



**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

ÍNDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN	1
PRESENTACIÓN	3
I. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DEL SEGMENTO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ	5
1. Estructura y organización general de la industria eléctrica.....	5
2. El proceso de privatización del segmento de la distribución de electricidad	8
3. Comparación de los precios de las distribuidoras privatizadas	15
4. Principales estadísticas del segmento de distribución	17
II. ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS REGULADOS AL CONSUMIDOR FINAL.....	20
1. Los principios de la tarificación.....	20
2. Definición y fórmulas de ajuste de las tarifas reguladas al consumidor final	21
3. Los subsidios y otras distorsiones existentes	43
III. RESULTADOS DE LAS REFORMAS EN EL SEGMENTO DE LA DISTRIBUCIÓN.....	52
1. Resultados y tendencias de la evolución de los Mercados Mayoristas.....	52
2. Estructura sectorial de la demanda y estrategias generales de atención de los mercados	57
3. La comercialización de electricidad y la competencia por el Mercado de Grandes Consumidores.....	61
4. Los precios a los usuarios regulados.....	66
5. Electrificación rural e incremento de la cobertura del servicio	75
6. La calidad del servicio	76
7. Los resultados financieros de las distribuidoras	78
IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	82
1. Conclusiones	82
2. Recomendaciones	84

RESUMEN

Entre 1996 y 1998, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá aprobaron nuevas leyes que permitieron llevar a cabo los procesos de reforma en sus respectivas industrias eléctricas. Este proceso contempló tanto la reestructuración de la industria como la privatización total o parcial de las antiguas empresas públicas. Como resultado, la distribución de electricidad al consumidor final ha quedado bajo la responsabilidad de nuevos propietarios, agentes que corresponden principalmente a filiales de consorcios transnacionales.

En los cuatro países se ha efectuado la desintegración de la industria eléctrica, cuyo efecto es que a fines de 2000 se reportaba un total de 113 actores, que se conformaban de 55 empresas productoras, 4 transportistas, 28 distribuidoras, 8 comercializadoras y 18 Grandes Consumidores. En el segmento de la distribución se aprecia, por una parte, un grupo de distribuidoras de mayor tamaño, dedicadas a cubrir las áreas metropolitanas de El Salvador, Guatemala y Panamá, caracterizadas por servir áreas de alta densidad de carga eléctrica y, por lo tanto, con una mejor posición para lograr costos unitarios menores en la prestación del servicio. A su vez, en esos tres países también opera un segundo grupo de distribuidoras más enfocadas a áreas rurales, de muy baja densidad de carga, menor cobertura y escasos niveles de electrificación. En Nicaragua, las dos distribuidoras surten tanto a áreas metropolitanas como rurales, y se ubican en una escala media entre los grupos mencionados.

En el plano regional sobresale el grupo español Unión Fenosa —con inversiones en Guatemala, Nicaragua y Panamá—, que es el accionista mayoritario de dos empresas en cada país. En el nivel local destaca la empresa española Iberdrola, propietaria de las mayores distribuidora y comercializadora de Guatemala, y las estadounidenses AES y *Constellation*, la primera mayoritaria en El Salvador, y la segunda, propietaria de una distribuidora panameña.

La tarifa al consumidor final minorista constituye el principal instrumento utilizado para la regulación de las actividades en el segmento de la distribución. En los cuatro países analizados las tarifas reguladas se determinan agregando al componente de costos de adquisición de la energía eléctrica, los cargos por el uso de la red de transporte y por el uso de la red de distribución, y los costos de comercialización.

El escrutinio y vigilancia de los entes reguladores se ha centrado en la correcta aplicación de los pliegos tarifarios a los usuarios minoristas, los que tanto en número como en consumo total constituyen la porción mayoritaria de las ventas de energía eléctrica (entre 80% en Guatemala y casi 100% en Nicaragua y Panamá). Al respecto, cabe mencionar que el principal componente de las tarifas está constituido por las compras de energía. En el caso de pequeñas demandas, los servicios de distribución corresponden a una porción ubicada entre 25% y 30%; la transmisión representa entre 5% y 8%, y el porcentaje restante debe atribuirse a los costos de producción. Adicionalmente, los usuarios deben pagar impuestos, que en el caso de pequeñas demandas, constituyen una porción representativa de la factura.

Los cuatro países aún mantienen subsidios a las tarifas, particularmente residenciales. Con excepción de Panamá, los subsidios han tenido básicamente la finalidad de amortiguar los aumentos de las tarifas. En el caso de El Salvador, el procedimiento previsto originalmente contemplaba que los recursos necesarios serían aportados por el Estado. Sin embargo, por la carencia oficial de dichos fondos, inicialmente se recurrió a los ingresos de la empresa pública existente, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL). Desde 1998 hasta 2001, el monto de los subsidios alcanzó alrededor de 165 millones de dólares. En Guatemala, el gobierno ha aplicado el mismo esquema de utilizar a la empresa pública existente, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), para cubrir los subsidios a la tarifa. En ese sentido, el INDE trasladó, bajo diferentes figuras, un total de 59 millones de dólares entre julio de 1999 y diciembre de 2000. Por su parte, en Nicaragua se ha aplicado más bien el sistema de subsidios cruzados. En el caso de Panamá, los montos de subsidios son marginales.

En los Mercados Mayoristas de electricidad han participado tanto las distribuidoras, como las comercializadoras y los Grandes Consumidores. Las primeras han realizado sus compras de energía eléctrica mayoritariamente en el mercado de contratos a término, y con excepción de las empresas salvadoreñas, el mercado de ocasión se ha utilizado solamente para las compras y ventas circunstanciales. La presencia de los otros dos actores del mercado ha sido importante sobre todo en Guatemala.

La evolución de las tarifas reguladas a valores nominales en tres de los cuatro países muestra una tendencia creciente desde 1996. Entre los factores que han influido en esta trayectoria se cuentan los precios internacionales del petróleo, que comenzaron a incrementarse a partir del segundo semestre de 1999. Otros factores han sido el deslizamiento de las monedas nacionales, las variaciones de precios en el mercado *spot* de El Salvador, las fórmulas de escalamiento de precios en los contratos PPA en Guatemala, la inflación en Guatemala y Nicaragua, etc. Sólo en el caso de Panamá se aprecia una disminución tarifaria a partir del nuevo marco regulador, con un ligero aumento a partir de 2000 ocasionado por los mayores precios del petróleo. Dicho efecto fue reducido, a causa de la baja participación de la generación termoeléctrica en este país.

En los procesos de reforma, solamente Guatemala contempló mecanismos firmes y agresivos para apoyar y financiar la electrificación rural, lo que le ha permitido ampliar en 23 puntos porcentuales su nivel de electrificación, que llegó a 73% en 2000. El Salvador y Panamá han seguido con el mismo ritmo observado en la década de los noventa, con lo cual han alcanzado niveles de electrificación de 76% y 68%, respectivamente. Preocupante es la situación de Nicaragua, que ha presentado un retroceso en el coeficiente de cobertura eléctrica.

Únicamente se contó con informes financieros de las distribuidoras de El Salvador y parcialmente de Guatemala. En el primer país, las tasas de rentabilidad sobre el patrimonio de los accionistas son muy altas para dos de las tres empresas analizadas (26.2% en la firma más grande y 50.8% en la menor), si se las compara con tasas de referencia que incluyan el riesgo del negocio y el riesgo país. En la otra empresa salvadoreña, el rendimiento descendió de un nivel razonable de 14% en 1999 a 11.7% en el año siguiente. En contraste, la mayor empresa distribuidora de Guatemala arrojó utilidades netas en 1999 y 2000 de alrededor de 6% respecto del capital propio, probablemente como resultado de una estrategia que le ha permitido atender a los Grandes Consumidores por medio de su comercializadora (mercado no regulado), sacrificando beneficios en el mercado regulado. En las otras dos distribuidoras guatemaltecas estudiadas, en 2000 este indicador de rentabilidad fue de 7.3% y 13.3%.

PRESENTACIÓN

Este documento forma parte de los análisis que la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) realiza periódicamente sobre la sustentabilidad de las reformas en la industria eléctrica regional. En este caso se estudiaron los servicios regulados de distribución, en particular los temas de precios y subsidios, que son muy sensibles para los gobiernos. El informe fue solicitado por la Asociación de Entidades Reguladoras de Energía Eléctrica de Centroamérica (ACERCA) con el propósito de conocer los distintos grados de avance y los problemas particulares registrados en el segmento de distribución eléctrica de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá, países que recientemente privatizaron sus empresas distribuidoras.

El proceso de privatización referido se inscribe en los programas de reestructuración de las industrias eléctricas, que quedaron definidos entre 1996 y 1998 luego de la sanción de las respectivas leyes marco del subsector eléctrico. Los trabajos emprendidos en la industria eléctrica durante los últimos años han sido notables, entre los que resaltan: la conformación de los entes reguladores; la conducción de los procesos de privatización; la discusión y aprobación de los reglamentos para las distintas actividades de la industria; la reestructuración de las empresas estatales; la desintegración de la industria en sus segmentos principales, y la creación y conformación de los mercados de electricidad.

Valga aclarar que la información presentada corresponde a la situación que prevalecía hasta fines de 2000. En algunos casos se han incluido datos correspondientes a 2001, con el propósito principal de identificar más certeramente las tendencias de algunas variables, siempre y cuando éstas se contemplen en reportes de las instituciones oficiales. De igual forma, se han incorporado algunos hechos relevantes recientes sobre los cuales ha aparecido información en diversas publicaciones, los que se mencionan en notas aclaratorias al pie de página.

Además de cumplir con la solicitud de la ACERCA, se espera que este documento sirva como fuente de consulta para las autoridades e instituciones nacionales y regionales del subsector eléctrico, entre éstas, los ministerios encargados del sector energía, las comisiones reguladoras, las empresas públicas de electricidad, el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), y las comisiones recientemente constituidas para la creación y supervisión del mercado eléctrico regional.

I. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DEL SEGMENTO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ

Hasta la aprobación de las reformas, la industria eléctrica de los cuatro países centroamericanos analizados en este informe había permanecido integrada bajo el dominio de una empresa estatal monopolista. Entre 1996 y 1998 estos países aprobaron los nuevos marcos reguladores de sus respectivas industrias eléctricas.¹ Con sus particularidades propias, en los cuatro casos las reformas establecen la desintegración vertical de los segmentos de la industria (producción, transporte y distribución); la apertura de los sistemas de transmisión; la introducción de la competencia en los mercados de producción y gran consumo de electricidad, y la desintegración horizontal y privatización de la producción y distribución. Así, las distribuidoras y los Grandes Consumidores pueden hacer compras directas a los productores. Las figuras más avanzadas para posibilitar la competencia se presentan en Guatemala y El Salvador, países que permiten la participación de los comercializadores, agentes intermediarios que compiten en la compraventa de la energía producida por los productores. Adicionalmente, en El Salvador se contempla la competencia en el nivel minorista (*retail*), la cual empezaría con la acción de los comercializadores.

La desintegración vertical y horizontal del segmento de la distribución se concluyó en los cuatro países. Este proceso abarcó la formación de empresas distribuidoras (creadas a partir de las empresas estatales) y la privatización de dichas empresas. A continuación se presenta un resumen de la organización actual del subsector eléctrico, así como las estadísticas e indicadores más relevantes de la industria, haciendo especial énfasis en el segmento de la distribución. Los datos considerados en este estudio corresponden al año 2000. En algunos casos, por estar disponibles, se incluyeron resultados relevantes de los primeros meses de 2001.

1. Estructura y organización general de la industria eléctrica

a) Nivel normativo

Según el marco legal, las funciones de formulación de la política del subsector eléctrico y la elaboración o aprobación de los planes indicativos de la industria eléctrica corresponden a nuevas comisiones (la Comisión Nacional de Energía —CNE— en Nicaragua y la Comisión de Política Energética —CPE— en Panamá) o al ministerio sectorial existente (el Ministerio de Energía y Minas —MEM— en Guatemala). El ámbito de acción de estos entes es muy amplio y abarca a todo el sector energético. En El Salvador la Ley General de Electricidad no contempló ninguna de las funciones normativas referidas. Con el propósito de mitigar dicha carencia, el gobierno creó a inicios de 2001 la Dirección General de Electricidad, adscrita al Ministerio de Economía.

¹ Las leyes y sus fechas respectivas de sanción, por país, son las siguientes: El Salvador, Ley General de Electricidad (Decreto No. 843), 21/10/1996; Guatemala, Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96), 13/11/1996; Panamá, Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad (Ley No. 6), 03/02/1997, y Nicaragua, Ley de la Industria Eléctrica (Ley No. 272), 20/04/1998.

En los cuatro países las leyes contemplan mecanismos para continuar apoyando la electrificación rural y la conexión de los sectores de la población de menores ingresos. Con relación a las leyes y acciones, los mandatos más firmes se dan en Guatemala y en Nicaragua. En el primer país, siguiendo una política de pago de deuda social, se reservó una porción importante de los ingresos por privatizaciones eléctricas a la electrificación rural. En Nicaragua, la CNE tiene asignada, además de la estrategia energética nacional, la responsabilidad del planeamiento, promoción e implantación de los proyectos de energización rural. Por otra parte, el gobierno también adquirió el compromiso de dedicar parte de lo recaudado en las privatizaciones para la conexión de comunidades rurales.

b) Nivel regulatorio

Los entes encargados de regular la industria eléctrica son en El Salvador, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET); en Guatemala, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE); en Nicaragua, el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), y en Panamá, el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP).

Las atribuciones y el ámbito de acción de los entes reguladores presentan marcadas diferencias; en los extremos se sitúan la CNEE y el ERSP, la primera dedicada con exclusividad al subsector y el segundo con interés en los servicios públicos, incluyendo los servicios de agua potable, alcantarillado sanitario y telecomunicaciones. El INE regula a todo el sector energía, en tanto que la SIGET abarca también a las telecomunicaciones.

Las atribuciones, conformación y forma de administración de cada uno de los entes reguladores han quedado definidas en las leyes respectivas. En Guatemala y Panamá las leyes de electricidad dieron lugar a la fundación de los entes; en El Salvador la SIGET surgió por una ley específica.² En Nicaragua el INE ha tenido dos grandes transformaciones: a fines de 1994 dejó las funciones empresariales y se encargó solamente de los aspectos normativo y regulatorio del sector energía; luego, a partir de 1997 se limitó a fungir como un ente regulador.³

c) Nivel empresarial

En los cuatro países se ha llevado a cabo la desintegración de la industria. A fines de 2000 se reportaba la existencia de un total de 113 empresas, agrupadas principalmente en los segmentos de producción (55) y distribución (28) (véase el cuadro 1). Durante 2001 y en los próximos años podría esperarse un incremento de agentes especialmente en el primero de los segmentos referidos, así como en el renglón de los Grandes Consumidores, y de los comercializadores en El Salvador y Guatemala.

² Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), 16 de septiembre de 1996.

³ Ley No. 271, Reforma a la Ley Orgánica del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), 22 de octubre de 1997.

Cuadro 1

EMPRESAS REGISTRADAS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA,
POR SEGMENTOS Y POR PAÍSES

Segmento	Total	El Salvador	Guatemala	Nicaragua	Panamá
Total	113	23	61	14	15
Producción	55	13	20	11	11
Transmisión	4	1	1	1	1
Distribución	28	6	17	2	3
Comercialización	8		8		
Grandes Consumidores	18	3	15		

Nota: Los Grandes Consumidores corresponden a los registrados como agentes de los Mercados Mayoristas.

En los casos de El Salvador, Nicaragua y Panamá se ha concluido el proceso de desintegración vertical establecido en sus respectivas leyes. En El Salvador la antigua empresa estatal ha quedado a cargo solamente de la producción hidroeléctrica, pero también fueron creadas dos nuevas empresas —bajo el régimen de sociedades anónimas— que administran la producción geotérmica y la transmisión. En Nicaragua y Panamá la acción estatal se ha restringido a la conducción de nuevas empresas dedicadas a la transmisión y a la administración del despacho y los Mercados Mayoristas de electricidad. Al respecto, es necesario aclarar que en estos dos países las leyes han establecido parámetros y límites para evitar una reintegración.⁴ En Guatemala todavía permanece una empresa estatal verticalmente integrada (dedicada básicamente a la producción y transmisión); no obstante, se han dado pasos decisivos hacia la separación contable de las actividades. Por otra parte, en El Salvador y Guatemala la separación contable o la creación de empresas mercantiles separadas, permiten a un mismo propietario privado realizar actividades en distintos segmentos de la cadena de la industria.

En la producción, solamente en Panamá se ha dado el retiro total del Estado en la propiedad de empresas dedicadas a esta actividad. En El Salvador y Guatemala, como ya se dijo, las centrales hidroeléctricas han seguido a cargo de las empresas estatales y en ambos casos no hay a la fecha ninguna decisión tomada en cuanto a una posible privatización o capitalización de dichas empresas. En Nicaragua fueron creadas cuatro empresas generadoras; una de ellas fue otorgada en concesión⁵ y en las restantes se encuentra avanzado el proceso de privatización.

⁴ Panamá cuenta con una ley antimonopolios y una comisión de competencia económica, la cual podría dictaminar en caso de presentarse prácticas anticompetitivas no contempladas en la ley eléctrica. En Nicaragua la ley establece que los agentes económicos, filiales y accionistas dedicados a la actividad de generación no podrán ser propietarios ni accionistas de instalaciones de transmisión y/o distribución (artículo 26, ley de la industria eléctrica). Sólo en el primer país se establecen límites de participación en el mercado para reducir las posiciones de poder dominantes de los agentes.

⁵ La empresa Geotérmica Momotombo, S. A. (Gemosa), concesionada a una firma filial de la multinacional israelita Ormat.

En El Salvador y Guatemala funcionan entidades independientes encargadas de coordinar y supervisar los Mercados Mayoristas de electricidad. En Nicaragua y Panamá, como ya se adelantó, estas funciones han quedado a cargo de una dependencia especializada de las empresas de transmisión.

En los cuatro países se concluyó el proceso de privatización de la distribución. Así, en El Salvador operan seis distribuidoras; en Guatemala 17 (las tres mayores corresponden a las privatizadas); en Panamá tres, y en Nicaragua dos. En los cuatro países se observa que un mismo grupo transnacional adquirió derechos en dos o más de las empresas referidas. En cuanto a pequeñas distribuidoras (con ventas inferiores a 100 GWh/año), El Salvador reporta una empresa, la cual fue adquirida por la firma transnacional dominante.⁶ En Guatemala se aprecian 14 pequeñas distribuidoras, 13 de ellas de propiedad municipal.

Hasta fines de 2000, solamente se reportaban transacciones de Grandes Consumidores en los Mercados Mayoristas de electricidad (MM) de El Salvador y Guatemala. En Nicaragua todavía no habían emergido, dada la reciente creación de dicho mercado. En Panamá las condiciones del período de transición (1998-2002) habrían determinado una menor dinámica en el mercado de estos agentes. Otros factores que han incidido en el surgimiento de grandes usuarios son los límites de demanda fijados en las leyes o reglamentos (2 000, 500 y 100 kW en Nicaragua, Panamá y Guatemala, respectivamente, y libre en El Salvador); los tamaños y características de los sectores industrial y comercial; los niveles de tensión asociados; los reglamentos y normas de medición y de operación comercial, y el establecimiento de las tarifas y cargos por uso de las redes.

En Guatemala existen agentes comercializadores, algunos de ellos asociados con las distribuidoras salvadoreñas y dedicados a transacciones internacionales. En El Salvador, luego de la aprobación del reglamento respectivo, se espera el ingreso de estos agentes a partir de 2001. Los otros dos países no han contemplado la participación de estos actores.

Un resumen, con los nombres de las empresas estatales, tanto las desaparecidas como sus sucesoras en el segmento de distribución, se presenta en el cuadro 2.

2. El proceso de privatización del segmento de la distribución de electricidad

A partir de la aprobación de los nuevos marcos reguladores de la industria eléctrica, en los cuatro países los procesos de privatización de los servicios de distribución de electricidad fueron llevados a cabo en plazos relativamente perentorios: entre 15 y 18 meses en El Salvador y Panamá, y entre 2 y 3 años en Guatemala y Nicaragua, respectivamente. Los tres primeros países calificaron y adjudicaron sus ofertas durante 1998, en tanto que Nicaragua lo hizo en el último trimestre de 2000. De esa forma, en alrededor de 3 años la totalidad de los activos pertenecientes a las antiguas empresas públicas de distribución pasaron a manos privadas.

⁶ La empresa distribuidora de energía eléctrica De Matheu y Cía. S. de C. V. pasó durante 2001 a formar parte de CLESA Y CIA., S. de C. V., propiedad del grupo AES.

Cuadro 2

EMPRESAS ESTATALES ORIGINALES Y SUS SUCESORAS EN DISTRIBUCIÓN ⁷

País	Empresa estatal original	Privadas y de propiedad municipal
El Salvador	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) a/	1) Compañía de Luz Eléctrica de Santa Ana, S. A. de C. V. (CLESA); 2) Empresa Eléctrica de Oriente, S. A. de C. V. (EEO); 3) Distribuidor Eléctrico del Sur, S. A. de C. V. (Del Sur); 4) Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S. A. de C. V. (CAESS), y 5) Distribuidora Eléctrica de Usulután, Sociedad de Economía Mixta (DEUSEM), y 6) De Matheu y Cía. S. de C. V.
Guatemala	Instituto Nacional de Electrificación (INDE) b/	1) Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA); 2) Distribuidora de Electricidad de Oriente, S. A. (DEORSA), y 3) Distribuidora de Electricidad de Occidente, S. A. (DEOCSA) c/
Nicaragua	Empresa Nacional de Electricidad (ENEL) d/	1) Distribuidora de Electricidad del Norte, S. A. (Disnorte), y 2) Distribuidora de Electricidad del Sur, S. A. (Dissur).
Panamá	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) e/	1) Empresa de Distribución Eléctrica (EDE) de Chiriquí, S. A. (Edechí); 2) EDE Metro Oeste, S. A. (Edemet), y 3) EDE Noreste S. A. (Elektra)

- a/ La CEL traspasó totalmente las funciones de transmisión y generación geotérmica a dos nuevas empresas estatales.
- b/ El INDE ha separado funcional y administrativamente sus actividades de transmisión y producción.
- c/ En el caso de Guatemala no se han listado las 13 Empresas Eléctricas Municipales (EEM), ni la pequeña distribuidora privada.
- d/ ENEL ahora sólo maneja actividades residuales y está en proceso de liquidación.
- e/ El IRHE dejó de existir en 1998, luego de la conformación de la empresa de transmisión y la privatización de la producción y distribución.

El precio de venta de los paquetes accionarios de dichas empresas estuvo relacionado con la expectativa de los compradores de obtener una cierta rentabilidad en un mercado específico. Dicha rentabilidad depende de la situación macroeconómica y política, de las percepciones del riesgo país; de la composición y tamaño de los mercados; de las densidades territoriales de cargas y redes; del estado de los sistemas de distribución y de los abastecimientos en media tensión (MT), así como del capital humano, la organización y el historial de las mismas empresas (referido como *goodwill* en el argot empresarial). ⁸ Otros factores que también influyen son los relacionados con los términos y condiciones de las concesiones, además de las posibilidades de incrementar la participación, tanto dentro del mismo segmento como en otras actividades de la cadena de valor de la industria, ya sea en los mercados nacionales o en el regional. Los factores anteriores, aunados a las estrategias globales de las empresas multinacionales, ayudan a explicar los resultados obtenidos en las privatizaciones. Un mayor precio no es necesariamente indicador de que los resultados sean igualmente beneficiosos para los usuarios de la distribuidora. Una

⁷ Las empresas estatales dedicadas a la transmisión son: la Empresa Transmisora de El Salvador S. A. de C. V. (ETESAL); en Guatemala, la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), del corporativo en formación INDE; en Nicaragua, la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S. A. (ENTRESA), y en Panamá, la Empresa de Transmisión Eléctrica S. A. (ETESA).

⁸ Obsérvese que algunas empresas cuentan con más de un siglo de existencia, y figuran entre las más antiguas, tanto en el ámbito nacional como regional.

tarifa más alta, un menor control de la calidad y un régimen de penalizaciones poco severo, son elementos que favorecen ofertas más altas.

El cuadro 3 contiene un resumen de los resultados más relevantes de los procesos de privatización de las distribuidoras. En buena parte las explicaciones a los precios de compra registrados obedecen a condiciones y particularidades de cada país. De manera general, los precios en dólares por usuario varían de manera relativamente importante entre los diferentes países, y en el interior de cada uno, según las características de la concesión, de modo que las mejores ofertas son las obtenidas en los casos que poseen una densidad de consumo importante y un nivel de electrificación elevado. A continuación se sintetizan los aspectos más sobresalientes de los procesos de privatización de las distribuidoras.

a) El Salvador

Este país fue el primero en realizar la venta de cuatro empresas distribuidoras estatales; dos de éstas (CAESS y CLESA) ya tenían una larga trayectoria y habían estado en manos del sector privado hasta la finalización de su concesión (1986). Las otras dos firmas (Del Sur y EEO) fueron creadas a partir de los negocios y actividades de distribución de la CEL. La alta densidad demográfica y el menor territorio del país permitieron conformar las áreas de operación iniciales de una forma más homogénea. Así, dos empresas se establecieron con mayor influencia en áreas urbanas (CAESS y Del Sur) y las otras dos con mayor presencia en zonas rurales.

En adición a las empresas referidas, el cuadro de la distribución se completa con las pequeñas distribuidoras DEUSEM (de economía mixta) y De Matheu (privada). El mapa 1 muestra la ubicación geográfica de las áreas iniciales servidas por cada empresa. La privatización se concretó a través de la venta de entre 75% y 89% del paquete accionario de las cuatro empresas estatales referidas, adjudicación realizada a cabo en enero de 1998. De los títulos restantes, una parte quedó en manos de los trabajadores y el resto se destinó a la bolsa de valores del país. El Estado obtuvo 586 millones de dólares.

Un rasgo importante que se observa en este país es la mayor presencia de zonas de alta densidad de carga colindantes en las áreas de dos distribuidoras. Esa situación motiva la competencia por ganar clientes (principalmente los grandes usuarios) y también puede ser uno de los factores que incentivó intereses y acciones para una reintegración horizontal (adquisiciones y/o fusiones). Actualmente, el grupo AES ha asumido el control de las distribuidoras De Matheu, Deusem, CAESS y EEO; estas dos últimas formaron parte de una adquisición a gran escala que incluyó la compra del grupo multinacional Electricidad de Caracas.

Cuadro 3

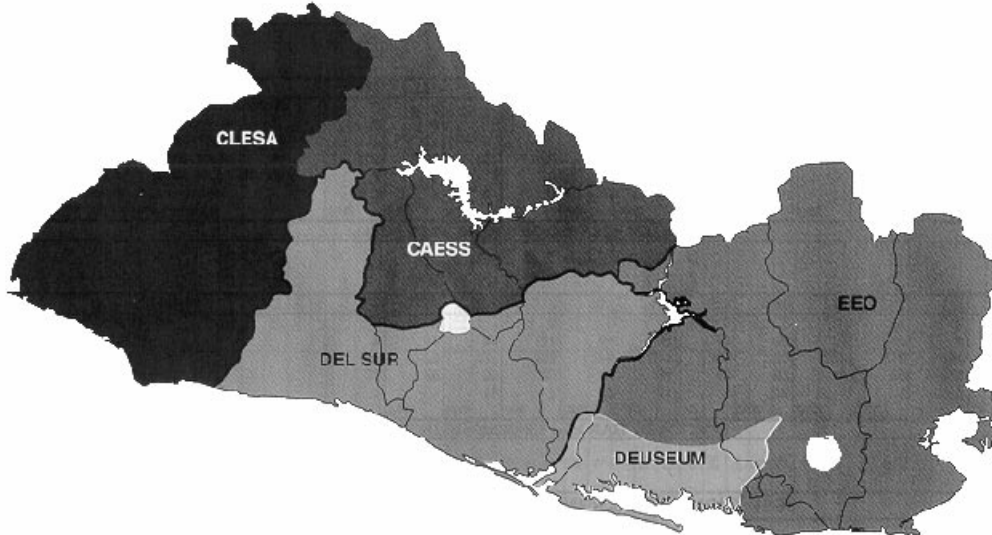
RESUMEN DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS DE LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ

Empresa	Usuarios (miles) a/	Monto pagado (millones de dólares)	% acciones compradas	Monto por usuario (dólares por usuario)	Fecha de adjudicación	Empresa compradora b/	Facturación anual (millones de dólares)	Consumo promedio usuario año (kWh)	Densidad por km ² c/	
									Miles usuarios	MWh
<u>El Salvador</u>		<u>586</u>		<u>848</u>						
CAESS d/	385	236	75.0	817	01/98	Electricidad de Caracas (Elecar, Venezuela) y <i>Reliant Energy</i> (RE, Estados Unidos)	156	4 031	84	338
Delsur	194	180	75.5	1 229	01/98	<i>Pensilvania Power and Light</i> (Estados Unidos)	81	3 606	75	271
CLESA	188	109	79.7	726	01/98	AES (Estados Unidos)	601	3 172	31	97
EEO c/	129	61	89.1	548	01/98	Elecar (Venezuela) y RE (Estados Unidos)	35	2 105	42	126
<u>Guatemala</u>		<u>621</u>		<u>715</u>						
EEGSA	494	520	80.0	1 316	07/98	Iberdrola (España)	233	5 336	81	433
Deorsa y Deocsa	592	101	80.0	213	12/98	UF e/ (España)	57	1 168	6.3	8.7
<u>Nicaragua</u>		<u>115</u>		<u>279</u>						
Disnorte y Dissur	434	115	95.0	279	09/00	UF e/ (España)		3 463	3.3	11.4
<u>Panamá</u>		<u>301.7</u>		<u>1 401</u>						
Elektra (EDE Noreste S. A.)	160	89.8	51.0	1 100	09/98	<i>Constellation Power</i> (Estados Unidos)	139	7 944	6.8	54.0
Metrooeste (Edemet) f/	199	189.2	51.0	1 864	09/98	UF e/ (España)	184	8 100	5.4	43.5
EDE Chiriquí S. A. f/	63	22.7	51.0	707	09/98	UF e/ (España)	34	5 244	4.4	22.9

Fuente: Informes oficiales, publicaciones de prensa y estimaciones de la CEPAL.

- a/ Se refiere al número de usuarios, consumo y facturación promedio vigentes y oficiales a la fecha de la privatización.
- b/ En el caso de adquisición realizada por un consorcio, la firma mayoritaria aparece en primer lugar.
- c/ Las densidades se han calculado a partir de las superficies de los departamentos y municipios en los cuales la distribuidora tiene presencia. No se han descontado las superficies no habitadas y/o habitables (lagos, biosferas y reservas naturales, etc.).
- d/ El grupo Elecar/Reliant Energy pagó en promedio 749 dólares/usuario en las dos distribuidoras (CAESS y EEO).
- e/ Unión de Fuerzas Eléctricas del Noroeste S. A. (Unión Fenosa).
- f/ En promedio Unión Fenosa pagó 211.9 millones de dólares por Edemet y Chiriquí, equivalente en promedio a 1 534 dólares/cliente. Individualmente, las ofertas fueron de 188.92 y 21.97 millones de dólares (204.89).

Mapa 1

EL SALVADOR: ÁREAS DE INFLUENCIA DE LAS DISTRIBUIDORAS

Fuente: SIGET.

Nota: Este mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar las áreas geográficas de concesión de las distribuidoras.

b) Guatemala

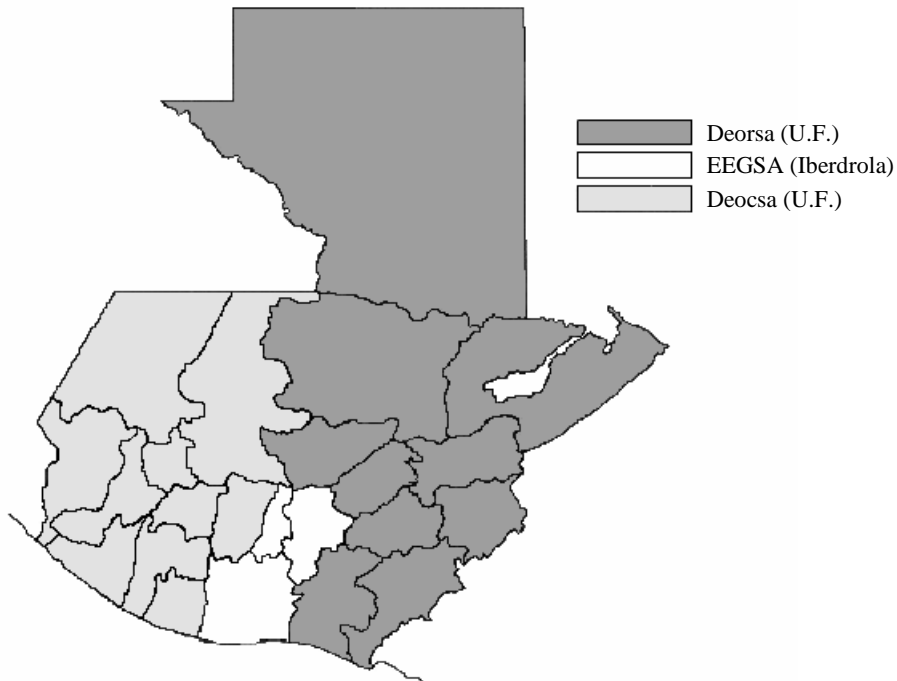
La venta de las distribuidoras fue concretada en 1998 y 1999, lo cual determinó los rasgos del mapa actual de la prestación del servicio. En septiembre de 1998 fueron vendidas el 80% de las acciones de la Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (EEGSA) por un monto de 520 millones de dólares, es decir, a un precio unitario de 1 316 dólares/usuario. Dicho precio es importante en el contexto de las ventas efectuadas en la región, ya que sólo fue superado por una distribuidora panameña (véase de nuevo el cuadro 3). En diciembre del mismo año, la española Unión Fenosa compró el 80% del paquete accionario de las distribuidoras estatales Deocsa y Deorsa, por el que pagó 101 millones de dólares. La venta de estas dos distribuidoras se realizó con un compromiso por parte del gobierno guatemalteco de conformar un fondo de 333.5 millones de dólares destinados a la electrificación rural, así como ampliaciones y mejoras en los sistemas de transmisión y subtransmisión en las áreas de servicio de las empresas referidas. Dichas obras se ejecutarían en un período de cinco años (1999-2003).

El Estado obtuvo un monto total de 621 millones de dólares de la privatización de las distribuidoras. Como ya se mencionó, parte de esos fondos quedaron comprometidos para la distribución social en el interior del país.

Con respecto a las acciones remanentes de Deorsa y Deocsa, el 7% de éstas se vendieron a los empleados y el restante 13% se pondría en oferta pública en el mercado local. El Estado todavía conserva el 8% de las acciones, cuya venta estaba programada en enero de 2002. De igual forma, el Estado mantiene en su poder el 14.2% de las acciones de la EEGSA, y aún no se ha tomado la decisión sobre una posible venta futura.

Mapa 2

GUATEMALA: ÁREAS DE CONCESIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS



Fuente: CEPAL, elaboración propia.

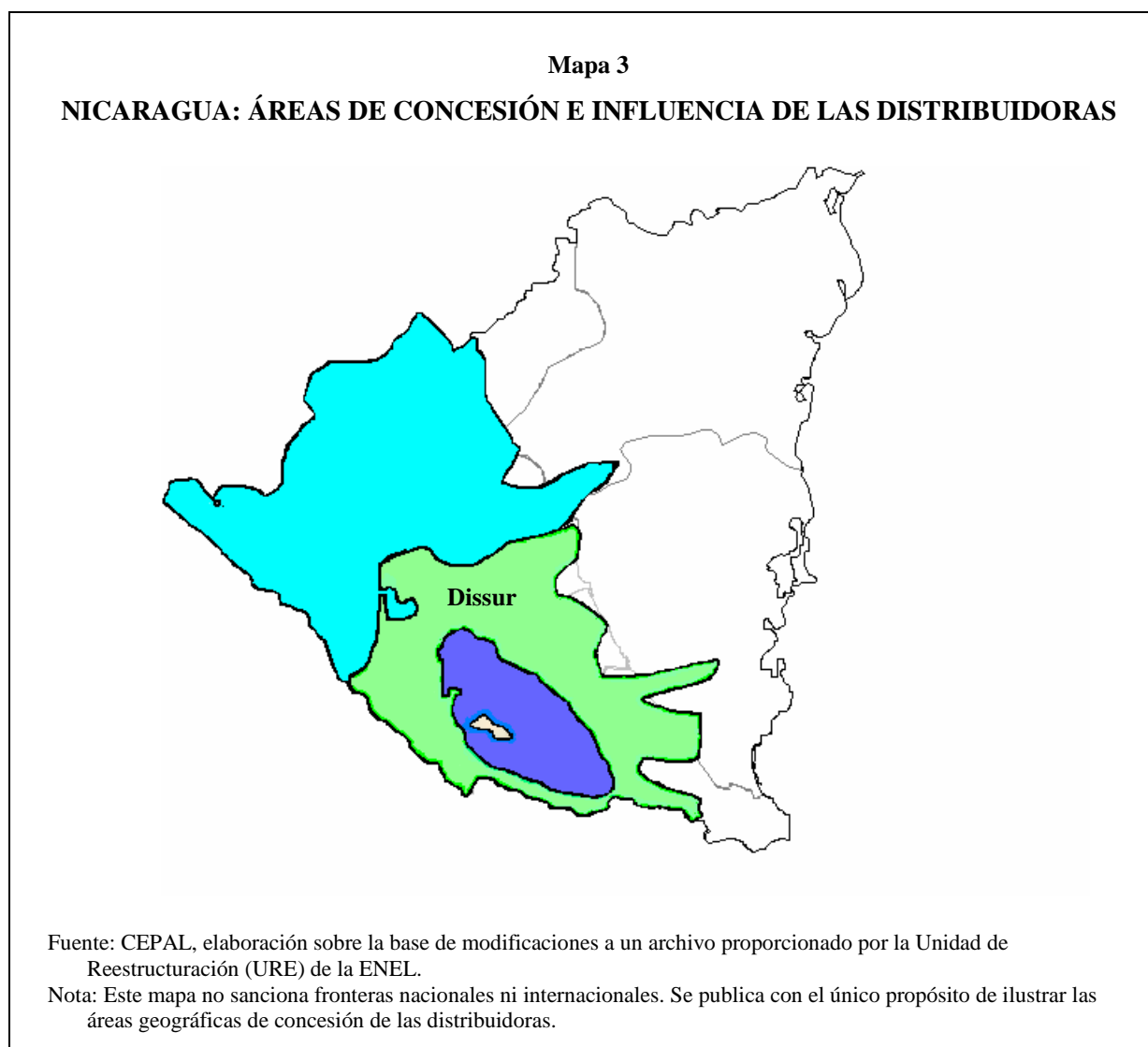
Nota: Este mapa no sanciona fronteras nacionales ni internacionales. Se publica con el único propósito de ilustrar las áreas geográficas de concesión de las distribuidoras.

Además de las empresas privatizadas, existen 14 pequeñas empresas eléctricas, 13 de ellas pertenecientes a igual número de municipales (EEM) y una de propiedad privada. El mapa 2 muestra la ubicación geográfica de las áreas iniciales servidas por cada empresa.

c) Nicaragua

En septiembre de 2000, la empresa española Unión Fenosa adquirió por 115 millones de dólares el 95% de las acciones de dos empresas estatales encargadas de la distribución y comercialización de electricidad (Disnorte y Dissur). El restante 5% de las acciones quedó en manos de los trabajadores. Adicional al contrato de compra, la empresa adquirente suscribió un

compromiso para invertir casi 80 millones de dólares en infraestructura eléctrica durante los siguientes siete años (2001-2008). Por su parte, el gobierno ha emprendido acciones para iniciar un programa de electrificación rural, y existe la intención de dedicar una parte de los ingresos de las privatizaciones eléctricas al financiamiento del referido plan. El mapa 3 muestra la ubicación geográfica de las áreas de concesión de cada empresa. En las áreas no concesionadas, se han otorgado concesiones de distribución a pequeñas empresas privadas, cooperativas de electrificación y entidades no gubernamentales.

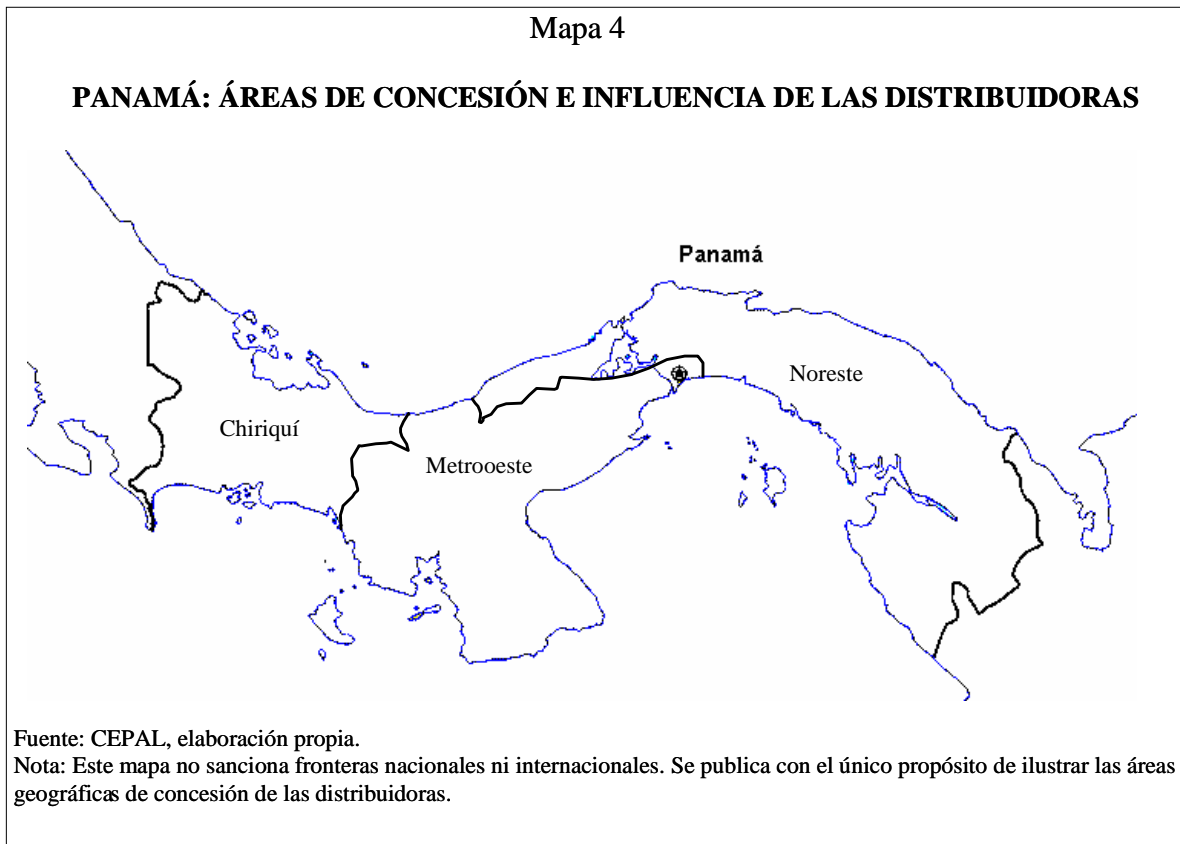


d) Panamá

El proceso de privatización se llevó a cabo en septiembre de 1998 y consistió en la venta del 51% de las acciones de las tres distribuidoras estatales desmembradas de la desaparecida empresa pública IRHE. El grupo estadounidense Constellation adquirió la distribuidora Noreste S. A. (Elektra) y la española Unión Fenosa, las Empresas Metro Oeste (Edemet) y Chiriquí

(Edechi). Las sumas pagadas por el paquete accionario referido en cada una de ellas fueron, respectivamente, de 89.8, 189.2 y 22.7 millones de dólares, lo que totaliza 301.7 millones de dólares (véase de nuevo el cuadro 3). Cabe resaltar que el precio más alto por consumidor en los cuatro países analizados, lo pagó Unión Fenosa por la empresa Edemet (1 864 dólares). El mapa 4 muestra la ubicación geográfica de las áreas iniciales servidas por cada empresa.

Destaca en particular la presencia de Unión Fenosa en Centroamérica. Las distribuidoras de Panamá constituyeron el primer paso, al que siguieron las adquisiciones en Guatemala y Nicaragua.



3. Comparación de los precios de las distribuidoras privatizadas

Como ya se dijo, los precios obtenidos en las privatizaciones están determinados por muchos factores, varios de los cuales son específicos a las condiciones de cada distribuidora y país. No obstante, es útil analizar y comparar algunos indicadores generales. En el cuadro 4 se presentan las estimaciones de los precios promedio por usuario y por MWh facturado anualmente a la fecha en la cual fueron calificadas las ofertas de las distribuidoras privatizadas. Ambos indicadores están relacionados (directa o indirectamente) con el número, la densidad de conexiones y el consumo promedio de los usuarios, lo cual debe tenerse en cuenta en la explicación de los valores obtenidos. A continuación se comentan algunos resultados ilustrativos:

a) Los precios promedio por usuario se ubican en el rango de 213 a 1 864 dólares, extremos que corresponden a Deorsa/Deocsa en Guatemala y Edemet en Panamá. Los valores más altos corresponden a empresas que sirven áreas metropolitanas, y los más bajos a empresas que cubren áreas rurales. La clasificación por este criterio muestra los mejores precios en promedio en las empresas de Panamá (1 401 dólares/usuario), seguido de El Salvador (848), Guatemala (715) y Nicaragua (279).

Cuadro 4

COMPARACIÓN DE ALGUNOS INDICADORES DE LOS PRECIOS
OBTENIDOS EN LAS DISTRIBUIDORAS PRIVATIZADAS

País/empresa	Precio promedio obtenido	
	Dólares/ cliente	Dólares/MWh anual facturado
<u>El Salvador</u>	<u>848</u>	<u>243</u>
Delsur	1 229	341
CAESS	817	203
CLESA	726	229
EEO	548	252
<u>Guatemala</u>	<u>715</u>	<u>233</u>
EEGSA	1 316	247
Deorsa y Deocsa	213	183
<u>Nicaragua</u>	<u>279</u>	<u>81</u>
Disnorte y Dissur	279	81
<u>Panamá</u>	<u>1 401</u>	<u>184</u>
Metrooeste (Edemet)	1 864	230
Elektra (EDE Noreste SA)	1 100	139
EDE Chiriquí S. A.	707	135

Fuente: Datos oficiales y estimaciones propias.

b) Los precios promedio por MWh facturado anualmente se encuentran en el rango de 81 a 341 dólares, extremos que corresponden a Disnorte/Dissur en Nicaragua y Del Sur en El Salvador. Los valores más altos se registran en empresas que atienden los grandes centros industriales, lo cual generalmente coincide con el servicio de las zonas metropolitanas, ya sea en forma total o parcial. La clasificación por este criterio muestra los mejores precios promedio en las empresas de El Salvador (243), seguido de Guatemala (233), Panamá (184) y Nicaragua (81).

c) En El Salvador se dieron los dos mejores precios por energía facturada (Del Sur y EEO) y el tercer mejor precio pagado por usuario (Del Sur). La dispersión de precios es menor que la presentada en Guatemala y Panamá.

d) En Guatemala el precio por usuario pagado por EEGSA fue casi seis veces mayor que el obtenido en Deocsa y Deorsa. La primera se clasifica en el segundo y tercer lugar, de acuerdo con los dos criterios de comparación, en tanto que las otras dos empresas se ubican en el último o penúltimo lugar.

e) En Nicaragua, las características de las áreas servidas por las dos empresas son semejantes, ya que ambas comparten zonas de influencia urbana y rural. El menor tamaño del mercado y condiciones específicas de Nicaragua explican la obtención de menores precios, en comparación con los observados en los países vecinos.

f) En Panamá, las empresas Edemet y Elektra presentan el primero y cuarto mejores precios por usuario. El consumo promedio de los usuarios de estas empresas es sustancialmente mayor (entre un 50% y hasta siete veces mayor) que el registrado en las empresas de los países vecinos, lo que representaría el factor de atracción más visible de los mercados de las dos empresas referidas.

4. Principales estadísticas del segmento de distribución

Con el propósito de cuantificar y comparar a las empresas que están a cargo de la distribución de los países analizados en este estudio, se resumen en el cuadro 5 los principales resultados obtenidos durante el año 2000. En este cuadro se han incluido a los actuales grupos propietarios de dichas empresas, lo cual muestra que solamente en uno de los países (El Salvador) ha existido cambio de propiedad en dos de las empresas, como resultado de una operación internacional a gran escala que permitió al grupo estadounidense AES adquirir la venezolana Elecar. El cuadro 6 agrupa la información por grupos corporativos.

A fin de completar el panorama de la demanda, en el gráfico 1 se muestra el tamaño de los mercados de cada país, incluyendo los dos casos en que ha emergido un mercado mayorista (MM), en el que algunos Grandes Consumidores o bien algunas comercializadoras realizan compras para satisfacer su demanda o la de otros usuarios. A la información de los cuadros 5 y 6 y del gráfico 2 se refieren los siguientes comentarios.

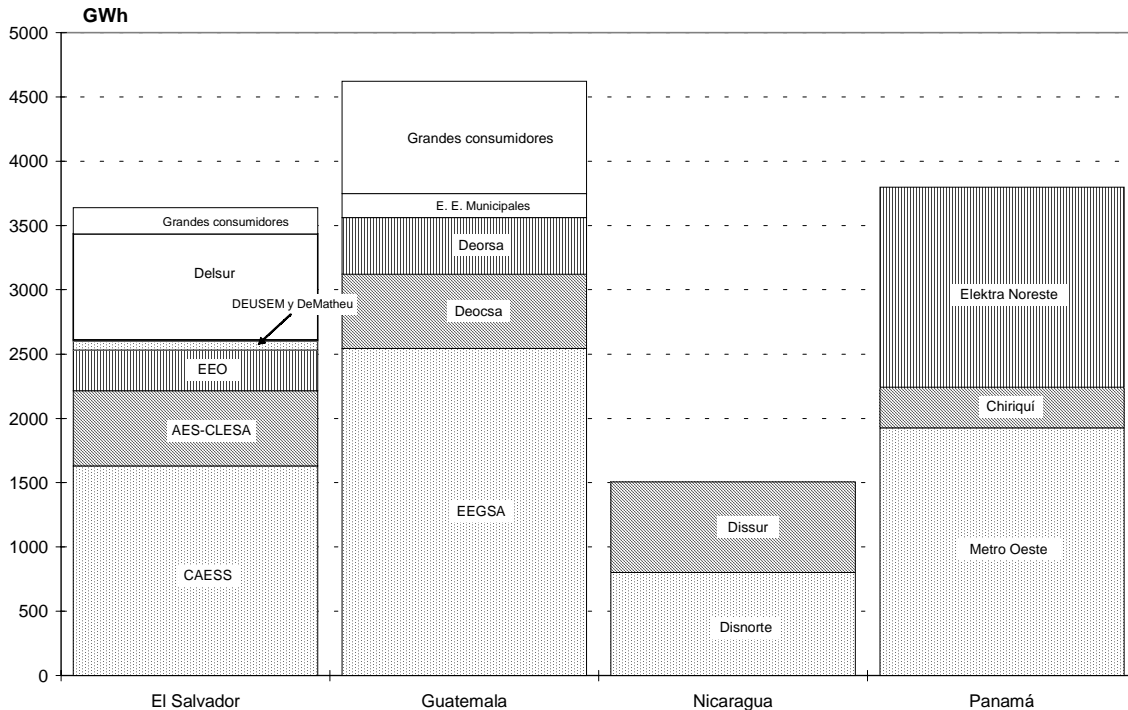
a) Por el volumen de ventas resaltan como las mayores distribuidoras las empresas EEGSA (Guatemala), Metrooeste y Elektra (Panamá) y CAESS (El Salvador). Las dos empresas nicaragüenses son de menor tamaño; sin embargo, considerando la participación de ambas se las ubicaría en el puesto cuarto, con un volumen de ventas semejante al de CAESS.

b) En la revisión por grupos corporativos sobresale la participación de la transnacional española Unión Fenosa (UF), que posee el 100% y 59%, respectivamente, de los mercados de Nicaragua y Panamá, y el 27% del mercado regulado guatemalteco. En conjunto, UF ostenta el 44% del mercado de los cuatro países analizados.

c) Siguen en orden de importancia AES e Iberdrola, que poseen 76% y 68%, respectivamente, de los Mercados Regulados salvadoreño y guatemalteco, con clara posición de dominio en ambos casos. En el conjunto los cuatro países, éstas cuentan con una participación del 24% y 17%. Con menores participaciones relativas nacionales figuran *Constellation* y PPL, con el 41% y 24%, respectivamente, de los Mercados Regulados panameño y salvadoreño, y con participaciones muy bajas en el conjunto a nivel del mercado de los cuatro países.

Gráfico 1

EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA, PANAMÁ: COMPARACIÓN DE LOS MERCADOS DE ELECTRICIDAD, 2000



d) En cuanto a las pequeñas empresas, obsérvese su baja participación. Tanto en Guatemala, como en El Salvador, estas empresas han quedado dentro del área de influencia de las grandes distribuidoras ya referidas.

e) Comparando las áreas servidas, puede afirmarse que siete empresas (clasificadas entre los números 6 al 12) tienen a su cargo áreas de baja densidad de carga, muchas de ellas netamente rurales.

f) El mercado de los Grandes Consumidores solamente ha emergido en El Salvador y Guatemala, países en los cuales representa el 2.8% y 5.1% de las demandas nacionales. Se esperaba que durante 2001 surgieran los primeros Grandes Consumidores en Nicaragua y Panamá. Una explicación especial merece el caso de Guatemala, en donde una comercializadora perteneciente al mismo grupo que tiene a su cargo la distribución metropolitana (Iberdrola), es la que ha reportado el servicio de la mayor porción de los Grandes Consumidores.

g) El precio promedio al consumidor final regulado, por países y en orden descendente, fue de 0.113 dólares/kWh en Panamá, 0.109 en El Salvador y Nicaragua, y 0.099 en Guatemala. En el nivel de empresas, estos valores cambian sustancialmente en el caso de distribuidoras con usuarios de bajos consumos y con subsidio y/o acceso preferencial a algunas fuentes de suministros. En esta categoría se cuentan las empresas Deorsa y Deocsa, que registraron costos promedio de venta de 0.050 dólares/kWh.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE RESULTADOS DE LAS EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS EN EL AÑO 2000

País/ empresa	Propietario mayoritario actual	Ventas a/ (MWh)	Usuarios (miles)	Ventas a/ (dólares)	Precio promedio (dólares/kWh)	Orden por ventas
El Salvador		3 436 140	1 087	373 192 268	0.109	3
CAESS	AES	1 630 557	437	169 624 802	0.104	3
Del Sur	PP&L/EMEL	825 998	229	97 253 314	0.118	5
AES-CLESA	AES	584 2	217	71 153 040	0.122	8
EEO	AES	316 119	158	25 919 488	0.082	11
DEUSEM	AES	70 948	42	8 211 778	0.116	14
De Matheu*	AES	8 253	4	1 029 846	0.125	15
Guatemala b/		3 749 005	1 541	370 171 091	0.099	2
EEGSA	Iberdrola	2 542 800	609	319 031 580	0.125	1
Deocsa	Unión Fenosa	579 800	530	29 135 135	0.050	9
Deorsa	Unión Fenosa	438 200	283	22 004 376	0.050	10
E.E. Municipales	Municipal	188 205	119	nd		13
Nicaragua		1 504 788	435	163 828 876	0.109	4
Disnorte	Unión Fenosa	800 402	228	88 726 861	0.111	6
Dissur	Unión Fenosa	704 386	206	75 102 015	0.107	7
Panamá		3 796 770	504	429 298 474	0.113	1
Metro Oeste	Unión Fenosa	1 926 756	241	229 607 483	0.119	2
Elektra Noreste	Constellation	1 554 067	187	168 779 551	0.109	4
Chiriquí	Unión Fenosa	315 947	76	30 911 440	0.098	12

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Las ventas corresponden a las realizadas dentro de los pliegos regulados al consumidor final.

b/ En Guatemala los ingresos por ventas corresponden a los ingresos por esos conceptos reportados en los estados financieros de las distribuidoras.

Cuadro 6

PARTICIPACIÓN DE LOS GRUPOS CORPORATIVOS EN LOS SEGMENTOS DE DISTRIBUCIÓN DEL
TOTAL DE LOS CUATRO PAÍSES DURANTE 2000

	Operaciones	País de origen	Ventas (MWh)	Usuarios (miles)	Porcentaje de ventas
Total			12 486 708	3 567	100
1.	Unión FENOSA	España	4 765 613	1 565	44
		Panamá,	2 242 825	317	
		Nicaragua y	1 504 788	435	
		Guatemala	1 018 000	813	
2.	AES	El Salvador	2 610 142	857	24
3.	Iberdrola	Guatemala	2 542 800	609	17
4.	Constellation	Panamá	1 553 950	187	5
5.	PP&L/EMEL	El Salvador	825 998	229	6
6.	EEM	Guatemala	188 205	119	3

Fuente: Datos oficiales.

II. ESTRUCTURA DE LOS PRECIOS REGULADOS AL CONSUMIDOR FINAL

La tarifa al consumidor final minorista constituye el principal instrumento utilizado para la regulación de las actividades en el segmento de distribución. En los cuatro países analizados, las tarifas reguladas se determinan agregando a los componentes de costos de adquisición de potencia y energía, referidos a la entrada de la red de distribución, los componentes de costos eficientes de distribución que determinan el valor agregado de la distribución (VAD). Debe recordarse que el factor con mayor peso en los precios al consumidor final corresponden a las compras de energía, las que deben cumplir condiciones y procedimientos predeterminados en los casos de Guatemala, Nicaragua y Panamá, en tanto que en El Salvador han quedado totalmente bajo responsabilidad de los agentes, es decir, son resultado de la libre acción de las fuerzas del mercado.⁹ A continuación se presentan los principios y procedimientos generales para el establecimiento, cálculo y actualización de las tarifas reguladas de electricidad.

1. Los principios de la tarificación

Las tarifas por los servicios de distribución al consumidor final regulado deben reflejar el costo del servicio en los distintos niveles de tensión, permitiendo a las empresas distribuidoras la obtención de utilidades razonables, bajo el supuesto de una gestión eficiente de las redes de distribución, lo cual incluye las funciones de comercialización y atención a los usuarios. Se establece una tarifa base que se ajusta en función de la evolución en el tiempo de diferentes factores, como los precios o costo de energía, el índice de precios, la tasa de cambio, las mejoras de productividad y otros que cada uno de los países determina de manera específica.

Como ya se mencionó, los entes reguladores en Guatemala, Nicaragua y Panamá deben supervisar las compras a término de las distribuidoras. En estos países se puede constatar que la metodología de cálculo utilizada difiere relativamente poco. La determinación de las tarifas de distribución es resultado, hasta cierto punto, de decisiones administrativas centralizadas tomadas a partir de estimaciones que se hacen por medio de coeficientes calculados sobre la base de estudios de caracterización de carga de las diferentes categorías de usuarios. Si bien es cierto que estos mecanismos permiten una simplificación del proceso de medición de la demanda, así como una mejor planificación en la operación del sistema, se debe hacer hincapié en el hecho de que no siempre reflejan el costo real del servicio de distribución.

En los países referidos, la comparación en cuanto a los principios directrices del mecanismo de tarificación del servicio de distribución muestra también ciertas diferencias y similitudes entre sí. Las tarifas buscan promover la igualdad de tratamiento a los consumidores y la eficiencia económica del sector. En los casos de Nicaragua y Panamá se constata que los criterios prioritarios del régimen tarifario son bastante completos y explícitos, incluyendo: a) la suficiencia financiera de la empresa prestadora del servicio, sobre la base de un servicio eficiente;

⁹ De esa forma, las condiciones y precios de las compras pueden tener el carácter de confidencial, si así conviniera a las partes.

b) la eficiencia económica, procurando que las tarifas se aproximen a precios de mercados competitivos, por lo que los efectos de aumento de productividad deben ser compartidos por empresas y clientes; y c) simplicidad y transparencia, lo que implica procedimientos sencillos, explícitos y públicos para todas las partes, en particular para los clientes.

En el caso de El Salvador, el sistema tarifario presenta ciertas diferencias, cuyo origen se encuentra en la perspectiva más liberal que guió a la reforma de la industria eléctrica, lo que ha implicado una mayor utilización de mecanismos de mercado. Éste es el caso principalmente de la utilización de precios de nodo diferenciados como indicativos del costo de adquisición de potencia y energía, en los cuales está incluido el costo de transmisión. Puede decirse que el objetivo primordial del sistema de precios regulados de distribución es el de asegurar la rentabilidad de las inversiones (considerando una tasa de referencia del 10%). El cuadro 7 muestra un resumen y comparación de los principios generales de las tarifas de distribución establecidos en las leyes de electricidad de los cuatro países.

2. Definición y fórmulas de ajuste de las tarifas reguladas al consumidor final

Los ingresos y la rentabilidad de las distribuidoras constituyen las variables básicas para la regulación de las tarifas al consumidor final. Los ingresos están en función de cuatro componentes, lo que se muestra en la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos}_j = I_j(\bar{E}_j, \text{PST}_j, \text{VAD}_j, \text{CO}_j) \quad (1)$$

donde: I_j = Ingresos; \bar{E}_j es el costo (precio) de todas las compras de energía del distribuidor; PST son los servicios o peaje por uso del sistema de transporte; VAD_j es el valor agregado de distribución (también referido como CD: cargo por uso de las redes de distribución), y CO_j son los costos de comercialización, todo lo anterior referido a la “j-esima” distribuidora durante en el período relevante de regulación.

Los dos primeros términos de la anterior expresión no se originan en el segmento de la distribución; por lo tanto, sólo deben reflejar los efectos de un traslado sin distorsiones de las empresas productoras y transmisoras hacia los consumidores finales (efecto *pass trough*). Los otros dos términos (el VAD y los costos de comercialización) son los que permiten cubrir los gastos relacionados con el servicio de distribución y obtener utilidades razonables a las empresas distribuidoras, y deben reflejar los resultados de una gestión prudente y eficiente.

El término correspondiente a las compras de energía es el que tiene mayor peso en la tarifa al consumidor final (generalmente representa entre 60% y 70%) y se regula de diferentes formas. En El Salvador, el precio de la energía en el mercado de ocasión o *spot* (referido como MRS ó mercado regulador del sistema) establece la pauta para los ajustes (incrementos o decrementos) de las tarifas al consumidor final. En los otros tres países, el mercado a término (o mercado de contratos) determina los niveles de precios y tipos de ajustes a los costos de adquisición de la potencia y energía.

Cuadro 7

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS PRINCIPIOS DE LAS ESTRUCTURAS TARIFARIAS DE DISTRIBUCIÓN AL CONSUMIDOR FINAL

El Salvador	Guatemala	Nicaragua	Panamá
<p>1) Las distribuidoras deben presentar todos los años los pliegos tarifarios a la SIGET para su aprobación, junto con las condiciones de suministro, de acuerdo con el nivel de tensión, la estacionalidad y la distribución horaria del uso de la energía.</p> <p>2) Los cargos por el uso de las redes de distribución (CD) son revisados y aprobados por la SIGET cada 4 años (primer ciclo: 1998-2001, extendido un año más). En el transcurso de ese período, los CD fijados se ajustan anualmente de acuerdo con las fórmulas establecidas por la SIGET.</p> <p>3) Los precios de los pliegos tarifarios se basan en: i) el precio promedio de la energía en el mercado regulador del sistema (MRS*) en el nodo específico, vigente durante el año anterior a la presentación del pliego; ii) los cargos por el uso de la red; iii) los costos de atención al cliente, y iv) una fórmula de ajuste automático de los precios, para conservar su valor real.</p> <p>4) Los costos deben corresponder con los valores normales de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada (red económicamente adaptada al mercado).</p> <p>5) Los cargos por el uso de la red de distribución (CD) son utilizados por las distribuidoras para el cálculo de los pliegos y para los contratos por uso de las redes. En este último caso, la vigencia de los cargos se acuerda entre las partes. (*El MRS equivale a un mercado de ocasión. Funciona a base de ofertas y precios establecidos por los agentes).</p>	<p>1) La CNEE aprueba las tarifas reguladas. El período de vigencia de las tarifas es de cinco años; proceden modificaciones sólo si los reajustes llegan a triplicar los valores aprobados inicialmente.</p> <p>2) Las tarifas se determinan agregando: i) costos de adquisición de potencia y energía, referidos a la entrada de la red de distribución, y ii) el VAD, que debe reflejar costos eficientes de distribución.</p> <p>3) Los precios de energía a la entrada de la red de media tensión (MT) y el VAD; se ajustan cada trimestre o semestre, respectivamente. El ajuste del VAD incluye un factor anual que debe tomar en cuenta mejoras de la eficiencia y economías de escala de las distribuidoras.</p> <p>4) Tarifas fijadas por nivel de tensión y tres rangos de demanda de potencia: i) BT, demanda < 11 kW; ii) MT, 11 kW < demanda < 100 kW, y iii) AT, demanda > 100 kW.</p> <p>5) Los precios de servicio de distribución final con demanda de potencia menor de 100 kW están sujetos a regulación.</p> <p>6) La opción tarifaria acordada con el usuario rige por un período mínimo de 12 meses, luego de la suscripción de contratos, salvo acuerdo entre las partes.</p> <p>7) Las tarifas, constituyen valores máximos que pueden aplicar las distribuidoras.</p> <p>8) No se admiten los subsidios cruzados entre consumidores de distintas categorías.</p>	<p>1) El INE aprueba el régimen de precio regulado. La metodología para el cálculo de la tarifa así como la estructura tarifaria se aprueban para un período de cinco años. La Normativa de Tarifas establece procedimientos y plazos para efectuar revisiones.</p> <p>2) Los costos de referencia para la definición de las tarifa consideran: i) los costos de energía y potencia; ii) las transacciones realizadas en el mercado de ocasión; iii) los costos de acceso y uso de la transmisión, y iv) los niveles de pérdidas, los costos de redes de distribución y los gastos de una distribuidora eficiente.</p> <p>3) La tarifa puede incluir ajustes por variación en: i) el costo de la compra de energía y potencia, incluyendo precios de los combustibles, de acuerdo con cláusulas de los contratos aceptados por el INE, y ii) los costos de la distribuidora, en función de las variaciones de los índices de precios y el índice de incremento de eficiencia.</p> <p>4) La tasa de descuento utilizada como costo de oportunidad del capital será la prevaleciente en el mercado de capitales o bien será fijada por el INE con base en rentabilidades de actividades de riesgo similar realizadas en el país.</p> <p>5) Los consumidores domiciliarios de hasta 150 kWh-mes estarán exonerados del pago de impuesto al consumo (IGV).</p>	<p>1) El ente regulador (ERSP) aprueba las tarifas, que tienen una vigencia de cuatro años y sólo pueden modificarse excepcionalmente antes del vencimiento de dicho plazo, cuando se hubieran cometido graves errores en los cálculos que afecten los intereses de los clientes o de las empresas, en caso fortuito o de fuerza mayor.</p> <p>2) Las tarifas se fijan para tres niveles de tensión: BT, tensión menor o igual a 600 V; MT, mayor de 600 V y menor de 115 kV, y AT, igual o mayor a 115 kV.</p> <p>3) El valor agregado de distribución (VAD) de las tarifas de distribución comprende los costos de administración, operación y mantenimiento, pérdidas estándar de las redes de distribución, depreciación de sus bienes y la rentabilidad sobre las inversiones. Se excluyen del VAD los costos de comercialización tales como medición, facturación, cobranza y atención a los clientes. Para el cálculo del VAD, el ERSP debe tener en cuenta un máximo de seis áreas de distribución tipo que operen en condiciones de eficiencia, considerando empresas reales similares, nacionales o extranjeras. En el cálculo de costos no se tienen en cuenta los costos financieros de los créditos tomados por las empresas.</p> <p>4) Para el acceso y uso de las redes de la distribuidora, el ERSP fija una tarifa que debe permitir a la distribuidora recuperar, en promedio, el VAD determinado de acuerdo con lo indicado precedentemente.</p>

Notas. BT, MT y AT, corresponde a baja, media y alta tensión, respectivamente.

Las leyes de la industria eléctrica y sus reglamentos establecen los principios para la determinación, en forma directa o indirecta, de los niveles de ingresos de las distribuidoras y las condiciones para su revisión y actualización. Basándose en dichos lineamientos, las comisiones reguladoras han emitido resoluciones para la asignación de los costos a los parámetros de los pliegos tarifarios de las distribuidoras. Como patrón común se adopta en todos los países el establecimiento de pliegos tarifarios iniciales, con validez para períodos de cuatro o cinco años. Las distribuidoras proponen y someten a la aprobación de las reguladoras los futuros pliegos, que deben cumplir con los lineamientos fijados en los estamentos legales referidos, entre éstos, los relativos a la mejora de la calidad del servicio y el traslado a los consumidores de una parte de los beneficios derivados de la reducción de los costos operativos. A continuación se resumen los mecanismos y principales pasos que deben seguirse en cada país.

a) El Salvador

La SIGET revisa y aprueba cada 4 años los cargos por el uso de las redes de distribución (CD). Con este fin, los operadores de redes de distribución que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, presentan anualmente a la SIGET un pliego tarifario con los precios y condiciones de suministros de energía eléctrica de acuerdo con el nivel de voltaje, estacionalidad y distribución horaria (artículo 78 de la ley).

Los pliegos tarifarios se explican a partir de las tres variables que se muestran en la expresión (2). Los cargos por uso del sistema de transmisión quedan incluidos o reflejados dentro de las compras de energía en el mercado mayorista.

$$\text{Ingresos}_j = I_j (\text{MRS}_0, \text{CD}_j, \text{CO}_j) \quad (2)$$

donde: MRS_0 : precio promedio de la energía en el MRS; CD_j : cargos por distribución y CO_j : los cargos por comercialización, todo referido a la distribuidora "j".

Los costos de distribución y comercialización (CD y CO) se establecen en función del nivel de tensión y las características de la demanda. Son variables reguladas por la SIGET y deben corresponder a costos de redes de distribución eficientemente dimensionadas y operadas (véase el cuadro 7). A continuación se presentan los principales aspectos de los componentes referidos en la expresión 2 y un resumen de los pliegos tarifarios vigentes.

i) Las compras de energía. El Mercado Regulador del Sistema (MRS) es el mecanismo básico para mantener en todo momento y en todos los puntos de entrada al sistema (nodos del sistema de transmisión), el balance entre la oferta y la demanda de energía eléctrica. Corresponde al mercado *spot*. El MRS es administrado por la Unidad de Transacciones (UT) y funciona sobre la base de las ofertas y precios correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía establecidas en el despacho programado. También funciona como mecanismo compensador del mercado a término (o mercado de contratos).

Las variaciones de precios en el MRS determinan los ajustes al componente de energía de las tarifas reguladas. Inicialmente se plantearon ajustes trimestrales, los que se hacían efectivos

cuando las variaciones (incrementos o decrementos) del MRS superaban el 10%. De esa forma, dicho mecanismo tenía el propósito de servir de banda de protección (del 10%) para amortiguar cambios bruscos en las tarifas; sin embargo, por diversos motivos, no pudo operar adecuadamente.¹⁰ Se llevaron a cabo dos modificaciones: en junio de 2000, los ajustes quedaron a nivel mensual, y a partir de febrero de 2001, se eliminó la banda de protección referida.¹¹ Luego, las actualizaciones se hicieron mensualmente, independientemente del porcentaje de variación experimentado en el MRS.

Las contrataciones a término de las distribuidoras —que en principio tienen el objetivo de satisfacer el servicio a los clientes minoristas cuyas tarifas están sujetas a regulación— quedan en el ámbito de las decisiones privadas y estratégicas de las empresas; por lo tanto, los términos (precios y plazos) son confidenciales entre las partes. Corresponde a cada distribuidora el derecho a decidir sobre las proporciones y forma de adquisición de energía. Las compras efectuadas en el MRS, pese a que son una porción minoritaria de las compras de energía, constituyen el factor de mayor peso en los precios al consumidor final.

En teoría, el MRS representa un mecanismo eficiente para las adquisiciones de energía, siempre y cuando el sistema no tenga restricciones severas y además se presente la competencia de un número apreciable de oferentes y demandantes, situación que no se ha dado en el país.

ii) Peajes por transmisión. La empresa nacional de transmisión (Etesal) es la dueña y operadora del sistema de transporte, el cual abarca un conjunto de líneas de 230 y 115 kV y tiene como fronteras las salidas de baja tensión de los transformadores de las subestaciones respectivas (incluyen 115/46 y 115/23 kV). Los peajes son cubiertos por los productores y comercializadores, por lo que su costo se incluye en los contratos a término y también se ve indirectamente reflejado en los precios nodales del MRS. Los generadores conectados al sistema de transmisión deben tener contratos de transporte vigentes, que son públicos y deben registrarse en la SIGET. Cualquier generador o comercializador puede exigir a la empresa transmisora términos semejantes a los acordados con otros agentes. El método para la determinación de los peajes deberá tomar en cuenta el cubrimiento de los costos de operación y mantenimiento de una red de transmisión eficientemente operada. Cada cinco años, a más tardar el primer día hábil del mes de diciembre, el regulador debe autorizar los requerimientos de ingresos anuales de las transmisoras, los que se aplicarán para el cálculo del cargo por el uso del sistema de transporte.

iii) El VAD. La metodología para la determinación de los cargos por el uso de sistemas de distribución (CD) parte de los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada y operada. Dichos cargos no incluyen los costos de mercadeo, comercialización y atención al usuario final. Como costo de inversión se utilizará la anualidad del valor nuevo de reemplazo de una red de distribución

¹⁰ Las distribuidoras criticaron ese mecanismo por considerar que actuaba en perjuicio económico en el caso de tendencias alcistas de los costos de producción durante un trimestre. Por otra parte, la existencia de la banda podría haber motivado el interés de algunos agentes para incidir en el comportamiento del MRS.

¹¹ Diario Oficial, Tomo No. 350, Decreto No. 7 del Ministerio de Economía, 25 de enero de 2001.

eficiente dimensionada, la cual se calcula considerando la vida útil típica de instalaciones de distribución y la tasa de descuento del 10%.

Tanto en media tensión (MT) como en baja tensión (BT), el CD para un subsistema dado se determina a través de la siguiente expresión:

$$CD = [(CAC + COM) * FP / CTT] + CAF \quad [\text{colones /kW-año}] \quad (3)$$

donde: CAC : Costo Anual del Capital; COM: Costo de operación y mantenimiento (O&M) del nivel de tensión, correspondiente al subsistema; CAF: Costo anual de falla, para la energía no servida (ENS) debido únicamente a fallas en la red de distribución; CTT: Capacidad de transferencia total de carga del subsistema, y FP: Factor de pérdidas totales

Los términos de (3) se calculan de la siguiente forma:

- 1) El costo anual del capital (CAC) se determina por medio de la expresión:

$$CAC = AAFB * FEA + k * CT \quad (4)$$

donde: AAFB: Anualidad del activo fijo bruto (AFB); FEA: Factor de Expansión del AFB; CT: Capital de trabajo, y k: el factor de ponderación del CT.

2) La anualidad del activo fijo bruto (AFB) se calcula considerando un factor de recuperación del capital de 10% y una vida útil de las instalaciones de 25 años para MT y 30 años para BT. El AFB resulta de la suma del activo bruto de servicio (ABS, que es el valor nuevo de reemplazo —VNR— de los costos directos e indirectos de las instalaciones eléctricas de la red adaptada) y de otros activos brutos (OAB, que es el VNR de instalaciones que no son del servicio eléctrico en sentido estricto, tales como activos generales, muebles e intangibles).

3) El factor de expansión de los AFB (FEA) se aplica a los AFB al último mes (diciembre) del año anterior de la vigencia del pliego tarifario y su finalidad es incluir el aumento de los activos durante el año de vigencia de las tarifas. Se calcula en función de la relación entre la demanda máxima del año tarifario y la de tres años anteriores para la misma red.

4) Inicialmente se estableció que el capital de trabajo (CT) debía ser inferior al 10% de los AFB. Como consecuencia de los daños causados por eventos sísmicos recientes, la SIGET autorizó calcular el costo del CT a base de una tasa de interés del 10%.¹² El factor de ponderación del CT para MT se define por la relación $k = AFB_{MT} / AFB$. Consecuentemente, para BT el factor de ponderación del CT es el complemento (1-k).

5) Los costos de operación y mantenimiento (COM) se calculan como un porcentaje del AFB, fijado en 7% y 8% para MT y BT, respectivamente, de acuerdo con la expresión:

$$COM = AFB * FEA * PO\&M \quad (5)$$

donde: PO&M: porcentaje de la O&M del AFB para el nivel de tensión dado

¹² SIGET, Acuerdo No. 27-E-2001, del 17 de abril de 2001. El país sufrió dos terremotos, los días 13 de enero y 13 de febrero de 2001, que ocasionaron cuantiosos daños a la infraestructura de distribución.

6) El factor de pérdidas (FP) considera las pérdidas técnicas y no técnicas; los valores reconocidos corresponden a una red económicamente adaptada, y son determinados por la SIGET.

7) El costo anual de falla (CAF) representa los costos esperados de la pérdida económica de los usuarios finales, resultantes de la falla de la red de distribución en la tensión en cuestión. Al reconocerse el costo de falla dentro de los cargos de distribución, los usuarios tendrán derecho a ser compensados por las fallas reales que el sistema tenga (artículo 93 del reglamento de la ley de electricidad).

iv) Los costos de comercialización. La SIGET aprueba cada cuatro años los costos de atención al cliente, los cuales son utilizados para el cálculo de los pliegos tarifarios máximos que pueden aplicar los operadores de redes de distribución que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes. Debe mencionarse que de acuerdo con el espíritu de la ley de electricidad, se busca desarrollar un mercado competitivo en el área de la comercialización de energía eléctrica (*retail*), para lo cual se debe asegurar el acceso a las redes de distribución para empresas comercializadoras y revendedoras de electricidad, con base en costos marginales y en interconexión.¹³ Teniendo en cuenta lo anterior, el plazo para la actualización de los costos de atención al cliente podría disminuirse en el futuro, sujeto a la existencia de condiciones competitivas en el mercado. En función de lo anterior, la SIGET tendrá en cuenta el número de comercializadores independientes (no distribuidores), la porción de usuarios atendidos, los contratos de interconexión y distribución, y la diferencia entre los cargos de comercialización de una empresa modelo y los cargos presentados por las distribuidoras en sus pliegos tarifarios.

v) Los mecanismos de ajuste. El MRS, como ya se dijo, sirve de indicador para la actualización mensual de los cargos por energía. Los cargos de distribución y comercialización se actualizan automáticamente cada tres meses, basándose en la evolución del tipo de cambio (relación colón/dólar estadounidense) y en el índice de precios al consumidor (IPC) en El Salvador.

Sobre el tipo de cambio debe comentarse que éste permaneció prácticamente invariable desde 1993. A fines de 2000 se aprobó la Ley de Integración Monetaria,¹⁴ que otorga al dólar de los Estados Unidos curso legal irrestricto con poder liberatorio ilimitado para el pago de obligaciones, y dispone además que el tipo de cambio será fijo e inalterable, a razón de 8.75 colones por dólar. La SIGET estableció la regla de aproximación correspondiente para las facturaciones de energía eléctrica de las distribuidoras, la cual se aplica desde inicios de 2001. Las cláusulas de ajustes por tipo de cambio contempladas en la ley de electricidad no tendrán incidencia en esa cuenta mientras se mantenga vigente la dolarización.

Las expresiones 6, 7 y 8 resumen las fórmulas de ajuste para la energía y los cargos de distribución y comercialización respectivamente.

¹³ Véanse los capítulos IV, V y VI de la ley, donde se establece la metodología para calcular los cargos por el uso de la red en caso de arrendamiento o para presentar los pliegos tarifarios.

¹⁴ Decreto Legislativo No. 201, del 30 de noviembre de 2000.

$$Pe_A = Pe_0 (MRS_1 / MRS_0) \quad (6)$$

donde: Pe_A : precio ajustado de la energía; Pe_0 : precio de la energía del pliego tarifario vigente; MRS_1 : precio promedio en el MRS en el mes inmediato anterior a la fecha en que se realiza el ajuste, y MRS_0 : precio promedio en el MRS en el mes inmediato anterior a la fecha en que se realizó el último ajuste al pliego tarifario.

$$CD_A = CD_0 (a * TC_1 / TC_0 + b * IPC_1 / IPC_0) \quad (7)$$

donde: CD_A : cargo de distribución ajustado; CD_0 : cargo de distribución del pliego tarifario vigente; a: porcentaje de los CD correspondiente a costos en moneda extranjera; b: porcentaje de los CD correspondiente a costos en moneda local; TC_1 : tipo de cambio vigente a la fecha de ajuste; TC_0 : Tipo de cambio vigente a la fecha de aprobación del pliego tarifario; IPC_n e IPC_0 : son los Índices de precios al consumidor en los meses inmediato anterior a la fecha de ajuste. v en el mes de ajuste.

$$CA_n = CA_0 * (IPC_n / IPC_0) \quad (8)$$

donde: CA_n : costo de atención al cliente ajustado, y CA_0 : costo establecido en el pliego tarifario anterior.

Los precios, cargos y costos referidos en las expresiones 7 y 8 podrán ajustarse, siempre y cuando el aumento o disminución del valor ajustado con respecto al valor vigente exceda el 10% de este último. El ajuste, cuando aplique, entrará en vigencia a partir del primer día de los meses de abril, julio o septiembre.

vi) Estructura de las tarifas. En general existe coincidencia en las categorías tarifarias aprobadas en todas las distribuidoras, las cuales se resumen en el cuadro 8.

Cuadro 8

EL SALVADOR: CATEGORÍAS TARIFARIAS

Categoría	
1) Pequeñas Demandas (<10 kW) – BT	
1-R	Residencial = <200 kWh/mes
1-G	Residencial >200 kWh/mes
1-AP	Uso General
	AP
2) Medianas Demandas (10< kW < 50) – BT y MT	
	Sin Medición de Potencia
	Con Medición de Potencia
3) Grandes Demandas (50< kW) – BT y MT	
	Sin Medición de Potencia
	Con Medición de Potencia
	Con Medición Horaria

Notas. BT: baja tensión, MT: media tensión, AP: alumbrado público. No hay tarifas reguladas en alta tensión (AT), dado que los Grandes Consumidores tienen facilidades para negociar directamente su suministro.

Las categorías tarifarias aplicables a pequeñas demandas (PD) y a clientes servidos en medianas y grandes demandas (MD y GD) sin medición de potencia, incluyen dos cargos fijos y dos variables. Los primeros corresponden al cargo de comercialización (en C/Usuario ¹⁵) y a la parte fija del cargo por uso de redes de distribución (c/mes). Los cargos variables corresponden al cargo por energía (C/kWh) y a la parte variable del cargo por uso de redes de distribución (C/kWh). En las categorías que tienen medición de potencia, el cargo por uso de redes de distribución es un monto fijo por potencia (C /kW). En el caso de grandes demandas provistas con medición horaria, el cargo por energía se desagrega en tres tramos: punta, resto y valle. Un resumen de las tarifas vigentes al último trimestre de 2000 se muestra en el cuadro 9.

vii) Comentarios adicionales. En general, es válido afirmar que los procedimientos son sencillos y tienen en cuenta criterios razonables en cuanto a mantener el valor de los precios y costos incorporados en las actividades de la distribuidora y asegurar la rentabilidad del 10% en las actividades del segmento en referencia. El hecho de que la distribuidora pueda trasladar facultativamente las variaciones a tarifas cuando su valor supera el 10%, asegura dicha rentabilidad. Corresponderá a la SIGET el velar por los derechos de los usuarios y asegurar los correctos ajustes (incrementos o decrementos) de las tarifas.

Los coeficientes “a” y “b” referidos en la expresión 7 (los componentes nacional e importada de los costos) son importantes en caso de una sensible depreciación de la moneda local, que no es el caso de este país. De igual forma, la inflación, que en los últimos años ha sido inferior al 2.5% anual, no ha tenido mayor incidencia en las tarifas al consumidor final. No puede afirmarse lo mismo con respecto a la evolución reciente de los precios del MRS, cuyo comportamiento no ha obedecido al de un mercado con múltiple competencia de oferentes y demandantes. Por el lado de la oferta, sólo pueden identificarse a la fecha dos agentes principales (dos empresas estatales y dos empresas pertenecientes a la transnacional Duke). Las transacciones por la interconexión han tenido impactos interesantes en el MRS; sin embargo, éstos se han visto limitados, dada la reducida capacidad del único enlace existente (con Guatemala). Esta situación podría cambiar a partir del segundo trimestre de 2002 con la entrada de la interconexión con Honduras.

Por el lado de la demanda, la situación ha evolucionado en el sentido inverso a lo inicialmente esperado. En el momento de la privatización el mercado mayorista inició con seis empresas distribuidoras, cinco de las cuales se han fusionado y han quedado bajo el control de la transnacional AES, que pasó a ser el actor mayoritario. El mercado de los consumidores grandes es relativamente pequeño y los primeros comercializadores independientes empezarían a operar durante 2001. La situación anterior se vuelve preocupante, sobre todo por el interés del grupo dominante en la distribución de incursionar en la producción, situación que podría facilitar la convergencia de intereses para modificar el comportamiento del MRS.

¹⁵ Colones/usuario. La tasa de cambio a partir de la vigencia de la ley de integración monetaria quedó fijada en 8.75 colones/dólar.

Cuadro 9
EL SALVADOR: PLIEGOS TARIFARIOS AL CONSUMIDOR FINAL

Tarifa	Unidad a/	CAESS		DEL SUR		CLESA		EEO		DEUSEM		DEMATHEU	
		1-R		1-R		1-R		1-R		1-R		1-R	
		< 200	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200	< 200	> 200
I. Baja tensión Residencial													
Comercialización, cargo fijo	1/	1.58	1.58	1.61	1.61	1.00	1.00	1.60	1.60	1.10	1.10	0.96	0.96
Consumo, cargo variable	2/	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.08	0.08	0.08	0.08
Cargo por uso de red:													
Cargo fijo	dols/mes	0.68	0.96	0.96	1.37	1.00	1.42	1.03	1.47	1.00	1.46	0.99	1.44
Cargo variable	2/	0.025	0.024	0.037	0.036	0.038	0.037	0.040	0.039	0.042	0.040	0.041	0.039
Uso general													
Comercialización, cargo fijo	1/	1-G 1.58		1-G 1.58		1-G 1.58		1-G 1.58		1-G 1.58		1-G 1.58	
Consumo, cargo variable	2/	0.6373		0.6373		0.6373		0.6373		0.6373		0.6373	
Cargo por uso de red:													
Cargo fijo	dols/mes	0.6373		0.6373		0.6373		0.6373		0.6373		0.6373	
Cargo variable	2/	0.6373		0.6373		0.6373		0.6373		0.6373		0.6373	
Alumbrado público													
Comercialización, cargo fijo	1/	1.58		1.58		1.58		1.58		1.58		1.58	
Consumo, cargo variable	2/	1.58		1.58		1.58		1.58		1.58		1.58	
Cargo por uso de red:													
Cargo variable	2/	1.58		1.58		1.58		1.58		1.58		1.58	
		BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT	BT	MT
II. Mediana demanda (10 < kW ≤ 50)													
<i>(Sin medición de potencia)</i>													
Comercialización, cargo fijo	1/	1.579	1.579	1.608	1.608	1.001	1.001	1.595	1.595	1.101	1.101	0.963	0.963
Consumo, cargo variable	2/	0.073	0.067	0.074	0.068	0.074	0.068	0.074	0.068	0.076	0.069	0.078	0.071
Cargo por uso de red:													
Cargo fijo	dols/mes	39.377	13.285	58.007	25.155	60.013	26.810	62.438	28.358	64.658	33.179	63.630	31.389
Cargo variable	2/	0.022	0.007	0.032	0.014	0.033	0.015	0.035	0.016	0.036	0.018	0.035	0.017
<i>(Con medición de potencia)</i>													
Comercialización, cargo fijo	1/	1.579	1.579	1.608	1.608	1.001	1.001	1.595	1.595	1.101	1.101	0.963	0.963
Consumo, cargo variable	2/	0.073	0.067	0.074	0.068	0.074	0.068	0.074	0.068	0.076	0.070	0.078	0.072
Cargo por uso de red:													
Potencia	3/	10.170	4.041	14.982	7.650	15.502	8.154	16.127	8.625	16.699	10.091	16.437	9.545
III. Mediana demanda (10 < kW < 50)													
Cargo de comercialización:													
Atención al cliente	1/	1.579	1.579	1.608	1.608	1.001	1.001	1.595	1.595	1.101	1.101	0.963	0.963
Cargo por consumo:													
Energía en punta	2/	0.081	0.078	0.083	0.076	0.083	0.076	0.083	0.076	0.084	0.078	0.087	0.080
Energía en resto	2/	0.073	0.058	0.075	0.069	0.075	0.069	0.074	0.069	0.076	0.070	0.079	0.072
Energía en valle	2/	0.051	0.043	0.051	0.047	0.051	0.047	0.051	0.047	0.052	0.048	0.054	0.050
Cargo por uso de red:													
Potencia:	dols/kW-mes	10.170	4.041	14.982	7.650	15.502	8.154	16.127	8.625	16.699	10.091	16.437	9.545
IV. Grandes demandas (>50 kW)													
Baja tensión con medidor horario													
Cargo de comercialización:													
Atención al cliente	1/	1.579	1.579	1.608	1.608	1.001	1.001	1.595	1.595	1.101	1.101	0.963	0.963
Cargo por consumo:													
Energía en punta	2/	0.081	0.075	0.083	0.076	0.083	0.076	0.083	0.076	0.084	0.078	0.087	0.080
Energía en resto	2/	0.073	0.067	0.075	0.069	0.075	0.069	0.074	0.069	0.076	0.070	0.079	0.072
Energía en valle	2/	0.051	0.047	0.051	0.047	0.051	0.047	0.051	0.047	0.052	0.048	0.054	0.050
Cargo por uso de red:													
Potencia:	3/	10.170	4.041	14.982	7.650	15.502	8.154	16.127	8.625	16.699	10.091	16.437	9.545
Tarifa	Unidad *	CAESS		DEL SUR		CLESA		EEO		DEUSEM		DEMATHEU	
		1-R		1-R		1-R		1-R		1-R		1-R	
Baja tensión con medidor electromecánico													
Cargo de comercialización:													
Cargo fijo	1/	1.579	1.579	1.608	1.608	1.001	1.001	1.595	1.595	1.101	1.101	0.963	0.963
Cargo por consumo:													
Cargo variable	2/	0.073	0.067	0.074	0.068	0.074	0.068	0.074	0.068	0.076	0.070	0.078	0.072
Cargo por uso de red:													
Potencia	3/	10.170	4.041	14.982	7.650	15.502	8.154	16.127	8.625	16.699	10.091	16.437	9.545

Fuente: SIGET. Vigencia: 10 de septiembre al 31 de diciembre de 2000. Notas: BT, MT, AT corresponde a baja, media y alta tensión, respectivamente.

a/ Unidades: 1/: dólares/usuario; 2/: dólares/kWh, 3: dólares/kW-mes.

b) Guatemala

Las tarifas a consumidores finales minoristas, en sus componentes de potencia y energía, son calculadas por la CNEE, considerando que los ingresos deben permitir cubrir el costo de las compras de energía, los peajes en el sistema de transporte y el VAD asociado al mercado regulado de la distribuidora respectiva, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\text{Ingresos}_j = I_j (\bar{E}_j, \text{VAD}_j) \quad (9)$$

donde: I_j = Ingresos, \bar{E}_j es el costo (precio) de todas las compras de energía del distribuidor, los que incluyen cargos por transmisión calculados por la CNEE; VAD_j es el valor agregado de distribución, los que incluyen los costos de comercialización, todo lo anterior referido a la “j-esima” distribuidora durante el período relevante de regulación.

La metodología para calcular el VAD y sus ajustes se revisan cada cinco años. Las compras de energía se ajustan trimestralmente y deben reflejar los precios de los compromisos de compra de energía por parte de la distribuidora. A continuación se presentan los principales aspectos de los componentes referidos, así como de los pliegos tarifarios vigentes.

i) Las compras de energía. Tanto en la ley como en el reglamento se establece que las compras de electricidad para satisfacer el mercado regulado de las distribuidoras, se deben efectuar mediante licitación abierta, por lo que toda la información relativa a estos procesos es pública. Lo anterior todavía no se cumple con todo su rigor, dado que la mayor parte de los suministros de las distribuidoras provienen, en el caso de la EEGSA, de contratos PPA suscritos antes de la vigencia de la ley, y en el caso de las otras distribuidoras, de contratos de suministro suscritos con el INDE (Deorsa y Deocsa tienen contratos para el período 1998-2003).

La estructura inicial predefinida del mercado a término impone una característica especial a los suministros del mercado minorista regulado del país y a sus respectivas tarifas. Los usuarios atendidos por EEGSA (que son la porción mayoritaria) dependen de los suministros de alrededor de 11 contratos PPA, todos termoeléctricos, y por lo tanto, indexados a los precios internacionales de los combustibles, así como con otras compensaciones previstas en los contratos. Por el contrario, los mercados regulados de las otras distribuidoras son servidos en su mayor parte por INDE, la que suministra principalmente energía hidroeléctrica, situación que posibilita precios de energía más bajos y con menores variaciones. Así, las tarifas reguladas de la EEGSA han tenido un mayor grado de exposición a los ajustes al componente de energía. Se han puesto en marcha varias acciones para aminorar los impactos en las tarifas reguladas, entre ellas una modernización de los contratos PPA; subsidios directos y temporales otorgados por parte del INDE, una segmentación del mercado, etc.

Corresponde al administrador del mercado mayorista (AMM) la determinación de los costos por las compras de potencia y energía, que las distribuidoras pueden trasladar a las tarifas. Se calculan a partir del costo asociado a los contratos existentes. En el caso de la energía, se considera el despacho esperado para un período de 12 meses (de mayo hasta abril), tomando en cuenta bloques horarios, proyección de la demanda, programa de incorporación de nuevas unidades, programa de mantenimiento, precios de los combustibles vigentes, y ajustes (por cada distribuidora y cada nivel de tensión y por la relación entre las factores de expansión de pérdidas de potencia y de energía). El costo total de compra de potencia se determina según los contratos

de cada distribuidora con los productores. El precio medio de compra de energía que se traslada a las tarifas de distribución corresponde a un promedio ponderado, el cual se ajusta trimestralmente. La CNEE puede variar el horizonte de los despachos y también decidir que la determinación de los precios de la energía se calculen a partir de bandas horarias.

ii) Peajes por transmisión. La empresa nacional de transmisión (ETCEE) es la dueña y operadora del sistema de transporte, que abarca un conjunto de líneas de 230, 138 y 69 kV, y tiene como fronteras las salidas de baja tensión de los transformadores de las subestaciones respectivas (230/69 y 138/69 kV en el área de EEGSA y 69/34.5 y 69/13.8 kV en las otras distribuidoras). Para referir los precios de adquisición de potencia y energía a la entrada de la red de distribución, la CNEE agrega los peajes por subtransmisión que sean pertinentes (los precios en la subestación del productor son afectados por los correspondientes factores de expansión de pérdidas y el peaje por el uso del sistema de transmisión, este último corresponde a la suma de todos los peajes que debe cancelar una distribuidora por el uso de dicho sistema de transporte).

Para instalaciones existentes, el valor del peaje corresponde a una proporción del costo anual del sistema de transporte (que debe corresponder a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión de un sistema de transmisión económicamente adaptado ¹⁶), determinada por la relación de la potencia firme utilizada y la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.

iii) El VAD. Corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución dimensionada y operada en forma eficiente, de acuerdo con las características de densidad de carga eléctrica en las áreas de concesión de las distribuidoras. El VAD contempla al menos tres componentes básicos: 1) los costos asociados al usuario, independiente de su demanda de potencia y energía; 2) las pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía, y 3) los costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada. Los gastos de comercialización forman parte del VAD y están incluidos en el primer componente referido. La metodología para el cálculo del VAD y sus ajustes respectivos se revisa cada cinco años. Durante 2002, la CNEE deberá aprobar la primera revisión de las fórmulas referidas.

Así, los costos de suministro de las tarifas base y por cada nivel de tensión comprenden, además de los costos de las compras de energía, los costos asociados a la reposición de las instalaciones; los costos de la atención a los clientes (básicamente actividades relacionadas con la comercialización), los costos de la operación y mantenimiento y los impuestos y tasas arancelarias. Estos últimos corresponden a los estipulados en las leyes y constituyen un costo para la distribuidora, a excepción del impuesto sobre la renta (ISR). La tasa de actualización será determinada por la CNEE, y debe reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Se podrán usar tasas de costo de capital distintas para las actividades de transmisión y distribución. En cualquier caso, las tasas deben estar en el rango de 7% a 13%.

¹⁶ Es el sistema de transmisión dimensionado, de forma que se minimicen los costos totales de inversión, de operación y mantenimiento, y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.

iv) Estructura de las tarifas. La CNEE establece los precios máximos para cada nivel de tensión, que integran las tarifas base y fórmulas de ajuste periódico. La tarifa base para cada nivel de tensión se compone de:

- 1) Cargo por consumidor (quetzales/cliente): corresponde a los costos administrativos de la distribuidora, relacionados con la comercialización de la electricidad.
- 2) Cargo unitario por energía (quetzales/kWh): está relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario.
- 3) Cargo unitario por potencia de punta (quetzales/kW-mes): se aplica a la potencia demandada por el usuario en el horario de punta.
- 4) Cargo unitario por potencia contratada (quetzales/kW-mes): está relacionado con la potencia que el usuario contrate con la distribuidora.
- 5) Cargo unitario por potencia máxima (quetzales/kW-mes): se aplica al valor más alto de las potencias medidas durante las 24 horas de cada día del mes.

El cuadro 10 muestra un resumen del primer pliego aprobado por la CNEE para las tres principales empresas distribuidoras.

v) Los mecanismos de ajuste. Los ajustes se aplican en forma trimestral (a los precios de energía a la entrada de la red de distribución) y semestral (al VAD). El ajuste al VAD incluye un factor anual de reducción que debe tener en cuenta la mejora de la eficiencia y las economías de escala de las distribuidoras. De acuerdo con la normativa, se introducen los siguientes ajustes periódicos en los cargos y valores de las tarifas base:

- 1) Cargo por energía a la entrada de la distribución. Se calcula a partir de la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente. Se traslada al usuario final en el período siguiente.
- 2) VAD por nivel de tensión. Se ajusta semestralmente mediante la utilización de índices que permiten corregir los valores iniciales de los costos de capital y de operación y mantenimiento. La indexación comprende tres aspectos fundamentales: i) el valor relativo de equipos y materiales en el VAD, al que se aplica una corrección por medio de la variación del tipo de cambio; ii) el valor relativo de las remuneraciones en el VAD, a través de la variación del IPC, y iii) la mejora de la eficiencia, por medio de un factor de reducción del VAD. No se introduce ajuste alguno por este último concepto durante los primeros cinco años de vigencia de las tarifas base; esto implica que el factor de reducción se fijó en un valor igual a uno.
- 3) Cargo por consumidor. Se ajusta por: i) la variación en el IPC, y ii) por un factor de reducción del cargo por mejora de la eficiencia. Este último, al igual que en el caso del VAD, no se consideró para el primer período de vigencia tarifaria.

Cuadro 10

CARGOS TARIFARIOS BASE PARA EEGSA, DEOCSA Y DEORSA

<u>Baja tensión</u>		BTDp			BTDfp			BTH			
Cargo	Unidad	EEGSA	Deocsa	Deorsa	EEGSA	Deocsa	Deorsa	EEGSA A	Deocsa	Deorsa	
Cargo por consumidor	dólares/usuario-mes	2 964	3 367	3 367	2 964	3 367	3 367	4 354	4 949	4 949	
Cargo unitario por energía	dólares/kWh	0 054	0 034	0 034	0 054	0 034	0 034	0 054	0 034	0 034	
Cargo unitario por potencia máxima	dólares/kW-mes	7 022	9 063	8 737	2 963	3 823	3 686	-	-	-	
Cargo unitario por potencia contratada	dólares/kW-mes	3 203	4 392	4 072	3 203	4 392	4 072	3 206	4 392	4 072	
Cargo unitario por potencia de punta	dólares/kW-mes	-	-	-	-	-	-	8 407	10 646	10 394	
			MTDp			MTDfp			MTH		
<u>Media tensión</u>											
Cargo por consumidor	Dólares/usuario-mes	2 964	3 367	3 367	2 964	3 367	3 367	4 354	4 949	4 949	
Cargo unitario por energía	dólares/kWh	0 051	0 031	0 032	0 051	0 031	0 032	0 051	0 031	0 032	
Cargo unitario por potencia máxima	dólares/kW-mes	4 302	5 362	5 289	1 815	2 262	2 231	-	-	-	
Cargo unitario por potencia contratada	dólares/kW-mes	2 433	2 405	2 263	2 433	2 405	2 263	2 433	2 405	2 263	
Cargo unitario por potencia de punta	dólares/kW-mes	-	-	-	-	-	-	4 776	6 454	6 454	
<u>Alta tensión</u>			EEGSA			AT			Deocsa		
Cargo por consumidor	dólares/usuario-mes		-			-			-		
Cargo unitario por energía	dólares/kWh		0 050			-			-		
Cargo unitario por potencia	dólares/kW-mes		6 295			-			-		

Fuente: CNEE.

Notas: BTDp: baja tensión con medición de demanda máxima y con estimación la participación en la punta del sistema, a partir de un coeficiente y sobre la base de los estudios de caracterización de carga. BTDfp, igual al anterior, pero con baja participación en la punta. BTH y MTH: tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas de punta, para usuarios conectados en baja y media tensión respectivamente. MTDp y MTDfp, definiciones similares a los casos de baja tensión. No se precisa tarifa AT para Deocsa y Deorsa. Tarifas base fijadas en las resoluciones CNEE 15-98/20-98/27-98/27-98 (tipo de cambio base: 6.41 quetzales/dólar vigente a la fecha de las resoluciones).

c) Nicaragua

Los pliegos tarifarios tienen por objeto establecer, dentro de cada contrato de concesión del servicio de distribución, las fórmulas, parámetros e indexaciones que corresponden a cada empresa para las tarifas de cada grupo de consumidores tipificados. Dichos pliegos, sus características y metodologías fueron establecidos en una reglamentación específica,¹⁷ la cual

¹⁷ INE, Resolución No. 14 - 2000, Normativa de Tarifas, 26/VI/2000.

considera un período inicial para facilitar la transición entre el pliego tarifario vigente de ENEL y los nuevos pliegos que resultan de la aplicación de la normativa referida (véase el cuadro 11).

Cuadro 11

NICARAGUA: PERÍODOS Y FASES PARA LA ADOPCIÓN DE LOS PLIEGOS TARIFARIOS

Período	Fases
Transición	Define una estructura y fórmulas tarifarias para cada año. Abarca de 2000 a 2004, con las siguientes fases: <u>Fase I</u> (2000-2001): Las fórmulas consideran el traslado de precios mayoristas de referencia. Las diferencias entre los precios mayoristas reales y de referencia se aplicará al primer año de la Fase II, excepto si esta diferencia supera el 15%, en cuyo caso se trasladará en 2001. <u>Fase II</u> (2002-2004): Reclasificación paulatina de clientes desde el cuadro tarifario de ENEL al cuadro objetivo final establecido.
Permanente	<u>Fase III</u> : Abarca desde enero de 2005 hasta la aprobación del nuevo pliego tarifario que resulte de la primera renegociación tarifaria (2010).

Los pliegos tarifarios se elaboran basándose en parámetros y factores que buscan una asignación justa, equitativa y eficiente de los costos de suministro que se trasladan a cada grupo de consumidores. Las tarifas se calculan mediante los costos mayoristas asociados a la compra de potencia y de energía; los costos de transmisión, y el VAD, referido como los costos relacionados con una gestión prudente y eficiente de una empresa de distribución.

$$\text{Ingresos}_j = I_j (\bar{E}_j, \text{PST}_j, \text{VAD}) \quad (10)$$

donde: I_j = Ingresos; \bar{E}_j son los costos mayoristas asociados a la compra de potencia y de energía; PST son los costos de transmisión; VAD_j es el valor agregado de distribución, que incluye los costos de comercialización, todo lo anterior referido a la “j-esima” distribuidora durante en el período relevante de regulación.

Dentro de la estrategia de privatización de la ENEL (distribución y producción), se consideró como uno de los objetivos estratégicos el de mantener tarifas medias en las fases inicial (2000-2001), intermedia (2002-2004) y final (2005) en los primeros cinco años del nuevo régimen tarifario. En concordancia con lo anterior, durante el período de transición se ha contemplado un ajuste progresivo de los parámetros para facilitar la migración hacia la nueva metodología tarifaria.

Todos los costos que intervienen en el cálculo de los pliegos tarifarios se calculan y expresan en dólares estadounidenses. Una vez aprobados por INE, son expresados en moneda local (córdobas), de acuerdo con la tasa de cambio oficial publicada por el Banco Central. Los pliegos tarifarios se vuelven a calcular cuando el deslizamiento del tipo de cambio es superior al 5%. A continuación se resumen los aspectos más relevantes de cada una de los componentes que determinan las tarifas reguladas al consumidor final.

i) Las compras de potencia y energía. Deben reflejar los costos de adquisición de energía, potencia y servicios en el mercado mayorista, tal como se indican en los reglamentos de operación. La ley de electricidad y sus reglamentos otorgan especial importancia al mercado a

término, y especifica claramente que los contratos deben cumplir el objetivo de estabilizar el precio de compra mayorista y cubrir la garantía de suministro de la demanda de los clientes que conforman el mercado minorista regulado. Se contemplan los siguientes casos:

1) Contratos preexistentes y de privatización. Corresponden a acuerdos previos a los reglamentos de tarifas y/o a contratos incluidos en la privatización de la distribución de ENEL. Son trasladados a tarifas; sin embargo, si las partes acuerdan una modificación, el costo sólo será trasladado en la medida en que el INE lo autorice.

2) Empresas de distribución con generación propia. El INE podría autorizar el traslado a las tarifas del costo variable asociado a dicha producción, solamente si los costos variables son menores o iguales que el precio promedio ponderado de la energía de los contratos vigentes de la distribuidora. Para su evaluación se considera la existencia de un contrato “virtual” de la distribuidora con cada central. El precio de la energía a trasladar a tarifas será igual al costo variable reconocido de la unidad o, como máximo, igual al precio promedio ponderado de la energía de los contratos de la distribuidora. El precio de la potencia se considerará igual al precio de referencia, de cuyo cálculo se encarga el Centro Nacional de Control (CNDC).

3) Contrataciones a término. Deben pertenecer al mercado de contratos, y además, deben ser adjudicados mediante una licitación pública internacional supervisada por el INE. Los costos de estas contrataciones se trasladan a las tarifas reguladas.

4) Traslado de los costos del mercado mayorista. Los costos asociados a la adquisición de energía eléctrica son trasladados a las tarifas de distribución. Son tratados como desvíos entre costos reales y previstos, de acuerdo con los procedimientos y las metodologías indicadas en el reglamento de tarifas. Una descripción general del proceso se muestra en el cuadro 12.

De acuerdo con lo descrito en el cuadro 12, el INE realiza una estimación anual de los costos mayoristas para cada distribuidora y mensualmente calcula los desvíos que serán trasladados a tarifas para cada distribuidora, procedimiento que se empezará a aplicar en la fase II del período de transición (a partir de 2002).

ii) El transporte. La empresa nacional de transmisión (ENTRESA) es la dueña y operadora del sistema de transporte, el cual abarca un conjunto de líneas de 230, 138 y 69 kV, y tiene como fronteras las salidas de baja tensión de los transformadores de las subestaciones respectivas (incluyen 230/138, 138/69, 138/24.9, 138/13.8, 69/24.9 y 69/13.8 kV). La remuneración del servicio de transporte se compone de tres rubros: la remuneración anual general (RAG), la remuneración anual particular (RAP) y el costo anual de funcionamiento del CNDC (CAD). El primero corresponde a las instalaciones de transmisión existentes y a las instalaciones realizadas mediante iniciativa de ENTRESA o de los agentes.¹⁸ El segundo representa las instalaciones construidas por iniciativa de agentes, pero sin mecanismo de oposición, o bien se

¹⁸ En el caso de ampliaciones del Sistema Nacional de Transporte (SNT) impulsadas por iniciativa de uno o más agentes, se deberán llevar a cabo los mecanismos de oposición, procedimientos de consulta que facultan a los demás agentes a manifestar su oposición, en caso de considerarse no beneficiados de la ampliación (véase Resolución No. 04-2000 del INE, Normativa de Transporte).

trata de ampliaciones de sistemas secundarios de transmisión. Cada usuario del sistema de transporte (o agente del mercado) abonará en concepto de peaje un importe igual a la suma de los pagos de la RAG, de la RAP y del CAD por parte de los usuarios que le correspondan.

Cuadro 12

NICARAGUA: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CÁLCULO DE LOS COSTOS DE ADQUISICIÓN DE POTENCIA Y ENERGÍA

Pasos	Descripción
Información mensual	Las distribuidoras proporcionan mensualmente al INE: a) <u>Oferta</u> : precios vigentes, compras de potencia y energía, y compensaciones y penalidades por contrato, y b) <u>Demanda</u> : número de clientes y ventas de potencia y energía por pliego tarifario.
Informe de costos mayoristas (elaborado por el CNCD)	Informe anual con la programación estacional (noviembre-octubre y junio-noviembre) del MM. Muestra las proyecciones de potencia y energía de cada distribuidora por períodos y bloques horarios; los costos estacionales de potencia y energía para las compras de cada contrato y en el mercado de ocasión, y los costos del servicio de transmisión .
Cálculo de desviaciones mensuales	El CNCD envía al INE los costos mayoristas reales registrados (energía, potencia y servicios) y la diferencia respecto de los costos estacionales previstos. Dicha información debe incluir, para cada distribuidora, la demanda mayorista registrada de energía por bloque horario y de potencia.
Costos mayoristas de referencia	El INE determina para cada distribuidora los costos mayoristas previstos (costos previstos de la potencia y la energía), por bloque horario típico (punta, madrugada y horas restantes), lo que incluye los costos de potencia y energía de: a) cada contrato, cuyo traslado a tarifas está autorizado; y b) las compras en el mercado de ocasión (fuera de contrato).
Desvíos respecto de costos mayoristas registrados	El INE calcula para cada distribuidora: a) las desviaciones de potencia y de energía por bloque horario típico, y b) las correspondientes desviaciones mensuales en los costos mayoristas y la diferencia mensual a trasladar a tarifas. Para cada distribuidora, el INE calcula la desviación acumulada como la suma de la desviación mensual de montos recuperados que aún no se han trasladado a tarifas. El INE informa a cada empresa de distribución la desviación mensual de montos recuperados y la desviación acumulada.

Los cargos por RAG corresponden a la anualidad de la inversión reconocida, considerando una vida útil de 30 años y la tasa de descuento autorizada por el INE, más los costos reconocidos de operación y mantenimiento. La inversión reconocida será calculada por la ENTRESA, definida en dólares, sometida a aprobación del INE, y tendrá una vigencia de 5 años. Las actualizaciones tomarán en cuenta la evolución de índices de precios locales e internacionales.¹⁹ Durante el primer período de cinco años no se hará ningún reconocimiento de inversión.

Para el período 2000-2004 el INE autorizó un costo medio de transmisión de 0.004 dólares /kWh, valor fijado de acuerdo con lo establecido en los reglamentos y siguiendo una condicionante objetivo de la transición, en el sentido de mantener un precio promedio general del pliego tarifario de 0.1090 dólares /kWh.

¹⁹ Entre ellos el índice de precios al por mayor de productos industriales y el índice de precios al consumidor final de los Estados Unidos.

iii) El VAD. Se define a partir de los costos relacionados con una gestión prudente y eficiente de una empresa de distribución. El costo de distribución reconocido (CD) tiene las funciones de proveer al prestador del servicio que opere en forma prudente y eficiente los recursos necesarios para cubrir los gastos de explotación de redes y de comercialización; constituir un fondo de amortización razonable de los equipos e instalaciones destinados al servicio; tributar impuestos; obtener una tasa de rentabilidad razonable, comparable nacional e internacionalmente con la de actividades de riesgo similar, y solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas.²⁰ Con ese propósito, el INE establece las características y parámetros que definen a la “empresa eficiente” y que sirven de base para el cálculo de los pliegos tarifarios.

El cálculo de los costos de redes y los gastos de comercialización se realizan desglosando lo correspondiente a la red de media tensión (red MT), las subestaciones de transformación de media a baja tensión (SE MT/BT) y la red de baja tensión (red BT). Para la determinación de los costos de redes se calcula el costo medio de inversión, utilizando el valor nuevo de reposición (VNR) de la red de mínimo costo adaptada a la demanda existente, en cada etapa de la red de distribución. Además, el CD debe tener en cuenta los índices de calidad de servicio requeridos, los que se determinan sobre la base de la energía probable de no ser suministrada y a su valoración en cada mercado consumidor, el nivel de tensión suministrado y la calidad de la atención comercial.

iv) Otros. Adicionalmente, se considera el cargo por servicio de regulación, el cual se incluye en la factura a cada cliente. A tal fin, el INE define e informa a las distribuidoras correspondientes el factor de regulación.

v) Categorías tarifaria, pliegos iniciales y su actualización. Los clientes se clasifican de acuerdo con su consumo de energía y demanda de potencia, como se muestra en el cuadro 13. El cuadro 14 resume los pliegos tarifarios iniciales que rigen la fase I del período de transición.

Basándose en el informe anual de costos mayoristas, las distribuidoras actualizan sus pliegos tarifarios y los someten a aprobación del INE. De igual forma, cuando corresponda, los pliegos son ajustados (por ejemplo, luego de la actualización de los costos transmisión, redes de distribución y/o los gastos de comercialización reconocidos). Las fórmulas y procedimientos de actualización quedaron definidas en el reglamento de tarifas; sus principales aspectos se resumen a continuación.

1) El factor de eficiencia durante la vigencia del primer período tarifario será nulo para los primeros tres años y de tres por 1 000 (0.003) para el resto de los años; en cada oportunidad de actualización los costos de distribución, gastos de comercialización, costos de conexión y costos de reconexión. Para cada siguiente Período Tarifario, el INE establecerá el nuevo factor de eficiencia, con base en la proyección del incremento de eficiencia por parte de las distribuidoras.

2) Los costos de distribución, gastos de comercialización, costos de conexión y costos de reconexión que se incluyen en las fórmulas de los componentes de los pliegos

²⁰ Sección 2.3.4 del reglamento de tarifas.

tarifarios iniciales, se actualizan conjuntamente con los costos del mercado mayorista, tomando en cuenta la variación de los índices de precios de productos industriales (PPIMPI) y al consumidor final (CPI), ambos referidos a cifras oficiales de los Estados Unidos. El primer factor se pondera al 67% y el segundo al 33%.

3) La actualización de los pliegos tarifarios toma en cuenta los siguientes factores: el precio reconocido de la potencia; los precios reconocidos de la energía por bloques horarios; los factores de pérdidas en cada etapa de la distribución; los factores para estimar la participación de los usuarios sin medición horaria, en las tres porciones de la curva de carga (punta, madrugada y resto); los costos de distribución y gastos de comercialización reconocidos, y las reducciones tarifarias por incremento de eficiencia. Durante la fase II del período de transición quedaron definidos los factores de ajuste para los costos de distribución y gastos de comercialización reconocidos, así como los factores de ponderación de los pliegos residenciales.

d) Panamá

Las reglas relativas a los procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, opciones, valores y, en general, a todos los aspectos que determinan las tarifas sujetas a regulación, quedaron establecidos en la reglamentación de las tarifas.²¹ Las empresas distribuidoras deben presentar, para la aprobación del ERSP, los pliegos tarifarios de los clientes regulados, siguiendo las metodologías, fórmulas y valores señalados en este documento. Los ingresos máximos que pueden recuperar las distribuidoras a partir de sus clientes regulados, se determinan por la siguiente expresión:

$$I_p = G_p^{CR} + T_p^{CR} + D_p^{CR} + C_p^{CR} + AP^{CR} \quad (11)$$

donde: I: ingreso máximo permitido; G son los costos de generación en los puntos de entrega; T, costos por servicios de transmisión, incluyendo pérdidas; D, costos de conexión y uso del sistema de distribución, incluyendo las pérdidas; C, costos de comercialización; AP, costos de alumbrado público; CR, superíndice que se refiere a la proporción en que participan los clientes regulados, y p, el semestre vigente "p"

Obsérvese que se ha especificado el ingreso por alumbrado público, lo que asegura la recuperación de los consumos de electricidad a través del cobro directo a los clientes en una única factura. Aunque pareciera haber sido una forma circunstancial, parcial y acotada de resolver este punto en el proceso de transformación, la formulación referida garantiza un cobro más justo de este canon a los usuarios, ya que finalmente el ERSP autoriza los máximos ingresos facturables basándose en el servicio efectivamente prestado en las áreas de cada distribuidora.

²¹ Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Electricidad, Gaceta Oficial No. 23 534, 15 de abril de 1988.

Cuadro 13

NICARAGUA: ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS REGULADAS AL CONSUMIDOR
FINAL. AÑO 2000

<u>Tarifa</u>	<u>Descripción</u>	<u>Subcategorías</u>	<u>Estructura y explicaciones adicionales</u>
T1	Pequeñas demandas	R: uso residencial	Cargo fijo mensual y cargos mensuales por bloques de consumo (B1: 0-25; B2: 26-75; B3: 76-150; B4: 151-500, y B5: excedente de 500 kWh/mes).
		AP: alumbrado público	Cargo único por energía consumida
		G: uso general, demanda < 25 kW	Cargo fijo mensual y cargo mensual por energía consumo, de acuerdo con dos categorías (alto y bajo consumo).
T2	Medianas demandas (demanda < 25 kW)	MB: bajo factor de utilización (< 220 horas/mes)	Cargo fijo mensual, independiente del consumo; cargo por kW contratado; cargo variable por energía consumida, sin discriminación horaria, y recargo por bajo factor de potencia, si correspondiera.
		MA: alto factor de utilización	Similar a MB
		MH: tarifa horaria	Se aplica a servicios de irrigación. Incluye, cargo fijo mensual, independiente del consumo; cargos por kW contratados en punta y fuera de punta; cargos variables por energía consumida en los tres bloques horarios (punta, madrugada y resto), sin discriminación horaria, y recargo por bajo factor de potencia, si correspondiera.
T3	Grandes demandas	MTH : media tensión y medición horaria	Igual a T2-MH
		BTH: baja tensión y medición horaria	Igual a T2-MH
		MTB: media tensión y medición de potencia y energía no horaria	Igual T2-MB
		BTB: baja tensión y medición de potencia y energía no horaria	Igual T2-MB
T4	Grandes usuarios		Contratan por su propia cuenta el suministro de energía, sólo pagan por uso de las redes de distribución y/o transmisión.

La tarifa base corresponde a la fijada por el ERSP en el primer pliego tarifario aprobado para cada una de las distribuidoras en el segundo trimestre de 1998²² y estuvo vigente hasta junio

²² Resolución JD-219 de 31 de marzo de 1998, publicada en la Gaceta Oficial No. 23 522 del 15 de abril de 1998. El ERSP aprobó el régimen tarifario para el servicio público de distribución y comercialización, el cual fue modificado mediante Resolución No. JD-761 de 8 de junio de 1998, con vigencia hasta el 30 de junio de 2002.

de 2002.²³ A continuación se resumen los aspectos más relevantes de cada uno de los componentes que determinan las tarifas reguladas al consumidor final.

i) Las compras de energía. En el período de transición (1998-2002), la empresa de transmisión (ETESA) ha actuado como comprador único, para lo cual estableció los requerimientos de suministro de energía y llevó a cabo procesos competitivos para la contratación de los suministros de energía, los cuales no fueron objetados por las distribuidoras. A partir de 2002 las propias distribuidoras deberán realizar las contrataciones para satisfacer la demanda de sus clientes regulados, siguiendo la reglas aprobadas por el ERSP. Los costos de generación (al igual que los costos por los servicios de transmisión) se traspasan directamente a los usuarios regulados y son ajustados cada seis meses, de acuerdo con factores de corrección que toman en cuenta las diferencias entre los ingresos proyectados y los realmente recibidos. Estos ajustes tarifarios semestrales no implican que el componente de generación sea constante, ya que las tarifas pueden incluir precios estacionales o diferencias por períodos diarios. Si los precios de generación cambian de manera significativa, las distribuidoras que se sientan afectadas podrán solicitar al ente regulador un ajuste de las tarifas en períodos inferiores a los seis meses. De esa forma, los ajustes contemplados permiten salvaguardar el flujo de caja de las distribuidoras y enviar señales correctas al cliente final.

ii) El transporte. La empresa nacional de transmisión (ETESA) es la dueña y operadora del sistema de transporte, el cual abarca un conjunto de líneas de 230 y 138 kV, y tiene como fronteras las barras de alta tensión de las subestaciones. Las tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes de transmisión permiten cubrir los costos de inversión, administración, operación y mantenimiento de la red nacional de transmisión y son calculados por el ERSP bajo supuestos de eficiencia económica, y considerando el plan de expansión del sistema de transmisión. Estas tarifas permiten a la empresa transmisora (ETSESA) obtener una tasa razonable de rentabilidad, sin considerar el ISR, sobre el activo fijo neto invertido en el costo original. Esta tasa no debe diferir más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de 30 años del tesoro de los Estados Unidos, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país, por lo que fue fijada en 13.45%.

iii) El VAD. El ERSP debe definir periódicamente las fórmulas tarifarias separadas, para los servicios regulados. La ley señala que deben establecerse hasta un máximo de seis áreas representativas de los mercados atendidos en cada zona de concesión y que el valor agregado de distribución debe estar constituido por los costos en que incurriría una empresa de distribución eficiente para prestar el servicio en su zona de concesión. Para el período que venció el 30 de

²³ El ERSP convocó a una audiencia pública con la finalidad de revisar y obtener comentarios sobre la propuesta del nuevo régimen tarifario de distribución que entrará a regir a partir de julio de 2002. Dicha audiencia se llevó a cabo a fines del mes de octubre de 2001 y a la fecha de cierre de este estudio todavía no se habían publicado los resultados de dicha audiencia ni las resoluciones del regulador.

junio de 2002 se establecieron cinco áreas representativas siguiendo el criterio de la densidad de consumo de energía eléctrica (medida en GWh/km²).²⁴

Para el segundo período tarifario, el ERSP analizó diferentes criterios de clasificación (como clientes/km de líneas de media y baja tensión, demanda máxima medida en kW/km², consumo de energía eléctrica medido en GWh/km², clientes/km², habitantes/km² y clientes/km de líneas de media tensión) y se concluyó que el parámetro más representativo de la densidad de carga eléctrica es la densidad lineal de los clientes. Asimismo, consideró que resulta más beneficioso usar un grupo de empresas debido a que ello posibilita la utilización de valores promedio de los parámetros de eficiencia de éstas, que son más representativos de los costos eficientes deseados. Para cumplir con lo anterior, el ERSP realizó investigaciones sobre empresas representativas que brindan servicio en áreas similares a las del país. Se utilizaron datos de empresas de los Estados Unidos por la larga historia de prestación de servicios regulados²⁵ y por contar en muchos casos con niveles de tensiones y criterios de diseño similares a los utilizados en el país. El ERSP escogió una muestra de 100 empresas y aplicando un indicador de densidad lineal estableció las tres áreas representativas siguientes: alta densidad (mayor o igual a 125 clientes/km-circuito de media tensión); media densidad (mayor de 50 y menor de 125) y baja densidad (menor o igual a 50).

Los indicadores de distribución y comercialización de las empresas modelo utilizados como comparadores para propósito de calcular el VAD y el ingreso permitido de distribución se muestran en el cuadro 15.

En el diseño de los cargos por distribución que cubrirán el VAD se ha tenido en cuenta: i) cargos separados por conexión y uso del sistema de distribución; ii) los cargos por conexión deben reflejar solamente los costos de los activos necesarios para conectar a cada cliente individualmente al sistema principal de distribución; iii) los cargos por uso del sistema de distribución deben reflejar el costo de los activos del sistema principal; iv) la estructura de los cargos por uso del sistema principal se basarán en el costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) para cada nivel de voltaje del servicio; y v) el nivel de los cargos por uso del sistema se basa en la recuperación de costos eficientes, de acuerdo con comparadores de empresas modelos.

²⁴ El mercado panameño fue separado en cinco (5) áreas representativas: muy alta densidad (mayor de 70 GWh/km²/año), alta densidad (entre 20 y 70), media densidad (entre 3 y 20), baja densidad (entre 0.3 y 3) y muy baja densidad (menor o igual a 0.3). El ERSP estableció como parámetro a las empresas Cambridge Electric Light Company, Kaukauna Electric & Water Department, Savannah Electric and Power Company, Fitchburg Gas and Electric Light Company y People's Electric Power Cooperative que operan en los estados de Massachusetts, Wisconsin, Georgia, New Hampshire y Oklahoma, respectivamente, en los Estados Unidos, para que sus características técnicas y financieras sirvieran de comparación y metas a alcanzar por parte de las empresa de distribución y comercialización en el cálculo de los ingresos máximos permitidos para el primer período tarifario (Gaceta Oficial No. 23 534 del 15 de abril de 1998, Régimen tarifario de servicio público de electricidad: distribución y comercialización).

²⁵ Las empresas investigadas presentan datos generales, técnicos, económicos y financieros a la Reguladora Federal de Energía (FERC) de los Estados Unidos.

Cuadro 15

PANAMÁ: COMPARADORES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

Comparadores de distribución	Comparadores de comercialización
a) El activo fijo bruto unitario del sistema de distribución a valor en libros por kW o MW pico (UNITCOST*). b) Los costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto unitario del sistema de distribución a valor en libros (OMD%*). c) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto unitario del sistema de distribución a valor en libros (ADMD%*). d) Las pérdidas de distribución como porcentaje de la energía recibida por la empresa de distribución (PD%*).	a) El activos fijo bruto de comercialización a valor en libros (ACTCO*). b) El costo de medición por cliente (MS*). c) El costo de facturación por cliente (FS*). d) El costo de otros servicios al cliente por cliente (OSCOS*). e) Los costos administrativos de comercialización por cliente (ADMCO*).

La metodología del costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) comprende los siguientes pasos: desarrollar un modelo de la red; identificar los requerimientos de inversión; determinar el CIPLP para cada nivel de voltaje y etapa de transformación; determinar el CIPLP para los niveles de voltaje de distribución, y ajustar el CIPLP en función de los requerimientos de ingresos.

Con relación a los costos de comercialización, se reconocen los relativos a la administración, medición, facturación, cobro, recaudación, depreciación, rentabilidad, otros gastos de venta y los demás servicios permanentes no incluidos en los costos de distribución que el ERSP considere necesarios para garantizar un servicio eficiente. Los lineamientos establecidos recomiendan que los costos de comercialización sean segregados del resto de los costos por clase de cliente y tipo de conexión y que los costos correspondientes a la medición (el mayor de los costos fijos) se recuperen de forma similar a los costos de conexión. El reglamento que establece las fórmulas para calcular el ingreso máximo permitido considera las actividades de distribución, comercialización y el alumbrado público.

El ERSP define la tasa de rentabilidad que considera razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas y cualquier otro factor que estime relevante. Esta tasa no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los 12 meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de 30 años del tesoro de los Estados Unidos, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país. La tasa de rentabilidad sobre las inversiones se fijó en 14.45%.

iv) Categorías tarifarias, pliegos iniciales y su actualización. Los pliegos tarifarios se componen de cargos de acuerdo con los segmentos de la cadena en que se originan (generación, transmisión, distribución y comercialización), y se discrimina de los costos de las pérdidas en transmisión y distribución. Esta presentación permite mostrar al cliente el origen de cada renglón

de los cargos que paga en su tarifa. El pliego establece que las tarifas se fijan para tres niveles de tensión: BT, MT y AT (bajo, medio y alto, respectivamente). Un resumen de las tarifas se muestra en el cuadro 16. Las tarifas incluyen parte o todos los cargos siguientes: 1) cargo fijo; 2) cargo por energía; 3) cargo por demanda máxima (aplicado al valor más alto de las potencias que resulte de comparar la demanda máxima del mes con el promedio de las dos demandas máximas mensuales más altas registradas de los últimos 12 meses, incluyendo el mes a facturar); 4) cargo por demanda en punta (potencia máxima demandada en el horario de punta, de 9 a 16 hs, de lunes a viernes), y 5) cargo por demanda fuera de punta (aplicado en el horario fuera de punta, las restantes horas del día y de la semana).

Los ajustes semestrales al VAD se rigen de acuerdo con la siguiente expresión:

$$VAD_i = VAD_{i-1} [0.33 + 0.67 (IPC_{i-2} / IPC_{i-3})] \quad (12)$$

donde: VAD_i es el valor agregado de distribución en el semestre i ; IPC_i es el promedio aritmético en el semestre i del índice de precios al consumidor publicado por una fuente oficial.

El precio de las compras de energía así como el valor de las pérdidas de distribución se indexan cada seis meses por el índice del costo esperado de la energía, utilizando los pronósticos de costos de la misma empresa. En cuanto a los cargos por comercialización, éstos se ajustan trimestralmente, de forma semejante a la expresión (12). Los componentes de la depreciación, la tasa de rentabilidad y de los costos de operación y mantenimiento de los ingresos permitidos por la actividad de comercialización, están indexados según los índices del número de clientes y de precios al consumidor (IPC).

3. Los subsidios y otras distorsiones existentes

Los cuatro países muestran la existencia de subsidios, que han tenido distintos orígenes y están asociados a la problemática y características particulares de la industria eléctrica de cada nación. Las incidencias e impactos también han tenido diferente magnitud. Con excepción de Panamá, en los otros países analizados los subsidios han tenido por finalidad amortiguar los aumentos de las tarifas. A continuación se resume la situación actual en cada país.

a) El Salvador

Ni la ley de electricidad ni su reglamento tienen contemplado el tema de los subsidios. La única referencia contenida en la ley es en el caso de que alguna distribuidora hubiese recibido subsidios, subvenciones o donaciones para la expansión y ampliación de su red; entonces, dichos aportes se deberán excluir del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones. De esa forma, los subsidios directos hacia el consumidor final quedan en el ámbito de las políticas del gobierno.

El procedimiento previsto originalmente contemplaba que los recursos necesarios para el otorgamiento de los subsidios serían aportados por el Estado, pero por carecer de recursos para tal fin, en el período comprendido de 1998 a junio de 2000 se recurrió a los ingresos de CEL (a través de los descuentos que esa empresa realizó a las facturas de venta de energía a las

distribuidoras). A partir de julio de 2000 los subsidios son cubiertos por el Estado, a través del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET). En el período 1998-2001, el monto de los subsidios fue del orden de 165 millones de dólares (alrededor de 32, 50, 58 y 27 millones de dólares en los años 1998-2001, respectivamente), cifra que representa básicamente los descuentos hechos a usuarios residenciales, por consumo de energía y exoneraciones de pago al impuesto al valor agregado (IVA), así como descuentos al bombeo de agua para los consumos de la empresa estatal ANDA y las cooperativas rurales.

Actualmente, la política del gobierno consiste en focalizar los subsidios y orientar los recursos estatales a la ampliación de la cobertura eléctrica y a los consumidores de menores ingresos. Los subsidios tarifarios instaurados son los siguientes:

i) Un subsidio al consumo residencial, que se otorgaría inicialmente en dos etapas de 18 meses cada una, es decir, tres años en total. En la primera etapa se subsidiaron los consumos de hasta 500 kWh/mes. Durante la segunda etapa se beneficiaron aquellos consumidores cuyo consumo es de hasta 200 kWh/mes. A partir de agosto de 2000, se ha limitado a consumos mensuales inferiores a 99 kWh.

ii) Subsidio del IVA a usuarios residenciales con consumo menor a 300 /kWh.

iii) Subsidio al bombeo de agua para los consumos de la empresa estatal ANDA y las cooperativas rurales. Las tarifas de estos consumidores han permanecido sin ajustes, la diferencia la paga el Estado a través de FINET.

El subsidio ha representado una reducción importante de la factura, especialmente para los grupos de menores consumos, para quienes los cargos por consumo de energía eléctrica se exentan hasta un 76%. Por ejemplo, un cliente residencial con un consumo mensual de 90 kWh/mes tendría una facturación promedio (incluyendo cargos por consumo, uso de la red, atención al cliente y tasas alcaldía) de 0.17 dólares/kWh, que se reduce gracias al subsidio a 0.11 dólares/kWh.

b) Guatemala

La ley de electricidad no hace ninguna referencia a subsidios directos por la vía tarifaria; sin embargo, sí establece la no procedencia de subsidios cruzados.²⁶ En el transcurso de 1999 se dieron una serie de factores que provocaron un aumento en los valores de las tarifas reguladas. Por una parte, se presentaron los ajustes a los cargos por consumidor y al VAD, derivados de la inflación y del deslizamiento de la moneda, así como los ajustes a los cargos por energía, principalmente como consecuencia del alza de los precios de los combustibles. Además, un surgimiento dinámico de las ventas libres al mercado de los Grandes Consumidores concentraba en el mercado minorista regulado los altos costos de la generación de los contratos PPA suscritos antes de la privatización de las distribuidoras (especialmente en el mercado regulado de la

²⁶ En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a una categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios (artículo 61 de la ley).

Cuadro 16

PANAMÁ: CUADRO TARIFARIO BASE. AÑO 2000

Composición de los cargos	Unidades	Tarifas en BT									Tarifas en MT						Tarifas en AT						
		BTS			BTD			BTH			MTD			MTH			ATD			ATH			
		EDE MET	ELEK TRA	EDE CHI	EDE MET	ELEK TRA	EDE CHI	EDE MET	ELEK TRA	EDE CHI	EDE MET	ELE KTRA	EDE CHI	EDE MET	ELEK TRA	EDE CHI	EDE MET	ELEK TRA	EDE CHI	EDE MET	ELEK TRA	EDE CHI	
Cargos en la factura																							
Cargo fijo (en BTS – primeros 10 kWh)	B/cliente-mes	1.63	1.63	1.63	3.00	3.00	3.00	4.00	4.00	4.00	6.00	5.00	5.00	6.25	5.50	5.5	6.00	5.00	5.00	6.25	5.5	5.5	
Cargo por energía (en BTS siguientes kWh)	B/kWh	0.1071	0.10799	0.1072	0.07289	0.07222	0.07480	0.07059	0.07222	0.0748	0.06722	0.06592	0.059	0.06722	0.0659	0.059	0.05217	0.05009	0.0434	0.05217	0.05009	0.04342	
Cargo por demanda máxima	B/kW-mes				7.5	7.71	7.57				8.63	8.01	2.74			2.74	8.50	8.15	1.57				
Cargo por demanda máxima en punta	B kW-mes							14.92	11.82	11.51				12.10	11.40	3.87				10.42	9.98	2.99	
Cargo por demanda máxima fuera de punta	B/kW-mes							3.02	2.3	7.51				1.19	1.10	2.28				0.63	0.46	0.13	
Detalle de los cargos																							
Comercialización																							
Cargo fijo	B/cliente-mes	1.63	1.63	1.63	3.00	3.00	3.00	4.00	4.00	4.00	6.00	5.00	5.00	6.25	5.50	5.5	6.00	5.00	5.00	6.25	5.50	5.50	
Cargo por energía	B/kWh	0.0153	0.01363	0.0230																			
Distribución																							
Cargo por energía, excluyendo pérdidas	B/kWh	0.02209	0.02668	0.03452	0.01450	0.0155	0.02870	0.0122	0.0155	0.02870	0.01400	0.0147	0.0151	0.01400	0.0147	0.0151							
Cargo por pérdidas estándar en distribución	B/kWh	0.00703	0.00751	0.00297	0.007030	0.00751	0.00297	0.00703	0.00751	0.00297	0.00186	0.00201	0.0007	0.00186	0.002	0.0007	0.00081	0.00088	0.0003	0.00081	0.00088	0.00029	
Cargo por demanda máxima	B/kW-mes				4.51	3.06	6.91				2.46	2.1	1.56				1.25	0.99	0.09				
Cargo por demanda máxima en punta	B/kW-mes							7.67	4.66	5.24				3.48	2.90	1.06				1.35	1.04	0.03	
Cargo por demanda máxima fuera de punta	B/kW-mes							3.02	2.3	11.51				1.19	1.10	2.28				0.63	0.46	0.13	
Alumbrado público	B/kWh	0.00047	0.00087	0.00100	0.00047	0.00087	0.00100	0.00047	0.00087	0.00100	0.00047	0.00087	0.00100	0.00047	0.0009	0.00100	0.00047	0.00087	0.00100	0.00047	0.00087	0.00100	
Transmisión																							
Cargo por energía	B/kWh	0.00305	0.00291	-0.00339																			
Cargo por pérdidas en transmisión	B/kWh	0.0026	0.0029	0.00040	0.00260	0.0029	0.00040	0.0026	0.0029	0.00040	0.00260	0.0029	0.00040	0.00260	0.0029	0.0004	0.00260	0.00290	0.00040	0.00260	0.0029	0.00040	
Cargo por demanda máxima	B/kW-mes				1.66	1.23					1.66	1.57	-1.12				1.95	1.90	-1.4				
Cargo por demanda máxima en punta	B/kW-mes							-2.80	1.95	1.9	-2.80					2.32	2.26	-2.66			2.44	2.37	-2.8
Generación																							
Cargo por energía	B/kWh	0.05656	0.05349	0.04870	0.04829	0.04544	0.04173	0.04829	0.04544	0.04173	0.04829	0.04544	0.0417	0.04829	0.04544	0.0417	0.04829	0.04544	0.0417	0.04829	0.04544	0.04173	
Cargo por demanda máxima	B/kW-mes				1.33	3.42	1.29				4.51	4.34	2.30				5.30	5.26	2.88				
Cargo por demanda máxima en punta	B/kW-mes							5.30	5.26	2.3				6.30	6.24	5.47				6.63	6.57	5.76	

Fuente: ERSP. BT, MT y HT: baja, media y alta tensión, respectivamente. S, D y H: sin y con medición de demanda, por período y horaria, respectivamente. Corresponden a primeros pliegos aprobados por el ERSP, cuya vigencia es para el período 11/1998 y 06/2002. En los pliegos tuvieron ajustes semestrales, de acuerdo con lo descrito en el presente capítulo.

Nota: B: Balboa, B1 = 1 dólar.

EEGSA). A fin de evitar su traslado a los consumidores, por razones políticas y socioeconómicas, el gobierno decidió aplicar un subsidio directo a casi la totalidad de los usuarios conectados en baja tensión. El procedimiento seguido no aplicó partidas presupuestales específicas o fondos superavitarios del gobierno, sino que los recursos se otorgaron a través del INDE. Un resumen de la evolución de los subsidios y las estrategias empleadas se resume a continuación.

Subsidio directo proporcionado por el INDE. Entre julio de 1999 y marzo de 2000 se otorgó un subsidio a los usuarios con consumo menor de 650 kWh/mes (cerca del 98% de los clientes en baja tensión de las empresas distribuidoras). Posteriormente, de abril a diciembre de 2000 la banda se redujo a los usuarios con consumo menor a 300 kWh/mes (92% de los clientes conectados en baja tensión). Obsérvese que en ambos niveles, pero especialmente en el primero, el subsidio incluye a usuarios que por su nivel de consumo no pueden considerarse dentro de los grupos carenciados del país.

En un inicio se estimaba que el subsidio tendría una vigencia limitada, por lo cual el gobierno autorizó al INDE a vender a descuento energía de “rebalse” acumulada en el principal embalse del país.²⁷ Se estima que el costo del subsidio durante los 18 meses que estuvo vigente ascendió a 59 millones de dólares (véase el cuadro 17).

En su mayor proporción el subsidio benefició a usuarios de la EEGSA, lo cual se explica tanto por el mayor tamaño del mercado como por el hecho de la alta exposición de las tarifas reguladas de dicha empresa a contratos tipo PPA. Por el contrario, Deorsa y Deocsa, como parte de los compromisos establecidos durante su privatización, habían suscrito con el INDE contratos de suministro de potencia y energía por cinco años (de diciembre de 1998 hasta finales de 2003), cuyo precio de referencia monómico es de 0.05013 dólares/kWh.²⁸ Este valor es considerablemente más bajo (en algunos casos menor del 50%) que los precios pagados por la EEGSA en la energía adquirida bajo contratos PPA. Además, no está sometido a indexaciones de los combustibles, por lo cual protege a los usuarios de las distribuidoras referidas. Sin embargo, aun cuando la producción termoeléctrica del INDE es mínima, ésta tiene relevancia principalmente en los meses de “verano” (marzo-mayo) y en el caso de sequías o regímenes de lluvia irregulares.

A título ilustrativo, obsérvese en el cuadro 18 la evolución de las tarifas de las distribuidoras y de los subsidios, así como la de las variables más relevantes²⁹ para los ajustes de la tarifa. En cuanto a sus valores en dólares, el subsidio permitió eliminar los incrementos de

²⁷ De julio a diciembre de 1999, el INDE fue autorizado a vender por debajo del valor del mercado (en promedio, 400 GWh, a un precio de 0.02 dólares/kWh), la energía de rebalse acumulada por las favorables condiciones hídricas que se habían presentado.

²⁸ Corresponde al valor establecido para Deocsa, el cual es similar al correspondiente para Deorsa. En 1999 este valor fue redefinido —siguiendo válida la referencia de de 0.05013 dólares/kWh— quedando así: potencia, 6/kW dólares-mes; energía, 0.0296/kWh-dólares; transporte, 0.46/kW-dólares-mes; pérdidas de potencia, 0.15/kW dólares-mes; pérdidas de energía, 0.02826/MWh dólares, y pérdidas de distribución de 10.73% sobre las ventas de energía.

²⁹ No se ha incluido el IPC, que es relevante para los ajustes del VAD. En promedio, el IPC del país fue del 6.6%, 5.2% y 6% en 1998, 1999 y 2000, respectivamente. En los Estados Unidos fue de 1.6%, 2.2% y 3.4%.

tarifas, reduciendo ligeramente las de EEGSA y acercándolas a las de las otras distribuidoras. En el mencionado cuadro no se han incluido los cargos fijos ni los impuestos,³⁰ lo cual elevaría en algunos casos las tarifas a niveles de 0.17 dólares/kWh.

Cuadro 17

GUATEMALA: RESUMEN DE SUBSIDIOS A USUARIOS
DE LAS PRINCIPALES DISTRIBUIDORAS

	Total (miles de dólares)			
	%		07/99 a 03/00	04 a 12/00
Total	100	59 054	23 898	35 156
EEGSA	83.7	49 426	20 698	28 728
Deocsa	9.6	5 667	1 875	3 792
Deorsa	6.7	3 961	1 325	2 636

Nota. Informes oficiales y estimaciones propias, tomando en cuenta el deslizamiento de la moneda.³¹

La estrategia y las acciones para reducir los subsidios incluyeron dos aspectos: la segmentación del mercado y la renegociación de los contratos tipo PPA suscritos antes de la vigencia de la ley de electricidad. Ambas medidas fueron puestas en vigencia durante el año 2001, razón por la cual no se puede tener una evaluación precisa de resultados. A continuación se describen los principales aspectos de estas medidas.

Cuadro 18

GUATEMALA: EVOLUCIÓN DE TARIFAS SUBSIDIADAS Y DE VARIABLES RELEVANTES

Trimestre	EEGSA (dólares/kWh)			Deorsa y Deocsa (dólares/kWh)			Tipo cambio	Búnker
	Total	Descuento	Tarifa	Total	Descuento	Tarifa	quetzal/dólar	dólares/barril
Total (%)	70		-7	28		2	21	143
3 – 98	0.083	0.000	0.083	0.073	0.000	0.073	6.41	11.43
3 – 99	0.100	0.022	0.078	0.072	0.000	0.072	7.68	18.72
4 – 99	0.105	0.028	0.077	0.082	0.007	0.075	7.77	20.55
3 – 00	0.142	0.064	0.077	0.094	0.019	0.075	7.76	27.71
Incremento								

Fuente: Cifras oficiales. En el caso del búnker, corresponde a precios del Golfo de los Estados Unidos para el búnker de bajo contenido de azufre. Ambas variables representan valores promedio en el mes central del trimestre respectivo.

No se han incluido todos los trimestres.

³⁰ Los cargos fijos son de 6.23 quetzales para EEGSA y 6.74 quetzales para Deocsa y Deorsa. El IVA fue de 10% en el período referido, y se incrementó a 15% en 2001. Las tasas municipales varían entre 5% y 23%, porcentajes que son fijados por las autoridades edilicias.

³¹ De julio de 1999 a octubre de 2000 se erogaron 388 millones de quetzales. Véase *Prensa Libre* del 5 de octubre de 2000, “Oficializan prórroga del subsidio a tarifa eléctrica”; “INDE: Aseguran insostenibilidad, por más tiempo. Cifras no confirmadas con los entes oficiales”.

1) La segmentación del mercado. Se llevó a cabo con la aprobación de la Ley de la Tarifa Social,³² la cual autoriza a las empresas distribuidoras para adquirir en licitación pública —bajo lineamientos y supervisión de la CNEE— el suministro de la energía para satisfacer la demanda de sus respectivos usuarios regulados con consumo menor a 300 kWh/mes. Se estableció un período transitorio de tres meses, durante los cuales el INDE fijó los precios de venta para el mercado referido, de forma que a partir de abril de 2001 empezaría la vigencia de las compras mencionadas. No se estableció ningún cambio en la metodología de cálculo de las tarifas. A finales del mes de marzo las tres principales distribuidoras llevaron a cabo las licitaciones estipuladas por la tarifa social, las que fueron adjudicadas al oferente único (INDE). El precio monómico promedio para Deorsa y Deocsa fue de 0.032478 dólares/kWh, vigente hasta diciembre de 2003, cuando se efectuarán nuevas licitaciones. No se conocen los resultados obtenidos por EEGSA y las empresas eléctricas municipales, pero se estima que deben ser de orden semejante.

2) La modernización de contratos PPA. A inicios de 2000 el poder ejecutivo inició un proceso de modernización o renegociación de los contratos tipo PPA celebrados por EEGSA e INDE antes de la vigencia de la ley eléctrica. De acuerdo con resultados anunciados por las autoridades, de este proceso se obtuvo: una rebaja en el cargo final de potencia; la eliminación del escalamiento anual al precio de potencia ofrecida; reconocimiento y pago de la potencia horaria realmente entregada; la disminución de las condiciones obligatorias de compra mínima de energía, y la observancia de las reglas de coordinación comercial y operativa del mercado mayorista.³³ Se estimaba que en este proceso de “modernización” se podrían obtener beneficios de alrededor de 238 millones de quetzales anuales (31 millones de dólares), los que se aplicarían a rebajas tarifarias del mercado regulado de las distribuidoras.

c) Nicaragua

La ley delega en la CNE la política de subsidios. En el período 2000-2005, como ya fue referido, uno de las metas estratégicas es el de mantener tarifas medias objetivo en las fases inicial (2000-2001), intermedia (2002-2004) y final (2005). Se ha tenido el cuidado de minimizar el impacto hacia los consumidores, especialmente los de menor consumo, tratando de evitar el aumento en las tarifas y manteniendo precios promedio objetivo. El principal mecanismo utilizado es el de subsidios cruzados entre consumidores, de forma que grupos de usuarios de grandes consumos subsidian a los de menor consumo.

En una estructura tarifaria sin subsidios (directos o cruzados), se deberían de esperar los precios más bajos para los grandes consumos que se sirven en alta o media tensión, en tanto que los valores más altos corresponderían a los bajos consumos, que se atienden en tensiones secundarias de distribución. Esa situación no se observa en el país; por ejemplo, durante 2000: i) la tarifa promedio registrada fue de 10.91 centavos de dólar/kWh; ii) los sectores de bombeo de agua potable, irrigación y alumbrado público se ubicaron por debajo del promedio en 20%, 16%

³² Decreto Legislativo No. 96-2000, emitido el 9 de diciembre de 2000 y ratificado por el poder ejecutivo el 26 de diciembre del mismo año.

³³ Véase *Prensa Libre* del 7 de mayo de 2001: “Las autoridades y los generadores continúan renegociando los contratos. Cifras no confirmadas con los entes oficiales”.

y 9%, respectivamente; iii) los sectores comercial y gobierno presentaron tarifas superiores en 16% y 24%, respectivamente; iv) el precio al sector residencial prácticamente coincidió con la tarifa medio objetivo, quedando sólo 1% por debajo; v) el sector industrial, cuya mayor porción es servida en media y alta tensión, se ubicó a sólo 7% por debajo del promedio, y vi) en consumidores de un mismo grupo también se observan en varios casos incrementos considerables para los consumos mayores (véase el gráfico 2) o bien tarifas preferenciales para actividades económicas y servicios públicos específicos (véase el gráfico 3).

Los anteriores resultados muestran las fuertes distorsiones que provocan los subsidios cruzados. No se han hecho estimaciones de los montos de las transferencias entre sectores, ya que ello requeriría un análisis muy detallado, que excede los alcances de este estudio. De acuerdo con las políticas tarifarias, se espera al final del período de transición llegar a una reducción de los niveles de subsidios.

d) Panamá

En el caso de Panamá, el otorgamiento de subsidios tarifarios y para obras de electrificación rural está explícitamente contemplado en la ley y en su reglamentación. Esta última precisa que se podrá subsidiar a clientes residenciales de bajo poder adquisitivo, quienes deberán comprobar esta condición, pero sin superar el consumo básico de subsistencia definido en 40 kWh por mes (cerca de 4 dólares mensuales por usuario de ese grupo). Para ello los interesados deberán realizar los trámites ante la distribuidora y para su autorización ésta deberá elevar la lista de los posibles beneficiarios y el monto del subsidio a la oficina especializada del poder ejecutivo, para su autorización.

A este mecanismo se agrega el establecido en los pliegos tarifarios con respecto a jubilados, pensionados y personas de la tercera edad, a quienes se practica un descuento de 25% sobre la factura, siempre que ésta no supere los 50 dólares. Los clientes agropecuarios, por su parte, reciben un descuento de 5% sobre la factura. A su vez, las sedes provinciales de los partidos políticos se benefician de un descuento de 50% en las facturas de cada mes. Los descuentos mencionados fueron establecidos por leyes promulgadas en la década de los años ochenta. No se dispone de una cuantificación precisa de los montos de los subsidios otorgados desde la privatización hasta hoy; sin embargo, se estima que no representan un valor significativo.

Gráfico 2

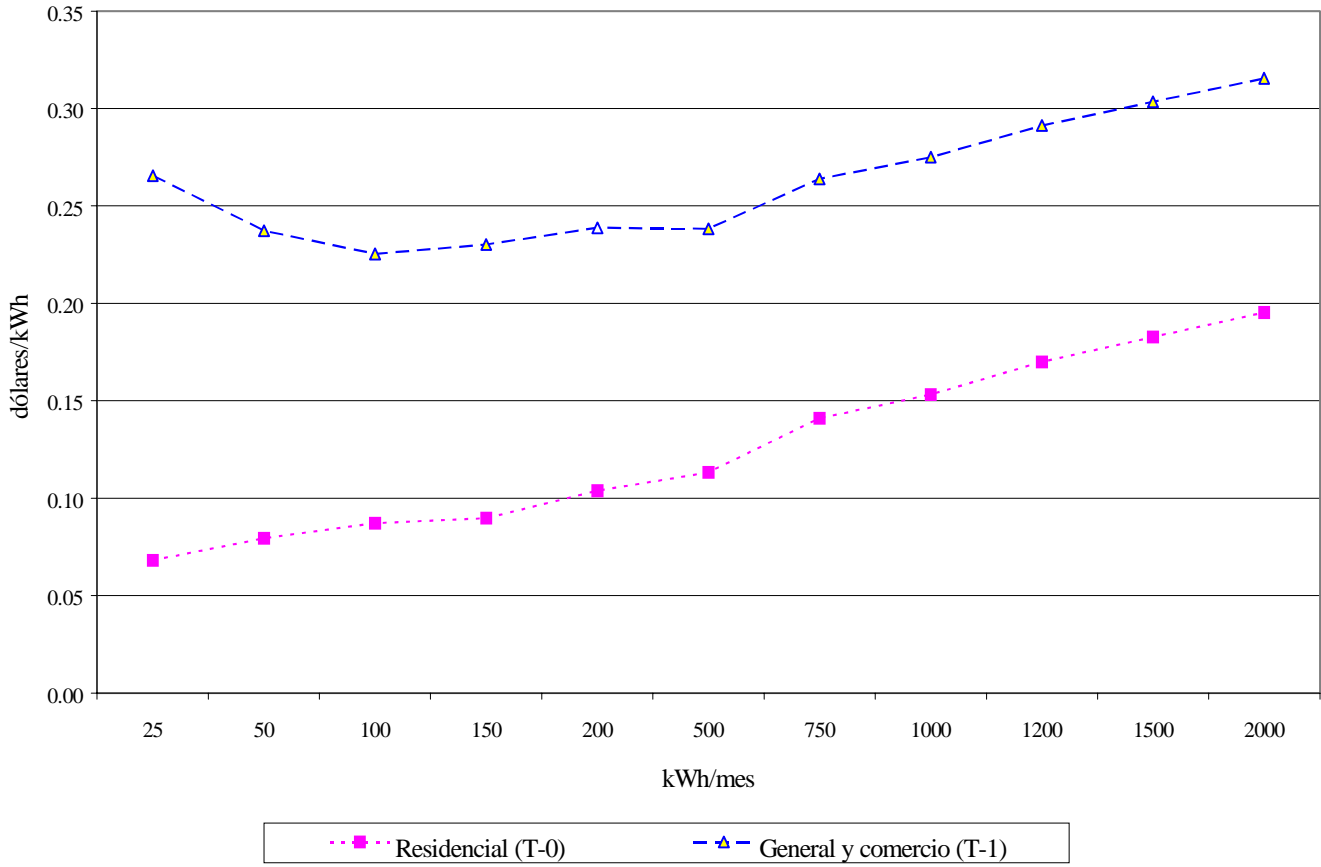
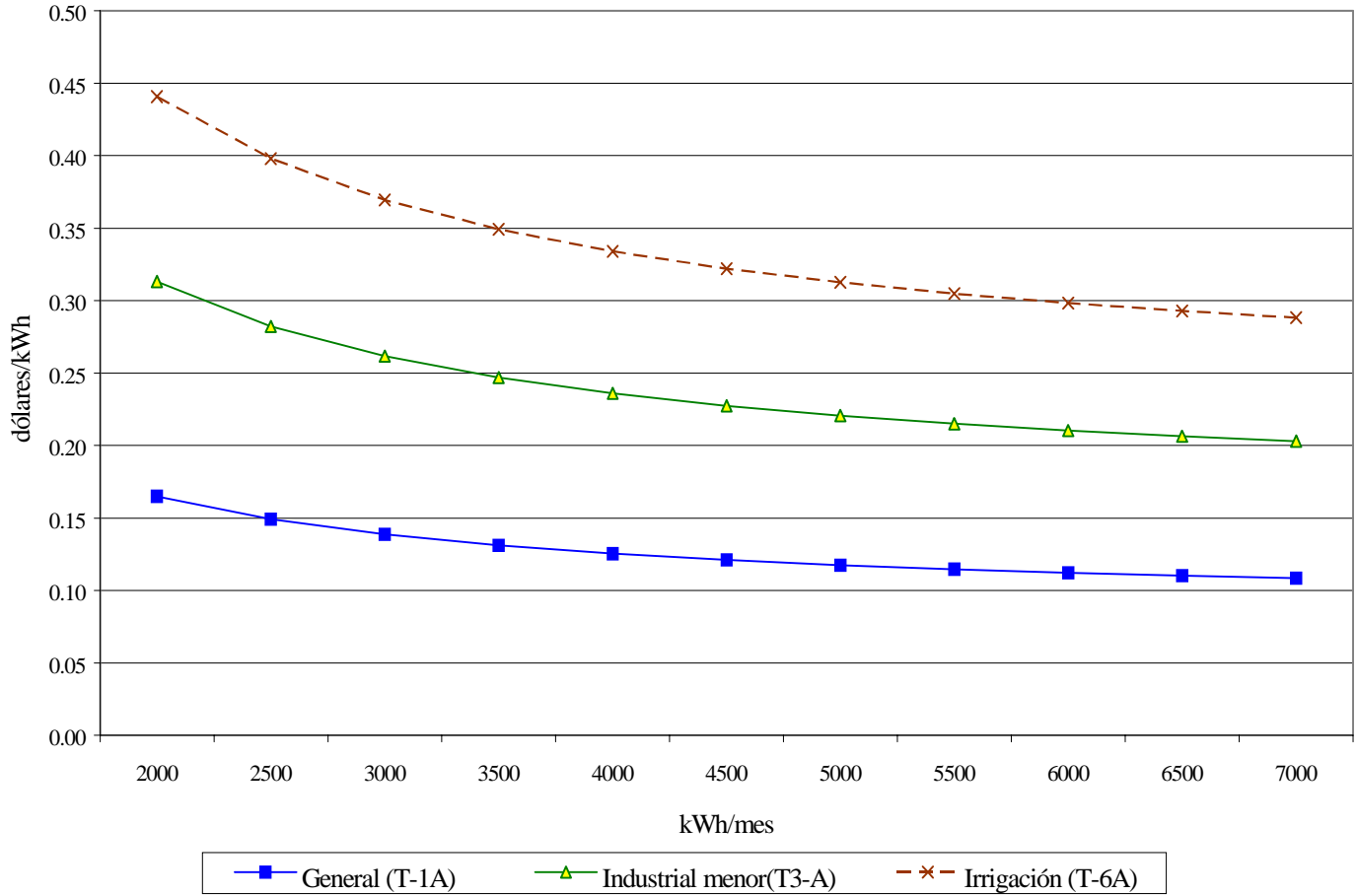
NICARAGUA: COMPARACIÓN DE TARIFAS EN BAJA TENSIÓN
(RESIDENCIAL Y GENERAL)

Gráfico 3

NICARAGUA: COMPARACIÓN DE TARIFAS EN BAJA TENSIÓN

(Industrial menor, general e irrigación, demanda de potencia = kW)



III. RESULTADOS DE LAS REFORMAS EN EL SEGMENTO DE LA DISTRIBUCIÓN

Durante el corto tiempo transcurrido desde la instauración de las reformas en la industria eléctrica en los cuatro países centroamericanos analizados, se advierten varios resultados positivos. De igual forma, también se pueden notar algunas señales o síntomas de potenciales problemas, que podrían poner en riesgo la sostenibilidad de los nuevos modelos.

1. Resultados y tendencias de la evolución de los Mercados Mayoristas

La observación de las transacciones efectuadas por las distribuidoras, comercializadoras y Grandes Consumidores dentro del Mercado Mayorista, permite inferir algunas estrategias empleadas por los agentes. Aun cuando se trata de sistemas eléctricos de estructura y tamaños comparables, las reglas que norman las transacciones de los mercados tienen diferencias. En un extremo se encuentra el caso salvadoreño, en donde el marco regulador otorga casi completa libertad a los agentes para la contratación de sus suministros, y el mecanismo de precios ofertados en el mercado de ocasión es el que establece las tendencias y los ajustes en las tarifas al consumidor final. En los otros tres países, el marco regulador, conjuntamente con las condiciones de inicio de los Mercados Mayoristas, conforman las fronteras legales dentro de las cuales las distribuidoras han venido actuando, y se aprecia un mayor margen de acción para la supervisión y regulación. Como resultados y tendencias generales en los cuatro países se pueden citar las siguientes.

a) El mercado de ocasión ha fungido primordialmente como un mercado de ajuste de saldos, en el cual las distribuidoras venden sus excedentes y compran sus faltantes circunstanciales. El mercado de contratos tiene la función de estabilización de precios y garantía de suministro de largo plazo; sus características actuales han estado determinadas por las condiciones iniciales (situaciones pre y postreforma).

b) En todos los países se constata que la mayor parte de las compras de energía realizadas por las distribuidoras es en el mercado a término. Con excepción parcial de El Salvador, las transacciones en este mercado se originan principalmente de decisiones tomadas antes de la aprobación del nuevo marco, lo que incluye contrataciones tipo PPA, o bien contrataciones para suministros dentro de períodos de transición.

c) Los Mercados Mayoristas de El Salvador y Guatemala han presentado una mayor dinámica. En el primer país resaltan las acciones llevadas a cabo por las distribuidoras, en tanto que en el segundo, la dinámica proviene centralmente de los generadores y las comercializadoras. En ambos países la acción directa de Grandes Consumidores es todavía pequeña, lo que se explica tanto por las barreras comerciales naturales al inicio del mercado, como por la acción directa de las comercializadoras. La interconexión binacional también ha jugado un papel importante.

d) En Nicaragua y Panamá el dinamismo de las transacciones ha sido menor, lo que tiene su explicación en la estructura del Mercado Mayorista, los períodos de transición establecidos en ambos países, la no existencia de agentes comercializadores independientes y los niveles de demanda mayores para los grandes clientes. Pese a la existencia de mayores limitaciones de los enlaces binacionales y la mayor dificultad de coordinación entre los agentes de cuatro mercados (que incluyen a Costa Rica y Honduras), la acción de los nuevos agentes ha inducido cierto dinamismo en las transacciones nacionales.

A nivel de cada país, se pueden mencionar las siguientes tendencias.

a) El Salvador

Las principales distribuidoras compran la energía en el mercado de contratos y en el mercado de ocasión, referido como Mercado Regulador del Sistema (MRS). Durante 2000, la participación de los contratos fue del 80.2% de las compras en el MM (véase el cuadro 19), cifra superior a la registrada durante 1999 (69.2%).³⁴ En este sentido, se constata que en el Mercado Mayorista de El Salvador predomina el mercado de contratos, con participaciones semejantes a las que se registran en Guatemala y Panamá .

Cuadro 19

EL SALVADOR: DISTRIBUIDORAS Y GRANDES CONSUMIDORES;
COMPRAS EN EL MERCADO MAYORISTA DURANTE EL AÑO 2000

Comprador	Total		Mercado de contratos		Mercado Regulador del Sistema		Participación %	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Contratos	MRS
Total	3 931.2	100.0	3 152.4	100.0	778.8	100.0	80.2	19.8
Distribuidoras	3 729.5	94.9	3 042.3	96.5	687.2	88.2	81.6	18.4
CAESS	1 767.2	45.0	1 390.2	44.1	377.0	48.4	78.7	21.3
Del Sur	883.5	22.5	633.7	20.1	249.8	32.1	71.7	28.3
CLESA	614.5	15.6	628.2	19.9	-13.7	-1.8	102.2	-2.2
EEO	464.3	11.8	390.2	12.4	74.1	9.5	84.0	16.0
Grandes Consumidores	201.7	5.1	110.1	3.5	91.6	11.8	54.6	45.4
Anda	193.5	4.9	110.1	3.5	83.4	10.7	56.9	43.1
Sicepasa	8.2	0.2	0.0	0.0	8.2	1.1	0.0	100.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por SIGET.

Todos los contratos a término de las distribuidoras se celebraron bajo el nuevo marco regulador. El único contrato tipo PPA existente participa dentro de la oferta de la empresa

³⁴ Durante al año 2001 se mantuvo esa tendencia, registrando los mercados a término y de ocasión (ó MRS) participaciones de 86.6% y 14.4%, respectivamente.

generadora estatal CEL.³⁵ En cuanto a la diversificación de la oferta, las distribuidoras se abastecieron durante 2000 a partir de dos empresas productoras estatales (CEL con 50.5% y Generadora Geotérmica S.A. de C.V. con 18.1%), dos empresas del grupo Duke (12.8%), importaciones desde Guatemala (17%) y productores minoristas (1.6%). Hasta mediados de 2001 todavía no se reportaban comercializadores independientes que sirvieran a consumidores finales.

El Mercado Mayorista se inició con una significativa participación del mercado *spot*, que llegó a representar el 36.7% en 1999. La dinámica de dicho mercado era sostenida por los agentes distribuidoras, los que probablemente tenían conocimiento anticipado de las características de la oferta y la estrategia de precios del oferente local único (la CEL). Con la entrada del primer productor privado (Duke, que compró dos termoeléctricas a la CEL), inicialmente se presentaron incrementos sustanciales en los precios del *spot*, los que tuvieron impacto directo en las tarifas reguladas. Esa tendencia se explicaba por las condiciones de limitada competencia y el probable ejercicio de poder marcado por parte de algunos agentes. Esta situación fue controlada con tres acciones: contratos a término entre agentes productores (CEL con las empresas de su competidor); cambios en la indexación de las tarifas reguladas al MRS (eliminación de la banda de protección del 10% e indexación mensual en vez de trimestral), y una mayor participación de las transacciones con los agentes en Guatemala.

b) Guatemala

El cuadro 20 muestra un resumen de los resultados de las transacciones durante 2000. El mercado a término es predominante y constituyó el 88.6% de las transacciones, en tanto que el mercado de ocasión o *spot* representó el 11.4%. Al igual que en El Salvador, se ha registrado una tendencia de incremento en la participación del mercado a término, el cual representó el 85.2% durante 1999.³⁶ Ha sido importante la participación de las comercializadoras, entre las cuales dos agentes se perfilan como mayoritarios, Comegsa (filial de la distribuidora EEGSA) y Poliwatt (filial del generador Enron).

EEGSA es la única distribuidora que realizó compras en el *spot*, en donde adquirió el 8.7% de su demanda. El restante 91.3% provino del mercado a término, principalmente de contratos tipo PPA suscritos antes de la aprobación del nuevo marco regulador. Cabe notar las marcadas diferencias de esa distribuidora con respecto a su filial comercializadora (Comegsa), la que se abasteció en proporciones de 37.4% en el *spot* y 62.6% en contratos a término. Así, el 73% de las ventas totales de la corporación se satisfacen a partir del mercado a término.³⁷

³⁵ En mayo de 1999 el contrato entre CEL y Coastal fue llevado a un arbitraje internacional, el cual concluyó el 21 de marzo de 2002. La CEL pagó una indemnización y el productor quedó operando como un agente del mercado eléctrico del país.

³⁶ Tendencia mantenida durante 2001. El mercado de contratos reportó una participación récord del 97%, valor que podría ser derivado de los contratos de la tarifa social.

³⁷ Véase CEPAL, *El mercado eléctrico regional: contratos PPA en El Salvador, Honduras, Guatemala y Nicaragua* (LC/MEX/L.493), 18 de septiembre de 2001, referencia electrónica: www.eclac.cl/mexico.

Deocsa y Deorsa, al igual que las Empresas Eléctricas Municipales (EEM), se abastecieron totalmente a través de sus contratos con el INDE, en tanto que los ajustes realizados en el *spot* fueron marginales. Lo anterior tiene su explicación en los contratos y condiciones favorables que ha ofrecido el INDE a esas distribuidoras.

Cuadro 20

GUATEMALA: PARTICIPANTES CONSUMIDORES EN EL MERCADO MAYORISTA
DURANTE EL AÑO 2000

Participantes consumidores	Energía demandada en el período		Energía comprada mercado a término		Resultado mercado <i>spot</i>		Participación (%)	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	Contratos	Spot
	Total	5 909.1	100.0	5 234.6	100.0	674.6	100.0	88.6
Distribuidoras	4 196.8	71.0	3 955.1	75.6	241.7	35.8	94.2	5.8
EEGSA	2 763.9	46.8	2 522.2	48.2	241.7	35.8	91.3	8.7
DEOCSA	674.2	11.4	674.2	12.9	0.0	0.0	100.0	0.0
DEORSA	509.6	8.6	509.6	9.7	0.0	0.0	100.0	0.0
EE Municipales	249.1	4.2	249.1	4.8	0.0	0.0	100.0	0.0
Comercializadores	1 546.5	26.2	1 123.0	21.5	423.5	62.8	72.6	27.4
Comegsa	705.7		441.4	8.4	264.2	39.2	62.6	37.4
Exportaciones	840.9		681.5	13.0	159.3	23.6	81.1	18.9
Grandes usuarios	165.8	2.8	156.4	3.0	9.4	1.4	94.3	5.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por la AMM.

De la demanda total del conjunto de participantes en el Mercado Mayorista guatemalteco, las distribuidoras representaron 71%, repartido de la siguiente forma: EEGSA (46.8%), Deorsa y Deocsa (20%) y las EEM (4.2%) (véase de nuevo el cuadro 20). La alta participación de la EEGSA obedece a que su área de influencia abarca los departamentos más densamente poblados y de mayor concentración de la actividad económica del país. El restante 29% de la demanda quedó conformado por las ventas a los Grandes Consumidores y comercializadoras, lo que incluye las exportaciones hacia El Salvador.

Lo anterior permite comprobar los siguientes rasgos generales del Mercado Mayorista guatemalteco: una alta diversificación por el lado de la oferta, donde 20 agentes abastecían los Mercados Regulados y Mayoristas; una participación estatal cada vez menor (representó el 48% de la demanda interna durante 2000), y una significativa dependencia de los mercados regulados hacia la oferta proveniente de los contratos PPA y del INDE.

c) Nicaragua

La energía que las distribuidoras suministran a sus usuarios proviene básicamente de los contratos de abastecimiento existentes con las empresas generadoras —en proceso de privatización—, ³⁸ desmembradas de la antigua empresa estatal ENEL, así como de un grupo de productores que operan bajo contratos PPA. La administración de esos contratos ha sido transferida a las dos distribuidoras. El Mercado Mayorista empezó a operar recientemente (a fines de 2000), por lo cual los resultados obtenidos no son representativos. Se puede prever en los próximos años una participación alta en el mercado a término, ³⁹ con cierto grado de variabilidad, que dependerá principalmente de las estrategias de las empresas que tomen el control de las generadoras estatales y del naciente segmento de los Grandes Consumidores.

En cuanto al suministro, durante 2000 las distribuidoras lo adquirieron de las siguientes fuentes: las tres empresas estatales (42.5%), cuatro operadores termoeléctricos (50.7%), dos ingenios cogeneradores (1.5%), un pequeño productor hidroeléctrico (0.1%) e importaciones (5.2%). Lo anterior muestra una oferta relativamente diversificada en 10 empresas establecidas en el territorio nacional, lo que quedará definido en su forma final, una vez que se concluya el proceso de privatización de las empresas generadoras del Estado. ⁴⁰

d) Panamá

Durante el período 1998-2002, las distribuidoras compraron su suministro a través de los contratos que fueron suscritos de acuerdo con los lineamientos de la ETESA y siguiendo procesos de licitación pública competitiva. A partir de 2003, los suministros correrán a cuenta de cada distribuidora y de acuerdo con las disposiciones emitidas recientemente por el ERSP. El cuadro 21 muestra un resumen de las transacciones hechas por las distribuidoras en el Mercado Mayorista durante 2000. Algunas observaciones que vale la pena destacar de dicho cuadro son las siguientes: i) el mercado eléctrico muestra un predominio del mercado de contratos, que representó el 86% durante 2000; ⁴¹ ii) las transacciones en el mercado de ocasión o *spot*, tienen un papel menor; sin embargo, a nivel de distribuidoras ha empezado a ser importante, por ejemplo, en los casos de Elektra y Edechi (ambas pertenecientes a Unión Fenosa), que adquirieron 23% y 18%, respectivamente, en dicho mercado.

³⁸ En enero de 2002, Coastal Power, de los Estados Unidos, ganó la licitación que le dio derecho a adquirir las centrales termoeléctricas Nicaragua y Chinandega, de la empresa Generadora de Occidente S.A. (Geosa). La licitación de las plantas hidroeléctricas Centroamérica y Santa Bárbara, ambas de la empresa Hidroeléctrica de Generación S.A. (Hidrogesa), fue declarada desierta, ya que no se alcanzó el precio base fijado por el Comité de Privatización. Hacia fines de abril de 2002 estaba programada una nueva licitación para la privatización de esas hidroeléctricas.

³⁹ Durante 2002 entrará la primera fase de la geotermia San Jacinto-Tizate, que constará de una unidad de boca de pozo (10 MW). Este operador suscribió un contrato PPA, de acuerdo con programas originales, y deberá completar 68 MW en el año 2004.

⁴⁰ Será hasta 2002 cuando se registre una reducción significativa de la producción de las empresas estatales.

⁴¹ Tendencia mantenida durante 2001, con una participación del mercado de contratos del 87%.

Los tamaños de los mercados de Edemet y de Elektra son comparables y representan el 50% y 43%, respectivamente, de las transacciones de compra en el MM. Ambas empresas son marcadamente mayores que Edechi, cuyas transacciones solamente representaron el 7% de los compras efectuadas en el MM (véase de nuevo el cuadro 21).

Cuadro 21

PANAMÁ: PARTICIPACIÓN DE LAS DISTRIBUIDORAS EN EL
MERCADO MAYORISTA DURANTE EL AÑO 2000

Mercado	Total		Total		Elektra		Chiriquí	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Total	4 735	100	2 375	100	2 026	100	335	100
Contratos	4 062	86	2 222	94	1 566	77	274	82
Ocasión	673	14	153	6	460	23	60	18
	Participación porcentual (%)							
	100		50		43		7	

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por ETESA.

2. Estructura sectorial de la demanda y estrategias generales de atención de los mercados

En el ámbito de los mercados en sus zonas de concesión, las estrategias de las distribuidoras han estado diseñadas en función de la estructura sectorial, así como de las diferentes categorías de consumidores, de los niveles de potencia demandada, de los niveles de tensión de la conexión, y de las características de la medición, lo que en conjunto determina la densidad de carga eléctrica. Los mercados eléctricos centroamericanos están compuestos en su mayor parte por clientes residenciales conectados en baja tensión, y por usuarios comerciales e industriales conectados en redes de distribución de media tensión. De acuerdo con los niveles de densidad de carga eléctrica, en El Salvador, Guatemala y Panamá pueden identificarse empresas con dedicación tanto al servicio en áreas de alta densidad (lo que incluye a las metrópolis y principales centros urbanos), como en áreas de baja densidad. Por el contrario, en Nicaragua las dos distribuidoras existentes tienen densidad media, lo que incluye mercados urbanos y rurales.

En cuanto a la expansión de las redes y los servicios de distribución, se identifican algunas grandes líneas de acción. En el segmento de los Grandes Consumidores, las acciones que ponen en práctica las distribuidoras tienen el objetivo de conservar e incluso ampliar la participación en dicho segmento; con ese propósito, además de la calidad, deben ofrecer tarifas más bajas y asesoría a los clientes para un mejor uso de las instalaciones. En los mercados minoristas, las ampliaciones y mejoras en las instalaciones y los servicios tienen el objetivo de cumplir con los estándares de la calidad del servicio, lo cual es supervisado por los entes reguladores. En las zonas de baja densidad, las estrategias estarían determinadas por los programas de electrificación rural que promueven y ejecutan los Estados. Adicionalmente, en tres países las empresas deben tener en cuenta la obligatoriedad de ampliación de las redes de

distribución a petición de los usuarios. A continuación se presenta un perfil general de los clientes atendidos por las principales distribuidoras.

a) El Salvador

No se dispone de información sobre los consumos sectoriales, contabilización que no es de mayor interés para los propósitos del regulador, dado que las tarifas se definen de acuerdo con niveles de tensión y demanda. Se espera que en el futuro se recopile nuevamente esta información, para propósitos de formulación de políticas, tarea que ha retomado el gobierno a partir de 2001.⁴² De acuerdo con la situación prevaleciente en 1998, el sector residencial fue el mayoritario (36%), seguido por el industrial (30%) y el comercial (18%). Los sectores diversos representaron el 16% (véase el cuadro 22). Las ventas por categoría tarifaria, conforme la estructura de los nuevos pliegos, complementan el panorama de los consumos (véase el cuadro 23).

En todas las empresas distribuidoras, más del 99% de los usuarios corresponden a la categoría pequeñas demandas (PD), donde prevalecen los usuarios residenciales así como otros sectores de menor consumo conectados a la red de baja tensión (véase el cuadro 23). La venta de energía en este nivel de tensión constituye alrededor del 46% de las ventas en el caso de las empresas metropolitanas (CAESS y Del Sur), y alcanza hasta el 72%, en el caso de empresas que sirven zonas rurales (EEO). Aun así, y pese al relativamente reducido número de usuarios con suministro en media tensión (MT), los consumos de medianas demandas (MD) y grandes demandas (GD) en MT llegan a representar el 54% de la energía facturada en kWh por las distribuidoras, situación que pone en evidencia la importancia de los consumos de los Grandes Consumidores de los sectores comercial, servicios e industria, los que serán la base para la futura actividad de los comercializadores.

Cuadro 22

EL SALVADOR: DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DEL CONSUMO EN EL PERÍODO, 1990-1998

(GWh)

Año	Total	Residencial	Comercial	Industrial	Otros
1990	1 828.3	651.4	277.0	569.7	330.2
1998	3 375.1	119.9	599.2	1 027.5	549.4
Porcentajes					
1990	100	36	15	31	18
1998	100	36	18	30	16

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por CEL.

⁴² Estas funciones recaen en la recién creada Dirección de Electricidad del Ministerio de Economía.

Cuadro 23

DISTRIBUCIÓN DE USUARIOS Y ENERGÍA POR CATEGORÍA TARIFARIA EN EL SALVADOR, 2000

Distribuidor categoría	CAESS		Del Sur		CLESA		EEO	
	Usuarios	Energía	Usuarios	Energía	Usuarios	Energía	Usuarios	Energía
Baja tensión								
I. Pequeñas demandas	99.3	46.2	99.1	46.1	99.6	50.2	99.7	71.9
II. Medianas demandas	0.3	3.6	0.3	3.7	0.1	1.8	0.0	0.6
II. Grandes demandas								
Media tensión								
I. Medianas demandas	0.1	1.7	0.2	3.6	0.2	5.7	0.2	10.3
II. Grandes demandas	0.3	48.2	0.2	46.2	0.2	42.3	0.1	17.5
Total	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
	99.3	46.2	99.1	46.1	99.6	50.2	99.7	71.9

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por SIGET.

Nota: La energía corresponde a los kWh facturados. No incluidos los consumos de servicios especiales.

b) Guatemala

Con respecto a los consumos sectoriales, la EEGSA (y su filial comercializadora) atiende la zona con mayor demanda industrial. Durante 2000, los sectores industrial, comercial y residencial representaron 39%, 30% y 21%, respectivamente, de las ventas al consumidor final en dicha zona (véase el cuadro 24). Esa situación explica la estrategia empresarial observada, que ha dejado en manos de su propia comercializadora la atención de los Grandes Consumidores. En el caso de Deocsa y Deorsa, la estructura sectorial de sus mercados muestra un neto predominio de la demanda residencial y comercial (véase de nuevo el cuadro 24).

Cuadro 24

GUATEMALA: CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2000

	Total			Deocsa			Deorsa			EEGSA		
	Usuarios	MWh	%	Usuarios	MWh	%	Usuarios	MWh	%	Usuarios	MWh	%
	(miles)			(miles)			(miles)			(miles)		
Total	1 422.3	3 560 800	100	530.3	579 800	100	282.9	438 200	100	609.1	2 542 800	100
Residencial	1 233.7	1 558 300	44	483.5	350 400	60	252.9	228 000	52	497.4	979 900	39
Comercial	128.7	922 900	26	1.7	79 600	14	22.7	75 000	17	104.3	768 300	30
Industrial	6.3	697 300	20	3.2	82 000	14	0.7	73 000	17	2.4	542 300	21
Otros	53.6	382 300	11	41.9	67 800	12	6.7	62 200	14	5.0	252 300	10

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por la CNEE y la Dirección de Energía del MEM.

Nota: No se incluyen las empresas eléctricas municipales.

No fue posible llevar a cabo un análisis del mercado conforme a los niveles de tensión de los suministros y de las categorías establecidas. La CNEE no cuenta con suficientes registros de información de las distribuidoras, especialmente de la EEGSA. Esta situación escapa a las prácticas corrientes de los distribuidoras en cuanto a la información que se debe proporcionar a las instancias regulatorias.

c) Nicaragua

En cuanto a consumos sectoriales, durante 2000 el residencial representó el 30% y los sectores comercial e industrial participaron con 23% cada uno (véase el cuadro 25). En cuanto a los sectores diversos, debe señalarse que el mayor consumo es el relacionado con los usos agrícolas para irrigación y el bombeo para servicios de agua, que en conjunto representaron el 17% de las ventas de electricidad. En el cuadro 26 se muestra un resumen de las participaciones porcentuales por niveles de tensión.

Cuadro 25

NICARAGUA: CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2000

	Total			Disnorte			Dissur		
	Usuarios	MWh (miles)	%	Usuarios	MWh (miles)	%	Usuarios	MWh (miles)	%
Total	434.5	1 504 789	100	228.4	800 402	100	206.2	704 387	100
Residencial	406.4	446 366	30	213.4	228 211	29	193.0	218 155	31
Comercial	18.7	352 651	23	9.6	209 072	26	9.1	143 579	20
Industrial	4.7	339 173	23	2.6	178 259	22	2.1	160 915	23
Otros	4.8	366 598	24	2.8	184 861	23	2.0	181 737	26

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por el INE.

Cuadro 26

NICARAGUA: DISTRIBUCIÓN DE USUARIOS Y CONSUMO FACTURADO POR NIVEL DE CONSUMO DURANTE EL AÑO 2000 (%)

Categoría	Total		Disnorte		Dissur		Aislado	
	Usuarios	Energía	Usuarios	Energía	Usuarios	Energía	Usuarios	Energía
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Baja tensión								
Pequeñas demandas	98.00	44.03	97.79	42.39	98.06	43.76	100.00	100.00
Medianas demandas a/	1.75	22.98	1.95	26.00	1.68	20.43	0.00	0.00
Media tensión								
Medianas demandas b/	0.23	29.72	0.23	27.94	0.24	32.87	0.00	0.00
Grandes demandas c/	0.02	3.27	0.02	3.67	0.02	2.93	0.00	0.00

Fuente: INE y elaboración propia.

Notas: a/: hasta 25 kW; b/: hasta 200 kW; c/: más de 200 kW.

Cuadro 27

PANAMÁ: CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA
DURANTE EL AÑO 2000

	Total		Edemet		Elecktra		Chiriquí	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Total	3 796 228	100	1 926 873	100	1 553 950	220.6104	315 405	100
Residencial	1 117 524	29	538 249	28	475 870	67.6	103 405	33
Comercial	1 568 268	41	888 828	46	560 440	79.6	119 000	38
Industrial	503 755	13	164 831	9	290 370	41.2	48 554	15
Otros	606 681	16	334 965	17	227 270	32.3	44 446	14
Participación porcentual (%)								
	100		51		41		8	

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por el ERSP.

No se contó con información detallada referente a los usuarios por niveles de consumo y tensión y empresa distribuidora. Durante 2001 el ente regulador emitió las disposiciones pertinentes sobre la información periódica que los agentes deberán reportar.

3. La comercialización de electricidad y la competencia por el Mercado de Grandes Consumidores

Solamente los marcos reguladores de El Salvador y Guatemala consideran la comercialización como actividad independiente. En Nicaragua y Panamá se reconoce dicha actividad, pero incluida dentro de las actividades de los agentes distribuidores (englobando las relaciones con los clientes finales) y productores.

En Guatemala, el surgimiento de comercializadoras ha posibilitado el inicio de la competencia por el Mercado de los Grandes Consumidores, situación que podría repetirse también en El Salvador. En los dos países referidos se aprecia la respuesta temprana de las distribuidoras ante la amenaza de perder participación en el segmento de mercado referido. Esas empresas han implementado estrategias para retener a sus Grandes Consumidores, basadas en la atención personalizada del usuario, un mejor precio y la prestación de servicios complementarios, los que incluyen el asesoramiento referente a los niveles de tensión recomendables en sus instalaciones, la mejora de los factores de potencia y de las perturbaciones que pudieran introducir en la red, así como la realización de proyectos que permitan mejorar la eficiencia en las instalaciones de los clientes.

a) El Salvador

i) Los comercializadores. A fines de 2000 la SIGET aprobó el reglamento para estos agentes; con todo, debe llamarse la atención en el sentido de que a mediados de 2001 todavía no se reportaban transacciones de comercializadores independientes.⁴³

Sobre la labor de comercialización realizada por las distribuidoras, destacan dos procedimientos complementarios ya referidos. Por un lado, ofrecen a los clientes servicios adicionales orientados a solucionar algunos de sus problemas técnicos, y por otro, de ser necesario, ofrecen rebajas de los precios establecidos en los pliegos. Los usuarios prefieren permanecer cautivos de un distribuidor que les brinda estas ventajas, en lugar de exponerse a celebrar un contrato en un mercado cuyas reglas probablemente desconozcan, con los riesgos que ello puede acarrear para sus costos y actividades.

En el caso de usuarios residenciales, la existencia y el efecto de los subsidios imposibilitan la competencia en dicho segmento, ya que las distribuidoras ofrecen precios con los cuales un comercializador no podría competir.

ii) Los Grandes Consumidores (GC). No obstante la aparente libertad otorgada por el marco regulador y la carencia de requisitos de capacidad para calificar como GC, el surgimiento de este segmento del mercado ha sido lento. Hasta 2000 solamente habían surgido tres (ANDA, Sicepasa y Cesa), los cuales representaban 4.1% (201.7 GWh) del mercado nacional. Debe aclararse que en el caso de ANDA, este usuario se ha beneficiado de un subsidio tarifario otorgado por el Estado y ha suscrito contratos de suministro con la CEL, por lo que no puede ser tipificado como un gran usuario representativo.

iii) El nivel de la competencia. Puede apreciarse un panorama de escasa competencia, al cual también han contribuido las condiciones particulares del sistema salvadoreño, ya que con excepción de los pocos usuarios conectados en voltajes de transmisión (115 kV o mayor), el resto de los clientes debe enfrentar otras dificultades para escoger su propio suministro. Independientemente de las restricciones que podrían significar las tarifas por uso de líneas de distribución y las reglas comerciales (principalmente, los sistemas de medición), el problema parece tener un origen estructural. Precisamente, el alto margen de libertad concedido por la ley marco a los agentes económicos, en la práctica sólo puede ser alcanzado por aquellos que tienen un tamaño apreciable. Este efecto se ha observado tanto del lado de la oferta como de la demanda. A continuación se resumen algunos hechos.

1) Pocos productores. De un sistema de oferente único, se evolucionó básicamente a un sistema de dos actores: las empresas desmembradas de CEL y las plantas del productor Duke.⁴⁴ A éstas habría que sumar las comercializadoras guatemaltecas y un pequeño mercado minorista formado por los excedentes de los autoprodutores, ambos con destino único en las distribuidoras. Respecto de la CEL, debe mencionarse que hasta la fecha su actuación

⁴³ Durante el segundo semestre de 2001 se reportaron transacciones de dos agentes comercializadores filiales de las empresas productoras CEL y Gesal.

⁴⁴ Véase CEPAL, *Evolución reciente y desafíos de los mercados mayoristas de El Salvador, Guatemala y Panamá*, (LC/MEX/L.483), 23 de julio de 2001.

dentro del mercado pudo haber tenido el objetivo de amortiguar las variaciones y alzas de precios, situación que no es posible asegurar, dado que los contratos a término de compraventa de energía no son públicos y tienen carácter confidencial. En cuanto a sus labores de comercialización, éstas se han centralizado también en mercados específicos que pueden catalogarse como nichos naturales, como es el caso del suministro para la empresa estatal de agua potable (ANDA).

Con relación al productor Duke, deben destacarse las importantes inversiones hechas por esta empresa, situación que lo perfila como un importante actor regional.⁴⁵ No obstante, no deben descartarse futuros procesos de alianzas y fusiones, sobre todo teniendo presente que por lo general disposiciones de ese tipo son el resultado de decisiones corporativas tomadas en las casas matrices, las que generalmente obedecen a rearrreglos de los portafolios de inversión o bien, al cumplimiento de mandatos de las autoridades que velan por la competencia en sus países de origen.⁴⁶

2) Fusión de las distribuidoras. De un estado inicial de seis distribuidoras, la estrategia de fusiones ha desembocado en un actor dominante (AES), que controló en 2000 a cuatro distribuidoras y 76% del Mercado Regulado salvadoreño. Bajo esas condiciones parece difícil que emerja una comercializadora independiente. Más bien podrían darse pasos para segmentar el mercado y para profundizar la reintegración.⁴⁷

⁴⁵ En dos años (2000-2001), la subsidiaria Duke *Energy Internacional* de El Salvador ha invertido 235 millones de dólares, con lo cual ha logrado instalar un total de 340 megavatios, lo que incluye la rehabilitación de los planteles de Acajutla, Soyapango y San Miguel, que anteriormente pertenecieron a la CEL. Además, en noviembre de 2001 Duke anunció la adquisición de los planteles de *Constellation* en Guatemala (167 MW instalados) y en enero de 2002 inició la construcción de un nuevo proyecto termoeléctrico (165 MW), denominado Arizona, ubicado en los alrededores de Puerto Quetzal, Guatemala (*La Prensa Gráfica*, 7 de diciembre de 2001 y *Siglo XXI*, del 10 de enero de 2002).

⁴⁶ Los procesos de fusiones y adquisiciones en la industria eléctrica empiezan a tener implicaciones en los países centroamericanos, siendo los casos más significativos los siguientes. 1) Por decisión de sus accionistas, *Constellation* habría anunciado hace dos años la directriz de vender una parte de sus activos e inversiones externas, entre éstos las plantas de generación en Guatemala (adquiridas por Duke). Quedaría pendiente la posible venta de los intereses de esa transnacional en Panamá (la distribuidora Elektra Noreste). 2) Luego de la fusión de El Paso y Coastal, también se mencionó la posibilidad de venta de algunos activos de esas corporaciones. En los países centroamericanos, Coastal posee centrales en tres países (El Salvador, Nicaragua y Guatemala, en este último en sociedad con la también estadounidense Tampa). 3) En el caso de Enron (con centrales en Guatemala, Nicaragua y Panamá), por afrontar una bancarrota esta empresa podría vender sus activos en América Latina. 4) La adquisición de Electricidad de Caracas por AES y las implicaciones que esto trajo a la reintegración horizontal de la distribución comentada en el presente documento.

⁴⁷ Por ejemplo, la continuación del proceso de reintegración horizontal, con una probable adquisición de la distribuidora faltante (Del Sur). Durante 2001 AES también compró una posición mayoritaria de las acciones de la pequeña distribuidora De Matheu.

b) Guatemala

i) Los comercializadores. A fines de 2000 operaban ocho comercializadoras, entre las que destacaba por el volumen de transacciones Comegsa (filial del corporativo EEGSA), Poliwatt (del grupo Enron) y CECSA. Las tres realizan transacciones en el mercado salvadoreño, pero sólo la primera tiene una vasta cartera de usuarios finales.

Las comercializadoras no han podido incursionar en las áreas de influencia de Deorsa y Deocsa, situación que se explica por las favorables tarifas que tienen esas empresas, derivadas del suministro barato que les proporciona el INDE. Por otra parte, el menor número de Grandes Consumidores, su reducida demanda y su alta dispersión, son factores que dificultan el surgimiento de competencia por este segmento de mercado. Así, Deorsa y Deocsa no han tenido que esforzarse para conservar a sus Grandes Consumidores.

En el área de concesión de EEGSA la situación es diferente, ya que el segmento de los Grandes Consumidores es significativamente más alto y concentrado. Además, los contratos PPA que posee esa distribuidora no le permiten ofrecer tarifas atractivas a sus Grandes Consumidores. Esa situación motivó a estos agentes a contratar directamente el suministro eléctrico, con lo cual evitan el *pass through* de los costos de los PPA y acceden a energía más barata. Frente a esta situación, la EEGSA creó su propia empresa comercializadora, ya que ese mecanismo le permite ofrecer mejores precios (por debajo de los pliegos autorizados por la CNEE) y retener a sus Grandes Consumidores, manteniendo presencia dentro de ese importante sector del mercado. Es interesante analizar la estrategia del distribuidor, ya que le ha permitido mantener las rentas al grupo corporativo; aun así, ello se ha traducido en reducción de sus utilidades en su giro netamente distribuidor.⁴⁸

ii) Los Grandes Consumidores. Como ya se dijo, los Grandes Consumidores en su mayor parte se encuentran concentrados en el área de concesión de la EEGSA. Su número ha registrado un continuo incremento: eran siete en 1998, que demandaron 1.5% de la energía comercializada en el Mercado Mayorista; 17 en 1999 (2.3%, 118.5 GWh), y 15 en 2000 (2.8%, 165.8 GWh).

En su mayoría, los Grandes Consumidores referidos han realizado sus transacciones en el mercado a término; las efectuadas en el *spot* representaron una parte marginal (alrededor del 2% de ese mercado en 1999 y 5.7% en 2000). Los contratos a término son acuerdos bilaterales privados, no son de dominio público, por lo cual las condiciones de precio y de abastecimiento no están disponibles para su análisis. Adicionalmente, se encuentran registrados alrededor de 180

⁴⁸ Puede apreciarse la lógica de la optimización de portafolios. El mercado de distribución netamente minorista constituye un mercado regulado, en el cual por ley las utilidades y los retornos deben ser similares a los de negocios con riesgo similar, de acuerdo con los criterios del regulador. El segmento de los Grandes Consumidores tiene como atractivo su alta liquidez y la mayor facilidad para compartir los riesgos entre los agentes. El conocimiento del mercado y los servicios de atención a clientes son una ventaja natural de las distribuidoras para el posicionamiento en dicho mercado. De esa forma, el corporativo podría mejorar sus utilidades separando las actividades de ventas a grandes usuarios (comercialización) y de distribución minorista.

Grandes Consumidores (con demanda mayor de 100 kW), los que son servidos por los comercializadores.

El surgimiento del segmento de los Grandes Consumidores ha sido posible tanto por existir industrias de mayor tamaño, como por el hecho de que el nivel de transmisión del país es de 69 kV, al cual se puede tener acceso más fácilmente. Con todo, teniendo en cuenta el tamaño del sector industrial del país, puede afirmarse que el volumen de las compras directas hechas por estos agentes es limitada, lo cual obedecería a la captura de ese mercado por parte de Comegsa y de las distribuidoras Deorsa y Deocsa, por las razones ya apuntadas. Como justificación de la anterior aseveración se citan dos argumentos: 1) las compras directas de Grandes Consumidores son mayores en El Salvador, aunque este país reporta un menor consumo industrial, y 2) los grandes usuarios del servicio de agua ⁴⁹ no participan en compras directas, lo cual sí se dio desde un inicio en El Salvador. El relativo alto número de Grandes Consumidores (180) podría favorecer en el futuro el surgimiento de nuevos comercializadores independientes.

iii) El nivel de la competencia. En este país se ha observado en general una mayor dinámica y competencia entre los agentes, la cual es más visible en el segmento de la producción. Desde la perspectiva de los agentes consumidores, dicha dinámica parece estar llegando a un nivel de saturación temporal, explicado por: 1) la sobrecontratación de las distribuidoras, tanto por los PPA como por las contrataciones de derivadas de la tarifa social efectuadas durante 2001, y 2) el posicionamiento de las comercializadoras (principalmente Comegsa) en el Mercado de los Grandes Consumidores.

c) **Nicaragua**

No se reportan transacciones directas de los Grandes Consumidores, lo cual se explica por el reciente inicio de operaciones del Mercado Mayorista y la aprobación de la reglamentación correspondiente. A mediados de 2001 dos agentes habían comenzado gestiones de inscripción. ⁵⁰ El límite contemplado en la ley para un gran consumidor es de 2 000 kW, y se permite la asociación de usuarios, aunque la primera opción de suministro se reserva para la distribuidora. No está contemplada la comercialización como actividad separada. Esas condiciones permiten pronosticar una dinámica lenta tanto en el surgimiento del segmento de los Grandes Consumidores como en los niveles de competencia.

d) **Panamá**

Las normas vigentes en Panamá indican que los Grandes Consumidores pueden acceder a la compra de su abastecimiento de energía y potencia en el mercado a través de un contrato, cuando tienen una potencia superior a 500 kW, umbral que puede ser reducido por el ERSP. Hasta mediados de 2001, muy pocas empresas se habían acogido al régimen de Grandes

⁴⁹ La Empresa Municipal de Aguas (Empagua) en la ciudad de Guatemala, así como varias empresas municipales y privadas de agua que operan en el país.

⁵⁰ La Empresa Nicaragüense de Acueductos y Alcantarillados (Enacal) y Triton Minera.

Consumidores.⁵¹ Se estima que sólo alrededor de 100 clientes superan el umbral actual (500 kW). Durante el período de transición definido en la ley (1998-2002), las distribuidoras del país han tenido una seguridad mayor en cuanto a la conservación de su mercado inicial, lo cual es un elemento importante por el grado de certeza y estabilidad, ya que garantiza los ingresos y la distribución de los costos en los contratos de abastecimiento entre los clientes. Con posterioridad al 2002, el ERSP podría autorizar una reducción del umbral para calificar como gran consumidor.⁵² Al igual que Nicaragua, en Panamá la distribución incluye la comercialización y no se introduce la figura de la empresa comercializadora, dedicada a la compraventa de energía y potencia en bloque.

4. Los precios a los usuarios regulados

La evolución que se ha observado en las tarifas reguladas ha sido el resultado de los factores referidos en el capítulo II. Los precios internacionales de los derivados del petróleo constituyen la variable exógena que ha tenido mayor impacto en las tarifas al consumidor final. La incidencia está en función del grado de dependencia de los países a la generación a partir de derivados del petróleo; por ejemplo, durante 2000 esa fuente representó los siguientes porcentajes de la producción de electricidad: 84.6% en Nicaragua, 43.2% en Guatemala,⁵³ 42.4% en El Salvador y 29% en Panamá.

Sobre la tendencia de precios de los derivados petroleros, obsérvese el caso del búnker C, que en promedio creció a tasas de 12% y 14% en 1995 y 1996, disminuyó 8% y 25% en 1997 y 1998, respectivamente, y tocó mínimos históricos en los primeros meses de 1999,⁵⁴ como consecuencia de una serie de eventos (el más importante de ellos fue la reducción de la demanda luego de la crisis asiática). Los precios empezaron a recuperarse a partir del segundo trimestre de 1999, y alcanzaron niveles máximos en el tercer trimestre de 2000.⁵⁵ En promedio, los años 1999-2001 registraron variaciones de +27%, +70% y -6%. De esa forma, durante los años 1996-1998 el impacto fue nulo e incluso habría favorecido a la transición y puesta en vigencia de los nuevos regímenes tarifarios, situación que se revirtió a partir del segundo trimestre de 1999.

⁵¹ Durante 2001 solamente dos industrias (las cementeras Cemex y Cempa) reportan compras directas en el mercado mayorista. Adicionalmente, las cervecerías Nacional y del Barú también se han acogido al régimen de Grandes Consumidores.

⁵² Durante 2001, el ERSP convocó a una audiencia pública para analizar el régimen tarifario, en la que se incluyó el tema de los Grandes Consumidores. Se consideraba una propuesta que entraría en funcionamiento del 1 de julio al 31 de diciembre de 2002, por lo que se bajaría el umbral de 500 a 450 kW, y tres reducciones posteriores, hasta llegar a 100 kW a partir el 1 de enero de 2005. De esa forma, totalizarían alrededor de 1 200 las empresas que calificarían como Grandes Consumidores.

⁵³ Esa cifra no incluye la producción a base de carbón (9.2%). Alrededor del 13.9% de la producción (casi toda termoeléctrica) fue exportada hacia El Salvador. De esa cuenta, la dependencia petrolera fue menor en Guatemala y mayor en El Salvador.

⁵⁴ El crudo marcador Brent y el búnker de alto contenido de azufre (3%) registraron sus precios mínimos en diciembre de 1998 (9.64 y 5.88 dólares/barril, respectivamente). El búnker de bajo contenido de azufre (1%) presentó su menor precio en febrero de 1999 (8.35 dólares/barril). Los precios corresponden al mercado de la costa del golfo de los Estados Unidos.

⁵⁵ El búnker (1%) reportó un precio de 34.25 dólares/barril en septiembre de 2000.

Otros factores que han tenido incidencia son los siguientes: en El Salvador, las estrategias de fijación de las ofertas de venta y compra de energía por los agentes del Mercado Mayorista; en Guatemala, las fórmulas de escalación de precios de los contratos PPA y la migración de grandes clientes al Mercado Mayorista (en forma directa o por medio de los comercializadores), y en Panamá, las consignas de operación, que podrían haber inducido a una mayor apreciación del valor del recurso hídrico de los embalses. Estos temas han sido tratados con mayor amplitud en otros documentos,⁵⁶ por lo cual sólo se citan de manera general. En cuanto a variables macroeconómicas, el deslizamiento de la moneda y la inflación han sido importantes en Guatemala y Nicaragua,⁵⁷ y de significación menor o nula en El Salvador y Panamá.⁵⁸

A continuación se presenta un resumen, por país, de la evolución que se ha observado en las tarifas reguladas.

Con fines comparativos, en todos los casos se han incluido datos iniciales para los años 1996 y 1997, los que corresponden a las tarifas promedio que aplicaron las distribuidoras estatales durante los años referidos. No se presenta el mismo nivel de desagregación en todos los países, dado que en algunos casos los entes reguladores todavía no contaban con reportes y sistemas de información detallados. En ningún caso los precios promedio incluyen impuestos ni tasas municipales. En Guatemala, Nicaragua y Panamá, los precios promedio corresponden a la facturación promedio neta, la que incluye los descuentos por subsidios. Es conveniente recordar que en los dos primeros países estos descuentos son significativos, principalmente en las tarifas de bajos consumos. En Panamá los subsidios no son significativos. En El Salvador, los precios promedio corresponden a los pliegos tarifarios vigentes, por lo que dichos valores no incluyen los subsidios. Se estima que durante 2000 el precio promedio pagado por los usuarios residenciales salvadoreños fue menor en 4 centavos de dólar por kWh. Teniendo en cuenta las observaciones anteriores, con fines comparativos, el cuadro 28 y el gráfico 4 muestran la evolución de las tarifas promedio del sector residencial en los cuatro países analizados. No se han incluido comparaciones en otros sectores de consumo o a nivel de tarifas por niveles de tensión y demanda, dado que no se contó con información completa en todos los países.

⁵⁶ Véase: 1) CEPAL, *El mercado eléctrico regional: Contratos PPA en El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua* (LC/MEX/L.493), 18 de noviembre de 2001, y 2) CEPAL, *Evolución reciente y desafíos de los mercados mayoristas de electricidad en El Salvador, Guatemala, y Panamá* (LC/MEX/L.483), 23 de julio de 2001.

⁵⁷ En el período 1995-2000, las variaciones promedio anuales del IPC y del tipo de cambio fueron de 11.3% y 11% y 7.6% y 6% en Nicaragua y Guatemala, respectivamente.

⁵⁸ La variación promedio anual del IPC en el período 1995-2000 fue de 1.2% y 3.8% en Panamá y El Salvador, respectivamente.

Cuadro 28

EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA, PANAMÁ: EVOLUCIÓN DE
PRECIOS PROMEDIO DEL SECTOR RESIDENCIAL

(Dólares/kWh)

	1996	1997	1998	1999	2000
El Salvador	0.082	0.081	0.123	0.116	0.126
Guatemala	0.058	0.075	0.079	0.088	0.093
Nicaragua	0.096	0.105	0.111	0.106	0.108
Panamá	0.120	0.118	0.119	0.107	0.119

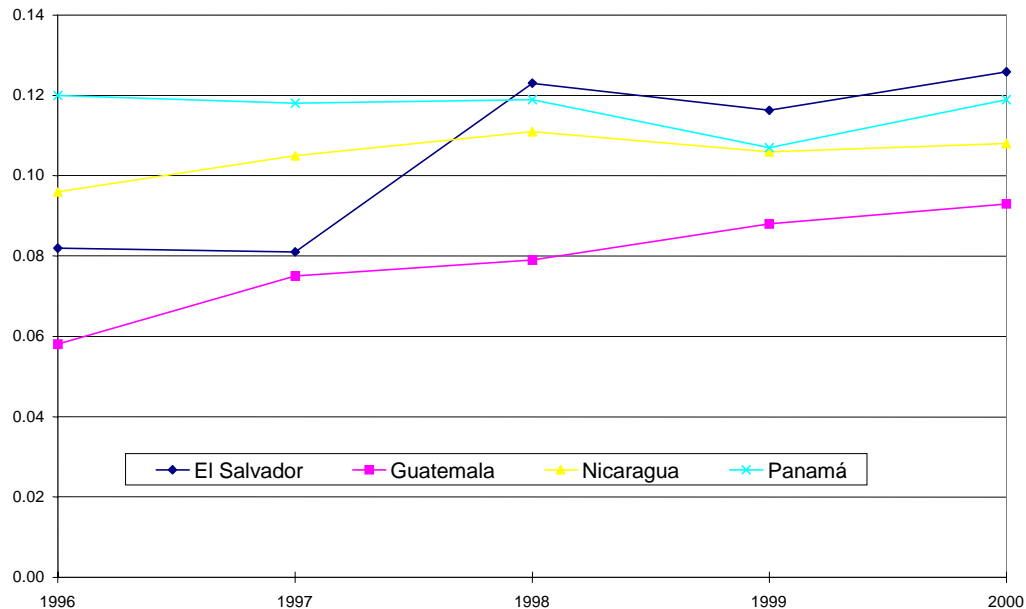
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y cálculos propios.

Nota: Para Guatemala las cifras corresponden a EEGSA sin tarifa social. En El Salvador no se incluyen los subsidios.

Gráfico 4

EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ: EVOLUCIÓN
DE LOS PRECIOS RESIDENCIALES

(Dólares/kWh)



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales y cálculos propios.

a) **El Salvador**

Un resumen de la evolución de las principales tarifas se aprecia en los gráficos 5, 6 y 7. Los dos primeros se refieren a las cuatro principales distribuidoras y muestran la evolución de las tarifas residenciales promedio y tarifas reguladas promedio, desde 1996 hasta el primer semestre de 2001. El gráfico 7 presenta la evolución de las tarifas promedio en baja y media tensión en la principal distribuidora (CAESS). En promedio, las ventas reguladas de las distribuidoras

salvadoreñas fueron de 0.121 dólares/kwh; el valor más alto correspondió a EEO (0.141 dólares/kwh) y el más bajo a CAESS. Esas diferencias se explican en función de la composición de la densidad de carga eléctrica: los valores más bajos son de las distribuidoras metropolitanas que presentan VAD más bajos, y mayor demanda en niveles de tensión medio y alto. De los resultados de esos gráficos se exponen los siguientes comentarios.

Gráfico 5

EL SALVADOR: EVOLUCIÓN DE TARIFAS RESIDENCIALES

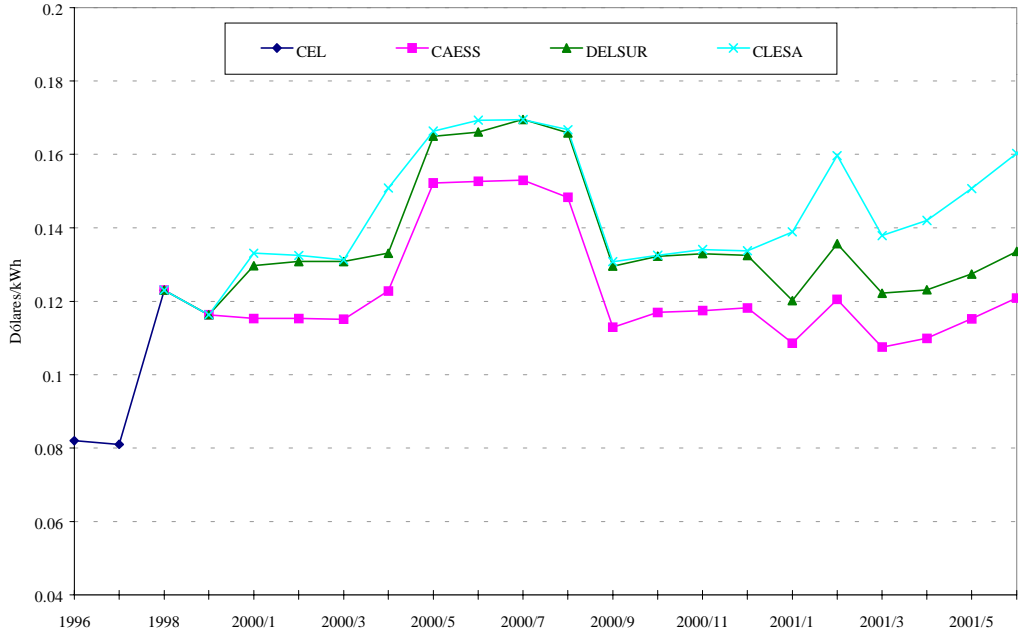


Gráfico 6

EL SALVADOR: EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS PROMEDIO DE LAS PRINCIPALES DISTRIBUIDORAS

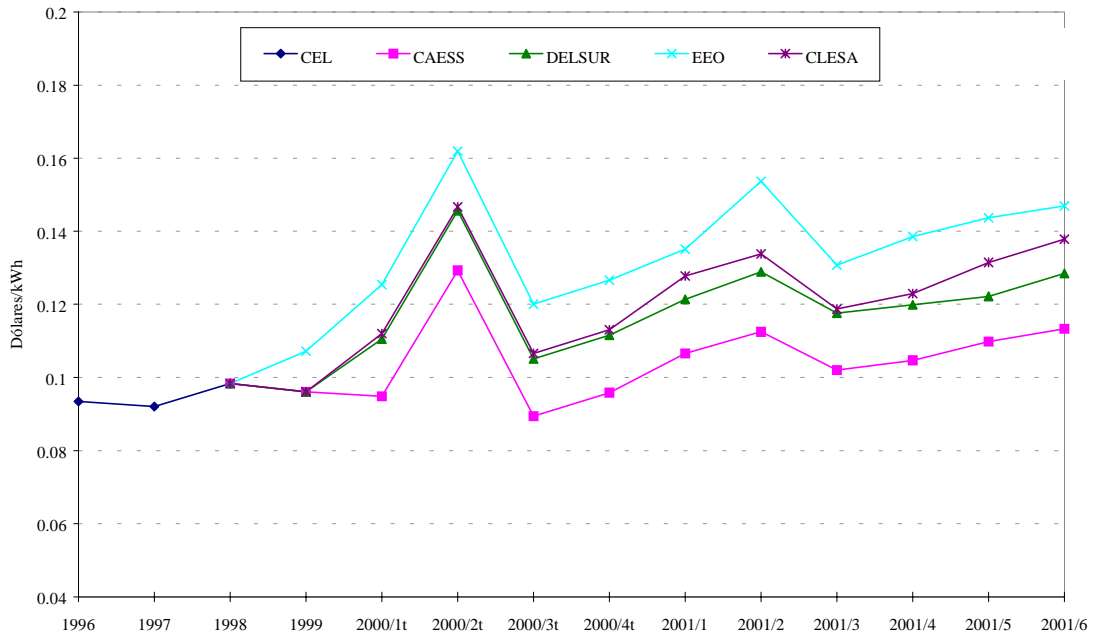
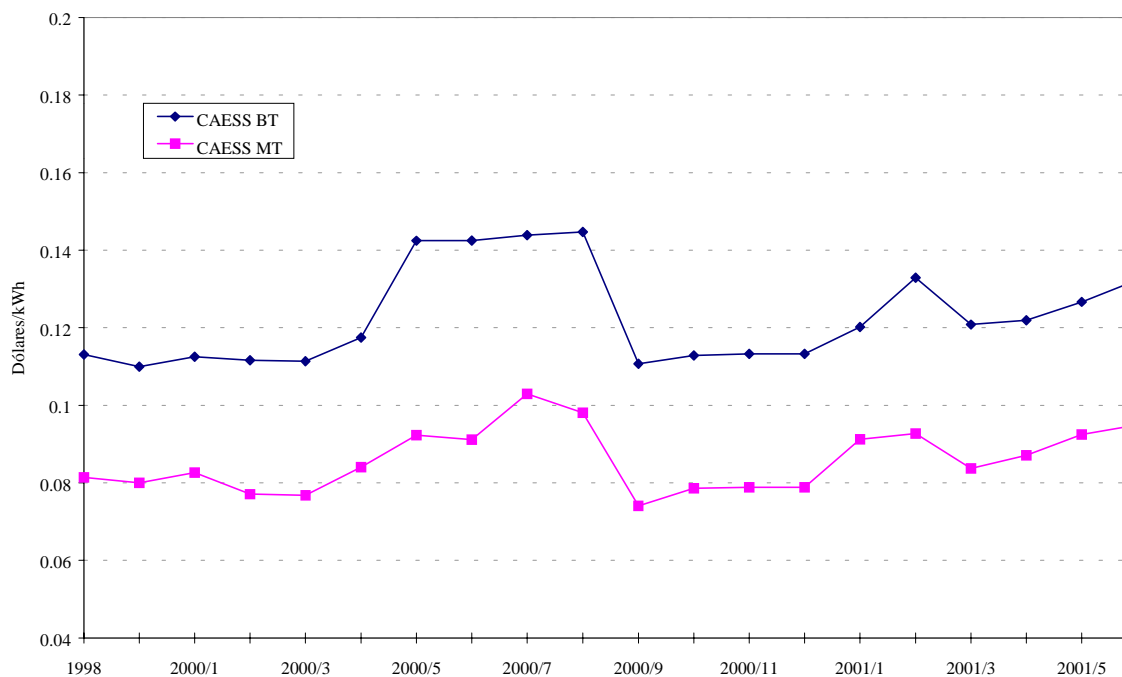


Gráfico 7

EL SALVADOR: EVOLUCIÓN DE TARIFAS A BAJA Y MEDIA TENSIÓN
DE LA DISTRIBUCIÓN PRINCIPAL



i) En todos los casos se aprecia una tendencia general al incremento de las tarifas, especialmente a partir de 2000 y una tendencia a cierta estabilización en el primer semestre de 2001. Asimismo, se detecta un pico en el tercer trimestre de 2000, producto del ajuste por las alzas extraordinarias que tuvo el MRS salvadoreño en el tercer trimestre de 2000.

ii) Como se dijo anteriormente, los subsidios han permitido aminorar la incidencia de las alzas tarifarias en los usuarios residenciales, principalmente en los de menor consumo. Se estima que las tarifas promedio pagadas por los usuarios de este sector fueron menores en 4 y 2.5 centavos de dólar/kwh, durante 2000 y 2001, respectivamente.

iii) Con el propósito de conocer si los incrementos en las tarifas habrían permitido a los agentes recaudar montos que cubrieran razonablemente los incrementos de la factura petrolera, se hicieron algunos cálculos y estimaciones específicas, cuyos resultados se resumen a continuación.

1) Se preparó un historial sobre el costo de la factura petrolera asociada a la industria eléctrica, lo que incluye una valorización del costo por combustibles correspondientes a las importaciones de energía. Lo anterior, conjuntamente con los precios promedio registrados en 1999 y 2000, permite hacer las comparaciones que se presentan en el cuadro 29.

2) Durante 2000, en promedio la producción termoeléctrica asociada habría representado sobrecostos de 52 millones de dólares en comparación con el año anterior, mientras

que los ajustes tarifarios permitieron a las distribuidoras recaudar alrededor de 52 millones de dólares más que en 1999. Esos ingresos cubren razonablemente los sobrecostos petroleros referidos, aunque algunas distribuidoras manifestaron que durante 2000 experimentaron reducciones de sus resultados financieros.⁵⁹ Este tema se retomará posteriormente en este capítulo, cuando se examinen los resultados financieros de las distribuidoras.

Cuadro 29

EL SALVADOR: COMPARACIÓN DE VENTAS DE LAS DISTRIBUIDORAS;
SUBSIDIOS Y FACTURA PETROLERA

	1999	2000
Precio promedio (dólares/ kWh)	0.1042	0.1145
Ventas reguladas (GWh)	3 279	3 436
Millones de dólares		
Ventas de distribuidoras a consumidores finales	342	393
Factura petrolera	52	104
Subsidio	50	58
Diferenciales:		
Ventas		52
Subsidio		8
Factura petrolera		52

Fuente: Datos oficiales y estimaciones propias.

3) Las condiciones de limitada competencia y el escaso margen de reserva habrían posibilitado a algunos agentes ejercer su poder de mercado. Las acciones de CEL en el mercado a término habrían permitido la reducción de los niveles de precios del MRS. En el corto plazo, la expansión de la oferta de generación (tanto a nivel nacional como por medio de la interconexión con Guatemala), la eliminación de la banda de protección del 10% en el MRS y la modificación a ajustes automáticos mensuales (en lugar de trimestrales) podrían disminuir las situaciones de posible ejercicio del poder del mercado.

b) Guatemala

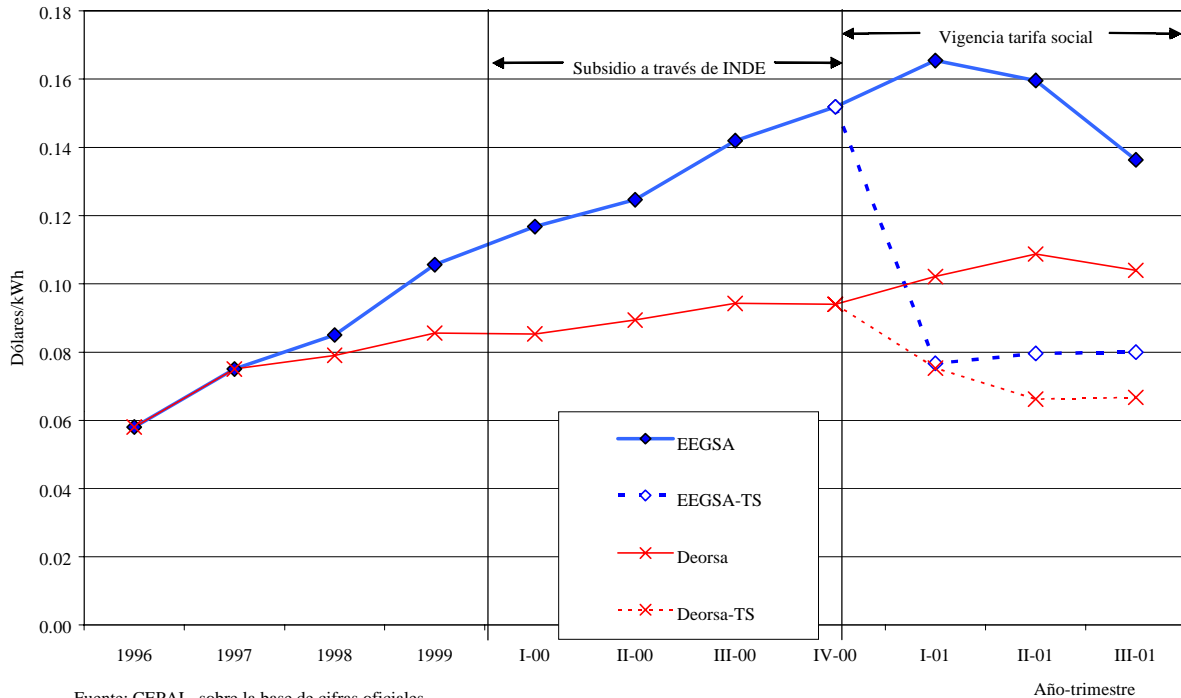
Un resumen de la evolución de las principales tarifas se ilustra en el gráfico 8, en donde aparecen la evolución promedio de las tarifas para dos grupos de usuarios de las tres principales distribuidoras: los clientes residenciales que han tenido subsidio y el resto de clientes minoristas

⁵⁹ La empresa CAESS en su informe del año 2000 manifiesta: "... En el año 2000, el Mercado Mayorista ofreció los precios más altos en la historia del país. La energía fue comprada para ser vendida a nuestros clientes, bajo regulaciones estrictas que no le permitieron a la empresa obtener los ingresos proyectados, debido a que dicho trimestre se compró a un precio mayor que el de su venta" (página 8, "Mensaje del Gerente General", *Reporte Anual 2000 de CAESS*).

en baja tensión (conectados a las redes de distribución secundarias). De estos resultados se comentan los siguientes aspectos:

Gráfico 8

GUATEMALA: EVOLUCIÓN DE TARIFAS EN BAJA TENSIÓN



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: TS: tarifa social. Los años 1996-1998, corresponden a la tarifa residencial.

i) La existencia de subsidios y posteriormente, a partir del segundo trimestre de 2001, la segmentación del mercado efectuada por medio de la tarifa social, no permite la visualización clara de las tendencias. Aun así, se advierte una tendencia alcista a partir del segundo trimestre de 2000 (cuando se eliminó el subsidio para consumidores en el rango de 301-650 kWh/mes).

ii) Hay una marcada diferencia de precios entre los dos grupos de usuarios, que llegó a ser hasta de 100% para la EEGSA durante el primer trimestre de 2001. Cabe observar también las menores tarifas para los usuarios de las otras dos empresas, lo que corresponde a lo establecido en los contratos de venta de energía que suscribió el INDE con Deorsa y Deocsa, como parte de los compromisos al privatizarlas. La vigencia de estos contratos abarca hasta 2003.

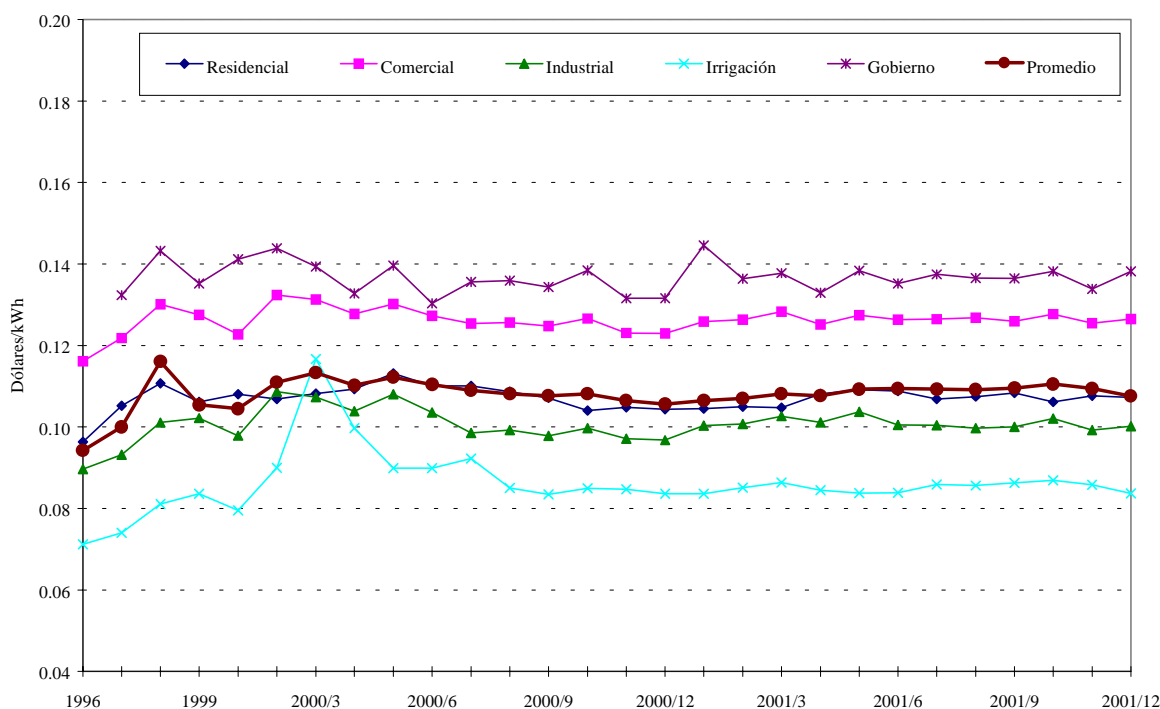
c) Nicaragua

Un resumen de la evolución de las principales tarifas se muestra en el gráfico 9. Valga recordar que los pliegos tarifarios son semejantes en ambas distribuidoras. La existencia de subsidios cruzados y el proceso de ordenamiento de las tarifas no permiten detectar tendencias en

cada tarifa particular. En el nivel general de todos los usuarios, las tarifas promedio anuales registradas en el período 1996-2000 fueron de 9.4, 10, 11.6, 10.5 y 10.9 centavos de dólares/kWh.

Gráfico 9

NICARAGUA: EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS PROMEDIO



Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por el INE.

d) Panamá

Un resumen de la evolución de las principales tarifas para cada una de las distribuidoras se presenta en los gráficos 10 y 11. El primero contiene los precios promedio pagados por los consumidores residenciales y el segundo los comerciales. De dichas tendencias se pueden formular los siguientes comentarios.

i) Se aprecia una disminución tarifaria a partir de la puesta en vigencia del nuevo marco regulador. Además de los bajos precios de los hidrocarburos durante 1996-1998, debe mencionarse que uno de los objetivos de la reforma eléctrica era el de bajar las tarifas, cuyos niveles se encontraban entre los más altos de la región.

ii) A partir de 2000 se registra una tendencia al alza, que resulta principalmente de los precios de los combustibles. Las variaciones y menor volatilidad de las tarifas obedecen a que disminuyó la dependencia de la producción termoeléctrica y a las razones ya apuntadas en los capítulos anteriores. Durante el período inicial de transición de cinco años, ETESA ha tenido un

rol determinante en la coordinación de las operaciones en el mercado a término, lo cual ha incluido licitaciones para la adquisición de potencia y energía. Los ajustes semestrales a los costos de la producción termoeléctrica y elevados aportes hídricos registrados en 1998 y 1999 también facilitaron la estabilidad y los menores aumentos de las tarifas durante 2000.

Gráfico 10

PANAMÁ: EVOLUCIÓN DE TARIFAS RESIDENCIALES

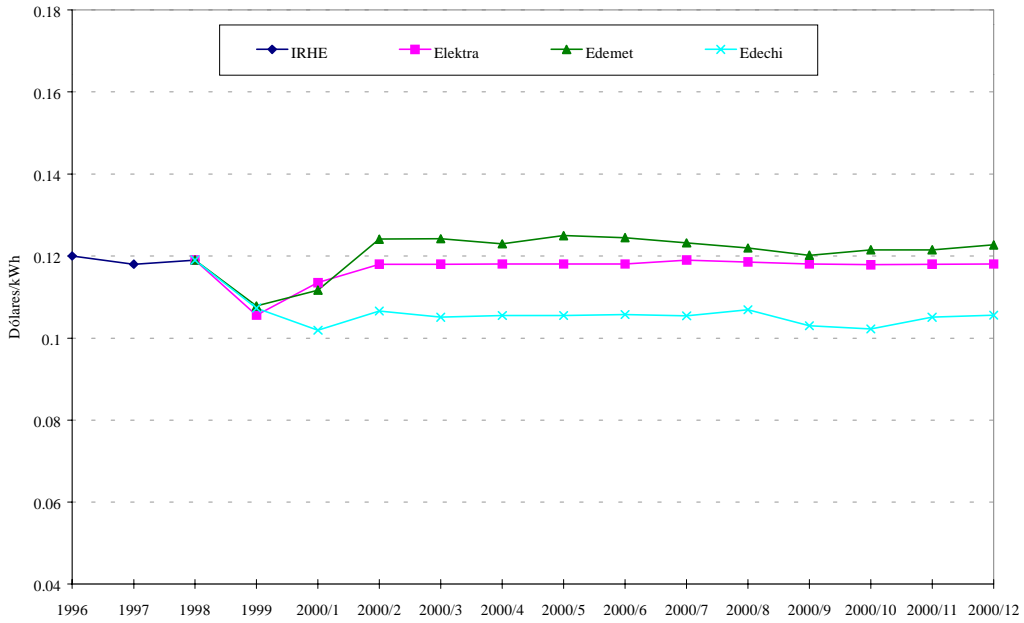


Gráfico 11

PANAMÁ: EVOLUCIÓN DE TARIFAS COMERCIALES



5. Electrificación rural e incremento de la cobertura del servicio

Los cuatro países presentan diferencias en cuanto a la dinámica y el grado de avance de los programas de electrificación rural y cobertura del servicio. El gráfico 12 resume la evolución del índice de electrificación en el período 1990-2000.

En todos los países se ha expresado el compromiso de los gobiernos para apoyar y financiar la electrificación social. En cuanto a las leyes marco de la industria eléctrica, el compromiso de la energización rural ha quedado más explícito en las legislaciones de Nicaragua y Panamá. En Guatemala se presenta un caso muy particular, ya que la prioridad de la electrificación se consagró en la constitución, y además, en los compromisos de la privatización de las distribuidoras se reservaron fondos que constituyeron el denominado Fideicomiso de Electrificación Rural.⁶⁰

El Salvador y Panamá registran un crecimiento continuo, a un ritmo semejante al observado en los años anteriores a la privatización. Esa dinámica 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 (incluyendo las franjas de obligatoriedad; véase el anexo), así como de la regularización de servicios anteriormente no medidos, que se reportaban dentro del rubro de las pérdidas. En Guatemala los avances provienen principalmente del mencionado fideicomiso de electrificación, esfuerzo que se enfoca a la conexión de nuevas poblaciones y regiones del interior del país. También han sido representativas las extensiones a usuarios ubicados en la franja de obligatoriedad, la regularización de servicios y la participación de otros sectores e instituciones.⁶¹ Por su parte, Nicaragua presenta una situación preocupante, con una disminución del índice de electrificación. La Comisión Nacional de Energía (CNE) ha elaborado programas de energización que se empezarán a ejecutar durante 2002.⁶² Debe mencionarse que han sido pocos o nulos los avances en la regularización de servicios por parte del nuevo operador de las distribuidoras privatizadas.

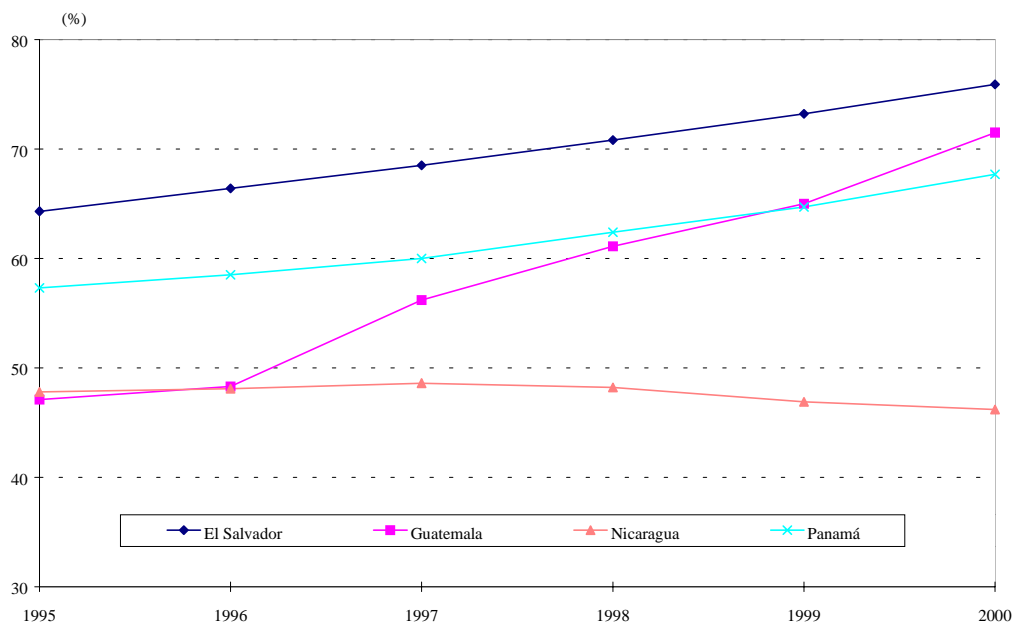
⁶⁰ Fideicomiso constituido por: a) el 100% del valor obtenido de la privatización de Deorsa y Deocsa (101 millones de dólares); b) parte de los ingresos obtenidos de la venta de la EEGSA, y c) fondos de préstamos para electrificación y otros recursos avalados por el Estado a través del INDE. El fideicomiso asciende a 333.6 millones de dólares, de los cuales 150.9 se destinan a obras de transmisión y 182.7 a electrificación. La meta especificada en el fideicomiso es la conexión de 280 639 nuevos usuarios en 2 633 comunidades y alrededor de 1.7 millones de habitantes beneficiados, todos ubicados en comunidades y poblaciones del interior, en todos los casos fuera de la franja de obligatoriedad. Las obras físicas pasarán a formar parte de los activos de las distribuidoras y de la empresa de transmisión del INDE, respectivamente.

⁶¹ El INDE ha continuado la ejecución de obras de electrificación rural, algunas de ellas en coordinación con otras oficinas estatales. Además, ha seguido siendo importante la participación de las municipalidades, las comunidades y algunas organizaciones no gubernamentales (ONG).

⁶² Con apoyo de cooperación internacional, el BID, NRECA y Preeica, han elaborado una estrategia para la electrificación de las áreas no concesionadas, en la que se propone la creación de polos, de desarrollo. Los primeros tres proyectos han sido seleccionados (Puerto Cabezas, Bluefields y el Triángulo Minero) y se encuentran avanzadas las gestiones para su financiamiento.

Gráfico 12

EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA, PANAMÁ: ÍNDICE DE ELECTRIFICACIÓN



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

6. La calidad del servicio

La etapa de control de la calidad está iniciándose, por lo cual todavía no se cuenta con indicadores confiables y objetivos sobre los progresos realizados en este campo. En general, en los casos del servicio de distribución en las regiones metropolitanas y principales centros urbanos, se tiene la percepción de que la calidad del servicio ha mejorado o por lo menos no ha sufrido deterioro. No ocurre igual en el servicio en zonas de menor densidad geográfica de carga y en zonas rurales, sobre todo en aquellas que requieren inversiones mayores para mejorar las condiciones de las instalaciones.

Los principales reclamos atendidos por los reguladores han sido los referentes a atención al cliente, especialmente en facturación y aplicación adecuada de las tarifas. Recientemente han surgido algunas discusiones en El Salvador referentes a los costos de cobranza de las facturas,⁶³ y en Guatemala con respecto a la interpretación de las fórmulas tarifarias y descuentos y

⁶³ Recientemente han surgido discusiones referentes a las comisiones de los bancos por cobro de servicios. Las distribuidoras consideraban que dichas comisiones no formaban parte de los cargos por comercialización (véase *La Prensa Gráfica*, 7 de febrero de 2002).

subsidios.⁶⁴ Con relación a la fiscalización de la calidad del servicio, algunos resultados que se pueden adelantar son los siguientes:

a) En El Salvador se han registrado importantes avances en cuanto a las mediciones y controles de fallas para la compensación a otorgar a los usuarios por deficiencias en el servicio. En 2000 y 2001 se pagó a los clientes montos de 1.3, 1.5 y 1.4 millones de dólares, respectivamente, en concepto de compensaciones. Las fallas reportadas por las distribuidoras y la energía no servida compensada se han venido incrementando, llegando a un número de alrededor de 25 000 fallas de 12.9 GWh durante el año 2001, cifra que podría ser reflejo de mejor control y supervisión por parte del regulador y no necesariamente un deterioro de la calidad.⁶⁵

b) En Guatemala, a partir de 2000 (julio de ese año para EEGSA y noviembre para Deorsa y Deocsa) inició el régimen de multas a las distribuidoras por deficiente calidad del servicio e indemnizaciones a los usuarios. Las variables fiscalizadas son: los desbalances de tensión, medición de armónicos y pulsos de tensión (parpadeos o *flicker*) e índices de interrupción (frecuencia media y tiempo total de interrupciones por KVA, FMIK y TTIK, respectivamente, y para los servicios en media y alta tensión, sus correspondientes indicadores por usuario, FIU y TIU). Los primeros resultados revelan una mejoría para EEGSA, en tanto que Deorsa y Deocsa presentan indicadores sustancialmente mayores. Todos los casos, principalmente en las dos últimas distribuidoras, se encuentran distantes a los índices objetivo propuestos por el regulador.⁶⁶

c) En Panamá en 2000 vencieron los períodos de gracia establecidos en las leyes y, por tanto, las distribuidoras tienen que afrontar penalizaciones derivadas de las fallas de sus sistemas de distribución. El regulador se encuentra revisando los resultados obtenidos durante 2001.

d) En Nicaragua las normas de calidad entraron en vigencia a comienzos de 2000. Previo al inicio del régimen de fiscalización, se contempla un período inicial (de 12 meses de duración, durante el cual se deben aprobar los métodos y procedimientos para recopilar la información y cálculo de los indicadores de calidad) y un período de prueba (también de 12 meses, para revisar y ajustar los controles y procedimientos).

⁶⁴ Desde principios de 2001 han existido diferencias en la interpretación de la fórmula utilizada para establecer la tarifa eléctrica trimestral de los usuarios que consumen más de 300 kWh. Las distribuidoras han acudido a los tribunales, tras haber agotado los recursos administrativos que establece la Ley General de Electricidad. Para resolver las diferencias existentes, la CNEE contratará a un asesor internacional que oriente a las partes para llegar a un acuerdo (véase la *Prensa Libre* del 13 de febrero de 2002).

⁶⁵ Durante 2000 se registraron 18 967 fallas, las que representaron una energía no servida de 10.9 GWh, lo que representa en promedio una compensación de 0.14 dólares por cada kWh dejado de servir. En cuanto al número de reclamos, durante ese año los usuarios presentaron alrededor de 217 000 a las distribuidoras.

⁶⁶ Por ejemplo, en EEGSA, el FMIK semestral durante 2001 fue de 6%, 20% inferior al de 2000 pero todavía distante del índice objetivo (3). Deorsa y Deocsa presentaron durante 2001 valores de 11.5 y 21.2, bastante alejados de la meta propuesta (4). Véase CNEE, *Informe de Gestión, 1997-2002*.

Otro tema importante para el control de la calidad y de las pérdidas es el referente a las conexiones directas. Las distribuidoras de El Salvador y Guatemala reportan importantes avances. En Panamá no parece haber mejorado, en tanto que en Nicaragua ese tema es especialmente difícil.

7. Los resultados financieros de las distribuidoras

Solamente se contó con informes financieros de las distribuidoras de El Salvador y parcialmente de Guatemala.

a) El Salvador

Cabe mencionar que la SIGET maneja una mayor cantidad de información que los reguladores de los otros países analizados, lo cual le permite llevar un seguimiento más riguroso de la evolución de la industria eléctrica. Las distribuidoras de electricidad publican anualmente sus estados financieros, mientras que tres de ellas (CAESS, DEL SUR y EEO) lo hacen trimestralmente debido a que se encuentran inscritas en la bolsa de valores de El Salvador.

En el cuadro 30 se presenta un resumen de los resultados más relevantes de las tres principales distribuidoras del grupo AES, obtenidos de sus balances generales y estados de resultados.

Así, aunque durante 2000 los volúmenes de ventas (MWh) aumentaron poco más de 13% en las dos principales distribuidoras, CAESS y EEO; su utilidad neta se redujo significativamente, 43% y 17%, respectivamente. En la primera empresa este comportamiento se debió fundamentalmente a que el valor de las ventas de energía reflejó únicamente el incremento en el volumen, en tanto que el costo de la energía comprada se elevó 26% por el entorno alcista de los precios del petróleo, aunque en menor medida, también influyó el aumento en los gastos de operación. Pese a que el margen de utilidad neta de la CAESS se redujo de 17.2% en 1999 a 8.8% en 2000, el rendimiento sobre el patrimonio promedio de los accionistas (*Equity*) se encuentra en un nivel alto (26.2%), si se lo compara con el rendimiento para este tipo de empresas en países industrializados, ajustado por el riesgo país de El Salvador.⁶⁷

En la distribuidora EEO la utilidad neta disminuyó a raíz de una ligera reducción del margen entre compra y venta de energía, así como por aumentos en los gastos de administración, principalmente en los gastos no operativos. Si bien el margen neto por MWh de esta empresa en 2000 es significativamente mayor que en la primera, el rendimiento sobre la inversión promedio de los accionistas es de sólo 11.7%, en comparación con el nivel razonable logrado el año anterior (aproximadamente 14%).

En contraste, la DEUSEM aumentó la utilidad neta en 2000 como resultado de una disminución de los gastos de administración, a la vez que se incrementó el margen neto por

⁶⁷ El Salvador tiene la prima más baja por “riesgo país” de Centroamérica y una de las menores de América Latina.

MWh. Además, el rendimiento sobre el patrimonio promedio de los accionistas es sumamente alto (50.8%).

Cuadro 30

EL SALVADOR: INDICADORES FINANCIEROS DE LAS PRINCIPALES DISTRIBUIDORAS

	Unidades	CAESS		EEO		DEUSEM	
		2000	1999	2000	1999	2000	1999
Ventas de energía	MWh	1 932 541	1 707 950	317 789	280 509	70 965	65 528
Ventas de energía	Miles de dólares	183 333	163 088	49 791	39 240	10 150	8 628
Compras de energía	Miles de dólares	140 363	111 069	44 224	34 026	7 870	6 605
Utilidad bruta	Miles de dólares	47 527	56 636	7 924	8 000	2 714	2 313
Utilidad de operación	Miles de dólares	25 030	37 246	5 527	5 933	2 186	1 698
Utilidad neta	Miles de dólares	16 050	28 042	4 486	5 426	1 531	1 141
Margen bruto	%	25.9	34.7	15.9	20.4	26.7	26.8
Margen de operación	%	13.7	22.8	11.1	15.1	21.5	19.7
Margen neto	%	8.8	17.2	9.0	13.8	15.1	13.2
Margen bruto	Dólares/MWh	24.6	33.2	24.9	28.5	38.3	35.3
Margen de operación	Dólares/MWh	13.0	21.8	17.4	21.2	30.8	25.9
Margen neto	Dólares/MWh	8.3	16.4	14.1	19.3	21.6	17.4
Activo total	Miles de dólares	89 130	96 788	48 408	46 046	6 933	5 264
Patrimonio (<i>Equity</i>)	Miles de dólares	55 238	67 225	38 271	38 672	3 779	2 248
Patrimonio/activo	%	62.0	69.5	79.1	84.0	54.5	42.7
U.neta/patrim. (ROE)	%	26.2	n.d.	11.7	14.0	50.8	n.d.
Clientes/empleador		696	684	721	658	1 050	970

Fuente: CEPAL, sobre la base de los informes anuales de las empresas distribuidoras.

Notas: Las compras y ventas de energía incluyen los subsidios. El ROE está calculado con la utilidad neta del año y el patrimonio promedio, excepto el de 1999 de la EEO, en el que se utilizó el patrimonio de fin de año. El tipo de cambio empleado fue de 8.79 colones/dólar.

b) Guatemala

Formalmente todavía no se han puesto en marcha los mecanismos para asegurar que las empresas distribuidoras entreguen periódicamente a la CNEE los resultados de sus actividades, por lo cual el ente regulador no cuenta con información financiera actualizada de todas las distribuidoras. Lo anterior ocurre pese a que el Estado continúa como accionista minoritario en las tres principales distribuidoras del país, por lo que tiene el derecho de conocer los resultados de esos negocios.⁶⁸ Con la información existente fue posible analizar los resultados de tres empresas.

De acuerdo con el último informe anual de la EEGSA,⁶⁹ durante 2000 se produjeron utilidades por 16.1 millones de dólares, lo cual representó un rendimiento de 5.9% sobre el patrimonio de los accionistas (véase el cuadro 31). Durante 2001 los resultados financieros de la empresa se deterioraron, ya que se presentaron pérdidas por 3.7 millones de dólares. Esto se

⁶⁸ El Estado todavía posee el 14.2% de las acciones de EEGSA y el 8% de las acciones de Deorsa y Deocsa.

⁶⁹ Empresa Eléctrica de Guatemala, *Informe Anual 2001*, marzo de 2002.

debió principalmente al incremento de 8.9 millones de dólares (29%) en los gastos financieros, originado a su vez por las pérdidas cambiarias y la necesidad de crear reservas para cubrir eventualidades, las cuales superaron las ventajas del entorno bajista en las tasas de interés. Otro factor que influyó negativamente en el resultado de 2001 fue que algunos gastos de operación importantes se consideraron como no deducibles para el cálculo del impuesto a pagar. Por último, cabe destacar que aun en los años en que no hubo pérdidas, 1999 y 2000, la utilidad neta sólo representó alrededor de 6% sobre el patrimonio de los accionistas, lo que equivale a un rendimiento para inversiones con riesgo prácticamente nulo.⁷⁰ Ello podría ser resultado de una estrategia que le ha permitido atender a los Grandes Consumidores a través de su comercializadora (mercado no regulado), sacrificando beneficios en el mercado regulado.

Cuadro 31

GUATEMALA: INDICADORES FINANCIEROS DE LA EEGSA

	Unidades	2001	2000	1999
Ventas de energía	MWh	2 992 756	2 409 721	2 555 300
Ventas de energía	Miles de dólares	318 542	319 032	236 443
Compras de energía	Miles de dólares	260 799	256 806	162 005
Utilidad bruta	Miles de dólares	48 062	56 976	n.d.
Utilidad de operación	Miles de dólares	31 332	41 281	n.d.
Utilidad neta	Miles de dólares	-3 651	16 146	17 520
Margen bruto	%	15.1	17.9	n.d.
Margen de operación	%	9.8	12.9	n.d.
Margen neto	%	-1.1	5.1	7.4
Margen bruto	Dólares/MWh	16.1	23.6	n.d.
Margen de operación	Dólares/MWh	10.5	17.1	n.d.
Margen neto	Dólares/MWh	-1.2	6.7	6.9
Activo total	Miles de dólares	630 389	637 360	n.d.
Patrimonio (<i>Equity</i>)	Miles de dólares	269 520	276 688	273 939
Patrimonio/activo	%	42.8	43.4	n.d.
Utilidad neta/patrimonio (ROE)	%	-1.3	5.9	6.4
Clientes/empleador		1 391	1 291	1 000

Fuente: CEPAL, sobre la base del informe anual de EEGSA de 2001.

Notas: El ROE está calculado con la utilidad neta del año y el patrimonio promedio, excepto para 1999, en que se utilizó el patrimonio de fin de año. El tipo de cambio empleado fue de 7.87 quetzales/dólar en 2001, 7.77 en 2000 y 7.39 en 1999.

Por otra parte, durante el proceso de venta de las acciones remanentes de las empresas Deorsa y Deocsa, el INDE puso a disposición de los interesados los resultados financieros preliminares correspondientes al ejercicio 2000 (balance general y estado de pérdidas y ganancias).

⁷⁰ Por ejemplo, los bonos de largo plazo del tesoro de los Estados Unidos tuvieron un rendimiento de 6% (tasa sin riesgo) como promedio durante 1999 y 2000, en tanto que la prima por riesgo país de Guatemala durante dicho período fue de alrededor de 5.5%. Si a esto se le agrega una prima por el riesgo de la distribución de electricidad de aproximadamente 4%, un rendimiento razonable para una empresa de distribución debería ser del orden de 15.5%.

Así, Deorsa presenta los mejores resultados de las dos empresas mencionadas, debido a que presta servicio a un mercado más grande y de mayor densidad, así como por sus menores costos financieros. En 2000 la utilidad neta de casi 4 millones de dólares significó un rendimiento ligeramente bajo (13.3%) respecto del capital propio de los accionistas registrado a fin del período. En cambio, Deorsa logró únicamente 7.3% en este indicador de rentabilidad, pues mientras que el capital propio es básicamente el mismo que la otra empresa, su utilidad neta fue de sólo 2.2 millones de dólares. (Véase el cuadro 32.)

Cuadro 32

GUATEMALA: INDICADORES FINANCIEROS PRELIMINARES DE DEORSA Y DEOCSA, 2000

	Unidades	Deorsa	Deocsa
Ventas de energía	MWh	438 200	579 800
Ventas de energía	Miles de dólares	16 784	22 525
Compras de energía	Miles de dólares	9 714	12 619
Utilidad bruta	Miles de dólares	n.d.	n.d.
Utilidad de operación	Miles de dólares	2 693	4 897
Utilidad neta	Miles de dólares	2 201	3 961
Margen bruto	%	n.d.	n.d.
Margen de operación	%	16.0	21.7
Margen neto	%	13.1	17.6
Margen bruto	Dólares/MWh	n.d.	n.d.
Margen de operación	Dólares/MWh	6.1	8.4
Margen neto	Dólares/MWh	5.0	6.8
Activo total	Miles de dólares	83 305	99 064
Patrimonio (<i>Equity</i>)	Miles de dólares	30 170	29 846
Patrimonio/activo	%	36.2	30.1
Utilidad neta/patrimonio (ROE)	%	7.3	13.3
Clientes/empleo		n.d.	n.d.

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes anuales de las distribuidoras y estadísticas oficiales.

Notas: El ROE está calculado con el patrimonio de fin del período, debido a que no se cuenta con información del año anterior. El tipo de cambio utilizado fue de 7.77 quetzales/dólar.

Se espera que en 2001 se hayan incrementado las ventas de ambas empresas como consecuencia de las mejoras a las instalaciones y el aumento de la cobertura, contempladas en el fideicomiso de electrificación rural. Si se toma en cuenta también que el nuevo operador de las distribuidoras ha puesto en marcha otras mejoras técnicas y administrativas, es previsible un efecto positivo en los resultados financieros del año mencionado.⁷¹

⁷¹ De acuerdo con información de prensa, durante 2001 los resultados fueron mejores que el año anterior, ya que se generaron dividendos por más de 90 millones de quetzales (alrededor de 12 millones de dólares; véase *Prensa Libre* del 27 de abril de 2002).

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Conclusiones

1. En virtud del corto tiempo transcurrido desde la implantación de las reformas en la industria eléctrica de los cuatro países de Centroamérica analizados, aún es difícil obtener conclusiones contundentes en cuanto a los beneficios obtenidos en términos del mejoramiento de la calidad del servicio de distribución, de la reducción de precios y del aumento de las inversiones. Aun así, se puede afirmar que hasta hoy las expectativas creadas alrededor de dichas reformas sobrepasan los resultados reales, sobre todo en cuanto a la evolución de los precios en los mercados minoristas.
2. La existencia de una firma dominante en los cuatro países, con participaciones entre 59% y 100% de los mercados nacionales, representa un alto grado de concentración, lo que era previsible, porque la pequeña dimensión de los sistemas eléctricos en cada país no permite la presencia de varias empresas de distribución que operen con eficiencia. Ello explica también el proceso de fusión en uno de los países.
3. En apariencia, el mercado de la distribución de energía eléctrica en América Central ha sido repartido básicamente entre dos actores: un grupo de empresas españolas y una empresa estadounidense. La participación de Unión Fenosa es mayoritaria en Nicaragua y Panamá, así como Iberdrola lo es en Guatemala y AES en El Salvador. En el mercado de los cuatro países considerados en conjunto, el grado de participación de dichas compañías españolas ya es significativo, pues alcanza 61% de las ventas totales, mientras que en el mismo mercado la participación de AES es de 24%.
4. El segmento de los Grandes Consumidores todavía significa un porcentaje muy exiguo del mercado de electricidad, y se ha desarrollado principalmente en Guatemala y El Salvador. Tanto la existencia de barreras comerciales al inicio de los mercados eléctricos nacionales como las acciones estratégicas de algunos comercializadores han influido en el escaso crecimiento de estos consumidores. Asimismo, la estrategia de las empresas distribuidoras se orienta a mantener a sus clientes con una serie de servicios agregados.
5. La figura del comercializador independiente de la empresa de distribución sólo se contempló en las reformas de El Salvador y Guatemala, aunque a la fecha del estudio únicamente en este último país se ha registrado una actividad dinámica de este tipo de actores. El comercializador más importante en Guatemala, que pertenece al mismo grupo corporativo de la mayor empresa de distribución, realizó el 12% de las ventas de electricidad en el nivel nacional. Su dinamismo se explica por una estrategia de este grupo corporativo diseñada para que los grandes consumidores sean atendidos por el comercializador, en un segmento no regulado, mientras que los clientes cautivos quedan a cargo de la empresa de distribución con tarifas reguladas.

6. La variación de los precios regulados para las empresas de distribución depende principalmente de la forma en que las compras de energía eléctrica se contemplan en la fórmula tarifaria. Así, la mayor volatilidad en los precios regulados al consumidor final se reporta en el caso de El Salvador. Ello obedece a que en este país la referencia para el componente del valor de las compras de energía en la fórmula de las tarifas es el mercado *spot* (MRS), mientras que en los restantes corresponde a un cálculo basado primordialmente en las adquisiciones a través de los contratos a término, los cuales son más estables. Adicional a la inherente mayor volatilidad de cualquier mercado *spot*, en El Salvador también se detectaron estrategias de los dos principales productores que hicieron elevar los precios en dicho mercado.

7. En los cuatro países se constata una tendencia creciente de los precios nominales, como resultado de una serie de factores, entre los que se pueden mencionar los precios internacionales de los combustibles, el deslizamiento de la moneda, la inflación, etc. Esta tendencia tiene efectos políticos y socioeconómicos importantes para los gobiernos.

8. Pese a que una de las razones para llevar a cabo las reformas en la industria eléctrica de la subregión fue la eliminación casi total de los subsidios, éstos no han sido totalmente suspendidos. En países con bajos ingresos por habitante de la población, la desaparición de subsidios preexistentes es una tarea difícil para los gobiernos. Con excepción de Panamá, donde el monto de los subsidios es marginal, en los otros tres países se mantiene este esquema, principalmente para el sector residencial. En El Salvador y Guatemala, los respectivos gobiernos han utilizado una vez más a las empresas públicas existentes como fuente de recursos para cubrir estos subsidios. Evidentemente, el efecto ya es conocido históricamente: reducción de los presupuestos de operación y mantenimiento de dichas empresas, con una disminución de su eficiencia y de la calidad del servicio. Por su parte, en Nicaragua, el esquema utilizado comprende subsidios cruzados de los clientes comerciales y gubernamentales hacia los residenciales. A todo ello debe agregarse que casi en todos los países los subsidios no se han enfocado hacia los sectores más desfavorecidos.

9. Los precios del petróleo han impactado también los procesos de reforma. Al comienzo de la privatización de las empresas de distribución, los precios internacionales de los combustibles se hallaban en niveles bajos, lo cual permitió mantener las tarifas reguladas sin incrementos mayores. Sin embargo, esta situación cambió a partir del segundo semestre de 1999, presionando al alza las tarifas reguladas. Este efecto se resintió en mayor medida en los países con alta participación termoeléctrica. Ello motivó un aumento en las tarifas de los clientes regulados, incremento que fue atemperado por los ya mencionados subsidios.

10. La información financiera de las empresas de distribución no se consigue fácilmente en la subregión; de hecho, sólo se obtuvo en El Salvador y Guatemala. En dos de las tres empresas salvadoreñas analizadas, las tasas de rentabilidad sobre el patrimonio de los accionistas resultaron muy superiores a las correspondientes a este tipo de negocio, incluyendo el riesgo país, que en este caso es el menor de todo el Istmo Centroamericano. En contraste, en dos de las tres distribuidoras guatemaltecas estudiadas se reportan tasas de rentabilidad muy inferiores al nivel deseable, aunque ello aparentemente es resultado, en el caso de la empresa más importante, de una estrategia de diversificación de negocios que a ésta le permite obtener un alto rendimiento en el mercado no regulado, mientras que en el segmento sujeto a regulación alcanza una baja

rentabilidad. Esta estrategia tiene adicionalmente la ventaja de proporcionar a la empresa una posición muy favorable en la próxima renegociación del pliego tarifario con el ente regulador.

11. La electrificación rural ha mostrado un avance muy importante en Guatemala, país donde el gobierno creó un fideicomiso proveniente de la privatización de las empresas públicas de electricidad. En los otros países los mecanismos previstos son extremadamente débiles, por la baja participación de los gobiernos. Esto indica que para el desarrollo de la electrificación rural, el papel del Estado sigue siendo crucial (como lo fue en los países industrializados en su momento).

12. Principalmente en Guatemala y El Salvador, y en mucho menor grado en Panamá, las empresas públicas remanentes han asegurado la sustentabilidad de las reformas de sus industrias eléctricas, ya que financian los subsidios a las tarifas reguladas para evitar impactos políticos y socioeconómicos.

2. Recomendaciones

1. Los entes reguladores e instituciones normativas de la industria eléctrica deberían vigilar cuidadosamente el funcionamiento de los Mercados Mayoristas, dedicando especial atención a los mecanismos y condiciones que permitan a las distribuidoras la adquisición eficiente y competitiva de sus requerimientos de potencia y energía. Los entes reguladores y/o normativos —según corresponda— deberían informar ampliamente de los mecanismos que pondrán en práctica y de los resultados de estos procesos.

2. Los entes reguladores de tres países —El Salvador, Guatemala y Panamá— se encuentran trabajando en la revisión de las fórmulas del VAD y los servicios de distribución, asuntos muy sensibles para los consumidores. Salvo en uno de los países, los avances de las reformas han sido escasamente divulgados. Sería conveniente emprender un programa amplio de divulgación de las mejoras alcanzadas en eficiencia y calidad de los servicios de distribución en los otros países.

3. En ese mismo sentido, en los casos de El Salvador y Guatemala se debería continuar con la reducción paulatina de los subsidios, de modo que sólo se dirijan a los segmentos de la población más desfavorecida. Estos pasos deberán efectuarse en coordinación con las instituciones de los gobiernos encargadas de las políticas y acciones de asistencia social.

4. La inversión necesaria para la ampliación de las redes de distribución, principalmente en zonas rurales, depende de manera general de los fondos públicos nacionales y de la cooperación extranjera, dada la baja rentabilidad de dichos proyectos. Esta situación muestra claramente el rol preponderante que deben seguir jugando los estados centroamericanos en el futuro pues, dadas las condiciones actuales de los mercados eléctricos, difícilmente los inversionistas privados podrán responder a los requerimientos en materia de ampliación de las redes de distribución. Por lo tanto, El Salvador, Nicaragua y Panamá deberían fortalecer los mecanismos actuales para la promoción y el apoyo de la electrificación rural encaminados a la búsqueda de financiamientos blandos para poner en marcha los proyectos referidos.

5. El tema de la reintegración horizontal y vertical ha sido señalado en varios estudios; sin embargo, todavía no ha sido objeto de un análisis riguroso, tanto a la luz de los mercados nacionales como del naciente mercado eléctrico regional. La cuestión es de suma importancia, ya que visiblemente han emergido actores dominantes. La dinámica de los negocios internacionales y de los procesos de fusiones y adquisiciones indica que en el corto plazo puede variar drásticamente la participación las corporaciones con mayor presencia en los países centroamericanos. Sería conveniente que los entes reguladores abordaran a la brevedad posible el asunto de las reintegraciones.

6. Finalmente, se llama la atención sobre la asimetría de información entre los agentes y el regulador. El problema ha sido abordado con mayor éxito en el caso del regulador de El Salvador, y muestra deficiencias en Panamá y Guatemala. No puede emitirse aún una opinión respecto de Nicaragua, en donde las privatizaciones son muy recientes. Se debería poner atención a esta deficiencia y tratar de armonizar los requerimientos de información entre los reguladores de la región. El tema es de suma importancia a causa de las decisiones que en breve deberán tomar los entes reguladores nacionales, así como la recién creada Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), dentro del Proyecto SIEPAC.