

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.794
29 de diciembre de 2000

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL
Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**EVOLUCIÓN RECIENTE Y DESAFÍOS DE LOS MERCADOS
MAYORISTAS DE ELETRICIDAD EN EL SALVADOR,
GUATEMALA Y PANAMÁ**



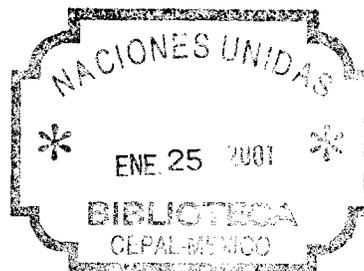
Notas explicativas

En el presente documento se han adoptado las convenciones siguientes:

- Un signo menos (-) indica déficit o disminución, salvo que se especifique otra cosa.
- El punto (.) se usa para separar los decimales.
- La raya inclinada (/) indica un año agrícola o fiscal (por ejemplo, 1970/1971).
- El guión (-) puesto entre cifras que expresen años (por ejemplo, 1971-1973) indica que se trata de todo el período considerado, ambos años inclusive.
- La palabra “toneladas” indica toneladas métricas, y la palabra “dólares” se refiere a dólares de los Estados Unidos, salvo indicación contraria.
- Salvo indicación contraria, las referencias a tasas anuales de crecimiento o variación corresponden a tasas anuales compuestas.
- Debido a que a veces se redondean las cifras, los datos parciales y los porcentajes presentados en los cuadros no siempre suman el total correspondiente.
- En algunas partes de este documento se ha preferido enumerar los países en orden geográfico (de norte a sur) en lugar del orden alfabético habitual en los estudios de las Naciones Unidas. Con ello sólo se pretende facilitar la comprensión del análisis, dadas las peculiares características físicas de la región.

En los cuadros se emplean además los siguientes signos:

- Tres puntos (...) indican que los datos faltan o no constan por separado.
- La raya (—) indica que la cantidad es nula o insignificante.
- Un espacio en blanco indica que el concepto de que se trata no es aplicable.



| | |
|--|----|
| PRESENTACIÓN..... | 1 |
| RESUMEN | 3 |
| I. EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO | 7 |
| 1. Evolución de la oferta y el consumo de energía eléctrica | 7 |
| 2. Los sistemas interconectados subregionales | 12 |
| 3. Avance y estado actual de los procesos de reforma | 12 |
| II. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS MERCADOS MAYORISTAS..... | 16 |
| 1. Infraestructura eléctrica | 16 |
| 2. Organización de los MMs | 19 |
| 3. Estructura actual de los MMs | 22 |
| 4. Las reglas de operación de los MMs | 29 |
| III. PRIMEROS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD | 35 |
| 1. El Salvador | 35 |
| 2. Guatemala | 44 |
| 3. Panamá | 49 |
| IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 55 |
| 1. La gestión de los mercados mayoristas | 55 |
| 2. La demanda y los sectores de consumo | 56 |
| 3. Subsidios y acciones del Estado | 56 |
| 4. Reintegración de la industria eléctrica, incidencias nacionales y regionales..... | 57 |
| 5. Temas de reflexión | 58 |

| Anexos | <u>Página</u> |
|---|---------------|
| I. Istmo Centroamericano: Estructura e índices de participación en los diferentes segmentos de la industria eléctrica..... | 59 |
| II. Ubicación geográfica de las instalaciones de transmisión en El Salvador, Guatemala y Panamá | 67 |
| III. Mercados mayoristas de El Salvador, Guatemala y Panamá. Análisis comparativo de los reglamentos: aspectos técnicos, económicos y comerciales..... | 73 |
| VI. Análisis comparativos de los reglamentos aplicados a transmisión y diagramas geográficos, con la ubicación de la infraestructura eléctrica en El Salvador, Guatemala y Panamá | |

PRESENTACIÓN

La Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América latina y el Caribe (CEPAL) realiza un seguimiento especial a los procesos de reforma del sector energético en América Central, en general, y de la industria eléctrica, en particular. Este documento aborda el tema de los mercados mayoristas de electricidad en los tres países de la región donde han sido creados.

En los seis países de la región se avanza en la ejecución de las respectivas reformas de sus industrias eléctricas, contempladas en las leyes nacionales de electricidad. Nuevos actores privados han comenzado a operar en los segmentos de producción y transporte de la electricidad, y los respectivos entes reguladores han comenzado sus funciones, dentro de limitaciones importantes, en la mayoría de los países.

Los mercados mayoristas en El Salvador, Guatemala y Panamá son los que se encuentran más avanzados a la fecha, mostrando ya sus primeros datos. Conviene resaltar que el tamaño pequeño de los sistemas eléctricos en estos tres países ha confirmado ser un factor muy importante en los resultados alcanzados. Entre ellos sobresalen las estrategias de los diferentes actores privados, el incremento del comercio internacional impulsado por dichos actores, la posición intermedia de las empresas públicas existentes, etc.

Este documento describe, en primer lugar, la evolución reciente de los principales indicadores de la industria eléctrica en la región. Enseguida se muestran las características generales de los mercados mayoristas en El Salvador, Guatemala y Panamá, luego se presentan los primeros resultados de la operación de dichos mercados, así como las perspectivas al muy corto plazo. Finalmente se abordan algunas conclusiones y reflexiones sobre los avances y los problemas en la puesta en operación de este tipo de mecanismo de coordinación.

.

.

.

.

RESUMEN

Al 31 de diciembre de 1999 la capacidad instalada de los seis países del Istmo Centroamericano ascendía a 6,543.4 MW. La componente hidroeléctrica dejó de ser mayoritaria y representó el 46.6%, lo cual ha sido el resultado del reciente programa de instalaciones térmicas. El resto de la estructura de los medios de generación se compone de turbinas de gas y plantas de combustión interna (34.8%), plantas de vapor (12.3%, lo que incluye 1.8% de una reciente carboeléctrica), geotérmicas (5.6%) y eólicas (0.7%). Con la capacidad instalada existente, durante 1999 se generaron 24 742 GWh, de los cuales 61.3 % correspondieron a generación hidroeléctrica; 32.1 % a termoeléctricas, divididas entre turbogas y generadores diesel (21.1%), termoeléctricas convencionales (8.2%) y cogeneración (2.7%); 6.2% a geotérmicas, y 0.4 % a varias centrales eólicas.

Durante 1999 se registró un volumen de ventas de 20 888 GWh, participando los países en orden decreciente en las siguientes proporciones: Costa Rica 26%; Guatemala 19.7%; Panamá 17.2%; El Salvador 16.6%; Honduras 13.5%, y Nicaragua 7.1%. Por su estructura, el sector residencial es el mayoritario y representó en 1999 el 31.1% de las ventas totales.

Con los datos anteriores sobre capacidad instalada, producción y demanda de energía, puede verse que durante los últimos años, desde el punto de vista del balance no han existido problemas para satisfacer la demanda. No obstante lo anterior, los sistemas nacionales siguen mostrando vulnerabilidad ante desastres naturales o bien ante contingencias especiales, cuando se ven afectadas las principales instalaciones de los países. Durante estos eventos, la operación de las interconexiones y el apoyo de los sistemas vecinos ha sido muy importante.

Con algunas excepciones, en la nueva estructura de la industria se encuentran bien definida la asignación de funciones en los niveles normativo y regulatorio. En el primero de ellos, las funciones han recaído en Ministerios o comisiones específicas, sin embargo en uno de los países, dicha función no ha sido especificada. En el nivel regulatorio, las tareas han sido asignadas a Comisiones con dedicación exclusiva al subsector eléctrico (Guatemala y Honduras) o energético (Nicaragua) y en el resto de los casos a entes multisectoriales. Finalmente está el nivel empresarial, en donde se puede apreciar la aparición de nuevos actores, como consecuencia, primero de la apertura del sector de la generación, y posteriormente de la desintegración vertical y horizontal y los procesos de privatización referidos. A inicios de 2000 se podría apreciar la participación de alrededor de 162 agentes.

Los mercados mayoristas (MMs) de electricidad constituyen el principal mecanismo de asignación de la producción de energía entre los generadores y consumidores, previsto en los nuevos modelos de organización de la industria eléctrica que han sido adoptados en El Salvador, Guatemala y Panamá. Estos países ya han conformado a las instancias encargadas de administrar y supervisar sus MMs, los cuales llevan ya, entre dos y tres años de operación continua.

El modelo básico adoptado por los tres países que se analizan establece competencia plena al mayoreo en la producción de energía eléctrica. Los distribuidores (Ds) y los Grandes

Consumidores (GCs) pueden así hacer compras directas a los Gs y, en su caso, también a los Cs. Los Ds mantienen un “mercado cautivo” compuesto por los usuarios finales que no tienen la opción de desligarse comercialmente de ellos. La nueva estructura del mercados reciente ha empezado, por lo cual no todos los mecanismos han sido establecidos, ni tampoco han sido ejecutados todos los pasos establecidos dentro de la transición. Sobre este modelo básico pueden apreciarse variaciones y especificidades en cada país.

La administración de los MMs ha quedado a cargo, en El Salvador, de la Unidad de Transacciones (UT); en Guatemala, del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y en Panamá, del Centro Nacional de Despacho (CND). Tanto la UT como el AMM son entes independientes, en tanto que el CND es una unidad especializada de la empresa de transmisión del país.

El mercado eléctrico salvadoreño presenta características marcadamente oligopólicas. En 1999 tres firmas generadoras representaron el 92% de la producción nacional, el cual fue complementado por las importaciones provenientes de Guatemala (6.2%) y por la producción de minicentrales hidroeléctricas cautivas a los mercados de las distribuidoras (1.3%). En el segmento de la producción, el índice HHI para el mercado de generación tuvo un valor de 5,122 lo cual lo ubica como un mercado altamente concentrados.

Durante 1999, en Guatemala, la empresa generadora estatal y un grupo de doce productores privados que habían suscrito contratos de compra-venta de energía (PPAs) con las empresas estatales antes de la aprobación de la nueva ley de la industria eléctrica, representaron el 84% de la oferta. No obstante el numero considerable de agentes productores, el índice HHI para el mercado de generación tuvo un valor de 2,859, lo cual lo ubica dentro de los mercados altamente concentrados. Mientras en Panamá, el índice HHI para el mercado de generación en 1999 fue de 2,416, el cual constituye el valor más bajo presentado en la región, sin embargo aún representa un valor típico de un mercado altamente concentrado, dominado por a lo sumo tres o cuatro actores. Efectivamente, tres agentes representaron el 88% de la producción nacional.

El primer MM se constituyó a finales de 1997 en El Salvador; posteriormente, a mediados y finales de 1998 empezaron a operar los MMs de Panamá y Guatemala. De esa cuenta, durante el año 2000 esas organizaciones completarían su segundo o tercer año de operación continua. Todavía no ha sido finalizada la etapa de aprobación de las reglamentaciones respectivas. En cuanto las transacciones registradas, aunque han sido importantes, deben considerarse todavía limitadas, tanto en número como en monto y magnitud, lo cual es comprensible por la reciente creación de los mercados. No obstante su corto período de operación, es posible obtener interesantes conclusiones y reflexiones sobre la operación de estos mercados emergentes de electricidad.

En El Salvador puede notarse el predominio del Mercado de Contratos, el cual representó el 69.2% en promedio en 1999, y durante el 2000 observó un avance notable, llegando a 89.6% en octubre de 2000. valor que lo hace comparable a las participaciones que se han registrado en Guatemala y Panamá. Sin embargo conviene mencionar que, hasta septiembre de 1999 la CEL era el único productor local que ofertaba en el mercado. A partir de esa fecha se incorpora el segundo agente (Duke), con lo que conforma un duopolio, en donde ambos actores cuentan con poder para incidir en los precios del MRS.

En general pueden observarse niveles semejantes de precios en los primeros dos años en el mercado mayoristas de El Salvador, empezándose a notar la separación en el último trimestre de 1999. La distorsión más fuerte se produce en abril de 2000, cuando el precio medio mensual del MRS alcanzó la cifra récord de 173,7 US\$/MWh, lo que casi triplica los valores históricos reportados.

Durante 1999 el Mercado de Contratos en Guatemala representó el 85.2% de las transacciones de energía del MM. Al nivel mensual se puede ver un comportamiento interesante, durante los primeros seis meses de 1999 el mercado de contratos representó el 95%, reduciéndose al 73% en los meses lluviosos (julio a diciembre) y retomando un valor alto del 90% en el mes de diciembre. Por otra parte debe recordarse que las distribuidoras tienen la obligación de mantener contratos para garantizar sus requerimiento por un período de dos años (el año en curso y el siguiente), situación que explica la alta participación del Mercado de Contratos. Las acciones de los comercializadores y de los grandes usuarios, seguramente influirán en un comportamiento más dinámico del mercado de ocasión durante los próximos años.

La comparación de los valores de enero a noviembre, de los años 1999 y 2000, indica un incremento promedio del 32% en los precios del *spot*, lo que muestra una tendencia ascendente en los precios, tema que requiere atención. Evidentemente la principal explicación de este incremento se encuentra los precios de los derivados del petróleo, sin embargo pueden haber otras variables explicativas. Sobre la incidencia de las exportaciones hacia El Salvador, obsérvese que el máximo diferencia entre los dos mercados se registró en el mes de abril. A partir de dicho mes las diferencias han sido mínimas, lo cual corroboraría las hipótesis de la estabilización temporal de los precios del MRS y además, la evidente interacción entre los mercados de ambos países, los cuales temporalmente estarían convergiendo. Por otra parte debe mencionarse nuevamente el virtual copamiento de la capacidad de la línea de interconexión, como resultado de contratos a término celebrados entre los actores, a lo cual se debe en buena parte la convergencia de los mercados ya referida.

Durante 1999 el Mercado de Contratos en Panamá representó el 93.3% de las transacciones de energía del MM. A nivel mensual no llega a definirse un comportamiento estacional, sin embargo puede verse que en los meses de junio, julio y diciembre el mercado de contratos tuvo sus participaciones más bajas (entre 90.1 y 91.5%). El mercado de ocasión solamente representa una pequeña fracción del mercado mayorista, reportando variaciones entre un 4.1 % y un 9.9% durante 1999. El comportamiento anterior es congruente con las acciones que ha realizado la ETESA dentro del período de transición de cinco años, previsto en la Ley. Durante ese período la ETESA tiene la responsabilidad de contratar el suministro en bloque necesario para atender el crecimiento de la demanda previsto para las empresas de distribución como comprador.

La comparación de los años 1999 y 2000, en el período febrero-junio, muestra un incremento promedio del 18.8%. Evidentemente la principal explicación de este incremento se encuentra los precios de los derivados del petróleo. Los precios del mercado de ocasión muestran pocas variaciones, sin embargo a partir de febrero de 2000 se registró un aumento de precios.



I. EVOLUCIÓN RECIENTE DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Por considerarse de interés, en este primer capítulo se aborda en forma breve la evolución y el comportamiento de los principales indicadores de la industria eléctrica de los seis países del Istmo Centroamericano, particularmente los referidos a la oferta y al consumo de electricidad. También se presenta un resumen del avance de los procesos de reforma y la estructura actual de la industria en los seis países. Ello sirve como base para el análisis y las discusiones de los mercados mayoristas de electricidad en los tres países de la región que recientemente han puesto en marcha dichos mecanismos para la asignación de la producción de energía eléctrica, tema que es analizado en los siguientes capítulos.

1. Evolución de la oferta y el consumo de energía eléctrica

a) Capacidad instalada

Desde el punto de vista de la oferta, en los últimos años han ocurrido en todos los países importantes ampliaciones a la capacidad instalada, lo cual ha posibilitado un crecimiento significativo en la producción y consumo de energía eléctrica. Comparando las tasas promedio anuales de crecimiento de la capacidad instalada, se observa en el quinquenio 1995-1999 una tasa de crecimiento promedio de 6.4%, superior a la registrada en el quinquenio 1990-1994 (3.2 %).

Al 31 de diciembre de 1999 la capacidad instalada de los seis países del Istmo Centroamericano ascendía a 6,543.4 MW. La componente hidroeléctrica dejó de ser mayoritaria y representó el 46.6%, lo cual ha sido el resultado de los reciente programa de instalaciones térmicas. El resto de la estructura de los medios de generación se compone de turbinas de gas y plantas de combustión interna (34.8%), plantas de vapor (12.3%, lo que incluye 1.8% de una reciente carboeléctrica), geotérmicas (5.6%) y eólicas (0.7%).¹ Por países, en orden descendente se registraron las siguientes capacidades instaladas: Costa Rica (1 499.7 MW), Guatemala (1 438.6 MW), Panamá (1 097.6 MW), El Salvador (999.4 MW), Honduras (906.3 MW) y Nicaragua (602.2 MW).

En el quinquenio 1995-1999 las ampliaciones netas de la capacidad instalada en la región totalizaron 1 980 MW, 73.1% de los cuales correspondieron a centrales termoeléctricas a base de derivados del petróleo y carbón, 16.8% a hidroeléctricas, 7.7% a geotérmicas y 2.4% a eólicas. De las adiciones referidas, el 93% (1 842 MW) corresponden a instalaciones desarrolladas por empresas privadas, en tanto que el restante 7% (139 MW) fue construido por el sector público. Por países, en orden decreciente se presentaron las siguientes incrementos en la capacidad instalada:

¹ Véase el documento CEPAL, Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico (datos actualizados a 1999), LC/MEX/R761, 2 de agosto de 2000. Este documento también puede ser consultado en la página de la subse de la CEPAL en México, cuya dirección es: <http://www.cepal.org.mx/>.

Guatemala 448 MW; Costa Rica 402 MW; Honduras 304 MW; Nicaragua 218 MW, Panamá 187 MW, y El Salvador 182 MW.

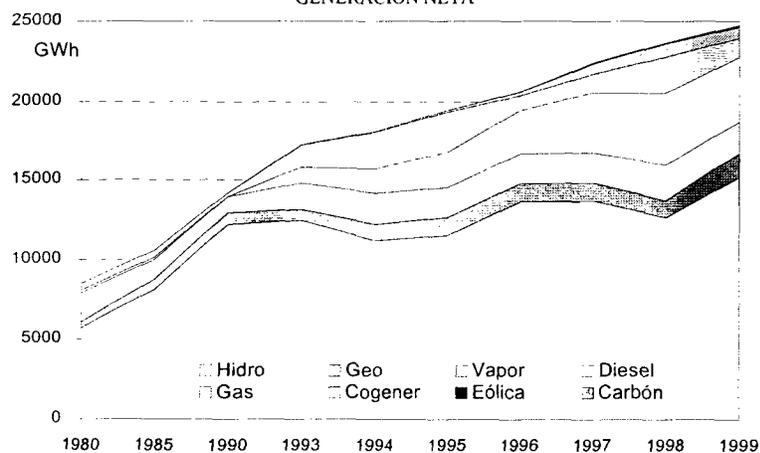
Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA DEMANDA MÁXIMA (MW)

| | 1980 | 1990 | 1994 | 1995 | 1998 | 1999 |
|---------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Demanda | 1 583.5 | 2 614.9 | 3 404.6 | 3 630.5 | 4 318.3 | 4 542.6 |
| Capacidad instalada total | 2 420.7 | 4 803.3 | 5 218.4 | 5 209.3 | 5 964.0 | 6 543.4 |
| Hidroeléctrica | 1 231.9 | 2 708.6 | 2 756.2 | 2 797.0 | 2 978.5 | 3 047.9 |
| Geotérmica | 95.0 | 165.0 | 230.1 | 235.3 | 300.3 | 364.1 |
| Vapor | 539.1 | 519.5 | 467.5 | 473.8 | 455.1 | 509.1 |
| Diesel | 212.2 | 218.5 | 431.9 | 657.0 | 1 041.3 | 1 212.7 |
| Turbogas | 342.4 | 517.7 | 862.1 | 982.8 | 986.8 | 1 068.3 |
| Cogeneración | - | - | 55.5 | 72.5 | 178.7 | 178.7 |
| Eólica | - | - | - | - | 23.3 | 42.5 |
| Carbón | | | | | | 120.0 |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 2
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA
GENERACIÓN NETA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

b) Oferta de energía

Con la capacidad instalada existente, durante 1999 se generaron 24 742 GWh, de los cuales 61.3 % correspondieron a generación hidroeléctrica; 32.1 % a termoeléctricas, divididas entre turbogases y generadores diesel (21.1%), termoeléctricas convencionales (8.2%) y cogeneración (2.7%); 6.2% a geotérmicas, y 0.4 % a varias centrales eólicas. (Véanse el cuadro 2 y el gráfico 2). Los regímenes de lluvia registrados en 1998 y 1999 permitieron una producción hidroeléctrica récord en 1999.

En los quinquenios 1990-1994 y 1995-1999 la producción neta de energía eléctrica en la región aumentó a tasas promedio anual de 6.4% y 6.5% respectivamente. En el último quinquenio y por países, la generación neta disponible (o sea la producción local más o menos el balance con las transacciones internacionales), observó las siguientes tasas, en orden decreciente: Honduras 9.2%, Guatemala 8.2%, Nicaragua 6.7%, Panamá 5.6%, Costa Rica 5.3% y El Salvador 5.1%. Algunos rasgos importantes de la generación observada en los últimos años se resumen a continuación:

i) En general durante la década de los noventa se observa una reducción de la participación de la energía hidráulica, sin embargo durante los últimos años, los buenos regímenes hidrológicos y algunas adiciones hidroeléctricas han permitido mantener y aumentar la participación de estas centrales. Por ejemplo en 1990 la energía hidroeléctrica llegó a representar 86% de la generación regional (12 166 GWh); en 1995 solo representó el 59% (11 468.5 GWh), en 1998 el 53% (12 610.5 GWh) y en 1999 61 % (15 159.6 GWh). Se esperarían importantes incrementos durante el 2000 y 2001, como resultado de nuevas instalaciones hidroeléctricas que entrarían a operar en Costa Rica y Guatemala.

ii) La componente geotérmica ha reducido ligeramente su participación, pasando de 5.3% en 1990, a 6.0 % en 1995, y 4.6% en 1998 y en 1999, 6.2% (1 095 y 1 532 GWh, respectivamente). A los tradicionales productores de esta energía (El Salvador y Nicaragua) se les adhirieron Costa Rica y Guatemala en 1994 y 1998 respectivamente. En dos países - Costa Rica y El Salvador- se esperarían importantes incrementos durante el 2000, como resultado de nuevas instalaciones geotérmicas que entrarían a operar durante el 2000.

iii) A excepción del año 1999, en los últimos años la participación termoeléctrica ha venido registrando un aumento constante, pasando del 8.9 % (1 261.7 GWh) en 1990 a 35.1% (6 826.9 GWh) en 1995, 42% (9 900 GWh) en 1998 y 32% (7 969 GWh) en 1999. A finales de 1999 entró a operar la primera carboeléctrica en la región (proyecto San José, 130 MW en Guatemala).

iv) La generación eólica solo está presente en Costa Rica, en donde en 1999 representó el 0.4% (101 GWh) de la producción del país.

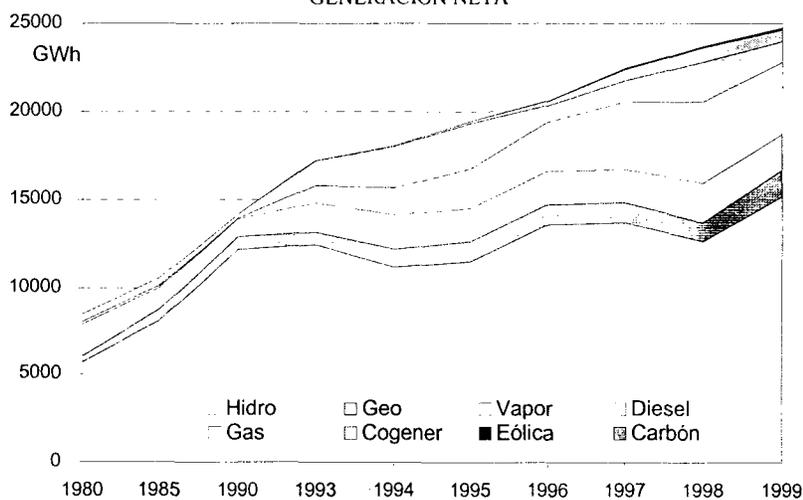
Cuadro 2
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA
GENERACIÓN NETA
(GWh)

| | 1980 | 1990 | 1994 | 1995 | 1998 | 1999 |
|--------------|---------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Total | 8,466.6 | 14,175.2 | 18,087.6 | 19,454.4 | 23 670.8 | 24 742.2 |
| Hidro | 5,657.8 | 12,165.9 | 11,169.2 | 11,468.5 | 12 610.5 | 15 159.6 |
| Geo | 365.3 | 747.6 | 1,025.0 | 1,159.0 | 1 095.4 | 1 532.5 |
| Vapor* | 1,862.5 | 1,013.8 | 1,967.9 | 1,870.4 | 2 245.7 | 2 044.4 |
| Diesel | 146.3 | 16.5 | 1,518.5 | 2,242.9 | 4 596.9 | 4 062.1 |
| Gas | 434.7 | 231.4 | 2,351.9 | 2,586.2 | 2 220.8 | 1 166.2 |
| Cogeneración | - | - | 55.1 | 127.4 | 836.7 | 676.0 |
| Eólica | - | - | - | - | 64.8 | 101.3 |

Nota: en 1999 incluye 34.7 GWh de una carboeléctrica.

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 2
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCIÓN DE LA
GENERACIÓN NETA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

c) **Demanda**

Se han registrado apreciables incrementos en el consumo de electricidad. Las ventas al consumidor final aumentaron, durante los quinquenios 1990-1994 y 1995-1999, a tasas promedio anuales de 6.2% y 6.9%. Por países, durante el quinquenio 1995-1999, en orden descendiente se presentaron las siguientes crecimientos: Guatemala 8.2%; Honduras 7.6%; Nicaragua y Panamá, ambos con 6.3%, El Salvador 6%, y Costa Rica 5.3%.²

Referente a los crecimientos de la demanda, es conveniente hacer mención de la alta vulnerabilidad de los países ante desastres naturales y el impacto en el consumo eléctrico. Por ejemplo, a final de 1998 la región se vio afectada por un fenómeno meteorológico que afectó severamente las economías de los países y consecuentemente redujo la demanda y el consumo de electricidad. Honduras, el país más afectado, redujo su crecimiento de 10.4% en 1998 a 2.6% en 1999,³ no obstante lo anterior, este país registró el segundo mayor crecimiento de la región en el período 1995-1999.

Durante 1999 se registró un volumen de ventas de 20 888 GWh, participando los países en orden decreciente en las siguientes proporciones: Costa Rica 26%; Guatemala 19.7%; Panamá 17.2%; El Salvador 16.6%; Honduras 13.5%, y Nicaragua 7.1%. Por su estructura, el sector residencial es el mayoritario y representó en 1999 el 31.1% de las ventas totales. En orden descendente, participaron los sectores industrial (19.4%); comercial (22.3%) y otros sectores (27.2%).

La demanda máxima no coincidente en la región creció durante los quinquenios 1990-1994 y 1995-1999 a tasas promedio anuales de 6.5% y 5.9%, respectivamente, totalizando 4 543 MW en 1999 (véase de nuevo el gráfico 1).

d) **Cubrimiento de la demanda y racionamientos**

Con los datos anteriores sobre capacidad instalada, producción y demanda de energía, puede verse que durante los últimos años, desde el punto de vista del balance no han existido problemas para satisfacer la demanda. Los racionamientos por insuficiencia en la producción y riesgos de racionamiento, que estuvieron presentes en varios países principalmente durante los primeros años de la década de los noventa, han desaparecido, como consecuencia de las nuevas centrales que han entrado en operación. No obstante lo anterior, los sistemas nacionales siguen mostrando vulnerabilidad ante desastres naturales o bien ante contingencias especiales, cuando se ven afectadas las principales instalaciones de los países. Durante estos eventos, la operación de las interconexiones y el apoyo de los sistemas vecinos ha sido muy importante.

² En algunos casos se han corregido las tasas de crecimientos para eliminar los efectos de los racionamientos registrados en 1994.

³ Adicionalmente, Honduras vio reducida su capacidad de producción durante los meses de febrero a junio de 1999, ante una severa falla que se presentó en su principal central generadora (la hidroeléctrica Francisco Morazán).

Como resultado de la instalación de un mayor número de centrales termoeléctricas y de su participación creciente en los despachos nacionales, se ha observado un incremento en la utilización de combustibles para la producción eléctrica; así, en 1990 se utilizaron 2.8 millones de barriles de derivados del petróleo, en tanto que en 1995 y 1999 se requirieron 13.7 y 13.3 millones de barriles, respectivamente, lo que representa un aumento promedio anual 20.8% durante la década referida.

2. Los sistemas interconectados subregionales

Los países de la región operan interconectados por medio de dos subsistemas: el Bloque Norte (Guatemala-El Salvador) y el Bloque Sur (Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá). El Salvador y Honduras otorgaron durante 2000 las contrataciones para la construcción de su correspondiente enlace binacional, con lo cual se esperaba que dicha interconexión quede concluida al finalizar el año 2001.

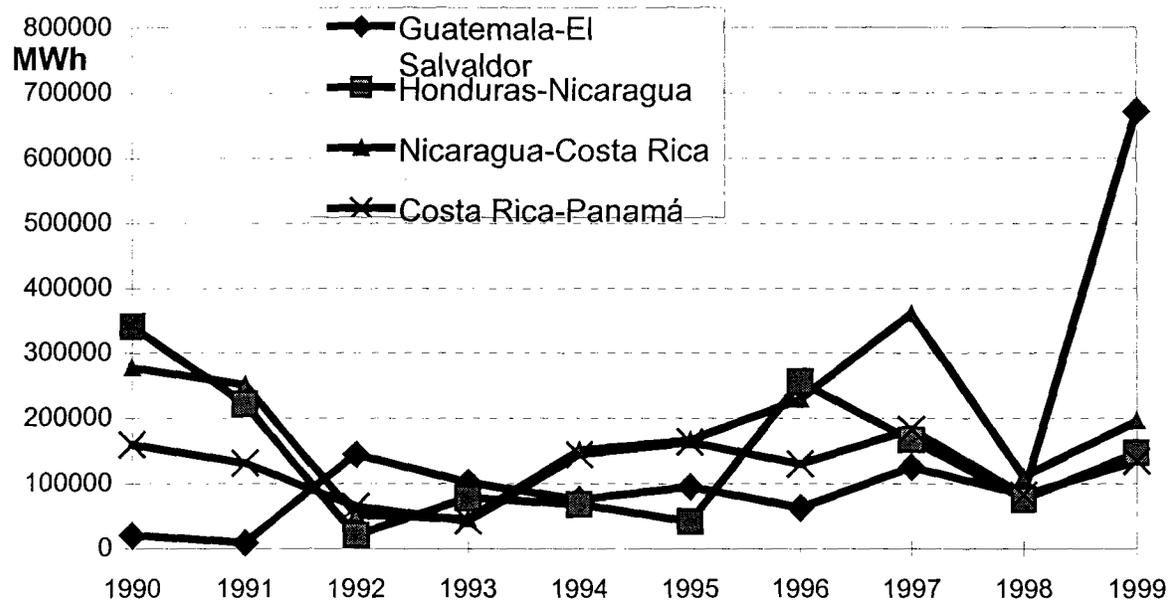
Las interconexiones han posibilitado importantes beneficios a los países de la región, principalmente derivados de la reducción en los costos de producción de los sistemas eléctricos nacionales como resultado y apoyos durante emergencias (véase en el gráfico 3 un resumen de los flujos brutos anuales de energía en cada enlace binacional). Sin embargo las oportunidades de cooperación se han visto limitadas por problemas de índole técnico, administrativo e institucional, lo cual ha sido más visible en los países del bloque sur. En el bloque norte, probablemente por estar integrado solamente por dos países, la evolución de los intercambios ha sido más favorable, habiendo llegado incluso durante 1999 a saturar en algunos cortos períodos la capacidad del enlace. En este último crecimiento de las transacciones bilaterales jugaron un papel muy importante los nuevos actores privados que se han incorporado a las industrias de ambos países, especialmente los comercializadores en Guatemala y las distribuidoras en El Salvador.

3. Avance y estado actual de los procesos de reforma

a) El proceso de definición del marco legal y regulatorio

Desde inicios de la década de los noventa, los países del Istmo Centroamericano iniciaron un proceso de reforma de sus respectivas industrias eléctricas nacionales. Costa Rica y Honduras fueron pioneros en las reformas, habiendo adoptado un esquema de apertura y competencia limitada en la producción. La administración del despacho y las funciones de comprador único han quedado en manos de empresas estatales. En el caso de Honduras también se tenía previsto una apertura limitada en la transmisión, un mercado mayorista y la desintegración vertical y horizontal de la distribución. En ambos países se han planteado transformaciones más profundas, las cuales han sido plasmados en sendos proyectos de Ley presentados a las Asambleas durante 1999. En Costa Rica, luego de una protesta generalizada de la sociedad civil, el proyecto de ley fue retirado de la Asamblea, se encuentra en revisión por una comisión multisectorial. En Honduras el proyecto fue aprobado por la Asamblea en segunda lectura, sin embargo todavía a inicios del mes de diciembre de 2000 se encontraba en etapas de consulta con diversos sectores del país.

Gráfico 3
Istmo Centroamericano: Resumen histórico de flujos brutos anuales por enlace
(GWh)



Los restantes países (El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá) finalizaron el proceso de definición de los nuevos esquemas de su industria eléctrica y aprobaron las respectivas leyes entre 1996 y 1998. Es estos países, con sus particularidades propias, el nuevo esquema contempla la desintegración de los segmentos de la industria (producción, transporte, distribución y comercialización, esta última solamente contemplada en El Salvador y Guatemala), la apertura de los sistemas de transmisión y competencia por los mercados de producción, y gran consumo de electricidad. El Salvador es el único país que contempla la competencia en el nivel minorista (*retail*), la cual empezaría con la acción de los comercializadores, cuyo reglamento fue aprobado recientemente. Con excepción de Nicaragua, los países referidos han finalizado sus proceso de desincorporación de activos, privatización de empresas y servicios y conformación y corporativización de las empresa estatales que continuarán operando en la industria. Nicaragua se encontraba en ese proceso, habiendo privatizado la distribución en agosto de 2000, mientras que la generación está prevista para febrero de 2001.

c) La estructura y organización actual de la industria

Con algunas excepciones, en la nueva estructura de la industria se encuentran bien definida la asignación de funciones en los niveles normativo y regulatorio. En el primero de ellos, las funciones han recaído en Ministerios o comisiones específicas, sin embargo en uno de los países, dicha función no ha sido especificada. En el nivel regulatorio, las tareas han sido asignadas a

Comisiones con dedicación exclusiva al subsector eléctrico (Guatemala y Honduras) o energético (Nicaragua) y en el resto de los casos a entes multisectoriales.

Finalmente está el nivel empresarial, en donde se puede apreciar la aparición de nuevos actores, como consecuencia, primero de la apertura del sector de la generación, y posteriormente de la desintegración vertical y horizontal y los procesos de privatización referidos. A inicios de 2000 se podría apreciar la participación de alrededor de 162 agentes.

Un resumen de esta estructura, con las empresas que estaban operando a inicios de 2000, se muestra en el cuadro 3. Información y datos con mayor grado de detalle sobre la estructura e índices de concentración y participación en cada uno de los segmentos de la industria eléctrica de cada país se encuentran en el anexo I.

Cuadro 3

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA Y PARTICIPACION DE AGENTES EN EL NIVEL EMPRESARIAL

| Nivel | Costa Rica | El Salvador | Guatemala | Honduras | Nicaragua | Panamá |
|----------------------------|---|---|--|--|--|---|
| <u>NORMATIVO</u> | Ministerio del Ambiente y Energía (MINAE) | no definido en la Ley | Ministerio de Energía y Minas (MEM) | Gabinete Energético (GE) | Comisión Nacional de Energía (CNE) | Comisión de Política Energética (CPE) |
| <u>REGULATORIO</u> | Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) | Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) | Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) | Comisión Nacional de Energía (CNE) | Instituto Nicaragüense de Energía (INE) | Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP) |
| <u>EMPRESARIAL</u> | No definido en la estructura actual. ICE a cargo del despacho. | Unidad de Transacciones SA de CV (UT) | Administración del Mercado Mayorista (AMM) | No definido en la estructura actual. ENEE a cargo del despacho. | Centro Nacional de Despacho de Carga, unidad organizativa de la Empresa Estatal de Transmisión | Centro Nacional de Operación, dependencia de ETESA |
| Administración del Mercado | Instituto Costarricense de Electricidad (ICE); Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL); tres cooperativas, y 30 productores privados independientes. | Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL); Generadora Geotérmica SA de CV; Acajutla SA de CV (Duke); Gen. Salv. SA de CV (Duke); Nejapa Power (Coastal); CESSA (Cementera), y 7 pequeños productores. | EGEE (INDE); GGG (Constellation); Genor (Edison); PQPC (Enron); San José (Tampa-Coastal); Sidegua; La Alborada (Tampa); Geozunil (Ormat); 6 ingenios azucareros, y 3 pequeños productores. | Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) Elcosa, Lufussa, Imcc, Nacional de Ingenieros, Laeisz, Cemcol y 3 pequeños autoprodutores | Empresa Nicaragüense de Energía Eléctrica (ENEL), Tipitapa Power (Coastal), Amfels, Corinto (Enron), Momotombo (Ormat), San Antonio, Timal y Las Canoas. | EGE Fortuna (H. Quebec); EGE Bayano (AES); EGE Chiriqui (AES); EGEMINSA (Enron); COPESA; Petroterminal; Petroeléctrica; Pan-Am (IGC/ERI); Arkapal; Hidro Panamá, y Comisión del Canal (CCP) |
| Empresas Productoras | | | | | | |
| Transmisión | ICE | Empresa de Transmisión de El Salvador, SA de CV (ETESAL) | Empresa de transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) | ENEE | ENEL | Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA) |
| Distribución | ICE, CNFL y 6 cooperativas (JASEC, COOPESANTOS, ESPH, COOPELESCA, COOPEALFARO y COOPEGUANACASTE). | CAESS (AES), DELSUR (PP&L/EMEL), CLESA (AES), EEO (AES), DEUSEM (AES) y De Matheu | EEGSA (Iberdrola), DEOCSA (U. Fenosa), DEORSA (U. Fenosa), 12 empresas municipales y una pequeña distribuidora privada. | ENEE | Disnorte y Dissur (ambas adquiridas por Unión Fenosa a mediados de septiembre de 2000). | EDE Metro Oeste (U.Fenosa); EDE Chiriquí (U.Fenosa), y EDE Noreste (Constellation) |
| Comercialización | no existe la figura en la Ley | | COMEGSA; CECSA; ELECNO, y JACSA | no existe la figura en la Ley | no existe la figura en la Ley | no existe la figura en la Ley |
| Grandes Consumidores | no existe la figura en la Ley | ANDA; SIC'EPASA, y MAG | PROTISA; COAGRO; Cementos Progreso S.A., Consultora Int. Atlanta y 12 grandes usuarios. | Grupo HECO | | |

II. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

Los mercados mayoristas (MMs) de electricidad constituyen el principal mecanismo de asignación de la producción de energía entre los generadores y consumidores, previsto en los nuevos modelos de organización de la industria eléctrica que han sido adoptados en El Salvador, Guatemala y Panamá. Estos países ya han conformado a las instancias encargadas de administrar y supervisar sus MMs, los cuales llevan ya, entre dos y tres años de operación continua. Además, estos países han aprobado la mayor parte de la legislación pertinente.

El objetivo de los MM, al igual que en los mercado de "*commodities*" tradicionales, es el establecer la competencia plena al mayoreo en la generación eléctrica, posibilitando a los distribuidores (Ds) y los Grandes Consumidores (GCs) hacer compras directas a los productores (Gs). En dos de los países referidos (El Salvador y Guatemala), también se ha previsto la actuación de los comercializadores (Cs), agentes independientes a los segmentos tradicionales de la industria, que tendrían por objetivo aportar la experiencia y soporte comercial y financiero, para reducir el coste y el riesgo a las transacciones de electricidad.

En el análisis que se presenta a continuación tiene el propósito de examinar la contribución real que estos nuevos mecanismos están apartando al desempeño de la industria, identificar los principales problemas que se han presentado y las potenciales amenazas a las que se podrían enfrentar.

1. Infraestructura eléctrica

Los sistemas eléctricos constituyen el soporte físico de los mercados mayoristas de electricidad, razón por la cual mantienen una alta interacción con los mercados y condicionan, en parte, su funcionamiento, determinando por ejemplo los niveles de costos y los niveles físicos y económicos de las transacciones. En sentido inverso, cabe observar que también los mercados mayoristas inciden sobre los sistemas eléctricos, definiendo tendencias en el equipamiento. A continuación se resumen las principales características de los segmentos de la producción, transmisión y distribución, en los países que han iniciado la operación de MMs.

a) Producción

Los sistemas eléctricos de los tres países analizados (El Salvador, Guatemala y Panamá) presentan generación de tipo hidroeléctrico y térmico convencional (vapor, diesel y turbogas) a base de hidrocarburos y combustibles de importación. En Panamá se reporta la mayor participación hidroeléctrica, en tanto que en El Salvador se da la mayor participación termoeléctrica. En dos países - El Salvador y Guatemala- existe generación geotérmica y solamente en uno -Guatemala- existe cogeneración industrial, proveniente esencialmente de ingenios azucareros. Salvo las anteriores diferencias, puede decirse que los sistemas de producción de los tres países son muy

semejantes, tanto en estructura como en tamaño. Un resumen de las principales características de los sistemas y de su evolución reciente se muestra en el cuadro 4.

Cuadro 4
EL SALVADOR, GUATEMALA Y PANAMÁ: EVOLUCION RECIENTE
DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

| | | 1994 | 1997 | 1998 | 1999 | Tasa de crecimiento (%) | |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------------------|-----------|
| | | | | | | 1994-1999 | 1998-1999 |
| El Salvador | | | | | | | |
| Capacidad instalada | (MW) | 818 | 943 | 943 | 999 | 4.1 | 5.9 |
| Pública | (%) | 100 | 85 | 85 | 54 | | |
| Privada | (%) | 0 | 15 | 15 | 46 | | |
| Demanda máxima | (MW) | 566 | 666 | 694 | 718 | 4.9 | 3.4 |
| Producción | (GWh) | 3 075 | 3 548 | 3 737 | 3 686 | 3.7 | -1.4 |
| Pública | (%) | 100 | 74 | 75 | 73 | | |
| Privada | (%) | 0 | 26 | 25 | 27 | | 8.6 |
| Guatemala | | | | | | | |
| Capacidad instalada | (MW) | 991 | 1 206 | 1 311 | 1 439 | 7.7 | 9.7 |
| Pública | (%) | 78 | 64 | 49 | 44 | | |
| Privada | (%) | 22 | 36 | 51 | 56 | | |
| Demanda máxima | (MW) | 624 | 820 | 877 | 962 | 9.1 | 9.7 |
| Producción | (GWh) | 3 226 | 4 254 | 4 502 | 4 959 | 9.0 | 10.2 |
| Pública | (%) | 71 | 51 | 47 | 50 | | |
| Privada | (%) | 29 | 49 | 53 | 50 | | |
| Panamá | | | | | | | |
| Capacidad instalada | (MW) | 910 | 968 | 1 036 | 1 097 | 3.8 | 5.9 |
| Pública | (%) | 100 | 94 | 0 | 0 | | |
| Privada | (%) | 0 | 6 | 100 | 100 | | 5.9 |
| Demanda máxima | (MW) | 592 | 707 | 726 | 755 | 5.0 | 3.9 |
| Producción | (GWh) | 3 307 | 4 095 | 4 167 | 4 398 | 5.9 | 5.5 |
| Pública | (%) | 100 | 97 | 0 | 0 | | |
| Privada | (%) | 0 | 3 | 100 | 100 | | 5.5 |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

b) Transporte

En el anexo II se muestra la ubicación geográfica de los sistemas de transmisión en los tres países. Estos sistemas se han desarrollado de acuerdo a la ubicación de los centros de generación y a la geografía y ubicación de los urbanos e industriales. La distribución territorial más homogénea de las centrales así como la red más mallada puede advertirse en El Salvador, país que hasta el momento tiene desarrollado su sistema en un nivel de 115 kV, del cual una porción significativa de las líneas y subestaciones debe rehabilitarse (por ejemplo la línea que vincula San Miguel con Tecoluca, que además cierra uno de los anillos zonales).

La transmisión en Guatemala y Panamá, por el contrario se caracteriza por líneas de 230 kV de gran extensión y un mayor grado de concentración puntual. En Guatemala, la mayor generación hidroeléctrica se sitúa al norte, sin embargo existen dos hidroeléctricas de mediana capacidad en la región sur oriental (Jurún Marinala y Aguacapa, de 60 y 90 MW respectivamente), ubicadas relativamente cerca de la ciudad capital, donde está el principal mercado. La generación termoeléctrica esta casi en su totalidad ubicada al sur, en la zona costera del pacífico y más cercana a la capital.

En Panamá, la mayor generación hidroeléctrica se concentra en occidente en la región lindera a Costa Rica (salvo Bayano, 150 MW, que está ubicada al oriente) y la térmica en la zona de influencia del Canal y de las ciudades de Panamá y Colón, principalmente en las zonas costeras de ambos océanos. La vinculación entre la generación hidroeléctrica y el mercado se realiza a través de una línea 230 kV, del orden de los 400 km de longitud, constituyendo el tramo de mayor longitud de los países analizados.

La transmisión se realiza escalonada en tensiones de 230 kV, 138 kV o 115 kV y 69 kV, las que parecen adecuadas para las dimensiones actuales de los sistemas, tanto en distancias como en cargas transportadas. La tensión de 230 kV se está utilizando también para las vinculaciones internacionales posibilitando, con instalaciones adecuadas, y flujos máximos del orden de los 130 MW, que son los aceptados para las transacciones entre El Salvador y Guatemala. A este respecto es conveniente mencionar que, conforme a criterios rígidos de operación (entre ellos la no ocurrencia de deslastre de cargas para prevenir el efecto cascada de pérdida del sistema luego de la salida de un enlace), tras un análisis detallado de estudios de contingencias hecho por los países centroamericanos, se concluyó que la capacidad máxima de transferencia en cada uno de los enlaces es de 50 MW firmes. Relajando las condiciones referidas y permitiendo deslastre de cargas, las transferencias máximas por cada uno de los interconectores pueden llegar a 150 MW.⁴

En Guatemala se presentan estrangulamientos en la vinculación entre los polos de generación térmica y los de mercado, que estarían a punto de alcanzar los límites técnicos en algunos enlaces. Se tiene contemplada la construcción de nuevas líneas de 230 kV, con lo cual se tendrán dos anillos, uno en la región metropolitana y otro con la región occidental. Además, nuevos enlaces de 230 kV permitirán apoyar a la región oriental e interconectar el departamento de El Petén, en el norte del país. Se han convertido algunas líneas de 69 kV al voltaje superior de 138 kV, lo cual ha permitido incrementar las capacidades de transferencia y reducir las pérdidas en el sistema. También se tiene contemplado el reforzamiento de algunas subestaciones, con sistemas de doble barra y protecciones más confiables. En El Salvador pareciera conveniente reforzar el sistema local, receptor de los intercambios con Guatemala y construir la primera línea nacional en voltaje de 230 kV. En cuanto a Panamá pareciera inferirse cierta vulnerabilidad en el abastecimiento hidroeléctrico a través del sistema de transporte existente. Las ampliaciones en los tres países están sujetas a condiciones económicas, así como regulatorias. En Panamá, durante el período de transición, la ETESA debe proponer al regulador el plan de expansión y reforzamiento y llevarlo a cabo, de acuerdo a las observaciones y modificaciones propuestas por el regulador.

⁴ Véase Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia de Comillas, España, y *Power Technologies Inc., Estudios complementarios de la expansión de la interconexión, 1996.*

En general puede decirse que en cuanto a los sistemas nacionales en alta tensión, estos no han llegado a presentar restricciones severas en a la operación de los mercados nacionales, sin embargo existen signos e indicios de potenciales problemas en algunas porciones de la red, como fue indicado en los casos anteriormente mencionados. De igual forma, los enlaces binacionales también presentan serias restricciones, tanto en el bloque norte como en el sur. En el primero, durante 1999 la capacidad de 130 MW del enlace llegó a saturarse en algunos momentos. En el bloque sur, como ya fue explicado, los límites técnicos del enlace Panamá - Costa Rica- Nicaragua-Honduras son menores (entre 50 y 75 MW), sin embargo el problema de saturación ha sido menos persistente, probablemente por la menor dinámica e interacción de los mercados del sur. Las soluciones para incrementar la capacidad del actual enlace, así como la expansión de una nueva línea troncal, ya fueron identificados dentro del proyecto SIEPAC.⁵

c) **Distribución**

La distribución se ha desarrollado de acuerdo a la ubicación y características de los centros urbanos y la densidad y dispersión de la población en el interior de los países. Los mayores centros urbanos corresponden a las ciudades capitales, en los cuales se han desarrollado sistemas mallados, con niveles de voltaje específicos en cada país y múltiples alimentaciones al MM, a partir de subestaciones de alta tensión y en algunos casos, también directamente por medio de enlaces de media tensión con centrales de generación. Por el contrario, en los centros urbanos de tamaños mediano y pequeño y en las áreas rurales, los sistemas tienden a tener menor número de mallas y por lo general radiales y con una simple alimentación.

2. Organización de los MMs

a) **La organización de los mercados**

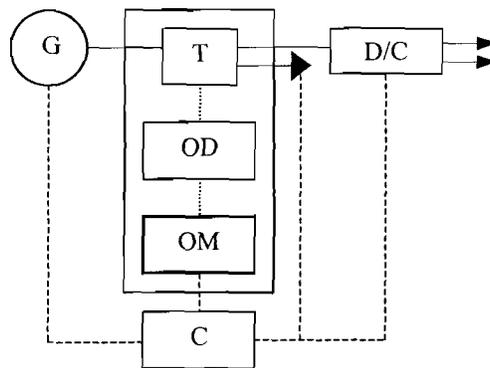
El modelo básico adoptado por los tres países que se analizan establece competencia plena al mayoreo en la producción de energía eléctrica (véase el gráfico 4). Los distribuidores (Ds) y los Grandes Consumidores (GCs) pueden así hacer compras directas a los Gs y, en su caso, también a los Cs. Los Ds mantienen un “mercado cautivo” compuesto por los usuarios finales que no tienen la opción de desligarse comercialmente de ellos. La nueva estructura del mercados reciente ha empezado, por lo cual no todos los mecanismos han sido establecidos, ni tampoco han sido ejecutados todos los pasos establecidos dentro de la transición. Sobre este modelo básico pueden apreciarse variaciones y especificidades en cada país. A continuación se mencionan aquellas que tiene que ver con la estructura general del mercado:

i) En Guatemala y El Salvador, como ya fue mencionado, se permite la participación de los comercializadores (Cs), agentes intermediadores que compiten en la compra - venta de la energía producida por los generadores (Gs) y que aportan su experiencia en gestión financiera para reducir riesgos y costos a las transacciones de electricidad.

⁵ Ibidem.

Gráfico 4

Modelo básico de los MMs



Notas: OD: Organismo encargado del despacho, OM; Operador del Mercado.

ii) La tendencia en los tres esquemas es que las funciones de la operación del mercado (OM) y del despacho (OD) sean realizadas por un solo ente. En El Salvador se trata de una entidad independiente, en tanto que en Panamá, ha quedado a cargo de una unidad especializada de la empresa de transmisión. En Guatemala, el ente encargado de la OM todavía no cuenta con un centro de control para dirigir directamente el despacho, por la cual da las consignas y supervisa el despacho que se lleva a cabo en el centro de control de la empresa de transmisión.

iii) La desintegración vertical es mandatoria en los tres países. Este proceso ya fue finalizado en Panamá y El Salvador. En Guatemala todavía permanece una empresa estatal verticalmente integrada (EVI) no obstante se han dado pasos decisivos hacia la separación contable de las actividades. A este respecto es necesario aclarar que solamente en Panamá las leyes han establecido parámetros y límites para evitar una reintegración. Adicionalmente Panamá cuenta con una ley antimonopólica y una comisión de competencia económica, la cual podría dictaminar en casos de presentarse prácticas anticompetitivas no contempladas en la ley eléctrica. En El Salvador y Guatemala la desintegración tiene una forma "suave", es decir, existen procedimientos, por ejemplo la separación contable o la creación de empresas mercantiles separadas, que permiten a un mismo propietario realizar actividades en distintos segmentos de la cadena de la industria.

iv) Finalmente, la mayor distorsión o separación del modelo de competencia establecido en los marcos regulatorios lo constituyen los compromisos de largo plazo con generadores privados, suscritos por las empresas estatales antes de la aprobación de los nuevos marcos regulatorios. Por el número y tamaño de los contratos, estos tienen un peso especial en el mercado guatemalteco, en tanto que en los otros dos países su participación es minoritaria. Este grupo de generadores, referidos por sus siglas en inglés como PPAs,⁶ tienen su mercado asegurado y no tienen necesidad de competir. Por esa razón dentro de este informe se establecen dos categorías en el segmento de la producción.

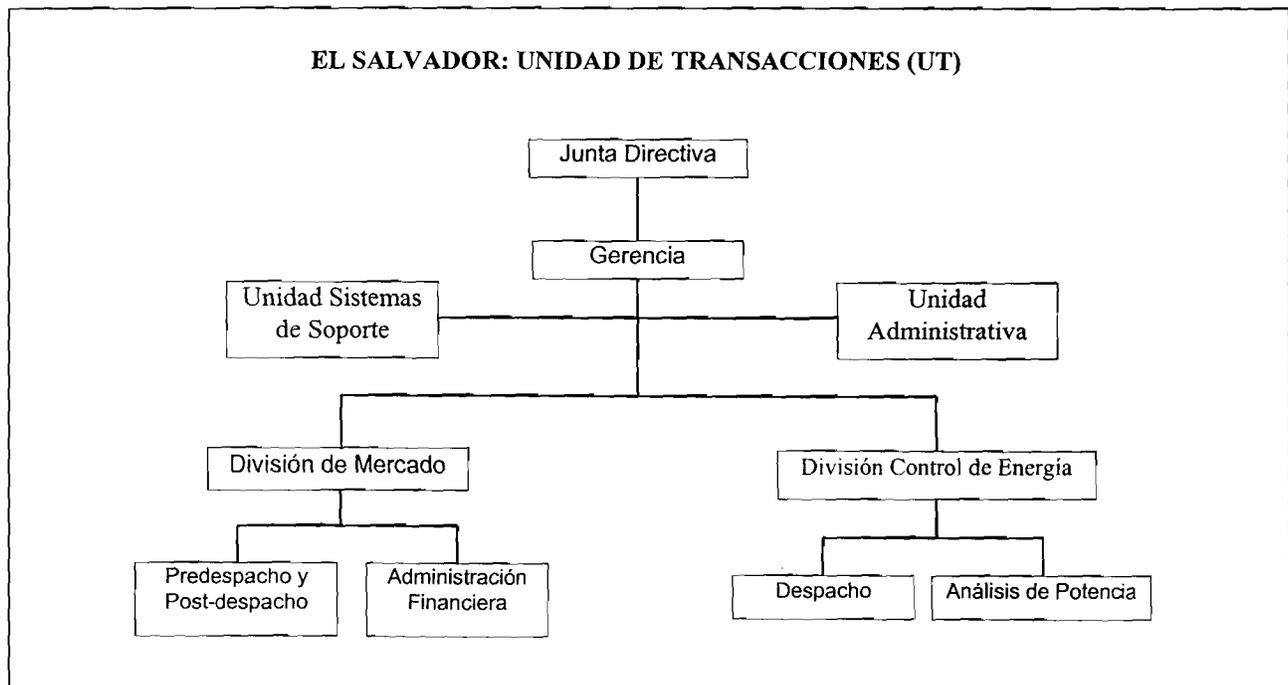
⁶ *Power purchase agreement.*

b) Los entes encargados de la administración de los MMs

La administración de los MMs ha quedado a cargo, en El Salvador, de la Unidad de Transacciones (UT); en Guatemala, del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y en Panamá, del Centro Nacional de Despacho (CND). Tanto la UT como el AMM son entes independientes, en tanto que el CND es una unidad especializada de la empresa de transmisión del país. A continuación se resumen los principales aspectos de la constitución y organización de los entes referidos. En el anexo III se presenta un resumen detallado de la reglamentación de los mercados mayoristas en los tres países.

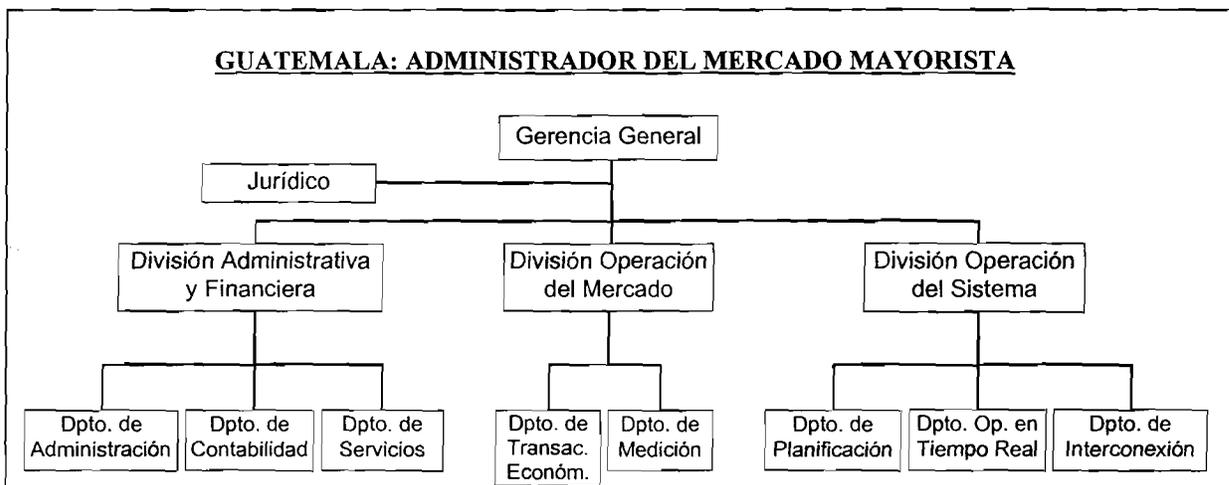
i) La Unidad de Transacciones (UT) en El Salvador. Se trata de una empresa privada, organizada como sociedad de capital representado por acciones nominativas, cuyo objeto es el de operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema, asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros, y operar el MM. Son accionistas de la UT los operadores y usuarios finales directamente conectados al sistema de transmisión controlado por dicha Unidad, que cumplan con las siguientes condiciones: generadores con capacidad nominal total mínima de 5 MW; transmisores cuyas instalaciones pertenezcan al sistema; distribuidores con capacidad nominal total conectada al sistema de transmisión no menor a 5 MW; y usuarios finales con una capacidad nominal total conectada al sistema de transmisión no menor a 5MW. Los gastos de la sociedad son solventados por los vendedores, compradores y transmisores del mercado mayorista, de acuerdo con lo establecido por la SIGET. Los miembros de la UT deben suscribir acciones de la sociedad en proporción al valor de libro de los bienes orientados a las actividades del sector. La autoridad máxima de la UT es la Junta Directiva, integrada por dos representantes por cada grupo de acciones (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios finales), con excepción de los transmisores, que tendrán un solo representante. Adicionalmente se tiene contemplada la figura de los comercializadores, agentes del mercado que no tienen una representación directa en la Junta Directiva de la UT; su reglamentación específica fue aprobada recientemente por medio del Decreto Ejecutivo 90, del 24 de octubre de 2000. En el gráfico 5 se muestra un organigrama de la UT.

Gráfico 5



ii) El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) en Guatemala. En un ente privado sin fines de lucro, cuyas funciones son: coordinar la operación de centrales, interconexiones y líneas de transporte, al mínimo costo, en un marco de libre contratación de energía eléctrica; establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía; garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica, y realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado (SIN) y la administración de las transacciones comerciales del MM. Su máxima autoridad es la Junta Directiva, integrada por cuatro delegados titulares, cada uno representando a las agrupaciones de Participantes del MM (productores, transportistas, consumidores y grandes usuarios) . El gráfico 6 se muestra un organigrama del AMM.

Gráfico 6



iii. El Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá. Dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) que tiene a su cargo la operación integrada, servicio de utilidad pública cuyo objeto es atender la demanda instantánea del SNI, en forma confiable, segura, y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional. El CND cuenta con recursos provenientes de cargos por el servicio de operación integrada, que incluyen la función hidrológica y meteorológica. El gráfico 7 se muestra un organigrama del CND.

3. Estructura actual de los MMs

La estructura y participación de los diferentes agentes de los MMs de cada país, así como aspectos generales sobre la participación reportada durante el año 1999, se muestra en forma sintética en los gráficos 8, 9 y 10. A continuación se presentan algunos de los aspectos más relevantes de los MM en cada país. Detalles sobre el grado de participación de los actores se muestran en el anexo I.

Gráfico 7

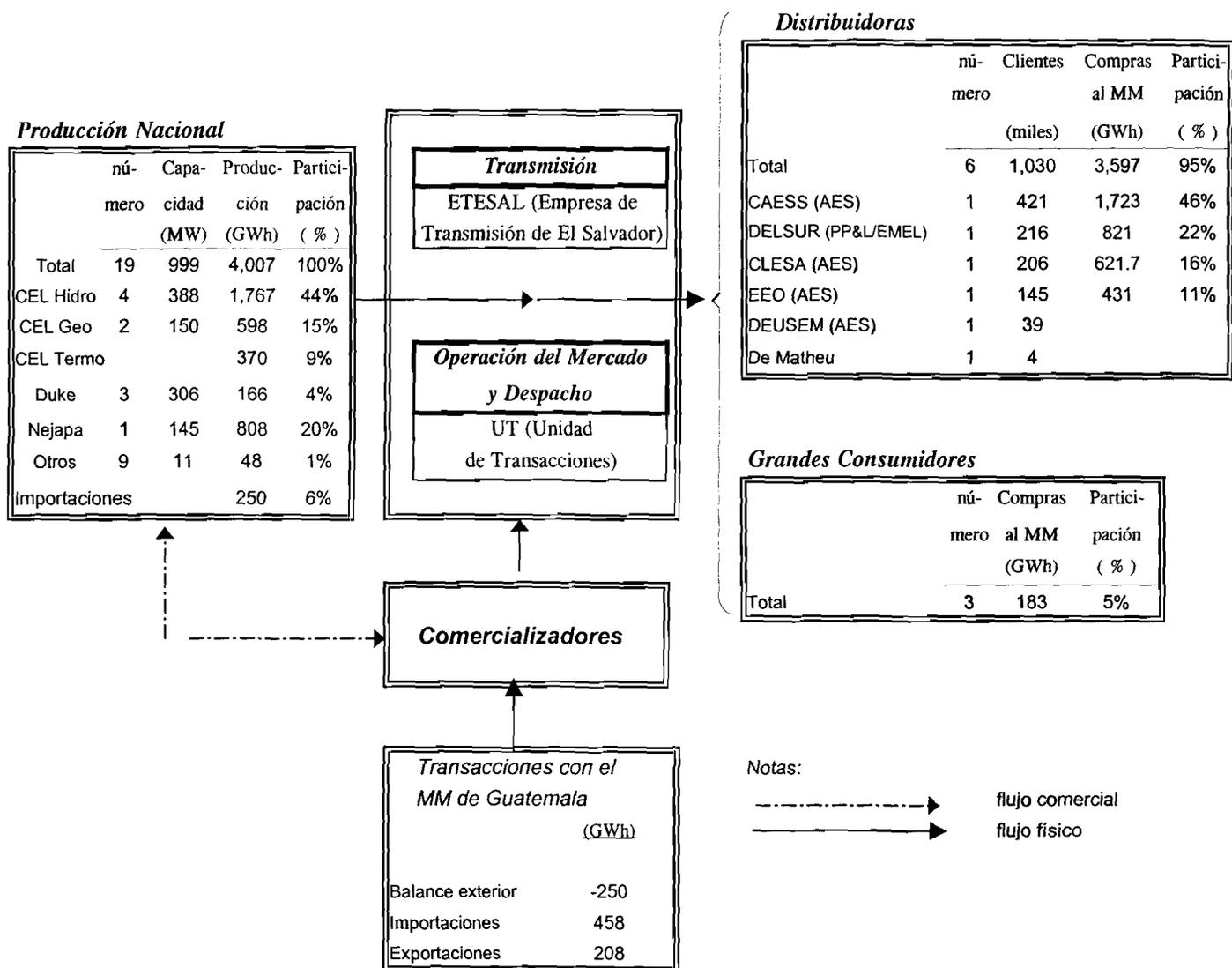


a) El Salvador.

El mercado eléctrico salvadoreño presenta características marcadamente oligopólicas. En 1999 tres firmas generadoras (CEL, Nejapa y Duke) representaron el 92% de la producción nacional, el cual fue complementado por las importaciones provenientes de Guatemala (6.2%) y por la producción de minicentrales hidroeléctricas cautivas a los mercados de las distribuidoras (1.3%). En el segmento de la producción, el índice HHI ⁷ para el mercado de generación tuvo un valor de 5,122 lo cual lo ubica como un mercado altamente concentrados. Este índice subiría a 7,876 si se considera la producción de Nejapa dentro de la oferta de la CEL.

⁷ El *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) mide el grado de concentración de las firmas en un mercado y sirve como un indicador de la posibilidad de ejercicio del poder dominante. El HHI se define como la suma de los cuadros de las participaciones de cada firma. La mayor posibilidad ocurre en el caso de un monopolio, que al tener una participación del 100% le correspondería un HHI de 10 000. La *Federal Energy Regulatory Commission* de los Estados Unidos de América, en su resolución No. 592, define umbrales para el HHI, considerando valores menores de 1 000 para mercados no concentrados; entre 1000 a 1 800 para mercados moderadamente concentrados y superiores a 1 800 como altamente concentrados. En este documento se han calculado los HHI de acuerdo a la generación neta entregada a la red por cada agente durante 1999. En el caso de países con balance neto de importadores, la energía comprada de países vecinos se ha considerado como proveniente de un solo agente. En el caso de países exportadores, no se ha hecho ningún ajuste a los HHI.

Gráfico 8
EL SALVADOR: ESTRUCTURA GENERAL DEL MERCADO MAYORISTA
Y PARTICIPACION DE LOS AGENTES EN 1999



Fuente: CEPAL, sobre informes oficiales.

Las empresas del corporativo estatal CEL, tienen la proporción mas alta en la oferta del producción, la que en 1999 llegó a una participación del 68%. A este respecto es conveniente aclarar que esta empresa comercializa la totalidad de generador *Nejapa Power Company*, firma subsidiaria de la Coastal,⁸ la cual representó el 20% de la oferta. Esta situación da a la CEL dominio y posibilidades estratégicas determinantes sobre el mercado. Sin embargo, su carácter estatal inhibe configurar abusos de posición dominante y su conducta real es aparentemente consistente con este supuesto.

⁸ Conforme a la información suministrada, la comercialización de este contrato *take or pay* se hace a pérdida, amortiguando la CEL los impactos sobre el Mercado.

La segunda posición la ocupan las generadoras Acajutla y Salvadoreña, pertenecientes ambas a *Duke Energy International*. En conjunto, tuvieron durante 1999 una participación modesta del 4%, lo que haría presumir una influencia poco sensible en el comportamiento del mercado, sin embargo hay que aclarar que *Duke* tomó posesión de los activos termoeléctricos hasta en el segundo semestre de 1999, justo en el período de alta hidraulicidad. Su estrategia de entrada fue precisamente generar al mínimo y de esa forma influir en el despacho hidroeléctrico de las centrales de la CEL, lo cual le permitió mejorar la valorización de su energía en los meses del estiaje, objetivo que aparentemente logró, tema que será discutido más adelante.

En lo relativo a la demanda, el primer lugar lo ocupan la firma distribuidora estadounidense AES, que recientemente adquirió las empresas pertenecientes anteriormente a Electricidad de Caracas S.A. Las distribuidoras ahora propiedad de dicha firma, representaron en 1999 el 73% (CAESS, participó con el 45%, CLESA con el 16% y EEO con 11%). La segunda firma significativa en el mercado es DELSUR (propiedad de *Pennsylvania Power and Light* y EMEL de Chile), cuya participación fue de 22%. De esta forma dos firmas han llegado a dominar el 95% de la demanda, situación que implica una concentración de poder de negociación muy poderosa en el mercado de contratos y, adicionalmente, una potencial amenaza para manipulación de precios en el MRS, ya que se daría en caso de concertación entre generadores y distribuidores. A este respecto es necesario mencionar que el MRS fija el nivel de traslación a la tarifa minorista. Según información disponible, hay indicios que las distribuidoras han presentado a la UT solicitudes de compra con igual precio, lo que podría implicar un síntoma de colusión. Llama la atención los movimientos de reintegración horizontal que se han observado a menos de tres años de haberse privatizado las distribuidoras, con lo cual ha emergido un actor visiblemente dominante.

En cuanto a las exportaciones, la mayor participación ha correspondido a CLESA, con 5%. En el nivel de los grandes usuarios, tiene relevancia la empresa paraestatal de agua ANDA y dos usuarios industriales, que durante 1999 representaron el 5% de la demanda del país.

En relación con la integración vertical, en principio no aparece absolutamente ningún vínculo societario en este sentido, siendo diferentes las firmas controlantes en generación de las que manejan las empresas de distribución. A nivel de empresas del estado, cabe señalar que CEL, además de controlar la generación mencionada, es propietaria de la Empresa de Transmisión, ETESAL. No obstante lo anterior, se debe poner especial atención a futuras expansiones de la generación y las vinculaciones de integración vertical derivadas, por ejemplo, recientemente la principal propietaria de las distribuidoras del país habría anunciado su interés por construir un proyecto de generación termoeléctrico de alcance regional.

b) Guatemala

Durante 1999 la generadora estatal y un grupo de doce productores privados que habían suscrito contratos de compra-venta de energía (PPAs) con las empresas estatales antes de la aprobación de la nueva ley de la industria eléctrica, representaron el 84% de la oferta. No obstante el número considerable de agentes productores, el índice HHI para el mercado de generación tuvo un valor de 2,859, lo cual lo ubica dentro de los mercados altamente concentrados. Este índice podría subir sustancialmente a 3,734, si se consideran los doce PPAs referidos como un único actor.

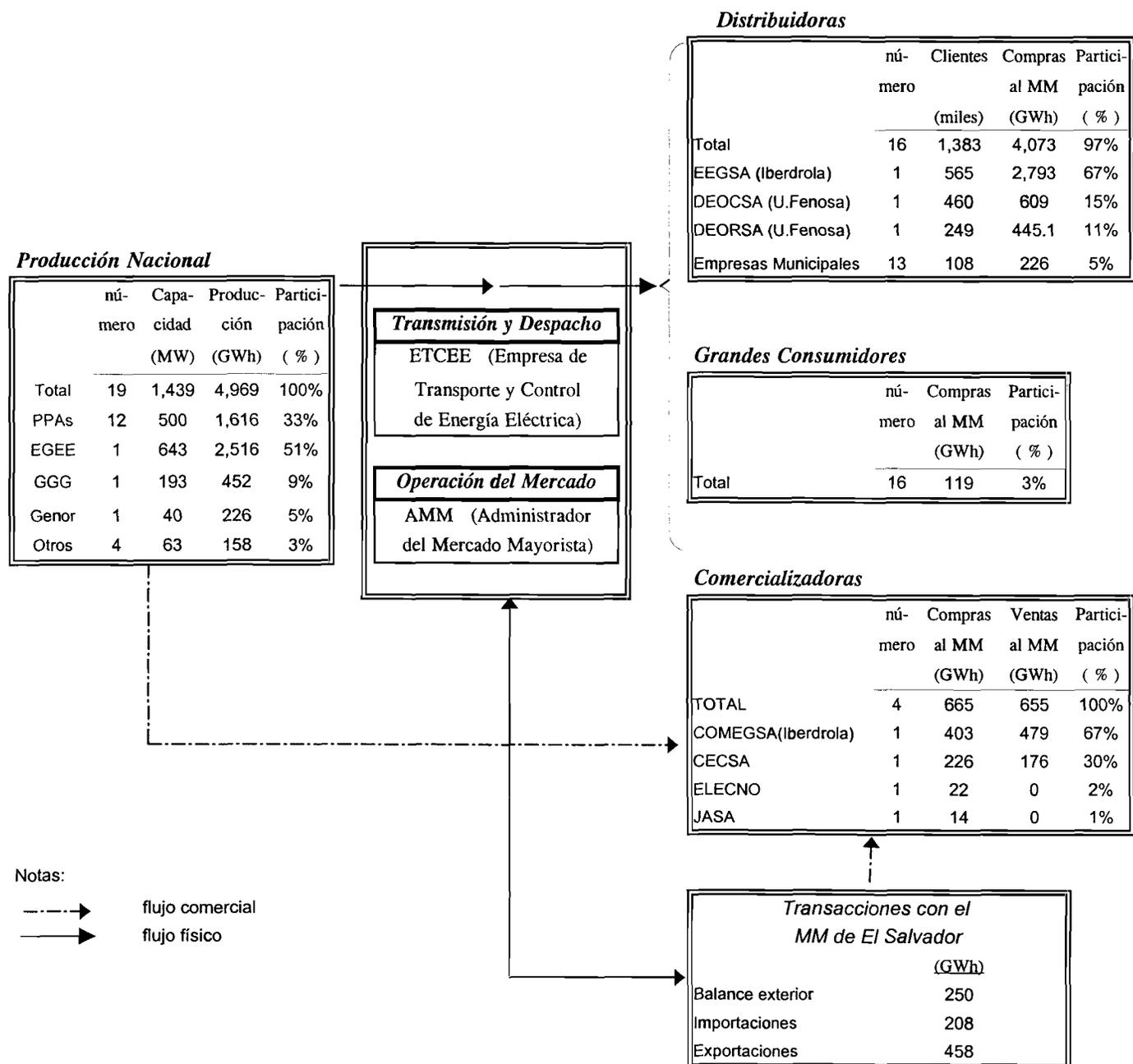
La generadora EGEE, de propiedad estatal y perteneciente al corporativo del INDE constituye el actor mayoritario en el lado de la oferta, con una participación del 51% durante 1999. En su orden, continua la participación de un grupo de doce PPAs suscritos antes de la aprobación del nuevo marco legal, todos con cláusulas tipo "*take or pay*", los cuales en su conjunto representaron el 33% de la oferta guatemalteca. De estos PPAs, la mayor participación corresponde a Puerto Quetzal, generadora perteneciente a la firma estadounidense Enron, que individualmente representó el 11% de la oferta. Posteriormente siguen en el listado de PPAs un grupo de seis ingenios cogeneradores, dos hidroeléctricas, dos termoeléctricas y una geotérmica. La oferta se complementa con la producción de GGG, subsidiaria del Constellation (9%) y Genor, subsidiaria de Edison (5%).

En lo que hace a la demanda, el primer lugar de participación lo ocupa EEGSA, perteneciente a la firma española Iberdrola, con una participación del 67%. Siguen DEOCSA y DEORSA, ambas de Unión Fenosa, y un grupo de 13 pequeñas distribuidoras municipales, que reportaron participaciones del 15%, 11% y 5% respectivamente. Obsérvese que los dos grupos españoles alcanzan el 93% de la demanda del país. Para completar el cuadro de la demanda, se registran un total de 16 grandes consumidores, cuyas compras de energía representaron el 3% de la demanda del MM.

En cuanto a las comercializadoras, las cuatro empresas registradas han jugado un activo papel compensador entre oferentes y demandantes, sin embargo esta actividad se ha realizado más hacia el balance con el país vecino (El Salvador), que hacia el mercado interno. De esa cuenta las grandes transacciones que han realizado las comercializadoras son entre generadores y distribuidores (en ambos países) y en una mínima porción, con los clientes directos o grandes usuarios. Lo anterior es una dinámica comprensible, sobre todo si se toma en cuenta que la comercializadora más activa corresponde a una filial de la distribuidora EEGSA, empresa que heredó y administra la mayor parte de PPAs suscritos referidos anteriormente.

En relación con la integración vertical, puede apreciarse un grupo norteamericano, propietario de dos centrales termoeléctricas (Teco, propietario de la turbogas Alborada y la carboeléctrica San José), que también es accionista minoritario de la distribuidora EEGSA. En cuanto a las comercializadoras, la EEGSA creó dentro de su corporativo una empresa de este giro comercial (COMEGSA) y además, las restantes comercializadoras pueden asociarse con algunos de los generadores presentes tanto en el país, como en El Salvador. A nivel de empresas del Estado, cabe señalar que el INDE, además de controlar la generación mencionada, es propietario de la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE). Por otra parte se tiene información del interés de la distribuidora EEGSA en construir una central termoeléctrica de mayor escala, con posibles alcances regionales, que se ubicaría en la zona atlántica del país. Por lo anterior, puede decirse que el tema de la vinculación vertical deberá ser objeto de especial atención por parte del ente regulador guatemalteco.

Gráfico 9
GUATEMALA: ESTRUCTURA GENERAL DEL MERCADO MAYORISTA
Y PARTICIPACION DE LOS AGENTES EN 1999



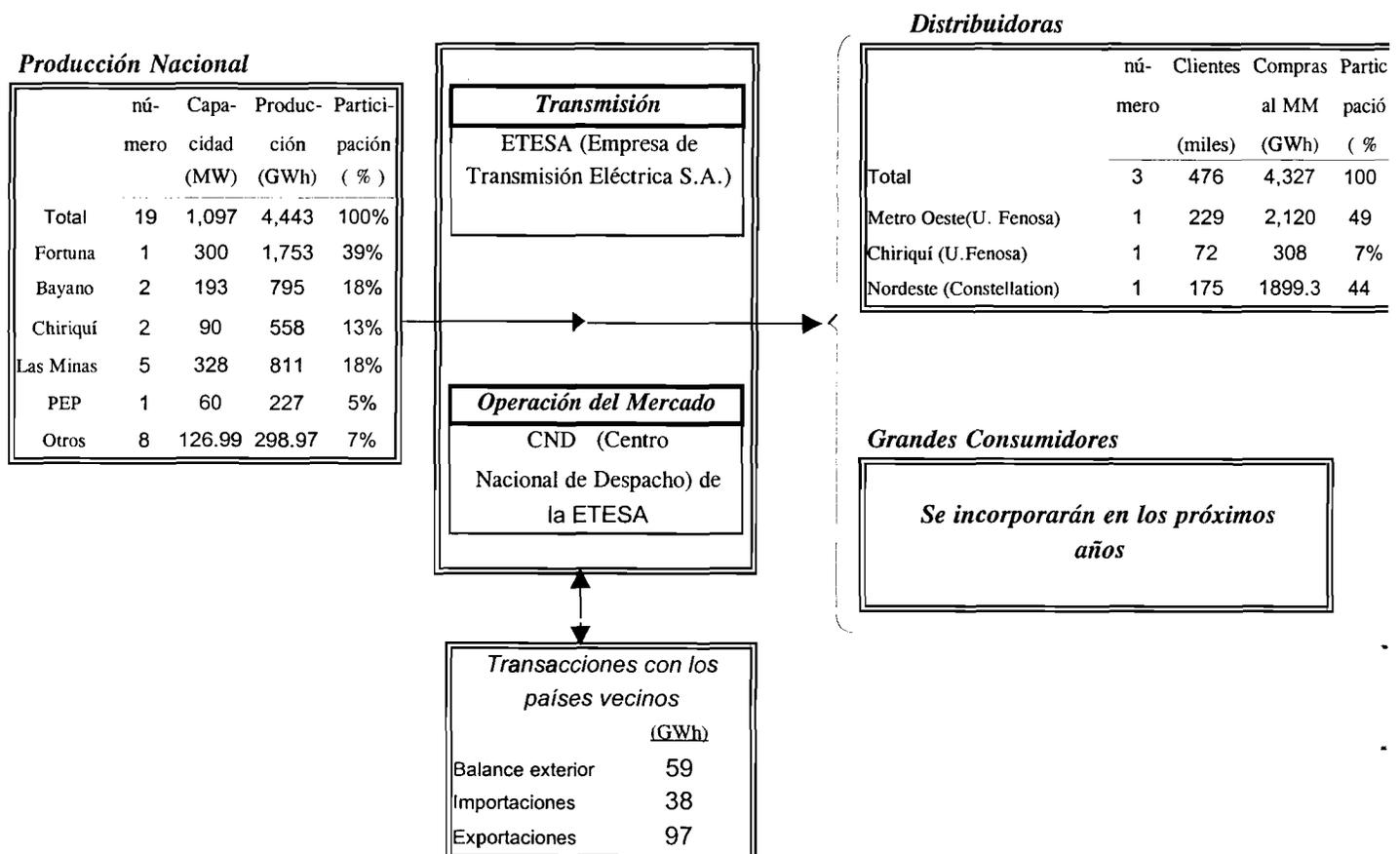
Fuente: CEPAL, sobre informes oficiales.

c) Panamá

El índice HHI para el mercado de generación panameño en 1999 fue de 2,416, el cual constituye el valor más bajo presentado en la región, sin embargo aún representa un valor típico de un mercado altamente concentrado, dominado por a lo sumo tres o cuatro actores. Efectivamente, tres agentes representaron el 88% de la producción nacional.

Las firmas que ocupan los primeros lugares son Fortuna (Hydro Quebec-Coastal), 39%; Bayano y Chiriquí (AES), 31%, y Bahía Las Minas (Enron), 18%. La concentración en la producción nacional, en estas tres firmas controlantes privadas, alcanzó al 88%. Complementan la oferta panameña la firma Petroeléctrica (5%), que es el único PPA en operación suscrito antes de la aprobación de la ley eléctrica; las termoeléctricas Copesa (3%) y Panam (3%) y dos pequeños productores (1%).

Gráfico 10
PANAMÁ: ESTRUCTURA GENERAL DEL MERCADO MAYORISTA
Y PARTICIPACION DE LOS AGENTES EN 1999



Fuente: CEPAL, sobre informes oficiales.

Desde el punto de vista de la demanda, el primer lugar lo ocupa Unión Fenosa, con sus dos subsidiarias, Edemet y Edechi, alcanzando el 56% de participación. La empresa restante, Elektra (Constellation Power) tiene una participación del 44%, con lo cual las dos firmas controlantes privadas alcanzan el 100% de la demanda.

No se contempla la figura de comercializadores y las interacciones con los mercados vecinos son importantes, pero de menor magnitud que las reportadas en los países del bloque norte. Por otra parte, todavía no se ha reportado actividad de los grandes consumidores, cuya reglamentación aún se encuentra en discusión. Los niveles de concentración en el segmento de la distribución son muy altos lo que podría llegar a influir al mercado en el futuro.

En relación a la integración vertical, en principio no aparecen vínculos en este sentido., siendo diferentes las firmas controlantes en generación de las de distribución. Dada esta falta de vinculación vertical, no existen actualmente consecuencias derivadas de la misma.

4. Las reglas de operación de los MMs

A continuación se presenta en forma resumida, las características y reglas generales de operación de los MM en El Salvador, Guatemala y Panamá. Un resumen más detallado de los reglamentos de operación se muestra en el Anexo III.

a) El Salvador

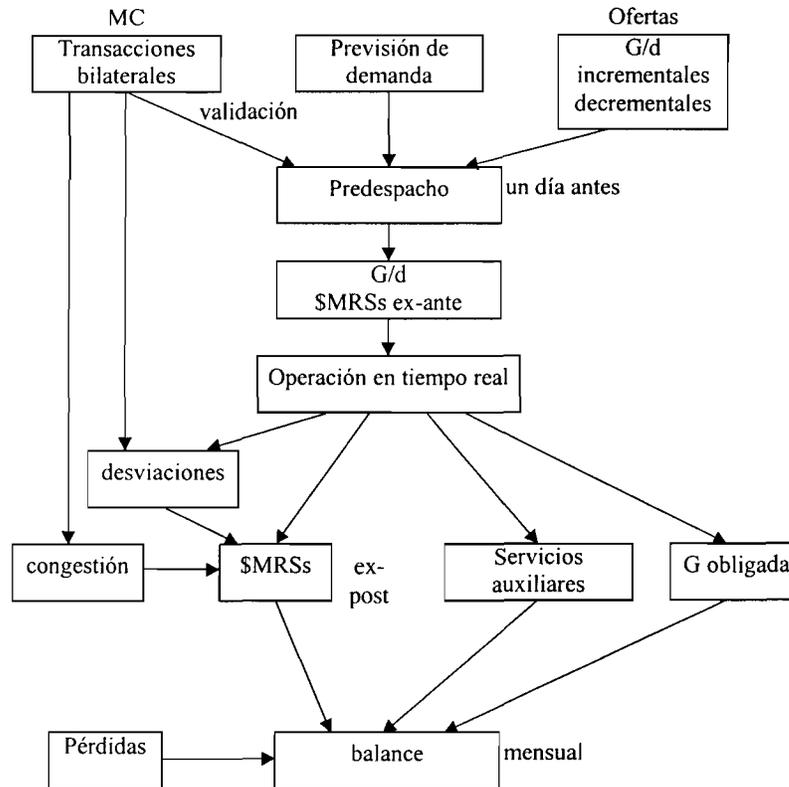
El MM salvadoreño ofrece dos mecanismos básicos para la compraventa de electricidad:

- i. el Mercado de Contratos (MC) en el que se establecen acuerdos libremente pactados entre participantes del MM, y
- ii. el Mercado Regulador del Sistema (MRS), en el que se saldan las diferencias entre la realidad y los compromisos adquiridos i.e. faltantes y sobrantes.

Cada día, considerando las ofertas incrementales / decrementales de generación y demanda, las transacciones bilaterales que resultan del MC, y la previsión de la demanda, la UT realiza un predespacho para el día siguiente, y obtiene el precio del MRS (\$MRS *ex - ante*) para cada hora del día siguiente. Durante la operación en tiempo real, la UT realiza un despacho de carga convencional, considerando las restricciones de transmisión y los servicios auxiliares requeridos para mantener la calidad y seguridad del sistema, y lleva a cabo un registro de la operación. Esto se muestra en el gráfico 11, en donde se ilustra el esquema general del proceso comercial del MM.

Gráfico 11

**EL SALVADOR: EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD
ESQUEMA BASICO DE FUNCIONAMIENTO**



El precio de la energía en el MRS para cada hora, se calcula un día después de la operación real (*\$MRS ex – post*) con un despacho con restricciones de transmisión, considerando la generación real disponible y la demanda registrada, excluyendo incumplimientos a las instrucciones de la UT.

El precio de la energía en el MRS corresponde al Precio Marginal de Corto Plazo (PMPC) calculado con base en las ofertas incrementales/ decrementales. De existir congestión en la transmisión, se determina cada MRS como el conjunto de nodos con igual precio. Las diferencias entre la generación y consumo reales y los compromisos adquiridos se saldan en el MRS.

Por otro lado, los sobrecostos de la operación real, que considera los incumplimientos a las instrucciones de la UT y los servicios auxiliares, se recupera a través de cargos / pagos por servicios auxiliares y generación obligada. Al final de cada mes la UT realiza el balance comercial para cada participante del MM, integrando sus transacciones en el MRS, la generación obligada, los cargos por congestión, las pérdidas y los servicios auxiliares. Se adicionan así mismo los cargos por los servicios de la UT.

A diferencia de los mercados de electricidad de los otros países centroamericanos, en El Salvador se ha partido de un sistema muy libre, en el cual la participación de la UT en funciones de planificación es mínima. Las decisiones y estrategias de producción son responsabilidad de los

agentes, que ofertan sus disponibilidades de energía con comprometida en el MC de acuerdo a precios marginales de corto plazo, valores monómicos que podrían incluir los costos variables de operación, la recuperación de la inversión y la utilidad del inversionista, en casos en los cuales efectivamente una nueva instalación se hubiera construido para ofertar su producción al mercado, con mínimos compromisos en el MC. Lo anterior es un tema controversial, ya que al parecer, algunos agentes productores, utilizando su capacidad de marginar, habrían ofertando precios muy altos, elevando drásticamente los niveles del MRS.

b) Guatemala

El MM de Guatemala ofrece tres mecanismos básicos para la compraventa de electricidad:

- i. el Mercado de Oportunidad (MO), para las transacciones de oportunidad de energía, con precios horarios calculados con base en el CMCP;
- ii. el Mercado a Término (MT), en el que se establecen contratos libremente pactados entre participantes del MM (G, D, C, GU), y
- iii. el Mercado de Desvíos de Potencia (MDP), para las transacciones de oportunidad de potencia, con un precio establecido mensualmente por el AMM, y en el que puede participar agentes consumidores con demanda interrumpible.

Para cumplir con las funciones de administración y coordinación, el AMM realiza las siguientes funciones:

1) Una Programación de Largo Plazo que cubre un período de 12 meses, considerando los programas de mantenimientos mayores de generación y transmisión/distribución, las restricciones de transmisión y los requerimientos de servicios complementarios. De dicha programación se obtienen estimaciones de la operación del MM (generación, riesgos de vertimiento y desabastecimiento, costos del MM, desvíos de potencia, etc.). El gráfico 12 muestra el esquema general de funcionamiento del MM.

2) Una programación semanal y un despacho diario (predespacho) con el propósito de hacer una mejor estimación de la operación del MM, v.g. generación, asignación de servicios complementarios, programas de importación y exportación, precios previstos del MO, etc.

3) La coordinación de la operación en tiempo real, lo que incluye un despacho de carga convencional, considerando las restricciones de transmisión y los servicios complementarios requeridos para mantener la calidad y seguridad del sistema, y un registro de la operación. Luego de finalizar cada día, el AMM realiza el postdespacho para determinar: el precio horario de energía del MO, los costos y cargos de los servicios complementarios, la generación forzada, las estimaciones de racionamientos, etc.

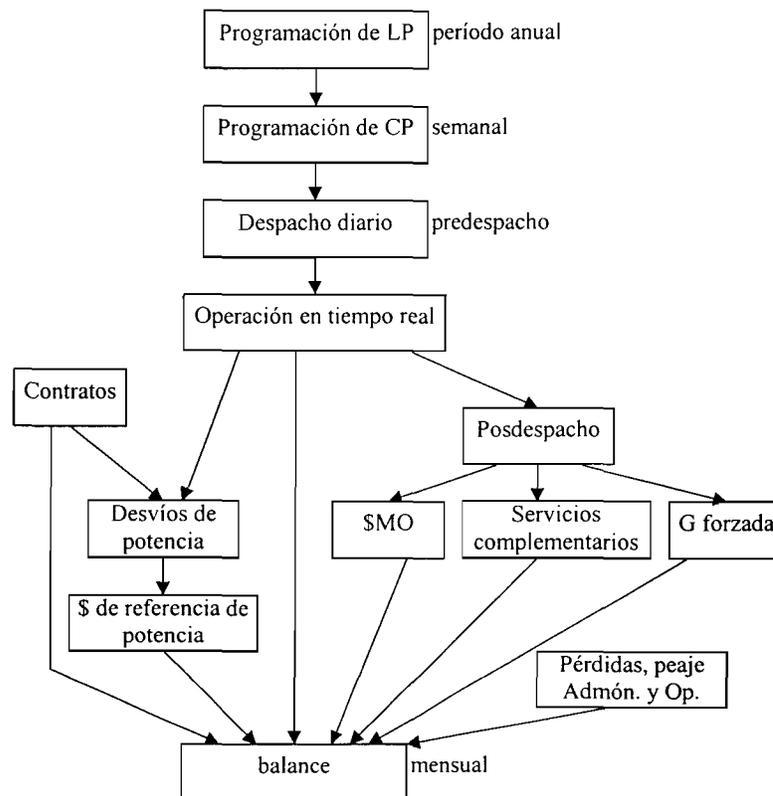
El precio de la energía en el MO para cada hora, se calcula después de la operación real (SMO *ex - post*) con un despacho sin restricciones. El precio de la energía en el MO corresponde al Costo Marginal de Corto Plazo (CMPC) calculado con base en los costos variable de unidades

térmicas no comprometidas en contratos, el valor del agua para centrales hidroeléctricas, el precio de la energía en contratos, el precio de importaciones, el costo de falla y la demanda interrumpible. Por otro lado, los sobrecostos de la operación real, que considera las restricciones de transmisión y los servicios auxiliares, con respecto al despacho sin restricciones, se recuperan y asignan a través de cargos / pagos por servicios complementarios y generación forzada.

Al finalizar cada mes el AMM realiza el balance comercial para cada participante del MM, integrando para los participantes productores o consumidores el resultado neto de sus transacciones de energía, de sus desvíos de potencia del mes, de los servicios complementarios, las pérdidas y los cargos por peaje. Adicionalmente se incluye una cuota por Administración y Operación.

Gráfico 12

**GUATEMALA: EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD,
FUNCIONAMIENTO BÁSICO**



c) Panamá

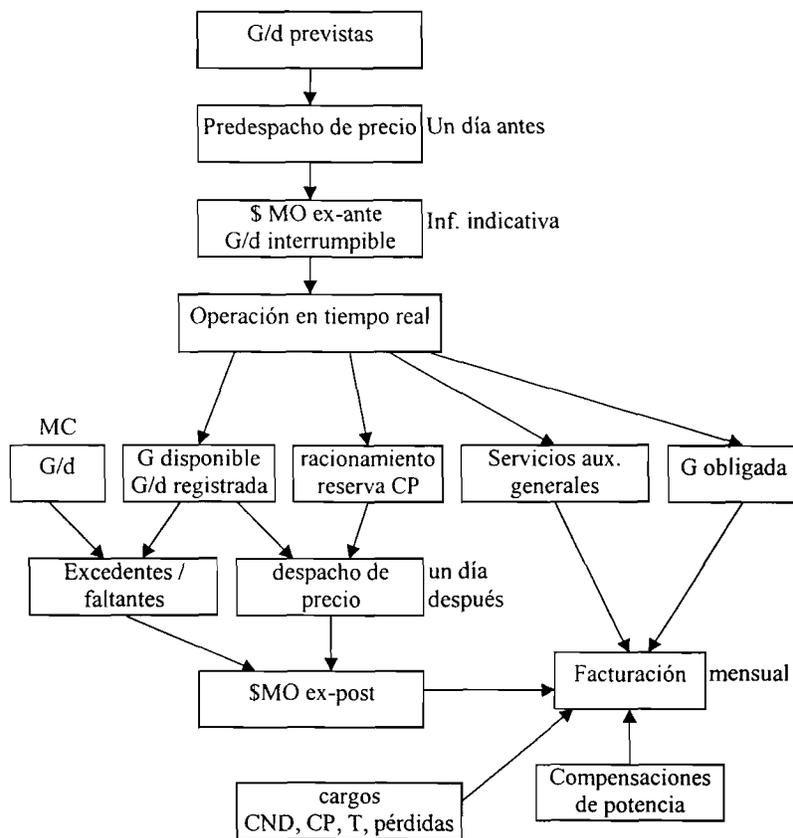
El esquema general del proceso comercial del MM panameño ofrece los dos mecanismos básicos para la compraventa de electricidad que se describen a continuación (véase el gráfico 13):

- i. el Mercado de Contratos (MC) de mediano/largo plazo, en el que se establecen acuerdos libremente pactados entre participantes del MM.

- ii. el Mercado Ocasional (MO), en el que se saldan las diferencias entre la realidad y los compromisos contractuales (excedentes y faltantes).

Cada día, considerando la disponibilidad de generación y la demanda previstas, el CND realiza un predespacho de precio para el día siguiente, e informa a los participantes del MM el precio del MO (\$MO *ex - ante* de carácter indicativo) para cada hora del día siguiente.

Gráfico 13
PANAMÁ: EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD
ESQUEMA BÁSICO DEL PROCESO COMERCIAL

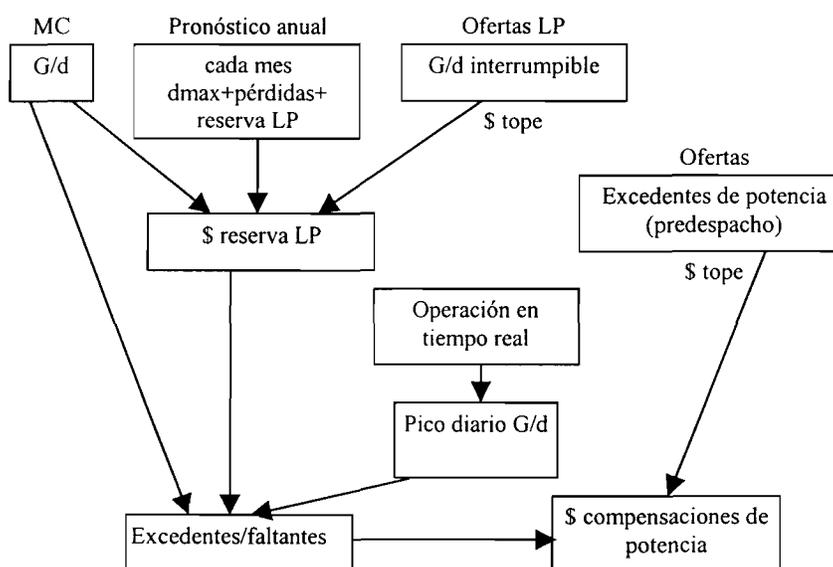


Durante la operación en tiempo real, el CND realiza un despacho de carga convencional, considerando las restricciones de transmisión y los servicios auxiliares requeridos para mantener la calidad y seguridad del sistema, y lleva a cabo un registro de la operación. El precio de la energía en el MO para cada hora, se calcula un día después de la operación real (\$MO *ex - post*) con un despacho sin restricciones de transmisión, considerando la generación real disponible y la demanda registrada. El precio de la energía en el MO corresponde al Costo Marginal de Corto Plazo (CMPC) calculado con base en el Costo Variable de la generación térmica (el que podrá corresponder al precio de la energía en contratos PPA), el precio de importaciones de ocasión, el valor del agua para centrales hidroeléctricas, el costo de falla y la demanda interrumpible.

Las diferencias entre la generación y consumo reales y los compromisos contractuales se saldan en el MO. Por otro lado, los sobrecostos de la operación real, que considera las restricciones de transmisión y los servicios auxiliares, con respecto al despacho de precio, se recupera a través de cargos / pagos por servicios auxiliares y generación obligada.

Al final de cada mes el CND realiza el balance comercial para cada participante del MM, integrando sus transacciones en el MO, la generación obligada y los servicios auxiliares. Se adicionan los cargos por los servicios del CND, del Comprador Principal (figura bajo la que actúa ETESA durante los primeros cinco años de operación del mercado) y del servicio de transmisión, incluyendo pérdidas. Las compensaciones de potencia indicadas, son el resultado del proceso de balance de potencia mostrado en el gráfico 14.

Gráfico 14
PANAMÁ: LAS COMPENSACIONES DE POTENCIA



Cada año, el CND realiza una estimación de los requerimientos de potencia para cada mes del año siguiente, considerando el pronóstico de la demanda máxima mensual del sistema, incluyendo las pérdidas y la reserva de largo plazo (LP). Los requerimientos de potencia de LP no cubiertos en el MC, se obtienen de ofertas (cantidades y precios) de generación no comprometida y demanda interrumpible. Las ofertas son aceptadas en orden creciente de precio ofertado y el precio de la reserva de LP para cada mes corresponde al de la última oferta aceptada, es decir, la más cara. La reserva de LP se convierte en un compromiso (i.e. como un contrato).

En el corto plazo, las diferencias entre los requerimientos reales de potencia, evaluados durante el pico diario del sistema, y los compromisos contractuales (MC y reserva de LP), se saldan a un precio calculado de acuerdo al siguiente procedimiento: cada día, junto con la información necesaria para el predespacho, cada participante presenta su oferta de excedentes de potencia para el día siguiente; las ofertas son aceptadas en orden creciente de precio ofertado y el precio de las compensaciones de potencia lo define la última oferta aceptada, es decir, la más cara.

III. PRIMEROS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

El primer MM se constituyó a finales de 1997 en El Salvador; posteriormente, a mediados y finales de 1998 empezaron a operar los MMs de Panamá y Guatemala. De esa cuenta, durante el año 2000 esas organizaciones completarían su segundo o tercer año de operación continua. Todavía no ha sido finalizada la etapa de aprobación de las reglamentaciones respectivas. En cuanto las transacciones registradas, aunque han sido importantes, deben considerarse todavía limitadas, tanto en número como en monto y magnitud, lo cual es comprensible por la reciente creación de los mercados.

No obstante su corto período de operación, es posible obtener interesantes conclusiones y reflexiones sobre la operación de estos mercados emergentes de electricidad. A continuación se expone para cada país los resultados más importantes. Los períodos de análisis abarcan como mínimo de enero de 1998 a marzo de 2000, extendiéndose en algunos casos, donde se contó con la mayor información, hasta junio y octubre de 2000.

1. El Salvador

a) Evolución del mercado mayorista de electricidad

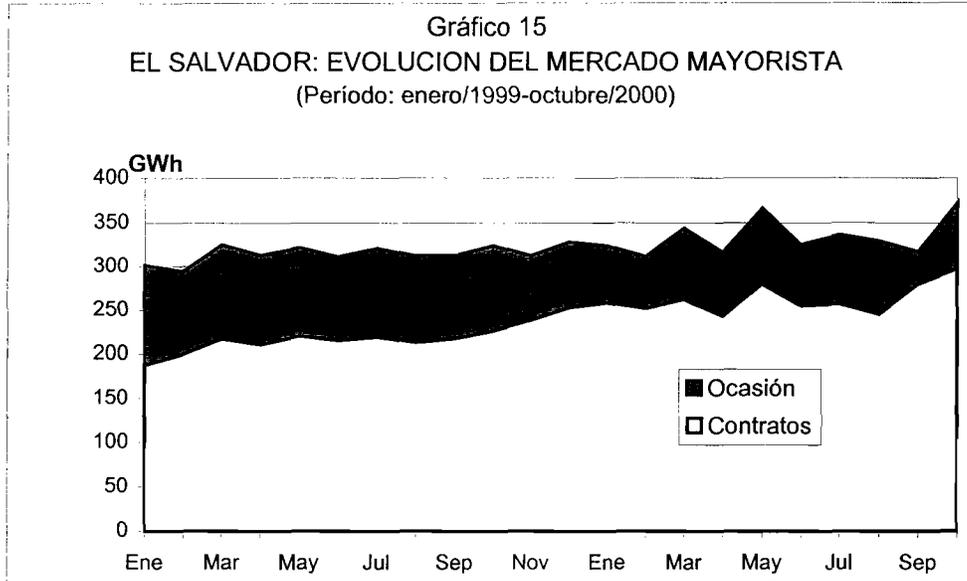
Al igual que en los otros países puede notarse el predominio del Mercado de Contratos, el cual representó el 69.2% en promedio en 1999, y durante el 2000 observó un avance notable, llegando a 89.6% en octubre de 2000 (véase el gráfico 15), valor que lo hace comparable a las participaciones que se han registrado en Guatemala y Panamá. Sin embargo conviene mencionar que, hasta septiembre de 1999 la CEL era el único productor local que ofertaba en el mercado. A partir de esa fecha se incorpora el segundo agente (Duke), con lo que conforma un duopolio, en donde ambos actores cuentan con poder para incidir en los precios del MRS.

Un punto que también ha influido para una menor participación del Mercado de Contratos durante los dos primeros años de operación del MM, es el hecho que la ley salvadoreña no obliga a las distribuidoras a tener contratos para satisfacer su demanda. La decisión sobre la porción de las necesidades de demanda que debe ser cubierta por cada mercado, corresponde a los agentes y en este caso, las distribuidoras del país, que son los principales actores en el lado de la demanda, habrían inicialmente decidido comprar en el MRS una fracción importante de sus necesidades.

b) Factores externos que han influido en el MM

Existen algunos factores externos que han tenido incidencia en la evolución del MM salvadoreño. Algunos de ellos inciden positivamente sobre el mercado y otros, por el contrario

repercuten negativamente. En los siguientes párrafos se tratará de hacer una cualificación de estos factores.



Como aspectos exógenos positivos se debe mencionar, en primer lugar, los aportes hidráulicos registrados a finales de 1998 y en 1999, que permitieron a la CEL generar 1 810 GWh en 1999 (16% y 27% más que la producción de 1998 y 1997 respectivamente). En el 2000 la producción hidroeléctrica se ha visto reducida considerablemente. Lo anterior le habría permitido a CEL, durante 1999, cierta holgura para actuar como moderador de precios, capacidad que se vio reducida en el 2000.

El segundo aspecto positivo para el país lo constituyen los precios inferiores de la energía del mercado *spot* de Guatemala. Esta energía tiene menor precio que el MRS salvadoreño, básicamente porque su precio se calcula en base a los costos marginales de los productores. En el caso del MRS las ofertas de los agentes incluyen también el precio de capacidad o de potencia. Como referencia obsérvese que durante 1999 el *spot* vecino reportó un precio promedio 25.7% más bajo que el MRS (véase el cuadro 5). Sobre esa base, y considerando que durante 1999 el sistema salvadoreño reportó importaciones netas por 250.2 GWh, podría calcularse un beneficio mínimo del orden de 4.1 millones de dólares de las transacciones internacionales. La condición de precios favorables en el país vecino se habrían seguido manifestando durante el 2000, reportándose hasta octubre de ese año importaciones netas por 630 GWh, con lo cual las transacciones internacionales se estarían triplicando. Además, el enlace binacional estaría acercándose a sus niveles de saturación.

Cuadro 5

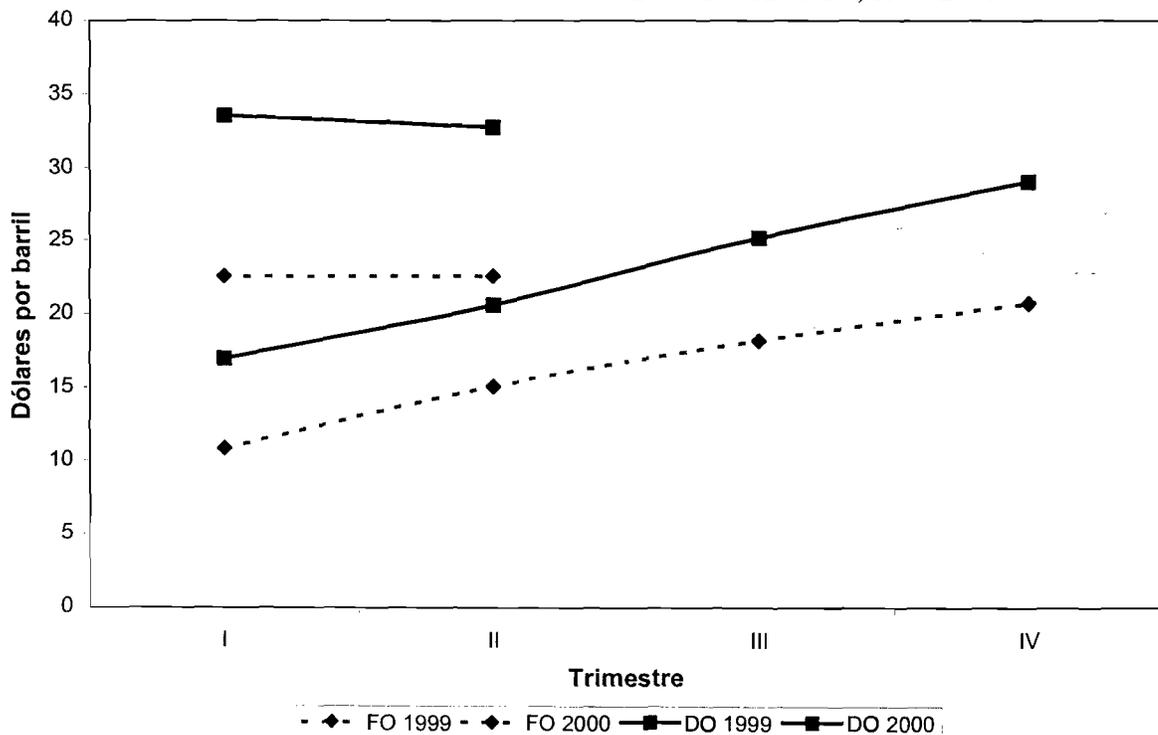
Comparación de precios del MRS y el mercado de ocasión de Guatemala
(dólares/MWh)

| | 2000 | | | |
|----------------|-------|-------|---------|--------|
| | 1999 | enero | febrero | marzo |
| MRS | 63.32 | 86.59 | 91.42 | 106.18 |
| Spot Guatemala | 47.07 | 52.30 | 54.40 | 61.60 |
| Spot / MRS (%) | 74.3 | 60.4 | 59.5 | 58.0 |

Finalmente, como aspecto exógeno negativo (que igualmente ha afectado a todos los países de la región), debe mencionarse la escalada de los precios de los combustibles, que implicó por lo menos la duplicación de los precios del búnker y el diesel para los países de la región (véase el gráfico 18, el cual muestra los precios promedio cif para hidrocarburos importados durante 1999 y 2000 por los países centroamericanos, según reportes de las Direcciones de Hidrocarburos de los referidos países).

Los incrementos de los derivados del petróleo afectan a los generadores termoeléctricos y también a la CEL, ya que dicha empresa tiene un PPA suscrito con Nejapa Power (Costal), en operación desde 1995. Dicho contrato incluye cláusulas "take or pay". La CEL debe pagar un precio alto al oferente referido, lo cual es uno de los factores que influyen en los niveles de precios de energía que oferta la CEL. Como ya fue mencionado, la CEL ha buscado renegociar las cláusulas del contrato referido, el cual se encuentra actualmente en arbitraje en un tribunal internacional.

Gráfico 16
PRECIO CIF DE LOS COMBUSTIBLES IMPORTADOS, 1999-2000



El mercado era controlado totalmente por CEL hasta septiembre de 1999. A partir de octubre de 1999 entra el segundo operador, Duke. Un análisis del comportamiento de los precios del MRS en el período octubre/1999 - febrero/2000 permite visualizar que, hasta mediados de febrero, un poco más del 80% de las veces, el precio del MRS fue determinado por las unidades de la CEL, y que a partir de la segunda quincena de febrero, empieza a crecer el poder del competidor, Duke, para determinar el precio del MRS, lo cual está en función del advenimiento del estiaje y de la reducción de los influjos y los niveles de los embalses de la CEL. Queda muy claro que en las situaciones prevalecientes, el poder de la CEL para fijar precios del MRS es dominante en la época lluviosa, en tanto que en el estiaje dicho poder debe ser compartido al 50% con su único competidor. La posición de dominio de la CEL se debilitaría con el incremento de capacidad de su competidor⁹ y aún más, en el caso de años hidrológicos secos. Además el poder controlante de la CEL pudo haber estado sobrestimado, dado que durante 1999 las distribuidoras efectuaron fuertes importaciones de energía desde el Guatemala.

La energía del Mercado Ocasional guatemalteco fue inicialmente aprovechada por las distribuidoras de El Salvador, las que durante el año 1999 registraron progresivos aumentos de la importación de energía, proveniente de Guatemala, por agentes instalados en El Salvador, que determinaron, en diciembre, una quintuplicación del valor originalmente enviado en enero de ese mismo año. Las compradoras iniciales fueron fundamentalmente las distribuidoras salvadoreñas, sustituyendo, en cierta medida, generación del mismo origen, lo que incidía negativamente en la gestión económica de estos productores, entre los que se incluía Duke.¹⁰

Contrarrestando la política de las distribuidoras que le producía quebranto, Duke también comenzó, como éstas, el abastecimiento desde Guatemala, contratando una potencia que superaba varias veces la capacidad de transporte de la interconexión internacional. Dado que si el conjunto de contratos supera la capacidad de la línea, la asignación del sistema de transporte se hace a prorrata, Duke pudo copar dicho transporte y, contando con la energía importada, aumentó su participación a un orden estimado del 24%. De esa manera esta empresa, en la medida que sus máquinas eran despachadas, comenzó a fijar precio en el MRS a niveles muy altos, extendiéndose el horario de dicha fijación en la medida que avanzaba el estiaje y los niveles de embalse bajaban. De acuerdo a los informes, existieron otros factores concurrentes: dado que el precio del agua se fija en función de la central térmica que sustituye, la energía hidroeléctrica también subió, en función del aumento de los precios ofertados por el productor térmico y en función de los precios internacionales del petróleo. De esa manera se arribó al precio mensual récord antes mencionado.

Finalmente la CEL adoptó una medida que permite un amortiguamiento de mayor alcance para los precios del MRS: suscribió un contrato de potencia y energía con Duke. De esta forma, aparentemente CEL absorbería parte de los costos, sin trasladarlos, a fin de no incrementar los precios a los consumidores finales. No obstante su intervención favorable al consumidor, esta situación presenta un aparente control del mercado *spot* por CEL, lo cual habría provocado la protesta de las distribuidoras, quienes realizaban importaciones y estaban compitiendo con los generadores.

⁹ Duke anticipó en un año la entrada de 98 MW (6 x 18 motores diesel Warstila) que se instalaron en Acajutla, y entraron a operar a finales de noviembre de 2000.

El incremento del MRS en los períodos de carga media y carga punta muestran una cara de la moneda. El otro ángulo que ha sido objeto de menor discusión es la guerra predatoria de precios que se observó en los períodos de baja carga, principalmente en la época lluviosa. Durante el valle, la demanda es del orden de los 300 MW, valor que es muy fácil se llega a copar con la generación inflexible geotérmica (del orden de 100 MW), la generación hidroeléctrica encargada de la regulación primaria (75 MW), la generación obligatoria mínima de Nejapa (15 MW) y las importaciones que hacían las distribuidoras a Guatemala (120 MW). Bajo esas condiciones la CEL llegó a ofertar su energía hidroeléctrica incluso a valor cero. Duke por su parte también se vio obligado a ofertar caro, especialmente la energía proveniente de sus generadores de vapor. La situación tuvo un primer alivio en la medida que Duke empezó a importar y reservar capacidad en la línea de interconexión.

Lo anterior podría implicar que los principales ganadores de las distorsiones del sistema de precios fueron los distribuidores, quienes son los responsables de las contrataciones de la energía proveniente de Guatemala (beneficio que les queda a ellos, ya que los precios bajos de esa energía no se trasladan al consumidor final); además estos agentes se benefician del incremento del MRS, ya que los precios de este se indexan periódicamente a las tarifas al consumidor final, y también se beneficiaron de los bajos precios de la energía de la CEL en los períodos de baja carga referidos. La CEL en su papel de amortiguador de precios ha cargado con los sobrecostos de las ineficiencias del sistema. Efectivamente durante el 2000 se ha incrementado la generación geotérmica y termoeléctrica (del PPA de Nejapa) de CEL (véase de nuevo el cuadro 6) y además, la referida empresa pública se vio forzada a realizar un contrato con Duke para reducir la volatilidad del MRS. El ciclo se cierra con la transferencia de beneficios del sistema guatemalteco.

d) Principales problemas observados

Los principales problemas observados, algunos ya referidos con anterioridad, se resumen a continuación:

- i. Solamente hay dos actores presentes en el segmento de la producción, lo cual se traduce en una escasa competencia y en un evidente poder de mercado de los dos agentes referidos, situación que no podrá cambiar sustancialmente en el corto y media plazos (1-3 años) . La CEL no ha iniciado ningún nuevo proyecto de generación y la interconexión con Guatemala está llegando a sus niveles e saturación. Duke inauguró a finales de noviembre de 2000 una expansión de 108 MW, con lo cual incrementará su participación.
- ii. En el lado de la demanda, la situación no es mas halagüeña, de los tres actores iniciales que operaban las distribuidoras, uno de ellos salió del mercado, con lo cual han quedado solo dos agentes, uno de ellos con posición dominante. Aquí debe mencionarse el interés de dicho actor de instalar generación, lo cual explicaría su poco interés en realizar contrataciones a término con Duke, que eventualmente sería su futuro competidor en la producción.
- iii. Bajo la anterior óptica resulta comprensible la estrategia de Duke, que al carecer de contratos a término, utilizó su poder dominante para incrementar los precios del MRS y de esa

forma mejorar sus utilidades (o reducir sus pérdidas) en el corto plazo. Además esa posición fue fundamental para forzar a la CEL - que ha venido actuado como amortiguador de precios - a la suscripción del contrato a término referido.

iv. La acción de los comercializadores va a introducir una nueva dinámica, sin embargo, lo más probable es que los principales agentes de este giro sean filiales o empresas asociadas a los tres agentes privados que están operando en la generación y distribución. Las importaciones de Guatemala (representadas por los comercializadores de dicho país que se han inscrito en la UT) tienen como limitante la capacidad de la línea de interconexión, la cual está a punto de saturarse.

v. No existe en la leyes ningún mecanismo que permita promover una efectiva competencia para satisfacer los crecimientos de la demanda. Se ha partido del supuesto que desde las etapas iniciales el mercado proveería mecanismos eficientes de asignación, por lo cual no se estimó necesario realizar las tareas de la planificación indicativa. Los distribuidores no están obligados a tener contratos de largo o mediano plazo con los generadores, tampoco están obligados a licitar en forma abierta y transparente sus nuevos requerimientos. Por otra parte, los distribuidores no están afectados por los niveles de precios del MRS, ya que incrementos sostenidos de este son indexados periódicamente a las tarifas al consumidor final.

vi. El PPA que posee la CEL (*Nejapa Power*, del grupo *Coastal*) impone limitaciones y sobrecostos a la energía que ofrece esta empresa. Este PPA incluye cláusulas de generación obligatoria y compromisos de compra mínima. La producción total del PPA es significativa (20% en 1999) y no obstante que incluye algunas condiciones de despachabilidad, tiene restricciones de compra obligatoria y niveles mínimos de carga. Toda la energía derivada de este PPA es manejada íntegramente por la CEL, la cual oferta ese recurso dentro de su portafolio de centrales, con lo cual no hay injerencia directa de Nejapa en el MRS, ni tampoco en los contratos a término con las distribuidoras o grandes consumidores. Se trata de una energía cara, cuyo precio, ajustes e indexaciones son periódicas y ligadas a la evolución de los precios del petróleo y a las variaciones de los índices de precios locales e internacionales. Por ese motivo, si bien con efecto amortiguado, los precios pactados y ofertados por CEL incluyen el efecto del alto precio de su PPA. Según informaciones obtenidas, CEL intentó renegociar ó recomprar el referido contrato, lo cual dio lugar a un arbitraje internacional, cuyos resultados todavía no se conocían a inicios del mes de diciembre de 2000.

vii. Comparativamente con el resto de países centroamericanos y probablemente con la mayor parte de países de latinoamericana, la legislación eléctrica de este país podría catalogarse entre las más liberales. Expresa con mucha claridad el sentido de libertad de los agentes para decidir y resolver en materia de abastecimiento eléctrico, mientras que la acción estatal ha quedado totalmente casi eliminada. Las atribuciones del regulador también han quedado restringidas, ya que se parte del supuesto que habrían condiciones de fuerte competencia desde el inicio del nuevo modelo. De esa cuenta, la legislación salvadoreña no dejó previsto un período de transición, en el cual el ente regulador debería tener una mayor injerencia.

viii. El sistema de precios del MRS no parece estar dando las señales adecuadas para la instalación de nuevos agentes generadores. El precio del MRS lo establece la UT a partir de un despacho, en orden de mérito y de acuerdo a las ofertas de precios de energía que presentan los agentes. Se ha insistido que en este sistema, los precios de la energía ofertada incluyen, además

de la utilidad del oferente, la recuperación de todos los costos del productor (costos fijos y variables de operación, lo que incluye los costos potencia y energía), razón por lo cual estos precios siempre serán más altos que los correspondientes a los mercados de ocasión que se construyen en base a costos marginales o costos variables, como son los caso de Guatemala y Panamá. No obstante lo anterior, a la fecha ningún agente ha construido una central con el propósito de ofertar una porción importante de su producción al MRS.

ix) El caso del ingreso de Duke y el papel de las interacciones con dos sistemas vecinos, regidos por mercados de naturaleza distinta (mercados de costos y de precios) han dejado importantes lecciones:

- 1) El arbitraje entre estos mercados siempre será imperfecto e implicará una transferencia de beneficios del mercado de costos al mercado de precios;
- 2) Los generadores que se instalan en el mercado de costos tendrán ventaja para competir en el mercado de precios y por consiguiente, tendrán mayores ventajas para exportar. En alguna medida, podría decirse que se trata de un mecanismo de "*dumping*", tema que sería aclarado hasta que se aprueben las reglas del futuro mercado eléctrico regional, lo cual se discute dentro del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).
- 3) Esta complementaridad se amplifica en la medida en la cual los agentes dominantes en el lado de la demanda también operan con reglas o restricciones diferentes. En el caso de análisis, los agentes distribuidores en El Salvador tienen mas libertad para buscar sus suministros, no necesitan tener vigentes contratos termino pata satisfacer su demanda y no heredaron compromisos derivados de los PPAs como sus similares en Guatemala. Por el contrario, los generadores en este último país, además de gozar de las garantías que le ofrecen los PPAs, han podido ejercer su derecho de agentes en el MM del país, lo cual les ha permitido incursionar con ventajas en el mercado vecino e incluso, iniciar importantes ampliaciones. Esta situación ha creado una especie de "circulo perverso", en el cual un país ha quedado bajo evidente dominio de los agentes productores y el otro país bajo el dominio de los distribuidores.

x. La asignación a prorrata del transporte y, en particular, de la interconexión internacional, como en este caso, no parece correcta. La adquisición de potencia sin límites, posibilitó el copiamiento de esta instalación crítica. Lo razonable parece ser que el límite contractual no supere el límite físico real de la instalación. Con ello se facilita una asignación más distribuida y compartida y se limitan acciones altamente especulativas.

xi. Un aspecto importante de la volatilidad de precios registrada es su efecto sobre el consumidor final y sobre el distribuidor. Dado que la revisión tarifaria minorista se basa en el precio del mercado *spot*, el fuerte aumento registrado se traslada automáticamente al consumidor en la siguiente revisión tarifaria, produciendo un fuertes impactos socioeconómicos. Por otra parte, los distribuidores mantienen los contratos precedentes a precios bajos, lo que les genera una renta adicional basada en una acción especulativa en el MRS, por un generador. Este aspecto es delicado, porque el distribuidor, en general, es relativamente neutral frente a los aumentos, por el hecho de que los mismos son trasladados automáticamente al precio minorista a través del mecanismo *pass trough*. Sin embargo en este caso, la acción del generador lo beneficia

fuertemente, ya que aumenta la tarifa minorista por la variación en el MRS y, simultáneamente, recibe una importante renta diferencial porque sus precios de compra en contratos se mantienen bajos, a los niveles preexistentes. Por otra parte no existe ningún interés de los distribuidores en mantener un precio bajo del MRS, es más, precios altos del MRS también les favorece. Esto podría implicar el riesgo de una alianza estratégica entre generadores y distribuidores, tendiente al aumento de precios en el MRS, contraria al interés de los consumidores finales. Sin embargo, esto no parece haber ocurrido en este caso.

e) **Perspectivas**

En el corto plazo la anterior situación tiene un límite que está a punto de obtenerse. El enlace binacional ya casi se ha saturado y por consiguiente, la interacción de los dos mercados se estaría agotando en breve (hasta los niveles de transferencia de beneficios asociados a transferencias del orden 800 GWh anuales). Por otra parte, los crecimientos de la demanda del país requerirán de nuevas adiciones de generación, las que deberían entrar a partir del año 2002. Otro evento que tendrá singular importancia en el país es la inminente entrada de la interconexión con Honduras (y por consiguiente, con los demás países centroamericanos) a finales del 2001. Considerando lo anterior, surgen los escenarios que se mencionan a continuación, listados en un orden no necesariamente ligado a la posibilidades de los eventos:

i. Se construye una segunda interconexión con Guatemala. Este escenario estaría alentado por la rentabilidad asociada al modelo de transferencia de beneficios entre dos mercados de naturaleza distinta y consideraría la construcción de una central generadora de gran tamaño en Guatemala.

ii. Se construye una central generadora en Honduras, con visión de servir tanto a dicho país, como para exportar hacia El Salvador, Nicaragua y a los otros países centroamericanos. Esta opción tiene la ventaja que el nuevo agente tomaría la delantera, ocupando un papel dominante en el manejo de los dos enlaces binacionales directamente involucrados y además, implicaría un vital posicionamiento para el mercado regional del SIEPAC. El operador dominante en la distribución de El Salvador ya ha manifestado su interés en desarrollar este proyecto, lo cual adicionalmente traería el problema de la integración vertical.

Sobre los mencionados escenarios podrían construirse una serie de subescenarios, por ejemplo la construcción de la futura generación regional en El Salvador o en Nicaragua, esquemas que podrían tener la debilidad en cuanto a una cuestionada viabilidad de garantizar las exportaciones de energía hacia países que tradicionalmente han otorgado máxima prioridad a la garantía de los suministros nacionales.

En todos los escenarios anteriores, surge el tema de la construcción de la transmisión y las manifestaciones del mismo grupo interesado para financiar tanto la generación como la transmisión, situación que llevaría fácilmente a la reintegración de la industria y a la conformación de grandes monopolios privados con actividades en varios países de la región. El tema es preocupante y delicado y requiere de la discusión amplia y franca de los seis países de la región, dado que podría poner en peligro los esfuerzos de muchos años para la conformación de un mercado regional de electricidad competitivo y transparente.

2. Guatemala

a) Evolución del mercado mayorista de electricidad

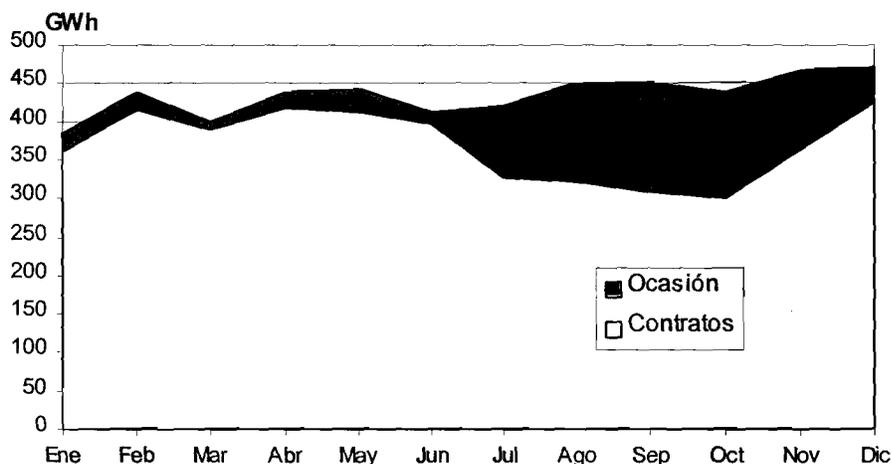
Durante 1999 el Mercado de Contratos representó el 85.2% de las transacciones de energía del MM (véase el gráfico 18). A nivel mensual se puede ver un comportamiento interesante, durante los primeros seis meses de 1999 el mercado de contratos representó el 95%, reduciéndose al 73% en los meses lluviosos (julio a diciembre) y retomando un valor alto del 90% en el mes de diciembre. Lo anterior indica un comportamiento racional, que indicaría que se están usando adecuadamente las opciones de los contratos a término, específicamente los contratos de potencia, en donde algunos agentes consumidores solo habrían garantizado una parte de sus necesidades de energía durante los períodos lluviosos. Por otra parte debe recordarse que las distribuidoras tienen la obligación de mantener contratos para garantizar sus requerimiento por un período de dos años (el año en curso y el siguiente), situación que explica la alta participación del Mercado de Contratos. Las acciones de los comercializadores y de los grandes usuarios, seguramente influirán en un comportamiento más dinámico del mercado de ocasión durante los próximos años.

b) Factores externos que han incidido en el MM

El MM guatemalteco también se ha visto afectado por los factores exógenos ya referidos en el caso salvadoreño. En cuanto a los aportes hidrológicos, estos permitieron en 1999 generar un monto récord de energía (2 596.6 GWh, 29% y 23% más que en los años 1998 y 1997, respectivamente).

En cuanto a los precios de los derivados del petróleo, la incidencia ha sido fuerte y focalizada hacia los usuarios regulados, precisamente por el hecho que la distribuidora metropolitana EEGSA heredó fuertes compromisos de compra de energía de PPAs suscritos antes de la aprobación del nuevo marco. Todos estos PPAs son termoeléctricos y tienen indexados los costos variables de producción a los mercados internacionales de petróleo. Así mismo, tienen despacho obligado e independiente de la programación económica que calcula el AMM, y sus costos son trasladados íntegramente a los usuarios regulados. De esa suerte, el incremento de los precios petroleros ha tenido menor impacto en el *spot*, lo cual ofrece una explicación adicional a los orígenes de la competitividad de la producción eléctrica del país. Esto es, los precios menores del *spot* guatemalteco en comparación con el MRS salvadoreño, no deben explicarse solamente en función de las bondades de un mercado de costos. Los usuarios regulados guatemaltecos han quedado cautivos y atados a los compromisos de los PPAs, situación que limita el rango de acción de la distribuidora EEGSA, sin embargo esta, a través de su filial de comercialización, se ha convertido en agente activo en los mercados de ambos países, con lo cual ha logrado acceder a parte de los beneficios que han generado los MMS.

Gráfico 18
GUATEMALA: EVOLUCION DEL MERCADO MAJORISTA



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. Nota: bajo el término de contratos se clasifica la energía de los PPAs y la energía producida dentro de los contratos a término suscritos entre productores y agentes consumidores, de acuerdo a las opciones establecidas en el Título IV, capítulo III, del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.

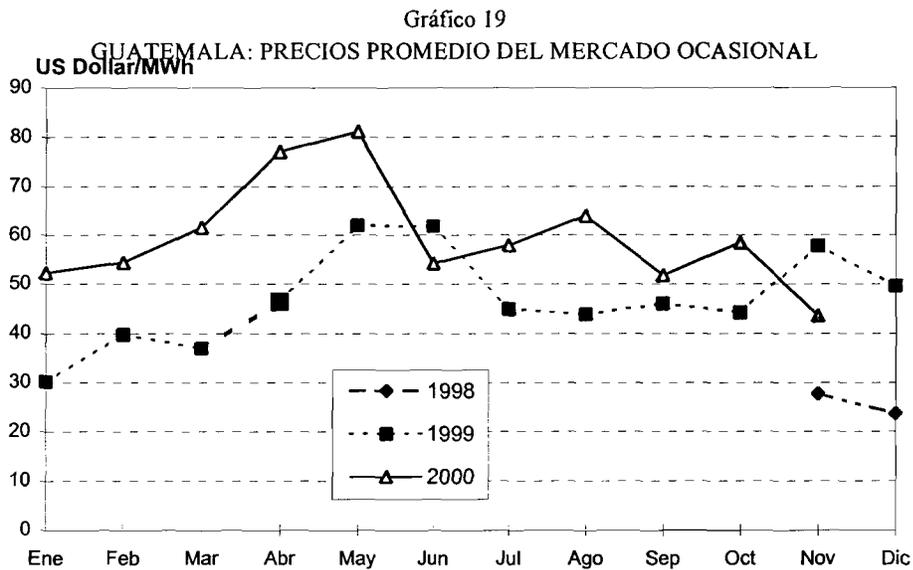
Por otro lado, el contar con un "superávit" de producción hidroeléctrica en las centrales de la filial generadora del INDE, le permitió al Gobierno tomar medidas para amortiguar la escalada de precios de electricidad derivadas de los incrementos de los precios del petróleo. En el segundo semestre de 1999 el INDE empezó a vender a descuento la energía a las distribuidoras del país, con el propósito de subsidiar las tarifas a los usuarios regulados. Hasta marzo de 2000 ese descuento se aplicó a los usuarios con consumo menor a 650 kWh-mes, subsidio que ha seguido vigente a la fecha, ahora aplicado a usuarios con consumos inferiores a 300 kWh-mes,

Finamente debe mencionarse que las exportaciones hacia El Salvador han ocasionado un incremento en los precios del *spot* guatemalteco, el cual no es fácil de calcular ya que se requerían comparar los despachos *ex ante* y *ex post*, con y sin la interconexión. Se estima que el incremento ha sido de poca magnitud, dados los ingresos de nuevas centrales que se han reportado en el sistema guatemalteco durante los últimos años.

c) Tendencia en los precios

La evolución de los precios del mercado de ocasión guatemalteco en el período noviembre de 1998 a marzo de 2000 se muestra en la gráfica 19. La comparación de los valores de enero a noviembre, de los años 1999 y 2000, indica un incremento promedio del 32% en los precios del *spot*, lo que muestra una tendencia ascendente en los precios, tema que requiere atención. Evidentemente la principal explicación de este incremento se encuentra los precios de los derivados del petróleo, sin embargo pueden haber otras variables explicativas. Sobre la incidencia de las exportaciones hacia El Salvador, obsérvese que el máximo diferencia entre los dos mercados se registró en el mes de abril (véase el gráfico 20). A partir de dicho mes las diferencias han sido mínimas, lo cual corroboraría las hipótesis de la estabilización temporal de los precios del MRS y además, la evidente interacción entre los mercados de ambos países, los cuales

temporalmente estarían convergiendo. Por otra parte debe mencionarse nuevamente el virtual copamiento de la capacidad de la línea de interconexión, como resultado de contratos a término celebrados entre los actores, a lo cual se debe en buena parte la convergencia de los mercados ya referida. Por otro lado debe observarse una reducción del 10% en los precios del *spot* en el período junio-noviembre de 2000, respecto al mismo período en 1999, cuya explicación se tendría en la regularización de la producción de la central carboeléctrica, la entrada de una nueva planta flotante, de 124 MW, propiedad de la firma estadounidense Enron y la oferta hidroeléctrica estacional de las centrales del INDE.



| USD/MWh | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|---------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 1998 | | | | | | | | | | | 27.70 | 23.64 |
| 1999 | 30.15 | 39.76 | 36.95 | 46.34 | 62.03 | 61.83 | 44.91 | 43.81 | 45.93 | 44.14 | 57.79 | 49.58 |
| 2000 | 52.30 | 54.40 | 61.60 | 77.08 | 81.12 | 54.21 | 57.91 | 63.96 | 51.76 | 58.47 | 43.59 | |

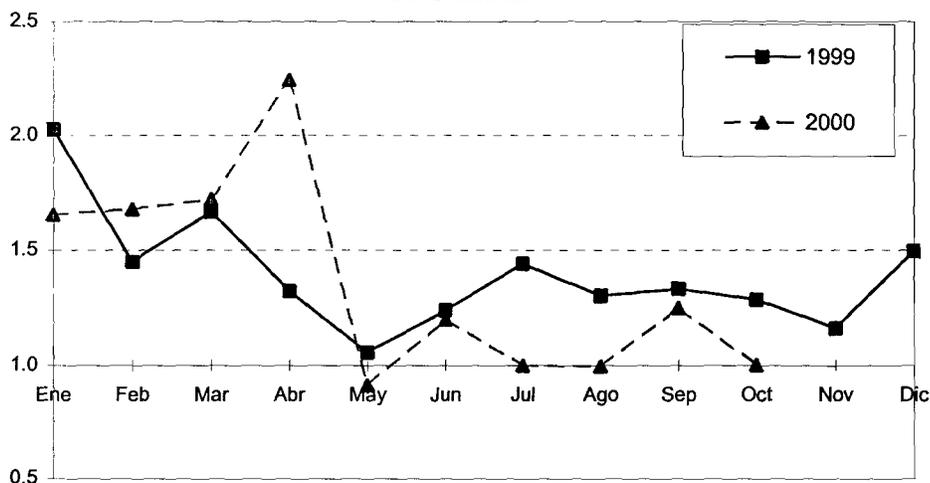
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. De mayo a noviembre de 2000, promedio de precios horarios.

d) Principales problemas observados

El MM guatemalteco ha iniciado sus operaciones con severas restricciones, las que se reflejan por ejemplo en un mercado a término que en 1999, estuvo determinado en un 80% por los PPAs y por los contratos a término del INDE. Los primeros reflejando los altos precios derivados de un otorgamiento directo y sin competencia y los segundos, reflejando precios a descuento que llevan implícita una acción estatal para amortiguar el efecto de los altos precios de los PPAs.

La estructura y reglas del MM guatemalteco da menores posibilidades de especulación. El AMM realiza despachos de largo plazo, los cuales incluyen toda la información de los agentes, los términos de los contratos a término y los costos declarados de los agentes generadores. De esa forma se puede prever con anticipación el comportamiento de los mercados a término y de ocasión, quedando poco margen de especulación por parte de los agentes.

Gráfico 20
RELACIÓN MRS DE EL SALVADOR VERSUS SPOT DE
GUATEMALA



| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1999 | 2.02 | 1.45 | 1.67 | 1.32 | 1.06 | 1.24 | 1.44 | 1.30 | 1.33 | 1.28 | 1.16 | 1.49 |
| 2000 | 1.66 | 1.68 | 1.72 | 2.24 | 0.91 | 1.20 | 1.00 | 1.00 | 1.25 | 1.00 | | |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales. De mayo a noviembre de 2000, promedio de precios horarios.

El contar con mayor número de agentes y una sobrada capacidad de reserva son dos factores que posibilitan la competencia en el MM. Por otra parte, la virtual captura del mercado regulado por parte de los PPAs, deja parcialmente afuera la influencia de esos contratos en el mercado de ocasión y en las nuevas transacciones del mercado a término.

En el período 1991-1994, antes de la aprobación del nuevo marco regulador, el Estado suscribió un conjunto de PPAs, todos de largo plazo (15 o 20 años), algunos de los cuales todavía no han entrado a operar. Los vencimientos de estos compromisos serán en el período 2007-2020. A diferencia del caso de El Salvador, aquí el número, monto y magnitud de compromisos tiene mucho mayor peso (33% durante 1999, cifra que se incrementaría, por lo menos en los dos siguientes años y empezaría a decrecer a partir del 2003). Las principales rigideces y distorsiones que introducen estos PPAs en el MM obedecen a las siguientes causas:

- i. Los PPAs referidos incluyen cláusulas de despacho obligatorio y condiciones "take or pay" que dificultan un despacho económico. Además, todas las variables que condicionan el precio fueron decididas al momento de la contratación y al no haber sido otorgados en condiciones de

competencia, los valores que reflejan los contratos son significativamente más altos que los que se registran en el mercado.¹¹ Un resumen de la situación de los PPAs se muestra en el recuadro.

ii. La mayor parte de la generación del INDE proviene de centrales hidroeléctricas. En principio la valorización de esta energía debería representar el costo de oportunidad del valor del agua. En la práctica, reflejan valores más bajos, lo cual lleva implícita una política del Estado de subsidiar los precios de la energía y probablemente amortiguar los altos precios de la energía de los PPAs durante los primeros años. INDE ha suscrito contratos con Deocsa y Deorsa, los cuales tienen una vigencia hasta el año 2003.

iii. La acción subsidiaria del Estado a través del INDE ha llegado más lejos. A finales de 1999, con el propósito de amortiguar el incremento de tarifas al consumidor final por la esclada en los precios de los combustibles, las autoridades del INDE autorizaron vender a descuento, en el período diciembre 1999 - marzo de 2000, un monto de energía, en principio referida a una acumulación en exceso (mayor de la prevista) en el embalse de Chixoy. Esa acción subsidiaria fue posteriormente renovada y todavía estaba vigente en septiembre de 2000, pero durante los últimos meses afectando directamente las finanzas de la institución.

iv. La aprobación de las reglas operación y las reglas del mercado ha sido difícil, en parte por los privilegios que fueron otorgados a los operadores de los PPAs, ya que en general, los términos de esos contratos son muy laxos. A finales de 2000 estaban pendientes de aprobación las normas para desvíos de potencia y generación forzada.

v. Otro tema que ha sido complicado es la valorización de los servicios complementarios (reserva rodante, control de voltaje y frecuencia, reactivos). Estos servicios serán prestados por INDE durante los dos primeros años de operación del MM, período durante el cual se deberían de aprobar la metodología y los cargos para pagar dichos servicios.

e) Perspectivas

Debe reconocerse en el segmento de la producción la participación de múltiples actores, que en principio indicaría condiciones favorables para la competencia, sin embargo, los PPAs no pueden ni poseen las condiciones para participar activamente de las transacciones del MM y han introducido costos excesivamente altos al mercado regulado, que están siendo pagados por la vía

¹¹ Para ilustrar el punto de los precios de los PPAs, obsérvese los cargos por capacidad. En uno de ellos (que no es precisamente el que refleja los valores más altos) se fijan estos costos, empezando en 1994 en 16.98 dólares/kW--mes, e incrementándose alrededor del 3% anual llegando a 20.29 dólares/kW--mes en el 2000 y a 24.22 dólares/kW--mes en el período 2006-2009. Sobre una base de 500 MW contratados, suponiendo que el 90% de esa capacidad corresponda a la efectivamente contratada, se tendría un calculo inicial por facturación de la capacidad en el año 2000, de alrededor de 110 millones de dólares. En el mercado de desvíos de potencia del *spot* durante 1999 se llegaron a reportar costos de capacidad del orden de 6.00 dólares/kW--mes ofertados por algunas centrales de reciente instalación. Sobre una base de un precio promedio de 12.00 dólares/kW--mes correspondiente al promedio reportado en el mercado de desvíos de potencia del *spot* durante 1999, se tendría que los PPAs representan por lo menos una diferencia de 40 millones de dólares anuales, diferencia que tiene una magnitud muy considerable, sobre todo si se tiene en cuenta que el mercado comparador (el mercado de desvíos) es de reciente creación y por lo tanto, todavía tienen muy limitadas capacidades.

de los subsidios, por toda la población del país. El tema de los PPAs es fundamental y requerirá de especiales acciones del Gobierno guatemalteco, algunas de ellas ya iniciadas y que van encaminadas a la modernización y renegociación de los técnicos de los referidos contratos.

Recuadro

Resumen de los PPAs en Guatemala

Hasta diciembre de 1999 la casi totalidad de los PPAs en operación (450 MW) correspondían a la distribuidora EEGSA, con los cuales en principio esta distribuidora estaría respaldando alrededor del 66% de sus requerimientos de potencia. Durante 1999, la producción de los PPAs de la EEGSA fue del orden de 1,428 GWh, los que representaron solamente el 45% de las compras totales energía de las filiales de distribución y comercialización de la EEGSA. La menor participación en energía durante 1999 se explica por el hecho que uno de los PPAs (de 120 MW de capacidad) apenas ingresó al mercado durante el último mes del año. En promedio se esperaría una participación semejante de los PPAs, tanto en potencia, como en energía.

El complemento de la energía que requiere la EEGSA la obtuvo de sus contratos a término con la filial generadora del INDE (35%), con el productor GGG (9%); de las compras que efectúa en el *spot* y de las importaciones provenientes del MRS de El Salvador (11%).

Hasta el año 2000, el INDE administraba dos PPAs (50 MW) provenientes de dos centrales hidroeléctricas y una geotérmica. Quedan pendientes los PPAs de 3 hidroeléctricas, con una capacidad total de 80 MW, que iniciarían operación en el 2001. Durante 1999, el 82% de la producción del INDE se orientó a satisfacer sus contratos a término con las distribuidoras EEGSA, Deocsa y Deorsa. El restante 18% fue colocado en el mercado de ocasión.

Las nuevas centrales que han entrado a operar permiten garantizar las necesidades del país durante los próximos 2 ó 3 años. A partir del 2003 se requerirán de nuevas adiciones, para las cuales todavía no hay decisiones tomadas, sin embargo, dadas las circunstancias, deberán ser centrales termoeléctricas que operarán en base a carbón, derivados del petróleo o gas natural.

Al igual que en el caso salvadoreño, el tema de la reintegración de la industria sale a luz. La distribuidora EEGSA ha manifestado su interés en construir una central termoeléctrica de gran tamaño, situación que de concretarse reproduciría la misma situación de los escenarios que se plantearon en el caso de El Salvador.

3. Panamá

a) Evolución del mercado mayorista de electricidad

Durante 1999 el Mercado de Contratos representó el 93.3% de las transacciones de energía del MM (véase el gráfico 21). A nivel mensual no llega a definirse un comportamiento estacional, sin embargo puede verse que en los meses de junio, julio y diciembre el mercado de contratos tuvo sus participaciones más bajas (entre 90.1 y 91.5%). El mercado de ocasión solamente representa una pequeña fracción del mercado mayorista, reportando variaciones entre un 4.1 % y un 9.9% durante 1999.

El comportamiento anterior es congruente con las acciones que ha realizado la ETESA dentro del período de transición de cinco años, previsto en la Ley. Durante ese período la ETESA tiene la responsabilidad de contratar el suministro en bloque necesario para atender el crecimiento de la demanda previsto para las empresas de distribución, como comprador.

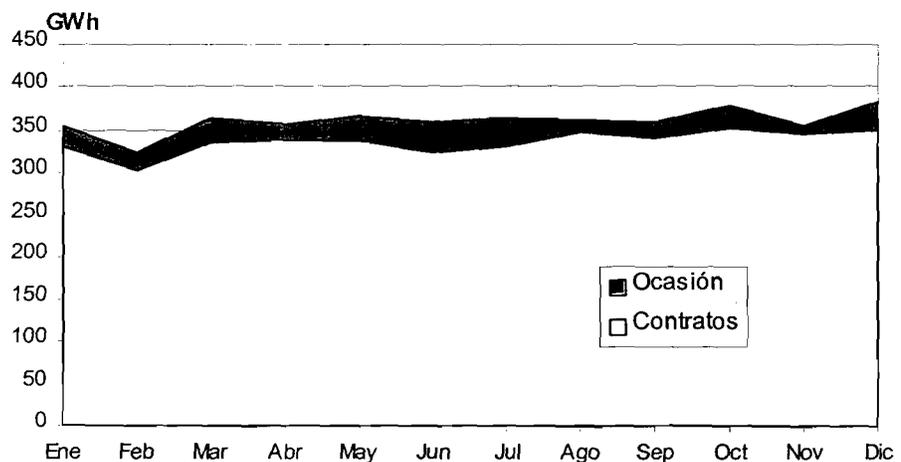
b) Factores externos que han incidido en el MM

En el MM panameño ha sido menor la incidencia de factores exógeno. Al igual que los otros países analizados, los aportes hidrológicos han sido importantes y permitieron en 1999 generar un monto récord de energía (3 118.8 GWh, 45.8% y 7.7% más que en los años 1998 y 1997, respectivamente).

Como factor exógeno negativo se menciona el referente al incremento de los derivados del petróleo, sin embargo la incidencia relativa es de menor escala que en los otros países analizados, ya que la participación térmica fue del 29% en 1999. Además, los productores termoeléctricos de este país tienen la ventaja de contar con mejores condiciones para el suministro de los hidrocarburos, lo cual esta en función de la infraestructura petrolera y de la ubicación del país.

La ETESA coordina las transacciones internacionales y estas han representado poco volumen, por lo cual no han tenido ninguna incidencia negativa al país.

Gráfico 21
PANAMÁ: EVOLUCION DEL MERCADO MA YORISTA



c) Tendencia en los precios

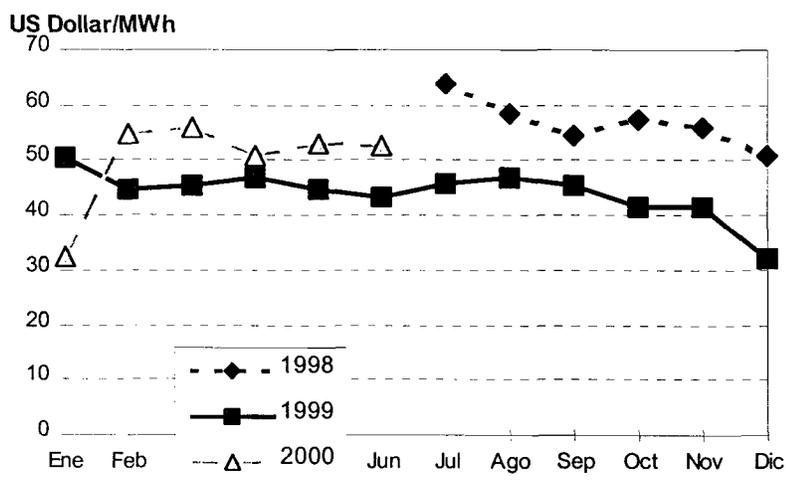
La evolución de los precios del mercado de ocasión del panameño en el período julio de 1998 a junio de 2000 se muestra en la gráfica 22. La comparación de los años 1999 y 2000, en el período febrero-junio, muestra un incremento promedio del 18.8%. Evidentemente la principal explicación de este incremento se encuentra los precios de los derivados del petróleo.

Los precios del mercado de ocasión muestran pocas variaciones, sin embargo a partir de febrero de 2000 se registró un aumento de precios. Según la información disponible, las explicaciones serían las siguientes:

- 1) el año 1999 fue un año húmedo llegando, en ocasiones, a ser nulo el costo marginal horario;
- 2) este comportamiento se acentúa en el último trimestre de 1999, extendiéndose a enero/ 2000;
- 3) a partir de febrero/2000 comenzó el estiaje estival, disminuyendo el aporte hidrológico a los embalses, con el consecuente aumento de precios, y
- 4) concurrentemente con ello los precios de combustibles mantienen una proyección creciente.

Ante lo anterior, las políticas recomendadas por modelo de despacho habrían conducido a recomendar una mayor generación térmica presente y al mismo tiempo un mayor ahorro y almacenamiento de agua en los embalses para sustituir combustibles en el futuro, con precios más altos. Se estima que el comportamiento será similar al del año pasado, decreciendo el precio a lo largo del resto del año. A principios de agosto/2000 los embalses tenían un nivel superior al habitual para esa época del año y cabe señalar que los meses más lluviosos son los de septiembre, octubre y parte de noviembre.

Gráfico 22
PANAMÁ: PRECIOS PROMEDIO DEL MERCADO OCASIONAL



d) Observaciones generales y principales problemas observados

Como ya fue referido, en Panamá la ley dejó previsto un período de transición de cinco años, de 1998 al 2002, durante el cual ETESA tiene la responsabilidad de contratar el suministro en bloque necesario para atender el crecimiento de la demanda previsto para las empresas de distribución. De es cuenta, ETESA ha participado como comprador único en el mercado a término y se ha encargado de la compra de energía en bloque a las generadoras. Para ello llevó a cabo un proceso de licitación competitivo, en el cual se establecieron criterios de seguridad que minimizan el riesgo de desabastecimiento. Este proceso contó con la aprobación de las distribuidoras. A partir del sexto año, en el 2003, las distribuidoras deberán realizar por su propia cuenta sus compras.

Adicionalmente, existe un órgano superior encargado de las políticas del sector energía (la CPE), la cual establece los criterios para los planes de expansión, que son elaborados por la ETESA. Esta empresa también cuenta con un comité de vigilancia, conformado por tres consultores de reconocida experiencia internacional, quienes periódicamente se reúnen para dar seguimiento al mercado eléctrico del país. Dadas las previsiones anteriores, la transformación del mercado eléctrico panameño ha sido sensiblemente más ordenada que la de los otros dos países que se analizan. Se resalta como lo más importante lo siguiente:

- i. El mercado de contratos es el mayoritario y representó, en términos de transacciones físicas, alrededor del 93% en 1999. El CND administra el mercado como un conjunto de contratos (que incluyen cargos por capacidad y pago por energía) los cuales se liquidan por diferencias en el mercado ocasional. Todavía no se ha llegado a conformar una base completa de costos variables declarados, la cual es necesaria para la administración económica del despacho.
- ii. ETESA ha venido supervisando el mercado y realizando el planeamiento indicativo, de corto, mediano y largo plazos.¹² En el corto plazo, al identificar déficits ha procedido a realizar contrataciones (se cita por ejemplo la contratación del agente termoeléctrico Panamá, con 60 MW asignado a las distribuidoras y 36 MW al mercado ocasional).
- iii. Es necesario resaltar una característica especial que se ha dado en el modelo panameño, y que lo diferencia de los países vecinos centroamericanos. Dos operadores con significativa capacidad hidroeléctrica compiten, tanto entre ellos como con otros agentes.
- iv. En general existe la percepción que el modelo ha venido operando con un apreciable grado de certidumbre, sin embargo los agentes han identificado una serie de lagunas u omisiones en las reglamentaciones, a partir de las cuales, algunos agentes estarían recibiendo beneficios, en perjuicio de otros agentes y de los usuarios. El despacho hidroeléctrico se hace con el auxilio de un modelo de programación dinámica,¹³ cuya metodología es muy conocida en los países centroamericanos. Los resultados que se obtienen de este modelo son congruentes con la política que se establece al inicio de los estudios, la que incluye criterios referentes a la seguridad de

¹² Para el largo plazo considera un horizonte de 15 años y utiliza las herramientas de los modelos Super-OLADE-BID.

¹³ El modelo SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), desarrollado en sus orígenes por Electrobras y mejorado y adaptado a microprocesadores por una firma consultora brasileña.

suministro y costo de la energía no suministrada. Sobre esta situación es necesario comentar que una política de excesiva seguridad (que razonablemente podrían propiciar las instituciones estatales durante el período de transición) se traducirá en un despacho hidroeléctrico más conservador, con mayores volúmenes de agua almacenados en los embalses y mayores costos y menores ingresos para los agentes hidroeléctricos. Por el contrario, los agentes termoeléctricos ven incrementados sus ingresos y además reducen sus costos operativos. Aquí parece ser que es necesario lograr el equilibrio justo entre los agentes, de forma que el costo de la seguridad de suministro sea compartida por agentes productores en forma proporcional a su participación. Operativamente, se discutían ajustes al modelo y sus parámetros, planteándose como una solución la inclusión de penalizaciones por vertimientos, con lo cual se reduciría el valor del agua almacenada. De igual forma, se hacían revisiones al modelo para lograr una simulación más fiel del despacho hidrotérmico del país.

v. En cuanto a la metodología para la asignación del costo por el uso de la red, han habido muchos reclamos, principalmente de los operadores hidroeléctricos. Los cargos por el uso de la red se determinan en base a un modelo nocional, que parte de la matriz de factores de Transferencia/Distribución de Potencia (MFD/FP) y de los flujos incrementales de potencia que resultan del incremento de generación ó demanda en cada nodo y afectan cada tramo de línea del modelo nocional. Los cargos por uso del sistema principal de transmisión son cubiertos por partes iguales (50/ 50) entre generación y demanda. Se trata de un modelo cuyos resultados reproducen la lógica de eficiencia económica planteada en el problema clásico de transporte. En materia de transmisión eléctrica, aquellos generadores ubicados a grandes distancias de las cargas tendrán substancialmente mayores cargos fijos y variables por el uso de la red, situación que incide en la competitividad de los generadores hidroeléctricos, especialmente en la hidroeléctrica Fortuna. El tema se ha vuelto controversial y requerirá de revisiones, dado que en determinadas situaciones, los generadores termoeléctricos tienen cargos variable negativos (créditos) por el uso de la red.¹⁴

vi. En el manejo de la interconexión también han surgido algunos divergencias. Por una parte, debido a problemas relacionados con la seguridad de la red, se han limitado las transferencias a un máximo de 30 MW, con lo cual los intercambios son bastante limitados. Los operadores locales reclaman que no tienen trato igualitario con los agentes en los vecinos países, por ejemplo ha surgido la controversia que el ICE de Costa Rica oferta precios (al igual que la empresa de la zona de el canal), en tanto que los agentes locales son despachados en base a costos marginales. Nuevamente los operadores hidroeléctricos quedan en desventaja en las transacciones internacionales ya que ellos son despachados en base a los resultados del modelo de programación dinámica y en el caso particular de las centrales Fortuna, Estrella y Los Valles, no es posible percibir ningún beneficio de su cercanía con la frontera de Costa Rica. En la práctica, los operadores térmicos parecen tener mayores ventajas para exportación de sus excedentes. Por

¹⁴ Para ilustrar la situación particular de la red panameña, obsérvese por ejemplo que la distancia de ciudad Panamá hasta Fortuna es de 472 km; en tanto que a Bahía de las Minas es de solo 55.5 km. De esa cuenta podrá verse que en términos de pérdidas, en condiciones semejantes el operador hidroeléctrico deberá pagar más de ocho veces que el termoeléctrico. Situaciones semejantes se obtendrían al comparar los cargos fijos, donde los operadores hidroeléctricos estarían garantizando el pago del 100% de la capacidad de algunas líneas y subsidiando el uso de parte del sistema de transmisión a los otros agentes. Este parece ser el caso de las operaciones de exportación de energía hacia los países vecinos.

otra parte, operadores hidroeléctricos como Fortuna, tampoco pueden favorecerse de su cercanía con la frontera costarricense y tomar ventaja como exportadores "naturales" de energía.

e) Perspectivas

El caso de Panamá muestra diferencias muy claras con El Salvador y Guatemala. Además de las diferencias propias del modelo panameño, deben destacarse que la legislación establece criterios para evitar la reintegración, por esa razón este problema no es motivo de preocupación.

En cuanto a las inversiones y entrada de nuevas centrales generadoras, la ETESA por Ley debe preparar los programas indicativos, los cuales son aprobados por el regulador y tienen el carácter de obligatorio en el caso de expansiones de la transmisión. Se ha iniciado la construcción de un proyecto hidroeléctrico de capacidad mediana (Estí de 130 MW) y además se han instalado nuevos generadores termoeléctricos. Debe hacerse mención especial a la empresa Bahía de las Minas (propiedad de la firma norteamericana Enron), que ha venido ejecutando un plan de rehabilitación y ampliación y constituye la termoeléctrica de mayor capacidad en la región. La importancia de la central en Bahía de las Minas se acentuaría en caso de concretizarse la construcción de un gasoducto submarino desde Colombia, proyecto en el cual la referida multinacional ha manifestado mucho interés.

IV. CONCLUSIONES Y REFLEXIONES FINALES

1. La gestión de los mercados mayoristas

De los análisis presentados en los capítulos anteriores es posible obtener las primeras conclusiones y reflexiones sobre los mercados mayoristas de El Salvador, Guatemala y Panamá, las cuales se exponen a continuación:

a) En los tres países analizados, las decisiones sobre la forma de realizar el abastecimiento eléctrico recaen en las fuerzas (los agentes) del mercado, sin embargo, el grado de responsabilidad y los tiempos estipulados - en la ley o por circunstancias específicas- para tomar dicha responsabilidad difieren substantivamente, situándose El Salvador y Panamá en los extremos. En el primer país, los agentes tomarían el control inmediatamente, en tanto que en el segundo, la ley establece claramente un período de transición de 5 años, que terminará en el año 2002, durante el cual la ETESA tiene un papel central en el ordenamiento de las relaciones entre los actores.

b) Los mercados necesitan tiempo para madurar, el cual está en función de las posibilidades que tienen de emerger actores independientes, tanto en el lado de la producción como en el consumo, en un número y en cantidad suficientes para empezar a operar en condiciones de competencia. En los tres países se han dado avances importantes en la conformación de sus respectivos mercados de electricidad, sin embargo aún falta un largo camino por recorrer para la consolidación de los nuevos esquemas de competencia.

c) Los índices de concentración en el segmento de la producción todavía son muy elevados, encontrándose todos los países dentro de los rangos de los mercados altamente concentrados, en los cuales las posibilidades del ejercicio del poder dominante por las firmas presentes es mayor. El Salvador y Panamá muestran el mayor y menor grado de concentración, respectivamente.

d) Únicamente en El Salvador se han presentado los primeros resultados de un mercado en manos de la competencia y de las decisiones de los actores. Este caso ha mostrado acciones empresariales de los agentes tendientes a maximizar beneficio, el desarrollo de estrategias dominantes y maniobras especulativas para el incremento de precios. La acción de la empresa pública CEL ha sido fundamental para reducir la volatilidad de los precios del Mercado Regulador del Sistema y para limitar las acciones especulativas de los agentes.

e) En Guatemala, la competencia ha emergido pero solo en una reducida parte del mercado, correspondiente a los grandes consumidores locales y a las distribuidoras y otros agentes del vecino país (dentro de los límites de la línea de interconexión). Los PPAs de largo plazo suscritos antes de la aprobación del nuevo marco han dejado muy poco margen para la libre acción de los agentes y de las fuerzas del mercado.

f) En Panamá, la empresa estatal de transmisión (la ETESA) ha continuado actuando como comprador único y además, ha efectuado la planificación de corto y mediano plazo, lo que le ha permitido detectar los faltantes de potencia y energía, licitar las compras respectivas y reducir al mínimo las acciones especulativas de los agentes.

g) Hasta la fecha debe observarse que las mayores inversiones en nueva generación se han reportado en los países en los cuales las nuevas centrales han suscrito contratos de largo plazo con los agentes distribuidores. En ese sentido, sólo se reportan tres casos importantes de plantas mercantes (Genor y la nueva planta flotante de Enron en Guatemala y parcialmente Duke en El Salvador), todas caracterizadas por una genuina labor empresarial para asegurar su producción en mercados a término, lo cual en uno de los casos tuvo fuerte incidencia en la volatilidad de los precios de los mercados de ocasión.

h) Solamente en uno caso de los casos (Panamá), la legislación dejó previsto un período de transición. En los otros dos países analizados, las empresa de producción eléctrica del Estado han tenido que actuar como amortiguadora o regulador del mercado, en algunos casos subsidiando directamente y en otros, adquiriendo compromisos de largo plazo, que los nuevos actores del mercado se han negado a tomar.

2. La demanda y los sectores de consumo

a) Todavía no han sido finalizadas o aprobadas las reglamentaciones para la incorporación de los grandes consumidores a los mercados mayoristas nacionales. En algunos casos quedan pendientes las reglas comerciales, o bien, todavía no han quedado definidos los cargos por el acceso a las redes de media y/o baja tensión de las distribuidoras. En Panamá todavía se encontraba en discusión la reglamentación para los grandes consumidores, y por ese motivo solo son identificables las señales de las distribuidoras. En el caso El Salvador la reglamentación de las comercializados recién fue aprobada en octubre de 2000. Los tres países han desintegrado horizontalmente el segmento de la distribución, además, en El Salvador y especialmente en Guatemala, han emergido los grandes consumidores .

b) Bajo esas circunstancias puede decirse que aún son muy limitadas las acciones de competencia que se han generado por el lado de la demanda, sin embargo merecen destacarse las acciones de los comercializadores en las transacciones internacionales entre El Salvador y Guatemala, y el virtual copamiento de la capacidad del interconector binacional

3. Subsidios y acciones del Estado

a) En El Salvador y Guatemala, la acción de las empresas productoras del Estado vuelve a poner a dichas empresas en las labores subsidiarias que les fueron asignadas en la década de los ochenta y las que en parte causaron la crisis financiera de los subsectores eléctricos regidos por el Estado. En el poco tiempo del funcionamiento de los mercados de electricidad, las empresas públicas referidas ya han visto mermadas sus finanzas, han empezado a diferir nuevas inversiones y en caso extremo, una de ellas ya habría aplazado mantenimientos preventivos de las centrales,

situación que de no corregirse en breve, afectará la seguridad de suministro e introduciría innecesarias escaladas de las tarifas en los próximos años.

b) También debe observarse que solo una parte de estas acciones subsidiarias de las empresas públicas se estarían dirigiendo a los consumidores de electricidad. La otra parte estaría representando una transferencia de riqueza de la población en general a los productores privados y además, especialmente en el caso de Guatemala, estaría enmascarando una protección estatal a las recién iniciada producción privada.

4. Reintegración de la industria eléctrica, incidencias nacionales y regionales

a) En El Salvador y Guatemala existen fuertes indicios de la reintegración de la industria. En el primer país este proceso que se ha iniciado en el segmento de la distribución. Una adquisición reciente dio lugar a la conformación de un grupo de mayoritario en el referido segmento. De esa cuenta, en El Salvador y Guatemala se han consolidado las dos mayores distribuidoras de la región centroamericana y ambas han manifestado el interés por iniciar proyectos de generación, uno de ellos con evidentes intenciones de posicionamiento en el futuro mercado eléctrico regional.

b) Las autoridades regulatorias de ambos países carecen de mandato legal expreso para intervenir en el proceso de reintegración de la industria eléctrica. En ambos casos no existen leyes antimopólicas, sin embargo las Constituciones son muy claras en cuanto a la prohibición de los monopolios. Lo anterior establecería el obligatorio compromiso moral de los Reguladores de ambos países de estudiar exhaustivamente el tema y proponer en breve soluciones para limitar la reintegración.

c) La multiplicación de los beneficios y la reducción de los riesgos de mercado derivados de un menor grado de competencia son las principales razones que motivan a los inversionistas a buscar la reintegración de sus actividades. En su afán de posicionamiento, los grupos de interés buscan el respaldo de los Estados, lo cual puede facilitarse dada la necesidad y avidez de captar nuevas inversiones. El círculo estaría a punto de cerrarse, dada la debilidad de la regulación en aspectos para limitar la reintegración.

d) Dado el pequeño porte de los sistemas, el autosuministro del principal distribuidor llevaría a las industrias eléctricas nacionales a un estado de virtual integración. A nivel regional las incidencias son de mayor trascendencia, ya que se tendría una quasintegración en el naciente mercado eléctrico regional. Uno o muy pocos actores estarían dictando las normas de dicho mercado. El problema debería ocupar uno de los primeros lugares de prioridad en la Asociación Coordinadora de Entidades Regulatorias de Energía Eléctrica de Centroamericana (ACERCA) y en la recién conformado Comité Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).

e) Sobre el aspecto de la captación de inversiones, deben considerarse los aspectos nacionales y regionales. A nivel nacional deberían evaluarse los costos, beneficios e incidencias de aceptar inversiones que podrían imponer severas restricciones a los nuevos modelos de la

industria eléctrica. En todo caso, lo que el fondo estaría subyaciendo es la debilidad de los nuevos modelos de organización y regulación de la industria para atraer nuevas inversiones.

f) A nivel regional se deberá hacer el esfuerzo para que actores de escala regional entren a operar en completa consonancia con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

5. Temas de reflexión

Los siguientes temas se aplican principalmente a los caso de El Salvador y Guatemala:

a) Tanto en El Salvador como en Guatemala pueden detectarse vacíos en el modelo o lagunas en la regulación, que obligan a plantear el tema de posibles modificaciones o actualizaciones a las Leyes de Electricidad. El tema es altamente sensitivo, dadas las innegables implicaciones de corto plazo en la captación de inversión extranjera. Por su importancia, el tema debe ponerse sobre la mesa y discutirse, a la luz de las implicaciones que ello traería para la sustentabilidad de la industria.

b) Las empresas públicas de producción han jugado un papel primordial como reguladores de precios y en cierta forma puede decirse que han evitado el colapso temprano del nuevo modelo de la industria. Sin embargo, de seguir en esa línea, pronto se llegará a un deterioro financiero irreversible de esas empresas. Surge nuevamente la necesidad de actualizar los marcos regulatorios, acotar la acción estatal y en algunos casos, reconocer la existencia de costos varados y adoptar soluciones para distribuirlos de manera justa entre los agentes.

c) Dadas las distorsiones que se han presentado en la industrias eléctrica de El Salvador, es necesaria la conformación de un Ministerio o Comisión de Energía encargado de las políticas del sector energía y con facultades especiales para dar seguimiento al proceso de adaptación de la industria eléctrica y asistir y apoyar a las instituciones involucradas, en especial a la SIGET.

d) Aun con los limitaciones de los enlaces binacionales existentes, es innegable la nueva dinámica y las implicaciones e interacciones que han surgido en el arbitraje de sistemas de precios de naturaleza distinta. Es evidente la falta de una reglamentación adecuada para las transacción internacionales, situación que podría traer nuevos efectos con la entrada en operación del enlace El Salvador-Honduras, a finales del 2001. Es necesario iniciar la discusión sobre la reglamentación de las transacciones internacionales, tarea a cargo de la CRIE.

e) Sobre el tema de la información y la creciente asimetría de información entre regulados y reguladores, es necesario tomar acciones inmediatas. Especialmente resulta aconsejable el libre acceso al conocimiento de los contratos a término y sus condiciones, especialmente si estos llevan por objetivo el servicio para usuarios con tarifas reguladas. Debe observarse que la razón más significativa sea que la publicidad de los contratos asegura la transparencia del mercado, condición básica para la competencia.

ANEXO I

**ISTMO CENTROAMERICANO: ESTRUCTURA E ÍNDICES DE
PARTICIPACIÓN EN LOS DIFERENTES SEGMENTOS
DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA**



Cuadro I-1

COSTA RICA: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN 1999
SEGMENTO DE PRODUCCIÓN

| | Tipo de central a/ | Número de centrales | Capacidad instalada (MW) | Producción (GWh) | Participación (%) |
|--|--------------------|---------------------|--------------------------|------------------|-------------------|
| En operación a diciembre de 1999 | | 66 | 1,500 | 6,198 | 100.0 |
| 1 <u>Empresas públicas</u> | | 29 | 1,277 | 5,251 | 84.7 |
| 1.1 ICE b/ | | 21 | 1,196 | 4,841 | 78.1 |
| Hidroeléctricas | H | 13 | 807 | 3,893 | 62.8 |
| Geotérmicas | G | 3 | 115 | 804 | 13.0 |
| Termoeléctricas | V,TG,D | 5 | 274 | 144 | 2.3 |
| 1.2 CNFL hidroeléctricas | H | 8 | 81 | 411 | 6.6 |
| 2 <u>PPAs y Generadores independientes</u> | | 29 | 173 | 766 | 12.4 |
| 2.1 Hidroeléctricas | H | 26 | 130 | 665 | 10.7 |
| 2.2 Eólicas | E | 3 | 43 | 101 | 1.6 |
| 3 <u>Cogeneradores (Ley 7200)</u> | | 2 | 20 | 12 | 0.2 |
| 3.1 Azucarera El Viejo | Co | 1 | 8 | 3 | 0.0 |
| 3.2 Ing. Taboga | Co | 1 | 12 | 9 | 0.2 |
| 4 <u>Cooperativas</u> | | 6 | 31 | 169 | 2.7 |
| 4.1 ESPH | H | 2 | 2 | 19 | 0.3 |
| 4.2 JASEC | H | 3 | 20 | 132 | 2.1 |
| 4.3 COOPELESCA | H | 1 | 8 | 18 | 0.3 |
| Compras (+) o ventas (-) al exterior | | | | -127 | |
| Indice Herfindhal-Hirschman = 7 184 | c/ | | | | |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Co: cogeneración en ingenios azucareros; D: motores ciclo diesel; E: eólicas; G: geotérmias; H: hidroeléctricas; TG: turbinas de gas; V: termoeléctrica convencional a base de búnker.

b/ El desglose de la generación del ICE es sólo con fines indicativos. No está contemplada la desintegración de la generación de esta empresa.

c/ El índice Herfindhal-Hirschman Index (HHI), es la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada agente.

Cuadro I-2

EL SALVADOR: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN 1999
SEGMENTO DE PRODUCCIÓN

| | Tipo de central a/ | Número de centrales | Capacidad instalada (MW) | Producción (GWh) b/ | Participación (%) |
|--|--------------------|---------------------|--------------------------|---------------------|-------------------|
| En operación a diciembre de 1999 | | 24 | 1,034 | 4,007 | 100.0 |
| 1 Empresas públicas | | 6 | 538 | 2735 | 68.2 |
| 1.1 CEL | | | | | |
| Hidro 1 (Guajoyo y Cerrón Grande) | H | 2 | 150 | 639 | 15.9 |
| Hidro 2 (15 de septiembre y 5 de noviembre) | H | 2 | 238 | 1,128 | 28.2 |
| 1.2 Generadora Geotérmica S.A. de C.V. | G | 2 | 150 | 598 | 14.9 |
| 1.3 Termoeléctricas | V, TG | | | 370 | |
| 2 PPA's y Generadores independientes | | 13 | 461 | 1022 | 25.5 |
| 2.1 Nejapa Power | D | 1 | 145 | 808 | 20.2 |
| 2.3 Duke Energy Int. | V, TG | 3 | 306 | 166 | 4.1 |
| 2.4 CECSA (Cucumayacán) | H | 7 | 7 | 29 | 0.7 |
| 2.5 HSDMCo (Matheu) | H | 1 | 1 | 3 | 0.1 |
| 2.6 SHS (Sensunapán) | H | 1 | 3 | 15 | 0.4 |
| 3 Cogeneradores y autoprodutores | | 5 | 34 | | |
| 3.1 Cementos CESSA | D | 1 | 19 | | |
| 3.2 Ings. Izalco, La Cabaña, San Fco., Jiboa | Co | 4 | 15 | | |
| Compras (+) o ventas (-) al exterior | | | | 250 | 6.2 |
| Indice Herfindhal-Hirschman = 5 515 | d/ | | | | |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Ca: carboeléctricas; D: motores de ciclo diesel; G: geotérmicas; H: hidroeléctricas; T: termoeléctricas; TG: turbinas de gas; V: termoeléctrica convencional.

b/ La producción incluye las exportaciones o importaciones, según el caso.

c/ Los proyectos corresponden al programa indicativo de la CEL. Se han supuesto los hidroeléctricos y geotérmicos ejecutados por la CEL y los termoeléctricos por privados.

d/ El índice Herfindhal-Hirschman Index (HHI), es la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada agente.

Cuadro I-3

GUATEMALA: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN 1999
SEGMENTO DE PRODUCCIÓN

| | Tipo de central a/ | Número de centrales | Capacidad instalada (MW) | Producción (GWh) b/ | Participación (%) |
|---|--------------------|---------------------|--------------------------|---------------------|-------------------|
| En operación a diciembre de 1999 | | 30 | 1,457 | 4,969 | 100.0 |
| 1 <u>Empresas públicas</u> | | 11 | 643 | 2,516 | 50.6 |
| 1.1 Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE) | | | | | |
| Hidroeléctricas | H | 9 | 481 | 2,432 | 48.9 |
| Geotérmica (Calderas) | G | 1 | 5 | 32 | 0.6 |
| Termoeléctricas | V, TG | 1 | 157 | 53 | 1.1 |
| 2 <u>PPAs y Generadores independientes</u> | | 11 | 611 | 1,679 | 33.8 |
| 2.1 Bobos y Capulín | H | 2 | 14 | 63 | 1.3 |
| 2.2 ENRON | D | 1 | 110 | 595 | 12.0 |
| 2.3 TAMPA | TG | 1 | 80 | 157 | 3.2 |
| 2.4 GGG (Constellation) c/ | D, V, TG | 2 | 193 | 452 | 9.1 |
| 2.5 GENOR | D | 1 | 40 | 226 | 4.5 |
| 2.6 LAGOTEX | D | 1 | 15 | 26 | 0.5 |
| 2.7 SECACAO | D | 1 | 16 | 83 | 1.7 |
| 2.8 ORZUNIL | G | 1 | 24 | 43 | 0.9 |
| 2.9 San Jose | Ca | 1 | 120 | 35 | 0.7 |
| 3 <u>Cogeneradores y autoprodutores</u> | | 8 | 202 | 774 | 15.6 |
| 3.1 Ingenios | Co | 6 | 140 | 642 | 12.9 |
| 3.2 IMSA | D | 1 | 44 | 132 | 2.7 |
| 3.3 Cementos Novella | D | 1 | 18 | 0 | 0.0 |
| Compras (+) o ventas (-) al exterior | | | | -257 | |
| Indice Herfindhal-Hirschman = 2 859 c/ | | | | | |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Ca: carboeléctricas; Co: cogeneración en ingenios azucareros; D: motores ciclo diesel; G: geotérmicas; H: hidroeléctricas; T: termoeléctricas; TG: turbinas de gas; V: termoeléctrica convencional a base de búnker.

b/ La producción incluye las exportaciones o importaciones, según el caso.

c/ El índice Herfindhal-Hirschman Index (HHI), es la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada agente.

Cuadro I-4

HONDURAS: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN 1999
SEGMENTO DE PRODUCCIÓN

| | Tipo de central a/ | Número de centrales | Capacidad instalada (MW) | Producción (GWh) b/ | Participación (%) |
|---|--------------------|---------------------|--------------------------|---------------------|-------------------|
| En operación a diciembre de 1999 | | 21 | 906 | 3,592 | 100.0 |
| 1 <u>Empresa pública</u> | | 8 | 501 | 2,187 | 60.9 |
| 1.1 ENEE | | | | | |
| Hidroeléctricas | H | 5 | 433 | 2,142 | 59.6 |
| Termoeléctricas | TG | 3 | 68 | 45 | 1.3 |
| 2 <u>PPAs y Generadores independientes</u> | | 9 | 404 | 1,251 | 34.8 |
| 2.1 ELCOSA | D | 1 | 80 | 244 | 6.8 |
| 2.2 EMCE | D | 2 | 137 | 451 | 12.6 |
| 2.3 LUFUSSA | TG, V | 2 | 120 | 351 | 9.8 |
| 2.4 Nacional de Ing. LP y MF | D | 2 | 45 | 127 | 3.5 |
| 2.5 Laeisz | D | 1 | 23 | 47 | 1.3 |
| 2.6 CEMCOL | D | 1 | | 31 | 0.9 |
| 3 <u>Cogeneradores y autoprodutores</u> | | 4 | 2 | 18 | 0.5 |
| 3.1 Zacapa | H | 1 | 1 | 2 | 0.0 |
| 3.2 Otros (EDA, AMPAC, AYSA y autogeneración) | D | 3 | 1.2 | 17 | 0.5 |
| Compras (+) o ventas (-) al exterior | | | | 136 | 3.8 |
| Indice Herfindhal-Hirschman = 4 039 c/ | | | | | |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ D: motores ciclo diesel; H: hidroeléctricas; TG: turbinas de gas.

b/ El desglose de la generación de la ENEE es sólo con fines indicativos. No está contemplada la desintegración de la generación de esta empresa.

c/ El índice Herfindhal-Hirschman Index (HHI), es la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada agente.

Cuadro I-5

NICARAGUA: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN 1999
SEGMENTO DE PRODUCCIÓN

| | Tipo de central a/ | Número de centrales | Capacidad instalada (MW) | Producción (GWh) | Participación (%) |
|---|--|---------------------|--------------------------|------------------|-------------------|
| En operación a diciembre de 1999 | | 14 | 602 | 2,187 | 100.0 |
| 1 | <u>Empresa pública</u> | | <u>342</u> | <u>1488</u> | <u>68.0</u> |
| 1.1 | ENEL b/ | | | | |
| | H | 4 | 103 | 401 | 18.3 |
| | G | | | 54 | 2.5 |
| | V, TG | 4 | 239 | 1,033 | 47.2 |
| 2 | <u>PPAs y Generadores independientes</u> | | <u>231</u> | <u>611</u> | <u>27.9</u> |
| 2.1 | D | 1 | 32 | 163 | 7.5 |
| 2.2 | D | 1 | 55 | 280 | 12.8 |
| 2.3 | D | 1 | 74 | 120 | 5.5 |
| 2.4 | G | 1 | 70 | 47 | 2.2 |
| 3 | <u>Cogeneradores y autoproductores</u> | | <u>30</u> | <u>31</u> | <u>1.4</u> |
| 3.1 | Co | 1 | 10 | 7 | 0.3 |
| 3.2 | Co | 1 | 20 | 24 | 1.1 |
| | Compras (+) o ventas (-) al exterior | | | 58 | 2.6 |
| Indice Herfindhal-Hirschman = 4 887 d/ | | | | | |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Co: cogeneración de ingenios azucareros; D: motores ciclo diesel; G: geotérmicas; H: hidroeléctricas; TG: turbinas de gas; V: termoeléctrica convencional a base de búnker.

b/ El desglose de la generación de la ENEL es sólo con fines indicativos. Todavía no se conoce la estrategia para la generación de esta empresa.

c/ En el transcurso del año la central Geotérmica pasó de pública a privada.

d/ El índice Herfindhal-Hirschman Index (HHI), es la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada agente.

Cuadro I-6

PANAMÁ: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE ELECTRICIDAD EN 1999
SEGMENTO DE PRODUCCIÓN

| | Tipo de central a/ | Número de centrales | Capacidad instalada (MW) | Producción (GWh) | Participación (%) |
|---|---|---------------------|--------------------------|------------------|-------------------|
| En operación a diciembre de 1999 | | 19 | 1,097 | 4,443 | 100.0 |
| 1 | <u>Empresas públicas</u> b/ | 0 | 0 | 0 | 0.0 |
| 2 | <u>Generadores independientes</u> | 19 | 1,097 | 4,443 | 100.0 |
| 2.1 | EGE-Fortuna S.A. | H | 300 | 1,753 | 39.5 |
| 2.2 | EGE-Bayano S.A. | H, TG | 193 | 795 | 17.9 |
| 2.3 | EGE-CHiriquí S.A. | H | 90 | 558 | 12.6 |
| 2.4 | EGE-Las Minas | V, D, TG | 328 | 811 | 18.3 |
| 2.5 | COPESA | D | 46 | 120 | 2.7 |
| 2.6 | Petro-Terminal de Panamá (P.T.P.) | D | 20 | 6 | 0.1 |
| 2.7 | Petro-Eléctrica de Panamá (P.E.P.) | D | 60 | 227 | 5.1 |
| 2.8 | PANAM | D | 48 | 114 | 2.6 |
| 2.9 | EDE-Metroeste | H | 11 | 57 | 1.3 |
| 2.10 | Hidro-Panamá | H | 2 | 1 | 0.0 |
| 2.11 | Arkapol | H | 1 | 1 | 0.0 |
| 3 | <u>Cogeneradores y autoprodutores</u> | 0 | 0 | 0 | |
| | Compras (+) o ventas (-) al exterior b/ | | | -59 | |
| | Indice Herfindhal-Hirschman = 2 416 e/ | | | | |

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ D: motores ciclo diesel; H: hidroeléctricas; TG: turbinas de gas; V: termoeléctrica convencional a base de búnker.

b/ No se consideran los intercambios en la zona del canal.

d/ Los proyectos hidroeléctricos desarrollados por privados corresponden a las concesiones para: Valle de Antón, Los Algarrobos, Santa Marfa, Pando y Monte Lirio.

e/ El índice Herfindhal-Hirschman Index (HHI), es la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada agente.

ANEXO II

**UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN
EN EL SALVADOR, GUATEMALA Y PANAMÁ**



Gráfico IV.1
 EL SALVADOR - SISTEMA DE GENERACION Y TRANSMISION - AÑO 1999

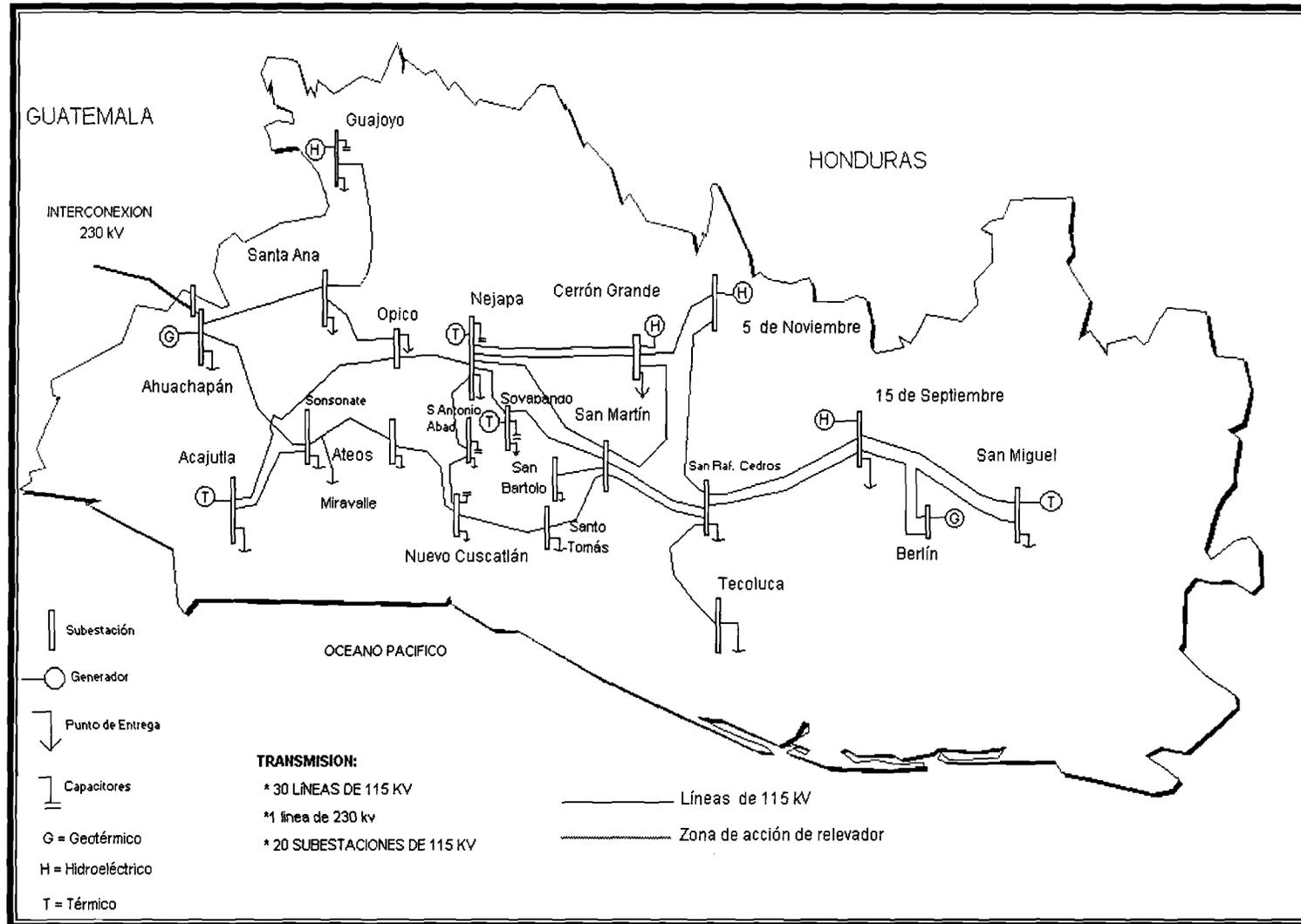


Gráfico IV.2
 GUATEMALA - SISTEMA DE GENERACION Y TRANSMISION (1)

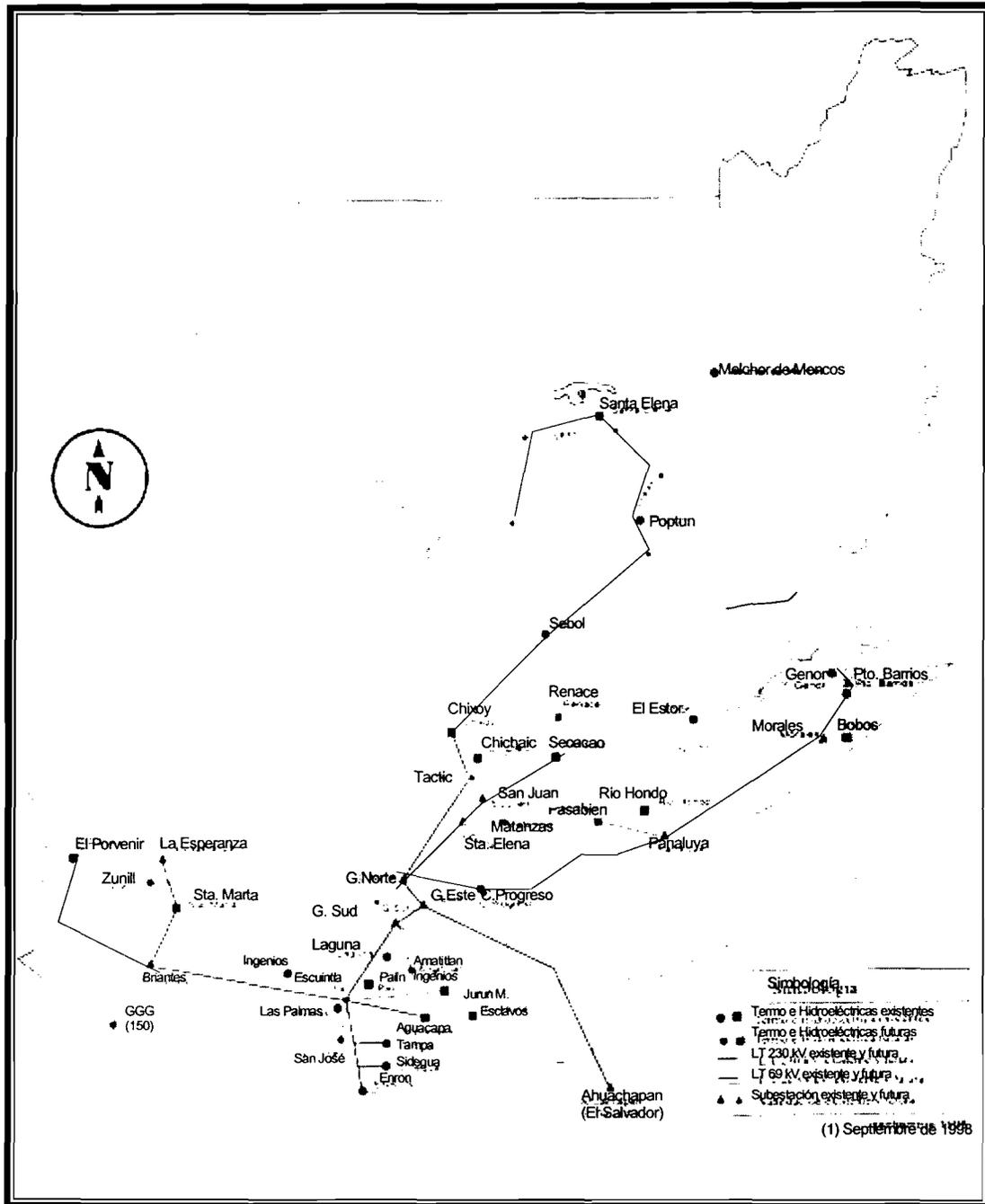
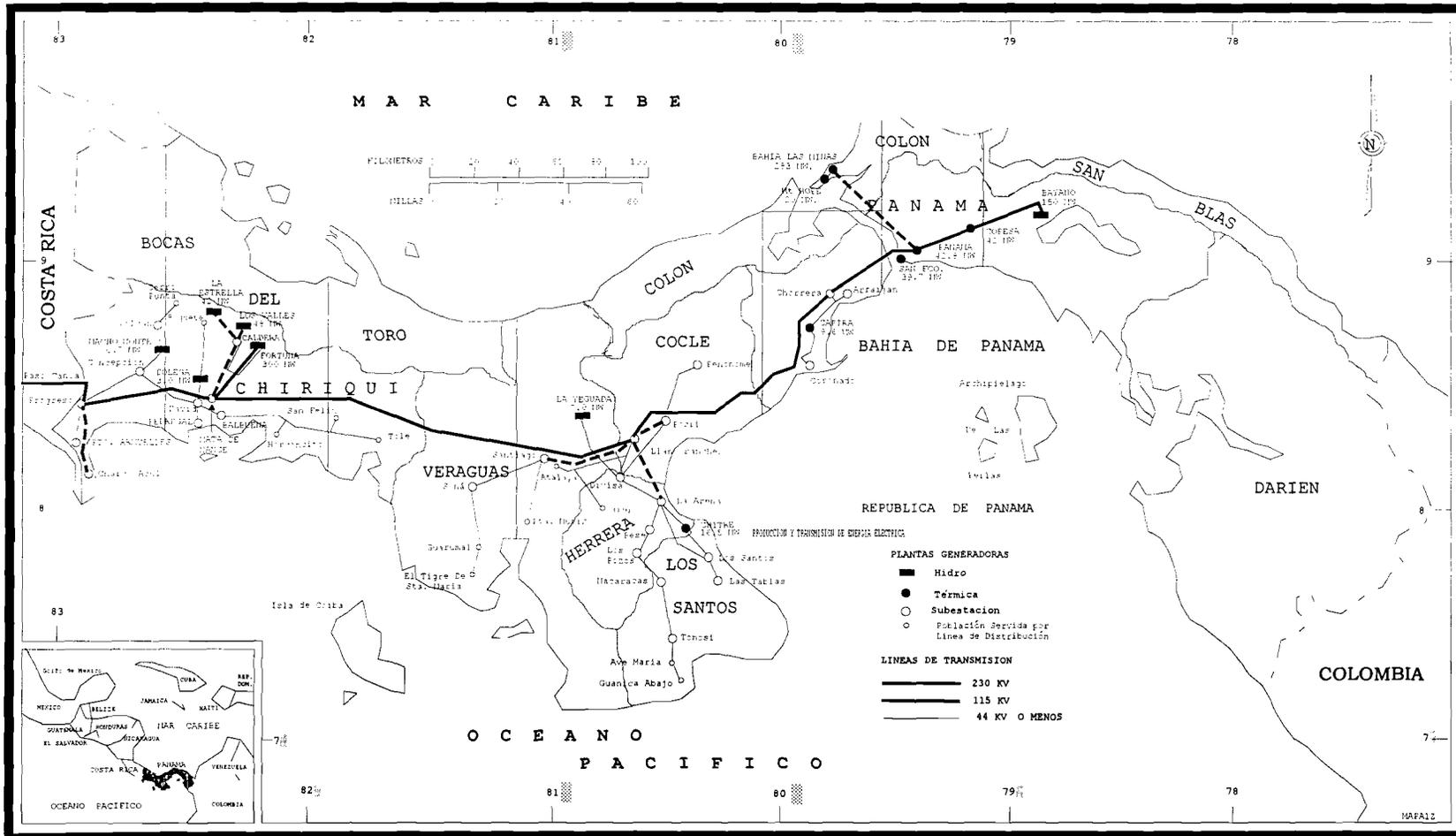


Gráfico IV.3
 PANAMA. SISTEMA DE GENERACION Y TRANSMISION - AÑO 1999

AÑO 1999



•

•

•

•

•

1

•

•



Este documento fue elaborado por la sede subregional en México de la
Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

Dirección postal: Presidente Masaryk No. 29
Col. Chapultepec Morales
México, D. F. CP 11570

Dirección Internet: cepal@un.org.mx
Biblioteca: bib-cepal@un.org.mx

Teléfono: (+52) 5263 9600
Fax: (+52) 5531 1151

Internet: <http://www.cepal.org.mx/>