

**NACIONES UNIDAS  
COMISIÓN ECONÓMICA  
PARA AMÉRICA LATINA  
Y EL CARIBE – CEPAL**



Distr.  
LIMITADA

LC/MEX/L.588  
26 de diciembre de 2003

ORIGINAL: ESPAÑOL

---

**EVALUACIÓN DE DIEZ AÑOS DE REFORMA EN LA INDUSTRIA  
ELÉCTRICA DEL ISTMO CENTROAMERICANO**

## ÍNDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN.....	1
RESUMEN .....	3
I. CONDICIONES GENERALES DE LOS PAÍSES AL INICIO DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA.....	5
1. Entorno económico .....	5
2. Entorno social.....	8
3. Condiciones particulares de la industria eléctrica en la década de los noventa .....	11
4. Desarrollo social y condiciones de acceso a la energía eléctrica.....	15
II. ALCANCES DE LAS REFORMAS .....	18
1. Alcances, motivaciones y beneficios esperados .....	18
2. Mecanismos de las reformas para coadyuvar al desarrollo social y ambiental .....	21
3. Medidas transitorias previas a la aprobación de las leyes de electricidad .....	25
4. Proceso de privatización .....	26
5. Panorama al inicio de las reformas .....	27
III. RESULTADOS DE LAS REFORMAS: ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS .....	33
A. ASPECTOS TÉCNICOS.....	33
Evolución de la oferta y la demanda.....	33
B. ASPECTOS ECONÓMICOS .....	40
1. Estructura de la industria.....	40
2. Precios y competencia en los mercados mayoristas.....	43
3. Evolución de los precios al consumidor final .....	50
4. Principales factores exógenos y endógenos que inciden en los costos del servicio .....	55
5. Subsidios y algunas distorsiones en las tarifas.....	61
6. Rentabilidades de las empresas en la industria eléctrica.....	63
7. Proceso inversionista.....	65

	<u>Página</u>
IV. RESULTADOS DE LAS REFORMAS: ASPECTOS AMBIENTALES, SOCIALES E INSTITUCIONALES .....	69
1. Aspectos ambientales .....	69
2. Aspectos sociales .....	76
3. Evaluación de algunos impactos directos de las reformas en la población .....	78
4. Aspectos institucionales.....	81
V. LECCIONES APRENDIDAS Y REFLEXIONES FINALES.....	86
1. Resultados comunes para todos los países.....	86
2. Resultados específicos en los países que desregularon la industria eléctrica .....	88
3. Reflexiones finales.....	90

## PRESENTACIÓN

Desde finales de la década de los ochenta, los países centroamericanos iniciaron procesos de reestructuración de su industria eléctrica, después de permanecer controlada casi en su totalidad por empresas estatales verticalmente integradas. La reestructuración conllevó transformaciones profundas en cuatro países que liberalizaron sus mercados de electricidad (Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá). En los otros dos (Costa Rica y Honduras), la transformación se limitó a la apertura del segmento de la generación. Los nuevos marcos reguladores, aprobados entre 1990 y 1997, redefinen las condiciones de prestación del servicio y el papel del Estado, que abandonó —total o parcialmente— su papel como prestador de servicios y quedó sólo a cargo de la formulación de políticas, la administración de concesiones y el ejercicio de funciones regulatorias del subsector eléctrico.

Los procesos de reforma han cumplido alrededor de 10 años, suficiente para explicar y evaluar varios resultados, comportamientos y tendencias. Hasta ahora han sido pocos los estudios publicados sobre el tema, generalmente enfocados a evaluar aspectos específicos de las reformas en algunos países de la región.

El presente documento aborda temas técnicos (cobertura de la demanda, calidad del servicio y vulnerabilidad de la industria); económicos (productividad, eficiencia, precios y tarifas, factores que afectan los costos, nuevas empresas, competencia); ambientales (principalmente los relacionados con las emisiones de la producción termoeléctrica) y sociales (impacto de las tarifas en el ingreso de las familias y programas de electrificación social).

El propósito de este estudio es presentar a las autoridades de los países de la región el balance actual de las reformas de la industria y difundir las experiencias entre los círculos académicos y empresariales así como el público interesado en el tema.

A fin de lograr una amplia difusión, el documento está a disposición de los interesados en la página *web* de la Comisión Económica de América Latina y el Caribe (CEPAL) ([www.cepal.org.mx](http://www.cepal.org.mx)) en formato PDF. Se agradecerán comentarios y sugerencias a la siguiente dirección:

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)  
Unidad de Energía  
Presidente Masaryk 29  
11570 México, D.F.  
México  
Fax: (52-55) 5531-1151  
E-mail: [public.cepal@un.org.mx](mailto:public.cepal@un.org.mx)

## RESUMEN

El presente documento analiza los resultados de las reformas de la industria eléctrica emprendidas por los seis países del Istmo Centroamericano en la década los noventa. Los temas consideran aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales.

Hasta inicios de la década de los noventa los requerimientos nacionales de energía eléctrica fueron cubiertos por empresas estatales casi en su totalidad. A partir de 1993 comienza la participación significativa de productores privados y la reducción de la participación estatal, la que descendió a nivel regional en 2002 a 36,6%. El sector privado ha sido pues el responsable de la mayor parte de las inversiones en el segmento de la producción con un promedio de 279 millones de dólares anuales en el período 1990-2001, esto es, 58% del total. El restante 42% es del sector público.

Concomitantemente, todos los países han experimentado un incremento sustancial de empresas generadoras. Sin embargo, no más de cuatro controlan entre 76% y 90% de este segmento. Las empresas de distribución también han aumentado. Sin embargo, de acuerdo con su propiedad, no más de dos poseen entre 83,7% y 100% del segmento.

Por otra parte, las fuentes de producción de electricidad han experimentado un marcado retroceso, con excepción de Costa Rica. Mientras que en 1990 éstas satisficieron 91% de las necesidades de electricidad de la región, en 2002 sólo satisficieron 57%. Costa Rica continúa construyendo centrales generadoras a partir de fuentes renovables, lo que le ha permitido ser autosuficiente en el renglón.

En el período 1990-2002 el consumo de combustible por el sector eléctrico de la región tuvo un incremento anual de alrededor de 19% con un considerable impacto económico: mientras que en 1990 las facturas por combustible importado sumaron alrededor de 47 millones de dólares, en 2002 sumaron 444 millones, un aumento de más de nueve veces. Asociadas al patrón de consumo de combustibles fósiles, las emisiones contaminantes se han convertido en el principal problema ambiental de la generación termoeléctrica.

La electrificación también ha avanzado, pero muchas familias permanecen al margen del servicio. Bajo el régimen estatal la región alcanzó un índice de electrificación (IE) de 64% en 1998. A partir de 1999 —cuando la distribución quedó privatizada en tres países— el IE siguió creciendo hasta alcanzar 75% en 2002. No obstante, en 2002 había 9,4 millones de personas (equivalentes a 1,6 millones de familias o viviendas) que no gozaban del beneficio directo del servicio. En cuanto a la distribución privatizada por cuatro países, sólo Guatemala tiene el compromiso de realizar —con recursos estatales— un agresivo programa quinquenal de electrificación. El Salvador y Panamá sostienen el ritmo de los años anteriores a la privatización. Nicaragua presenta estancamiento.

El presente análisis incluye una evaluación de las pérdidas de electricidad técnicas y no técnicas. Hasta ahora, sólo Costa Rica las mantiene en niveles aceptables. Los cuatro países que

privatizaron sus distribuidoras registraron en el período 1998-2002 los siguientes resultados: Panamá reporta un leve progreso (reduciendo de 22,7% a 19,8%); Guatemala no muestra ningún avance; El Salvador tuvo un significativo retroceso (de 10,6% a 14,6%), y Nicaragua continuó en franco deterioro (de 29,1% a 32,5%). En Honduras (donde únicamente fueron concesionados los servicios de medición y lectura), los avances son muy débiles (de 23,2% a 20,6%). Lo anterior muestra un panorama muy preocupante, dado que la reducción de pérdidas es una de las áreas que justificaron la privatización y la participación privada. Una valorización de las pérdidas (al precio promedio del kWh en 2002) muestra que reducirlas hasta 11% permitiría incrementar la recaudación en cerca de 200 millones de dólares en los cinco países con mayores pérdidas, monto suficiente para lograr disminuciones significativas en las tarifas o financiar los planes de electrificación rural pendientes.

El examen de las tarifas promedio muestra que en el período 1990-2002 cuatro países han experimentado incrementos moderados o altos en un rango entre 5,5% y 10,6% anual en términos corrientes. En 2002 Guatemala tenía las tarifas promedio más altas de la región (12,96 centavos de dólar/kWh), seguida por Nicaragua (11,40), Panamá (11,22), El Salvador (11,21), Honduras (8,63) y Costa Rica (7,38). Este último país, a partir de 1998, sobresale por tener las tarifas promedio más bajas de la región, seguido por Honduras, que, a diferencia de Costa Rica, ha requerido considerables subsidios del gobierno. Los precios más altos son los de los cuatro países que privatizaron el mercado de electricidad.

A nivel de los sectores de consumo, las tarifas presentan grandes diferencias, principalmente a causa de los subsidios (directos o cruzados), o bien por la segmentación del mercado decretado en la tarifa social, como es el caso de Guatemala. En el sector residencial, las tarifas se ubicaban en el rango de 6,4 a 13,2 centavos de dólar/kWh en 2002, siendo las más bajas las de Costa Rica y las más altas las de El Salvador. Las tarifas comerciales e industriales seguían siendo más altas que las residenciales en varios países, situación que ilustra el escaso avance en racionalidad económica, es decir, que las tarifas no reflejan todavía el costo del servicio en los diferentes grupos de usuarios.

Los mercados desregulados conformados por los grandes usuarios hasta el año 2002 constituían una porción pequeña y no representativa en El Salvador, Nicaragua y Panamá. En Guatemala, por el contrario, constituyen un segmento muy significativo (alrededor de 19% del mercado). En estos casos se debe suponer que los agentes participantes han logrado rebajas significativas respecto de los pliegos tarifarios regulados.

El presente estudio incluye evaluaciones generales del impacto del costo de la electricidad en el ingreso de las familias antes y después de las reformas, para lo cual se han considerado las encuestas de ingreso realizadas por los países, las tarifas al sector residencial (incluidos los subsidios) y el consumo promedio de electricidad en los años respectivos. El impacto se determina por la evolución del ingreso promedio de los hogares y de las tarifas mismas y es generalmente mayor en los estratos de población de menores ingresos pero resulta atenuado por los subsidios. Las familias de Costa Rica y El Salvador estarían destinando la misma proporción de su ingreso para el pago de la factura eléctrica, mientras que en los otros tres países la proporción habría disminuido (un punto porcentual en Guatemala, dos en Honduras y tres en Panamá). Únicamente Nicaragua estaría registrando incremento (un punto).

## **I. CONDICIONES GENERALES DE LOS PAÍSES AL INICIO DE LAS REFORMAS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

Para evaluar las reformas de la industria eléctrica instrumentadas por los gobiernos de los países centroamericanos en la década de los noventa, es necesario hacer un breve examen de las condiciones prevalecientes en ese momento en los ámbitos económico, social y político, así como de la situación de sus respectivas industrias eléctricas. Dicho examen ayudará a comprender las motivaciones que tuvieron los gobiernos para emprender las reformas, así como los objetivos planteados en las leyes resultantes.

Todos los gobiernos de la región tomaron acciones para permitir y promover la participación privada en la producción de energía desde los primeros años de los noventa; sin embargo, casi todas las reformas mayores, las cuales requirieron nuevas leyes, fueron realizadas en la segunda mitad de la década. Si se toman como base las fechas de promulgación de las nuevas leyes, puede decirse que Costa Rica y Honduras tienen alrededor de 10 años de experiencia, El Salvador, Guatemala y Panamá seis y Nicaragua cinco.

### **1. Entorno económico**

Durante la década de los ochenta, los países de la región enfrentaron una interrupción drástica del crecimiento económico de los años anteriores, el cual había sido impulsado principalmente por el sector exportador tradicional y por la integración económica regional. La interrupción se debió principalmente a la gradual disminución de los precios internacionales de los productos de exportación, los choques petroleros y las dificultades de acceso a las fuentes de capital (altas tasas de interés y elevada deuda externa de la región). Adicionalmente, cuatro de los seis sufrieron crisis políticas y tres de ellos fueron escenario de conflictos bélicos que provocaron significativas fugas de capital y graves pérdidas de recursos humanos e infraestructura.

Tales adversidades provocaron un marcado retroceso económico y social en la mayoría de los países, altos déficit en sus finanzas públicas, desequilibrios de balanzas de pago y debilitamiento de las principales instituciones financieras. En respuesta, los gobiernos adoptaron una serie de acciones de ajuste macroeconómico. Los altos niveles de inflación los obligaron a instituir estrategias estabilizadoras, relegando a segundo plano los objetivos sociales, de crecimiento y desarrollo. La presión fiscal orilló a los gobiernos a ajustar las tarifas de los servicios públicos y elevar los impuestos al consumo.

Para ilustrar los impactos económicos y sociales, basta señalar que en el período 1980-1990 la población de la región aumentó a una tasa anual de 2,4%, mientras que el Producto Interno Bruto (PIB) se mantuvo relativamente constante con un crecimiento medio anual inferior a 1%. Como resultado, el PIB real por habitante decreció en todos los países (desde 0,6% promedio anual en Costa Rica hasta 4% en Nicaragua) (véase el cuadro 1). Nicaragua padeció un proceso hiperinflacionario, mientras que en cuatro países la inflación alcanzó elevadas cúspides

(Costa Rica 81,7% en 1982; El Salvador 31% en 1985, Guatemala 60,6% y Honduras 36,4% en 1990).

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL  
DEL PIB POR HABITANTE

(Porcentajes)

País	1980-1990	1990-2000	2000-2002
Costa Rica	-0,6	2,1	1,1
El Salvador	-1,6	2,2	0,1
Guatemala	-1,6	1,4	-0,3
Honduras	-0,9	0,3	-1,6
Nicaragua	-4,0	0,6	-0,5
Panamá	-0,7	2,7	-1,0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Durante la década de los noventa, la combinación de factores externos e internos (mejoramiento de las condiciones de intercambio, reducción de los precios del petróleo, disciplina fiscal, apertura externa, pacificación política e instauración y/o consolidación de las democracias) permitió mejores condiciones para reducir los desequilibrios macroeconómicos. De acuerdo con los lineamientos de organismos multilaterales internacionales, todos los países definieron y pusieron en marcha políticas de estabilización económica y ajuste estructural para resolver los problemas de balanza de pagos, inestabilidad de precios y estancamiento de la producción. Tales políticas incluyeron la reducción del tamaño y las responsabilidades del Estado así como la promoción de la competencia económica, lo cual supuso fomentar los procesos de desregulación y privatización, reformar las instituciones, liberalizar precios y eliminar los subsidios. Lo anterior obligó a separar las funciones propias de los gobiernos de las funciones del mercado, reemplazando el viejo estilo de regulación implícita por uno con reglas escritas y duraderas. Asimismo, se adoptaron medidas para racionalizar y focalizar el gasto público, descentralizar la administración pública y fomentar la participación de la sociedad civil.<sup>1</sup>

Las medidas anteriores posibilitaron una evolución económica general más favorable para la región durante el período 1990-2000; sin embargo, ocurrieron desfases en el inicio de los ciclos de crecimiento, especialmente en los países que salían de crisis económicas más profundas. Además, desastres naturales (huracanes, terremotos y sequías) afectaron principalmente a los cuatro

<sup>1</sup> Véanse diversos documentos elaborados por la CEPAL, entre ellos: *Centroamérica: El camino de los noventa* (LC/MEX/L.223), 25 de mayo de 1993; *Centroamérica: Evolución económica durante 1991* (LC/MEX/L.193), 29 de junio de 1992; *Centroamérica: Evolución económica durante 1992* (LC/MEX/L.228), 20 de julio de 1992, y *Notas económicas de los países durante el período de estudio*.



países al norte de la región. Honduras fue el más dañado, primero por la sequía (1993-1994) que afectó la producción agrícola y la generación de energía,<sup>2</sup> y luego por el huracán Mitch (finales de 1998), que también afectó severamente a Nicaragua y en menor medida a El Salvador y Guatemala.<sup>3</sup> A pesar de estos factores adversos, el PIB real por habitante tuvo un crecimiento promedio anual de 1,7% en la región. A diferencia de la década anterior, la tasa media de crecimiento anual del PIB en los noventa (4,3% en términos corrientes) superó la tasa media de crecimiento de la población (2,6%).

En 2001 y 2002 la región registró una considerable desaceleración por la conjunción de nuevos factores negativos, principalmente una fuerte disminución de la demanda externa. El comercio mundial se debilitó, los precios de las materias primas cayeron, los precios de los derivados del petróleo continuaron en niveles altos y los flujos de inversión extranjera se redujeron. Por si esto fuera poco, ocurrieron nuevos desastres naturales.<sup>4</sup> En esos dos años, la región registró en promedio un crecimiento anual de 1,9% del PIB, y cuatro de los seis países mostraron decrecimiento en el PIB por habitante<sup>5</sup> (cuadro 1).

La evolución anual del PIB por habitante durante el período 1980-2002 muestra un agrupamiento de los países por parejas (véase el gráfico 1). Los países con mayor PIB por habitante son los ubicados al sur (Costa Rica y Panamá), duplicando a los del norte (El Salvador y Guatemala) y sextuplicando a los del centro (Honduras y Nicaragua). Observando la evolución de dicha variable, se aprecia una tendencia de crecimiento más significativa en los dos países del sur y muy lenta —en estancamiento o retroceso— en los otros (Nicaragua presentó reducción y Honduras estancamiento, mientras que El Salvador y Guatemala mostraron una leve recuperación a partir de los noventa).

---

<sup>2</sup> El impacto económico del severo racionamiento de electricidad que sufrió Honduras a lo largo de 1994 se calcula en 1,1% del PIB (estimación de la Unidad de Análisis de Políticas Económicas, UDAPE) en el informe: *Impacto de la Crisis de Energía Eléctrica*.

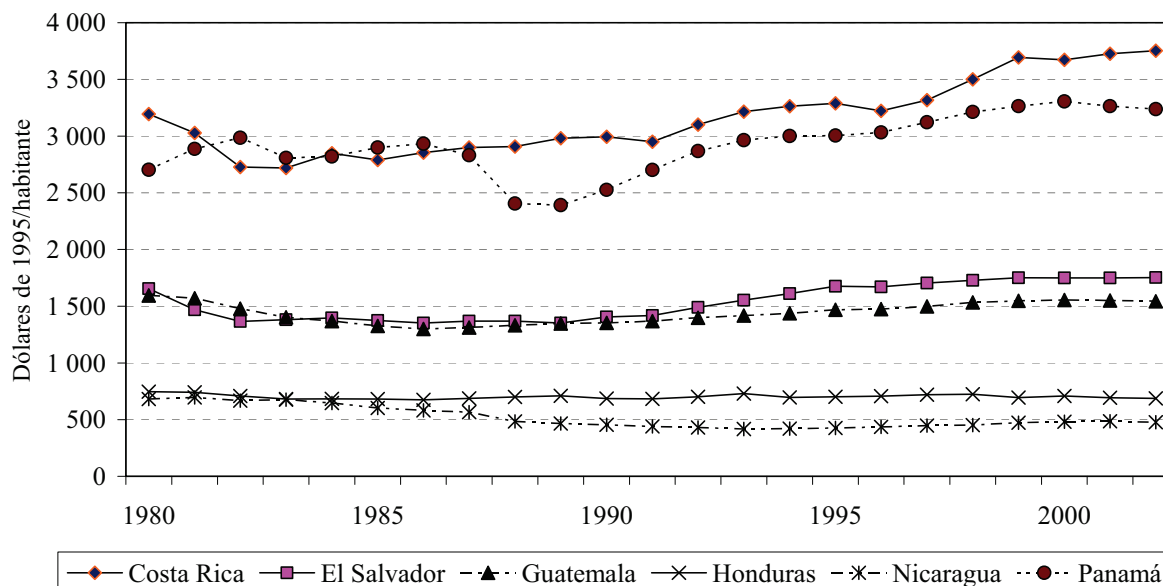
<sup>3</sup> A finales de octubre de 1998, la región fue azotada por el huracán Mitch, el cual provocó daños mayores en Honduras y Nicaragua y pérdidas significativas en Guatemala, El Salvador, Belice y Costa Rica. El meteoro ocasionó la muerte de más de 9.000 personas, sus efectos directos perjudicaron a más de 11% de los habitantes y dejaron sin vivienda a alrededor de 82.000 familias de la región. En Honduras las pérdidas equivalieron a 80% del PIB de 1997, mientras que las de Nicaragua fueron cercanas a 49%. En conjunto, los daños totalizaron 13% del PIB regional centroamericano (véase CEPAL, *Centroamérica: Evaluación de los daños ocasionados por el huracán Mitch, 1998* (LC/MEX/L.375), 18 de mayo de 1999).

<sup>4</sup> De acuerdo con la evaluación de la CEPAL, los daños por el terremoto del 13 de enero en El Salvador ascendieron a 1.255 millones de dólares (véase CEPAL, *El terremoto del 13 de enero de 2001 en El Salvador. Impacto socioeconómico y ambiental* (LC/MEX/L.457/E), febrero de 2001). Se presentó además una sequía en toda la región, con fuertes daños a la agricultura y la generación de energía. Véase CEPAL, *El impacto socioeconómico y ambiental de la sequía de 2001 en Centroamérica* (LC/MEX/L.510/Rev.1/E), febrero de 2002.

<sup>5</sup> Véase CEPAL, “Istmo Centroamericano: Evolución económica durante 2001”, *Serie Estudios y Perspectivas*, México, mayo de 2002, e *Istmo Centroamericano: Evolución económica durante 2002 y perspectivas para 2003* (LC/MEX/L.574), 10 de octubre de 2003.

Gráfico 1

## ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DEL PIB POR HABITANTE



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

## 2. Entorno social

Con una tasa promedio de crecimiento demográfico de 2,5%, la población del Istmo Centroamericano pasó de 21,8 millones de habitantes al inicio de los ochenta a cerca de 38 millones a finales del 2002. Poco más de la mitad de las personas radica en zonas rurales y una de cada cinco habita en 26 ciudades con más de 100.000 habitantes.<sup>6</sup> Guatemala es el país más poblado, El Salvador es el de mayor densidad (y el más pequeño territorialmente) y Panamá el menos poblado. Los países de la parte norte (El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua con 81% de la población) presentan una transición demográfica moderada con altos índices de natalidad, mortalidad y crecimiento poblacional. Costa Rica y Panamá están en plena transición con menores tasas de crecimiento poblacional.<sup>7</sup>

Las condiciones generales de vida de la población han mejorado, aunque con marcadas diferencias entre los países. Por ejemplo, la tasa de mortalidad infantil de la región se redujo de 143,5 por cada 1.000 nacidos vivos en 1950-1955 a 37,1 por 1.000 en el quinquenio 1995-2000. Guatemala y Costa Rica están en los extremos regionales de esperanza de vida y mortalidad infantil con diferencias de 12,3 años de vida y 32 muertes menos por cada 1.000 habitantes,

<sup>6</sup> Véase PNUD, *Estado de la Región, Primer Informe*, 1999.

<sup>7</sup> CELADE, CEPAL, BID, *Principales tendencias demográficas*, 1996.

respectivamente. De igual forma, hay avances en esperanza de vida y mejoría de los sistemas de salud.<sup>8</sup>

En cuanto a los indicadores de gasto social y servicios básicos, no se cuenta con información y series completas; sin embargo, es posible comparar algunos resultados. El gasto social de los gobiernos, medido como porcentaje del PIB, presenta grandes diferencias, encabezado por los dos países del sur, que reportan porcentajes entre 16% y 19% del PIB en 1999, muy superiores a los de los países del norte (véase el cuadro 2). El gasto social por habitante en estos dos países es de cinco a seis veces superior que el del país que ocupa el tercer lugar (Guatemala) y muchas veces que el de los tres países restantes.

Cuadro 2

## ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DEL GASTO PÚBLICO SOCIAL

País	1990-1991	1992-1993	1994-1995	1996-1997	1998-1999
Gasto público social como porcentaje del PIB					
Costa Rica	15,7	15,3	16,0	17,0	16,8
El Salvador	3,1	3,2	3,3	3,8	4,3
Guatemala	3,4	4,1	4,1	4,2	6,2
Honduras	7,9	8,5	7,7	7,2	7,4
Nicaragua	10,8	10,6	12,6	11,0	12,7
Panamá	18,6	19,5	19,8	20,9	19,4
Gasto público social por habitante (dólares de 1997)					
Costa Rica	476	495	536	568	622
El Salvador	35	39	60	70	82
Guatemala	52	65	66	69	107
Honduras	60	67	59	56	57
Nicaragua	48	44	52	47	57
Panamá	497	582	606	653	642

Fuente: CEPAL, *Panorama social de América Latina, 2000-2001*.

<sup>8</sup> Se reconocen avances en los programas de vacunación y en la erradicación de difteria, tosferina, tétanos, poliomielitis, tuberculosis y sarampión, así como en los programas de atención a la vejez en tres países (Costa Rica, El Salvador y Panamá), véase PNUD, *Estado de la región, Primer informe*, 1999.

El crecimiento de la infraestructura básica (agua, saneamiento y electricidad) también es desigual, con mayor desarrollo en los países del sur, sin que se puedan hacer mayores distinciones por carecer de series completas de información (véase el cuadro 3). Pero en electricidad puede decirse que, al inicio de las reformas (1990), Guatemala y Honduras presentaban el mayor rezago con índices de electrificación (IE) entre 33% y 38%, mientras Nicaragua, Panamá y El Salvador estaban en posición intermedia con IE entre 47% y 59%. Sólo Costa Rica había alcanzado un nivel alto (90%).

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS EN VIVIENDAS PARTICULARES, 1980-1999

(Porcentajes respecto del total de viviendas ocupadas)

País	Agua por tubería			Sistema de eliminación a/			Servicio eléctrico b/		
	1980	1990	1999	1980	1990	1999	1980	1990	1999
Costa Rica	86,9	94,7	...	...	...	...	71,0	89,2	94,7
El Salvador	n.d.	n.d.	54,4	n.d.	n.d.	40,1	34,2	56,3	73,2
Guatemala	52,3	58,2	63,6	18,6	...	32,6	22,7	33,5	65,0
Honduras	...	63,1	85,2	...	20,4	31,9	22,2	38,1	56,0
Nicaragua	...	...	...	...	...	...	43,9	46,8	46,9
Panamá	75,4	72,8	...	33,2	44,2	...	53,2	-72,8	80,5

Fuente: CEPAL, *Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe 1999 y 2001*, e *Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico*.

a/ Por sistema de alcantarillado.

b/ A partir del número de abonados reportado por empresas de electricidad y personas promedio por hogar. En Panamá, de acuerdo con datos del censo de población.

Los datos anteriores son parte de la información utilizada para analizar los niveles de bienestar de los hogares y personas. Dicha información se complementa con las mediciones de pobreza e indigencia de los países.<sup>9</sup> La evolución de la magnitud de la pobreza depende principalmente de los ingresos reales por habitante (o por familia). Clasificados en el contexto de

<sup>9</sup> Las líneas de pobreza representan el monto de ingreso que permite a cada hogar satisfacer las necesidades esenciales de sus miembros (suma del costo de la canasta básica de alimentos más una estimación de los recursos requeridos para satisfacer las necesidades básicas no alimentarias). La "línea de indigencia" corresponde al costo de la canasta alimentaria. La información sobre el ingreso de las familias proviene de las encuestas de hogares realizadas por los respectivos países, véase CEPAL, *Panorama Social 1998* (LC/G.2050-P), abril de 1999.

Latinoamérica, los países centroamericanos se dividen en dos grupos: pobreza mediana o reducida (Costa Rica y Panamá) y pobreza elevada (los cuatro restantes).<sup>10</sup>

A inicios de los noventa, por lo menos tres de cada cinco centroamericanos vivían en condición de pobreza y dos de cada cinco en indigencia o pobreza extrema. Los países del sur tenían entre 10% y 19% de población extremadamente pobre, mientras los del norte entre 22% y 42% y los del centro entre 48% y 61%. Estos porcentajes fueron reducidos por la mayoría de los países al final de la década: Panamá en más de 10%, Costa Rica y Guatemala entre 5% y 10% y El Salvador y Nicaragua entre 3% y 4%. Sólo Honduras no reportó avances.<sup>11</sup> La población extremadamente pobre se redujo sustancialmente en los países del sur hasta 8% y 11%, mientras que en el norte sólo Guatemala mostró avance con una reducción de 7% (véase el cuadro 4).

### **3. Condiciones particulares de la industria eléctrica en la década de los noventa**

A continuación se presentan los principales aspectos que caracterizaban a la industria eléctrica de los países centroamericanos al inicio de la década de los noventa.

#### **a) Actividades empresariales de la industria eléctrica**

Hasta los años 1996-1997, la organización de la industria eléctrica en los países centroamericanos era semejante. Cada país contaba con una empresa pública de electricidad, constituidas como organismos semiautónomos con integración total o parcial de generación, transmisión y distribución. Estas empresas eran: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) de Costa Rica; Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de El Salvador; Instituto Nacional de Electrificación (INDE) de Guatemala; Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de Honduras; Empresa Nacional de Electricidad (ENEL) de Nicaragua e Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá.

Las empresas de Honduras, Nicaragua y Panamá operaban con integración total, mientras que en el resto de la región operaban varias firmas distribuidoras, la mayoría de propiedad estatal o municipal, más cuatro cooperativas de electrificación rural en Costa Rica. Dentro del grupo de empresas distribuidoras destacan las tres responsables del servicio en las ciudades capitales y

---

<sup>10</sup> Considerando el nivel de pobreza en hogares urbanos, los países de América Latina se clasifican en tres categorías, de acuerdo con el porcentaje de la población por debajo de la línea de pobreza: a) nivel bajo, hasta 20%; b) nivel medio, de 20% a 39%, y c) nivel alto, más de 40%; véase CEPAL, *Panorama social 1998* (LC/G.2050-P), Santiago de Chile, abril de 1999.

<sup>11</sup> Véase CEPAL, *Panorama social de América Latina 2001-2002* (LC/G/2183-P), Santiago de Chile, noviembre de 2002.

zonas metropolitanas correspondientes.<sup>12</sup> Las distribuidoras de Costa Rica y Guatemala poseían plantas de generación. El resto de distribuidoras eran empresas pequeñas.

Cuadro 4

ISTMO CENTROAMERICANO: POBLACIÓN TOTAL Y PORCENTAJES EN CONDICIONES DE POBREZA E INDIGENCIA, 1990-1999

País	Año	Población				Porcentajes de la población					
		Total (miles)	Urbana (%)	Rural (%)	Densidad (habitantes /km <sup>2</sup> )	Pobre	Indigente	Pobre		Indigente	
								Urbana	Rural	Urbana	Rural
Total a/	1990	27 889			55	61,9	36,6	52,3	69,8	25,4	45,7
	1999	35 206	48,2	51,8	69	56,6	32,8	47,2	65,5	21,4	43,0
Costa Rica	1990	3 051			60	26,2	9,8	24,8	27,3	6,4	12,5
	1999	3 833	49,5	50,5	75	20,4	7,8	18,1	22,3	5,4	9,8
El Salvador	1995	5 669			271	54,2	21,7	45,8	64,4	14,9	29,9
	1999	6 153	53,5	46,5	294	49,8	21,9	38,7	65,1	13,0	34,3
Guatemala	1989	8 500			78	69,1	41,8	53,1	77,7	26,2	50,1
	1998	10 799	39	61	99	60,5	34,1	46,0	70,0	17,2	45,2
Honduras	1990	4 758			42	80,5	60,6	69,8	88,0	43,2	72,8
	1999	6 385	46,3	53,7	57	79,7	56,8	71,7	86,3	42,9	68,0
Nicaragua	1993	4 175			30	73,6	48,4	66,3	82,7	36,8	62,8
	1998	4 803	58,8	41,2	35	69,9	44,6	64,0	77,0	33,9	57,5
Panamá	1991	2 444			32	42,8	19,2	40,9	50,6	16,0	26,7
	1999	2 812	56,7	43,3	36	30,2	10,7	25,7	41,5	8,1	17,2

Fuente: CEPAL, *Panorama social de América Latina 2000-2001*, sobre la base de tabulaciones especiales de las encuestas de hogares de los respectivos países.

a/ Los años reportados en cada país no son coincidentes. Sólo se reportan los años para los cuales se tienen cifras oficiales.

Las primeras empresas privadas se establecieron en los primeros años de la década de los noventa en los seis países con el propósito de incrementar la oferta y evitar crisis de suministro. En casi todos los casos, el esquema de mercado utilizado fue el de comprador único, función desempeñada por las empresas estatales. En Guatemala esta función fue compartida por la empresa distribuidora metropolitana.

<sup>12</sup> Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) de Costa Rica, Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V. (CAESS) y Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. (EEGSA). Son empresas pioneras en la prestación del servicio con historia de más de un siglo, fundadas por capitales canadienses y estadounidenses y más tarde adquiridas por los estados. Sus áreas de cobertura eran las de mayor desarrollo, mayor densidad poblacional, comercial e industrial y mayor demanda de electricidad.

## **b) Las políticas y la regulación de la industria eléctrica**

Las empresas estatales desempeñaron el papel rector en el desarrollo eléctrico en los seis países, con amplias atribuciones en sus respectivas leyes. Con excepción de Costa Rica, no existió una división efectiva de responsabilidades normativas, regulatorias y empresariales del Estado. En Nicaragua las tres funciones llegaron a estar concentradas en un mismo ente: el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), con categoría de Ministerio y atribuciones para todo el sector de energía. En los otros cuatro países la normatividad era función de dependencias específicas, pero su coordinación con la empresa estatal era escasa en la práctica. Las empresas estatales, por su parte, tenían una fuerte vinculación con el poder ejecutivo, incluso en Guatemala, donde existía un ministerio sectorial especializado, el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Las funciones regulatorias tampoco estaban muy claras, mientras que la fijación de tarifas era decidida en última instancia por el poder ejecutivo. En proceso de consulta, los ministerios o secretarías de hacienda y finanzas desempeñaban un papel fundamental, pues debían conciliar los distintos intereses nacionales asociados al gasto e inversión pública con los compromisos internacionales. En esta situación era generalmente difícil trasladar y hacer cumplir metas y objetivos de desempeño a las empresas estatales. No obstante, en algunos casos fue posible mantener nichos de excelencia en las empresas estatales y en algunas empresas distribuidoras metropolitanas. En estas últimas, la conjunción de una serie de características y factores hizo posible brindar un servicio eléctrico con altos estándares de calidad y bajos costos de operación y mantenimiento en un sistema de “autorregulación” fundamentado en reglamentos del servicio eléctrico y un proceso en el que generalmente sólo participaban la distribuidora y los usuarios.

Costa Rica era el único país con funciones normativas, reguladoras y empresariales claramente definidas y separadas.<sup>13</sup> La regulación y la fiscalización sectorial eran funciones del Servicio Nacional de Electricidad (SNE), creado en 1928. Al inicio de la década de los noventa, el SNE era ya un ente multisectorial, cuyas funciones principales eran la aprobación de pliegos tarifarios, los estudios y recomendaciones para las concesiones del uso de recursos hidráulicos y aguas continentales nacionales y la fiscalización de la calidad del servicio eléctrico proporcionado por las distribuidoras. El proceso de revisión de las tarifas eléctricas era iniciado por las empresas interesadas (ICE, CNFL u otra distribuidora), las cuales proponían los pliegos tarifarios. El regulador dictaminaba sobre la pertinencia del ajuste y, en su caso, sometía la propuesta al poder ejecutivo para su aprobación final.

---

<sup>13</sup> Las políticas nacionales correspondían al Ministerio de Planificación y Política Económica (Mideplan) y las sectoriales al Ministerio de Recursos Naturales, Minas y Energía (Mirenem). Con la transformación y modernización del sector público, las políticas energéticas han quedado a cargo del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).



### c) Desarrollo de la industria eléctrica bajo el esquema de propiedad pública

En todos los países centroamericanos es posible identificar ciclos semejantes en el desarrollo de sus respectivas industrias eléctricas.<sup>14</sup> Las empresas estatales fueron creadas entre 1948 y 1961 como organismos nacionales semiautónomos para desarrollar la electrificación. Sus atribuciones eran similares, generalmente con claras directrices para el desarrollo y aprovechamiento de los recursos hídricos. La constitución del monopolio estatal no fue inmediata, y en todo caso empezó a adquirir forma en la medida en que se desarrollaban los sistemas eléctricos en el interior de los países y, en especial, a partir de la finalización de las concesiones de distribución y su posterior estatización. De esta forma, puede decirse que fue hasta la década de los setenta cuando efectivamente cobró forma la figura del monopolio público integrado en la industria eléctrica de los países centroamericanos.

Las empresas estatales desempeñaron un papel decisivo en la expansión del servicio, si bien sus dinámicas de desarrollo y grados de penetración fueron diferentes. Por ello, en todos los países se reconoce el apoyo de dichas empresas al desarrollo local y regional por medio de la electrificación de las pequeñas poblaciones y comunidades rurales del interior. Hasta mediados de la década de los sesenta se desarrollaron proyectos hidroeléctricos y térmicos de pequeña y mediana capacidad que correspondieron a las características de crecimiento de la demanda en la época. Las primeras crisis petroleras registradas a partir de 1973 obligaron a los países a replantear sus estrategias de desarrollo y promover proyectos hidroeléctricos grandes y medianos. De esta forma, la capacidad instalada aumentó significativamente en el período 1975-1985, pero también incrementó el endeudamiento de las empresas estatales y, por consiguiente, el del Estado.

No obstante su impulso al desarrollo de los países, las empresas estatales presentaban una serie de deficiencias estructurales y coyunturales al final de los ochenta. Con excepción de Costa Rica, donde la administración del ICE sobrellevó con éxito la gestión del subsector, en los otros cinco países los problemas principales pueden resumirse en: i) niveles tarifarios inferiores a los costos marginales de largo plazo, situación que provocaba debilidad financiera de las empresas<sup>15</sup> e insuficiente generación de recursos para enfrentar los gastos de operación, mantenimiento y administración; ii) excesiva interferencia política, utilizando el monopolio eléctrico como herramienta de control social a través de tarifas bajas, inversiones de rentabilidad dudosa y relajamiento de las relaciones con los usuarios; iii) confusión de los papeles empresarial y regulador, y iv) disminución generalizada de la eficiencia de gestión de las empresas estatales, lo que en parte podría ser resultado de los tres problemas anteriores.

---

<sup>14</sup> Estos ciclos pueden resumirse en: introducción de la energía eléctrica a finales del siglo XIX y otorgamiento de concesiones a empresas extranjeras en los principales centros urbanos; creación de empresas estatales —entre 1945 y 1961— e inicio en mayor escala de programas de electrificación urbana y rural; finalización de las concesiones (a partir de la década de los sesenta y hasta 1986); consolidación (total o parcial) del modelo estatal de electrificación; problemas de gestión de las empresas estatales, que alcanzaron la dimensión de crisis en algunos países (a finales de los ochenta y principios de los noventa) e introducción de reformas en los noventa.

<sup>15</sup> Véase OLADE/Banco Mundial, *The Evolution, Situation and Prospects of the Electric Power Sector in the Latin American and Caribbean Countries*, Quito, Ecuador, 1991.



A partir de 1986 fueron evidentes las dificultades de estas empresas para desarrollar nuevos proyectos de generación. En los casos más extremos, la debilidad financiera las obligó a reducir sus presupuestos para los programas de mantenimiento regular. Salvo en Costa Rica, la problemática tuvo un impacto negativo en los niveles de gestión de toda la industria. De esta forma, en el decenio 1986-1995 la capacidad instalada prácticamente no aumentó en algunos países, mientras el incremento sostenido de la demanda empezaba a provocar crisis de suministro.

Debe subrayarse que los mayores problemas ocurrieron en los cuatro países que sufrieron directa o indirectamente conflictos bélicos, además de ser los que padecen los mayores rezagos económicos y sociales. Esta situación los orilló a buscar soluciones a los problemas reales y potenciales de desabasto de electricidad. Por otra parte, los programas de ajuste macroeconómico implementados en la región, así como la escasez de recursos financieros para atender la expansión del sistema, los forzaron a abandonar el esquema tradicional de financiamiento de la industria eléctrica (basado en préstamos de organismos multilaterales con garantía del Estado). A partir de los años noventa, los gobiernos tomaron acciones para abrir el segmento de la producción a inversionistas privados. Posteriormente todos, con excepción de Costa Rica, llevaron a cabo reformas mayores.

#### **4. Desarrollo social y condiciones de acceso a la energía eléctrica**

En la década de los ochenta, la región aumentó la cobertura eléctrica o índice de electrificación (IE) de 36% a 49%, conectando a alrededor de 1,1 millones de viviendas y beneficiando directamente a 5,8 millones de personas. No obstante estos importantes avances, a inicios de la década de los noventa existía una cantidad de población pendiente de electrificar aproximadamente igual a la reportada en 1980 (véase el cuadro 5). Sólo en Costa Rica, El Salvador y Panamá las tasas de conexión de nuevos usuarios fueron superiores a las tasas de crecimiento demográfico. El 40% de hogares pendientes de electrificar en la región (alrededor de un millón de familias) se encontraba en Guatemala; 19% en El Salvador y Honduras; 13% en Nicaragua; 6% en Panamá y 3% en Costa Rica.

Las cifras anteriores ilustran las dificultades que en materia de electrificación enfrentaban cinco de los seis países de la región. El panorama era más complicado tomando en cuenta que los rezagos se concentraban en las zonas rurales con mayor dispersión de viviendas, incidencia alta de pobreza (con niveles de indigencia entre 27% y 73%) y mayores distancias de las redes de distribución primaria. Esa situación impuso dos condiciones severas para los futuros programas. Por una parte, los costos unitarios por conexión de cada nuevo usuario aparecieron como muy elevados, tanto por la mayor inversión en redes primarias y secundarias, como por la expansión y reforzamiento de los sistemas de transmisión, subtransmisión y transformación. Por otra parte, ante los bajos consumos esperados en esas zonas y los menores niveles de ingreso de la población, las inversiones requerían esquemas de inversión novedosos y flexibles, así como períodos de repago más largos.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA  
ELECTRIFICACIÓN, 1980-1990

País	Población sin electricidad (miles)				1990 (%)
	Población		Hogares		
	1980	1990	1980	1990	
Total	14 065	14 012	2 518	2 443	100
Costa Rica	668	329	145	72	3
El Salvador	3 017	2 233	616	456	19
Guatemala	5 160	5 818	875	986	40
Honduras	2 670	2 945	411	453	19
Nicaragua	1 637	2 034	264	328	13
Panamá	912	976	207	222	6

Fuente: Informes oficiales y estimaciones propias.

Para ilustrar estos obstáculos, el presente análisis compara los ingresos promedio de las familias de los países de la región con el costo promedio de las facturas eléctricas en el sector residencial (véase el cuadro 6). La comparación se basa en los resultados de las encuestas de ingresos que realizan los países<sup>16</sup> y en las tarifas y consumo promedio de electricidad en los años de las respectivas encuestas. Los años de referencia en el cuadro 6 corresponden a 1990 o al año más reciente en el que se realizaron encuestas de hogares. La información de ingresos fue desglosada en deciles, en población rural y urbana, y ordenada a partir de los ingresos. Los resultados se muestran en la última columna e indican el porcentaje de los ingresos mensuales de una familia promedio destinados al pago de la factura eléctrica durante el año de la encuesta.<sup>17</sup>

Estos cálculos obedecen únicamente a la conveniencia de contar con una medida representativa del impacto de la electricidad en los ingresos de las familias durante los años en los cuales se iniciaron las reformas. La medida sirve para comparar el impacto de las facturas de electricidad en los ingresos de las familias antes y después de las reformas, análisis que se completará en el capítulo III. La metodología utilizada está condicionada por la información existente y es por tanto perfectible con información más completa y desagregada.

<sup>16</sup> Las encuestas de ingresos y gastos de hogares corresponden a investigaciones periódicas que realizan los países, considerando los hogares según su distribución y seleccionados por medio de muestreos probabilísticos. Tienen el propósito de obtener información sobre ingresos, egresos, características de las viviendas, composición del hogar y otras variables económicas y sociales de los miembros de los hogares. Proporcionan información sobre condiciones de vida del hogar y las características de sus miembros, por lo que son indispensables para la elaboración de estudios socioeconómicos (estudios sobre pobreza, desigualdad, equipamiento familiar, dotación de servicios básicos, etc.). Las encuestas son realizadas generalmente por las instituciones nacionales encargadas de las estadísticas y censos nacionales.

<sup>17</sup> Se intentó hacer un análisis para una familia ubicada en el último quintil electrificado, pero no se contó con los perfiles de consumo de electricidad en cada uno de los deciles.

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: RELACIÓN INGRESOS-FACTURACIÓN  
ELÉCTRICA POR HOGAR AL INICIO DE LAS REFORMAS

País	Año de la encuesta	Tarifa promedio (dólares/kWh)	Consumo promedio (kWh/mes)	Deciles no electrificados	Factura eléctrica/ ingresos (porcentajes)
Costa Rica	1990	0,043	220,5	1	2
El Salvador	1995	0,075	110,2	1 al 3	3
Guatemala	1989	0,047	90,7	1 al 7	3
Honduras	1990	0,048	146,3	1 al 6	5
Nicaragua	1993	0,094	107,8	1 al 5	4
Panamá	1991	0,128	188,0	1 al 4	5

Nota: Elaborado a partir de las encuestas de gastos realizadas por los países e informes de tarifas y consumos promedios de las empresas de electricidad. El primer decil corresponde al de menores ingresos.

Con respecto a las tarifas residenciales, Costa Rica, Guatemala y Honduras tenían los valores más bajos, lo cual seguramente reflejaba los efectos de los subsidios. Panamá y Nicaragua tenían los precios más altos, dos y tres veces superiores que los tres primeros. El Salvador se encontraba en una escala intermedia, si bien el año base de su encuesta es más reciente.

El consumo de electricidad de los hogares era sustancialmente más alto en Costa Rica y Panamá, lo cual se explica por su mayor desarrollo. El Salvador, Guatemala y Nicaragua mostraban consumos promedio por hogar muy semejantes y alrededor de la mitad de los países del sur. Honduras se situaba en un nivel intermedio.

La relación Factura eléctrica mensual/Ingresos mensuales por hogar es útil para obtener una primera aproximación del impacto que tienen el consumo de electricidad en el ingreso familiar. En promedio, la factura eléctrica representaba entre 2% y 5% del ingreso de las familias. El mayor impacto se registraba en Honduras, Panamá y Nicaragua (4%-5%) y el menor en Costa Rica (2%).

## II. ALCANCES DE LAS REFORMAS

Teniendo en cuenta que en anteriores documentos de la Sede Subregional de la CEPAL se han analizado a detalle los aspectos de las reformas de la industria eléctrica de los países centroamericanos,<sup>18</sup> en esta sección serán presentados en forma breve, enfatizando los aspectos necesarios para comprender los resultados obtenidos a la fecha. Se discuten las principales motivaciones de las reformas, los problemas que se propusieron resolver, los procesos y mecanismos para promover el desarrollo de la industria eléctrica y los esquemas resultantes de organización industrial.

### 1. Alcances, motivaciones y beneficios esperados

Las nuevas leyes de la industria eléctrica fueron aprobadas entre los años 1990 y 1998. El primer país fue Costa Rica, que autorizó la participación de empresas privadas por medio de dos leyes aprobadas en 1990 y 1995.<sup>19</sup> Las reformas fueron complementadas con la transformación del ente regulador en institución reguladora multisectorial autónoma.<sup>20</sup> Le siguió Honduras con la Ley Marco de Electricidad, aprobada a fines de 1994 y reglamentada tres años después.<sup>21</sup> En Nicaragua las reformas mayores se iniciaron también a finales de 1994 con la separación de las funciones regulatorias y empresariales.<sup>22</sup> La nueva ley fue aprobada en el segundo trimestre de

---

<sup>18</sup> Véase, por ejemplo, CEPAL, *La industria eléctrica del Istmo Centroamericano: Situación de los procesos de reforma y perspectivas para el corto y mediano plazo* (LC/MEX/L.366/Rev.1), 24 de marzo de 1999; *Proceso de consolidación de los mercados mayoristas de electricidad en los países centroamericanos* (LC/MEX/L.547/E), noviembre de 2002, e *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* (LC/MEX/L.536/E), julio de 2002.

<sup>19</sup> La Ley 7200, llamada Ley de generación eléctrica autónoma o paralela, aprobada en septiembre de 1990 y el decreto N° 7508 de mayo de 1995.

<sup>20</sup> La Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (Ley # 7593 del 5 de octubre de 1996) transformó el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) en Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).

<sup>21</sup> Decreto No. 158-94, Ley Marco del Subsector Eléctrico del 26 de noviembre de 1994 y su Reglamento del 4 de abril de 1998.

<sup>22</sup> Creación de la Empresa Nicaragüense de electricidad (ENEL); Decreto No. 46-94 del 1 de noviembre de 1994, y Reformas a la Ley Orgánica del INE (Decreto No. 30-95 del 14 de junio de 1995 Ley No. 271, y Reforma a la Ley Orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía (INE) del 22 de octubre de 1997).

1998.<sup>23</sup> El Salvador aprobó la nueva ley a fines de 1996,<sup>24</sup> Guatemala a fines de 1996<sup>25</sup> y Panamá en 1996 y 1997.<sup>26</sup>

En cinco países las reformas fueron diseñadas para promover cambios estructurales mayores. Dadas sus muchas coincidencias en cuanto alcances, se presentan aquí en forma conjunta. El caso de Costa Rica se presenta aparte porque partió de una organización más moderna de su industria eléctrica y sólo ha llevado a cabo reformas menores.

#### a) **Los casos de El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá**

i) Rasgos relevantes de las reformas. En estos cinco países las reformas redefinieron y separaron las funciones normativas, regulatorias y empresariales. Las funciones regulatorias fueron asumidas para el Estado mediante nuevos entes reguladores. Las funciones normativas fueron asignadas a ministerios o comisiones especializadas responsables de formular políticas nacionales y elaborar y/o aprobar los planes indicativos para el desarrollo de la industria eléctrica.<sup>27</sup>

Se estableció una nueva estructura a partir de la segmentación de la industria en tres o cuatro actividades principales: generación, transmisión, distribución y comercialización, esta última aceptada como actividad independiente en sólo dos países (El Salvador y Guatemala). En principio quedó prohibida la reintegración vertical, obstáculo que generalmente se salva mediante la separación contable o la formación de entidades mercantiles separadas.<sup>28</sup> Solamente en Panamá se establecen límites a la participación de la empresa principal en los segmentos de distribución y producción.<sup>29</sup> En todos los casos la reforma ordenó la privatización de la distribución y la generación (total o parcial) y la apertura de los mercados.

Por el lado de la oferta (producción), la apertura es total en los cinco países, mientras que por el lado de la demanda sólo un país la estableció (El Salvador, que se propuso llevar la competencia hasta las ventas al menudeo, o sea, hasta el consumidor minorista conectado a las redes secundarias de baja tensión). En los otros cuatro países la apertura en la demanda se limitó a los grandes consumidores.

---

<sup>23</sup> Ley de la Industria Eléctrica (Ley No. 272) del 20 de abril de 1998.

<sup>24</sup> Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) del 6 de septiembre de 1996 y Ley General de Electricidad (Decreto No. 843) del 21 de octubre de 1996.

<sup>25</sup> Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 del 13 de noviembre de 1996.

<sup>26</sup> Creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), Ley No. 26 del 29 de enero de 1996, Marco Regulador e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad y Marco Regulador e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997.

<sup>27</sup> En El Salvador inicialmente no se consideró necesaria la participación estatal en la formulación de políticas. En cuanto a los planes indicativos, el nivel de detalle y los compromisos por parte de los agentes son diferentes en cada país.

<sup>28</sup> En El Salvador la empresa generadora con participación mayor al 50% debe ser despachada con base en costos declarados y auditables, situación que puede evitarse con la creación de otras empresas.

<sup>29</sup> Este país tiene una ley de competencia y control de prácticas monopólicas.

En consonancia con los cambios anteriores, se estableció la apertura de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, así como la conformación de los correspondientes mercados mayoristas, en los que concurren compradores y vendedores para realizar operaciones de corto plazo y conciliar el total de las transacciones efectuadas. En todos los casos la transmisión quedó en manos del Estado: como empresa exclusivamente dedicada a dicho giro (El Salvador), dentro de un corporativo estatal que también se dedica a las actividades de producción (Guatemala), como administrador del mercado y gestor del despacho (en Nicaragua y Panamá), o bien como responsable de las cuatro funciones anteriores (en Honduras). En El Salvador y Guatemala se formaron entes independientes para supervisar y coordinar la operación del sistema y administrar las transacciones del mercado. En Nicaragua y Panamá dichas funciones quedaron a cargo de unidades especializadas de las empresas de transmisión, mientras que en Honduras las asumió el centro de despacho de la empresa estatal.

También hay diferencias de diseño y concepción de los mercados. El modelo de Honduras es de comprador único. Las empresas generadoras son remuneradas de acuerdo con las condiciones establecidas en los contratos de compraventa de energía según estándares de operación a mínimo costo, con la empresa estatal como comprador único. En los otros cuatro países los mercados rigen su intercambio mediante dos instancias: el Mercado de Contratos (MC) a término o de futuros y el Mercado de Ocasión (MO), de oportunidad, regulador, de presentes o *spot*. En estas instancias los agentes tienen plena libertad para adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de producción). Sin embargo, en Guatemala, Nicaragua y Panamá las distribuidoras deben garantizar en el MC el suministro a sus usuarios regulados. En El Salvador existe completa libertad para fijar los términos comerciales en el MC.<sup>30</sup>

ii) Beneficios esperados. De esta forma y considerando las particularidades de cada país, así como las premisas y condiciones de diseño de cada uno de los mercados, puede decirse que las reformas llevadas a cabo en cinco países de la región se propusieron en el mediano y largo plazo: promover la participación de inversionistas privados; fomentar la competencia y los mecanismos de mercado para la asignación de recursos en la industria eléctrica (lo que permitiría mejorar la calidad del servicio y reducir su precio en todos los sectores de consumo); estimular el crecimiento del sector eléctrico, aumentando la oferta, la demanda y la cobertura eléctrica, al tiempo que se reducía la participación del Estado en el subsector. Eso último conllevó la disminución y focalización de las transferencias y subsidios directos e indirectos con el propósito de tener mayores recursos para el gasto social de los gobiernos. Dentro de ese planteamiento, los beneficios potenciales más publicitados —probablemente por su impacto en la opinión pública y la sensibilidad social— fueron los relacionados con la obtención de mejores precios y calidad del servicio. Este propósito era difícil de explicar, no digamos lograr en los casos en los que las tarifas iniciales contenían fuertes subsidios.<sup>31</sup>

---

<sup>30</sup> Véase más detalles en CEPAL, *Proceso de consolidación de los mercados mayoristas de electricidad en los países centroamericanos* (LC/MEX/L.547/E), 21 de octubre de 2002.

<sup>31</sup> En estos casos la reducción real de precios puede ser neutralizada por la eliminación de los subsidios y traducirse en un aumento neto en la tarifa de algunos clientes.

## b) Costa Rica

El objetivo fundamental de la reforma en este país fue atraer inversiones debido a las limitaciones del ICE para obtener financiamiento, no por excesivo endeudamiento, sino por los compromisos macroeconómicos del gobierno establecidos en los programas de ajuste estructural.<sup>32</sup> La participación de empresas privadas fue autorizada mediante dos leyes para la generación autónoma o paralela, aprobadas en 1990 y 1995. Éstas establecen un techo de participación privada, autorizando al ICE a contratar, bajo diferentes esquemas, el equivalente de hasta el 30% de la capacidad instalada nacional. La empresa estatal actúa como comprador único mediante un esquema de precios regulado. Las tarifas de intercambio también son reguladas según el principio del costo evitado de inversión y operación del sistema nacional interconectado. En el caso de centrales con capacidad mayor a 20 MW, se aceptan plazos de los contratos de hasta 20 años y la compra de energía debe hacerse bajo un régimen de competencia o por licitación pública. Adicionalmente, la ley promueve y protege a los inversionistas locales, los que deben aportar como mínimo el 35% de la inversión total.

El ente regulador está dotado de personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomías técnica y administrativa, no sujeto a lineamientos del poder ejecutivo y sometido únicamente a la fiscalización de la Contraloría General de la República.

### 2. Mecanismos de las reformas para coadyuvar al desarrollo social y ambiental

Las tarifas al consumidor final minorista constituyen el principal objetivo de la regulación de las actividades en el segmento de la distribución. Las leyes marco de la industria eléctrica y sus reglamentos establecen las metodologías para obtener los precios o costos tope de generación, transmisión y distribución que se pueden transferir a las tarifas finales de los usuarios. De igual forma, en algunos casos se prevén subsidios para determinados segmentos de usuarios y las fuentes y mecanismos para financiarlos y trasladarlos. Esto en cuanto a desarrollo social. Con respecto a mecanismos de sustentabilidad ambiental, son pocos los previstos y, salvo en un país, no fueron considerados en el marco de las políticas generales de desarrollo.

---

<sup>32</sup> El ejecutivo continuamente presiona a las instituciones autónomas para generar superávit presupuestarios como una forma de reducir el déficit total del sector público. En el caso del ICE, la ejecución de los planes de expansión, especialmente los nuevos proyectos de generación, no permitían obtener dicho superávit durante algunos años y era inevitable incurrir en déficit. El tema del déficit fiscal y la contribución de las instituciones autónomas para reducirlo ha sido recurrente en este país. A mediados de 2003, una comisión de alto nivel recomendó que el ICE dejara de utilizar los instrumentos de medición económica del Fondo Monetario Internacional (FMI), que obligan a las entidades públicas a contabilizar sus créditos como gastos y no como inversiones. Véase “ICE cambiaría modelo financiero”, *La República*, 31 de julio de 2003.



### **a) Las tarifas**

Con excepción de Costa Rica, la regulación de las tarifas se determina agregando los componentes de costos de adquisición de potencia y energía en la entrada a la red de distribución (tarifas en barra o en nodo) a los de los costos que determinan el Valor Agregado de la Distribución (VAD). El factor de mayor peso en los precios al consumidor final es la compra de energía, la cual debe cumplir condiciones y procedimientos determinados para los mercados de contratos (MC) en Guatemala, Nicaragua y Panamá. En El Salvador los aspectos comerciales del MC son confidenciales (forman parte de la información estratégica de las empresas), por lo cual las tarifas quinquenales autorizadas por el regulador son indexadas de acuerdo con el comportamiento del mercado de ocasión (MO).

Las tarifas por servicios de distribución al consumidor final regulado deben reflejar el costo del servicio en los distintos niveles de tensión. En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá la determinación de los VAD se hace por una combinación de metodologías de regulación (competencia por comparación y regulación sobre la base de una empresa modelo eficiente) que permiten a las distribuidoras obtener utilidades razonables bajo el supuesto de una gestión eficiente de las redes de distribución. En Honduras las tarifas deben reflejar el costo marginal de suministro y el VAD y son estructuradas de manera que promuevan el uso eficiente y equitativo de la energía eléctrica.

En Costa Rica las tarifas son establecidas según el principio de servicio al costo,<sup>33</sup> respetando criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación y eficiencia económica definidos en el Plan Nacional de Desarrollo. Para fijar las tarifas, el regulador toma en cuenta una estructura productiva modelo de la industria eléctrica. Las revisiones tarifarias se hacen a solicitud de las empresas prestatarias del servicio y de acuerdo con las normas establecidas por el regulador. En los demás países existen revisiones generales quinquenales y actualizaciones periódicas generalmente semestrales.

### **b) Mecanismos de protección social**

Como ya ha sido referido, sólo Costa Rica ha contado con altos niveles de cobertura eléctrica. En los otros casos, ninguno de los marcos regulatorios incluye el compromiso de universalización del servicio. Solamente Guatemala tiene compromisos de inversión para aumentar significativamente los niveles de electrificación. La obligatoriedad del servicio está prevista por Guatemala, Nicaragua y Panamá, incluyendo el compromiso del concesionario para conectar viviendas ubicadas en una franja determinada respecto de las redes secundarias. A continuación se consideran otros aspectos de los propósitos y metas de desarrollo social y los mecanismos para amortiguar el impacto de las reformas en la población de menores ingresos.

---

<sup>33</sup> Las tarifas de los servicios públicos deben contemplar únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, permitiendo una retribución que garantice el desarrollo de la actividad.



i) Costa Rica. La ley no hace referencia directa a los subsidios, pero implícitamente los permite. El regulador los aprueba al autorizar los pliegos tarifarios a partir de los criterios referidos (equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación y eficiencia económica).

ii) El Salvador. La ley prevé el uso racional y eficiente de los recursos; el fomento del acceso al suministro eléctrico para todos los sectores de la población y la protección de los derechos de los usuarios, pero no establece metas concretas de cobertura para las distribuidoras. Tampoco se establece un destino específico para los fondos obtenidos por las privatizaciones, si bien se prevé que una parte de ellos deberá ser usada para cubrir inversión pública social. En 1997 se aprobó la creación del Fondo de Inversión Nacional y de Telefonía (FINET),<sup>34</sup> el cual tiene entre sus funciones el subsidio de obras de infraestructura eléctrica y el consumo de electricidad en áreas rurales de bajos ingresos. Pero éstas son excepciones dentro de una política de disminución paulatina de los subsidios hasta reducirlos sustancialmente en un plazo de tres años, y dejando únicamente los indispensables para la población de menores ingresos.<sup>35</sup>

iii) Guatemala. En este país la Constitución da rango de urgencia nacional a la electrificación y establece la descentralización de la industria eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes.<sup>36</sup> La reforma de la ley del INDE estableció que dicha institución deberá invertir, cuando obtenga superávit financieros, en electrificación rural de acuerdo con los planes de desarrollo del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Una segunda previsión es la constitución de un Fideicomiso de Electrificación,<sup>37</sup> cuya meta original era alcanzar coberturas de 95% y 98% de electrificación rural y urbana, respectivamente, en 2004.<sup>38</sup> No hay previsiones para proteger los precios pagados por los sectores de la población con menores ingresos, lo cual obedece a los principios expresados en la nueva ley, entre ellos el relacionado con la prohibición de subsidios cruzados en la industria. De esta manera, las reformas iniciales solamente previeron mecanismos para favorecer el gasto social en electrificación rural.

---

<sup>34</sup> Decreto legislativo No. 960 del 5 de febrero de 1997. La Ley del FINET se aprobó el 9 de julio de 1998 (Decreto legislativo No. 354).

<sup>35</sup> Al momento de privatizar, los subsidios protegían al sector residencial (usuarios con consumos de hasta 500 kWh/mes), al bombeo de agua para el consumo de la empresa estatal ANDA y las cooperativas rurales, y a los impuestos de estas facturaciones. A partir de agosto de 2000 los subsidios quedaron limitados a los usuarios con consumo inferior a 99 kWh/mes, a la empresa ANDA y a las cooperativas rurales.

<sup>36</sup> Artículos 129 y 130 de la Constitución Política de Guatemala.

<sup>37</sup> El monto del Fideicomiso es de 333,6 millones de dólares, conformados con parte de los recursos de las privatizaciones y recursos y financiamientos obtenidos por el gobierno. Dichos fondos son destinados en su totalidad a realizar obras de transmisión (líneas y subestaciones) y un programa de electrificación rural que se ha venido ejecutando desde 1999 y se extenderá hasta 2004. La meta específica es conectar a 280.639 nuevos usuarios en 2.633 comunidades. Se estima que alrededor de 1,7 millones de habitantes se incorporarán al servicio de electricidad, con lo cual se elevaría el nivel de electrificación en 15 puntos. Véase CEPAL, *Propuesta para promover la electrificación rural en la región del Plan Puebla-Panamá*, Documento de Trabajo del Grupo Interinstitucional del PPP, 26 de junio de 2003.

<sup>38</sup> Véase Centro de Investigaciones Económicas Nacionales (CIEN), *Infraestructura para el tercer milenio*, capítulo Electricidad, 1999, documento elaborado por CIEN con patrocinio de USAID y BID, 1999.

iv) Honduras. Además de las consideraciones para atraer inversión privada, la ley hace referencia al objetivo de descentralización, buscando la participación de las regiones en el desarrollo eléctrico local. Asimismo expresa el objetivo de proteger los derechos de los consumidores, así como un tratamiento especial para los usuarios residenciales de bajo consumo. La Ley Marco también creó el Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE), administrado por la ENEE, para financiar estudios y obras de electrificación de interés social. La capitalización inicial fue financiada por el gobierno. Posteriormente, el poder ejecutivo y la ENEE han destinado recursos para el fondo equivalentes a 1% de las ventas de energía. El fondo también se capitaliza con los cánones a las empresas distribuidoras. En cuanto a tarifas, quedaron establecidos techos para subsidios cruzados entre consumidores con el propósito de favorecer a los usuarios residenciales de consumo inferior a 300 kWh/mes. De esta forma, se previeron dos vías para favorecer a la población de menores ingresos.

v) Nicaragua. La ley asigna a la Comisión Nacional de Energía (CNE) la responsabilidad de incrementar la electrificación en el área rural y en poblaciones donde no se haya manifestado el interés de los agentes económicos, asignando recursos a través de organismos estables. La CNE también deberá administrar el Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN) y someter al poder ejecutivo la política de subsidios para los consumidores de menores ingresos. No se establecieron montos iniciales para dicho Fondo. Por otra parte, se fijaron metas estratégicas para el período 2000-2005 con el propósito de mantener tarifas medias objetivo y reduciendo paulatinamente los subsidios cruzados para los consumidores.

vi) Panamá. Al privatizar la distribución, los nuevos propietarios asumieron la responsabilidad de expandir las redes ubicadas dentro de sus respectivas áreas concesionadas. Pero gran parte del territorio quedó como áreas no concesionadas, no servidas y/o no rentables para las nuevas empresas. Para atenderlas, el gobierno asignó funciones de promoción de la electrificación a la Oficina de Electrificación Rural (OER), cuyo radio de acción corresponde a más de 90% del territorio del país.

Las privatizaciones generaron ingresos con los que se creó el Fondo Fiduciario para el Desarrollo (FFD), que tiene el propósito de financiar políticas y programas de índole social para el combate a la pobreza.<sup>39</sup> En cuanto al otorgamiento de subsidios, la ley establece que se podrá subsidiar a clientes residenciales de bajo poder adquisitivo. Prevalecen disposiciones anteriores para otorgar descuento a otros usuarios (jubilados, pensionados y personas de la tercera edad,

---

<sup>39</sup> El monto del fondo llegó a 1.300 millones de dólares, producto de la venta de la capitalización de las acciones del Estado en esas y otras empresas, en las que continuó en posesión de casi el 50% de las acciones. Otras operaciones fueron: las concesiones de los puertos de Balboa y Cristóbal a la empresa Hutchinson y el desarrollo de nuevos puertos en el Atlántico (uno al norte del Puerto de Cristóbal a la salida del Canal y otro en la Provincia de Bocas del Toro) a Evergreen y Petroterminales de Panamá. Las inversiones de los recursos del Fondo se harán en condiciones de óptimo rendimiento, liquidez y seguridad de recobro, respondiendo a criterios de mantenimiento, rendimiento y diversificación del riesgo. Se estimaba que alrededor de 560 millones de dólares serían invertidos en los siguientes cuatro años en cinco áreas sociales. Véase Castillo, Carlos Marcelo, *Privatización y pobreza en Panamá*, y notas de prensa de Panamá.

algunos productores agropecuarios y las sedes provinciales de los partidos políticos).<sup>40</sup> En conjunto estos subsidios no representan un valor significativo. Todas las facturas de electricidad están exentas del impuesto de ventas.

### c) **Mecanismos para promover la sustentabilidad ambiental**

Sólo Costa Rica tiene políticas claras para promover el uso de recursos renovables y fuentes propias para la producción de electricidad. Las leyes de generación autónoma o paralela establecen que los productores podrán utilizar como fuente primaria la hidroenergía, la geotermia, la energía eólica y cualquier otra fuente no convencional.

Dos países autorizan sobrepuestos en energía producida con fuentes renovables. En Honduras la empresa estatal puede contratar energía de esas fuentes pagando un premio de hasta 10% del costo marginal de largo plazo. En Panamá la ley establece el interés del Estado en promover el uso de fuentes nuevas y renovables y diversificar las fuentes energéticas para mitigar los efectos ambientales adversos. Para ello autoriza una preferencia de 5% en el precio pagado a las fuentes nuevas y renovables contratadas a partir de concursos o licitaciones. Adicionalmente, la legislación asigna al Estado la planificación del manejo y aprovechamiento de los recursos naturales con fines de generación de electricidad, de modo que se garantice su desarrollo sostenible.

Los agentes de la industria eléctrica son responsables de la protección del ambiente en sus actividades específicas y deben cumplir las regulaciones y disposiciones ambientales, entre ellas la obligación de obtener licencias ambientales para construir y operar proyectos energéticos y elaborar Estudios de Impacto Ambiental (EIA), algunos de los cuales deben incluir los respectivos programas de adecuación y manejo ambiental. El ente regulador de electricidad tiene funciones de regulación ambiental, las cuales permanecerán hasta la constitución de la autoridad responsable en la materia.

### **3. Medidas transitorias previas a la aprobación de las leyes de electricidad**

En principio, las estrategias de reestructuración, las medidas transitorias y las acciones preparatorias deberían ser resultado de planes estratégicos detallados con acciones, tareas y prioridades plenamente identificadas. En la práctica, sin embargo, las situaciones de emergencia, los problemas coyunturales y las particularidades de cada país determinaron en varios casos la adopción de acciones pragmáticas dirigidas a la pronta consecución de resultados. Tales acciones consistieron principalmente en contratos de generación independiente, los que en algunos países jugaron un papel importante, dados los rezagos de inversiones en producción. En cuanto a estrategias de reestructuración y acciones preparatorias, se llevaron a cabo procesos de ordenamiento y fortalecimiento institucional, así como de reestructuración de las empresas estatales. De igual forma se realizaron ajustes tarifarios y nuevos pliegos basados en costos del

---

<sup>40</sup> La Ley 15 del 13 de julio de 1992 establece descuentos especiales a las personas jubiladas, sean panameños o extranjeros residentes y de la tercera edad. El descuento en el consumo de electricidad es de 25%, siempre que no exceda de 50 dólares.

servicio, se eliminaron tratamientos especiales a determinados usuarios y se limitaron los subsidios a los casos previstos en la ley.

Con excepción de Costa Rica, la contratación de generación privada obedeció al propósito inicial de evitar o reducir las crisis de suministro. Esta condición es importante para evaluar los resultados de la reforma, especialmente en los casos de contratación de bloques significativos de potencia y energía en forma directa.

Con el propósito de mostrar el grado de exposición a contrataciones PPA (Power Purchase Agreement), el cuadro 7 ilustra la situación de los países centroamericanos, tomando como fecha de corte el año de aprobación de la última ley respectiva, o bien antes de la creación de los nuevos mercados de electricidad. En cada caso se compara el número de suscripciones con las relaciones de capacidad contratada a la demanda máxima y con la capacidad instalada en cada país el año respectivo.

Cuadro 7

ISTMO CENTROAMERICANO: SITUACIÓN DE LAS CONTRATACIONES  
TIPO PPA AL MOMENTO DE APROBACIÓN DE LAS REFORMAS

País	Año	Número de contratos	Porcentajes contratados respecto de demanda y capacidad		Plazos (años)
			Máxima	Instalada	
Panamá	1997	1	7,1	5,2	5
Costa Rica	1995	15	12,2	9,3	10-15-20
El Salvador	1996	2	20,8	13,8	20
Nicaragua	1998	3	35,8	28,7	7-15
Honduras	1994	3	45,3	34,0	15-20
Guatemala	1997	20	106,8	68,4	15-25

Fuente: Informes oficiales y estimaciones propias.

Notas: Porcentajes ordenados en forma ascendente de acuerdo con el impacto de las contrataciones sobre la capacidad instalada y demanda de punta. Guatemala, Honduras y Nicaragua no incluyen los contratos rescindidos.

#### 4. Proceso de privatización

El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá llevaron a cabo procesos de privatización (o capitalización) y concesión de los segmentos de producción y distribución. Para facilitarlos, primero reestructuraron sus respectivas empresas públicas, las que fueron separadas vertical y horizontalmente en unidades de negocios con contabilidad separada y transformadas en empresas filiales o subsidiarias especializadas. Lo anterior llevó a la creación de nuevas empresas distribuidoras (por lo menos dos en cada país) y productoras. Estas últimas generalmente fueron separadas en hidroeléctricas, termoeléctricas y geotérmicas. Sólo Panamá y Nicaragua incluyeron

la privatización de las empresas hidroeléctricas, proceso que en el segundo país no se concluyó. En Panamá el Estado mantiene una porción significativa del capital accionario de las empresas, por lo cual el proceso puede catalogarse como de capitalización. En los demás casos, el capital accionario transferido al sector privado fue generalmente mayor a 70%, destinándose en algunos casos una porción pequeña de las acciones para su oferta en la bolsa de valores. En todos los casos se establecieron programas de retiro voluntario a los trabajadores, quienes también tuvieron opciones preferenciales para comprar acciones de las empresas privatizadas. Todos los procesos tuvieron asistencia de entidades financieras internacionales y consultorías técnicas y económicas.

En Honduras la ley mandaba privatizar únicamente la distribución, tarea que por distintos motivos no llegó a concluirse.<sup>41</sup> El Salvador, Guatemala y Panamá llevaron a cabo sus respectivas privatizaciones entre 1997 y 1998 y Nicaragua en 2001. Estas privatizaciones fueron hechas en un período de tiempo relativamente corto a partir de las fechas de aprobación de las leyes marco. En todos los casos, los procesos fueron realizados en un sólo período gubernamental y legislativo. La prioridad y la urgencia puestas en ellos se explican en buena medida por la necesidad de evitar complicaciones políticas con administraciones y legislativas posteriores. Tal situación pudo haber motivado en algunos casos la discusión insuficiente del alcance de las reformas, particularmente los aspectos de alta sensibilidad social. Por otra parte, se debe tener presente que los primeros resultados de las reformas tardan en manifestarse y se perciben generalmente hasta la siguiente administración. Por lo general, cuando la nueva administración corresponde a la oposición del período precedente se manifiestan actitudes más críticas hacia los nuevos esquemas y sus instituciones,<sup>42</sup> especialmente por los reclamos sociales de los beneficios esperados.

## 5. Panorama al inicio de las reformas

Con el propósito de fijar un umbral para empezar a medir los resultados de las reformas, este análisis establece años de referencia, los cuales corresponden al año en que se realizaron las reformas mayores en El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá. El umbral para Costa Rica y Honduras corresponde a los años en que fueron aprobadas las últimas leyes del subsector eléctrico. Teniendo presente estas referencias, a continuación se examina la nueva organización de la industria eléctrica y los rasgos relevantes del suministro.

---

<sup>41</sup> En 2001 el Congreso discutió y logró importantes avances en el proceso de aprobación de una nueva Ley Marco de la Industria Eléctrica, pero no logró consenso para aprobarla, dejando la tarea pendiente para la siguiente asamblea que se constituyó en 2002.

<sup>42</sup> En Guatemala, Nicaragua y Panamá los períodos presidenciales duran cuatro años y coinciden con los relevos de las Asambleas. En los tres países los partidos de gobierno que aprobaron las reformas de la industria eléctrica fueron sucedidos por sus opositores. En El Salvador los períodos presidenciales duran cinco años y la Asamblea es relevada cada tres. Desde 1989 ha sido gobernado por un mismo partido político, el cual también tuvo mayoría relativa en la Asamblea hasta marzo de 2003.

### a) **La nueva organización industrial**

En el cuadro 8 se resumen los principales aspectos de la organización y estructura de la industria eléctrica. El gráfico 2 muestra la transición de los mercados de electricidad de los seis países de la región. La información, complementada con otros datos de la industria, permite reconstruir el panorama al inicio del período inmediatamente posterior a la entrada en vigor de las leyes de reforma.

A partir de ese momento, todos los países separan las funciones normativas, regulatorias y empresariales y constituyen sus nuevos entes reguladores, con la excepción de Costa Rica, que ya contaba con uno. En menos de dos años El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá procedieron a la transformación de la industria mediante su desintegración vertical y horizontal, la realización de las principales privatizaciones y la creación de las instancias encargadas de la operación y administración de los mercados mayoristas de electricidad. Costa Rica y Honduras establecen la figura de comprador único.

De esa forma, los mercados de electricidad de los seis países evolucionaron desde sistemas centralizados dominados por un monopolio estatal hacia sistemas de comprador único y, finalmente, mercados mayoristas abiertos (gráfico 2). Sólo en Panamá el control de las empresas generadoras ha quedado en manos de los inversionistas privados. El Salvador y Guatemala no privatizaron la producción hidroeléctrica estatal, en tanto que Nicaragua tiene pendiente tomar decisiones al respecto.<sup>43</sup>

### b) **Los rasgos relevantes del suministro de electricidad al inicio de las reformas**

El cuadro 9<sup>44</sup> muestra los indicadores relevantes de producción y demanda de electricidad en el año de aprobación de las nuevas leyes. En ese momento la participación de agentes privados en la producción de energía era de 5% en Honduras, 8% en Costa Rica, 24% en El Salvador, 53% en Guatemala, 55% en Nicaragua y 100% en Panamá, lo que indica que los tres primeros países iniciaban la reforma con fuerte participación estatal, en tanto que el resto había reducido su participación en forma drástica o total.<sup>45</sup> En Panamá y Nicaragua el mayor agente representaba entre 25% y 29% de la producción nacional, lo que muestra una concentración reducida en el segmento de la producción.

---

<sup>43</sup> La licitación de las plantas Centroamérica y Santa Bárbara de la empresa Hidroeléctrica de Generación S.A. (Hidrogesa) fue realizada en enero de 2002. Por razones de diversa índole, el proceso no llegó a concluirse.

<sup>44</sup> Todos los cuadros estadísticos de la industria eléctrica se presentan ordenados de acuerdo con la ubicación geográfica de norte a sur.

<sup>45</sup> Conviene volver a mencionar el caso de Panamá, donde el Estado no tiene la conducción de las empresas privatizadas, pero mantiene una participación accionaria alta en ellas (50% en las empresas hidroeléctricas y distribuidoras).

Cuadro 8

## ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DESPUÉS DE LAS REFORMAS

Nivel	Costa Rica (1995)	El Salvador (1998)	Guatemala (1998)	Honduras (1994)	Nicaragua (2000)	Panamá (1998)
NORMATIVO	Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE)	a/	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Gabinete Energético (GE) y Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA)	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Comisión de Política Energética (CPE)
REGULATORIO	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	Comisión Nacional de Energía (CNE) b/	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP)
Empresarial						
Productoras	- Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), estatal, integrada verticalmente; - 13 empresas productoras privadas, y - 7 distribuidoras (1 estatal, 2 municipales y 4 cooperativas)	1 estatal y 3 privadas	1 estatal y 16 privadas	- Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), estatal, integrada verticalmente y - 5 productoras privadas	9 empresas (3 estatales y 6 privadas)	8
Transmisoras		Empresa de Transmisión de El Salvador, SA de CV (ETESAL)	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y un operador independiente		Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica SA (Entresa)	Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA)
Operadores del sistema y del mercado		Unidad de Transacciones SA de CV (UT)	Administración del Mercado Mayorista (AMM)		Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), unidad especializada de Entresa	Centro Nacional de Operación (CNO), unidad especializada de ETESA
Distribuidoras		6	16 (incluye 13 empresas municipales)		2	3
Comercializadoras	Figura no existente	0	1	Figura no existente	Figura no existente	Figura no existente
Grandes consumidores	Figura no existente	1	9	1	0	0

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales. Se toman los años en los cuales se promulgaron las leyes o el año en el que se realizaron las principales privatizaciones.

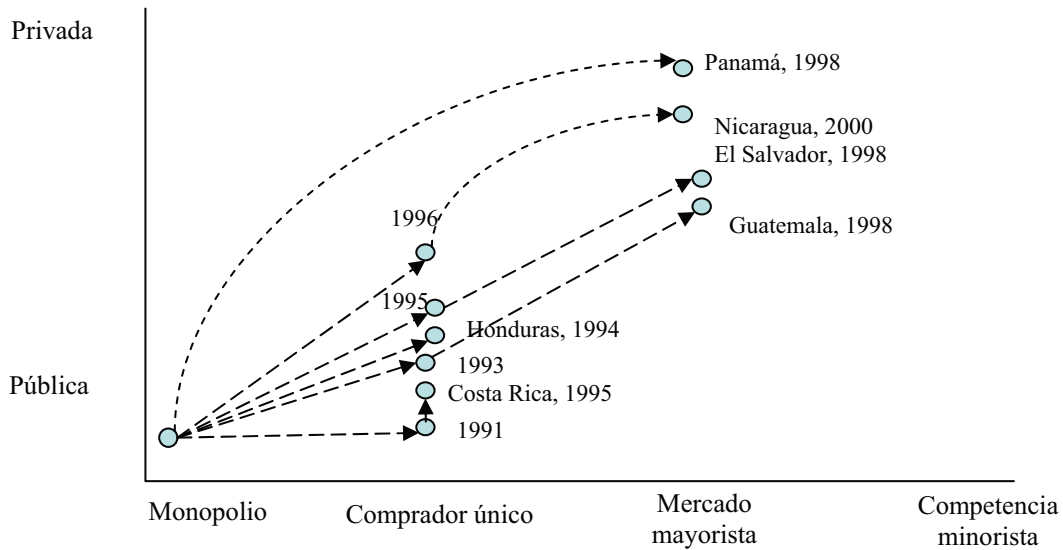
a/ En El Salvador las funciones normativas fueron promulgadas en 2001 y asignadas a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Economía.

b/ Honduras las promulgó en 1995.



Gráfico 2

**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD Y DE LA PROPIEDAD Y/O CONTROL EN LAS EMPRESAS GENERADORAS**



Fuente: Elaboración propia con base en información oficial.

Nota. La curvatura de las trayectorias únicamente tiene propósitos de expresión gráfica.

En distribución, la participación del mayor agente era significativamente más alta, con valores que iban desde 47% hasta 100%. En Costa Rica y Honduras las empresas estatales eran responsables del 84% y 100% de las ventas finales, respectivamente. En Nicaragua las distribuidoras privatizadas fueron adquiridas por un solo corporativo multinacional, que también posee dos distribuidoras en Guatemala y dos en Panamá.<sup>46</sup> De esa forma, con excepción de El Salvador, en los otros países habían uno o dos propietarios de casi toda la distribución.

En cuanto a tecnologías de producción, las fuentes autóctonas (hidroeléctricas y geotérmicas) permitían a Costa Rica y Honduras satisfacer más de 80% de su consumo, alrededor de 50% en Guatemala, El Salvador y Panamá y 15% en Nicaragua. En los dos primeros países, la reserva nominal de potencia tenía valores típicos de sistemas predominantemente hidráulicos, en tanto que en los otros cuatro los valores referidos eran altos con participación de productores privados en tres casos.

Panamá, Honduras y Nicaragua registraban pérdidas de electricidad muy altas (entre 22,7% y 31,9%), mientras las de Guatemala eran de nivel intermedio (13,4%). Sólo Costa Rica y El Salvador reportaban niveles aceptables (alrededor de 10,5%). Los costos asociados a dichas pérdidas (técnicas y no técnicas) constituían uno de los factores de mayor incidencia negativa en

<sup>46</sup> La multinacional española Unión Fenosa adquirió las distribuidoras Deorsa y Deocsa en Guatemala, Disnorte y Dissur en Nicaragua y Metro-Oeste y Chiriquí en Panamá.



las finanzas de las empresas estatales y, por tanto, eran uno de los problemas prioritarios que se esperaba solucionar con las reformas.<sup>47</sup>

Cuadro 9

## ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA SITUACIÓN INICIAL

	Guatemala a/ (1998)	El Salvador (1998)	Honduras (1994)	Nicaragua b/ (2000)	Costa Rica c/ (1995)	Panamá d/ (1998)
<b>Oferta</b>						
Segmento de producción						
Capacidad instalada (MW)	1 311	943	602	633	1 171	1 028
Pública (%)	49	52	90	54	97	0
Oferta neta e/	4 332	3 775	2 299	2 210	4 851	4 387
Empresa mayoritaria y su participación (%)	INDE 47	CEL 76	ENEE 95	Corinto 23	ICE 92	Fortuna 29
Participación por fuente (%)						
Hidroeléctrica	45,2	41,8	81	9,74	74,9	51,3
Geotérmica	0,1	11,2	0	5,76	9,7	0
Termoeléctrica	54,7	47,0	19	84,5	15,4	48,7
<b>Demanda</b>						
Demanda máxima (MW)	877	694	453	396,8	873	726
Consumo final (GWh)	3 752	3 375	1 657	1 505	4 343	3 393
Segmento de distribución						
Usuarios regulados (miles)	1 184	979	425	435	851	454
Índice de electrificación (%)	49,6	70,8	45,9	46,2	94,8	71,5
Empresa mayoritaria, su accionista principal y su participación (%)	EEGSA Iberdrola 74,4	CAESS Elecar 47,3	ENEE Estatad 100,0	Disnorte U.Fenosa 53,2	CLNF Estatad 47,1	Elektra Constellation 51,6
<b>Indicadores generales</b>						
Reserva nominal de potencia (%)	49,5	35,9	33,0	59,6	34,1	41,5
Pérdidas (%)	13,4	10,6	27,9	31,9	10,5	22,7

Fuente: Información oficial y elaboración propia.

a/ No se incluyen los usuarios regulados de las empresas eléctricas municipales.

b/ Las empresas productoras estatales en proceso de privatización (Gecsa, Geosa e Hidrogesa) participaron con 45% de la generación.

c/ El ICE servía 36,8% de las ventas y, junto con su filial, Compañía Nacional de Fuerza y Luz, servía 83,9%.

d/ En Panamá no se incluye la producción y consumo de la Zona del Canal.

e/ La oferta neta corresponde a la producción neta local más las importaciones netas de energía.

<sup>47</sup> En los años de referencia, una reducción de pérdidas al nivel de 10,5% significaba un incremento de recaudación anual de 61 millones de dólares en Panamá, 53 en Nicaragua, 26 en Honduras y 11 en Guatemala.

En los seis países los sistemas eléctricos se desarrollaron en forma autónoma y las transacciones internacionales de energía ocurrían sólo como apoyo a situaciones de emergencia, o bien por razones económicas cuando existían excedentes de energía hidroeléctrica en otros países. Con excepción de El Salvador, los marcos reguladores de los países prevén acciones para garantizar el abastecimiento local, entre ellas la planeación de la expansión (centralizada en Costa Rica e indicativa en los otros cuatro países), el tratamiento preferencial al mercado local y los contratos a término de energía firme para los mercados regulados (en Guatemala, Nicaragua y Panamá). De esta forma, inicialmente se esperaban incidencias mínimas de las interacciones con los mercados vecinos, situación que evolucionaría paulatinamente hasta la conformación del mercado eléctrico regional (MER).

### **III. RESULTADOS DE LAS REFORMAS: ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS**

En este capítulo se presentan los resultados de las reformas de la industria eléctrica en los aspectos técnicos y económicos en cada uno de los países centroamericanos, lo cual se realiza a partir de un conjunto de índices cuantitativos que ponderan sus costos y beneficios, así como otros indicadores cualitativos que permiten visualizar su grado de avance.

#### **A. ASPECTOS TÉCNICOS**

##### **Evolución de la oferta y la demanda**

Uno de los resultados importantes de las reformas es el incremento de la oferta de energía eléctrica mediante la participación de nuevos actores. Otros aspectos relevantes son los márgenes de reserva de potencia, las pérdidas de electricidad y la calidad del servicio de distribución.

##### **a) Evolución de la oferta**

El cuadro 10 muestra un resumen de la evolución de la capacidad instalada, la demanda de energía y la potencia de punta en el período 1985-2002, abarcando un período anterior a las reformas (de entre 7 y 12 años) y uno de posreforma (de entre 5 y 10 años). También se muestra la evolución de los márgenes nominales de reserva de potencia y la participación de las empresas estatales.

Las reformas coincidieron con un período de alto crecimiento de la demanda de electricidad a tasas superiores al 6% en el período 1985-2000 y descendiendo a una tasa de 5,2% durante los años 2001-2002. Las tasas de mayor crecimiento ocurrieron en los países del norte, especialmente en los primeros tres quinquenios.

##### **b) Participación pública y privada en el segmento de la producción**

Hasta 1992 las empresas estatales cubrieron casi en su totalidad la demanda nacional y en algunos casos exportaron pequeños excedentes a los países vecinos. A partir de 1993 comienzan la participación de los productores privados (4,3%) y la reducción de la participación estatal, la que descendió de 87,9% en 1995 y 40,5% en 2000 hasta 36,6% en 2002. De esta forma, el propósito de fomentar la participación privada y reducir la participación estatal en el segmento de la producción se ha logrado de manera muy significativa (véase el gráfico 3).

Cuadro 10

ISTMO CENTROAMERICANO: VARIABLES RELEVANTES EN LA GENERACIÓN  
DE ELECTRICIDAD

	Región	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá a/
Capacidad instalada (MW) b/							
1985	3 931	783	632	560	326	777	853
1990	4 129	811	650	533	363	889	883
1998	5 966	1 313	943	775	474	1 425	1 036
2000	7 256	1 668	1 114	920	633	1 699	1 222
2002	7 898	1 703	1 136	1 073	659	1 796	1 533
Demanda de energía eléctrica (producción neta más importaciones netas, GWh) c/							
1985	10 596	1 493	1 651	1 224	1 119	2 702	2 407
1990	14 237	2 317	2 166	1 939	1 319	3 697	2 799
1998	23 725	4 332	3 775	3 585	1 963	5 684	4 387
2000	26 844	5 230	4 086	4 014	2 210	6 389	4 915
2002	29 730	5 806	4 658	4 577	2 410	7 035	5 243
Demanda máxima de potencia (MW) d/							
1985	1 988	302	318	220	213	511	424
1990	2 615	452	412	351	253	682	464
1998	4 318	877	694	650	380	991	726
2000	4 772	1 017	758	702	397	1 121	777
2002	5 170	1 119	752	798	422	1 221	857
Crecimiento de la demanda de energía (%)							
1985-1990	6,1	9,2	5,6	9,6	3,3	6,5	3,1
1990-1995	6,5	8,3	8,4	7,5	4,0	5,6	5,2
1995-2000	6,6	8,7	4,8	7,6	6,6	5,7	6,4
2000-2002	5,2	5,4	6,8	6,8	4,4	4,9	3,3
Margen de reserva (%)							
1985	97,8	159,7	98,4	154,7	53,1	52,1	101,1
1990	57,9	79,3	57,7	51,7	43,6	30,3	90,2
1998	38,2	49,7	35,9	19,4	24,7	43,7	42,7
2000	52,1	64,0	46,9	31,0	59,6	51,5	57,3
2002	52,8	52,2	51,1	34,4	56,1	47,0	78,7
Participación de empresas públicas en la satisfacción de la demanda nacional (%)							
1985	99,7	100,0	100,0	100,0	83,3	100,0	98,8
1990	99,6	100,0	99,9	100,0	94,8	95,8	93,8
1998	65,2	48,4	74,3	61,3	87,7	91,0	81,6
2000	40,5	47,7	46,7	56,4	42,6	90,2	0,0
2002	36,6	32,0	44,4	35,3	20,5	89,4	7,9

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

a/ A partir del 2000 se contabiliza la autoproducción de la Autoridad del Canal (ACP).

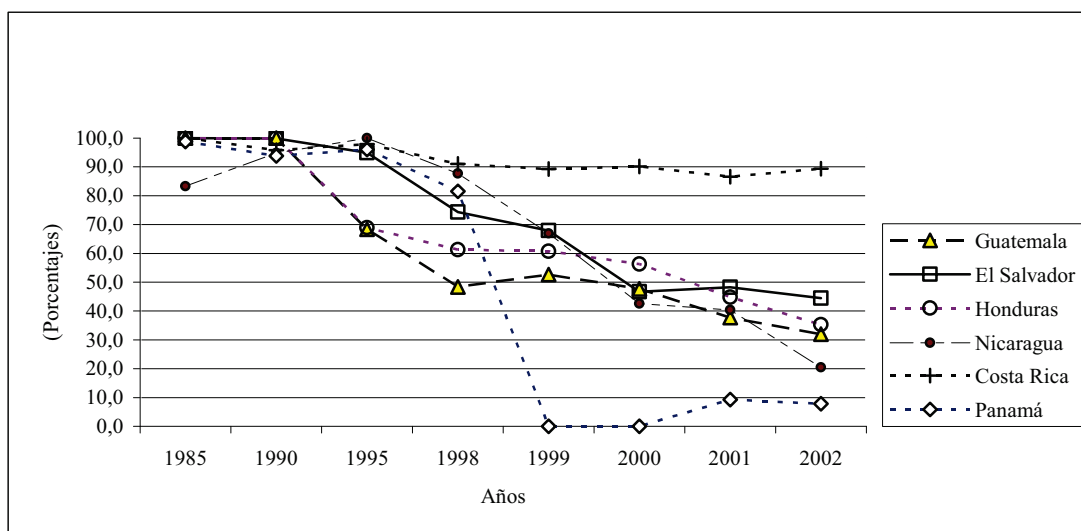
b/ La capacidad instalada incluye solamente los sistemas nacionales interconectados.

c/ Las demandas de energía corresponden al consumo interno de los países al mayoreo o alta tensión

d/ Máximo de potencia regional es no coincidente.

Gráfico 3

**ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS ESTATALES EN LA COBERTURA DE LA DEMANDA**



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Puede decirse que en Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá las últimas expansiones importantes en el segmento de la producción por las empresas estatales ocurrieron en la década de los ochenta. La CEL de El Salvador incrementó su parque termoeléctrico a inicios de los noventa y puso en funcionamiento una nueva central geotérmica en 1999. Pero la mayor parte del incremento en la región a partir de la década de los noventa fue realizada por inversionistas privados, ya fueran los nuevos propietarios de las empresas de generación privatizadas o empresas de nuevo ingreso. Generalmente, los nuevos propietarios de las empresas privatizadas han llevado a cabo importantes repotenciamientos y reemplazos de algunas unidades, algunas veces como cumplimiento de compromisos de los contratos de privatización.

En Panamá prácticamente toda la producción ha quedado bajo el control de inversionistas privados. La única participación estatal directa es la venta de excedentes de la Autoridad del Canal (ACP), que opera bajo la figura de autoprodutor. Sin embargo, el Estado mantiene una porción accionaria importante en las empresas privatizadas,<sup>48</sup> por lo que puede decirse que el Estado ha participado indirectamente en la satisfacción de la demanda nacional.

En el otro extremo se encuentra Costa Rica, donde las empresas públicas cubrieron 89,4% de la demanda nacional en 2002 (incluyendo a ICE, CNFL, las empresas municipales y las cooperativas).<sup>49</sup> Las centrales privadas aportaron 12,2% de la capacidad instalada del país, lo cual significa que, bajo las leyes actuales, hay un margen potencial (de 17,8%) para futuras

<sup>48</sup> En noviembre de 1998 se completó el proceso de privatización de la industria eléctrica panameña con la venta del 49% de las acciones de las hidroeléctricas La Fortuna, Chiriquí y Bayano y del 51% de las acciones de la termoeléctrica de Bahía Las Minas.

<sup>49</sup> La producción de las cooperativas y empresas municipales no está clasificada como de generación autónoma o paralela.

centrales privadas. La producción estatal se ha reducido a 20,5% en Nicaragua, a 32% en Guatemala, a 35,3% en Honduras y a 44,4% en El Salvador.

### **c) Evolución de los márgenes de reserva**

El margen de reserva regional presentó durante el período 1985-1998 una tendencia declinante (de 97,8% a 38,2%) para repuntar a partir de 1999 y llegar a 52,8% en 2002. Por países el margen de reserva en 2002 fue de 34,4% en Honduras y 78,7% en Panamá. Todos los países de la región muestran el mismo patrón de comportamiento, que se explica por la entrada en operación de centrales grandes y medianas en los primeros años de los ochenta, la paralización posterior de nuevos proyectos de generación estatales en cinco países y, finalmente, la entrada de proyectos privados, sensible a partir de 1993.

En general los márgenes de reserva han estado en niveles adecuados o por arriba de los niveles técnicos recomendados. Durante los primeros años de los noventa, el abandono de los programas de mantenimiento en cinco países provocó deterioro y reducción significativa de la capacidad firme de las centrales, lo que en algunos casos desencadenó severas crisis de suministro.

En los años recientes, con la excepción de Honduras, los países han contado con significativos márgenes de reserva. Sin embargo, muchas centrales termoeléctricas tienen una capacidad firme de producción muy reducida debido a su antigüedad. A este respecto hay nuevos criterios técnicos y económicos para el retiro de centrales, con mayor detalle en los países que liberalizaron sus mercados y donde dichas centrales pueden convertirse en activos importantes, ya que posibilitan altos precios de marginación en algunos períodos del año. Algunas unidades retiradas en El Salvador y Panamá fueron trasladadas a otros países que sufrían crisis de suministro.<sup>50</sup>

### **d) Pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica**

Únicamente Costa Rica ha podido mantener las pérdidas de electricidad técnicas y no técnicas en niveles aceptables (véanse el cuadro 11 y el gráfico 4). En el período 1998-2002, los cuatro países que privatizaron sus distribuidoras registraron los siguientes resultados: solamente Panamá ha reportado leves progresos (reduciendo de 22,7% a 19,8%); Guatemala no muestra ningún avance; El Salvador registró un significativo retroceso (de 10,6% a 14,6%) y en Nicaragua el problema continuó en franco deterioro (de 29,1% a 32,5%). En el caso de Honduras (donde sólo fueron concesionados los servicios de medición y lectura), los avances son muy débiles (de 23,2% a 20,6%). Lo anterior muestra un panorama muy preocupante, dado que la reducción de pérdidas es una de las áreas que justificaron la privatización. El impacto económico de estos retrocesos es muy significativo.

---

<sup>50</sup> Probablemente trasladadas a California (Estados Unidos) y Brasil.

Cuadro 11

**ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA EVOLUCIÓN  
DE LAS PÉRDIDAS TOTALES**

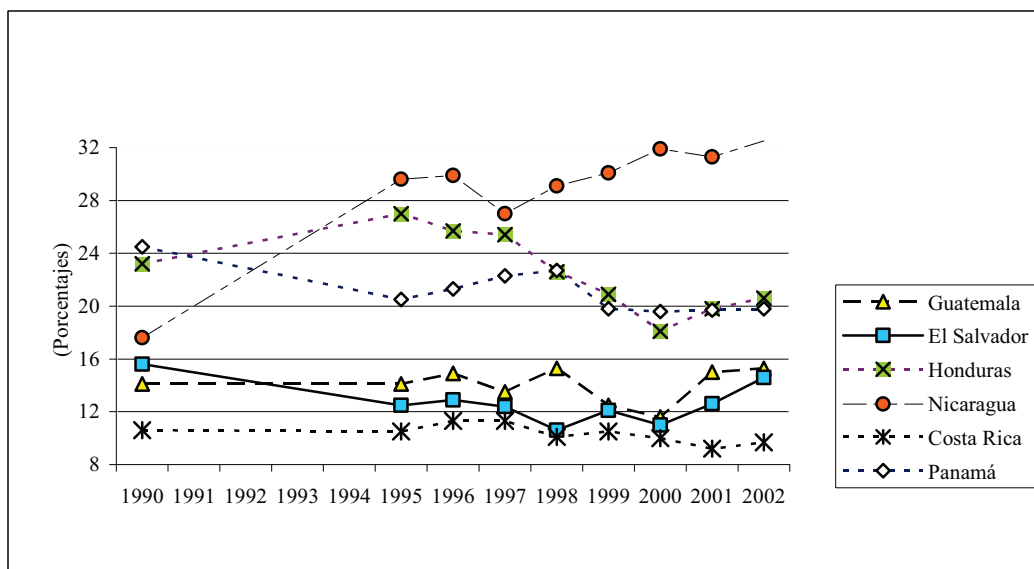
(Porcentajes)

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	14,1	15,6	23,2	17,6	10,6	24,5
1998	15,3	10,6	22,6	29,1	10,1	22,7
2002	15,3	14,6	20,6	32,5	9,7	19,8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y elaboración propia.

Gráfico 4

**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS  
TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS**



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales y elaboración propia.

**e) Mejoras tecnológicas en el parque de producción**

Con respecto a la expansión del parque de generación termoeléctrica para servicio en base, las opciones preferidas han sido los grupos electrógenos diesel de media velocidad y alta eficiencia, los cuales se pueden adquirir e instalar en períodos de tiempo razonables. Como opción alternativa están las unidades de ciclo combinado de Bahía de las Minas (160 MW), proyecto iniciado por la administración estatal y continuado por el nuevo propietario, Enron.

Para las unidades termoeléctricas de punta (turbinas de gas), el proceso de reemplazo ha seguido otra dinámica, lo cual obedece al nuevo papel de marginación de precios que esas unidades pueden tener. De esta forma, son pocas las antiguas unidades reemplazadas. En el caso de las hidroeléctricas, la ampliación y repotenciación más importante, llevada a cabo por el grupo AES, ha sido la central hidroeléctrica Bayano en Panamá, proceso en el que jugó un papel importante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

En el caso de geotérmicas, el nuevo operador de Momotombo en Nicaragua finalizó en febrero de 2003 la primera fase de repotenciación de la central, proceso que incluyó la rehabilitación de la central, perforación de pozos, mejoras en la eficiencia del ciclo termodinámico, recuperación y reinyección de las aguas salobres (que anteriormente descargaban en el lago Momotombo) e incremento de la capacidad disponible (de 8 a 35 MW, esperando llegar a 70 MW en la segunda fase del proceso).<sup>51</sup>

Con respecto a la introducción de nuevas tecnologías, el caso más notable ha ocurrido en Costa Rica, pionero de los desarrollos eólicos en América Latina. A diciembre de 2002 reportaba 62,25 MW instalados (19,8 MW por ICE y 42,45 por tres empresas privadas), los cuales permitieron generar el 3,5% de la producción eléctrica del país en 2002. En todos los casos fueron importantes los MDL y los créditos preferenciales y donaciones que facilitaron su realización.

Es importante mencionar el caso de la hidroeléctrica Las Vacas (45 MW) en Guatemala, cuyo embalse se alimenta del río del mismo nombre, abastecido principalmente por aguas servidas de la ciudad de Guatemala. En principio, el proyecto debía tener un impacto ambiental positivo; sin embargo, se presentaron efectos adversos luego de las primeras limpiezas del embalse.<sup>52</sup> Esta experiencia ha puesto sobre la mesa de discusión la problemática del manejo sustentable de cuencas y de residuos sólidos mediante plantas de tratamiento, problemática en la que deben involucrarse las autoridades con jurisdicción en las cuencas afectadas.

En cuanto a desarrollos termoeléctricos, los avances más importantes ocurrieron en Guatemala, donde los grupos agroindustriales del azúcar instalaron 182,7 MW, cogenerando principalmente durante la época de zafra y generando 10% de la producción eléctrica del país en 2002. Debe mencionarse también la instalación de la primera central carboeléctrica (142 MW), que generó 15% de la producción nacional en 2002. De esta forma, 38% de la producción térmica del país no sufrió exposición directa a los vaivenes del mercado del petróleo, ventaja que no siempre es trasladada a los consumidores por cláusulas contractuales.<sup>53</sup> Otro esfuerzo importante de diversificación son las pruebas para la utilización de orimulsión, combustible que

---

<sup>51</sup> Véase Successful Rehabilitation of Momotombo Geothermal Power Plant, Boletín de prensa de Ormat, febrero de 2003.

<sup>52</sup> Los inversionistas presentaron los estudios de impacto ambiental, los que fueron aprobados por la autoridad respectiva. Las obras incluyeron un plan de reforestación completa del área de la represa para mejorar el terreno erosionado. En diciembre de 2002 la contaminación del Río Motagua (donde desembocan las aguas de Las Vacas) alcanzó niveles alarmantes que obligaron al Ministerio de Medio Ambiente a ordenar el cierre temporal de la hidroeléctrica por no haber seguido procedimientos técnicos adecuados durante la limpieza del embalse (véase *Prensa Libre*, 7 de enero de 2003).

<sup>53</sup> Los precios de cogeneración quedaron indexados a los precios internacionales del búnker.



será utilizado por una nueva central termoeléctrica (Arizona, de Duke, en la costa sur de Guatemala) a partir del 2004.

#### f) Calidad del servicio de distribución

El control de calidad del servicio de distribución se encuentra en una fase inicial, por lo cual todavía no se cuenta con indicadores confiables sobre los progresos realizados. De acuerdo con las estadísticas de las distribuidoras, se habrían experimentado sensibles mejoras. Sin embargo, la percepción de los usuarios parece diferente, especialmente ante algunas empresas que sirven a las ciudades, poblaciones del interior y áreas rurales.<sup>54</sup> Los avances en la calidad del servicio (número y duración de interrupciones, energía no servida, variaciones de voltaje) empezarán a tener crédito en la medida en que los reguladores o terceras partes ejecuten monitoreos periódicos y certifiquen los avances efectivos de cada distribuidora.

Los resultados de 2001 y 2002 no están disponibles para formar un criterio de los avances en los temas de calidad, principalmente en Guatemala y Panamá, donde en 2000 vencieron los períodos de gracia y, por tanto, las distribuidoras tenían que afrontar penalizaciones derivadas de las fallas de servicio.

Los principales reclamos atendidos por los reguladores han sido los de atención al cliente, especialmente en los renglones de facturación y cálculo de tarifas. Recientemente han surgido algunas discusiones en El Salvador sobre cobranza de facturas<sup>55</sup> y en Guatemala sobre la interpretación de las formulas tarifarias, descuentos y subsidios.<sup>56</sup>

En El Salvador han ocurrido importantes avances en mediciones y controles de fallas, lo cual es indispensable para compensar a los usuarios por deficiencias del servicio. En 1999 y 2000 se pagaron a los clientes montos de 1,3 y 1,5 millones de dólares, respectivamente, por este concepto. Debe mencionarse que, de los casos analizados, sólo la SIGET ha logrado integrar un registro mensual de fallas en los circuitos de distribución de cada empresa, situación que permite llevar mejores controles sobre el servicio. Igualmente significativos son el control y la vigilancia de reclamos.<sup>57</sup>

---

<sup>54</sup> El caso más notorio ha ocurrido en Guatemala, donde las comunidades han presentado muchas quejas contra las distribuidoras Deorsa y Deocsa que prestan servicio a las poblaciones del interior del país. La CNEE ha impuesto varias sanciones, la mayor parte de las cuales han sido apeladas por los sancionados.

<sup>55</sup> Se refieren a las comisiones cargadas por los bancos al cobrar el servicio. Las distribuidoras afirman que éstas no forman parte de los cargos por comercialización (véase *La Prensa Gráfica*, 7 de febrero de 2002).

<sup>56</sup> Desde principios del 2001 han existido diferencias de interpretación de la fórmula para establecer la tarifa trimestral para los usuarios que consumen más de 300 kWh. Las distribuidoras han acudido a los tribunales tras haber agotado los recursos administrativos. Para resolver las diferencias, la CNEE contratará un asesor internacional que oriente a las partes para llegar a un acuerdo (véase *Prensa Libre*, 13 de febrero de 2002).

<sup>57</sup> Durante 2000 se registraron 18.967 fallas, equivalentes a 10,9 GWh de energía no servida, lo que representa en promedio una compensación de 0,14 dólares por cada kWh dejado de servir. En cuanto a las distribuidoras, los usuarios presentaron alrededor de 217.000 reclamos en 2000.

## B. ASPECTOS ECONÓMICOS

### 1. Estructura de la industria

#### a) Evolución de la estructura del segmento de la generación

El cuadro 12 muestra un resumen de la evolución de algunos indicadores de concentración (número de empresas, participación de la firma mayoritaria y de las tres mayores —R<sub>1</sub> y R<sub>3</sub>— y el índice HHI)<sup>58</sup> en el segmento de la producción en el período 1990-2002. Los índices R<sub>n</sub> y HHI fueron calculados en base a la producción neta (o inyecciones netas en los nodos de alta tensión). Debe tenerse presente que la disminución del grado de concentración mediante el ingreso de nuevos agentes era uno de los objetivos de las reformas. Un mayor número de agentes (y un menor grado de concentración) es una de las condiciones necesarias (no suficientes) para que ocurra la competencia y, por tanto, para la oferta de mejores precios al mayoreo. En los países con sistema de comprador único, la competencia ocurre en el proceso de selección de los oferentes y en las condiciones de compra de energía establecidas en los contratos.

En todos los países se observa un incremento sustancial de agentes que entregan su producción (o excedentes en el caso de los autoprodutores) a terceros. Sin embargo, como lo corroboran los índices de concentración, pocos agentes, a lo sumo cuatro, controlan entre 76% y 90% de los segmento de producción (cuadro 12). No obstante, hacia el año 2002 ha ocurrido progreso en la drástica reducción de la participación de la firma principal, la cual tenía un dominio casi completo a inicios de la década de los noventa, reduciéndose entre 24% y 40%, en cinco países, aunque permaneciendo en un nivel alto (82%) en Costa Rica. El cuadro 13 presenta un resumen de los índices de concentración en 2002. Obsérvese la menor concentración en El Salvador y la más alta en Costa Rica.

#### b) Evolución de la estructura del segmento de la distribución

El cuadro 14 muestra un resumen de la evolución de algunos indicadores de concentración (número de empresas, participación de la firma mayoritaria y las tres mayores firmas y el índice HHI) desde la perspectiva del consumo (distribuidoras, grandes consumidores —GC— y comercializadoras).

---

<sup>58</sup> R<sub>1</sub> y R<sub>3</sub> corresponden a la participación porcentual de la mayor y de las tres mayores firmas, respectivamente (%). HHI es el índice de *Herfindahl-Hirschman*. Se calcula de la siguiente forma:  $HHI = (100 \cdot S_1)^2 + (100 \cdot S_2)^2 + \dots + (100 \cdot S_n)^2$ ,<sup>2</sup> donde S<sub>i</sub> representa la participación (en %) de la i-ésima firma. La mayor magnitud ocurre en el caso de un monopolio, que al tener una participación de 100% tendría un HHI de 10.000.

Cuadro 12

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN  
DESDE LA PERSPECTIVA DE LA OFERTA (SEGMENTO DE LA GENERACIÓN)

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1) Número de empresas						
1990	3	1	1	1	5	1
1995	12	2	7	2	18	1
2000	20	13	12	11	35	11
2002	22	13	11	9	37	11
2) Índices de concentración						
a) R <sub>1</sub> : Participación de la firma mayor (%)						
1990	95,3	99,9	100,0	94,8	91,2	93,8
1995	61,6	93,9	68,4	99,4	91,6	94,9
2000	45,1	50,5	56,3	42,6	75,7	37,2
2002	30,0	24,3	35,3	40,4	77,8	37,3
b) R <sub>3</sub> : Participación de las tres mayores firmas (%)						
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	97,3	100,0
1995	91,7	93,9	97,4	100,0	97,1	100,0
2000	67,4	85,6	83,9	81,6	83,7	75,5
2002	66,4	64,0	70,4	80,6	85,2	76,3
c) Índice HHI (Herfindahl-Hirschman)						
1990	9 112	9 987	10 000	9 022	8 347	8 816
1995	4 411	8 816	5 108	9 976	8 408	9 025
2000	2 420	3 329	3 679	2 665	5 887	2 364
2002	1 793	1 776	2 077	2 569	6 093	2 374

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 13

ISTMO CENTROAMERICANO: CONCENTRACIÓN EN EL  
SEGMENTO DE LA PRODUCCIÓN, 2002

	R <sub>1</sub>	R <sub>2</sub>	R <sub>3</sub>	R <sub>4</sub>	HHI
Guatemala	30,0	50,9	66,4	76,1	1 793
El Salvador	24,3	44,4	64,0	81,1	1 776
Honduras	35,3	53,3	70,4	79,7	2 077
Nicaragua	40,4	60,9	80,6	88,5	2 569
Costa Rica	77,8	85	85,2	87,6	6 093
Panamá	37,3	59,1	76,3	89,9	2 374

Fuente: Cifras oficiales y elaboración propia.

Nota. Se considera la producción mayorista y minorista, incluida la producción de agentes en caso de pertenecer a un mismo propietario.

En los países que privatizaron la distribución, el número de empresas efectivamente ha crecido. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, de acuerdo con la propiedad, cuando muchos corporaciones poseen entre 83,7% (en Guatemala) y 100% de los servicios de distribución.

De esta forma (y como era de esperarse), el segmento presenta una alta concentración, superior a la del segmento de la producción.

Cuadro 14

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA CONCENTRACIÓN DESDE LA PERSPECTIVA DE LA DEMANDA (DISTRIBUCIÓN, COMERCIALIZACIÓN Y GRANDES CONSUMIDORES)

	Región	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1) Número de empresas							
a) Distribuidoras							
1995	32	15	6	1	1	8	1
2000	37	17	6	1	2	8	3
2002	35	16	5	1	2	8	3
b) Comercializadores							
2000	8	8					
2002	14	7	7				
c) Grandes consumidores							
1995	1			1			
2000	19	15	3	1			
2002	28	21	2	1	2		2
2) Índices de concentración							
a) R1: Participación de la firma mayor (%)							
1995		73,0	70,5	96,8	100,0	47,1	100,0
2000		55,0	44,8	97,2	53,2	44,3	50,8
2002		45,2	42,5	97,6	50,2	42,9	50,8
b) R3: Participación de las tres mayores firmas (%)							
1995		95,4	93,8	100,0	100,0	89,6	100,0
2000		86,4	83,6	100,0	100,0	88,1	100,0
2002		83,7	79,0	100,0	98,1	87,3	98,8
c) Índice HHI (Herfindahl-Hirschman)							
1995		5 841	5 272	9 377	10 000	3 638	10 000
2000		3 648	2 890	9 464	5 020	3 481	4 320
2002		3 013	2 635	9 541	4 649	3 410	4 199

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

En Guatemala y en menor medida en El Salvador, estos índices aumentarían si se considerara la propiedad cruzada de distribuidoras y comercializadoras. Desde el punto de vista regional merece mención especial el caso de Unión Fenosa, con presencia en tres países (100% del mercado regulado de Nicaragua, 49,2% en Panamá y 38,7 % en Guatemala).

## 2. Precios y competencia en los mercados mayoristas

Como se ha dicho, las leyes de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá prevén la competencia en los mercados de producción y gran consumo de electricidad. Para dicho propósito, los gobiernos crearon sus respectivos mercados mayoristas de electricidad (MM).<sup>59</sup> A continuación se resumen los resultados relevantes de estos cuatro MM, para cuya interpretación es conveniente tener presentes algunas de sus características fundamentales (véase el recuadro 1).

### a) Número de actores

A diciembre de 2002, los MM tenían el siguiente número de actores: 91 en Guatemala<sup>60</sup> (18 generadoras, 16 distribuidoras, 46 GC y 11 comercializadoras); 19 en El Salvador (5, 5, 2 y 7); 13 en Nicaragua (9, 2, 2 y 0) y 16 en Panamá (11, 3, 2 y 0).

En Guatemala el número de agentes es significativamente mayor que en los países vecinos, lo cual no guarda proporción directa con el tamaño de los mercados. En el lado de la oferta, la mayor parte de los nuevos agentes son las empresas que desarrollaron proyectos a partir de los contratos PPA suscritos antes de la aprobación del marco regulatorio. Por el lado de la demanda, las razones son varias: existencia de 13 distribuidoras municipales; menores niveles de transmisión (69 kV versus 115 en El Salvador y 138 en Nicaragua y Panamá) y del umbral de calificación para gran consumidor. El surgimiento de los comercializadores ha sido una respuesta lógica a las condiciones resultantes de la nueva estructura (en el caso de las distribuidoras, la estrategia ha sido la protección de los mercados en sus áreas de concesión,<sup>61</sup> mientras que los nuevos agentes productores han buscado comercializadores para vender y/o exportar su producción).<sup>62</sup>

---

<sup>59</sup> El primero quedó constituido a fines de 1997 en El Salvador; posteriormente, entre mediados y finales de 1998, empezaron a operar los MM de Panamá y Guatemala. El MM de Nicaragua inició en el último trimestre de 2000.

<sup>60</sup> Se refiere a los agentes inscritos en el MM. No todos hacen transacciones directa y/o regularmente en el mercado. Por ejemplo, en el lado de la demanda, durante 2002 solamente registraron operaciones 21 de los 46 GC registrados y 7 de las 11 comercializadoras. Los agentes activos fueron alrededor de 62. Se estima que las comercializadoras sirven a alrededor de 500 GC.

<sup>61</sup> La principal comercializadora, Comegsa, pertenece al mismo corporativo de la distribuidora metropolitana (EEGSA, de Iberdrola). Sus principales clientes son los GC ubicados en su área de concesión. Ha prestado servicios de comercialización a nuevas generadoras y participa en las exportaciones e importaciones de energía. Las transacciones de las otras comercializadoras han sido sustancialmente de menor volumen, generalmente asociadas a un grupo generador y orientadas a la exportación.

<sup>62</sup> Esto pone en cuestión la operación de comercializadores independientes, ya que generalmente están asociados a una distribuidora o a una empresa generadora.

**Recuadro 1**

**CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD DEL ISTMO  
CENTROAMERICANO**

El MM salvadoreño es el que otorga más libertad a los agentes. En el Mercado de Contratos (MC), las condiciones comerciales pactadas son resultado de transacciones libres, en las cuales los precios y plazos forman parte de la información estratégica de los agentes. Salvo en el caso de existencia de un actor dominante,<sup>63</sup> el Mercado de Ocasión (MO) funciona en forma parecida a las bolsas de *commodities*, donde los agentes realizan ofertas de inyección y demandas de retiro con base en precios (y no costos, como es el caso en los países vecinos).

En Guatemala, Nicaragua y Panamá las distribuidoras deben garantizar en el MC el suministro a sus usuarios regulados, para lo cual deben mantener vigentes contratos de suministro (potencia y energía) y realizar periódicamente procesos de libre competencia (licitaciones públicas) para cubrir los incrementos de demanda y/o renovar los contratos vencidos. Por otra parte, los grandes consumidores también deben respaldar en el MC sus requerimientos (por lo menos los correspondientes a potencia). El MO se despacha con base en ofertas de costos variables (declarados y auditables) en todos los casos, forma que los precios son resultado de una estimación de costos variables realizada por el ente encargado de la operación del mercado.

En Panamá la empresa de transmisión actuó como comprador único los primeros cinco años de operación. Fue a partir del año 2002 cuando las distribuidoras empezaron a realizar licitaciones para adquirir sus requerimientos de potencia y energía. En Guatemala y Nicaragua los contratos de compraventa de energía (PPA) suscritos antes de la aprobación del nuevo marco regulador han permitido a las distribuidoras contar con suficiente capacidad para la satisfacción de sus necesidades.

Para la calificación de los Grandes Consumidores (GC), Guatemala estableció un límite de 100 kW, Nicaragua de 2.000 kW y Panamá de 500 kW (reducido a 450 kW en junio de 2002), programando tres futuras reducciones hasta llegar a 100 kW en 2005. En El Salvador no se definió ningún umbral, lo que en principio favorecería a la competencia (por medio de los comercializadores independientes) y convertiría a las distribuidoras en prestatarias del servicio de uso de las redes en el largo plazo.

Salvo en Panamá y El Salvador (a partir de abril de 2003), los países no tienen lineamientos generales para vigilar las prácticas anticompetitivas y monopólicas, de modo que las fusiones y adquisiciones no requieren mayor trámite. La presentación de contabilidades separadas es suficiente para permitir la reintegración horizontal y vertical.

Guatemala, Nicaragua y Panamá establecen la obligación del Estado de asegurar el suministro de energía eléctrica a los usuarios. El Salvador inicialmente no consideró esta posición, pero la estaría asumiendo a partir de las reformas de abril de 2003.

En El Salvador la dinámica de entrada de nuevos agentes parece no corresponder con el escenario que se vislumbraba inicialmente (a partir de una legislación “liberal”). Por el lado de la

---

<sup>63</sup> Cuando un agente tiene una participación mayor a 50% debe ser despachado con base en costos declarados. Este fue el caso de CEL durante sus primeros años de operación.

oferta, solamente uno de los cinco agentes puede catalogarse como genuinamente “nuevo”.<sup>64</sup> Por lado de la demanda, la situación también se ha vuelto complicada, pues de un escenario inicial de tres actores (que adquirieron las cinco distribuidoras), fusiones y adquisiciones posteriores han dejado solamente a dos, uno de ellos dominante (el grupo AES). Cuando mucho han habido hasta tres GC, todos conectados en alta tensión (115 kV). Las comercializadoras emergieron hasta el año 2002, casi todas dedicadas a operaciones internacionales. La competencia al menudeo sigue en espera (aún en los segmentos de usuarios conectados a las redes de media tensión de las distribuidoras).

En Nicaragua, teniendo en cuenta el menor tamaño del mercado y la reciente creación del MM, no puede decirse que el número de agentes productores sea reducido. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que desde la aprobación del marco regulador y las privatizaciones no han ingresado nuevos agentes productores. En el caso de GC, el umbral de 2.000 kW dificulta la calificación para una sola industria. Al igual que en Panamá, la falta de comercializadores independientes también impone otra dinámica al surgimiento de GC.

En Panamá debe observarse que el régimen transitorio de cinco años (1998-2003), durante el cual ETESA ha actuado como comprador único, dejaba menor margen de acción a oferentes y demandantes. Se espera que a partir de 2003 y luego de la finalización de los contratos quinquenales (suscritos entre productores y distribuidoras) y de la reducción del umbral para los GC, ocurra una mayor dinámica con el ingreso de entrada de nuevos agentes.

## **b) Condiciones para la competencia**

Teniendo presente las condiciones de los mercados, puede decirse que es parcialmente verdadera la afirmación de que en los cuatro mercados los agentes han tenido plena libertad para adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o colocar producción) en el MC o en el MO. Deben mencionarse los contratos de compraventa de energía (PPA) de Guatemala y Nicaragua, que han establecido las condiciones para la mayor parte de las transacciones en el MC, situación que prevalecerá en los próximos años. En El Salvador y Panamá las restricciones parecen estar relacionadas con la existencia de un número menor de agentes.

Otro elemento a tomar en cuenta es la expansión —programada o en ejecución, incluyendo contratos PPA, concesiones y compromisos incluidos dentro de las privatizaciones— al momento de la liberalización. Guatemala, Nicaragua y Panamá tenían comprometidas importantes adiciones. En El Salvador sólo estaba en ejecución una central geotérmica mediana<sup>65</sup> que se pensaba sería la última adición estatal. El tema es importante, ya que la experiencia ha

---

<sup>64</sup> La cementera CESSA (grupo Holcim). Los otros agentes del MM corresponden a CEL o a desmembramientos: 1) Duke, que ingresó al mercado en 1999 luego de presentar la mejor oferta en la privatización de las termoeléctricas de CEL; 2) Gesal, que inició operaciones en noviembre de 1999 pero quedó completamente desligada de CEL (conjuntamente con la transmisora ETESAL) hasta el año 2002 (posteriormente formalizó una alianza estratégica con la italiana Enel *Green Power*), y 3) El Paso, que en 2002 tomó el control de Nejapa, luego del laudo arbitral internacional que puso fin al PPA suscrito con CEL en 1994.

<sup>65</sup> La geotérmica Berlín (110 MW) con la primera unidad en 1999 y la segunda a fines de 2001.



demostrado que las inversiones en generación requieren plazos largos (además del período previo para estudios de preinversión, obtención de financiamiento y construcción). Con las nuevas reglas, los agentes necesitan tiempos adicionales para el período de aprendizaje y las señales de maduración de los mercados.

La renegociación de los contratos PPA de Guatemala debe mencionarse como positiva porque a partir de ella las reglas de mercado se aplican por igual a todos los agentes. En cuanto a los aspectos económicos, los beneficios y costos de la renegociación son equivalentes en el largo plazo.<sup>66</sup> Por otra parte, se debe mencionar la segmentación de la demanda (a partir de la denominada “Tarifa Social”, vigente desde 2001), que obliga a las distribuidoras a licitar el suministro de energía para los usuarios que consumen menos de 300 kWh-mes. El INDE ha sido el oferente único de esta tarifa. Tales acciones han dado lugar a un sistema de contratos diferente al conceptualizado inicialmente y que pospondrá por varios años licitaciones mayores de potencia y energía por parte de las distribuidoras. Por tanto, no puede hablarse de un MC competitivo. El MO de ocasión, en cambio, sí ha mostrado competitividad creciente al aumentar los agentes y las ofertas, lo cual ha favorecido a las comercializadoras, los GC y la posición exportadora de los agentes.

En El Salvador, como se ha dicho, el número reducido de agentes se ha traducido en escasa competencia. Aun cuando efectivamente los agentes han tenido libertad para pactar las condiciones de compra y venta, la dinámica del MC no ha favorecido las contrataciones de largo plazo y, por tanto, no ha habido respaldo para nuevas inversiones en generación, sobre todo cuando los riesgos de las transacciones en el MC y MO deben ser asumidos por los agentes involucrados.<sup>67</sup> Al tener pocos actores y un MC débil (en número, capacidad contratada y

---

<sup>66</sup> Los efectos serán neutros, ya que la reducción de la indexación de los precios de potencia y energía será compensada con mayores plazos de los contratos. El proceso de renegociación favoreció la homologación y ajuste de las cláusulas a las estipulaciones del MC, eliminando las ventajas con las que inicialmente contaban los generadores con PPA (véase CEPAL, *Proceso de consolidación de los mercados mayoristas de electricidad en los países centroamericanos* (LC/MEX/L.547/E), noviembre de 2002).

<sup>67</sup> Las interpretaciones están en función de la información disponible. Los términos económicos y financieros en el MC son confidenciales y forman parte de la estrategia de las empresas. Sin embargo, es posible deducir que la mayor parte de transacciones desde la formación del MC han sido de corto plazo (menos de un año), lo que no garantiza el desarrollo de nuevos proyectos de producción y favorece, en cambio, el comportamiento oportunista de los agentes (en la búsqueda de rentas superavitarias de corto plazo). Por el lado de la demanda se debe tener presente el considerable poder de negociación (poder de compra) de las distribuidoras y su estrategia natural de expandirse hacia el segmento de la producción (reintegración vertical), sobre todo teniendo en cuenta las suaves restricciones que la ley tenía hasta abril de 2003 en aspectos de competencia. Dicha estrategia fue revelada por el grupo AES (propietario de cuatro de las cinco distribuidoras de El Salvador), cuando intentó construir un megaproyecto de producción de electricidad en Puerto Cortés, Honduras, para surtir a Honduras y El Salvador y vender excedentes al resto de Centroamérica (el proyecto El Faro, descartado por la ENEE en septiembre de 2003 por incumplimiento de la vendedora).



plazos), las presiones en MO son muy fuertes,<sup>68</sup> ya que los precios de mercado *spot* se vuelven de capital importancia para los ingresos y utilidades de las empresas. Bajo esta situación, la empresa estatal CEL habría intervenido varias veces, haciendo contrataciones a término, cuyo propósito último era la estabilización de los precios en el MO. En algunas ocasiones dicha empresa también habría actuado con el propósito de evitar los incrementos de precios en el mercado *spot*.<sup>69</sup> CEL también ha iniciado acciones para llevar a cabo un ambicioso plan de expansión, con lo cual el Estado retoma su antiguo rol ante los magros resultados de los inversionistas privados. Adicionalmente, el Estado, por medio del Ministerio de Economía, retomó el papel normativo a inicios de 2001 y ha emitido varios decretos que tienen el propósito de corregir la ineficiencia del mercado.<sup>70</sup>

En Nicaragua la posición de Unión Fenosa, propietaria de las dos distribuidoras, es de dominio total en el lado de la demanda. La sobrecontratación heredada inhibe la dinámica tanto en el MO como en las interacciones con el mercado eléctrico regional. La reciente entrada de dos industrias al régimen de GC fue posible por el papel de una empresa generadora que tiene parte de su capacidad en condición de “mercante”. A este respecto, el contrato de importación de Dissur con el productor costarricense Taboga es un antecedente que puede servir de referencia para futuras licitaciones de compra de energía por parte de las distribuidoras.

En Panamá el período de transición quinquenal (1998-2003) ha permitido iniciar desde 2002 la introducción ordenada de la competencia en el mercado de contratos, la cual también coincide con las primeras disminuciones en los umbrales de capacidad para los GC. En este proceso juegan un importante papel el Comité de Vigilancia del mercado y el regulador. Por otra parte, se debe mencionar que la capacidad instalada existente y los proyectos en construcción

---

<sup>68</sup> Las tensiones se empezaron a manifestar a partir del primer estiaje, luego de la privatización de las termoeléctricas de CEL y del ingreso del primer agente productor privado al MM, registrando en 2000 precios *spot* a valores históricos máximos (216,15 dólares/MWh) que superaron en 138% y 67% a los registrados en los dos primeros años de operación del MM. Estas tensiones fueron contrarrestadas hasta cierto punto por acciones preventivas por el lado de la demanda. Sin embargo, durante 2003 volvieron a manifestarse, quizás influidas por el retiro de algunas unidades de un productor privado (que habría sido trasladado hacia un país sudamericano con problemas de déficit). A manera de ejemplo de las ofertas de precios que ponía este agente, obsérvese lo siguiente: “el miércoles 23 de abril dicha empresa logró fijar el precio del mercado a las 16:00 horas con un precio de 129,89 dólares el MW/h, mientras que a las 17:00 la misma máquina lo hizo en 58,59 dólares el MW/h y, una hora después, éste se disparó hasta 144,89 dólares el MW/h, manteniéndose en ese valor durante dos horas más. Ese mismo día, la misma máquina, sólo que una hora después, a las 21:00, fijó el precio para el mercado en 48,59 dólares, para que después, a las 22:00, volviera a subir a 144,89 dólares (cuando el precio promedio ronda los 80 dólares).” (*La Prensa Gráfica*, 26 de abril de 2003).

<sup>69</sup> Según funcionarios de las empresas, CEL ha intervenido para mantener el precio bajo, lo que ha sido calificado como manipulación “no especulativa”, dado que su propósito ha sido “bajar los precios” al consumidor (véase “CEL sin poder arrastrar precios”, *La Prensa Gráfica*, 26 de abril de 2003).

<sup>70</sup> Las variaciones de precios en el MRS determinan los ajustes al componente energía en las tarifas reguladas. Se hicieron algunos ajustes referentes a los plazos y la banda de protección para indexar las tarifas reguladas por el MRS con el propósito de reducir el margen de influencia de algunos agentes en el comportamiento del MRS. Véase *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* (LC/MEX/L.536), junio de 2002.

permiten un margen de reserva significativo. De esta forma, Panamá ofrece el mejor ejemplo de una transición ordenada.

### c) Evolución de los mercados y los precios

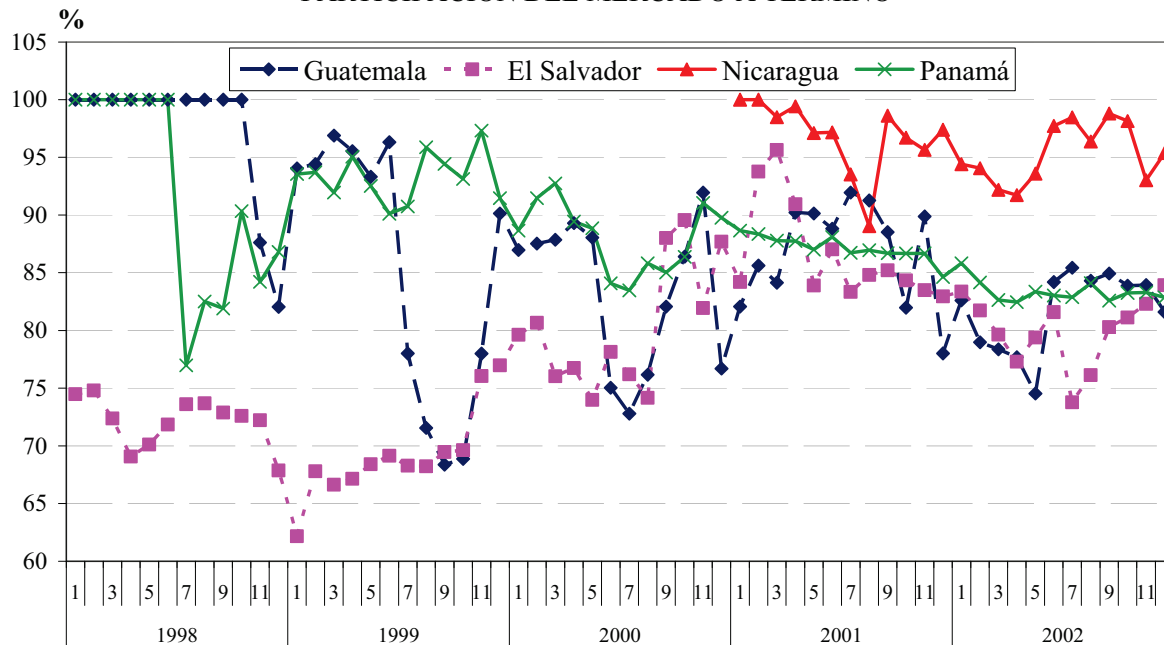
A continuación se presentan la evolución mensual promedio de la participación de los MC y MO y los precios de este último.

i) Participación de los mercados de contrato y de ocasión. El gráfico 5 muestra las participaciones porcentuales del MC en los cuatro MM de la región. El cuadro 15 presenta un resumen de las participaciones promedio anuales y los máximos y mínimos históricos del MC. La porción complementaria no mostrada corresponde a la participación del MO.

En los cuatro países el MC es mayoritario. Sin embargo, en tres de ellos el MO ha jugado un papel importante con mucho dinamismo en El Salvador y Guatemala y participación creciente y casi sin retrocesos en Panamá. Como dato curioso, se observa cierta convergencia hacia una participación (80%, 20%) de los mercados MC y MO. En Nicaragua, a diferencia de sus vecinos, el MO ha jugado un papel marginal, lo cual es consecuencia de la sobrecontratación inicial y de la todavía pequeña e incipiente participación de los GC.

Gráfico 5

#### GUATEMALA, EL SALVADOR, NICARAGUA Y PANAMÁ: PARTICIPACIÓN DEL MERCADO A TÉRMINO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 15

**GUATEMALA, EL SALVADOR, NICARAGUA Y PANAMÁ: RESUMEN  
DE LAS PARTICIPACIONES DEL MERCADO DE CONTRATOS**

(Porcentajes)

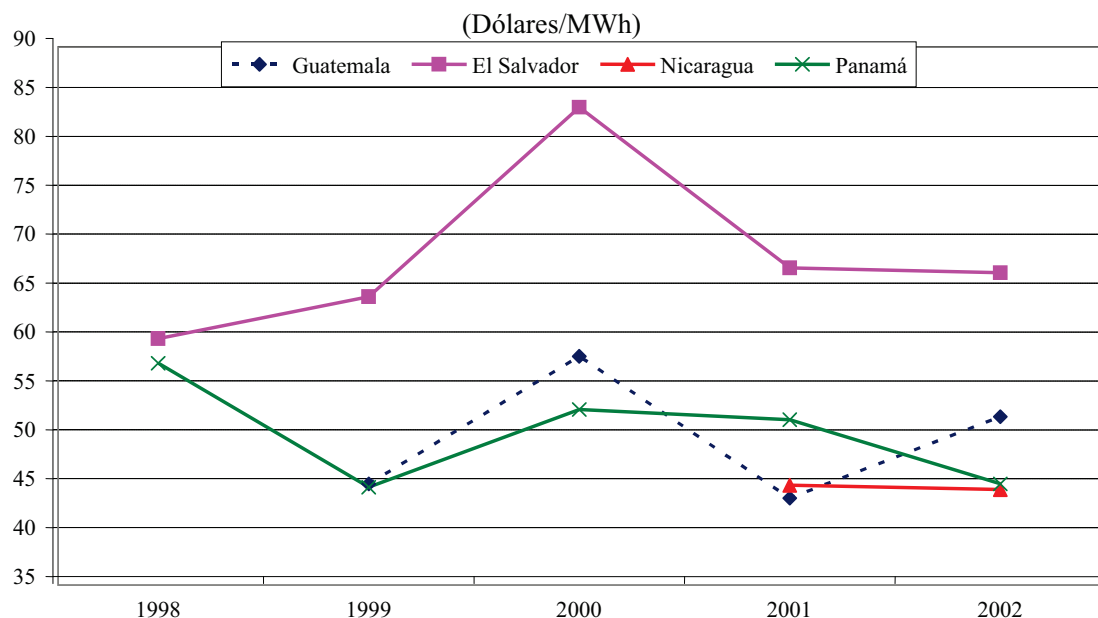
	Guatemala	El Salvador	Nicaragua	Panamá
Período 1998-2002				
Máximo	100,0	95,6	100,0	100,0
Mínimo	68,4	62,2	89,0	77,0
Promedio	87,0	77,6	96,2	88,8
Promedios anuales				
1998	97,4	72,1		91,3
1999	85,2	69,2		93,3
2000	83,5	80,2		88,0
2001	86,9	86,6	97,0	87,2
2002	81,7	80,0	95,3	83,4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras mensuales oficiales.

ii) Evolución de los precios en el mercado de ocasión. El gráfico 6 muestra la evolución de los precios promedios anuales en los MO de los cuatro MM de la región. El cuadro 16 muestra un resumen de los promedios anuales de dichos precios, así como los máximos y mínimos históricos.

Gráfico 6

**GUATEMALA, EL SALVADOR, NICARAGUA Y PANAMÁ:  
PRECIOS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Como era de esperarse, los menores niveles de precios se han observado en Guatemala, Nicaragua y Panamá, los tres países donde la asignación horaria de precios se hace a partir de ofertas de costos variables (declarados y auditables). Obsérvense los valores promedio cercanos o con diferencias poco acentuadas entre los tres mercados. Obsérvense también mayores variaciones (o separación) de precios en Guatemala en 2000 y 2001, lo que se explica por la alta interacción con el mercado salvadoreño (gráfico 6).

En El Salvador los mayores precios se explican parcialmente por contener cargos de potencia y de energía (en los otros países sólo contienen cargo por energía). También influyó la reducida competencia en los primeros años, lo que permitió a algunos actores influir la fijación de precios. Ello obligó al gobierno a tomar acciones como la eliminación de bandas, introducir cambios en los períodos para trasladar las variaciones del *spot* a las tarifas reguladas, difundir información y promover programas para el manejo de la demanda, así como la generación minorista. Es posible apreciar una tendencia de crecimiento de los precios en el MRS durante los primeros años, que alcanzó su máximo en 2000, y posteriormente una reducción y una tendencia a la estabilización.

Cuadro 16

GUATEMALA, EL SALVADOR, NICARAGUA Y PANAMÁ: RESUMEN  
DE LOS PRECIOS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD

(Dólares/MWh)

	Guatemala	El Salvador	Nicaragua	Panamá
Período 1998-2002				
Máximo	273,1	216,2	117,0	227,1
Mínimo	0,0	0,0	23,7	0,0
Promedio	49,1	67,7	44,1	48,9
Promedios anuales				
1998		59,3		56,8
1999	44,5	63,6		44,1
2000	57,5	83,0		52,1
2001	43,0	66,6	44,3	51,0
2002	51,3	66,1	43,9	44,5

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y precios horarios.

### 3. Evolución de los precios al consumidor final

Para las comparaciones de precios en los sectores residencial e industrial es necesario tener presentes los descuentos y subsidios (directos, financiados por los gobiernos o cruzados) generalmente para usuarios de menor consumo. Los clientes industriales en mercados liberalizados (GC) han podido acceder al mercado libre y tienen por tanto precios de electricidad más bajos, pero los márgenes no son conocidos (constituyen información confidencial). En cuanto a la heterogeneidad de la información, deben referirse nuevamente los casos de los países

con mercados liberalizados que, al establecer tarifas a costo, tienden a abandonar el seguimiento de las tarifas sectoriales (El Salvador y Guatemala tienen registros sectoriales incompletos). Teniendo presente esta situación, a continuación se hace un recuento de la evolución de los niveles tarifarios con énfasis en los rubros comparables.

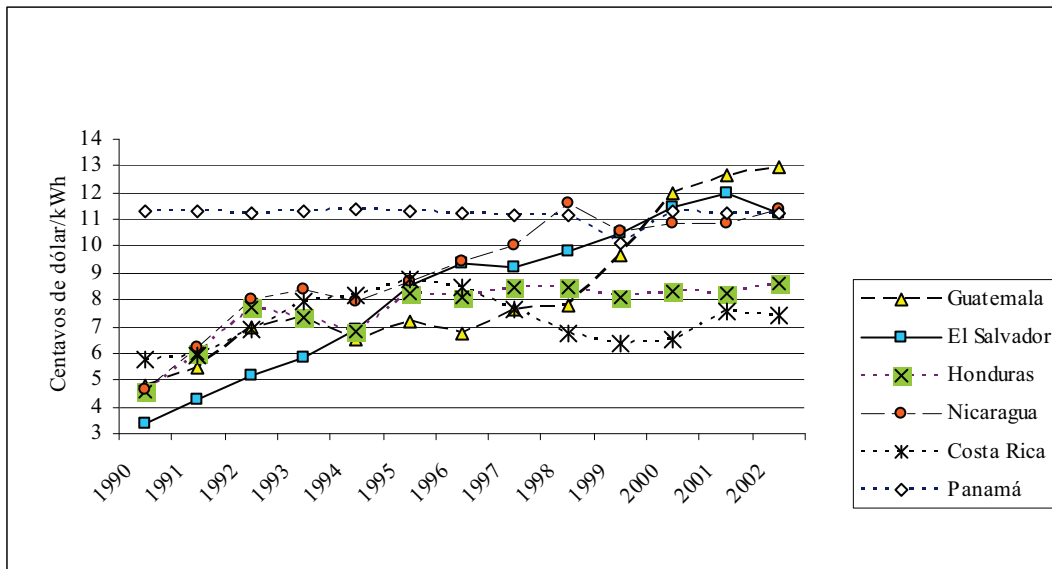
### a) Evolución comparativa de las tarifas promedio

Los gráficos 7 y 8 y el cuadro 17 muestran la evolución de las tarifas promedio al consumidor final en los seis países durante el período 1990-2002. El gráfico 7 contiene precios corrientes (dólares corrientes) y el gráfico 8 contiene precios reales (descontando inflación en dólares de 1990). Todos los gráficos tratan las tarifas promedio anuales e incluyen a todos los usuarios regulados de todas o de las principales empresas distribuidoras.<sup>71</sup> Las tarifas han sido calculadas a partir de los reportes de facturación de las empresas, por lo cual incluyen los efectos netos (descuentos) de los subsidios directos a grupos de consumidores específicos. No incluyen impuestos indirectos y otros gravámenes, los que generalmente tienen regímenes diferentes para los diversos grupos de usuarios.

Gráfico 7

#### ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS PROMEDIO AL CONSUMIDOR FINAL

(Precios corrientes)



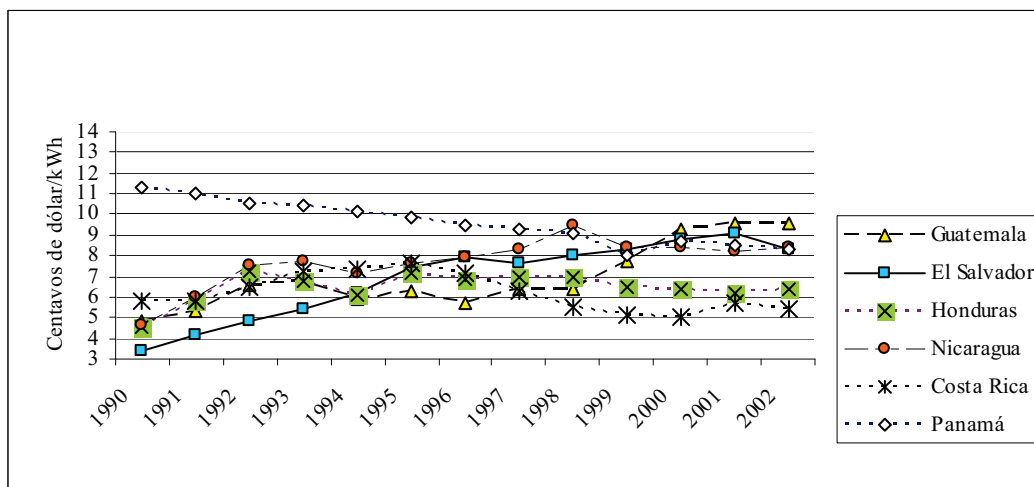
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

<sup>71</sup> Para Guatemala no se incluyeron las empresas eléctricas municipales (6% de las ventas reguladas del país), de las que no fue posible obtener información oficial sobre facturaciones.

Gráfico 8

**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS  
PROMEDIO AL CONSUMIDOR FINAL**

(Dólares de 1990)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y elaboración propia.

Cuadro 17

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA EVOLUCIÓN DE TARIFAS PROMEDIO

País	Centavos de dólar/kWh				
	Precios corrientes			Dólares de 1990	
	1990	1998	2002	1998	2002
Guatemala	4 822	7 754	12 955	6 330	9 582
El Salvador	3 341	9 836	11 210	8 030	8 291
Honduras	4 539	8 489	8 630	6 930	6 383
Nicaragua	4 643	11 607	11 400	9 476	8 432
Costa Rica	5 767	6 716	7 380	5 483	5 459
Panamá	11 296	11 121	11 220	9 079	8 299

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

En el período 1990-2002, los países, con excepción de Panamá y Costa Rica, experimentaron incrementos moderados o altos de tarifas promedio anuales en un rango de 5,5% a 10,6% en términos corrientes y de 2,9% a 7,9% en valores constantes. El Salvador es el país que ha reportado los mayores incrementos (10,6% en términos corrientes y 7,9% en valores constantes), seguido por Guatemala (8,6% y 5,9%, respectivamente); Nicaragua (7,8% y 5,1%) y Honduras (5,5% y 2,9%). Costa Rica presenta incrementos moderados (+2,1% en términos corrientes y -0,5% en valores constantes) y Panamá decrecimientos (-0,1% y -2,5%, respectivamente).

En 1990, las tarifas de Panamá triplicaban las de sus vecinos. En 2002 se ubicaban en tercer lugar, casi al mismo nivel que las salvadoreñas, situadas en cuarto. La tendencia de precios en Panamá es pues opuesta a las de los otros tres países que llevaron a cabo apertura y privatizaciones. Desde luego el cambio favorable de posición de las tarifas panameñas es relativo a los fuertes incrementos de esos tres países.

Como fue apuntado, las mayores alzas se observan en tres países que privatizaron y abrieron sus mercados de electricidad. Guatemala estaba ubicado en tercer lugar en 1990, quinto en 1998 (el año de las privatizaciones) y primero en 2000, reafirmando su condición líder en las tarifas regionales más altas durante 2001 y 2002. El Salvador tenía en 1990 las tarifas más bajas de la región para subir a la tercera y cuarta posición en 1998 y 2002. Nicaragua parte del cuarto lugar en 1990 al segundo en 1998, posición que repite en 2002.

Costa Rica, como fue referido, ha tenido incrementos moderados y los cambios de posición que se observan en el período 1990-1998 son resultado de las alzas de sus vecinos. A partir de 1998 sobresale como el país con las tarifas más bajas de la región, posición que ha mantenido los años subsiguientes. Con excepción de Panamá, la brecha de las tarifas de los otros países respecto de Costa Rica es creciente. Honduras tiene a partir de 1999 las segundas tarifas más bajas de la región, posición que mantiene hasta 2002, si bien, a diferencia de Costa Rica, ha requerido considerables subsidios del gobierno.

## **b) Evolución de tarifas sectoriales**

i) Evolución de las tarifas residenciales. El gráfico 9 y el cuadro 18 muestran la evolución de las tarifas promedio al consumidor residencial en los seis países durante el período 1990-2002. Las de Guatemala corresponden a las de la Distribuidora Deocsa a partir del año 2000 y a la tarifa social de la misma distribuidora a partir de 2001.<sup>72</sup>

Obsérvese que en 1990, con excepción de Panamá, las tarifas residenciales promedio estaban en el rango de 3,5 y 4,8 centavos de dólar/kWh, correspondiendo la más baja a El Salvador y la más alta a Honduras. En 2002, las tarifas promedio residenciales se han duplicado o triplicado, ubicándose en el rango de 6,4 a 13,2 centavos de dólar/kWh, correspondiendo las más bajas a Costa Rica y las más altas a El Salvador. El factor que generalmente tiene más peso en esta tendencia es el de los subsidios (directos o cruzados) y, en el caso de Guatemala, la segmentación del mercado decretada por la aprobación de la tarifa social. En todos los casos, los precios son influidos por los impuestos indirectos. En El Salvador y Guatemala existen además tasas municipales; en Nicaragua existe un canon por regulación para el funcionamiento del ente correspondiente.

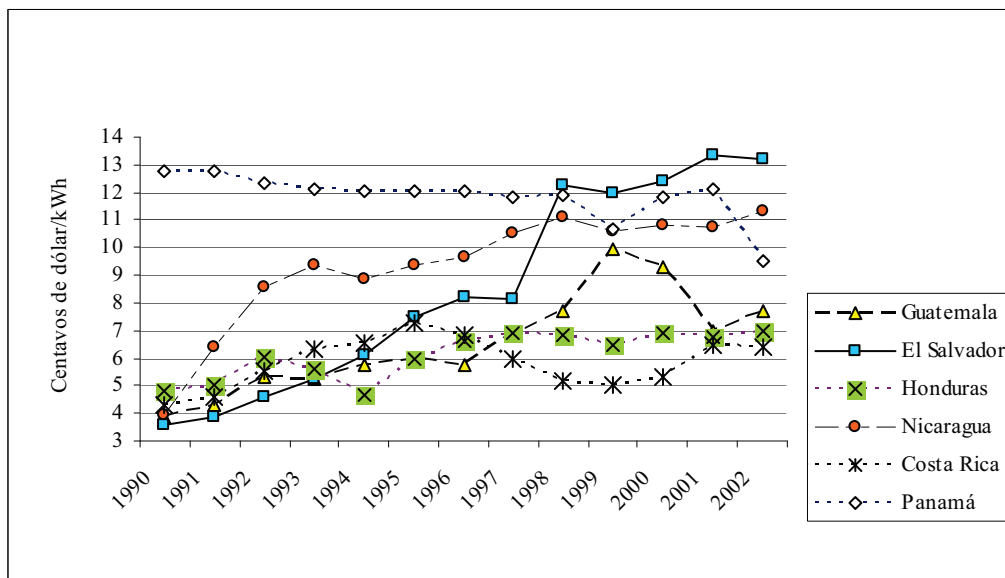
---

<sup>72</sup> La tarifa social se aplica a usuarios con consumo mensual menor de 300 kWh, abarcando alrededor de 93% de los usuarios residenciales del país. De acuerdo con datos de la CNEE, las diferencias de precio promedio de la tarifa social entre las tres distribuidoras son mínimas (EEGSA estaría alrededor de 1,5% arriba de Deorsa y Deocsa).

Gráfico 9

**ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS RESIDENCIALES  
PROMEDIO AL CONSUMIDOR FINAL**

(Precios corrientes)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Cuadro 18

**ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA EVOLUCIÓN  
PROMEDIO DE TARIFAS RESIDENCIALES**

(Centavos de dólar/kWh)

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	3 892	3 547	4 775	3 911	4 295	12 767
1998	7 740	12 291	6 820	11 077	5 169	11 897
2002	7 673	13 220	7 000	11 300	6 400	9 500

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

ii) Evolución de tarifas industriales y altos consumos. El cuadro 19 muestra la evolución de las tarifas promedio industriales y comerciales. La información es homogénea hasta 1998. En El Salvador y Guatemala los valores de 2002 corresponden a las tarifas en baja y media tensión. En los primeros años, los efectos de los subsidios pueden explicar las diferencias tarifarias entre los tres sectores representativos. En 2002, con excepción de El Salvador y parcialmente Nicaragua, las tarifas comerciales e industriales seguían siendo más altas que las residenciales, situación que ilustra los pocos avances logrados para alcanzar la racionalidad económica, es decir, las tarifas todavía están lejos de representar señales económicas del costo del servicio en los diferentes grupos de usuarios.



Cuadro 19

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA EVOLUCIÓN DE TARIFAS PROMEDIO  
SECTORIALES Y ALTOS CONSUMOS

(Centavos de dólares/kWh)

	1990		1998		2002	
	Comercial a/	Industrial	Comercial	Industrial	Comercial	Industrial
Costa Rica	8 166	6 484	9 144	7 497	9 300	7 200
Honduras	5 493	3 906	10 580	8 645	10 600	8 200
Nicaragua	5 831	5 208	13 018	10 116	13 500	8 900
Panamá	12 097	10 925	11 565	9 739	10 940	9 520
					Baja y media tensión b/	
El Salvador	3 708	3 576	9 604	9 104	11 560	8 310
Guatemala	3 892	5 618	8 080	7 562	10 850	7 920

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ En Costa Rica la tarifa es referida como General.

b/ En El Salvador y Guatemala no hay registros de tarifas sectoriales a partir de 1999. En el primero las referencias son de la distribuidora CAESS; en el segundo la de Deocsa.

Los cuadros anteriores no reflejan el comportamiento de los precios que han venido pagando los usuarios no regulados conformados por los GC que negocian libremente las condiciones comerciales con los generadores y/o con los comercializadores. En El Salvador, Nicaragua y Panamá, hasta el año 2002 sólo seis industrias habían registrado transacciones en tres países únicamente (dos en cada uno), lo que representa un mercado pequeño y no representativo. En Guatemala, por el contrario, este segmento es muy significativo (cerca de 600 GC con 19% de la demanda del MM). Salvo escasas excepciones, no ha sido posible obtener referencias de los precios de energía para el sector. Debe suponerse, sin embargo, que, en ausencia de barreras de acceso a los MM, las tarifas de los GC deben ser sustancialmente más bajas. De lo contrario, éstos preferirían mantenerse en el régimen tarifario aprobado por los reguladores. En el caso de Guatemala, las distribuidoras Deorsa y Deocsa han revelado que durante 2002 el precio de su mercado no regulado fue, en promedio, 0.080 dólares/kWh, cifra que podría considerarse como buen referente para los precios finales a los GC en Guatemala. A partir de este referente podría calcularse el precio promedio final de la electricidad de todo el universo de usuarios del país, el cual —para el valor estimado en precios corrientes de 2002 en el cuadro 17— se reduciría en 8%. La nueva estimación (12,64 centavos de dólar/kWh) seguiría representando el precio más alto en la región.

#### 4. Principales factores exógenos y endógenos que inciden en los costos del servicio

En este apartado se analiza la incidencia de los principales factores que afectan los costos e ingresos de las empresas de la industria eléctrica. Por el lado de los costos, el principal factor es el relacionado con los combustibles que, salvo el caso de Costa Rica, se han venido utilizando en forma creciente, lo que, combinado con los incrementos de precios de los derivados del petróleo y el carbón, constituye el principal factor que ha influido en el incremento de las tarifas. También se analiza el efecto de las pérdidas técnicas y no técnicas que, con la excepción del país ya

referido, merman el ingreso de las empresas (principalmente de las distribuidoras) e ilustran el escaso avance y en algunos casos el retroceso en este renglón. El primer componente (combustibles) es exógeno si se refiere al mercado internacional, pero endógeno si se ubica dentro de las posibilidades de expansión termoeléctrica, favorecidas por las reformas. Lo mismo puede decirse del segundo componente (pérdidas), que muestra la incapacidad real de las empresas para mejorar su eficiencia en un aspecto que merma directamente sus ingresos. También muestra la incapacidad del sistema —ante los costos políticos y el riesgo social— para ubicar en el mercado a considerables segmentos de la población, en su mayor parte familias de menores ingresos. El problema de las pérdidas también podría originarse, en algunos casos, en errores técnicos (principalmente mala medición), aunque no debe descartarse una mala contabilización (esto podría representar un problema de transferencia de costos del sector regulado al libre), lo que, en todo caso, debería ser investigado y clarificado por los entes reguladores.

El incremento neto en los costos de los combustibles es transferido hacia los usuarios. El efecto neto de los incrementos en las pérdidas es compartido por las empresas y los clientes de los mercados regulado y libre, produciendo además una transferencia no deseada a los usuarios conectados ilegalmente a las redes y a los favorecidos por la mala medición.

#### **a) Consumo de combustibles**

De un consumo de alrededor de 2,5 millones de barriles de petróleo equivalente (MMBEP) en 1990, la industria eléctrica centroamericana pasó a consumir 16,4 MMBEP en 1998 y 20,8 MMBEP en 2002, lo que representa un ritmo anual de crecimiento de 19,4%. En términos monetarios, la factura de combustibles pasó de 47 millones de dólares a 211 millones y 444 millones, lo que representa un ritmo de crecimiento de 20,5% anual. Obsérvese que en el período 1998-2002 el volumen de consumo creció a una tasa promedio anual de 6,1%, mientras la factura lo hizo al 20,4%, situación que ilustra el impacto de las alzas petroleras en el período referido. Por volúmenes físicos, en 2002 el mayor consumo corresponde a Guatemala (30%), seguido por El Salvador (20%), Honduras (18%), Nicaragua (16%), Panamá (15%) y Costa Rica (1%). Por los costos del combustible, la factura se reparte en las siguientes proporciones: Guatemala (24%), El Salvador (22%), Honduras (19%), Nicaragua (16%), Panamá (15%) y Costa Rica (1%). Con excepción parcial de Nicaragua, todos los países iniciaron la década de los noventa con una baja participación de las termoeléctricas. Sólo Costa Rica ha podido mantener esta tendencia y hasta ha exportado energía hidroeléctrica en los últimos años. De los combustibles importados en 2002, 74% correspondió a búnker, 17% a diesel y 9% a carbón. Sólo Guatemala registra una importante diversificación de combustibles.

#### **b) Impacto de los combustibles en las tarifas finales**

El cuadro 20 muestra un resumen de las estimaciones de la proporción representada por los combustibles importados respecto de la facturación total a clientes de los mercados regulados y de los libres. Esta relación es importante porque muestra la porción real de la tarifa promedio final atribuida a los combustibles importados. Por tanto, es un buen indicador de la

“petrolización” de las tarifas eléctricas en la región. Además, refleja el comportamiento de la parte más significativa de los costos variables de producción de electricidad.

Cuadro 20

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA EVOLUCIÓN DE LA RELACIÓN  
FACTURA PETROLERA/FACTURACIÓN

(Porcentajes )

	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	8,2	8,6	0,0	34,3	1,1	6,2
1998	15,6	11,8	14,6	22,9	3,6	11,7
2002	18,3	22,9	27,1	37,2	1,3	14,5

Fuente: CEPAL, sobre la base se cifras oficiales y elaboración propia.

De acuerdo con la información del cuadro 20, puede concluirse que la situación más dramática es la de Nicaragua, donde en 2002, 37% de la recaudación por ventas finales se destinó a cubrir los costos de combustibles después que en 2000 llegó a representar el 46%. En orden descendente, la relación referida fue de 27,1% en Honduras, 22,9% en El Salvador, 18,3% en Guatemala, 14,5% en Panamá y 1,3% en Costa Rica en 2002.

El análisis por agentes evidencia la muy difícil situación de algunos al considerar los costos completos por compra de energía. El caso más severo se presentó en Nicaragua, donde estos costos representaron 84,5% y 83,3% de los ingresos por venta de energía en 2001 y 2002 <sup>73</sup> (véase el gráfico 10). En orden decreciente, estas participaciones fueron: en Guatemala 81,8% y 80,2% para la EEGSA, <sup>74</sup> en tanto que Deocsa registró 49% en 2001; en El Salvador CAESS reportó 73,3% y 72,6%, y EEO 68,0% y 62%, ambas en 2000 y 2001; en Costa Rica la CNFL registró 59,7%, 62,6% y 64,1% en los años 1999-2001, <sup>75</sup> y en Honduras la ENEE destinó alrededor del 59% de sus ingresos para el mismo concepto en 2001 (incluye los costos de operación de la producción de la ENEE). No se contó con información de las distribuidoras panameñas. La comparación de estos indicadores puede ayudar a explicar las presiones internas por liquidez en los mercados, que se empiezan a generar cuando las distribuidoras tienen

<sup>73</sup> Disnorte S. A. y Dissur S. A., Informe general correspondiente al ejercicio 2002, 18 de marzo de 2003.

<sup>74</sup> Obsérvese la mayor participación de los costos de producción que son trasladados a tarifas, lo que obedece a las condiciones de los contratos de compra de energía (PPA). En mayo de 2003 el Procurador de los Derechos Humanos (PDH) planteó una acción de amparo contra las resoluciones de la CNEE que autorizaban a la EEGSA un aumento del 9% sobre el valor vigente del precio del kWh. De acuerdo con el PDH: “se han visto obligados a acudir a los órganos jurisdiccionales, con el objetivo de proteger los derechos de los usuarios” (véase “Amparo contra la EEGSA”, *Prensa Libre*, 20 de mayo de 2003). El alza referida corresponde a los ajustes trimestrales, los que reflejan el monto de los costos de energía del trimestre anterior. El segmento afectado fue el de los usuarios con consumo superior a 300 kWh y demanda contratada inferior a 100 kW.

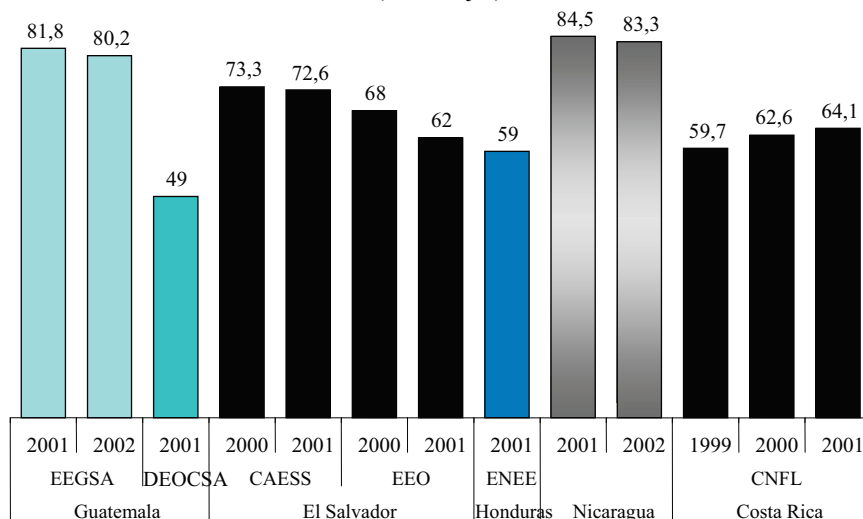
<sup>75</sup> Para los años 1999 y 2000, véase CNFL, *Memoria 2000*, San José, Costa Rica, 2001. El año 2001 corresponde a cifras preliminares.

problemas de recaudación y amenazan con atrasar sus pagos a proveedores. De acuerdo con esta información, los casos más severos se han presentado en Nicaragua, Honduras y en la distribuidora EEGSA de Guatemala.<sup>76</sup>

Gráfico 10

**ISTMO CENTROAMERICANO: FACTURA POR COMPRAS DE ENERGÍA/INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA**

(Porcentajes)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

### c) Evaluación económica de las pérdidas de electricidad

La evolución anual de las pérdidas muestra que, con excepción a Costa Rica, queda mucho trabajo por realizar. Puede observarse que Honduras, Panamá y Nicaragua históricamente han rebasado con mucho los niveles que podrían calificarse como deseables en la región (10%-12%). Buena parte del problema de estos tres países se encuentra en los servicios no regularizados o conexiones ilegales. Guatemala podría ubicarse en una posición intermedia. El Salvador y Nicaragua muestran tendencia al deterioro.

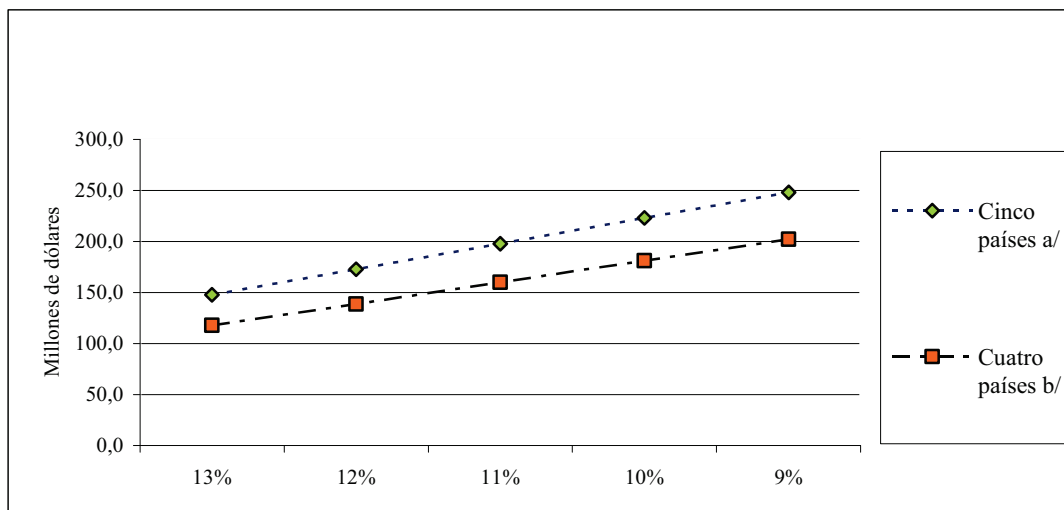
Una valorización de las pérdidas (al precio promedio del kWh en 2002) muestra que la reducción de un punto porcentual significaría incrementar la recaudación en 25 millones de dólares en los cinco países referidos y 21 millones de dólares en los cuatro que privatizaron la distribución. La reducción hasta un nivel mínimo aceptable (11%) permitiría incrementar la recaudación en 198 y 160 millones de dólares en ambos grupos de países (véase el gráfico 11),

<sup>76</sup> Se debe tener en cuenta la alta liquidez del mercado de combustibles y las condiciones de cargos por mora incluidas en los contratos con los proveedores, especialmente los PPA. En el caso de EEGSA únicamente han habido amenazas de retraso de pago a generadores. En Nicaragua, Disnorte y Dissur han incurrido en algunos atrasos que habrían sido causados por la mora de algunos clientes. Véase “Fenosa cancela deuda a Geosa”, *La Prensa*, Nicaragua, 23 de mayo de 2003).

montos suficientes para obtener reducciones significativas en las tarifas y/o financiar los planes de electrificación rural pendientes.

Gráfico 11

**ESTIMACIÓN DE LA RECAUDACIÓN ADICIONAL ANUAL POR  
REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS**



Fuente CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y elaboración propia.

a/ No incluye Costa Rica.

b/ No incluye Costa Rica y Honduras.

En Guatemala una reducción de pérdidas del nivel actual de 15,3% a 11% permitiría incrementar la recaudación en alrededor de 32 millones de dólares. En promedio las pérdidas se han mantenido al mismo nivel en que las dejó el Estado cuando entregó las empresas a los nuevos dueños. Más aún, a nivel de los agentes hay retrocesos evidentes, especialmente en la EEGSA, que fue entregada a sus nuevos dueños con pérdidas de alrededor de 8%. Las distribuidoras Deorsa y Deocsa en conjunto reportan pérdidas de 9,5%, 25% y 23,2% en los años 2000-2002. EEGSA reporta 8,5% en 1998, las que fueron reducidas a 8% en 2000, para luego repuntar a 13,8% y 14,1% (o 16,4%) en 2001 y 2002. Algunas cifras muestran incoherencias que podrían originarse en la mala medición o en errores contables como la aritmética equivocada en algunas transacciones, lo cual explica la no coincidencia con los registros del administrador del mercado mayorista y el regulador).<sup>77</sup> Quedan dudas sobre los volúmenes de energía que las comercializadoras efectivamente entregaron a sus clientes, las pérdidas asociadas a esas

<sup>77</sup> Por ejemplo, algunas transacciones bilaterales entre empresas, como la denominada *back to back* entre EEGSA e INDE, procedimiento por el cual la primera regresa a la segunda o al mercado de excedentes de potencia y energía. También podría deberse a registros incompletos de las transacciones con los comercializadores. Llama la atención que no obstante el alarmante crecimiento de las pérdidas, las firmas auditoras no hayan hecho ninguna recomendación a sus clientes. La firma responsable de la auditoría de EEGSA hasta el 2001 fue Aranki, González y Asociados (miembro de la desaparecida firma internacional Arthur Andersen). En 2002 la auditoría quedó a cargo de Lara, Aranki & Ayestas (miembro del grupo DeloitteToucheTohmatsu), firma que también presta sus servicios a Deorsa y Deocsa.

transacciones y su contabilización final. Por sus elevados montos, las cifras podrían sugerir que las pérdidas del mercado libre han sido trasladadas al mercado regulado, situación que solamente podrá aclararse cuando el regulador publique periódicamente las estadísticas de ambos mercados.

En El Salvador una reducción de pérdidas del nivel actual de 14,6% a 11% permitiría incrementar la recaudación en alrededor de 19 millones de dólares anuales. De acuerdo con la información disponible, parte de las pérdidas se han originado en la distribuidora EEO, para la cual un balance de la energía retirada de los nodos de alta tensión y la energía facturada muestra pérdidas del 23% en 2002. EEO distribuye electricidad en zonas rurales muy perjudicadas por el conflicto bélico y en las cuales podría haber muchos servicios pendientes de regularizar. Las otras distribuidoras analizadas bajo el balance referido muestran pérdidas bajas (CAESS 11,7%, CLESA 8,1% y Delsur 8,4%). En promedio las cuatro mayores distribuidoras de El Salvador presentan 12% de pérdidas, lo cual permite conformar el cuadro de las pérdidas nacionales (con 2,6% en pérdidas de transmisión). De esta forma, dos de las cuatro mayores distribuidoras de este país han hecho un buen trabajo en este rubro.

En Honduras una reducción de pérdidas del nivel actual de 20,6% a 11% permitiría incrementar la recaudación en alrededor de 38 millones de dólares anuales. La mayor parte de las pérdidas proviene de servicios pendientes de regularizar, mala medición y conexiones ilegales,<sup>78</sup> a pesar de que el servicio de lectura y facturación está concesionado a una empresa privada desde 1999.<sup>79</sup>

En Nicaragua una reducción de pérdidas del nivel actual de 32,5% al 11% permitiría incrementar la recaudación en alrededor de 59 millones de dólares anuales, equivalente a la tercera parte de la facturación de las dos distribuidoras. La cifra es alarmante considerando que se trata del sistema de menor tamaño en la región. En su mayor parte las altas pérdidas obedecen a servicios pendientes de regularizar, mala medición y conexiones ilegales. El problema se torna medular para el avance de las reformas y podría conducir a un colapso si no se toman pronto medidas adecuadas. Debe observarse que se han identificado otros problemas, entre ellos los derivados de los ajustes tarifarios.<sup>80</sup> Las distribuidoras, por su parte, han reportado incremento de los períodos de cobro (mora o cartera vencida), lo que las habría forzado en algunos casos a postergar los pagos a las generadoras.

---

<sup>78</sup> Según un funcionario de la ENEE: "...el robo de energía es de 17 millones de lempiras al mes (1,1 millones de dólares), lo que representa un 5% o 6% del total". Véase "Severa crisis enfrenta la ENEE", *La Prensa*, abril de 2003.

<sup>79</sup> En 2001 la ENEE contrató los servicios de lectura y facturación con la empresa Servicios de Medición Eléctrica de Honduras (SEMEH). En marzo del mismo año, el Congreso Nacional aprobó la ampliación del contrato a 36 meses, autorizando la depuración de la base de datos de los abonados y el cobro de los saldos en mora, proceso que conlleva la necesidad de instalar 200,000 contadores a nivel nacional. (Véase "Congreso amplía contrato a SEMEH", *La Tribuna*, 7 de marzo de 2003).

<sup>80</sup> A partir de una demanda interpuesta por la Red Nacional de Defensa de los Consumidores en marzo de 2003, la Corte Suprema de Justicia (CJS) declaró ilegal el incremento tarifario autorizado por el regulador en junio de 2001. La base del fallo: el regulador violó la Ley de Industria Eléctrica y la Constitución Política de la República al no actuar al servicio de los usuarios. Véase *La Prensa* del 20 de marzo de 2003.

En Panamá una reducción de pérdidas del nivel actual de 19,8% al 11% permitiría incrementar la recaudación en alrededor de 50 millones de dólares anuales. Un balance de la energía comprada o producida por cada distribuidora y sus respectivas facturaciones muestra en 2002 los siguientes niveles de pérdidas: Metrooeste y Chiriquí 16% y Elektra 22,5%. La información sugiere problemas en las tres distribuidoras, especialmente en la última. En su mayor parte las altas pérdidas obedecen a servicios pendientes de regularizar, mala medición y conexiones ilegales. A fines de 2002 Elektra inició campañas masivas para regularizar a los usuarios conectados en forma directa.<sup>81</sup>

#### **d) Otros factores**

El tema de la liquidez aparece como de primera importancia, especialmente en los tres países ya referidos. Este tema se debe analizar conjuntamente con la mora. No se tiene información sobre el crecimiento de la cartera vencida, pero según entrevistas con funcionarios de las empresas, el problema está bajo control excepto en Nicaragua. No obstante, en tres países existen problemas específicos, relacionados con las cuentas del gobierno (en Nicaragua) o con las de las municipalidades (Guatemala<sup>82</sup> y Honduras<sup>83</sup>).

### **5. Subsidios y algunas distorsiones en las tarifas**

El tema de los subsidios es sumamente complejo, por lo que requiere de estudios detallados para tener una visión completa de la situación en cada país. Conociendo dichas limitaciones, se mencionan a continuación algunos aspectos generales de los subsidios, así como algunas distorsiones identificadas en cada país.

#### **a) Guatemala**

Como fue referido en el capítulo II, los subsidios cruzados no están permitidos por la ley de electricidad. Sin embargo, las autoridades recurrieron inicialmente a ellos con el propósito de amortiguar las alzas tarifarias impuestas a partir de 1998. Los subsidios han sido cubiertos por el INDE y en su mayor parte fueron otorgados en especie, con ventas de energía a descuento y prestación gratuita de servicios complementarios para el MM. De acuerdo con informes oficiales,

---

<sup>81</sup> Según un funcionario de la distribuidora Elektra Noreste, unas 30.000 personas están conectadas ilegalmente. El hurto y fraude de energía les ocasiona una pérdida mensual de 1,5 millones de dólares. La empresa tiene en marcha desde finales de 2002 un programa masivo de legalización consistente en un acercamiento a la comunidad a través de ferias educativas y mediante sanciones impuestas por los corregidores. Véase “Legalizan a 34 mil clientes que hurtaban energía”, *El Panamá América*, 19 de septiembre de 2003.

<sup>82</sup> De acuerdo con informes del INDE, al mes de mayo de 2003 la deuda de las empresas municipales ascendía a 106,1 millones de quetzales (14 millones de dólares), de los cuales cerca del 60% correspondían a deuda vencida.

<sup>83</sup> En enero de 2003 fue emitido en Honduras un decreto legislativo para condonar 92,7 millones de lempiras de las deudas de las municipalidades de Tegucigalpa y San Pedro Sula, cantidad equivalente a 50% de la deuda. Véase *La Prensa*, 19 de enero de 2003.



la empresa estatal referida otorgó en el período 1999-2002 subsidios por un monto de 76,3 millones de dólares (15 en 1999, 47,6 en 2000, 8,6 en 2001 y 5,1 en 2002).<sup>84</sup>

A partir de 2001, los subsidios se redujeron sustancialmente como consecuencia de las compras de energía que empezaron a realizar las distribuidoras dentro de la Tarifa Social que segmentó el mercado regulado en dos grandes bloques a partir del umbral de consumo de 300 kWh/mes. Dentro del segundo gran bloque ha resultado perjudicado un segmento de consumidores (que van desde 301 kWh/mes hasta clientes mayores en baja y media tensiones, pero sin llegar a una demanda de potencia de 100 kW, típicamente desde residencias de clase media hasta pequeños y medianos comercios e industrias), cuyas tarifas fueron 15% superiores al promedio y el doble de los bajos consumos en 2002 (15,9 centavos de dólar/kWh). Dentro de este segmento quedan incluidas las PYMES (pequeña y mediana industria), cuyas tarifas son por mucho las más altas de la región (90% y 120% por encima de las salvadoreñas y costarricenses). Este segmento se identifica muy claramente como el gran perdedor de las reformas eléctricas en el país.

## **b) El Salvador**

De 1998 a 2001 la CEL había desembolsado alrededor de 167 millones de dólares por concepto de pago de subsidios,<sup>85</sup> cifra que representa básicamente los descuentos a usuarios residenciales (limitados actualmente a consumos mensuales inferiores a 99 kWh) y al bombeo de agua para la empresa estatal ANDA y las cooperativas rurales. Adicionalmente, continúa el subsidio del IVA a usuarios residenciales con consumo menor a 300/kWh. Actualmente los subsidios son cubiertos por el Estado a través del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET). Al haber quedado localizados en grupos específicos, no se presentan distorsiones visibles. Obsérvese que el segmento de usuarios residenciales con consumo menor a 99 kWh/mes representa el 28% de las familias con servicio, sólo el 20% del consumo residencial y el 7,7% de la facturación de las distribuidoras. Los cargos fijos y las tasas municipales son pagados por todos los usuarios, de forma que el costo unitario de los pequeños consumidores es siempre más alto.<sup>86</sup> En cuanto al ANDA, por su condición de empresa subsidiada, su servicio ha quedado bajo la comercializadora de CEL.

## **c) Honduras**

Como fue referido, la ley marco de electricidad prevé subsidios para los consumidores residenciales. Con excepción de los clientes residenciales con consumo inferior a 500 kWh, los demás pueden tener tarifas en el rango de 100% a 120% del costo del servicio. Además de los

---

<sup>84</sup> En moneda nacional, los subsidios ascendieron a 588,2 millones de quetzales en el período julio de 1999 a febrero de 2003.

<sup>85</sup> Se estiman las siguientes cantidades: 32 millones de dólares en 1998, 50 en 1999, 57,7 en 2000 y 27,2 en 2001.

<sup>86</sup> Los precios promedio sin subsidio ni tasas municipales facturados en los rangos de consumo (0-49 kWh/mes) (50-99) y (100-199) fueron de: 0.1768, 0.1007 y 0.1550 dólares/kWh-mes. Véase SIGET, *Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 4*, 2002, mayo de 2003.



subsidios cruzados, el gobierno ha continuado transfiriendo subsidios a la ENEE, los que ascendieron a 21,5 y 16,6 millones de dólares los años 2001 y 2002.<sup>87</sup> De acuerdo con dichas cifras, el subsidio permitió mantener las tarifas promedio 5,6% por debajo de su nivel real.

#### **d) Nicaragua**

No existen subsidios directos del gobierno. Las distorsiones más marcadas derivan de los subsidios cruzados. Por otra parte, se sabe que la postergación de la privatización de la empresa hidroeléctrica Hidrogesa ha permitido al Estado obtener fondos no contemplados inicialmente, los que eventualmente podrían destinarse a suavizar los ajustes tarifarios.<sup>88</sup>

#### **e) Costa Rica**

No existen subsidios directos del gobierno. Los subsidios cruzados y su eficiencia preocupan a las autoridades. Sus montos no se han hecho explícitos en las facturaciones, pero se estima que sobrepagos significativos podrían estar afectando a segmentos específicos. Obsérvese por ejemplo que en 2002 la tarifa residencial fue 11% y 31% más baja que las de los sectores industrial y comercial. De acuerdo con opiniones de algunos profesionales de la industria eléctrica, las sucesivas actualizaciones y modificaciones de los pliegos no han guardado el equilibrio entre los sectores y los costos del servicio, afectando en mayor proporción las tarifas de los sectores industrial y comercial.

#### **f) Panamá**

Como ya fue referido, los subsidios están muy focalizados, no constituyen un monto de consideración y son financiados por el Estado. Las revisiones de la tarifa eléctrica se realizan cada seis meses. Cuando se han dado incrementos, generalmente la distribuidora Edechi (que sirve a las poblaciones del interior del país) ha registrado menores alzas, ya que tiene mayor suministro hidráulico. Por otra parte, se debe observar que ETESA fue autorizada a financiar los incrementos por ajustes a la tarifa de transmisión, lo cual representa un subsidio que no se pudo cuantificar.

### **6. Rentabilidades de las empresas en la industria eléctrica**

De todos los actores de la industria eléctrica, sólo se contó con informes financieros o resúmenes de resultados de las empresas distribuidoras de cuatro países. Con base en esta información se ha calculado la rentabilidad sobre activos totales y sobre ventas (véase el cuadro 21).

---

<sup>87</sup> De acuerdo con cifras de la ENEE, los montos fueron de 337,1 y 275,7 millones de lempiras.

<sup>88</sup> El gobierno preveía una salida a la deuda con Unión Fenosa a través de dos fuentes: un “pequeño” ajuste tarifario y el recurso a las ganancias de la planta hidroeléctrica HIDROGESA, empresa que generó 10 millones de dólares de utilidades en 2002. Véase *Semanario de Información Confidencial*, semana del 13 al 26 de abril de 2003.

**a) Guatemala**

La situación es difícil para EEGSA, que reportó una rentabilidad sobre ventas negativa (pérdidas) en 2001 y de apenas 0,4% en 2002. Estos resultados se explican parcialmente por los altos costos de compra de energía (con excepción de las compras dentro de la tarifa social). Para tener un cuadro más completo se requeriría un análisis global que incluyera la situación de la filial comercializadora (Comegsa) y las pérdidas crecientes de energía en las redes de la distribuidora. En este último aspecto, si EEGSA hubiera mantenido los estándares reportados durante el último año de gestión estatal (con pérdidas de 8%), podría haber incrementado la recaudación en cuando menos 13 millones de dólares, monto suficiente para lograr rentabilidad sobre ventas de 2,6% y 4% en 2001 y 2002.

La situación de Deocsa y Deorsa es más favorable con rentabilidad sobre ventas creciente, que alcanzó 18,2 y 8,8% en 2002. En ambos casos se debe tener presente el contrato inicial de 5 años (finalizado en 2003), por medio del cual el INDE les suministra energía a un precio favorable.

**b) El Salvador**

Las tres empresas analizadas presentan rentabilidad razonable o alta en el rango de 7,6% a 12% por ventas en 2001, con valores mayores en 1999 y 2000. Cada empresa tiene características propias; sin embargo, puede decirse que la reducción de la rentabilidad ha estado en función de un mayor aumento de los componentes del costo de ventas (las compras de energía en los mercados a término y de ocasión) con respecto a las ventas finales y, en algunos casos, incrementos en las pérdidas de energía (que se traducen en menores ingresos para las distribuidoras). No se conocen los niveles de pérdidas en cada distribuidora, pero del balance general del país (14,6% en 2002) se deduce que dos de las tres empresas mejorarían considerablemente sus resultados si disminuyeran estos niveles a estándares razonables.

**c) Nicaragua**

Durante 2002 las empresas Disnorte y Dissur reportaron rentabilidad sobre ventas de 5,9% y 0,8%, respectivamente. Dissur reportó pérdidas en 2001. Igual que en las empresas salvadoreñas y guatemaltecas, las pérdidas de energía son grandes. En promedio, Disnorte y Dissur reportaron pérdidas por 32,5%. Su reducción a un estándar razonable mínimo (por ejemplo 14%) permitiría incrementar la recaudación en alrededor de 35 millones de dólares y mejorar la rentabilidad sobre ventas en alrededor de 15 puntos porcentuales (21% y 16%, respectivamente).

**d) Costa Rica**

En el cuadro 21 se reportan los resultados de la distribuidora metropolitana estatal CNFL con rentabilidad sobre ventas estable de 7% en 2000 y 2001. Las pérdidas de esta distribuidora

son de alrededor del 8%. Sus resultados son muy favorables comparados con los de las otras distribuidoras analizadas.

Cuadro 21

ISTMO CENTROAMERICANO: RENTABILIDAD a/ DE ALGUNAS  
EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

	1999		2000		2001		2002	
	Activos	Ventas	Activos	Ventas	Activos	Ventas	Activos	Ventas
Guatemala								
EEGSA	n.d	7,4	2,5	5,1	(0,6)	(1,1)	0,2	0,4
Deocsa	n.d	n.d	7,4	16,6	7,0	16,2	8,7	18,2
Deorsa	n.d	n.d	5,0	12,5	3,2	7,6	3,9	8,8
El Salvador								
CAES	32,8	19,5	7,7	8,6	7,9	12,7	n.d	n.d
EEO	11,8	13,8	4,0	8,3	3,6	7,6	n.d	n.d
Del Sur	n.d	n.d	13,0	10,8	14,5	11,3	n.d	n.d
Nicaragua b/	b/				3,6	2,9	3,8	3,5
Dissur	n.d	n.d	n.d	n.d	(2,0)	(1,5)	1,0	0,8
Disnorte	n.d	n.d	n.d	n.d	7,9	6,7	6,2	5,9
Costa Rica								
CNFL	3,0	5,9	3,6	7,0	4,0	7,0	n.d	n.d

Fuente: CEPAL, con base en informes oficiales.

a/ Rentabilidad calculada a partir de las utilidades después de impuestos.

b/ En Nicaragua se calcula un consolidado que considera a las dos empresas distribuidoras, ambas de Unión Fenosa. Cálculos con base en informes oficiales.

## 7. Proceso inversionista

Por su destino, las inversiones en la industria eléctrica pueden clasificarse en cuatro grandes grupos: generación (G), transmisión (T), distribución (D) y electrificación social (ES), que corresponden a inversiones en los grupos anteriores, principalmente en T y D para conectar poblaciones y nuevos usuarios.

### a) Privatizaciones

Las privatizaciones llevadas a cabo entre 1997 y 2001 en cuatro países permitieron obtener ingresos totales por 2.091,7 millones de dólares (véase el resumen en el cuadro 22). Es difícil hacer comparaciones entre los diferentes procesos de privatización dados los momentos y condiciones particulares en cada país y en cada proceso. Debe observarse que en Panamá fue vendida únicamente la mitad de las acciones (dato a partir del cual puede estimarse el valor potencial de las empresas capitalizadas en 1998). Una porción de los dividendos anuales de las

empresas forma parte de un fondo fiduciario destinado a financiar programas sociales del gobierno.<sup>89</sup>

Cuadro 22

RESUMEN DE INGRESOS POR LAS PRIVATIZACIONES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN GUATEMALA, EL SALVADOR, NICARAGUA Y PANAMÁ

(Millones de dólares )

Fechas	Total	Guatemala a/ (1997-1998)	El Salvador (1998-1999)	Nicaragua (2000-2001)	Panamá (1998)
Total	2 091,7	651,0	711,1	126,3	603,3
Generación	468,0	30,0	125,1	11,3	301,6
Distribución	1 623,7	621,0	586,0	115,0	301,7

Fuente: cifras oficiales.

a/ En Guatemala no se incluye la venta de acciones remanentes de dos distribuidoras en 2002 y 2003.

En cuanto a la procedencia de los capitales, en distribución destacan las empresas españolas y en generación las estadounidenses. Por su posición regional, Unión Fenosa adquirió seis empresas distribuidoras en Guatemala, Nicaragua y Panamá, dos en cada país. En el segmento de la producción, las firmas estadounidense El Paso (Coastal) y Enron ya tenían presencia en algunos países, por lo cual las privatizaciones les permitieron un mejor posicionamiento.

### b) Captación de inversiones en generación, transmisión y distribución

El cuadro 23 presenta un resumen de las inversiones públicas y privadas en el segmento de la producción. Obsérvese que hasta 1990 las inversiones privadas eran inexistentes o marginales pero a partir de 1994 superan a las estatales. En promedio, en el período 1990-2001 la inversión anual en el segmento referido fue de 279 millones de dólares, correspondiendo 58% al sector privado y 42% al sector público. La mayor parte de la inversión de este último sector fue realizada por el ICE y la CNFL de Costa Rica y por CEL y Gesal (proyectos geotérmicos) de El Salvador.

En transmisión las obras más importantes construidas en ejecución o en fase de preinversión han sido realizadas por las empresas estatales. Los mecanismos para la expansión de obras del sector privado —especialmente importantes en El Salvador y Guatemala— todavía no

<sup>89</sup> Las empresas eléctricas de capital mixto, con excepción de la generadora Fortuna, no habrían aportado dividendos al Estado en 2002. En 2001 las empresas distribuidoras Edemet, Edechi y Electra y las generadoras de Bahía Las Minas, Estrella-Los Valles y Bayano aportaron 38,3 millones de dólares al Estado. Por otra parte, la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA), de la que el Estado es dueño del 100% de las acciones, aportó en 2002 a las arcas nacionales 6 millones de dólares por concepto de dividendos y 5 millones de dólares en impuestos. Véase *La Prensa*, Panamá, 31 de enero de 2003.

han probado su efectividad. En cuanto a la magnitud de inversiones, únicamente se contó con registros completos de Costa Rica y Honduras. En el primer país, las empresas ICE y CNFL invirtieron en promedio 24,5 millones de dólares anuales en obras de transmisión durante el período 1990-2001. En el segundo país, la ENEE invirtió alrededor de 8 millones de dólares anuales en el período 1992-2002.

Cuadro 23

## ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE INVERSIONES EN GENERACIÓN

(Millones de dólares)

		Total	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Total		3 626,2	62,2	69,1	221,8	145,2	304,4	292,5	275,6	347,1	560,6	447,6	361,0	258,2	280,8
	P	2 215,6	0,1	8,4	111,0	42,5	202,0	162,0	137,5	175,5	347,3	295,0	258,9	194,7	280,8
	E	1 410,7	62,1	60,7	110,8	102,7	102,5	130,5	138,2	171,6	213,3	152,6	102,1	63,5	0,0
Guatemala	P	897,8			98,4	25,0	75,2	51,9	44,8	74,6	105,0	110,0	92,8	82,3	137,7
El Salvador	P	278,4			0,0	0,0	70,4	70,4	0,0	0,0	0,0	5,5	47,0	50,0	35,0
	E	160,9			0,0	0,0	0,0	0,0	16,1	64,4	64,4	16,1	0,0	0,0	0,0
Honduras	P	255,1			12,6	15,3	54,8	22,0	0,0	0,0	83,3	62,9	4,2	0,0	0,0
	E	94,4	0,0	0,0	12,6	15,3	24,0	20,0	5,6	1,4	1,6	7,9	2,9	2,6	0,5
Nicaragua	P	164,1			0,0	0,0	0,0	0,0	21,6	5,4	73,0	32,6	28,5	2,9	0,0
Costa Rica	P	219,8	0,1	8,4	0,0	2,2	1,6	17,7	47,0	49,4	23,4	23,5	46,5	0,0	n.d
	E	1 249,8	62,1	60,7	110,8	102,7	102,5	130,5	122,1	107,2	148,9	136,6	102,1	63,5	n.d
Panamá	P	400,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,0	46,0	62,6	60,5	39,8	59,4	108,1

Fuente: Elaboración propia e informes oficiales.

P: Sector privado; E: Empresas estatales.

En Guatemala los principales proyectos ejecutados o en marcha bajo la responsabilidad del INDE son las obras de transmisión para la interconexión de las centrales hidroeléctricas contratadas en los años 1993-1994, la extensión de la red de 230 kV hacia el suroccidente del país, la ampliación de varias subestaciones y el plan de reconversión de voltajes (de 69 a 138 kV). Adicionalmente, dentro de las obras del fideicomiso de electrificación rural, el Estado hace inversiones en transmisión y subestaciones de potencia por un monto de 150,9 millones (1999-2004). Por otra parte, el INDE ha avanzado en los estudios y en la consecución del financiamiento para la interconexión con México.<sup>90</sup> En 2003 se discutía la primera ampliación de transmisión financiada por agentes privados, la cual estaba asociada a la interconexión de un proyecto de producción.

<sup>90</sup> El proyecto de interconexión consiste en la construcción de una línea de energía eléctrica de 102 km en doble circuito a 400 kV y la expansión de dos subestaciones, una en Tapachula (México) y la otra en Los Brillantes, en Retalhuleu (Guatemala). El tramo correspondiente a Guatemala tiene una longitud de 71 km; la línea operaría inicialmente con un solo circuito, con estructuras que permiten el tendido posterior de un segundo circuito.

En El Salvador la CEL finalizó recientemente el programa de rehabilitación del sistema de transporte que había resultado seriamente dañado por el conflicto bélico de los ochenta. En Panamá ETESA ha venido elaborando los planes de expansión de transmisión, los que han sido aprobados por el regulador y permitieron a la empresa obtener financiamiento por 72 millones de dólares.<sup>91</sup> Adicionalmente, ETESA realiza con ISA de Colombia estudios para la interconexión de sus respectivos sistemas.

En cuanto a proyectos subregionales, el más importante ha sido la interconexión El Salvador-Honduras, puesta en funcionamiento en agosto de 2002. Esta línea ha permitido la operación interconectada de los seis países de la región. Finalmente se debe mencionar el proyecto SIEPAC, cuyo financiamiento ha sido formalizado.<sup>92</sup>

En el segmento de la distribución, las empresas ICE y CNFL de Costa Rica invirtieron en promedio 19,3 millones de dólares anuales en obras de distribución durante el período 1990-2001. De esta forma, las inversiones en G, T y D en este país tuvieron las siguientes proporciones: 70%, 17% y 13%. En Honduras la ENEE invirtió en promedio 15 millones de dólares anuales en obras de distribución durante el período 1992-2002, con lo cual las proporciones de inversión en G, T y D fueron de 56%, 15% y 29%. No se tienen registros completos de las inversiones en distribución en los otros cuatro países en el período de estudio. En cuanto a proyectos de electrificación específicos, Unión Fenosa ejecuta en Guatemala por cuenta del Estado las obras previstas en el fideicomiso referido, las cuales prevén inversiones por 182,7 millones de dólares en el período 1999-2004 (30,4 millones de dólares por año).

---

<sup>91</sup> Préstamo suscrito con el BID y el aval del gobierno. Incluye la línea de 230 kV Guasquitas-Panamá que permitirá conducir toda la energía potencial del occidente del país, donde se ubican las principales centrales hidroeléctricas y posibilitará el cumplimiento de las normas de calidad y confiabilidad (n-1).

<sup>92</sup> La construcción de la línea requiere tres años y podría iniciar en 2005, por lo que estaría completa en 2008 (podrían entrar antes algunos tramos que avancen en la adquisición de derechos de paso y estudios de impacto ambiental y social). El costo total del proyecto es de 320,3 millones de dólares.

#### IV. RESULTADOS DE LAS REFORMAS: ASPECTOS AMBIENTALES, SOCIALES E INSTITUCIONALES

En este capítulo se abordan los resultados de las reformas de la industria eléctrica en los países centroamericanos en las esferas ambiental, social e institucional, todas ellas de gran importancia para la sustentabilidad de dichos procesos. También se han considerado las modificaciones recientes a los marcos regulatorios de El Salvador y Guatemala.

##### 1. Aspectos ambientales

###### a) Consumo de combustibles y emisiones asociadas

El consumo de combustibles para la producción de electricidad tuvo un crecimiento constante en el período 1990-2002 (véase el cuadro 24). A nivel regional, el consumo en unidades físicas creció a una tasa anual de 19% (27% en el período 1990-1998 y 6% en el período 1998-2002) (véase el cuadro 25). La reducción de la tasa en este último período fue causada por la explotación alternativa de recursos hidroeléctricos y geotérmicos en Costa Rica.

Cuadro 24

##### ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACIÓN DE COMBUSTIBLES IMPORTADOS PARA LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Búnker MBI	1 917	6 824	7 761	9 569	11 059	9 846	10 560	14 250	14 149
Diesel MBI	400	4 555	1 626	2 061	4 435	2 299	2 574	2 476	3 611
Carbón MTM	0	0	0	0	0	15	244	371	412

Fuente: Cifras oficiales y elaboración propia.

Notas: MBI, miles de barriles, MTM, miles de toneladas.

Asociadas al patrón de consumo de combustibles, las emisiones contaminantes son el principal problema ambiental de la generación termoeléctrica. Durante los últimos años de los ochenta, los niveles de emisiones de la industria eléctrica decrecieron por la alternativa de proyectos hidroeléctricos de mediana y gran capacidad. La tendencia se revirtió en cinco países a partir de 1990, de tal forma que la industria eléctrica es ahora la causa de la cuarta parte de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la región, 14% de las de NO y 59% de las de SO<sub>2</sub>. El cuadro 26 muestra un resumen de las emisiones de los principales contaminantes asociados a la producción eléctrica en termoeléctricas a base de derivados del petróleo y el carbón. El gráfico 12 ilustra la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> y CO de la industria eléctrica en la región.

Cuadro 25

**ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACIÓN DE LA PARTICIPACIÓN  
DE LOS PAÍSES EN EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES  
IMPORTADOS PARA LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**

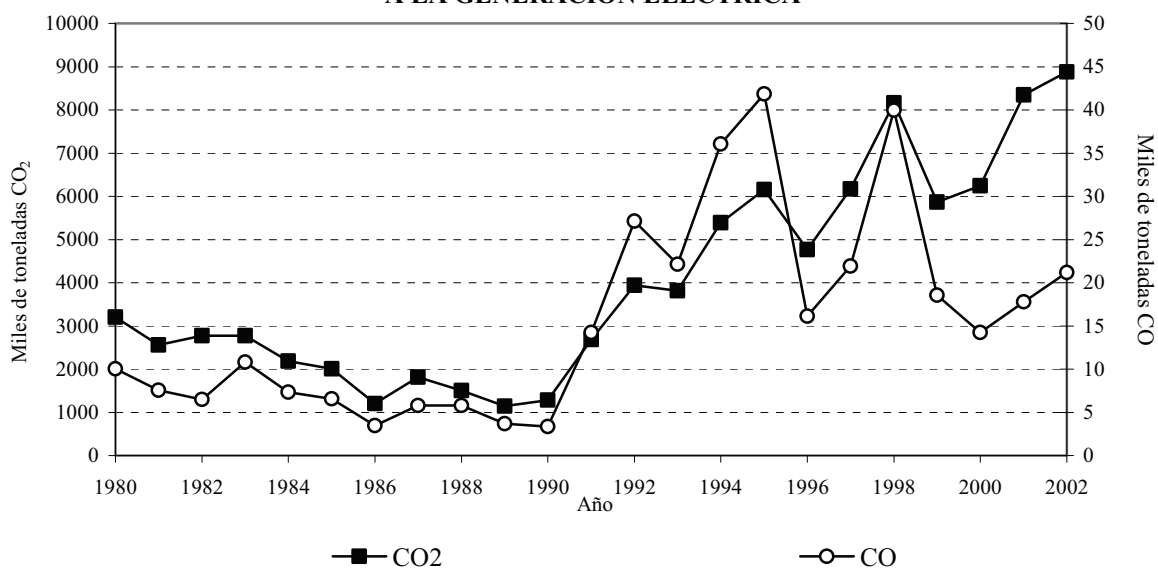
	1990	1998	2002	1997	2001	2002
	<u>MMBTU</u>			<u>Participación porcentual (%)</u>		
Total	14 385	95 618	121 682	100	100	100
Guatemala	1 945	20 320	34 252	14	21	28
El Salvador	1 681	18 209	24 529	12	19	20
Honduras	0	15 049	23 122	0	16	19
Nicaragua	5 914	17 851	19 850	41	19	16
Costa Rica	444	4 389	1 351	3	5	1
Panamá	4 400	19 798	18 578	31	21	15

Fuente: Cifras oficiales y elaboración propia.

Nota: MMBTU: millones de BTU.

Gráfico 12

**ISTMO CENTROAMERICANO: EMISIONES ASOCIADAS  
A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA**





Cuadro 26

## EMISIONES ASOCIADAS A LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

(Toneladas)

País/Contaminante	1980	1990	1998	2002
<b>Istmo Centroamericano</b>				
CO <sub>2</sub>	3 204,0	1 280,8	8 160,0	8 876,5
CO	10,0	3,3	40,0	21,2
NO <sub>x</sub>	14,2	5,3	45,0	35,7
SO <sub>2</sub>	33,3	3,9	73,0	87,2
Partículas 10 pm	4,0	1,7	8,5	15,0
<b>Guatemala</b>				
CO <sub>2</sub>	1 609,2	179,8	2 010,0	3 204,6
CO	4,8	0,8	5,2	3,7
NO <sub>x</sub>	7,0	1,0	8,3	10,8
SO <sub>2</sub>	16,9	1,6	21,8	27,9
Partículas 10 pm	2,0	0,2	2,6	7,9
<b>El Salvador</b>				
CO <sub>2</sub>	74,9	142,7	1 423,6	1 664,1
CO	0,8	0,3	5,6	1,5
NO <sub>x</sub>	0,7	0,5	7,0	5,1
SO <sub>2</sub>	0,3	1,6	13,9	20,4
Partículas 10 pm	0,0	0,2	1,6	2,5
<b>Honduras</b>				
CO <sub>2</sub>	113,4	-	1 290,3	1 742,4
CO	1,2	-	8,4	7,5
NO <sub>x</sub>	1,0	-	8,4	9,0
SO <sub>2</sub>	0,5	-	9,8	16,5
Partículas 10 pm	0,0	-	1,1	1,9
<b>Nicaragua</b>				
CO <sub>2</sub>	491,5	502,2	1 319,0	1 447,3
CO	1,0	0,3	3,8	0,6
NO <sub>x</sub>	1,9	1,5	5,7	4,0
SO <sub>2</sub>	5,5	6,3	13,9	18,3
Partículas 10 pm	0,7	0,8	1,7	2,2
<b>Costa Rica</b>				
CO <sub>2</sub>	77,7	48,6	424,9	116,5
CO	0,9	0,6	5,2	1,5
NO <sub>x</sub>	0,7	0,5	4,2	1,2
SO <sub>2</sub>	0,3	0,1	1,3	0,3
Partículas 10 pm	0,0	0,0	0,1	0,0
<b>Panamá</b>				
CO <sub>2</sub>	837,2	407,5	1 692,2	701,6
CO	1,3	1,3	11,7	6,4
NO <sub>x</sub>	2,9	1,8	11,4	5,7
SO <sub>2</sub>	9,8	4,2	12,3	3,8
Partículas 10 pm	1,2	0,5	1,4	0,4

Fuente: CEPAL, *Propuesta para una estrategia sustentable del subsector hidrocarburos en Centroamérica* (LC/MEX/L.582), 27 de noviembre de 2003.

## b) Participación de las fuentes de energía renovable

El uso de las fuentes renovables presenta una tendencia declinante severa en la región (véase el cuadro 27). En 1990, 90,7% de la energía eléctrica fue generada por centrales hidroeléctricas y geotérmicas (sin incluir la cogeneración con bagazo). En 1998 se había reducido a 58% para caer a 57,4% en 2002 (incluyendo la generación eólica). Sólo Costa Rica ha mantenido consistentemente una alta participación de las fuentes renovables (véase el gráfico 13). Los otros países han empezado a tomar algunas acciones para fomentar su explotación (véase el recuadro 2).

Cuadro 27

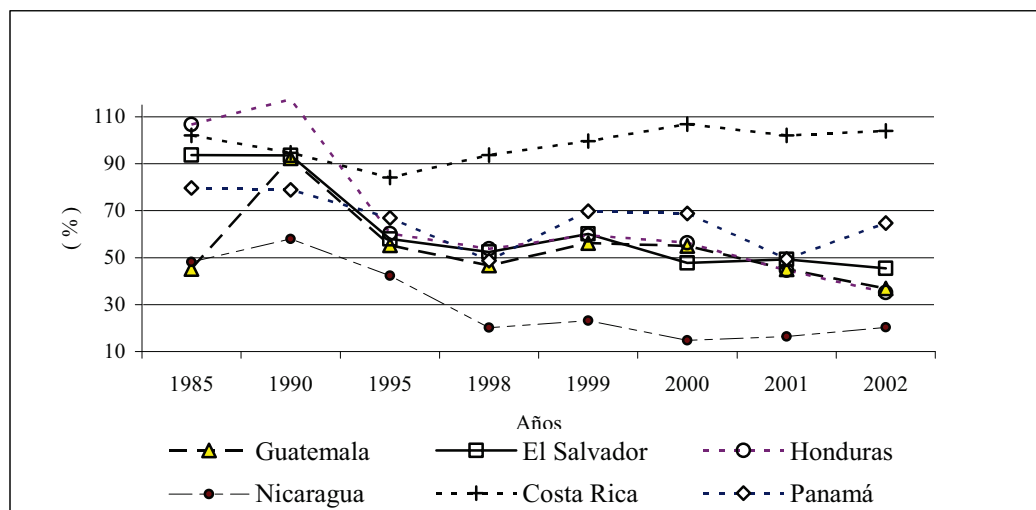
### PARTICIPACIÓN DE FUENTES HIDROELÉCTRICAS Y GEOTÉRMICAS (%)

Región	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1985	82,5	45,2	93,6	106,8	48,2	79,7
1990	90,7	92,4	93,5	117,5	58,0	78,8
1998	58,0	46,6	52,4	53,7	20,2	48,8
2000	65,6	55,0	47,8	56,4	14,7	68,8
2002	57,4	36,9	45,4	35,2	20,4	64,8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 13

### ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS FUENTES RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Los efectos de este vuelco son más rotundos en algunos países. Honduras, que en 1990 era autosuficiente y exportaba excedentes de energía hidroeléctrica, en 1998 sólo cubrió 53,7% y en 2002 el 35,2% de sus necesidades con esta fuente. Las adiciones hidroeléctricas han sido

escasas, a pesar del premio sobre el costo marginal que la ley autoriza pagar por la energía producida por dichas fuentes.

Nicaragua presenta el segundo caso más severo de dependencia de los derivados del petróleo. El decaimiento de la participación de fuentes autóctonas en los años 1990, 1998, 2000 y 2002 fue de 58%, 20,2%, 14,7% y 20,4%. El leve repunte observado en los últimos dos años se debe a la repotenciación de una geotérmica concesionada a privados y a mejores condiciones hidrológicas. Salvo el caso de dos ingenios cogeneradores, todavía no ha entrado en operación ningún proyecto nuevo de fuentes renovables ejecutado por inversionistas privados.

Guatemala, que en 1990 obtenía 92,4% de su energía de fuentes renovables, redujo su participación a 46,6% en 1998 y a 36,9% en 2002. Esto sin tomar en cuenta la energía producida por los ingenios cogeneradores, lo cual incrementaría la participación de las fuentes renovables en 3,5% en el 2002.<sup>93</sup>

#### Recuadro 2

##### ISTMO CENTROAMERICANO: SITUACIÓN ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE LAS FUENTES RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Los cinco países centroamericanos que efectuaron cambios mayores en sus industrias eléctricas han experimentado un marcado retroceso en la participación de las fuentes renovables para la producción de electricidad. La excepción es Costa Rica, donde empresas estatales y privadas han continuado desarrollando proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y eólicos. En los últimos años la inversión privada se ha estancado por disputas legales sobre las concesiones del recurso hídrico. Entre las condiciones que han permitido a Costa Rica la casi autosuficiencia del subsector eléctrico destacan: a) Políticas, planes y programas de desarrollo para la seguridad del abasto energético, diversificación de fuentes y sostenibilidad ambiental; b) exitosa gestión del desarrollo de fuentes renovables por el ICE (institución que ha llevado a cabo programas de preinversión y estudios básicos, conformando una sólida cartera de proyectos), y c) condiciones favorables de las cuencas hidrológicas que permiten reducir riegos durante la construcción y operación de los proyectos. Adicionalmente, en febrero de 2003 la Asamblea aprobó una ley<sup>94</sup> que autoriza a las cooperativas de electrificación rural y a las empresas municipales a generar energía hidroeléctrica por medio de centrales que no excedan los 60 MW. De acuerdo con la situación descrita y los planes de desarrollo del ICE, es probable que esta tendencia continúe e incluso resulte favorecida por la creación del mercado eléctrico regional (MER), de forma que en los próximos años Costa Rica podría afianzar su condición de exportador de energía limpia.

/Continúa

<sup>93</sup> Los ingenios cogeneradores produjeron 621 GWh en 2002. Suponiendo que una tercera parte de dicha producción es atribuible al bagazo de caña, se tendría un incremento de 3,5% de fuentes renovables.

<sup>94</sup> Ley de Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional (Ley 8345). El MINAE autoriza las concesiones de aprovechamiento del recurso hídrico a las cooperativas y empresas municipales.

### Recuadro 2 (Conclusión)

La situación de los países vecinos es muy diferente a pesar de algunos signos positivos. En Guatemala los proyectos de generación basados en los recursos renovables tienen ventajas fiscales,<sup>95</sup> lo que —junto con la ley de emergencia decretada en 1993 y 1994— favoreció la construcción de proyectos hidroeléctricos, geotérmicos y de biomasa. En los últimos años, varios inversionistas privados han construido nuevas hidroeléctricas, entre ellas la de Las Vacas (45 MW), que recicla parte de las aguas servidas de la ciudad capital. De igual forma se encuentran en ejecución varios proyectos de capacidad pequeña o medianas, entre ellos Canadá (40 MW) y Río Hondo (20 MW). A fines de octubre de 2003, el Congreso aprobó una nueva ley para incentivar el desarrollo de las fuentes renovables.

En El Salvador las inversiones privadas en fuentes renovables han sido nulas. Ante esta situación, la CEL anunció recientemente que promoverá la construcción de varias hidroeléctricas, entre ellas el complejo Torola (119 MW en total con la primera etapa Chaparral, de 59 MW). Para el largo plazo se ha identificado El Cimarrón (243 MW), que promete importantes beneficios secundarios al incrementar sustancialmente la vida de los embalses aguas abajo. Adicionalmente han habido avances para ejecutar el proyecto binacional el Tigre (704 MW) con ENEE de Honduras.

En Honduras la Ley Marco del Subsector Eléctrico de 1994 estipula un premio en los precios que la ENEE debe pagar por energía renovable. Hasta la fecha sólo una minihidroeléctrica ha acreditado el incentivo. En 1998 el congreso aprobó el Decreto 267-98 que exonera los impuestos sobre ventas durante la construcción y sobre la renta durante los primeros cinco años de operación de sus inversiones y precio 10% superior al costo marginal de corto plazo para capacidades menores de 50 MW y para proyectos con beneficios directos para el control de inundaciones. A diciembre de 2001 la ENEE había suscrito 21 contratos equivalentes a 142,3 MW (76,6 MW hidroeléctricos, 15,70 biomásicos y 50 eólicos).<sup>96</sup> Se desconoce su grado de avance.

En Nicaragua, salvo las concesiones geotérmicas y algunas minihidroeléctricas para el abasto de comunidades aisladas, no existen proyectos firmes para el desarrollo de fuentes renovables. Recientemente, un grupo de inversionistas privados anunció el inicio de los estudios del proyecto hidroeléctrico Copalar (650 MW).<sup>97</sup>

Panamá tiene varios proyectos hidroeléctricos conducidos por la empresa AES: la hidroeléctrica Estí (118 MW), que forma parte de los compromisos de privatización de la empresa hidroeléctrica Bayano, una nueva unidad en Bayano (86 MW) y su repotenciamiento general. Unión Fenosa ha ampliado la capacidad de las pequeñas hidroeléctricas Macho de Monte, Dolega e Hidro-Panamá y puso en marcha la segunda unidad de Valle de Antón. El regulador (el ERSP) ha otorgado 9 concesiones hidroeléctricas por 359 MW. Para los próximos años, los planes elaborados por ETESA y aprobados por la COPE consideran importantes adiciones hidroeléctricas (en este país, al igual que en Costa Rica, la planificación es rectora, a diferencia de los otros países). La Asamblea ha venido discutiendo un proyecto de ley para fuentes renovables.

<sup>95</sup> El Decreto-Ley 20-86 establece la deducción del 100% de impuesto sobre la renta de las inversiones en energía renovable. Esto incentivó varios proyectos de cogeneración (159 MW), hidroeléctricos (58,5 MW en operación y 60 MW en construcción) y geotérmicos (28 MW).

<sup>96</sup> Véase Biomass User Network (BUN-CA) y Asociación Hondureña de Productores de Energía Renovable, “Guía para desarrolladores de proyectos de generación de energía eléctrica utilizando recursos renovables”, Tegucigalpa, Honduras, 2002.

<sup>97</sup> El proyecto hidroeléctrico es promovido por el consorcio Hydro-Copalar, integrado por las empresas Proyectos y Planificación, de México; Voit, de Suiza y Siemens, de Alemania. Se encuentra en escrutinio por varios organismos financieros. Por su tamaño, el proyecto tiene implicaciones regionales. Véase Boletín de Prensa de la Comisión Federal de Electricidad de México, 16 de febrero de 2003.

En El Salvador la producción hidroeléctrica y geotérmica presenta la siguiente tendencia decreciente: 93,5% en 1990, 52,4% en 1998 y 45,4% en 2002. En 1999 hubo una importante recuperación de la producción geotérmica por un proyecto desarrollado por la empresa estatal. Se han reportado pequeños incrementos en la producción hidroeléctrica de minicentrales que no estaban incorporadas al sistema central.

En Panamá la participación hidroeléctrica reporta la siguiente tendencia: 78,8% en 1990, 48,8% en 1998 y 64,8% en 2002. El incremento observado a partir del año 2000 se debe a la incorporación de la producción de las centrales hidroeléctricas de la Autoridad del Canal. Las adiciones más importantes llevadas a cabo por privados corresponden a la empresa AES (recuadro 2).

En Costa Rica la construcción de centrales generadoras a partir de fuentes renovables no ha perdido su *momentum*. Los proyectos han sido llevados a cabo por el ICE e inversionistas privados (generación paralela). Incluyen centrales hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y una planta cogeneradora. Lo anterior ha permitido una participación creciente de las fuentes renovables: 94,6% en 1990, 93,6% en 1998 y 104% en 2002 (los excedentes de varios años han sido exportados hacia los países vecinos). Hasta la fecha sólo un productor privado local (el ingenio Taboga) ha logrado salvar los obstáculos locales para exportar su producción hacia la distribuidora nicaragüense Dissur. No obstante las oportunidades en los países vecinos, no existen esquemas adecuados para el acceso de los productores locales a los mercados vecinos.

### c) **Certificados de carbono** <sup>98</sup>

Como fue referido, las fuentes renovables tienen una incidencia positiva sobre el medio ambiente al sustituir la energía termoeléctrica contaminante. A partir de la suscripción y posterior ratificación del Protocolo de Kyoto, los países centroamericanos han institucionalizado <sup>99</sup> los mecanismos de desarrollo limpio (MDL) y establecido las bases para evaluar los beneficios de cada proyecto. También han suscrito memoranda de entendimiento, principalmente con países europeos sobre transacciones de certificados de captura de carbono, habiendo realizado varias a

---

<sup>98</sup> La mayor parte de la información de este apartado proviene de los representantes de las oficinas nacionales de implementación conjunta de los mecanismos de desarrollo limpio (véase memorias del seminario: “¿Cómo desarrollar proyectos MDL en América Central?”, organizado por el Consejo de Electrificación de América Central —CEAC— y realizado en San Salvador, El Salvador, 27 y 28 de marzo de 2003).

<sup>99</sup> La institucionalidad es presidida por la autoridad encargada del medio ambiente apoyada por oficinas, programas y comisiones nacionales de implementación conjunta.

la fecha.<sup>100</sup> Los precios de las transacciones están en el orden de 3 a 4 dólares por tonelada de CO<sub>2</sub>,<sup>101</sup> permitiendo importantes márgenes de rentabilidad financiera de los proyectos con energías renovables (entre 0,8-2,6% para hidroeléctricas, 1%-1,3% para centrales eólicas y 0,4%-3,6% para plantas de cogeneración).<sup>102</sup>

## 2. Aspectos sociales

### Electrificación rural e incremento de la cobertura del servicio

El gráfico 14 muestra un resumen de la evolución del índice de electrificación en el período 1990-2002. Se observa un importante avance de la electrificación desde la época anterior a las reformas con Índices de Electrificación (IE) regional de 36% en 1980, 50% en 1990 y 65% en 1998. A partir de 1999, cuando la distribución quedó privatizada en tres países, el IE ha continuado creciendo con un IE regional de 75% en 2002. Los seis países presentan diferencias de dinámica y grado de avance de los programas de electrificación rural.

Entre los países que privatizaron la distribución, sólo Guatemala hizo el compromiso firme de realizar con recursos estatales un agresivo programa quinquenal de electrificación (Fideicomiso de Electrificación Rural). El Salvador y Panamá muestran un crecimiento continuo a un ritmo semejante al de los años anteriores a la privatización, dinámica que no necesariamente proviene de la penetración del servicio en nuevas áreas, sino de la conexión de nuevos usuarios ubicados en áreas cercanas a las plantas existentes y de la regularización de servicios conectados durante la administración estatal. En Honduras la ENEE ha continuado los programas de electrificación social con apoyo del Fondo Social de Desarrollo Eléctrico (FOSODE).

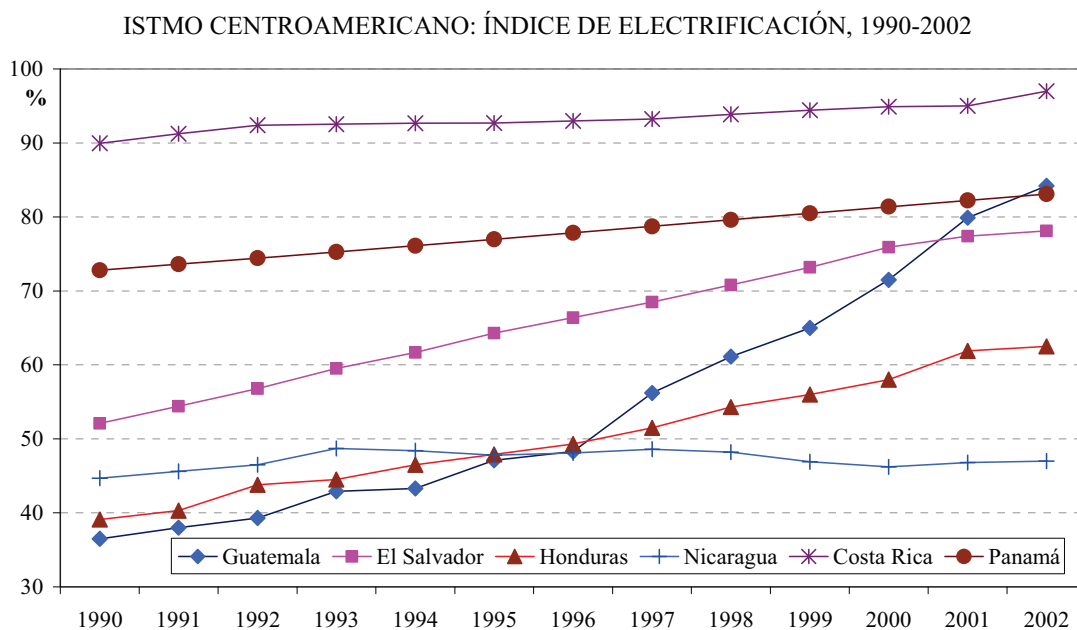
---

<sup>100</sup> Por ejemplo, a inicios de 2003, El Salvador había suscrito convenios con los gobiernos de Finlandia y Holanda y con el Fondo Prototipo de Carbono (FPC), reportando cuatro proyectos en gestión (111 MW en total, dos proyectos biomásicos y dos geotérmicos); Guatemala: una hidroeléctrica en operación (Matanzas), varias en construcción, aprobadas o en gestión (hidroeléctricas Río Hondo, Candelaria, Xochelha, Batir, Canadá, varias minicentrales para comunidades aisladas, un proyecto geotérmico y varios proyectos forestales); Nicaragua: en fase de aprobación 12 proyectos de electrificación rural en zonas aisladas (geotérmicos, biomásicos, minihidroeléctricas y solares); Panamá: tres hidroeléctricas en operación (7,4 MW), dos en construcción (Bayano y Estí, 205 MW, véase el recuadro 2) y 8 hidroeléctricas en gestión (166,6 MW); Honduras, ratificó el protocolo de Kyoto en julio de 2002. Los 21 contratos suscritos por la ENEE (143-7 MW) están en la etapa de gestión de sus certificados. Costa Rica, el país de la región, que ha reportado mayor avance en el desarrollo de los MDL, tiene en proceso de certificación centrales eólicas y varias hidroeléctricas.

<sup>101</sup> Los proyectos eólicos de Costa Rica reportan precios de 3,5 dólares/tCO<sub>2</sub>. Estudios de mercado consideran que los precios futuros podrían estar en el rango de 3,6 y 21 dólares/tCO<sub>2</sub> (véase Black Arvelaez, Thomas “El mercado actual para el MDL”, seminario referido).

<sup>102</sup> Véase Chaparro, Rodrigo, “World Bank finance experience, strategy and new funds” seminario referido.

Gráfico 14



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Datos de Panamá de acuerdo a censos nacionales.

El cuadro 28 muestra la evolución demográfica y el número de viviendas pendientes de electrificar en los países. No obstante los avances logrados, en 2002 se contabilizaban 9,4 millones de personas (equivalentes a 1,6 millones de familias o viviendas) que no tenían acceso directo al servicio, la mayoría de ellas en los cuatro países ubicados al norte de la región.

Cuadro 28

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN  
PENDIENTE DE ELECTRIFICAR (PERÍODO 1980-1990)

País	Población (miles)				Hogares (miles)			
	1980	1990	1998	2002	1980	1990	1998	2002
Total	14 065	14 012	12 038	9 396	2 518	2 443	2 079	1 611
Costa Rica	668	329	202	106	145	72	44	23
El Salvador	3 017	2 233	1 761	1 426	616	456	359	291
Guatemala	5 160	5 818	4 201	1 894	875	986	712	321
Honduras	2 670	2 945	2 824	2 641	411	453	434	406
Nicaragua	1 637	2 034	2 488	2 831	264	328	401	457
Panamá	912	652	562	498	207	148	128	113

Fuente: Informes oficiales y elaboración propia.

### 3. Evaluación de algunos impactos directos de las reformas en la población

El análisis y las evidencias presentadas en este capítulo permiten hacer un balance de beneficios y costos de las reformas sobre la población en general y sus segmentos más amplios. El análisis es básicamente cualitativo, ya que un análisis más detallado requeriría información hasta ahora no disponible y una metodología *ad hoc* para la región. En la mayor parte de los temas, los comentarios se refieren a los cinco países que llevaron a cabo cambios mayores en su industria eléctrica.

#### Precios y tarifas

Como fue referido, las tarifas reguladas de Guatemala, Nicaragua y El Salvador son las que han registrado los mayores incrementos. Los subsidios directos y cruzados y el acceso a los mercados mayoristas amortiguan o cambian sustancialmente el impacto relativo de los precios en los sectores de consumo. A continuación se mencionan los impactos relevantes en los pequeños consumidores del sector residencial y en el resto de consumidores (bajos, medianos y altos).

i) Sector residencial. Todos los países han implementado subsidios. Los mayores son los de El Salvador, Nicaragua y Panamá. El impacto de las tarifas en el ingreso de las familias puede evaluarse comparando el crecimiento de las tarifas del sector residencial con el aumento del ingreso promedio de los hogares. Esta evaluación se hace de acuerdo con las premisas discutidas en el capítulo I y con auxilio de los resultados de las encuestas de hogares. Los resultados se muestran en el cuadro 29, en el cual aparecen las estimaciones del porcentaje del ingreso que las familias destinaron al pago de las facturas de electricidad. Las estimaciones corresponden al año 2002 a partir de supuestos conservadores. Las tarifas residenciales incluyen los subsidios vigentes en ese año. Comparando estos resultados con la situación de inicios de la década de los noventa, cuando se iniciaban las reformas, se obtienen algunas constataciones.

Cuadro 29

#### ISTMO CENTROAMERICANO: RELACIÓN INGRESOS-FACTURACIÓN ELÉCTRICA POR HOGAR DESPUÉS DE LAS REFORMAS

	Año de la encuesta	Tarifa promedio residencial (dólares/kWh)	Consumo promedio residencial (kWh/mes)	Factura eléctrica/ingresos (%) (promedio)
Costa Rica	2000	0 064	220,5	2
El Salvador	2000	0 132	110,2	3
Guatemala	2000	0 077	90,7	2
Honduras	1999	0 070	146,3	3
Nicaragua	1998	0 113	107,8	5
Panamá	2000	0 095	188,0	2

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Comparando los consumos promedio, las familias de Costa Rica y El Salvador estarían destinando la misma proporción de sus ingresos al pago de la factura, mientras que en tres países habría disminuido (un punto porcentual en Guatemala, dos en Honduras y tres en Panamá). Únicamente en Nicaragua se estaría registrando un incremento (un punto).

Los datos anteriores son muy ilustrativos y deberían ser congruentes con la percepción de la población sobre los beneficios y costos de las reformas. Sin embargo, el análisis tiene fuertes limitaciones de información, por lo que es conveniente hacer acotaciones para cada país.

En Costa Rica, dado que las tasas de crecimiento de los ingresos promedio y las tarifas promedios han sido similares, la participación de la factura eléctrica en la canasta de consumo familiar se ha mantenido constante. Caso similar en El Salvador, donde a pesar del fuerte incremento de las tarifas, el ingreso promedio de los hogares muestra también el mismo orden de magnitud. La inconformidad de la población en este país podría deberse a los mayores costos de acceso al servicio (recordar que en este país no se estableció franja de obligatoriedad de conexión y los fondos de capitalización de FINET para los programas de electrificación rural han sido reducidos). Diversas organizaciones sociales han protestado contra la industria eléctrica.<sup>103</sup>

En Guatemala y Honduras la tasa de crecimiento de los ingresos promedio, de acuerdo con las encuestas de hogares, fue superior a la de las tarifas eléctricas, razón que explica la reducción de la participación de la factura eléctrica en el gasto de las familias. Las autoridades de Guatemala han mantenido un seguimiento continuo de la evolución de las tarifas minoristas y autorizado varias medidas (subsidios directos y tarifa social) para amortiguar el alza. No obstante, la población sigue siendo muy sensible a las alzas tarifarias (quizás más que en los otros países), lo que en parte podría explicarse por los bajos niveles de gasto social del gobierno. Mención aparte merece la calidad del servicio en las áreas servidas por Deorsa y Deocsa, donde las evidencias indicarían bajos desempeños, lo que ha originado muchas protestas de las comunidades.<sup>104</sup>

En Honduras el bajo nivel de gasto social incide en los reclamos de la población ante las alzas tarifarias. Otros amortiguadores de los usuarios serían las políticas más relajadas de cobro y al alto número de usuarios no regularizados, los que pagan una cuota mínima o acceden gratuitamente al servicio.

En Nicaragua el ingreso promedio de hogares en el período de estudio casi se mantuvo constante, mientras que las tarifas experimentaron un fuerte crecimiento. Ello explica el aumento

---

<sup>103</sup> Por ejemplo las movilizaciones sociales de noviembre de 2002, originadas por reformas en el sector salud, criticaban también los resultados de la industria eléctrica. En esas fechas se llevaban a cabo discusiones en el Congreso para aprobar los préstamos del SIEPAC, y las bancadas de oposición argumentaban que La Ley de Electricidad impedía que los beneficios del proyecto regional llegaran a los consumidores finales. Véase “Los diputados no avalarán el proyecto eléctrico”, *Diario de Hoy*, 13 de noviembre de 2002.

<sup>104</sup> Según los reportes anuales de las empresas Deorsa y Deocsa, la calidad y las interrupciones (en número y en duración) se han reducido sustancialmente, información no certificada por un tercero o por el ente regulador. Por su parte, las comunidades y los vecinos continuamente reportan fallas de larga duración y daños por sobrevoltaje. La CNEE ha impuesto varias multas a las distribuidoras, varias de las cuales han sido apeladas.

de la participación de la factura eléctrica en el gasto familiar. La población es muy sensible al problema, lo que, además de explicarse por los muy bajos niveles de gasto social del gobierno, se debe entender como reacción natural de las familias ante las condiciones comerciales impuestas por el operador de las distribuidoras (períodos de cobro más breves y cargos por mora). El número de usuarios no regularizados es considerable.

Panamá presenta una dinámica contraria, pues los ingresos promedios subieron y las tarifas bajaron, de forma que la participación de la factura en el gasto de los hogares se redujo. Existe un alto número de usuarios no regularizados, los que pagan una cuota mínima o acceden gratuitamente al servicio.

ii) Consumidores medios y grandes. En estos segmentos es difícil realizar comparaciones entre los países pues la información no es homogénea. Cuatro países continúan reportando valores promedio en los segmentos comercial e industrial, en tanto que El Salvador y Guatemala lo hacen para los segmentos de baja, media y alta tensiones. En buena medida se cumplen las tendencias promedio mostradas en los gráficos 7 y 8.<sup>105</sup> Sin embargo, es necesario hacer algunas observaciones generales para la región y específicas para cada país.

Los usuarios de los mercados desregulados son los beneficiarios directos o “ganadores” de las reformas. Constituyen alrededor de 7,9% del mercado total de la región y representaron un volumen de 1.940 GWh en 2002. El 70% se encuentra localizado en Guatemala, 20% en El Salvador, 4% en Honduras, 3% en Panamá y 3% en Nicaragua. Con excepción de Guatemala —que reportaba 21 usuarios directos en las redes de alta tensión y alrededor de 500 servidos por medio de una comercializadora—, los usuarios del resto forman parte de la gran industria, sumando 7 grandes clientes en los cuatro países. Los números anteriores indican claramente que el mercado desregulado solamente ha sido significativo en un país y por tanto sólo ahí se trasladarían efectos del mercado libre al regulado.

En los cuatro países que registran estadísticas sectoriales (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá), el comportamiento de los precios promedio en el período 1998-2002 muestra incrementos anuales reducidos en el sector comercial (entre 0 y 0,9% anual) y decrecimiento (−1,4% en Panamá). En el sector industrial la situación es más favorable, ya que los cuatro países reportan reducciones (0,1% en Costa Rica a 3,15% en Nicaragua. Véase el cuadro 19).

En El Salvador las tarifas promedio de baja tensión muestran un crecimiento anual de 4,7% en el período 1998-2002, en tanto que las tarifas de media tensión registraron una reducción de 2,3% anual. No hay registros de alta tensión, dado que los dos usuarios relevantes han migrado al mercado desregulado.

En Guatemala las tarifas promedio en baja y media tensiones muestran crecimientos anuales de 7,6% y 1,2% en el período 1998-2002. No hay registros de los Grandes Usuarios y de alta tensión, desde donde ha habido una significativa migración al mercado desregulado. Es muy

---

<sup>105</sup> Recordar que, en suma, los segmentos comercial e industrial y diversos son mayoritarios, con participaciones que van desde 58% en Costa Rica hasta 71% en Honduras.

claro el perjuicio directo a la pequeña y mediana industria (PYMES) y el indirecto a un sector significativo de la población.<sup>106</sup>

#### 4. Aspectos institucionales<sup>107</sup>

Con las reformas de la industria eléctrica, los estados crearon entes que tienen a su cargo las funciones normativas y reguladoras. Las primeras son ejercidas por comisiones, ministerios y direcciones especializadas a cargo de las políticas del subsector, las que generalmente tienen bajo su responsabilidad la elaboración y/o aprobación de la planeación indicativa. Los entes reguladores son comisiones con funciones específicas para la industria (en Guatemala); para el sector energía (en Honduras y Nicaragua); para electricidad y telecomunicaciones (en El Salvador) y para varios servicios públicos (en Costa Rica y Panamá). En tres países las leyes respectivas establecen un alto grado de autonomía para los entes reguladores (Costa Rica, El Salvador, Nicaragua y Panamá), mientras que en los otros tres la autonomía es más restringida, pues los entes están supeditados a instancias superiores.

Puede decirse que las funciones normativas y regulatorias han quedado razonablemente separadas, principalmente en los casos en que los reguladores gozan de mayor autonomía. Solamente en Nicaragua, Costa Rica y Panamá se hace una plena separación de las funciones normativas y regulatorias. En El Salvador el Estado se había marginado de las funciones normativas, pero luego las retomó por medio de una Dirección especializada del Ministerio de Economía.

##### a) Entes normativos

Algunos entes normativos tienen más atribuciones y ámbitos de intervención en la industria eléctrica que otros, y cuyas funciones se limitan al diseño general de políticas, dejando las decisiones de inversión a los actores económicos. Ambos tipos tienen pros y contras, pero la pertinencia de las decisiones sólo puede ser juzgada por la sostenibilidad del modelo de desarrollo que generen.

En Costa Rica las reformas introducidas hasta la fecha son menores. El modelo es exitoso porque sigue fomentando la autosuficiencia total con recursos autóctonos y los precios más bajos a nivel regional. Aunque sus resultados pueden considerarse más que satisfactorios, los retos futuros rebasan las atribuciones actuales de las instituciones.

---

<sup>106</sup> Esa tendencia se siguió manifestando en 2003. Según una nota de prensa: "...El aumento de la tarifa eléctrica, que afecta a algunas empresas, seguirá vigente tal como fue autorizado a partir del 31 de julio. Esta alza, de aproximadamente 9%, ha golpeado a un sector que representa el 1% y que tiene una demanda de entre 11 y 100 kW". Véase "No cambiarán tarifa que afecta a empresas", *Prensa Libre*, 4 de octubre de 2003.

<sup>107</sup> El tema de la institucionalidad de las reformas ha sido tratado en diferentes documentos de la CEPAL, razón por la que en éste se aborda en forma muy resumida, sólo presentando los rasgos más importantes. Un estudio completo de los entes normativos y regulatorios requeriría un enfoque de economía institucional.

En los otros países el modelo de desarrollo depende del establecimiento de mercados competitivos, esquema muy difícil de sostener por el reducido tamaño de los mercados, las decisiones de inversión tomadas antes de la aprobación de las reformas (en algunos casos) y las condiciones socioeconómicas no favorables que inciden en la percepción del riesgo país de los inversionistas. La creciente dependencia de los hidrocarburos y demás combustibles importados evidencia una debilidad de las reformas. Por otra parte, la eficiencia de la industria no ha experimentado mejoras sustantivas y, salvo las excepciones ya señaladas, la mayor parte de los usuarios finales ha sufrido fuertes alzas de tarifas.

## **b) Entes reguladores**

Los reguladores juegan un papel fundamental en las reformas, quizás mayor en los países que liberalizaron sus mercados de electricidad. Con excepción de Costa Rica, la experiencia regulatoria es todavía incipiente: alrededor de 12 años en Honduras, 8 en Nicaragua, 7 en Panamá y 6 en El Salvador y Guatemala. Como ya se dijo, es difícil externar opiniones sobre el desempeño de los reguladores no sólo por la novedad de la experiencia, sino por las condiciones particulares de los países, entre ellas el nivel de desarrollo de las instituciones, el conocimiento y compromiso de los poderes políticos con las reformas (que pueden ser cambiantes en función de los ciclos electorales y los relevos consecuentes y la participación de las fuerzas políticas y sociales con sus debates y confrontaciones) y las condiciones y ambiente que acompañaron a cada proceso de reforma.

En relación con sus actividades fiscalizadoras, los entes reguladores vigilan el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de la industria, lo que incluye la calidad de servicio, la seguridad del sistema, las normas y procedimientos técnicos y comerciales (esto último con la colaboración de los operadores y administradores del mercado) y, en algunos casos, la prevención de conductas anticompetitivas<sup>108</sup> y la promoción de la participación de todos los actores (las partes interesadas o *stakeholders*)<sup>109</sup> en la discusión de los principales asuntos en audiencias públicas. Las funciones de fiscalización incluyen la aplicación de sanciones por violaciones a los reglamentos de la industria.

La fiscalización de los aspectos relacionados con la eficiencia general de la industria corresponde, generalmente en forma parcial, a los reguladores (con apoyo de las instituciones normativas en algunos casos) especialmente en segmentos cuya regulación es regida por mecanismos de costo de servicio o por estándares de eficiencia. En todos los casos las comisiones reguladoras tienen la función de realizar escrutinios completos del desempeño de las actividades de distribución y transmisión, no así en la producción cuando ésta es regida por el mercado.

---

<sup>108</sup> Únicamente los marcos reguladores de Panamá y El Salvador vigilan aspectos de competencia. En el primer país existe una ley antimonopolios desde 1996. El Salvador los incluyó en la reforma a la ley de electricidad el primer semestre de 2003. Costa Rica tiene una ley de competencia económica, pero no tiene jurisdicción en la industria eléctrica.

<sup>109</sup> Véase tópicos sobre la importancia de los *stakeholders* en M. Von der Fehr, Nils-Henrik y José Jaime Millán, *Sustainability of Power Sector Reform, an analytical framework* (Universidad de Oslo y BID, Oslo/Washington—enero de 2001).

Las empresas estatales (instituciones descentralizadas de la administración pública) también están sujetas al escrutinio de las respectivas contralorías. Sus presupuestos de funcionamiento e inversión no deben rebasar topes definidos por las políticas de gasto de los gobiernos, generalmente fijados mediante acuerdos con las entidades multilaterales, situación que limita su gestión y las pone en desventaja al competir con empresas privadas. En todos los casos, las empresas deben cumplir sus obligaciones tributarias, lo que incluye informes confidenciales periódicos de resultados, salvo en empresas de capital público. Estas últimas deben rendir cuentas a sus accionistas y hacerlas públicas. Una situación particular se presenta en Panamá, donde una oficina especializada del Ministerio de Economía y Finanzas, la MEF, se encarga de los asuntos relacionados con la gestión de las empresas mixtas.

La autonomía alcanzada en la práctica por cada uno de los entes reguladores es diversa y, en algunos casos, independiente de lo estipulado en las leyes respectivas. Con base en la actuación de dichos entes, publicada en los medios de información de la región, se ha logrado hacer una clasificación cualitativa sobre el grado de autonomía alcanzado en la práctica. Costa Rica es el país donde el regulador ha gozado de mayor autonomía, sin que esto sea sinónimo de independencia respecto de las políticas del poder ejecutivo. En segundo lugar están los entes de El Salvador, Guatemala, y Panamá, bien por reemplazos de los directores, por su dependencia del ministerio respectivo o por intervenciones del poder ejecutivo, lo que afecta su institucionalidad. En el otro extremo se encontraría Nicaragua, donde la creación de comisiones paralelas han quitado legitimidad al ente regulador ante los actores privados en una coyuntura muy especial. A pesar de las críticas, la dirección del ente ha defendido su institucionalidad. En Honduras, donde la reforma ha sido tenue, el ente regulador ha tenido un papel muy discreto.

Un problema común en varios países ha sido la falta de capacidad de los entes reguladores para recopilar información técnica, económica y financiera. Un tema de gran importancia para los reguladores es el relacionado con aspectos financieros y tasas de rentabilidad. En la mayor parte de los casos se perciben grados de insuficiencia de las comisiones normativas y los entes reguladores para acceder a la información según los mecanismos establecidos.

Además de los entes reguladores, las comisiones de defensa de la competencia y de los consumidores juegan un papel sumamente importante para equilibrar la relación de fuerzas de los actores involucrados (inversionistas, productores, transportistas, distribuidores y consumidores). Salvo Costa Rica y Panamá, los países no cuentan con entes dedicados a la supervisión de la competencia, tarea ardua aun en mercados menos complicados que el de la electricidad. Esto representa una gran debilidad del proceso de reforma.

Por otra parte, en todos los países existen organismos de defensa de los consumidores que han comenzado a ejercer sus funciones. Conviene resaltar que estos organismos forman parte del marco institucional de las industrias eléctricas reformadas, igual que los inversionistas privados, el ente regulador y el gobierno.

La participación o injerencia del Estado ha continuado en actividades de alta sensibilidad política y social como los precios de la electricidad y las políticas de subsidios. Todo lo anterior configura un panorama complejo en la interacción de las instituciones con la industria, añadiendo particularidades que pueden hacer más difícil la gestión en algunos países. Por otra parte, el hecho de que el Estado asuma diferentes funciones respecto de la industria puede propiciar

conflictos de interés en las instituciones de gobierno, quizás más evidentes a partir de los relevos en los poderes Ejecutivo y Legislativo y cuando la correlación de fuerzas cambia drásticamente como resultado de los procesos electorales. Tales conflictos pueden debilitar a las instituciones de la industria eléctrica, principalmente a los entes reguladores. De hecho, en los últimos años han ocurrido cambios anticipados de todos o una parte de los mandos directivos, situación que se ha ido imponiendo como una regla, antes que como excepción.

### c) **Segunda generación de reformas**

Dos países han efectuado reformas mayores en sus marcos regulatorios, las que se resumen a continuación:

#### i) Guatemala

1) La Tarifa Social. Con el propósito de proteger a los usuarios de menor consumo, el Gobierno aprobó a inicios de 2000 la Ley de la Tarifa Social,<sup>110</sup> que segmenta al mercado regulado y obliga a las distribuidoras a licitar el suministro de energía para usuarios que consumen menos de 300 kWh-mes. Entró en vigor en julio de 2000 y es aplicable para la mayor parte de los consumidores residenciales. El único oferente a la fecha ha sido el INDE, lo que ha permitido transferir parte del excedente económico de esta institución al segmento de usuarios referido. En el futuro se deberá revisar la sostenibilidad de esta medida, dados sus efectos negativos sobre las finanzas y la capacidad del INDE para cubrir esas necesidades crecientes.

2) Ley de incentivo a las fuentes renovables. A fines de octubre el Congreso aprobó una ley que otorga incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable. Sus estímulos fiscales incluyen la exención de aranceles, IVA de importaciones, Impuesto Sobre la Renta e Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias (IEMA) durante un máximo de 8 años.<sup>111</sup>

ii) El Salvador. Ante indicios de una sana competencia, el gobierno decretó lineamientos para realizar cambios en las reglas de mercado (Decreto No. 1216, del 10 abril de 2003). Otras motivaciones fueron los diversos obstáculos para el desarrollo del sector, entre ellos: barreras para el desarrollo de la comercialización independiente; escasa inversión en la generación y riesgos de oferta insuficientes; estancamiento de la expansión de la transmisión y conflictos en la toma de decisiones del ente encargado de la operación y supervisión del mercado. El Decreto considera también la necesidad de incentivar la inversión privada, para lo cual se reafirma su seguridad y la necesidad de contar con una definición más precisa en áreas como el régimen de infracciones y sanciones y el acceso a la información.

Algunas de las innovaciones específicas son:

---

<sup>110</sup> Ley 96-2000 de la Tarifa Social para el Suministro de la Energía Eléctrica.

<sup>111</sup> Se trata del Decreto 52-2003. Véase “Aprueban incentivos para generación eléctrica”, *Siglo XXI*, Guatemala, 29 de octubre de 2003.



1) Nuevas atribuciones a la SIGET, entre ellas la competencia mediante una normatividad transitoria para garantizar comportamientos de ofertas semejantes a un mercado competitivo basado en costos marginales de producción, en tanto no existan condiciones de sana competencia.

2) Para garantizar tales funciones la SIGET es habilitada para realizar estudios, investigar prácticas anticompetitivas y determinar la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios del mercado *spot*.

3) Se crea la figura de Comercializador Independiente, el cual debe demostrar desvinculación patrimonial de cualquier otro operador. Los comercializadores independientes inscritos podrán formar parte de la junta directiva de la UT siempre que hagan transacciones mínimas de un GWh el año anterior a su ingreso (lo que favorecerá a la competencia al menudeo).

4) Se estipula que para retirar capacidad instalada de generación el operador deberá avisar con seis meses de anticipación a la SIGET, la cual autorizará siempre que no se afecte la operación, seguridad y calidad del sistema, en cuyo caso la autoridad reconocerá compensaciones por capacidad instalada a través del servicio auxiliar de reserva fría.

5) En cuanto a transparencia de la información, las ofertas horarias de los agentes deberán ser publicadas diariamente en la página de internet de la UT. Asimismo, publicarán el nivel de los embalses y los precios internacionales de referencia de los combustibles utilizados en la generación.

6) Se definen 16 causales de sanciones graves, incluyendo las malas prácticas contables, la aplicación irregular o negligente de las normas de calidad y la transmisión de información incorrecta o inexacta. Se considera infracción muy grave el abuso de poder de mercado en la determinación de los precios de electricidad en el mercado mayorista y en la prestación de servicios auxiliares. Las infracciones graves y muy graves serán sancionadas por la SIGET con multas del orden de 17.000 a 57.000 dólares, respectivamente. Las prácticas anticompetitivas que puedan ser constitutivas de delitos deberán ser informadas a la Fiscalía General de la Republica.

7) En tanto no existan condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofrecidos en el MRS, la UT se regirá por un reglamento interno que garantice comportamientos de ofertas que asemejen un mercado competitivo, para lo cual utilizará una metodología basada en costos marginales de producción, costos fijos y de inversión. En el caso de centrales hidroeléctricas, la metodología se basará en el valor de reemplazo del agua.

## V. LECCIONES APRENDIDAS Y REFLEXIONES FINALES

Por el contexto socioeconómico y político de los países de América Central, el incipiente desarrollo de sus instituciones, el pequeño tamaño relativo de sus mercados eléctricos, el fuerte peso de la factura petrolera en la producción de electricidad y el bajo nivel de cobertura del servicio (a excepción de Costa Rica), la ejecución de las reformas de la industria eléctrica representó un desafío no previsto por las autoridades nacionales ni los organismos multilaterales que las impulsaron. El tiempo transcurrido es todavía muy corto en relación con los tiempos históricos de desarrollo y maduración de la industria eléctrica. El primer ciclo —el de las transnacionales— abarcó de 80 a 95 años (de 1890 a 1970, prolongándose en un caso hasta 1986). El segundo ciclo —el de las empresas estatales verticalmente integradas— se prolongó durante 50 años (en Costa Rica y Honduras continúa), produciéndose un período de traslape entre ambos ciclos (en el que coexistieron ambos sistemas). El tercer ciclo se inició en la década de los noventa, generándose una nueva transición con el retiro de las empresas estatales según la dinámica propia de cada país. Salvo en el caso de Panamá, las condiciones que regirán durante este tercer ciclo no han quedado totalmente definidas, especialmente en lo relacionado con la participación estatal.

Para comparar los resultados deben distinguirse dos grupos de países: los que liberalizaron su industria eléctrica y llevaron a cabo procesos de privatización (El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá) y los que únicamente han abierto (parcial o totalmente) el segmento de la generación y continúan operando bajo un régimen de comprador único liderado por una empresa estatal verticalmente integrada (Costa Rica y Honduras). También se deben tomar en cuenta los efectos particulares determinados por las condiciones iniciales de las respectivas industrias y las condiciones económicas, sociales y políticas de cada país.

### 1. Resultados comunes para todos los países

a) Las inversiones iniciales en los segmentos de la generación fueron atraídas con relativa facilidad debido a condiciones muy favorables, sobre todo las de los esquemas para disminuir los riesgos de mercado, como los contratos PPA, los contratos a término y los avales del Estado, entre otros. Algo similar sucedió en el segmento de la distribución por las concesiones de largo plazo a los grupos inversionistas. En cambio, las inversiones de los generadores mercantes, las de transmisión y las de expansión de redes de distribución rural han tenido dificultades, ya que no cuentan con dichos esquemas de protección.

b) En el período 1990-2002 se llevaron a cabo inversiones en nuevas centrales de producción por alrededor de 3.626 millones de dólares, 61% privadas y 39% estatales. De estas últimas, 89% fueron de empresas estatales costarricenses. El resto de los países recibió en conjunto inversiones por 2.377 millones de dólares en el segmento de la producción, 90% de los cuales fueron de inversiones privadas.



c) El principal resultado de la reforma fue el incremento significativo de la capacidad de generación. El crecimiento de la oferta ha permitido obtener considerables márgenes de reserva. Adicionalmente, se ha mejorado la confiabilidad de las centrales generadoras, lo cual ha minimizado o evitado el desabasto. Las reservas también han favorecido el comercio intrarregional de electricidad, potencial que se incrementará en los siguientes años como consecuencia del reciente inicio de operaciones del mercado eléctrico regional entre los seis países.

d) Las pérdidas de electricidad sólo han sido mantenidas en niveles aceptables por Costa Rica (9,7% en 2002). En el período 1998-2002, Panamá reportó leves progresos (reduciéndolas de 22,7 a 19,8%); en Honduras los avances han sido menores (de 23,2% a 20,6%), Guatemala muestra estancamiento (15,3%); El Salvador tuvo un significativo retroceso (de 10,6% a 14,6%) y Nicaragua continuó en franco deterioro (de 29,1% a 32,5%). Definitivamente, este problema es una asignatura pendiente de los procesos de reforma.

e) En el segmento de la producción, todos los países han tenido un incremento sustancial de agentes. Sin embargo, como lo corroboran los índices de concentración, a lo sumo cuatro controlan entre 76% y 90% de la producción. No obstante, ha habido interesantes progresos en la reducción de la participación de la firma principal que, de tener un dominio casi completo a inicios de la década de los noventa, la ha reducido en un rango de 24% a 40% en cinco países, permaneciendo en un nivel alto sólo en Costa Rica (82%).

f) En cuanto a la evolución de los precios promedio de la electricidad en los mercados regulados, con excepción de Panamá y Costa Rica los países han experimentado incrementos moderados o altos. El Salvador es el país que ha reportado los mayores incrementos anuales, seguido por Guatemala, Nicaragua y Honduras. Costa Rica presenta incrementos por debajo de la inflación y Panamá registra decrecimiento. En el 2002 los precios promedio más altos se registraron en Guatemala y los más bajos en Costa Rica.

g) Los precios promedio residenciales se han duplicado o triplicado desde 1990, ubicándose en el rango de 6,4 a 13,2 centavos de dólar/kWh en 2002. Las tarifas más bajas corresponden a Costa Rica y las más altas a El Salvador. Las tarifas residenciales de los cuatro países que liberalizaron son 56% superiores en promedio que las de los países que continúan bajo administración estatal.

h) En los otros sectores de consumo, con excepción de El Salvador y parcialmente de Nicaragua, las tarifas promedio comerciales e industriales seguían siendo más altas que las residenciales, situación que ilustra los pocos avances para lograr la racionalidad económica de las tarifas, es decir, éstas todavía están lejos de representar las señales económicas del costo del servicio en los diferentes grupos de usuarios. El caso más notorio es el de Guatemala, donde los consumidores comerciales e industriales pequeños y medianos han resultado claros perdedores de las reformas.

i) Un resultado negativo, con excepción de Costa Rica, es el retroceso de la participación de las fuentes renovables para generar electricidad. A nivel regional, en 1990 el 92,4% de la energía eléctrica provenía de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. En 1998, cuando el retiro estatal ya era evidente en cinco países, tales fuentes generaban el 64,7% y en 2002 apenas el 57,4%, situación preocupante dada la incidencia del costo de los combustibles en

la generación termoeléctrica y la tendencia de altos precios de los derivados del petróleo desde 1998.

j) Asociadas al patrón de consumo creciente de combustibles, las emisiones contaminantes se convierten en el principal problema ambiental de la generación termoeléctrica. Durante los últimos años de la década de los ochenta se registraron niveles decrecientes de emisiones en la industria eléctrica, tendencia que se revirtió en cinco países a partir de 1990 debido a la preferencia de los actores privados por las centrales térmicas de breves períodos de construcción y alta rentabilidad. De tal forma que la industria eléctrica se ha convertido en la causa de la cuarta parte de las emisiones de CO<sub>2</sub>, 14% de las de NO<sub>x</sub> y 59% de las de SO<sub>2</sub> en la región.

k) En relación con el impacto social de las reformas, los subsidios y las tarifas sociales para los grupos de ingresos bajos y medios ha permitido que éstos sólo destinen una parte relativamente pequeña del ingreso familiar al pago de la factura eléctrica. Sólo en Costa Rica y El Salvador las familias estarían destinando la misma proporción de sus ingresos al pago de dicha factura, en tres países habría disminuido (un punto porcentual en Guatemala, dos en Honduras y tres en Panamá y únicamente en Nicaragua se estaría registrando un incremento). En la mayor parte de los casos, las acciones estatales han sido decisivas para aminorar el impacto de las tarifas eléctricas en el ingreso de las familias.

l) En el segmento de la distribución, la actividad más débil es la relacionada con la electrificación rural. Únicamente Guatemala tiene el compromiso de realizar un agresivo programa de electrificación con recursos estatales. El Salvador y Panamá muestran un crecimiento continuo, a un ritmo semejante al de los años anteriores a la privatización, dinámica que no necesariamente proviene de la penetración del servicio en nuevas áreas, sino de la conexión de nuevos usuarios ubicados en áreas cercanas a las instalaciones existentes y de la regularización de servicios conectados durante las administraciones estatales.

## **2. Resultados específicos en los países que desregularon la industria eléctrica**

a) Los mercados mayoristas de electricidad presentan visibles semejanzas de estructura, tamaño, tecnologías, patrones de consumo y usos finales de la electricidad. Las diferencias provienen de las premisas de diseño de los mercados, de las reglas comerciales y de operación de la administración y forma de gobierno de los órganos encargados de la supervisión y operación. Las condiciones iniciales también determinan algunas diferencias o restricciones. Solamente El Salvador abrió desde un inicio sus mercados (a término y de ocasión) con resultados que obligaron la intervención estatal ante la evidente amenaza de poder dominante por un agente. En los otros tres países la interacción (competencia) ↔ (precios finales del mercado regulado) depende de la dinámica del mercado a término, la cual quedó predeterminada a cinco años en Panamá y a plazos más largos en Guatemala y Nicaragua. En el primer país, la eficacia del sistema de licitaciones públicas empezaría a dar resultados a partir de 2003.

b) En estos cuatro países ha sido difícil mejorar las condiciones de competencia en los mercados mayoristas de electricidad, por lo cual no ha sido posible la reducción efectiva de

precios y, por tanto, los mecanismos previstos inicialmente no han podido trasladar mejores precios a los usuarios finales de los mercados regulados.

c) En relación con el sistema de precios a los usuarios regulados, se debe tener presente que el componente principal de la tarifa lo constituyen los costos asociados a las compras de energía en los mercados mayoristas, los que son trasladados al consumidor final por un mecanismo referido como *pass-through*. La premisa básica para trasladar costos o precios de producción competitivos y razonables es la existencia de un sistema con múltiple concurrencia de oferentes, reserva suficiente, diversidad de tecnologías de producción y ausencia de restricciones fuertes de transmisión. Esta premisa está aun lejos de cumplirse. Si bien han ingresado al mercado nuevos inversionistas, la competencia sigue siendo limitada y se ve obstaculizada por la alta concentración.

d) En el segmento de la transmisión, la rectoría ha quedado a cargo de nuevas empresas estatales. Salvo en Panamá, donde el regulador aprueba los planes de expansión de la transmisión y los cargos por los servicios de transporte de energía (además de que el Estado es el garante de los préstamos contratados por la empresa transmisora), en los otros tres países no existe plena confianza en los mecanismos de selección de las ampliaciones y su repago por parte de los agentes privados. El tema todavía no se ha vuelto crítico, ya que en todos los países las empresas estatales continúan ejecutando por su cuenta varias obras importantes (entre ellas la red regional del SIEPAC). Sin embargo, requerirá mayor atención, sobre todo por la existencia de varios nodos y rutas críticas con potencialidad de convertirse en “cuellos de botella” y poner en peligro la integridad de la interconexión en la región.

e) En los países que privatizaron la distribución el número de empresas distribuidoras efectivamente ha crecido, pero cuando mucho dos corporaciones poseen entre el 83,7 (en Guatemala) y el 100% (en los otros países) del servicio. De esta forma (y como era de esperarse), el segmento presenta una alta concentración, superior a la del segmento de producción.

f) En todos los países ha crecido la participación de la producción termoeléctrica, aumentando el uso de los combustibles fósiles y los costos de generación dentro de los costos del servicio que se transfieren a los usuarios finales. En las distribuidoras de Nicaragua y Guatemala los costos de compra de energía absorbieron más de 80% de sus ingresos, situación preocupante ya que indicaría que los VAD en estos casos son menores al 20% de la facturación. Las cifras coinciden con desempeños financieros pobres, los que mejorarían significativamente si las empresas disminuyeran sus niveles de pérdidas de electricidad técnicas y no técnicas.

g) La etapa de control de la calidad está iniciándose, por lo que todavía no se tienen indicadores confiables. De acuerdo con las estadísticas de las distribuidoras, habrían habido importantes mejoras. Sin embargo, esta percepción parece diferir de la de los usuarios, especialmente respecto de algunas empresas que sirven a ciudades y poblaciones del interior, así como áreas rurales. Los avances en la calidad del servicio eléctrico empezarán a tener crédito en la medida en que los reguladores o terceras partes practiquen monitoreos periódicos y certifiquen los avances efectivos de cada distribuidora por zonas, regiones y poblaciones.

h) No existe suficiente información para analizar en forma completa la dinámica de la cadena generación-transmisión-distribución (más comercialización en dos países) y sus

respectivos precios, ingresos y rentas. La situación se vuelve más compleja conforme crece la participación de los mercados desregulados, ya que el incremento de la eficiencia del sistema en su conjunto debería ser muy notorio. Sin embargo, el retroceso en algunos indicadores (por ejemplo en las pérdidas) podría sugerir la transferencia de rentas del mercado regulado al desregulado. Lo anterior solamente podrá ser comprobado con la homologación de los sistemas contables (condición *sine qua non* para la adecuada tarifación de los servicios regulados), que además permitirá garantizar la plena recuperación de los costos de servicio en que incurren los mercados desregulados y la eliminación de posibles transferencias entre segmentos.

### 3. Reflexiones finales

Las reformas de la industria eléctrica de la región han tenido significativos avances. Sin embargo, aún quedan muchas tareas por resolver. Dadas las condiciones particulares de cada país, los éxitos y los rezagos varían. Dentro de los aspectos positivos relevantes pueden mencionarse el incremento de la oferta de electricidad y de los márgenes de reserva, que ha permitido disminuir o eliminar las situaciones de desabasto; la introducción de algunas nuevas tecnologías en el parque de producción; el monto de las inversiones privadas, que ha permitido importantes mejoras de eficiencia en el segmento de generación, aunque éstas no se han traducido en beneficio de los consumidores finales. Asimismo debe mencionarse el aumento del número de actores en el segmento de la producción, con lo que se inicia un cierto nivel de competencia, insuficiente aún.

Dentro de los aspectos negativos podrían enumerarse las menores inversiones privadas efectuadas bajo condiciones de mercado y sin la protección del Estado o de contratos específicos; el aumento de las pérdidas técnicas y no técnicas en la mayoría de los países; la débil expansión de la electrificación rural; el incremento notable de las emisiones contaminantes por un parque de generación con mayor participación de centrales termoeléctricas; la drástica reducción de la participación de fuentes nuevas y renovables (con excepción de Costa Rica); la alta concentración en la estructura del segmento de la distribución y la incipiente competencia en los mercados mayoristas. Dadas las condiciones socioeconómicas de la mayoría de los países, el aumento de las tarifas residenciales ha requerido una intervención gubernamental a través de subsidios directos, cruzados o por intermedio de las empresas estatales a fin de no aumentar el peso de la factura eléctrica en el gasto de los hogares.

Algunos de los aspectos descritos anteriormente son resultado de las estructuras naturales, del pequeño tamaño relativo de los mercados eléctricos nacionales y de modelos que quisieron establecer la competencia por decreto contra los fundamentos de la economía básica.

Es difícil emitir juicios definitivos sobre los sistemas de regulación. Sin embargo, algunos hechos podrían indicar que éstos no siempre han evolucionado hacia una mayor transparencia y certidumbre, lo que podría ser consecuencia de la limitada autonomía de los reguladores, el nivel de desarrollo de las instituciones, los conflictos entre los poderes ejecutivo y legislativo y su insuficiente conocimiento y compromiso de las reformas. Las intervenciones gubernamentales que han afectado la legitimidad de los entes reguladores continúan de una u otra forma. Otro problema de los sistemas de regulación es la asimetría de información entre los agentes y el regulador, situación encarada con mayor efectividad en algunos países.

Las empresas estatales siguen siendo importantes en casi todos los países porque han sido los garantes de la sustentabilidad del proceso de reformas, atemperando los incrementos de las tarifas o dando un valioso apoyo durante la transición a segmentos específicos como la transmisión y los servicios complementarios, cuyas remuneraciones eran discutibles. Esta situación ocurrió en detrimento de la situación financiera de las empresas estatales en muchos casos.

Los ganadores de las reformas son principalmente los clientes de los mercados desregulados, esto es, los grandes consumidores que compran directamente la energía a los productores o bien por intermedio de los comercializadores en dos países. En el otro extremo, los clientes residenciales (salvo en Costa Rica y Panamá) no han recibido el beneficio de la supuesta competencia en los mercados mayoristas en la forma de tarifas más económicas. La pequeña y mediana industria, así como el comercio, se encuentran en situación intermedia, ya que en algunos países aparecen como claros perdedores.