



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

Este documento no ha sido sometido a revisión editorial.

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN	1
RESUMEN	3
I. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD EN EL SALVADOR, GUATEMALA Y HONDURAS	5
1. Estructura actual de la industria	5
2. Sistemas eléctricos.....	8
3. Entes administradores de los MM	10
4. Reglas de operación de los MM	12
5. Estructura actual de los MM	20
II. PRIMEROS RESULTADOS DE LA OPERACIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD	27
1. El Salvador	27
2. Guatemala	35
3. Panamá	40
4. La interconexión El Salvador-Guatemala	44
III. CONCLUSIONES Y REFLEXIONES FINALES	46
1. La gestión de los mercados mayoristas	46
2. La demanda y los sectores de consumo	47
3. Subsidios y acciones del Estado	47
4. Reintegración de la industria eléctrica, incidencias nacionales y regionales	48
5. Transacciones internacionales	48
6. Temas de reflexión	49
 <u>Anexos:</u>	
I Estructura e índices de participación en los diferentes segmentos de la industria eléctrica	51
II Mercados mayoristas de El Salvador, Guatemala y Panamá. Análisis comparativo institucional y de los reglamentos: aspectos técnicos, económicos y comerciales	57

PRESENTACIÓN

La Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) otorga 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 El Salvador, Guatemala y Panamá, países en donde los mecanismos referidos han completado más de dos años de operación continua.

Con 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 distribución de electricidad. Asimismo, los respectivos entes reguladores han comenzado sus funciones, en algunos casos, con limitaciones importantes.

Este documento describe, en primer lugar, las características generales de los mercados mayoristas de El Salvador, Guatemala y Panamá, y aborda el tema de los entes administradores de los mercados mayoristas y sus reglas de operación. En segundo lugar, se muestran los primeros resultados de la operación de dichos mercados, particularmente la tendencia de los precios, así como las perspectivas al muy corto plazo. Finalmente, se presentan algunas conclusiones y reflexiones sobre los avances y los problemas en la puesta en operación de este tipo de mecanismo de coordinación.

Para la elaboración de este documento se contó con el aporte de un consultor financiado por el proyecto OLADE/CEPAL/GTZ, así como con la colaboración de los funcionarios de la Unidad de Energía de la Sede Subregional de la CEPAL.

RESUMEN

Los mercados mayoristas (MM) 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 adoptados en El Salvador, Guatemala y Panamá. Estos países ya han conformado las instancias encargadas de administrar y supervisar sus MM, los cuales llevan 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 y los grandes consumidores pueden así realizar compras directas a los productores y, en su caso, también a las comercializadoras. Los distribuidores mantienen un “mercado cautivo” compuesto por los usuarios finales que no tienen la opción de desligarse comercialmente de ellos. La nueva estructura del mercado ha entrado a operar recientemente, por lo cual no todos los mecanismos han quedado instaurados, ni se han ejecutado todos los pasos establecidos dentro de la transición. En este modelo básico es posible apreciar variaciones y especificidades en cada país.

En el Salvador, la administración de los MM ha quedado a cargo 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 primer MM se constituyó a finales de 1997 en El Salvador y, posteriormente, a mediados y finales de 1998 empezaron a operar los MM de Panamá y Guatemala.

Los reglamentos de operación de estos MM definen dos tipos de mercado para la compra y venta de electricidad: uno de contratos a término y otro ocasional (*spot*); sólo en el caso de Guatemala existe también un mercado de desvío de potencia.

La estructura actual de los mercados en estudio presenta un alto grado de concentración, lo cual indica que pocos agentes tienen una participación mayoritaria. Esto puede corroborarse por medio de los índices Herfindhal-Hirschman (HHI), los cuales —en el segmento de la producción— presentaron valores de 5 090 en El Salvador, 2 859 en Guatemala y 2 420 en Panamá. En el mercado eléctrico salvadoreño, tres firmas generadoras representaron el 92% de la producción nacional, complementado por las importaciones provenientes de Guatemala (6%) y por la producción de minicentrales hidroeléctricas cautivas de los mercados de las distribuidoras (1%). La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), empresa estatal, participó con el 68% de la producción. En Guatemala, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y un grupo de catorce productores privados que habían suscrito contratos de compraventa de energía (PPA) con las empresas estatales antes de la aprobación de la nueva ley de la industria eléctrica, representaron el 86% de la oferta; la empresa estatal INDE participó con el 51% de la producción. Finalmente, en Panamá, cuatro agentes productores representaron el 88% de la oferta. La mayor participación correspondió al agente hidroeléctrico Fortuna, con el 40% de la producción.

Con respecto a la operación del mercado mayorista, en El Salvador puede notarse el predominio del Mercado de Contratos, el cual representó el 69% en promedio en 1999, y durante 2000 observó un avance notable, llegando a 89.6% en octubre de 2000, valor que lo hace comparable con 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 incorporó el segundo agente (Duke), con lo que conformó un duopolio, en donde ambos actores cuentan con poder para incidir en los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS) o mercado de ocasión.

En general, es posible observar niveles semejantes de precios en el MRS de El Salvador durante los primeros dos años. A partir del último trimestre de 1999 se inició una escalada en los precios del MRS, alcanzando una cifra récord de 173.7 dólares/MWh en marzo de 2000, lo que casi triplica los valores históricos reportados. La principal explicación del alza de precios se encuentra en las estrategias empresariales de los agentes y, en un segundo orden, debe considerarse también el incremento de los precios de los derivados del petróleo.

En Guatemala, durante 1999 el Mercado de Contratos representó el 85% de las transacciones de energía del MM, variando entre 73% durante los meses lluviosos y 95% en los meses de estiaje. La mayor participación del Mercado de Contratos se debe a 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).

En Guatemala también se observa un incremento promedio del 32% en los precios del *spot* durante el 2000. La principal explicación se encuentra en los precios de los derivados del petróleo, sin embargo puede haber otras variables explicativas. Por otra parte, debe mencionarse la notable interacción con el mercado salvadoreño. El arbitraje entre dos mercados de naturaleza distinta (costos declarados variables versus precios ofertados) ha permitido la identificación de importantes oportunidades de negocio para los agentes. De esa interacción todavía no llegan a identificarse beneficios para los consumidores finales regulados de ambos países.

En Panamá, durante 1999 el Mercado de Contratos representó el 93% de las transacciones de energía del MM. Al 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, con variaciones de entre 4.1% y 9.9% durante 1999. El comportamiento anterior es congruente con las acciones que ha realizado la Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA), dentro del período de transición de cinco años previsto en la Ley.

La comparación de precios en el mercado de ocasión entre los años 1999 y 2000, período febrero-junio, muestra un crecimiento promedio de 18.8%, el cual tendría su principal explicación en el incremento de los precios de los derivados del petróleo. El CND tiene mayor injerencia en el despacho; por ejemplo, en el establecimiento de las políticas y criterios de seguridad, a partir del cual se determina el valor del agua en los embalses. Esta situación impone mayores restricciones de gestión a los operadores hidroeléctricos, en comparación con sus competidores termoeléctricos.

I. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD EN EL SALVADOR, GUATEMALA Y HONDURAS

Los mercados mayoristas (MM) 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 las instancias encargadas de administrar y supervisar sus MM, las cuales llevan ya, entre dos y tres años de operación continua.

El análisis que se presenta a continuación tiene como propósito describir la estructura y organización de los MM en los tres países de la región, así como las características relevantes de su funcionamiento.

1. Estructura actual de la industria

Los tres países en referencia finalizaron el proceso de definición de los nuevos esquemas de sus industrias eléctricas y aprobaron las respectivas leyes entre 1996 y 1998. Con sus particularidades propias, el nuevo esquema contempla la desintegración de los segmentos de la industria (producción, transporte y distribución), la apertura de los sistemas de transmisión, así como la introducción de la competencia en 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. Por otro lado, sólo en Guatemala y El Salvador se permite la participación de los Comercializadores, agentes intermediarios que compiten en la compraventa de la energía producida por los Generadores, que aportan su experiencia en gestión financiera para reducir riesgos y costos a las transacciones de electricidad. De esta forma, los Distribuidores y los Grandes Consumidores pueden así hacer compras directas a los Productores y, en su caso, también a los Comercializadores. Los Distribuidores mantienen un “mercado cautivo” compuesto por los usuarios finales que no tienen la opción de desligarse comercialmente de ellos. Esta nueva estructura recién ha empezado (véase el cuadro 1), por lo cual no todos los mecanismos han sido establecidos, ni tampoco han sido ejecutados todos los pasos establecidos dentro de la transición.

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; 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.¹ En El Salvador y Guatemala la desintegración tiene una forma ligera, en el sentido que existen procedimientos, como 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.

¹ 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.

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN DE LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
EN EL SALVADOR, GUATEMALA Y PANAMÁ

Nivel	El Salvador	Guatemala	Panamá
<u>NORMATIVO</u>	No definido en la Ley ^{a/}	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Comisión de Política Energética (CPE)
<u>REGULATORIO</u>	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP)
<u>EMPRESARIAL</u>			
Administración del Mercado	Unidad de Transacciones SA de CV (UT)	Administración del Mercado Mayorista (AMM)	Centro Nacional de Operación, dependencia de ETESA
Empresas Productoras	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.	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)
Transmisión	Empresa de Transmisión de El Salvador, SA de CV (ETESAL)	Empresa de transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE)	Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA)
Distribución	CAESS (AES), ^{b/} DELSUR (PP&L/EMEL), CLESA (AES), ^{b/} EEO (AES), ^{b/} DEUSEM (AES) ^{b/} y De Matheu	EEGSA (Iberdrola), DEOCSA (U. Fenosa), DEORSA (U. Fenosa), 12 empresas municipales y una pequeña distribuidora privada.	EDE Metro Oeste (U.Fenosa); EDE Chiriquí (U.Fenosa), y EDE Noreste (Constellation)
Comercialización		COMEEGSA; CECSA; ELECNO, y JACSA	no existe la figura en la Ley
Grandes Consumidores	ANDA; SICEPASA, y MAG	PROTISA; COAGRO; Cementos Progreso S.A., Consultora Int. Atlanta y 12 grandes usuarios.	

^{a/} En El Salvador se creó la Dirección General de Electricidad, dentro del Ministerio de Economía, en el año 2001.

^{b/} Empresas adquiridas por Electricidad de Caracas en 1998. En el año 2000 AES de los Estados Unidos absorbió a la empresa venezolana referida.

Los países mencionados también han finalizado sus procesos de desincorporación de activos, privatización de empresas y servicios, y corporativización de las empresa estatales que continuarán operando en la industria. De esta forma, en el nivel empresarial 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 de los procesos de privatización referidos. Información y datos con mayor grado de detalle sobre la estructura, así como participación en cada uno de los segmentos de la industria eléctrica de cada país, se encuentran en el anexo I.

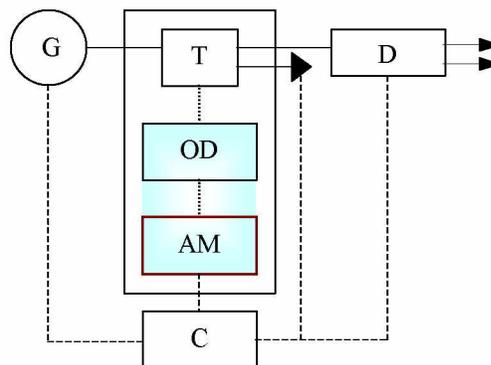
En los tres países las funciones correspondientes a la administración del mercado mayorista y del despacho son realizadas por un solo ente (véase el gráfico 1). En El Salvador se trata de una entidad independiente, en tanto que en Panamá ha quedado a cargo de una unidad especializada de la empresa de transmisión. En Guatemala, el ente encargado de la administración del mercado todavía no cuenta con un centro de control para dirigir directamente el despacho, por lo cual da las consignas y supervisa el despacho que se lleva a cabo en el centro de control de la empresa de transmisión.

Bajo el nuevo esquema de organización se encuentra también 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. En el nivel regulatorio las tareas han sido asignadas a una Comisión en Guatemala, y a entes multisectoriales en los otros dos países.

Finalmente, la mayor distorsión al modelo de competencia establecido en los marcos regulatorios lo constituyen los contratos 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 dichos 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 PPA,² tienen su mercado asegurado, sin necesidad de competir.

Gráfico 1

MODELO DE LOS MM



Notas: OD: Organismo encargado del despacho, AM; Administrador del Mercado.

² *Power Purchase Agreement.*

2. Sistemas eléctricos

Las principales características de los segmentos de la producción, transmisión y distribución, en los tres países en estudio se presentan a continuación.

a) Producción

Los sistemas eléctricos de los tres países analizados presentan generación de tipo hidroeléctrico y térmico convencional (vapor, diesel y turbogás) a base de combustibles. En Panamá se reporta la mayor participación hidroeléctrica, en tanto que en El Salvador la mayor participación es termoeléctrica. En dos países —El Salvador y Guatemala— existe generación geotérmica y solamente en uno —Guatemala— existe cogeneración industrial, proveniente esencialmente de ingenios azucareros. Un resumen de las principales características de los sistemas y de su evolución reciente se muestra en el cuadro 2.

b) Transporte

El transporte de energía eléctrica en los tres países se ha desarrollado de acuerdo a la ubicación de los centros de generación y a la geografía y ubicación de los centros urbanos e industriales. La transmisión se realiza escalonadamente en tensiones de 230 kV, 138 kV o 115 kV y 69 kV, que parecen adecuadas para las dimensiones actuales de los sistemas, tanto en distancia como en cargas transportadas. En general puede decirse que, en cuanto a los sistemas nacionales en alta tensión, éstos no han llegado a presentar restricciones severas en la operación de los mercados nacionales, sin embargo existen signos e indicios de potenciales problemas en algunas porciones de la red. En El Salvador debe rehabilitarse una porción significativa de líneas y subestaciones. En Guatemala se presentan estrangulamientos en la vinculación entre los polos de generación térmica y los de consumo, que estarían a punto de alcanzar los límites técnicos en algunos enlaces. 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. En cuanto a Panamá pareciera inferirse cierta vulnerabilidad en el abastecimiento hidroeléctrico a través del sistema de transporte existente.

La tensión de 230 kV se está utilizando también para las vinculaciones internacionales, posibilitando 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 podrían llegar a 150 MW.³

³ 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.

Cuadro 2

EL SALVADOR, GUATEMALA Y PANAMÁ: EVOLUCIÓN RECIENTE
DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

		1994	1997	1998	1999	Tasa de crecimiento (%)	
						1994-999	1998-1999
El Salvador							
Capacidad instalada	(MW)	818	943	943	999	4.1	5.9
Pública	(%)	100	85	85	54	-8.0	-32.7
Privada	(%)	0	15	15	46		219.3
Demanda máxima	(MW)	566	666	694	718	4.9	3.4
Demanda neta de energía a/	(GWh)	3 040	3 636	3 775	3 937	5.3	4.3
Producción	(GWh)	3 075	3 548	3 737	3 686	3.7	-1.4
Pública	(%)	100	74	75	73	-2.8	-4.7
Privada	(%)	0	26	25	27		8.6
Importaciones netas b/	(GWh)	-35	88	38	250		558.9
Guatemala							
Capacidad instalada	(MW)	991	1 206	1 311	1 439	7.7	9.7
Pública	(%)	78	64	49	44	-3.8	0.3
Privada	(%)	22	36	51	56	29.8	18.7
Demanda máxima	(MW)	624	820	877	962	9.1	9.7
Demanda neta de energía a/	(GWh)	3 261	4 166	4 464	4 709	7.6	5.5
Producción	(GWh)	3 226	4 254	4 502	4 959	9.0	10.2
Pública	(%)	71	51	47	50	1.5	18.1
Privada	(%)	29	49	53	50	21.9	3.2
Importaciones netas b/	(GWh)	35	-88	-38	-250		558.9
Panamá							
Capacidad instalada	(MW)	910	968	1 036	1 097	3.8	5.9
Pública	(%)	100	94	0	0	-100.0	
Privada	(%)	0	6	100	100		5.9
Demanda máxima	(MW)	592	707	726	755	5.0	3.9
Demanda neta de energía a/	(GWh)	3 283	4 042	4 200	4 339	5.7	3.3
Producción	(GWh)	3 307	4 095	4 167	4 398	5.9	5.5
Pública	(%)	100	97	0	0	-100.0	
Privada	(%)	0	3	100	100		5.5
Importaciones netas b/	(GWh)	-24	-53	34	-59		

Notas. a/ Es el resultado de sumar la producción local más las importaciones netas de energía eléctrica.

b/ Importaciones netas negativas representan exportación a los países vecinos.

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Durante 1999, estos enlaces binacionales presentaron serias restricciones, tanto en el bloque norte como en el sur. En el primero, 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 identificadas dentro del proyecto SIEPAC.⁴

c) Distribución

La distribución se ha desarrollado de acuerdo con 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, y en ellos se han desarrollado sistemas mallados, con niveles de voltaje específicos en cada país. Por el contrario, en los centros urbanos de tamaños mediano y pequeño y en las áreas rurales, los sistemas tienden a ser de tipo radial.

3. Entes administradores de los MM

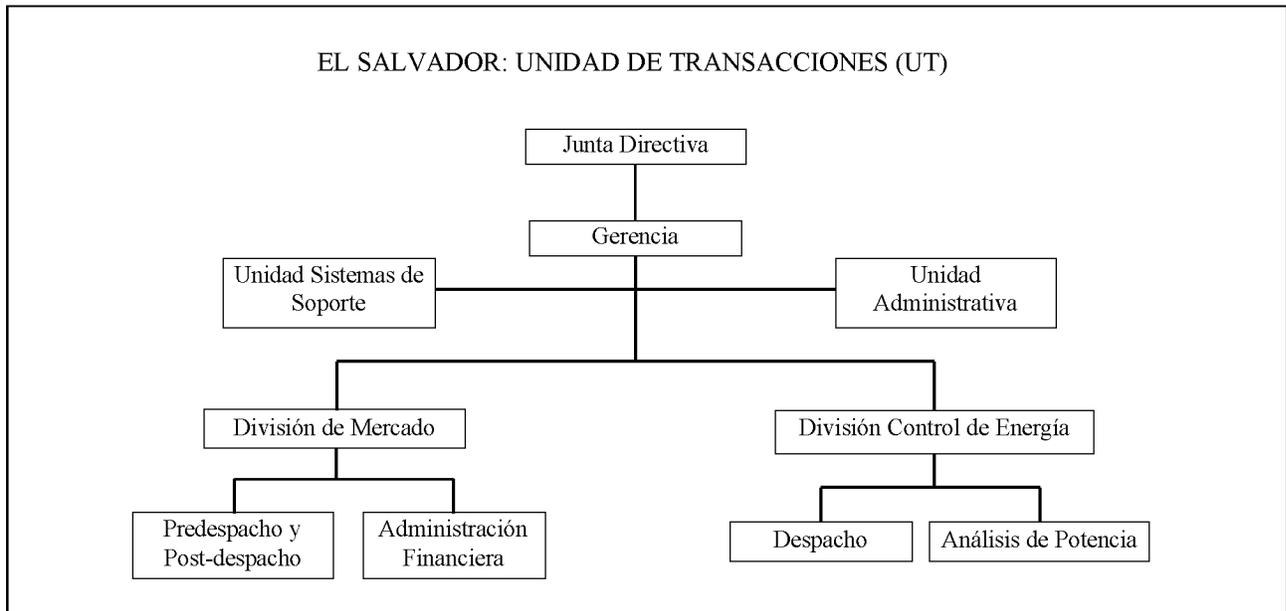
La administración de los MM ha quedado a cargo, en El Salvador, de la Unidad de Transacciones (UT); en Guatemala, del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), y en Panamá, del Centro Nacional de Despacho (CND). Tanto la UT como el AMM son entes independientes, en tanto que el CND es una unidad especializada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

a) 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 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 5 MW. Los gastos de la sociedad son cubiertos 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 sin 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 2 se muestra un organigrama de la UT, que a mediados del año 2000 contaba con 31 profesionales, además del personal de apoyo.

⁴ Ibidem.

Gráfico 2



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

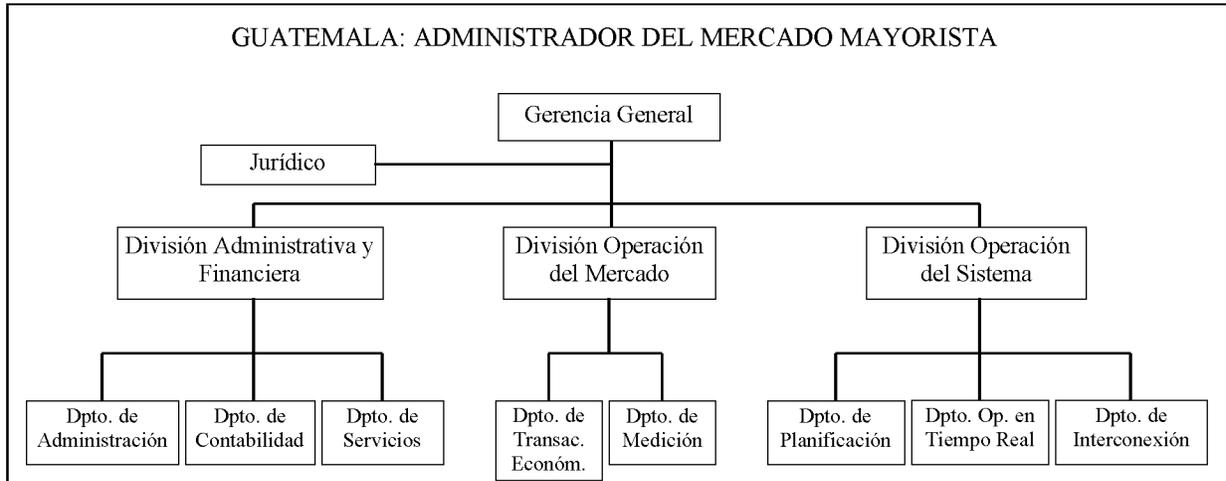
b) El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) en Guatemala

Es 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 (SNI) y la administración de las transacciones comerciales del MM. Su máxima autoridad es la Junta Directiva, integrada por cuatro delegados titulares, que representan cada uno a las agrupaciones de Participantes del MM (productores, transportistas, consumidores y grandes usuarios). El AMM contaba en el año 2000 con 24 personas, de las cuales 18 eran profesionales. El gráfico 3 muestra su organigrama.

c) El Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá

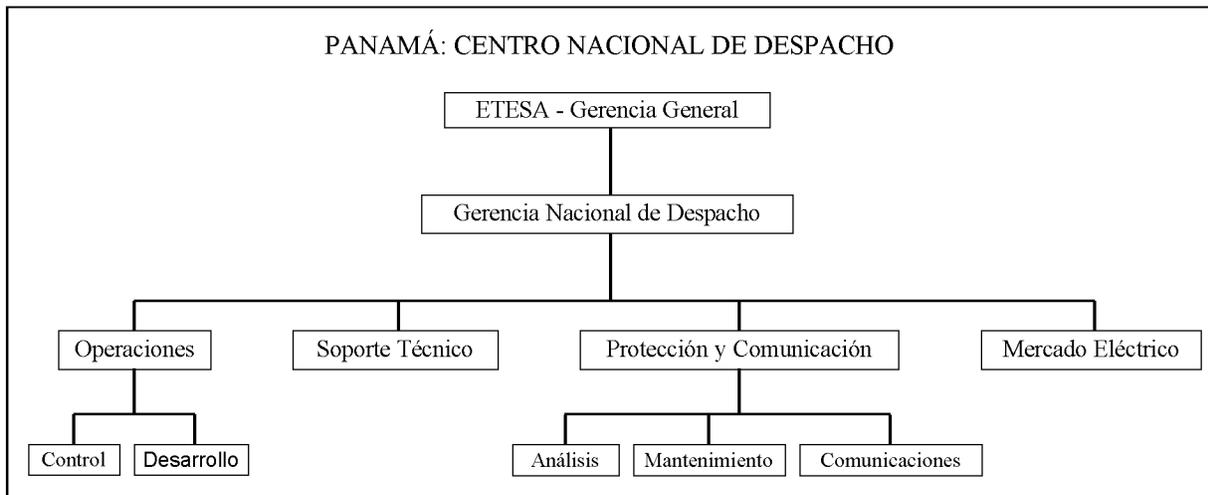
Dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) que tiene a su cargo la operación integrada, servicio de utilidad pública cuyo objeto es atender la demanda instantánea del Sistema Nacional Interconectado (SNI), en forma confiable, segura, y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles. Sus servicios incluyen las interconexiones internacionales, así como la administración del mercado de contratos y el mercado ocasional. El CND cuenta con recursos provenientes de cargos por el servicio de operación integrada, que abarca las funciones hidrológica y meteorológica; su personal total es de 67 miembros. El gráfico 4 muestra su organigrama.

Gráfico 3



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Gráfico 4



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

4. Reglas de operación de los MM

A continuación se presentan, en forma resumida, las características y reglas generales de operación de los MM en El Salvador, Guatemala y Panamá. Un análisis comparativo más detallado de los reglamentos de operación se muestra en el anexo II.

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.
- ii) El Mercado Regulador del Sistema (MRS), en el que se saldan las diferencias entre la realidad y los compromisos adquiridos, como faltantes y sobrantes.

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

En cuanto al MRS, éste funciona con base en ofertas con precios monómicos correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía establecidas en el despacho programado. En estas ofertas participan todos los agentes productores inscritos en la UT, tanto los que tienen contratos como los que no los poseen; para estos últimos se considera un despacho programado inicial igual a cero. El precio monómico incluye tanto el cargo por energía como por potencia, definido para un período establecido. Por su parte, el precio del MRS en un plazo dado lo fija la unidad marginal que la UT tenga que despachar para cubrir la demanda. Dicho precio se pagará a todos los participantes del mercado que inyecten energía al MRS y se les cobrará a aquellos participantes que retiren energía del MRS. Conviene mencionar que el despacho de las centrales de generación toma en cuenta, tanto los contratos bilaterales entre los distintos agentes, como las ofertas de precio para el MRS. Asimismo, se incluyen las exportaciones e importaciones de energía eléctrica, a los precios acordados por las partes.

Cada día, considerando las ofertas incrementales/decrementales de generación y demanda, las transacciones bilaterales que resultan del MC, y la previsión de la demanda, la UT realiza un predespacho para el día siguiente, y obtiene el precio del MRS (\$MRS *ex ante*) para cada hora. Durante la operación en tiempo real, la UT realiza un despacho de carga convencional, considerando las restricciones de transmisión y los servicios auxiliares requeridos para mantener la calidad y seguridad del sistema, y lleva a cabo un registro de la operación. El esquema general del proceso comercial del MM se muestra en el gráfico 5.

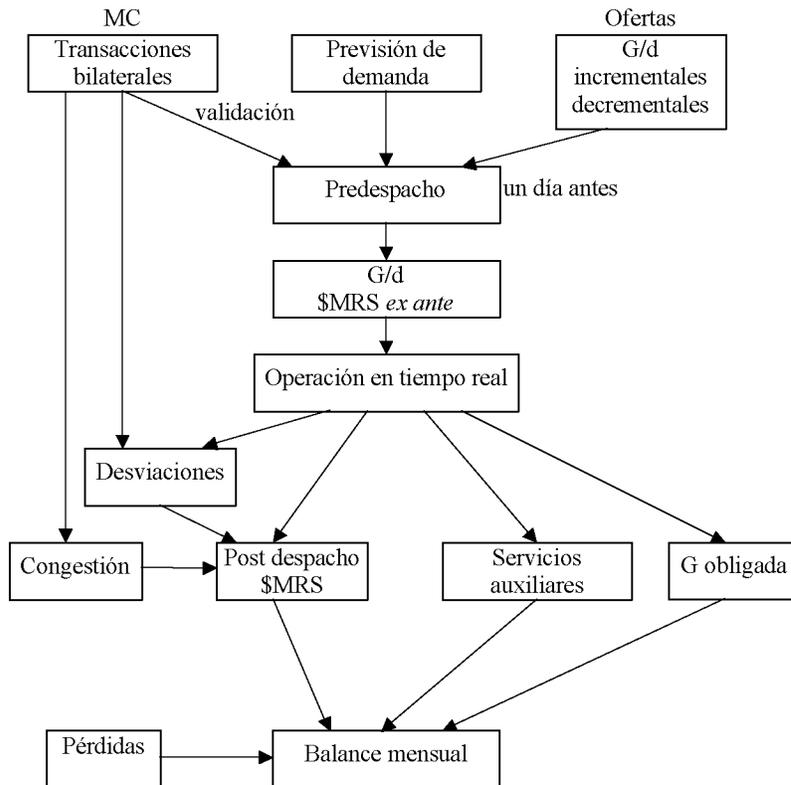
El precio de la energía en el MRS para cada hora se calcula un día después de la operación real (\$MRS *ex post*), con un despacho con restricciones de transmisión, considerando la generación real disponible y la demanda registrada, y excluyendo incumplimientos a las instrucciones de la UT. Este precio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

entre la generación y el consumo real, y los compromisos derivados de los contratos, se saldan en el MRS.

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

Gráfico 5

EL SALVADOR: MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.
ESQUEMA BÁSICO DE FUNCIONAMIENTO



Fuente: CEPAL, sobre la base de reglamentos de operación.

b) Guatemala

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

i) El Mercado a Término (MT), en el que se establecen contratos libremente pactados entre participantes.

ii) El Mercado de Oportunidad (MO), para las transacciones de oportunidad de energía, con precios horarios calculados con base en el CMCP.

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.

A diferencia del caso salvadoreño, en el MM guatemalteco han quedado definidos y diferenciados muy claramente los cargos por potencia y energía. En ese sentido, en el Mercado a Término los agentes productores y consumidores pueden establecer contratos de potencia, de reserva, de desvíos de potencia y de diferencias. Estos contratos son del conocimiento público y deben ser informados al AMM. Mediante las transacciones de desvíos de potencia los productores deberán comprar los faltantes que surjan entre su oferta firme disponible y la efectivamente utilizada en sus contratos, al precio de referencia de potencia. Asimismo, los agentes consumidores deberán comprar la parte de su potencia firme no garantizada por sus contratos.⁵

El despacho de las centrales de generación se realiza tomando en cuenta, para las centrales térmicas, los costos variables asociados al combustible y los de arranque y parada, y para las centrales hidroeléctricas, el valor del agua y el precio de los contratos, tanto a término como los PPA.

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 mantenimiento 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 6 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, como generación, asignación de servicios complementarios, programas de importación y exportación, precios previstos del MO, entre otros.

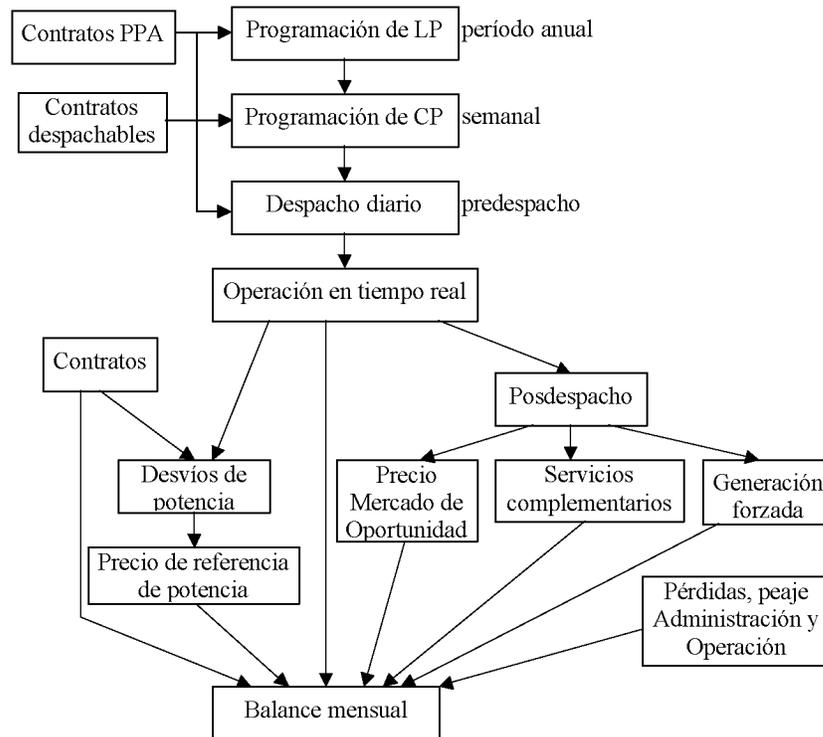
⁵ Los contratos de compra de energía vigentes antes de la aprobación de la nueva ley (contratos tipo PPA), en su mayoría fueron concebidos como ventas de energía, muy flexibles en cuanto a las penalizaciones por indisponibilidad de las unidades e incumplimiento de la potencia contratada. Uno de los temas centrales en la renegociación y modernización de los contratos PPA referidos fue la aceptación de los mecanismos del mercado de desvíos.

3) La coordinación de la operación en tiempo real, 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, etcétera.

El precio de la energía en el MO para cada hora se calcula después de la operación real (\$MO *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 variables de las 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.

Gráfico 6

GUATEMALA: MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.
FUNCIONAMIENTO BÁSICO



Fuente: CEPAL, sobre la base de reglamentos de operación.

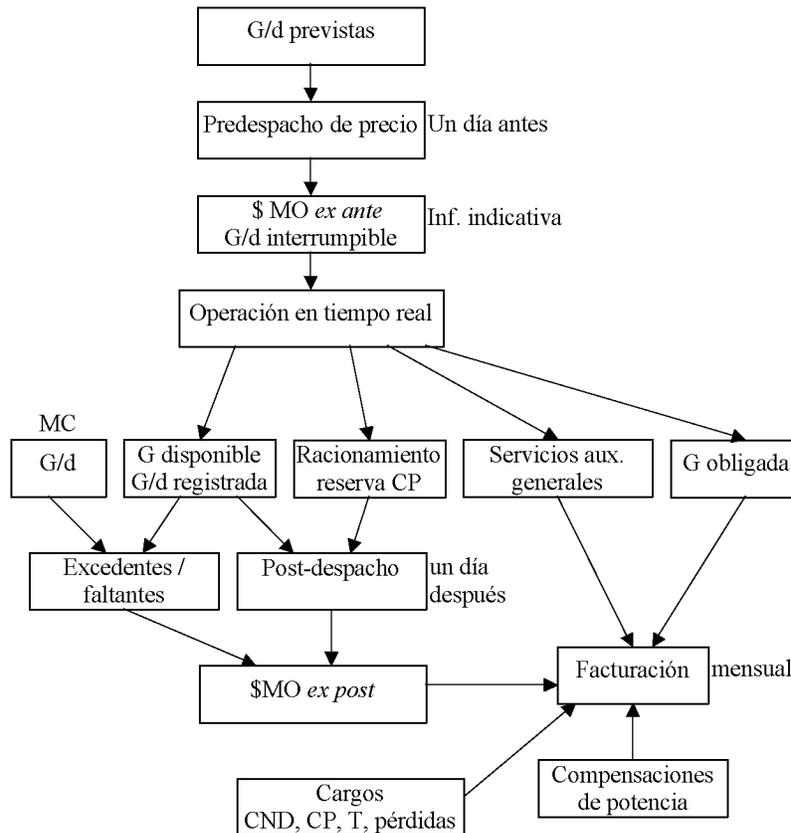
Al finalizar cada mes el AMM realiza el balance comercial para cada participante del MM, integrando para los participantes productores o consumidores el resultado neto de sus

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.

c) Panamá

En este país la empresa de transmisión (ETESA) tiene a su cargo las funciones de Comprador Principal durante un período inicial de cinco años, el cual finalizará en febrero de 2002. Estas funciones incluyen los servicios administrativos para la administración del mercado y la intermediación comercial entre los agentes productores y consumidores. A partir del sexto año de vigencia de la Ley (marzo de 2002), la ETESA cesará en su función de comprador principal y los Distribuidores contratarán el suministro de energía mediante un proceso de libre competencia, sin perjuicio del cumplimiento de los contratos suscritos con antelación. 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 7):

Gráfico 7
PANAMÁ: MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD.
ESQUEMA BÁSICO DEL PROCESO COMERCIAL



Fuente: CEPAL, sobre la base de reglamentos de operación.

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).

En el primer mercado se contemplan dos tipos de contrato:

1) Contratos de Suministro, para la venta de energía y/o potencia de Agentes Productores a Agentes Consumidores, con el objeto de cubrir la garantía de suministro y estabilización de precios de dichos Agentes Consumidores. Estos contratos pueden tener las siguientes variantes: exclusivamente de potencia, exclusivamente de energía, y de potencia y energía (tipo opción).

2) Contratos de Reserva: Se establecen exclusivamente entre Agentes Productores. Un productor puede comprar a otro para vender en el Mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en los Contratos de Suministro en que es parte vendedora.

Cada día, considerando la disponibilidad de generación y la demanda previstas, el CND realiza un predespacho 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.

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 (CMCP), calculado con base en el Costo Variable de la generación térmica (el que podría 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.

Conviene mencionar que los contratos internos no pueden establecer un intercambio físico que altere el despacho económico. En caso de existir cláusulas tipo *take or pay*, éstas no serán consideradas por el CND.

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, se recupera a través de cargos/pagos por servicios auxiliares y generación obligada.

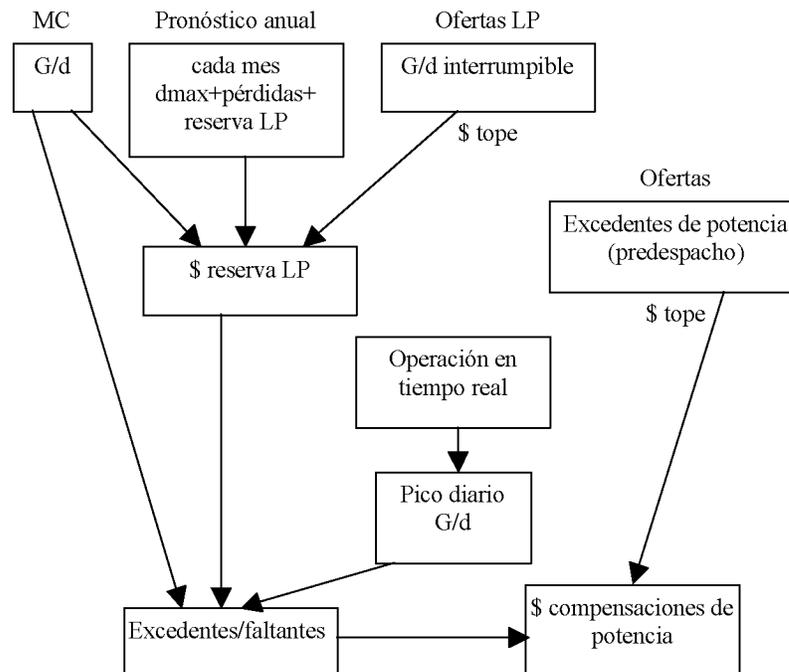
Al final de cada mes el CND realiza el balance comercial para cada participante del MM, integrando sus transacciones en el MO, la generación obligada y los servicios auxiliares. Se adicionan los cargos por los servicios del CND, del Comprador Principal y del servicio de transmisión, incluyendo pérdidas. Estas últimas se reparten entre los agentes compradores, en función de ciertos factores.

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 e incluyendo las pérdidas y la reserva de largo plazo (LP).⁶ 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 del 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 (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 según el 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 del precio ofertado, y el precio de las compensaciones de potencia lo define la última oferta aceptada, es decir, la más cara (véase el gráfico 8).

Gráfico 8

PANAMÁ: LAS COMPENSACIONES DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de reglamentos de operación.

⁶ El concepto de Potencia Firme de Largo Plazo se define para centrales hidroeléctricas o eólicas. Mide la potencia garantizable para el horizonte de planificación del sistema, para una probabilidad de excedencia de 95%. Este criterio sólo puede ser modificado por el Ente Regulador y servirá para la promoción de fuentes de energía renovables.

5. Estructura actual de los MM

a) El Salvador

En el mercado eléctrico salvadoreño, tres firmas generadoras (CEL, Nejapa y Duke) representaron el 93% de la producción nacional, en el año 1999, el cual fue complementado por las importaciones provenientes de Guatemala (6%) y por la producción de minicentrales hidroeléctricas cautivas a los mercados de las distribuidoras (1%) (véase el gráfico 9). En el segmento de la producción, el índice HHI⁷ para el mercado de generación tuvo un valor de 5 090, lo cual lo ubica como un mercado altamente concentrado. Este índice subiría a 7 878 si se considerara la producción de Nejapa dentro de la oferta de la CEL.

Las empresas del corporativo estatal CEL tienen la proporción más alta en la oferta de 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.

La segunda posición la ocupa la empresa Duke Energy International, con sus centrales generadoras Acajutla y Salvadoreña. En conjunto, durante 1999 tuvieron 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 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.

En lo relativo a la demanda, el primer lugar lo ocupa 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 46%, CLESA con el 16% y EEO con 11%). El segundo actor significativo en el mercado es el grupo conformado por Pennsylvania Power and Light y EMEL de Chile, con la distribuidora DELSUR, cuya participación fue de 22%. Así, dos firmas han

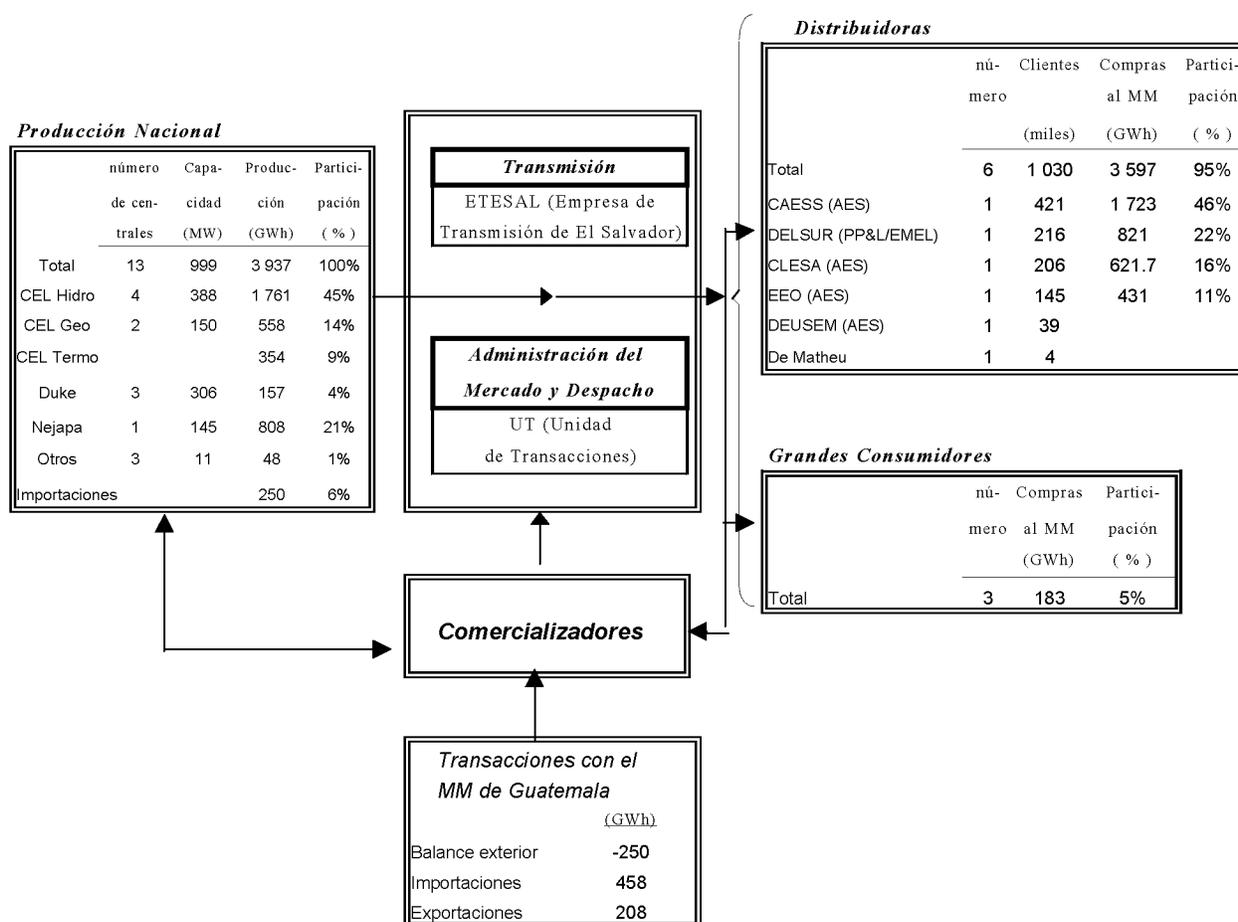
⁷ El *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) mide el grado de concentración de las firmas en un mercado y sirve como un indicador de la posibilidad de ejercicio del poder dominante. El HHI se define como la suma de los cuadrados de las participaciones de cada firma. La mayor posibilidad ocurre en el caso 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, en su resolución No. 592, define umbrales para el HHI, considerando valores menores de 1 000 para mercados no concentrados; entre 1 000 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.

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.

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 de manipulación de precios en el MRS, en caso de concertación entre generadores y distribuidores. Adicionalmente existen tres grandes consumidores. Según información disponible, hay indicios de 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.

Gráfico 9

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



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Como ya fue referido, las importaciones provenientes de Guatemala representaron el 6% del suministro nacional durante 1999. Estas transacciones fueron realizadas por comercializadoras guatemaltecas y distribuidoras salvadoreñas, insertas como agentes en la UT y

el AMM, respectivamente. La mayor parte de la energía importada fue adquirida por la distribuidora CLESA.

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, además de la CEL, que controla la generación, existe la Empresa de Transmisión, ETESAL. No obstante lo anterior, sería conveniente poner especial atención a futuras expansiones de la generación y las vinculaciones de integración vertical derivadas. Recientemente, por ejemplo, la principal propietaria de las distribuidoras del país habría anunciado su interés por construir un proyecto de generación termoeléctrica de alcance regional.

b) Guatemala

Durante 1999 la generadora estatal EGEE (perteneciente al corporativo del INDE) y un grupo de 14 productores privados que habían suscrito contratos de compraventa de energía (PPA) con las empresas estatales antes de la aprobación de la nueva ley de la industria eléctrica (véase el recuadro 1), representaron el 86% de la oferta (véase el gráfico 10). No obstante el número considerable de agentes productores, el índice HHI para el mercado de generación tuvo un valor de 2 847, lo cual lo ubica dentro de los mercados altamente concentrados. Este índice podría subir sustancialmente a 4 596, si se consideran los PPA referidos como un único actor, ya que no compiten en el mercado.

La generadora EGEE constituye el actor mayoritario en el lado de la oferta, con una participación del 51% durante 1999. En su orden, continúa la participación de un grupo de 14 PPA suscritos antes de la aprobación del nuevo marco legal, todos con cláusulas tipo *take or pay*, los cuales en su conjunto representaron el 35% de la oferta guatemalteca. De estos PPA, la mayor participación corresponde a Puerto Quetzal, generadora perteneciente a la firma estadounidense Enron, que individualmente representó el 12% de la oferta. Posteriormente siguen en el listado de PPA un grupo de seis ingenios cogeneradores, tres hidroeléctricas, tres 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 la firma española Iberdrola, dueña de la distribuidora EEGSA, con una participación del 67%. Sigue Unión Fenosa, con las empresas DEOCSA y DEORSA (26%), y un grupo de 13 pequeñas distribuidoras municipales (5%). 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 entre oferentes y demandantes, sin embargo esta actividad se ha realizado más hacia El Salvador que hacia el mercado interno. En ese sentido, las grandes transacciones que han realizado las comercializadoras son entre generadores y distribuidores, 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 PPA suscritos referidos anteriormente.

Recuadro 1

RESUMEN DE CONTRATACIONES TIPO PPA EN GUATEMALA

En el período 1992-1997, las empresas estatales de electricidad realizaron una serie de contratos de largo plazo, para la compraventa de energía (contratos PPA) con inversionistas privados. De los 20 contratos vigentes a la fecha, 11 corresponden a la Empresa Eléctrica de Guatemala Sociedad Anónima (EEGSA), y representan compromisos de capacidad por un total de 645 MW, los cuales han sido incorporados en su totalidad al sistema interconectado. La EEGSA fue privatizada en 1998 y el nuevo operador ha heredado los compromisos de los contratos PPA referidos.

Al Instituto Nacional de Electrificación (INDE) corresponden nueve contratos, que totalizan compromisos de compra por 138 MW. Al final del 2000 solamente estaban en operación 67 MW, los restantes 71 MW, conformados por tres hidroeléctricas, entrarán en operación durante 2001. Todas las contrataciones llevadas a cabo por la EEGSA corresponden a centrales termoeléctricas, lo cual incluye a seis ingenios azucareros y una central carboeléctrica. Por el contrario, en el caso del INDE, corresponden a siete centrales hidroeléctricas, una geotérmica y una termoeléctrica, esta última para dar servicio a un sistema aislado.

Los beneficios derivados de estas contrataciones son palpables, especialmente por el incremento de la oferta eléctrica y la inversión extranjera. Sin embargo, a pesar de esos efectos benéficos, conviene mencionar también sus impactos negativos. En primer lugar, sus altos costos han incidido fuertemente en los precios al consumidor final. En segundo lugar, conviene hacer notar las distorsiones, ventajas y privilegios que gozan los PPA, situación que afecta el pleno funcionamiento del nuevo modelo de la industria establecido en la Ley General de Electricidad.

Por tratarse de contrataciones en su mayoría efectuadas antes de la aprobación de la Ley, el despacho de los contratos PPA no se hace de acuerdo con las formas establecidas en los nuevos contratos a término, ya que deben respetarse las cláusulas de producción mínima que obligatoriamente debe adquirir el comprador (compromisos *take or pay*). Por otra parte, los términos originales de la mayor parte de contratos PPA no establecían compromisos relacionados con los servicios complementarios. Además, las penalizaciones por indisponibilidades son muy laxas, por lo cual estos agentes no se ven obligados a participar en el mercado de desvíos de potencia.

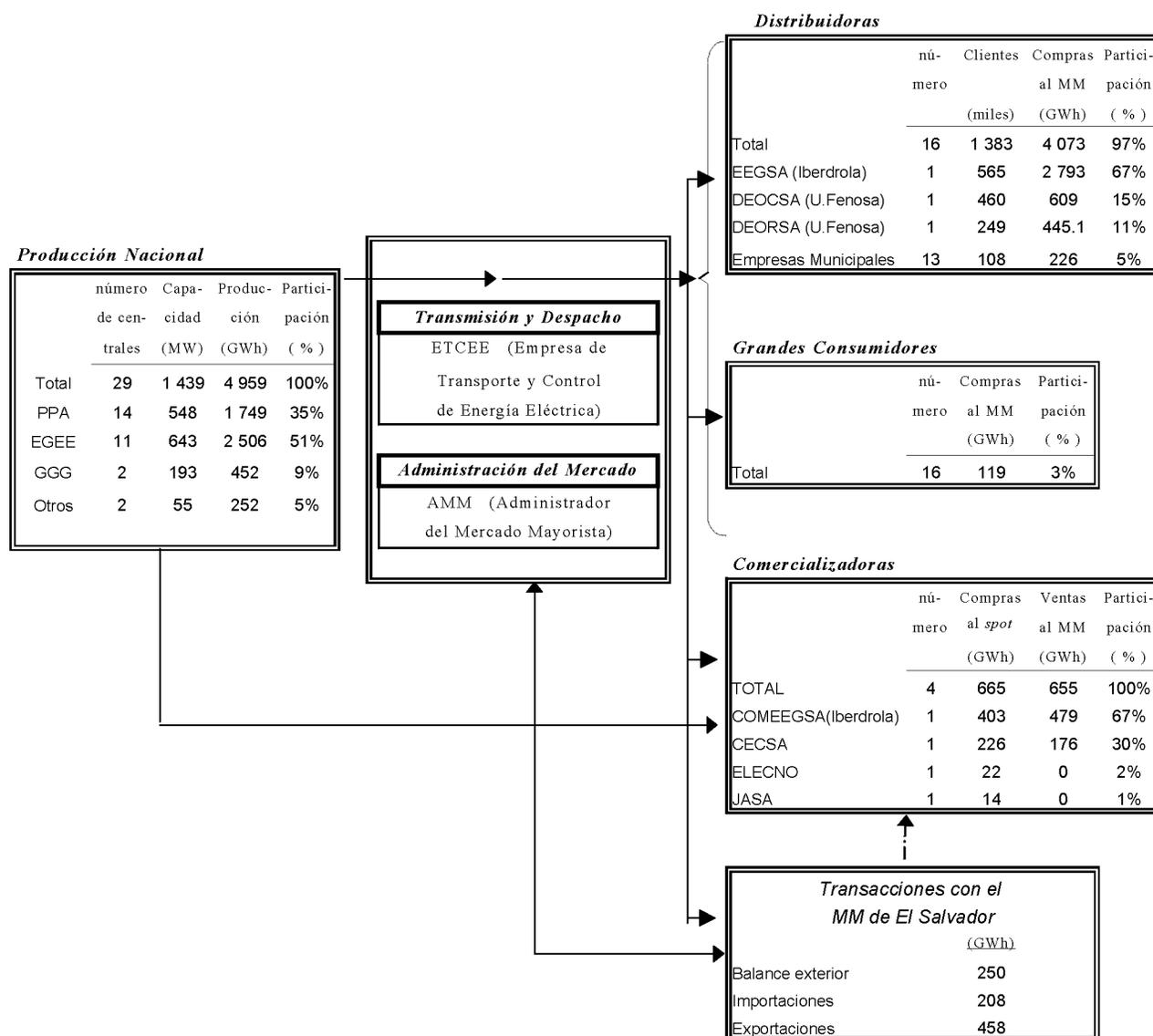
Como referencia de los niveles de precios de la energía de los contratos PPA, obsérvese que durante los primeros meses de 2000, el precio promedio de la canasta de los contratos de EEGSA fue de alrededor de 11.3 centavos de dólar por kWh, valor muy superior a los costos variables de energía de las nuevas plantas.

En relación con la integración vertical, puede apreciarse el grupo estadounidense propietario de dos centrales termoeléctricas (Teco, propietario de la turbogás Alborada y la carboeléctrica San José), que también es accionista minoritario de la distribuidora EEGSA. En cuanto a las comercializadoras, como se refirió anteriormente, la EEGSA creó dentro de su corporativo una empresa de este giro comercial (COMEEGSA) 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.

Gráfico 10

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



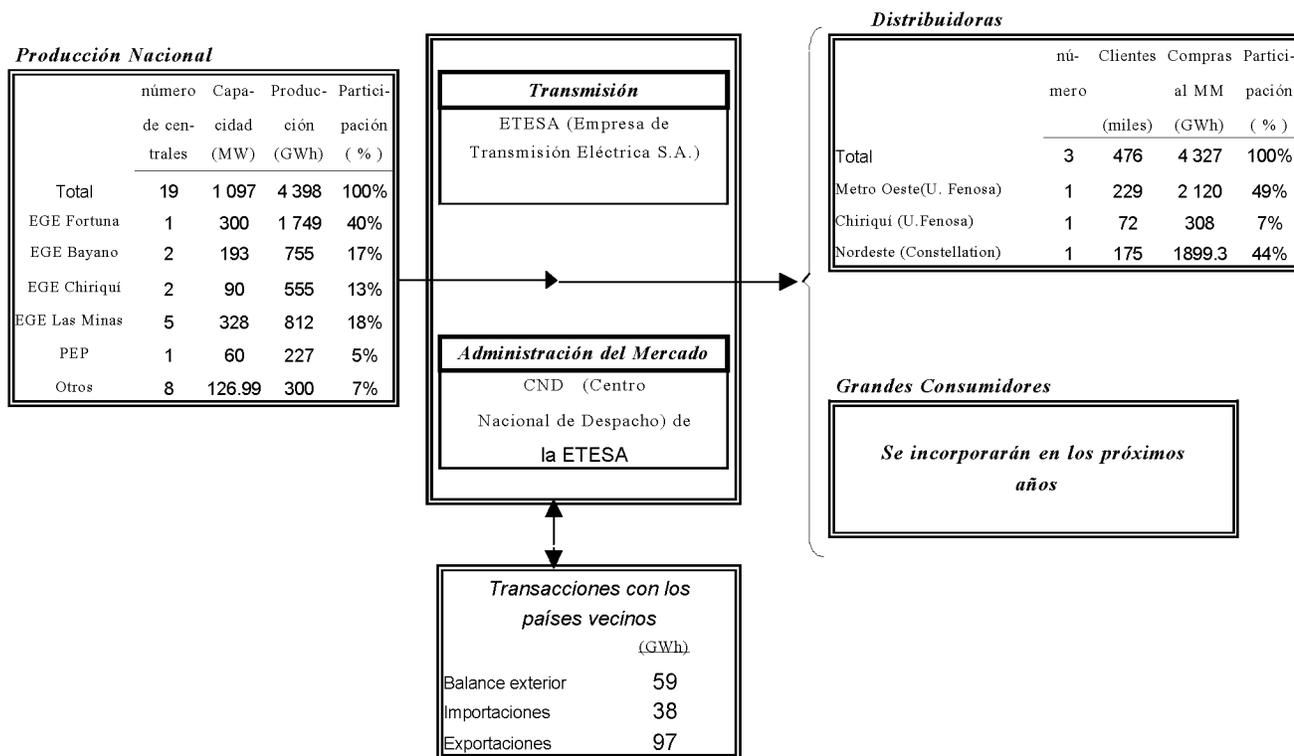
Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

c) Panamá

El índice HHI para el mercado de generación panameño en 1999 fue de 2 419, 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 pocos actores. Las firmas que ocupan los primeros lugares son Hydro Quebec-Coastal, propietaria de la empresa EGE-Fortuna (40%), la firma AES, con sus empresas EGE-Bayano y EGE-Chiriquí (30%), y Enron, con Bahía Las Minas (18%). (véase el gráfico 11). 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, y las termoeléctricas Copesa (3%) y Panam (3%), y dos pequeños productores (1%).

Gráfico 11

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



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras 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 Constellation Power, con su distribuidora Elektra, tiene una participación del 44%, con lo cual las dos firmas 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 con la integración vertical, en principio no aparecen vínculos en este sentido, siendo diferentes las firmas controlantes en generación de las de distribución. No existen actualmente consecuencias derivadas de esta falta de vinculación vertical.

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

El primer MM se constituyó a finales de 1997 en El Salvador; posteriormente, entre mediados y finales de 1998 empezaron a operar los MM 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 a las transacciones registradas, aunque han sido importantes, deben considerarse todavía limitadas, tanto en número como en monto y magnitud, 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 los resultados más importantes para cada país. Los períodos de análisis abarcan como mínimo de enero de 1998 a marzo de 2000, extendiéndose hasta junio y diciembre de 2000, en aquellos casos en que se contó con la mayor información.

1. El Salvador

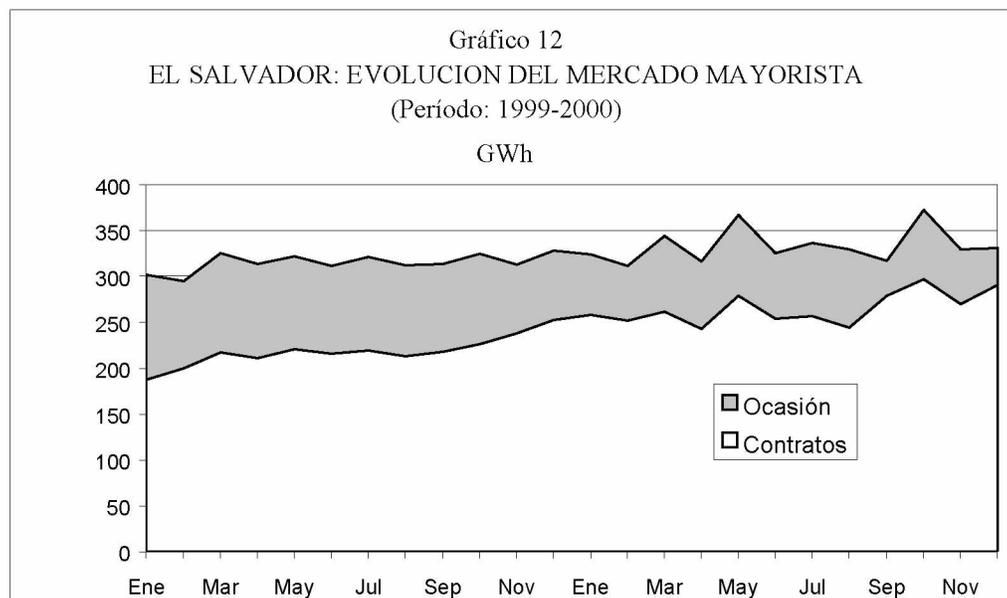
a) Evolución del mercado mayorista de electricidad

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 observó un avance notable durante 2000, llegando a 87.7% en diciembre de ese año (véase el gráfico 12), 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, principales actores en el lado de la demanda, que 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 en sentido contrario. En los siguientes párrafos se hace una calificación de estos factores.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Como aspectos exógenos positivos se debe mencionar, en primer lugar, los elevados aportes hidráulicos registrados a finales de 1998 y en 1999, que permitieron a la CEL generar 1 761 GWh en 1999 (16% y 27% más que la producción de 1998 y 1997, respectivamente). En 2000 la producción hidroeléctrica se ha visto reducida considerablemente. Lo anterior habría permitido a la CEL, durante 1999, cierta holgura para actuar como moderador de precios, capacidad que se vio reducida en el año 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 por existir mayor oferta y competencia en el mercado de ocasión guatemalteco, y además porque las ofertas de venta de Guatemala sólo incluyen supuestamente los costos variables de energía. En el caso del MRS las ofertas de los agentes tienen un valor monómico, el cual incluye también el cargo por capacidad. Como referencia, obsérvese que durante 1999 y los primeros 11 meses de 2000 el *spot* de Guatemala reportó un precio promedio 26.3% y 27.6% más bajo que el MRS (véase el cuadro 3). Sobre esa base, y considerando que durante el período referido el sistema salvadoreño reportó importaciones netas por 840.6 GWh, podría calcularse un diferencial positivo mínimo del orden de 22 millones de dólares en las transacciones internacionales.⁹

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 13, el cual muestra los precios promedio cif para hidrocarburos importados

⁹ Valor obtenido de evaluar las importaciones netas en la línea de interconexión por el diferencial de los precios promedio de los dos mercados durante los 23 meses del período referido (enero de 1999 a noviembre de 2000).

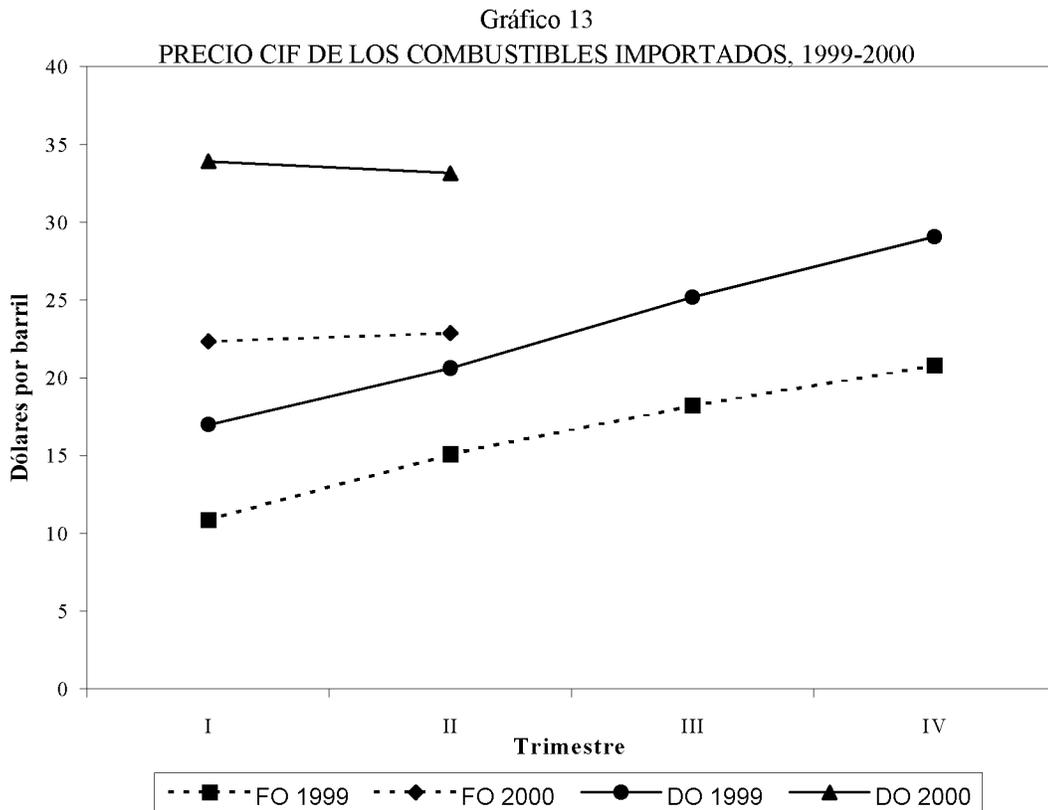
durante 1999 y 2000 por los países centroamericanos, según reportes de las Direcciones de Hidrocarburos de los referidos países).

Cuadro 3

COMPARACIÓN DE PRECIOS DEL MRS Y EL MERCADO DE OCASIÓN DE GUATEMALA

	1999	2000											
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Promedio	
MRS	63.66	86.59	91.42	106.18	172.92	74.05	65.05	57.85	63.68	64.54	58.60	60.22	81.92
Spot de Guatemala	46.94	51.65	54.90	64.03	82.74	69.96	54.21	56.87	63.96	51.76	58.47	43.59	59.29
Spot/MRS	73.73	59.65	60.05	60.305	47.85	94.47	83.34	98.3	100.4	80.19	99.78	72.38	72.37

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

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

De la comparación de los resultados del MM salvadoreño en los períodos enero-marzo y enero-diciembre de los años 1999 y 2000 se puede concluir que efectivamente ha habido una drástica disminución de la participación hidroeléctrica, deficiencia que ha sido sustituida, en su orden, por las importaciones de Guatemala; por una mayor producción geotérmica por parte de CEL y finalmente, sólo en mínima parte, por una mayor producción termoeléctrica (véase el cuadro 4). Esto último no fue originada por las centrales de Duke, sino por una mayor producción de Nejapa Power.

Cuadro 4

EL SALVADOR: COMPARACIÓN DEL ORIGEN DE LA ENERGÍA EN PERÍODOS DE INTERÉS
PARA EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD

(GWh)

	Período: enero-marzo			Período: enero-diciembre		
	1999	2000	Diferencia	1999	2000	diferencia
Hidroeléctricas	409.1	334.8	-74.3	1 809.6	1 170.5	-639.1
Geotérmicas	113.4	189.4	76.0	557.8	740.1	182.3
Termoeléctricas	357.3	270.0	-87.3	1 318.7	1 467.8	149.1
Importaciones	82.1	217.9	135.8	250.4	696.1	445.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

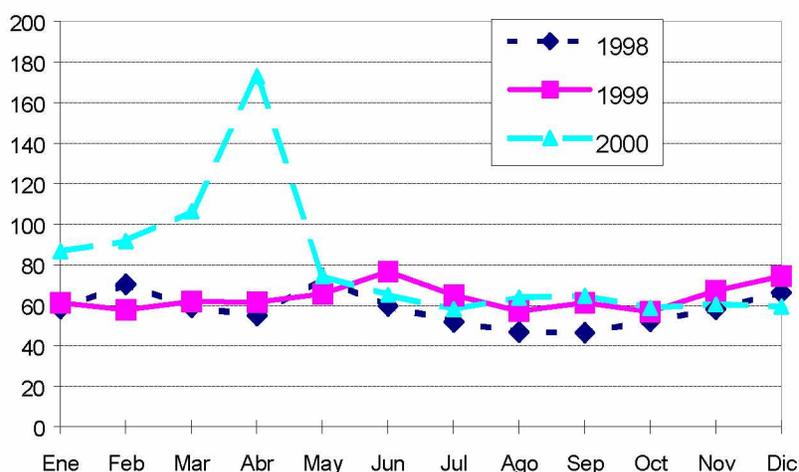
Nota: datos de 2000 corresponden a inyecciones netas al sistema de transmisión reportadas por la UT.

c) Tendencia de los precios

El gráfico 14 muestra la evolución de los precios del MRS del país, para los años 1998, 1999 y parte de 2000. En general pueden observarse niveles semejantes de precios en los primeros dos años, 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 dólares MWh, lo que casi triplica los valores históricos reportados. A continuación se mencionan los principales aspectos que determinaron la escalada de precios del MRS.

Como se mencionó anteriormente, el mercado eléctrico era controlado totalmente por la CEL, hasta septiembre de 1999; a partir de octubre de 1999 entró 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. A partir de la segunda quincena de febrero empezó 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. Así, 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 dominante de la CEL se debilitaría con el incremento de capacidad de su competidor¹⁰, y aún más en el caso de años hidrológicos secos. Además, este poder de la CEL pudo haber estado sobrestimado, dado que durante 1999 las distribuidoras efectuaron fuertes importaciones de energía desde Guatemala.

Gráfico 14
EL SALVADOR: PRECIOS PROMEDIO DEL MRS
Dólares/MWh



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

La energía del Mercado Ocasional guatemalteco fue inicialmente aprovechada por las distribuidoras de El Salvador, las que durante el año 1999 registraron progresivos aumentos en la importación de energía. También participaron, en menor grado, algunas comercializadoras de Guatemala.¹¹ Así, en diciembre de ese año se dio una quintuplicación del valor originalmente enviado en enero. Las compras de las distribuidoras salvadoreñas sustituyeron generación local, lo que incidió negativamente en la gestión económica de estos productores, entre los que se incluía Duke.

¹⁰ 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.

¹¹ Por ejemplo CAESS y Del Sur se inscribieron como comercializadoras, en el AMM de Guatemala, en 1999. Por otra parte, las comercializadoras guatemaltecas Cecsca, Elecno y Jacsca también empezaron a vender a las distribuidoras salvadoreñas en ese año.

Contrarrestando la política de las distribuidoras que le producía quebranto, al igual que éstas, Duke también comenzó 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%. Adicionalmente, para defender sus ingresos, Duke comenzó a elevar fuertemente sus ofertas al MRS durante las horas de punta, cuando sabía que iban a ser despachadas. Esta situación se extendió en la medida que avanzaba el estiaje y los niveles de embalse bajaban. Otro factor que influyó en esta subida de precio fue la forma en que la CEL determina el precio del agua. Para ese fin, dicha empresa utiliza un modelo que requiere como dato de entrada un estimado del valor de la oferta de las centrales termoeléctricas, en este caso, las de Duke. Para ello, la CEL hizo estimados altos de la energía de su competidor. Todo esto coadyuvó al marcado incremento del precio en el MRS.

Finalmente, la CEL adoptó una medida que permitió un amortiguamiento para los precios del MRS, al suscribir un contrato de reserva de potencia con Duke, por dos años (este contrato no cubre la ampliación de dicha empresa privada). No obstante su intervención favorable al consumidor, esta situación presenta un aparente control del mercado *spot* por parte de la CEL, lo cual habría provocado la protesta de las distribuidoras, quienes realizaban importaciones y estaban compitiendo con los generadores.

El incremento del MRS en los períodos de carga media y de punta muestra una cara de la moneda. El otro ángulo que ha sido objeto de menor discusión es la guerra 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 fácilmente 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, no podía competir en esa situación, y tuvo un primer alivio en la medida que 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 fueran los distribuidores, responsables de las contrataciones de la energía proveniente de Guatemala. El beneficio queda a las distribuidoras, ya que los precios bajos de esa energía no se trasladan al consumidor final, por estar las tarifas indexadas únicamente a los precios del MRS. También éstas se beneficiaron de los bajos precios de la energía de la CEL en los períodos de baja carga referidos.

d) Principales problemas observados

Los principales problemas observados 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 una evidente posición dominante de los dos agentes referidos, en períodos diferentes. Esta situación no podrá cambiar sustancialmente en el corto o

mediano plazos (de 1 a 3 años), ya que la CEL no ha iniciado ningún nuevo proyecto de generación y la interconexión con Guatemala está llegando a sus niveles de saturación.

ii) El PPA que posee la CEL con Nejapa Power impone limitaciones y sobrecostos a la energía que ofrece dicha 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. Como toda la energía derivada de este PPA es manejada íntegramente por la CEL, la cual oferta ese recurso dentro de su portafolio de centrales, 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, de acuerdo a información de la CEL, cuyo precio, ajustes e indexaciones son periódicos y ligados a la evolución de los precios del petróleo y a las variaciones de los índices de precios locales e internacionales. Asimismo debe considerarse que la CEL es responsable de los subsidios dirigidos a ciertos clientes (particularmente los residenciales de bajo consumo). Por ese motivo, si bien con efecto amortiguado, los precios pactados y ofertados por la CEL incluyen el efecto del alto precio de su PPA y de los subsidios.

iii) 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 sólo 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.

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 tienen como limitante la capacidad de la línea de interconexión, la cual está a punto de saturarse.

v) No existe en las 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 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.

vi) 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 que presentan los agentes. Se ha insistido en 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), 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 casos 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. En ello

podría estar influyendo la percepción de los potenciales entrantes de un cierto poder de mercado de las empresas existentes, tanto de producción como de distribución.

vii) La asignación a prorrata del transporte y, en particular, de la interconexión internacional, como en este caso, parece estar causando efectos perversos en el mercado de electricidad de este país. La adquisición de potencia sin límites, posibilitó el copamiento de esta instalación crítica. Lo razonable pareciera ser que el límite contractual no supere el límite físico real de la instalación; con ello se facilitaría una asignación más distribuida y compartida, y se limitarían acciones altamente especulativas.

viii) 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 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 es, en general, relativamente neutral frente a los aumentos, por el hecho de que éstos 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 favorecen. Esto podría implicar el riesgo de una alianza estratégica entre generadores y distribuidores, tendiente al aumento de precios en el MRS, y contraria al interés de los consumidores finales. Sin embargo, esto no parece haber ocurrido a la fecha.

ix) Comparativamente con el resto de países centroamericanos y probablemente con la mayoría de los países latinoamericanos, 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 de que habría condiciones de fuerte competencia desde el inicio del nuevo modelo. En ese sentido, la legislación salvadoreña no dejó previsto un período de transición, en el cual el ente regulador debería tener una mayor injerencia.

e) Perspectivas en el corto plazo

En el corto plazo, la anterior situación tiene un límite que está a punto de alcanzarse. Los crecimientos de la demanda del país requerirán de nuevas adiciones de generación, las que deberían entrar a partir del año 2002. Sin embargo, la CEL no tiene programado instalar nuevas centrales, 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), y los productores privados no han dado señales de interés de ampliar su capacidad. 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

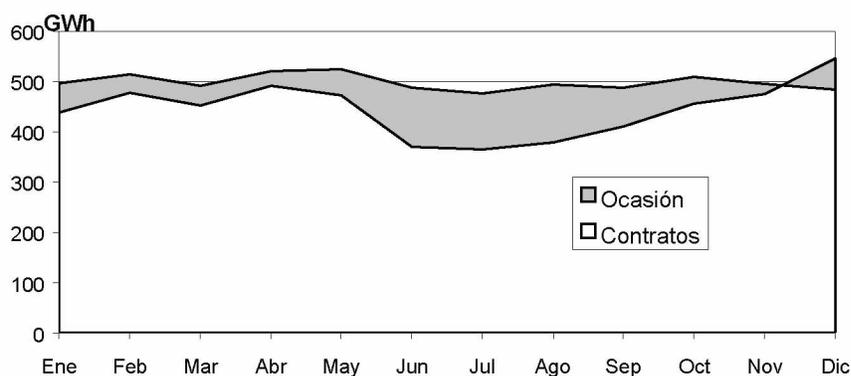
centroamericanos) a fines de 2001. Ello posibilitaría a la principal distribuidora de El Salvador llevar a cabo una estrategia de reintegración “multinacional”, mediante su proyecto de instalar en Honduras una gran central de generación eléctrica.

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. 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 muestra 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 sólo 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 requerimientos 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. Durante el año 2000, el Mercado de Contratos incrementó su participación a 89.2%, observándose la tendencia mensual ya descrita (véase el gráfico 15).

Gráfico 15
GUATEMALA: EVOLUCIÓN DEL MERCADO MAYORISTA
DURANTE EL AÑO 2000



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: bajo el término de contratos se clasifica la energía de los PPA 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.

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, éstos permitieron en 1999 generar un monto récord de energía (2 569.6 GWh, 27% y 22% 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. Como se mencionó con anterioridad, la distribuidora metropolitana EEGSA heredó fuertes compromisos de compra de energía de PPA suscritos antes de la aprobación del nuevo marco. Todos estos PPA son termoeléctricos, con costos variables de producción indexados a los precios internacionales de petróleo, y son despachados en forma obligatoria e independiente de la programación económica que calcula el AMM. Como el monto total de la energía de dichos PPA es superior al consumo de los usuarios regulados, los incrementos en los precios del petróleo son trasladados íntegramente a los usuarios regulados. Por su parte, los grandes consumidores son abastecidos mediante compras en el MRS. Este incremento de los precios petroleros ha tenido menor impacto en el mercado *spot*, por la componente hidroeléctrica y la participación de las centrales termoeléctricas más eficientes del sistema. Esto ofrece una explicación adicional a los orígenes de la competitividad de la producción eléctrica del país. Los precios menores del *spot* guatemalteco, en comparación con el MRS salvadoreño, no deben explicarse solamente en función de las posibles ventajas de un mercado de costos.

Por otro lado, contar con un "superávit" de producción hidroeléctrica en las centrales de la filial generadora del INDE, permitió al gobierno tomar medidas para amortiguar la escalada de precios de electricidad derivada de los incrementos de los precios del petróleo. En el segundo semestre de 1999 el INDE empezó a vender con descuento la energía a las distribuidoras del país, con el propósito de subsidiar las tarifas a los usuarios regulados. Hasta marzo de 2000 dicho 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.

Finalmente, 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 requería comparar los despachos *ex ante* y *ex post*, con y sin la interconexión. Se estima que el incremento ha sido de poca magnitud, de acuerdo con los ingresos de nuevas centrales reportados en el sistema guatemalteco durante los últimos años.

c) Tendencia en los precios

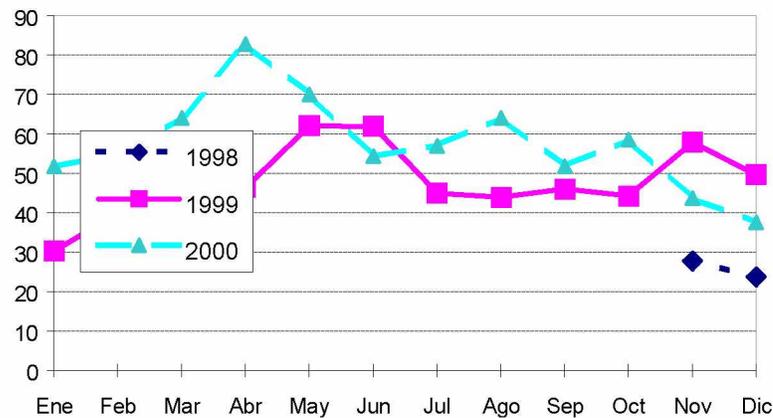
La evolución de los precios del mercado de ocasión guatemalteco en el período noviembre de 1998 a marzo de 2000 se muestra en el gráfico 16. La comparación de los valores de enero a noviembre, de los años 1999 y 2000, indica un incremento promedio del 32% en los precios del *spot*, lo que muestra una tendencia ascendente en los precios, tema que requiere atención. Una de las explicaciones de este incremento se encuentra en los precios de los derivados del petróleo, sin embargo debe recordarse que la mayor parte de la generación termoeléctrica se encuentra comprometida —a través de contratos PPA— al mercado regulado de la EEGSA, por lo cual es el mercado referido el más afectado por los altos precios de los combustibles. En cuanto a las

marcadas oscilaciones registradas entre marzo y junio, las principales causas fueron las siguientes:

i) La indisponibilidad de la carboeléctrica San José, lo cual significó la salida de 120 MW, entre finales de abril y mediados del julio de 2000. Este evento alteró el orden de mérito de las unidades despachadas y contribuyó al pico de precios que se observa en los meses de abril y mayo.

ii) A partir de junio, el régimen de lluvias permite una mayor participación hidroeléctrica del INDE. También en ese mes inicia sus pruebas la central la Esperanza (Enron, 110 MW), lo cual también contribuye a la estabilización y reducción de los precios del mercado de ocasión.

Gráfico 16
GUATEMALA: PRECIOS PROMEDIO DEL
MERCADO OCASIONAL
Dólares MWh



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Sobre la incidencia de las exportaciones hacia El Salvador, obsérvese que la máxima diferencia entre los dos mercados se registró en el mes de abril de 2000 (véase el gráfico 17). A partir de dicho mes las diferencias han sido mínimas, lo cual corroboraría las hipótesis de la estabilización temporal de los precios del MRS, posterior a la intervención de CEL, firmando el contrato de reserva con Duke. La evidente interacción entre los mercados de ambos países estaría facilitando una cierta convergencia entre ellos.

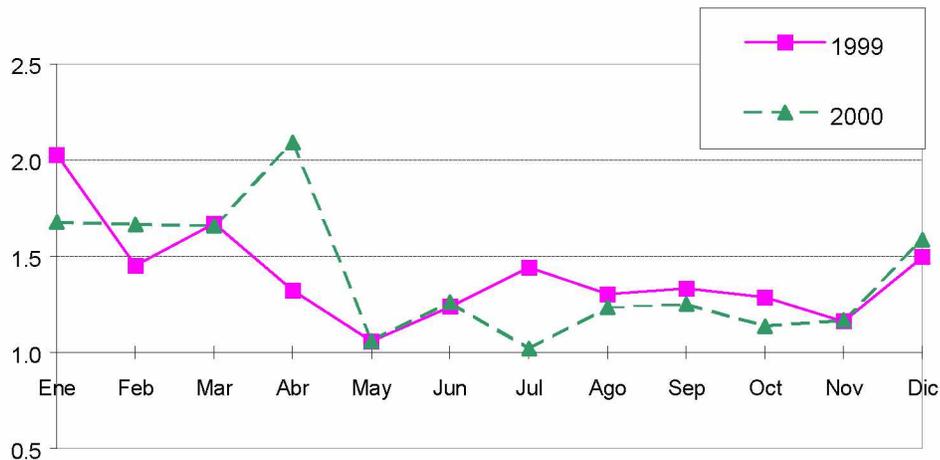
Debe mencionarse nuevamente el virtual copiamiento de la capacidad de la línea de interconexión, como resultado del mayor volumen de intercambio entre los dos países. Por otro lado, debe observarse una reducción en los precios del *spot* en el período junio-noviembre de 2000, respecto a los primeros meses del mismo año (véase de nuevo el gráfico 16), 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.

d) Principales problemas observados

El MM guatemalteco ha iniciado sus operaciones con severas restricciones, las cuales se reflejan, por ejemplo, en un mercado a término, que en 1999 estuvo determinado en un 80% por los PPA 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 PPA.

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 17
RELACIÓN MRS DE EL SALVADOR VERSUS SPOT DE
GUATEMALA



De mayo a noviembre de 2000, promedio de precios horarios.

La estructura y reglas del MM guatemalteco dan menores posibilidades de especulación que en el caso previo. 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, dejando poco margen de especulación a los agentes.

Contar con mayor número de agentes y una sobrada capacidad de reserva son dos factores que posibilitan la competencia en el MM, en particular para los grandes consumidores y las exportaciones. Por otra parte, la virtual captura del mercado regulado por parte de los PPA deja parcialmente fuera la influencia de esos contratos en el mercado de ocasión y en las nuevas transacciones del mercado a término.

Las principales rigideces y distorsiones que introducen estos contratos PPA en el MM obedecen a las siguientes causas:

i) Los contratos 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.

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 PPA durante los primeros años. El INDE ha suscrito contratos con DEOCSA y DEORSA, con 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 escalada en los precios de los combustibles, las autoridades del INDE autorizaron vender con descuento, en el período diciembre 1999-marzo 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 afectando directamente las finanzas de la institución durante los últimos meses.

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

v) Otro tema complicado ha sido la valorización de los servicios complementarios (reserva rodante, control de voltaje y frecuencia, reactivos). Estos servicios serán prestados por el 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 en el corto plazo

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 PPA 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 de los subsidios. El tema de los PPA es fundamental y requerirá de especiales acciones por parte del gobierno guatemalteco, algunas de ellas ya iniciadas, y que van encaminadas a la modernización y renegociación de los términos de los referidos contratos.

Las nuevas centrales que han entrado a operar permiten garantizar las necesidades del país durante los próximos dos o tres años. A partir de 2003 se requerirá 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.

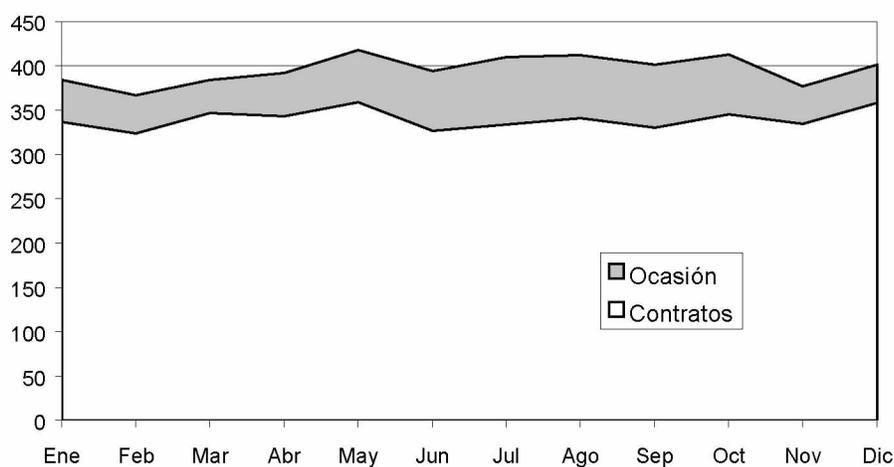
Al igual que en el caso salvadoreño, el tema de la reintegración de la industria sale a la luz. La distribuidora EEGSA ha manifestado su interés en construir una central termoeléctrica de gran tamaño.

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. 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 representó una pequeña fracción del mercado mayorista, con variaciones entre un 4.1% y un 9.9% durante 1999. Durante el año 2000 el mercado de ocasión mostró un crecimiento sustancial, llegando a representar el 14.2% del MM panameño (véase el gráfico 18).

Gráfico 18
PANAMÁ: EVOLUCION DEL MERCADO MAYORISTA
GWh



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

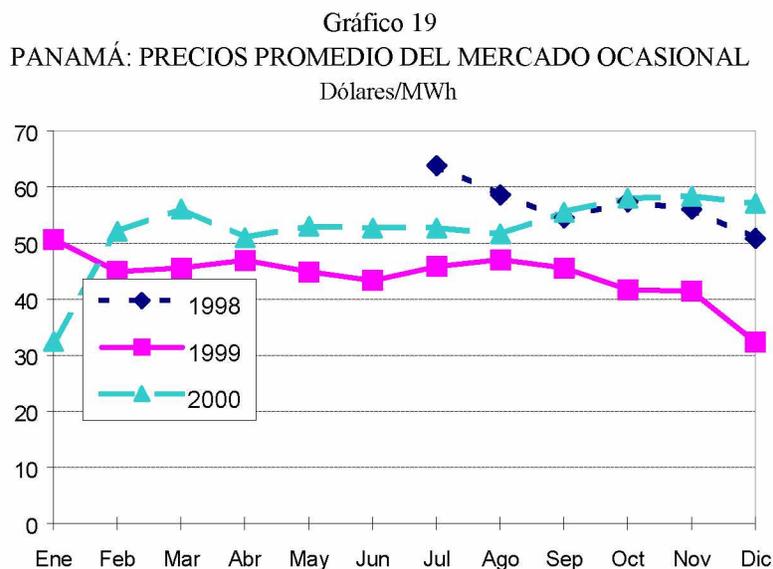
El comportamiento anterior es congruente con las acciones que ha realizado la ETESA dentro del período de transición de cinco años previsto en la Ley. Durante ese período, la ETESA tiene la responsabilidad de contratar el suministro en bloque necesario para atender el crecimiento de la demanda previsto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

b) Factores externos que han incidido en el MM

En el MM panameño ha sido menor la incidencia de factores exógenos. 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 está en función de la infraestructura petrolera y de la ubicación del país. La ETESA coordina las transacciones internacionales y éstas han representado poco volumen, por lo cual no han tenido ninguna incidencia al país.

c) Tendencia en los precios

La evolución de los precios del mercado de ocasión panameño en el período comprendido entre julio de 1998 y junio de 2000 se muestra en el gráfico 19. 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 en los precios de los derivados del petróleo.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

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:

i) El año 1999 fue un año húmedo, llegando en ocasiones a ser nulo el costo marginal horario; este comportamiento se acentuó en el último trimestre de 1999, extendiéndose a enero de 2000.

ii) A partir de febrero de 2000 comenzó el estiaje, disminuyendo el aporte hidrológico a los embalses, con el consecuente aumento de precios.

iii) Concurrentemente, los precios de combustibles mantuvieron una proyección creciente.

Ante esta situación, las políticas recomendadas por el modelo de despacho de la ETESA habrían conducido a recomendar una mayor generación térmica y, al mismo tiempo, un mayor almacenamiento de agua en los embalses para sustituir combustibles en el futuro. 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 de 2000 los embalses tenían un nivel superior al habitual para esa época del año y cabe señalar que los meses más lluviosos son septiembre, octubre y parte de noviembre.

d) Observaciones generales y principales problemas observados

La 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 2003, las distribuidoras deberán realizar por su propia cuenta sus compras. 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. Ante 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) La ETESA ha venido supervisando el mercado y realizando el planeamiento indicativo, de corto, mediano y largo plazos.¹² En el corto plazo, al identificar los déficit, 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).

ii) 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.

iii) En general existe la percepción de 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

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

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 Los resultados que se obtienen de este modelo son congruentes con la política que se establece al inicio de los estudios, la cual incluye criterios referentes a la seguridad de suministro y costo de la energía no suministrada. Sobre esta situación es necesario comentar que una política de excesiva seguridad (que razonablemente podría propiciar las instituciones estatales durante el período de transición) se traduciría 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. Aquí parece que es necesario lograr el equilibrio justo entre los agentes, de forma que el costo de la seguridad de suministro sea compartido por los 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.

iv) En cuanto a la metodología para la asignación del costo por el uso de la red, ha habido muchos reclamos, principalmente por parte de los operadores hidroeléctricos. Los cargos por el uso de la red se determinan con base en un modelo nocional, que parte de la matriz de factores de Transferencia/Distribución de Potencia y de los flujos incrementales de potencia que resultan del incremento de generación o 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 empresa 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

v) En el manejo de la interconexión también han surgido algunas 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 aparecido la controversia de 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

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

¹⁴ Para ilustrar la situación particular de la red panameña, obsérvese por ejemplo que la distancia de ciudad Panamá a Fortuna es de 472 km, en tanto que a Bahía de las Minas es de sólo 55.5 km. De esa cuenta podrá verse que, en términos de pérdida, en condiciones semejantes, el operador hidroeléctrico deberá pagar alrededor de ocho veces más que el termoeléctrico. Situaciones similares 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. Éste podría ser el caso de las operaciones de exportación de energía hacia los países vecinos.

transacciones internacionales, ya que ellos son despachados con 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 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 en el corto plazo

El caso de Panamá muestra diferencias muy claras con respecto a El Salvador y Guatemala. Además de las diferencias propias del modelo panameño, debe destacarse que la legislación establece criterios para evitar la reintegración, por lo que 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 llevarse a cabo la construcción de un gasoducto submarino desde Colombia, proyecto en el cual la referida multinacional ha manifestado mucho interés.

4. La interconexión El Salvador-Guatemala

A partir de 1998, las operaciones de la interconexión El Salvador-Guatemala han mostrado un marcado dinamismo, como consecuencia de la interacción entre los agentes de los mercados de electricidad de ambos países, y de la coordinación entre la UT y el AMM. Para ilustrar lo anterior, es conveniente comparar las importaciones efectuadas por los agentes salvadoreños durante 2000, las cuales totalizaron 807 GWh, cifra nueve veces superior al máximo histórico registrado en el período 1986-1996, cuando la interconexión estuvo a cargo del Comité de Interconexión CEL-INDE. De igual forma, las importaciones efectuadas por los agentes guatemaltecos también son considerables y representaron en el año 2000 transferencias por 109 GWh. De esa forma, en algunos períodos la línea estuvo utilizada al 100% de sus límites técnicos. Por ejemplo, durante el mes de marzo de 2000, el flujo promedio fue del orden de 115 MW (88% de la capacidad técnica).

El gráfico 20 y el cuadro 5 resumen la operación de la interconexión para los años 1999 y 2000, teniendo como referencia las inyecciones en el nodo frontera salvadoreño de Ahuachapán.¹⁵ De esos cuadros puede comentarse lo siguiente:

i) En 2000 CAESS pasó a ser el agente con mayores importaciones (519 GWh). En segundo lugar, aparece la distribuidora CLESA (169 GWh). En conjunto, estas dos distribuidoras fueron las responsables del 85% de las compras efectuadas a agentes en Guatemala. En forma minoritaria participaron la distribuidora Del Sur, con el 8%, y las productoras CEL y Duke, con 3% cada una.

ii) En cuanto a exportaciones, la CEL recuperó su papel protagónico y efectuó el 58% de las ventas a los agentes guatemaltecos. Le siguieron la productora Duke y la distribuidora CLESA, con 26% y 14%, respectivamente.

iii) Los diferenciales de precios entre los mercados de ocasión han influido en los volúmenes de transacciones reportadas, sin embargo, pareciera también tener peso otros factores, como la disponibilidad de excedentes de energía hídrica y la oferta proveniente de nuevas centrales.

¹⁵ Se usa El Salvador como referencia, por contar con los reportes estadísticos de la UT para el año 2000.

III. CONCLUSIONES Y REFLEXIONES FINALES

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.

1. La gestión de los mercados mayoristas

a) En los tres países analizados el suministro de electricidad está determinado por los actores presentes en el mercado, sin embargo, los tiempos estipulados para que asuman este papel —en la ley o por circunstancias específicas— difieren substantivamente, situándose El Salvador y Panamá en los extremos. En el primer país, los agentes tomaron 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 empresa pública ETESA tiene un papel central en el ordenamiento de las relaciones entre los actores, bajo el esquema de comprador único.

b) La introducción de la competencia en los mercados mayoristas de electricidad requiere de un cierto tiempo para su consolidación. Su duración depende de las posibilidades que tienen de emerger actores independientes, tanto en el lado de la producción como en el consumo, en un número suficiente para empezar a operar en condiciones de competencia. Ello implica la ausencia de barreras a la entrada para potenciales actores. En ese sentido se reportan avances importantes en la conformación de sus respectivos mercados de electricidad en los tres países, sin embargo, aún falta mucho para la consolidación de los nuevos esquemas. Así, en Guatemala, la competencia ha emergido pero solo en una reducida parte del mercado, correspondiente a una parte de las ventas de una distribuidora, a comercializadoras, y a algunos grandes consumidores locales. Las exportaciones a las distribuidoras y otros agentes de El Salvador (dentro de los límites de la línea de interconexión) las realizan principalmente las comercializadoras de Guatemala. Los PPA de largo plazo suscritos antes de la aprobación del nuevo marco han dejado muy poco margen para la libre acción de los agentes. Mientras que en El Salvador, la firma de un contrato de reserva de CEL con su único competidor, eliminó en gran medida la competencia en el mercado (quedan solamente las importaciones de Guatemala). Por su parte, en Panamá, la competencia se da *ex ante*, mediante licitaciones realizadas por el comprador único.

c) El monitoreo del mercado por parte del Estado solo se realiza en Panamá, a través del Centro Nacional de Despacho, que está ubicado en la empresa pública de transmisión, así como por la existencia de un comité de vigilancia nominado por el ente regulador. En los otros dos países, los administradores del mercado son instancias privadas. Dado el pequeño tamaño de los sistemas, se considera muy importante que el Estado, a través del respectivo ministerio responsable del subsector eléctrico, pudiera supervisar el desarrollo de estos mercados, especialmente en sus fases iniciales.

d) 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 son mayores. El Salvador y Panamá muestran el mayor y menor grado de concentración, respectivamente. Sin embargo, conviene mencionar que las características técnico-económicas de la industria eléctrica permiten que un generador, aun con poca participación relativa, llegue a tener un cierto poder de mercado, cuando se requiere su producción en un lapso de tiempo determinado.

e) En el mercado de ofertas basado en precios, existente en El Salvador, se presentaron acciones empresariales de uno de los agentes tendientes a desarrollar estrategias dominantes y maniobras especulativas para el incremento de precios, lo que motivó la intervención de la empresa pública CEL.

f) Sólo en Panamá, la empresa estatal de transmisión (la ETESA) 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) Debe observarse que hasta la fecha las mayores inversiones en nueva generación se han reportado en los países en los cuales las nuevas centrales han suscrito contratos a términos con los agentes distribuidores. En ese sentido, sólo se reportan tres casos importantes de plantas mercantes (Genor, 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. Los contratos de estas tres plantas se han firmado en su mayor parte, con clientes localizados en El Salvador, directamente o a través de comercializadoras.

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. En el caso El Salvador la reglamentación de las comercializadoras recién fue aprobada en octubre de 2000.

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.

3. Subsidios y acciones del Estado

a) En El Salvador y Guatemala, la intervención de las empresas productoras del Estado las vuelve a poner en 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 operados por el Estado. En el poco tiempo del funcionamiento de los mercados mayoristas 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. En Panamá, la empresa pública no ha recibido esta función subsidiaria de parte del Estado.

b) También debe observarse que solo una parte de estas acciones de las empresas públicas se estarían dirigiendo a los consumidores de electricidad. La otra parte estaría representando una transferencia de renta a los productores privados, particularmente por los contratos PPA, con sus altos precios. Adicionalmente, en el caso de Guatemala, la empresa pública ha estado suministrando los servicios auxiliares sin costo alguno para los diferentes actores del mercado.

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 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) La reintegración vertical de algunos actores, tanto al nivel nacional como regional, así como la ausencia de regulaciones armonizadas entre los países, tendría efectos sobre el futuro mercado regional de electricidad. Ello podría constituirse en un obstáculo para la consolidación de la competencia en dicho mercado.

5. Transacciones internacionales

a) Los intercambios de energía eléctrica entre Guatemala y El Salvador han experimentado un crecimiento notable, promovido principalmente por los nuevos actores privados. Aun con las limitaciones del enlace binacional existente, es innegable la nueva dinámica y las implicaciones e interacciones que han surgido en el arbitraje de mercados de naturaleza distinta (costos variables vs. ofertas basadas en precios).

b) Asimismo, el problema de la asignación de capacidad en la línea de interconexión entre estos dos países demuestra la necesidad de contar con una reglamentación armonizada para las transacciones internacionales. Esta situación podría traer nuevos efectos con la entrada en operación del enlace El Salvador-Honduras, a fines de 2001. En este sentido sería necesario iniciar la discusión sobre la reglamentación de las transacciones internacionales en el seno de la CRIE.

6. Temas de reflexión

a) La experiencia acumulada hasta la fecha en el funcionamiento de los MM en los tres países analizados permite detectar algunos hechos importantes. En primer lugar, el modelo panameño, con la figura de Comprador Único vigente durante un cierto período de transición, se revela como el caso con el mayor grado de sustentabilidad en las reformas de la industria eléctrica de los países mencionados. En segundo lugar, el modelo guatemalteco, con una pesada carga de contratos PPA, solo permite un cierto grado de competencia en una franja muy débil de la demanda nacional. Sin embargo, los inversionistas privados han realizado una serie de instalaciones de centrales, que le permiten asegurar el suministro de electricidad para el mediano plazo. Esto ha sido posible, en algunos casos, gracias al apalancamiento derivado de los contratos PPA de estos actores. Finalmente, el modelo salvadoreño, con un MM de oferta de precios, experimentó estrategias especulativas de uno de los actores, para conseguir aumentos considerables de los precios. Un punto inquietante en este país es la falta de inversiones en nuevas centrales de producción, lo que fragiliza la sustentabilidad a mediano plazo de esta reforma.

b) En el caso de El Salvador y Guatemala se pueden detectar 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. Ello 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.

c) También en ambos países, 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.

d) Sobre el tema de la información y la transparencia de los mercados, condición básica para la competencia, 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. La confidencialidad de los contratos posibilitan el desfasaje no transparente entre los precios de los contratos y el precio del mercado *spot*.

Anexo I

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

Cuadro I-1

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		13	999	3 937	100
1 Empresas públicas		6	538	2 673	67.9
1.1 CEL					
Hidro 1 (Guajoyo y Cerrón Grande)	H	2	150	637	16.2
Hidro 2 (15 de Septiembre y 5 de Noviembre)	H	2	238	1 124	28.6
1.2 Generadora Geotérmica S.A. de C.V.	G	2	150	558	14.2
1.3 Termoeléctricas c/	V, TG			354	9.0
2 PPA y generadores independientes d/		7	461	1 013	25.7
2.1 Nejapa Power	D	1	145	808	20.5
2.3 Duke Energy Int.	V, TG	3	306	157	4.0
2.4 CECSA (Cucumayacán)	H	1	7	29	0.7
2.5 HSDMCo (Matheu)	H	1	1	3	0.1
2.6 SHS (Sensunapán)	H	1	3	15	0.4
Compras (+) o ventas (-) al exterior				250	6.4
Indice Herfindhal-Hirschman (HHI) e/	5 090	f/			
	7 878	g/			

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/ CEL privatizó sus termoeléctricas a mediados de 1999.
- d/ No se han incluido autoprodutores y cogeneradores, cuando no venden excedentes al sistema, como son los casos de Cementos CESSA y los ingenios Izalco, San Francisco y Jiboa.
- e/ El índice Herfindhal-Hirschman Index (HHI), es la sumatoria de los cuadrados de las participaciones de cada agente.
- f/ HHI considerando al PPA Nejapa como agente independiente.
- g/ HHI considerando al PPA Nejapa dentro de CEL.

Cuadro I-2

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			29	1 439	4 959	100.0
1	Empresas públicas		11	643	2 506	50.5
1.1	Empresa de Generación de Energía Eléctrica (EGEE)					
	Hidroeléctricas	H	9	481	2 424	48.9
	Geotérmica (Calderas)	G	1	5	32	0.6
	Termoeléctricas	V, TG	1	157	51	1.0
2	Centrales con contrato PPA		14	668	2 186	44.1
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	Ingenios	Co	6	140	642	12.9
2.5	IMSA	D	1	44	132	2.7
2.6	SECACAO	D	1	16	83	1.7
2.7	ORZUNIL	G	1	24	43	0.9
2.8	San Jose	Ca	1	120	35	0.7
2.9	GGG (Constellation)	D, V, TG	1	120	436	8.8
3	Generadores independientes		4	128	267	5.4
3.1	Palmas (Constellation)	D, V, TG	2	73	16	0.3
3.2	GENOR	D	1	40	226	4.6
3.3	LAGOTEX	D	1	15	26	0.5
Compras (+) o ventas (-) al exterior					-250	
Indice Herfindhal-Hirschman		c/ =	2 847	d/		
			4 596	e/		

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.
- d/ HHI calculado considerando cada productor PPA como agente individual.
- e/ HHI calculado considerando al conjunto de productores PPA como un solo agente, para los contratos de EEGSA y los restantes, considerados dentro del INDE.

Cuadro I-3

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	4 398	100.0
1	Empresas públicas	0	0	0	0.0
2	Generadores independientes	19	1 097	4 398	100.0
2.1	EGE-Fortuna S.A.	H	300	1 749	39.8
2.2	EGE-Bayano S.A.	H, TG	193	793	18.0
2.3	EGE-Chiriquí S.A.	H	90	555	12.6
2.4	EGE-Las Minas	V, D, TG	328	774	17.6
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	5.2
2.8	PANAM	D	48	114	2.6
2.9	EDE-Metrooeste	H	11	57	1.3
2.10	Hidro-Panamá	H	2	1	0.0
2.11	Arkopal	H	1	1	0.0
3	Cogeneradores y autoprodutores	0	0	0	
	Compras (+) o ventas (-) al exterior b/			-59	
	Indice Herfindhal-Hirschman = 2 419 c/				

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.

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

Anexo II

**MERCADOS MAYORISTAS DE EL SALVADOR, GUATEMALA Y
PANAMÁ. ANÁLISIS COMPARATIVO INSTITUCIONAL
Y DE LOS REGLAMENTOS: ASPECTOS TÉCNICOS,
ECONÓMICOS Y COMERCIALES**

Cuadro II-1

ASPECTOS LEGALES E INSTITUCIONES-ANÁLISIS COMPARATIVO

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
Legislación y normativas regulatorias vinculadas a las reformas	<ul style="list-style-type: none"> • Ley General de Electricidad, establecida por Decreto Legislativo No. 843 oct./96. • Reglamento de la Ley General de Electricidad, establecido por Acuerdo Ejecutivo No. 70 jul./97. • Ley de creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) oct./96. • Normas y Acuerdos de la SIGET. • Reglamentos de la UT (Unidad de Transacciones). 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley General de Electricidad establecida por Decreto No. 93-96 del Congreso. • Reglamento Ley General de Electricidad, por Acuerdo Gubernativo No. 256-97 de Presidencia. • Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, por Acuerdo Gubernativo 299-98. • Normas Técnicas y disposiciones de la CNEE. • Normas de Coordinación Comercial y Coordinación Operativa y procedimientos elaboradas por el AMM, aprobadas por la CNEE. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley No. 26 de creación del Ente Regulador de los Servicios Públicos, decretada por la Asamblea Legislativa en enero de 1996. • Ley No. 6, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para el SP de Electricidad, dictada por la Asamblea Legislativa en feb/97. • Decreto Ley No. 10, por el cual se modifica la Ley 6/97, establecido por la Presidencia en feb/98. • Decreto Ejecutivo No. 22, por el cual se reglamenta la Ley 6/97. • Resoluciones del Ente Regulador: en particular reglas comerciales y procedimientos técnicos del Mercado Mayorista.
Fundamentos y considerandos de la legislación	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. • Libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la Ley. • Uso racional y eficiente de los recursos. • Fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población. • Protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollen actividades en el sector. 	<ul style="list-style-type: none"> • La oferta eléctrica no satisface las necesidades de la mayor parte de la población. • No son proporcionales los requerimientos de una mayor oferta en relación con su creciente demanda. • La deficiencia de dicho sector (eléctrico) es un obstáculo en el desarrollo integral del país, por lo que es necesario aumentar la producción, transmisión y distribución de dicha energía, mediante la liberalización del sector. 	<ul style="list-style-type: none"> • Propiciar el abastecimiento de la demanda de los servicios de energía eléctrica y el acceso de la comunidad a estos, bajo criterios de eficiencia económica, viabilidad financiera, calidad y confiabilidad del servicio, dentro de un marco de uso racional y eficiente de los recursos energéticos del país. • Establecer el marco legal que incentive la eficiencia económica en generación, transmisión, distribución y uso de la energía eléctrica. • Promover la competencia y la

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
		<ul style="list-style-type: none"> El Gobierno no cuenta con los recursos para una empresa de tal envergadura, lo que hace necesaria la participación de inversionistas que apoyen la creación de empresas de energía eléctrica y optimicen el crecimiento del subsector eléctrico. 	<p>participación del sector privado, como instrumentos básicos para incrementar la eficiencia en la prestación de los servicios, mediante las modalidades que se consideren más convenientes al efecto.</p>
Instituciones y organismos intervinientes	No especificados en la Ley General de Electricidad.	<p>Ministerio de Minas y Energía: responsable de las políticas, planes de Estado, programas indicativos del subsector eléctrico, aplicación y cumplimiento de la Ley y su Reglamento.</p> <p>Dirección Nacional de Energía: dependiente del MME. Sus funciones incluyen: proponer el plan indicativo del sector.</p>	<p>Ministerio de Economía y Finanzas Comisión de Política Energética: Comisión adscrita al Ministerio precedente, con la finalidad de formular las políticas globales y definir la estrategia del sector energía.</p> <p>Sus objetivos son:</p> <ul style="list-style-type: none"> Formular, planificar estratégicamente y establecer las políticas del sector energía. Velar por el cumplimiento de las políticas energéticas. Asesorar al Órgano Ejecutivo en las materias de su competencia. Proponer la legislación necesaria para la vigencia de las políticas energéticas y la ejecución de la estrategia. <p>Las autoridades de la Comisión son:</p> <ul style="list-style-type: none"> El Ministro de Economía y Finanzas El Ministro de Comercio e Industrias El Ministro de Hacienda y Tesoro (o sus respectivos Viceministros). <p>Tiene un Director Ejecutivo, nombrado por el Órgano Ejecutivo, el personal profesional, técnico y administrativo estrictamente necesario, existiendo la atribución de contratar servicios especializados para estudios específicos.</p> <p>Todas las instituciones estatales y</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
			municipales y los prestadores de servicios y agentes operativos, públicos o privados, de subsectores energéticos, están obligados a suministrarle información.
Regulación y control	<p>Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones-SIGET: Institución autónoma de Derecho Público y sin fines de lucro. La autonomía comprende aspectos administrativo y financiero. Tiene personalidad jurídica y patrimonio propio.</p> <p>En el ejercicio de sus atribuciones, la SIGET actuará con independencia con respecto a todos los órganos estatales y sujetará su actuación exclusivamente a la Ley. Se relacionará con los órganos del Estado a través del Ministerio de Economía, exclusivamente para efectos de asignación presupuestaria.</p> <p>La SIGET es la entidad competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales, leyes y sus reglamentos que rigen los sectores de electricidad y telecomunicaciones, así como para conocer del incumplimiento de las mismas.</p> <p>Son atribuciones de la SIGET, en lo vinculado a los sectores de electricidad y telecomunicaciones: cumplir y hacer cumplir las leyes, reglamentos y demás disposiciones legales; Cumplir con todas las atribuciones que se le establezcan, de conformidad a las leyes y reglamentos; informar a la autoridad competente de la existencia de prácticas que atenten contra la libre competencia; publicar periódicamente la información estadística de los sectores bajo su regulación; requerir y obtener la información necesaria para el cumplimiento de sus objetivos. La información así recibida tendrá carácter confidencial y podrá ser publicada o reproducida únicamente con autorización del interesado; mantener y fomentar la relación con instituciones y organismos extranjeros e internacionales; elaborar el proyecto de su</p>	<p>Comisión Nacional de Energía Eléctrica-CNEE: Órgano técnico del Ministerio, con independencia funcional, presupuesto propio y fondos privativos (tasa del 0.3% sobre la energía distribuida total multiplicada por el precio del kWh residencial en ciudad de Guatemala).</p> <p>Sus funciones son: hacer cumplir la ley e imponer sanciones; velar por el cumplimiento de obligaciones de adjudicatarios y concesionarios, proteger derechos de usuarios prevenir conductas anticompetitivas y asegurar condiciones de competencia; determinar precios y calidad de prestación de los servicios de transporte y distribución; dirimir controversias entre agentes y actuar como arbitro; emitir normas técnicas y disposiciones para garantizar libre acceso y uso de líneas de transmisión y redes de distribución.</p> <p>Las autoridades de la Comisión (tres miembros) son elegidas por el Ejecutivo, a razón de uno por cada una de las tres ternas propuestas por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los rectores de las universidades. • El Ministerio. • Los Agentes del Mercado Mayorista. <p>Para cumplir con sus atribuciones la CNEE tiene acceso a toda la información del MM y procedimientos, metodologías, modelos y resultados del AMM.</p>	<p>Ente Regulador de los Servicios Públicos: Organismo autónomo del Estado, con fondos independientes del gobierno central. Tiene a su cargo el control y fiscalización de los servicios públicos y respectivas normas vigentes. Comprende los servicios públicos de agua potable, alcantarillado, telecomunicaciones y electricidad. Entre sus atribuciones figuran: hacer cumplir las leyes y normas sectoriales en materia de servicios públicos; otorgar concesiones, licencias y autorizaciones para la prestación de servicios; verificar niveles de calidad de los servicios; verificar cumplimiento de metas de mejoramiento, expansión y mantenimiento de servicios; promover la competencia e investigar conductas monopólicas; reglamentar la aplicación de tarifas; dictar un reglamento sobre derechos y deberes de los usuarios; aplicar sanciones; arbitrar conflictos; organizar audiencias públicas; informar anualmente al Presidente de la República y a la Asamblea Legislativa sobre el estado de los servicios; intervenir, cuando fuere necesario a las empresas y entidades bajo su jurisdicción.</p> <p>Sus recursos principales corresponden a la tasa por servicios de control, vigilancia y fiscalización, la que no excederá el uno por ciento de los ingresos brutos de los sectores en el año inmediato anterior.</p> <p>La Junta Directiva del Ente Regulador está constituida por tres directores nombrados por el Órgano Ejecutivo y ratificados por</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	<p>presupuesto anual y presentarlo al Ministro de Economía para su incorporación al Presupuesto General de la Nación.</p> <p>Los generadores deberán pagar anualmente a la SIGET, en concepto de tasa por actualización del Registro, tres colones diez centavos por MWh generado durante el año inmediato anterior, actualizables con el Índice de Precios al Consumidor (Ley-7).</p> <p>La SIGET tiene como máxima autoridad una Junta de Directores, conformada por un Director nombrado por la Presidencia de la República, que preside la Junta y ejerce las funciones de Superintendente; un Director Propietario y un Suplente, electos por las gremiales del sector privado; y un Director Propietario y un Suplente, nombrados por la Corte Suprema de Justicia.</p>		<p>la Asamblea Legislativa.</p> <p>El Ente solicitará a las empresas prestadoras la información que requiera para sus funciones y está obligado a respetar la confidencialidad de la misma. La divulgación sin debida autorización puede ser causal de destitución del funcionario involucrado.</p>
<p>Mercado Mayorista: administración, despacho, coordinación operativa</p>	<p>Unidad de Transacciones – UT. Empresa privada, organizada como sociedad de capital representado por acciones nominativas cuyo objeto es:</p> <p>a) Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros;</p> <p>b) Operar el Mercado Mayorista de energía eléctrica (lo que incluye la administración comercial del mismo).</p> <p>La UT no podrá efectuar por si operaciones de compraventa de energía eléctrica.</p> <p>Podrán ser accionistas de la UT los operadores y usuarios finales directamente conectados al sistema de transmisión controlado por dicha Unidad, que cumplan lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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; • Usuarios Finales con una capacidad nominal 	<p>Administrador del Mercado Mayorista-AMM. Ente privado sin fines de lucro, cuyas funciones son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. • Conforme a su Reglamento, es función del AMM realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación de la operación del Sistema Nacional Interconectado y la administración de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista. <p>Su máxima autoridad es la Junta</p>	<p>Centro Nacional de Despacho-CND. 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 sistema interconectado nacional, 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.</p> <p>ETESA es una empresa estatal y deberá llevar una contabilidad separada de los ingresos y costos correspondientes al CND. El CND cuenta con recursos provenientes de cargos por el servicio de operación integrada, que incluyen la función hidrológica y meteorológica (respecto a esta última función no deben exceder el medio por ciento de los ingresos</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	<p>total conectada al sistema de transmisión no menor a 5 MW.</p> <p>Los gastos de la sociedad son solventados por los vendedores, compradores y transmisores del mercado mayorista, de acuerdo con lo establecido por la SIGET.</p> <p>Cada miembro de la sociedad suscribirá acciones de la misma en proporción al valor de libro de los bienes orientados a las actividades del sector. En el caso de usuarios finales, se tomará el valor en libros de las instalaciones y equipos eléctricos a través de los cuales recibe el suministro. Las acciones se distribuirán en cuatro grupos o categorías: generadores, transmisores, distribuidores y usuarios finales.</p> <p>La autoridad máxima de la UT es la Junta Directiva, integrada por dos representantes por cada grupo de acciones, con excepción de los transmisores, que tendrán un solo representante.</p>	<p>Directiva, integrada por representantes de c/u de las agrupaciones de Participantes del MM, a saber: Agentes generadores; Agentes distribuidores; Agentes transportistas; Grandes usuarios. Los representantes son elegidos por los Participantes con número de votos proporcional a su participación en el Mercado Mayorista. Para el financiamiento del AMM cada participante pagará mensualmente una cuota por Administración y Operación, proporcional a su participación monetaria en las transacciones monetarias del MM.</p>	<p>brutos de los distribuidores).</p> <p>El CND abarca las siguientes funciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Planificar, coordinar, supervisar, controlar y analizar la operación de los recursos de generación y transmisión. Incluyendo las interconexiones internacionales. • Determinar y valorizar los intercambios de energía y potencia, resultantes de la operación integrada. • Coordinar la programación del mantenimiento. • Aplicar e interpretar el Reglamento de Operación e informar, al Ente Regulador, de sus violaciones. • Administrar comercialmente el mercado de contratos y el mercado ocasional. • Llevar el registro de fallas.
Actores o participantes del Mercado Mayorista	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores • Transmisores • Distribuidores • Usuarios finales: Pueden elegir el suministrador de energía. Pueden contratar con comercializadores, distribuidores o generadores actuando como comercializadores. • Comercializadores: Compran y venden energía en los mercados mayorista y minorista. Los usuarios finales deben contratar con un comercializador en el mercado minorista. No están sujetos a regulaciones tarifarias. Pueden comercializar importaciones y exportaciones. Sus reglas específicas están pendientes de la regulación de la SIGET. 	<ul style="list-style-type: none"> • Generadores: potencia igual o superior a 10 MW. • Transportistas: con potencia contratada mayor de 10 MW. • Distribuidores: con un mínimo de 20 000 usuarios. • Grandes usuarios: demanda de potencia mayor de 100 kW. • Comercializadores: compraventa de bloques de energía asociados a una potencia mayor a 10 MW. • Importadores: compra de bloques de energía asociados a potencia mayor a 10 MW. • Exportadores: venta bloques de energía asociados a más de 10 MW. 	<p>Participantes productores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generadores, ubicados en Panamá. • Autogeneradores y Cogeneradores, ubicados en Panamá, que venden excedentes. • Empresas que comercializan generación de otro país, que venden en el Mercado Mayorista, a través de interconexiones internacionales. <p>Participantes consumidores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grandes clientes • Distribuidores • El Comprador principal: ETESA. La Empresa de Transmisión SA, durante el periodo inicial (comprende 5 años desde la vigencia de la Ley, hasta el año 2002) contratará el suministro de potencia y energía en bloque

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
		<p>MW.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Participantes consumidores: comprende a los Distribuidores, Grandes usuarios, y Comercializadores, incluyendo Exportadores, que demandan potencia y energía eléctrica. • Participantes productores: comprende a los Generadores y a los Comercializadores, incluyendo Importadores, que ofrecen potencia y energía eléctrica. <p>El conjunto de Participantes incluye, además, las empresas que sin alcanzar los límites precedentes, son requeridas para la coordinación técnica del despacho.</p>	<p>necesario para atender la demanda de las Distribuidoras, actuando como intermediaria, sin fines de lucro. (Cabe señalar que en la Resolución JD-763/1998, se cambia el término Participante por el de Agente).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Autogeneradores, ubicados en Panamá, que compran faltantes. • Empresas que comercializan consumo de otro país, y compran en el Mercado Mayorista, a través de interconexiones internacionales.
Incompatibilidades y separación de actividades	<p>Las entidades que desarrollen actividades de generación, distribución y comercialización, no podrán ser accionistas de la sociedad que resulte de la reestructuración de CEL, que tenga como giro normal de operaciones la transmisión de energía eléctrica (ETESAL) y ni esta, ni sus accionistas podrán participar en las sociedades que desarrollen las mencionadas actividades.</p> <p>Salvo la excepción precedente, una misma entidad podrá desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, toda vez que establezca sistemas de contabilidad separados para cada una de ellas y se encuentren registrados como tales en la SIGET.</p>	<p>Una misma persona individual o jurídica para efectuar simultáneamente las actividades de generación, transporte y/o distribución deberá realizarlas a través de empresas o personas jurídicas diferentes. Se exceptúan las líneas de transmisión secundaria (acceso al SNI), permitidas para generadores y distribuidores y, para estos últimos, la generación de hasta 5 MW.</p> <p>Además de la separación por tipo de actividad o actor, la Ley establece: El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y cualquiera otra empresa que actualmente se dedique a las actividades de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, sea esta de capital privado o mixto, separaran sus funciones y administración para ajustarse a los</p>	<p>Las empresas con plantas e instalaciones localizadas en el territorio nacional, deben tener como objeto social exclusivo una sola de las actividades señaladas en la Ley 6/97 (Art. 1), con las siguientes excepciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La comercialización deberá ser realizada en conjunto con la actividad de distribución, excepto en el caso de los generadores, que podrán comercializar directamente con los grandes clientes. • Los autogeneradores y cogeneradores que vendan excedentes en el SNI. • Las actividades de transmisión y operación integrada solo serán realizadas por ETESA. • La actividad de distribución solo podrá realizarse en forma conjunta con actividades de transmisión y generación, previa separación contable y de gestión, en los

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
		preceptos contenidos en la presente ley.	<p>siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - En sistemas aislados. - Cuando su generación no exceda el 15% de la demanda atendida en su zona de concesión. • Un Generador no puede superar el 25% del consumo nacional. El Órgano Ejecutivo puede aumentar este porcentaje, previa opinión del Ente Regulador.
<p>Autorizaciones, concesiones, licencias de obras e instalaciones</p>	<p>Concesión es el acto otorgado por la SIGET, por el que faculta a un particular para explotar un recurso hidráulico o geotérmico determinado, con la finalidad de generar energía. La concesión es permanente y transferible.</p> <p>El interesado en obtener concesión para la explotación de recursos hidráulicos o geotérmicos deberá presentar una solicitud a la SIGET, incluyendo: datos del solicitante; estudio de factibilidad del proyecto; estudio de impacto ambiental.</p> <p>La SIGET publicará la información del proyecto, admitiendo durante sesenta días las oposiciones o proyectos excluyentes que presente al mismo, cualquier persona natural o jurídica.</p> <p>Posteriormente, la SIGET determinará si el proyecto original o alguno excluyente será sometido o no a licitación. La SIGET realizará una precalificación de las entidades que deseen participar en la licitación evaluando la capacidad legal, técnica y financiera para desarrollar, operar y mantener la explotación prevista.</p> <p>Una vez realizada la precalificación, la SIGET invitará a las entidades calificadas a presentar su oferta económica o sea el monto que está dispuesto a pagar por la concesión. Se otorgará la concesión a la mejor oferta económica. Si la oferta ganadora no corresponde a quien solicitó originalmente la concesión, existirá una opción preferente para este</p>	<p>Las centrales de generación son libres y no requieren autorización, salvo en los siguientes casos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Que sean bienes del Estado. • Que sean centrales hidroeléctricas o geotérmicas mayores de 5 MW. • Que la central requiera obras de embalse que puedan afectar el régimen hidrológico o personas o bienes ubicados aguas abajo. <p>Son libres el transporte y la distribución de electricidad, salvo cuando utilicen bienes de dominio público o impongan servidumbres a particulares, casos en que estarán sujetos a autorización. Los proyectos de generación y de transporte deberán adjuntar evaluación de impacto ambiental.</p> <p>La autorización será otorgada por el Ministerio, mediante Acuerdo, no pudiendo exceder del plazo de 50 años, ni tener exclusividad, de manera tal que terceros puedan competir con el adjudicatario, en el mismo servicio.</p>	<p>Las empresas de capital nacional o extranjero, privado o mixto, pueden participar en el sector eléctrico mediante las siguientes modalidades:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Compra de las acciones de las empresas eléctricas del Estado. • Concesiones. • Licencias. <p>Concesiones. Quedan sujetos a este régimen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La construcción y explotación de plantas de generación hidroeléctrica y geotermoeléctrica y las actividades de transmisión y distribución. <p>Otorgamiento: Serán otorgadas por el Ente Regulador, mediante resolución motivada, previa selección con libre concurrencia asegurada y se formalizarán y regirán por un contrato.</p> <p>A los operadores de plantas o servicios preexistentes a la vigencia de la Ley 6/97, se les otorgará la concesión sin el requisito de concurrencia previa.</p> <p>Término:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las concesiones de plantas hidroeléctricas o geotermoeléctricas: tendrán un término de vigencia no mayor de cincuenta años y las de transmisión de veinticinco años.

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	<p>último para pagar el 85% o el 90% de dicho monto para la explotación de recursos geotérmicos o hidráulicos, respectivamente.</p> <p>Si además de la entidad que solicitó originalmente la concesión, no existiesen otras que soliciten ser inscritas para el proceso de licitación, la concesión será otorgada directamente a quien la hubiese solicitado, sin cargo alguno.</p> <p>La expansión o ampliación de los sistemas de transmisión o distribución podrá ser realizada por los operadores tomando en cuenta su factibilidad técnico-económica, pero no se podrá obligar a los mismos a realizar las ampliaciones. Si los operadores no realizan la ampliación, esta podrá ser llevada a cabo por los interesados, a su costo, previo acuerdo con los propietarios de las instalaciones afectadas.</p> <p>En los casos de expansiones de beneficio común determinadas por la UT, esta determinará la proporción de costos que cada beneficiario aportará en función de sus beneficios, lo que será informado por la SIGET a los interesados. El proyecto podrá ser ejecutado por el transmisor o por los beneficiarios. Los nuevos operadores que se conecten al sistema de transmisión o los que amplíen sus instalaciones deberán pagar los costos, proporcionalmente a las inversiones originales.</p>		<p>Tienen posibilidad de prórroga por un término no mayor al inicialmente otorgado.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Distribución: quince años. Antes del vencimiento se convocará a un proceso de libre competencia para la venta de un bloque no menor del 51% de las acciones de la empresa concesionaria. El propietario del mismo podrá participar y, si su oferta igualara o superara las otras, conservará la propiedad. Si hubiera precios mayores, el bloque será adjudicado al mejor oferente y el importe de la venta entregado al titular hasta ese momento. • Licencias: Se aplicarán a la construcción y explotación de plantas de generación distintas a las sujetas a concesión. Serán otorgadas por el Ente Regulador, mediante resolución motivada. Otorgada la licencia, su titular quedará sujeto a las normas aplicables para la prestación del servicio, establecidas en la Ley y sus reglamentos.
Libre acceso de terceros a la red	<p>Libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución (Ley 2). Los transmisores y distribuidores están obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para el transporte de energía eléctrica, excepto cuando este represente un peligro para la operación o seguridad del sistema, de instalaciones o de personas (Ley 27).</p> <p>Todo transmisor deberá poner a disposición de la UT los medios de control de sus instalaciones para</p>	<p>Los adjudicatarios del servicio de transporte y distribución final están obligados a permitir la utilización de sus sistemas de transmisión y distribución a terceros, mediante el pago de peajes, para que puedan suministrar energía a usuarios de precio libre. Asimismo están obligados a efectuar las ampliaciones que les sean requeridas para estos fines, previo pago de las garantías que el reglamento establezca.</p>	<p>Acceso libre: Los agentes del mercado tendrán acceso a las redes de transmisión en condiciones no discriminatorias, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.</p> <p>Los Distribuidores permitirán el acceso indiscriminado, a las redes de su propiedad de cualquier gran cliente o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	la operación coordinada del sistema.		confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el contrato de concesión.
Responsabilidad del suministro	<p>Todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, en adelante la UT, que tendrá por objeto operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros (Ley 33).</p> <p>Conforme a esta cláusula, la UT aparece como responsable del suministro. La UT es una entidad privada que representa al conjunto de operadores, privados y públicos, los que no tienen obligaciones relativas a la expansión. Consecuentemente y respecto a este último aspecto, la responsabilidad está sujeta a las señales del mercado. Cabe aclarar que la UT debe publicar anualmente, un informe que detalle las necesidades de inversión de beneficio común en el sistema de transmisión, a través del cual y mediante licitaciones pueden inducirse inversiones en este rubro.</p>	<p>Los adjudicatarios de servicios de distribución final son responsables de la continuidad del suministro a sus clientes sometidos a la regulación de precios, pero en caso de rescisión de la autorización, el Ministerio intervendrá la empresa en forma provisional, si se comprometiére dicha continuidad. Se infiere que la responsabilidad para Grandes usuarios con acceso al mercado mayorista, corresponde, en principio, al proveedor contractual. El Reglamento (Art. 18) establece que el Distribuidor dejará de ser responsable del suministro a este tipo de consumidor en caso de racionamiento por insuficiencia de generación. Finalmente en Art. 44 de la Ley se establece como función de la AMM, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.</p>	<p>La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública. En el detalle de fines en los cuales el Estado intervendrá (Art. 4 de la Ley 6/97), se citan:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Garantizar la calidad del servicio y su disposición final, para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los clientes. • Asegurar la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio, salvo razones de fuerza mayor, caso fortuito, de orden técnico, económico, sanciones al cliente o fraude, que exijan su interrupción.

Cuadro II-2

MERCADOS MAYORISTAS – ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS REGLAMENTOS: ASPECTOS TÉCNICO-ECONÓMICOS Y COMERCIALES

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
Productos y servicios que se comercializan en el Mercado Mayorista	No enumerados explícitamente en la Ley. Un detalle de las menciones implícitas en el texto legal, sería: a) Energía b) Potencia c) Servicios de transmisión d) Servicios auxiliares	a) Potencia eléctrica b) Energía eléctrica c) Servicios de transporte de energía eléctrica d) Servicios complementarios	a) Energía b) Potencia c) Servicio de transmisión d) Servicios auxiliares de la red (regulación frecuencia, producción potencia reactiva, reserva rodante, reserva fría, arranque autónomo, operación en islas) e) Servicios de operación integrada y administración comercial (CND) f) Servicios del Comprador Principal: Servicio administrativo y de intermediación comercial que durante el período inicial (5 años) presta la empresa de transmisión
Tipos de mercado existentes	Existen dos tipos de mercado: a) Mercado de Contratos b) Mercado Regulador del Sistema-MRS La UT operará el Mercado Regulador del Sistema y usará el Mercado de Contratos para su despacho programado.	Existen tres tipos de mercado, a saber: a) Mercado de Contratos a Término b) Mercado de Oportunidad (<i>Spot</i>) c) Mercado de Desvíos de Potencia	Existen dos tipos de mercado: a) Mercado de Contratos b) Mercado Ocasional
Tipos de Mercado: definiciones	a) Mercado de Contratos: En él, cada Participante del Mercado (PM) tiene la libertad de elegir su estrategia comercial de compraventa y decidir las transacciones a realizar en el Mercado de Contratos (MC), con condiciones y precios pactados libremente entre las partes (Reg.4.2). El despacho programado para cada período se basará inicialmente en las transacciones de compraventa de energía eléctrica acordadas entre los particulares. Cada participante deberá manifestar con anticipación su conformidad con dichas transacciones, pero no estará obligado a	a) Mercado de Contratos a Término: abarca los contratos entre Agentes o Grandes usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados libremente entre las partes. El Art. 53 de la Ley establece que los adjudicatarios del servicio de distribución final (Distribuidores) están obligados a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garanticen su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo. Conforme con esta obligación, el grueso del total de transacciones se realiza en el ámbito de este	a) Durante los primeros cinco años de vigencia de la Ley, los Distribuidores deberán suscribir contratos para el suministro de energía y potencia necesarias para atender la demanda en su área, con la Empresa de Transmisión o generadores independientes. A partir del sexto año (2002) de vigencia de la Ley, ETESA cesará en su función de comprador principal y los Distribuidores contratarán el suministro de energía mediante un proceso de libre competencia, sin perjuicio del cumplimiento de los contratos suscritos con antelación.

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	<p>informar a la UT de las condiciones financieras de dichas transacciones (Ley 54). Las transacciones bilaterales que surgen de la información diaria suministrada por los PM a la UT son un compromiso de inyectar a la red y retirar de la red respectivamente por la parte vendedora y la parte compradora. La UT realizará el predespacho teniendo en cuenta las transacciones bilaterales informadas por los PM, y administrará las desviaciones cuando ello sea necesario. Los operadores deberán presentar ofertas de precio por incrementos o decrementos con respecto a las cantidades de energía acordadas, las cuales se utilizarán para resolver situaciones de congestión. En base a la información proporcionada por los participantes, UT determinará el despacho programado y los cargos por congestión, lo que comunicará a los operadores.</p> <p>b) Mercado Regulador del Sistema-MRS Este Mercado será operado por la UT, para mantener en todo momento, el balance entre la oferta y demanda de energía eléctrica.</p> <p>El MRS funcionará en base a ofertas y precios correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía establecidas en el despacho programado. Aquellos generadores que no posean contratos de energía podrán participar en el MRS, considerándose su despacho programado igual a cero.</p>	<p>Mercado. Pero concurrentemente, poseer un contrato implica poder operar también en el Mercado de Oportunidad para transar los saldos entre la demanda contractual y la real. Las compras de electricidad (mediante contrato) por parte de los Distribuidores se efectuarán mediante licitación abierta.</p> <p>b) Mercado de Oportunidad (<i>Spot</i>): comprende las transacciones de oportunidad o spot de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria. En este mercado, cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible. En el Mercado de Oportunidad, los productores venden la energía no contratada y los consumidores abastecen su demanda no cubierta por contratos.</p> <p>c) Mercado de Desvíos de Potencia: para las transacciones de potencia de oportunidad (<i>spot</i>). Es el conjunto de intercambios que resultan de los excedentes o faltantes de potencia comprometidos en contratos, respecto a la demanda real. Los Participantes productores compran o venden en él los desvíos que surgen entre su oferta firme disponible y la potencia comprometida en contratos. Los Participantes consumidores que temporalmente no tengan cubierta su demanda firme con contratos de potencia, deberán comprar el faltante mediante transacciones de desvíos de potencia. Las transacciones de desvíos de potencia se valorizan al precio de referencia de la potencia, establecido por el AMM en forma mensual.</p>	<p>b) El Mercado de Contratos es el ámbito donde se realizan las transacciones comerciales de mediano o largo plazo con condiciones y precios que resultan de acuerdo entre las partes.</p> <p>c) La compra de los Participantes Consumidores con garantía de suministro se logra a través del Mercado de Contratos. Cada Distribuidor debe cumplir con la obligación de capacidad y cubrir su abastecimiento a través de compras en el Mercado de Contratos y/o generación propia.</p> <p>d) El Mercado Ocasional es el ámbito donde se realizan transacciones comerciales de energía de corto plazo, que permiten despejar los excedentes y faltantes que surgen de las diferencias entre los compromisos contractuales y la energía entregada y consumida. En el mercado ocasional se establece el precio en forma horaria, el que corresponde en forma estricta, a los costos marginales de corto plazo.</p> <p>e) Los Participantes productores pueden vender, por contratos o en el Mercado Ocasional, potencia y/o energía, propia o contratada de terceros, y pueden comprar, por contratos o en el Mercado Ocasional, la potencia y la energía faltante respecto de sus compromisos contratados.</p> <p>f) Los Participantes consumidores pueden comprar, por contratos o en el Mercado Ocasional, su demanda de potencia y consumo de energía, y pueden vender, por contratos o en el Mercado Ocasional, la potencia y la energía sobrante (no requerida para consumo propio o de sus clientes) respecto de sus compromisos contratados.</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
Mercados: características adicionales	<p>Las desviaciones de cada participante respecto al despacho programado, serán valoradas a los precios del MRS, como sigue:</p> <ol style="list-style-type: none"> El distribuidor o usuario final cuyo consumo difiera del programado será abonado o cargado al precio del MRS de cada nodo en el cual tenía consumo programado. El generador cuya planta genere en exceso de lo programado será abonado en base al precio del MRS del nodo correspondiente a dicha planta. El generador cuya planta genera por debajo de lo programado será cargado en base al costo de la energía necesaria para reponer la energía no entregada. Cuando una planta genere por debajo de lo programado debido a fallas de la red de transmisión que limiten su capacidad de entrega al sistema, la UT cargará al transmisor responsable de la falla, por el valor de la energía no entregada por dicho generador menos el valor de la energía entregada al MRS por la planta en cuestión. <p>La UT determinará los balances de cada participante y saldará los montos correspondientes de acuerdo con lo que haya establecido.</p>	<p>Mercado a término: Los contratos son de conocimiento público y deben ser informados al AMM, quien los administra. Los contratos no podrán tener cláusulas de compra mínima obligada (<i>take or pay</i>) o limitar el derecho de vender excedentes. Con ello se elimina la posibilidad futura de contratos con compra mínima obligada, los que inciden sensiblemente en los precios. No obstante se respetan las estipulaciones contractuales de los contratos existentes (suscritos antes de la vigencia de la Ley y vigentes a la promulgación del Reglamento) incluyendo las condiciones de compra mínima de energía obligada. Estos contratos son considerados como pertenecientes al mercado a término, La condición de compra mínima no se considera para el despacho económico. Dentro de un contrato, la parte compradora tiene prioridad para el abastecimiento de su demanda por parte del Generador contratado.</p>	<p>Los contratos internos no pueden establecer un intercambio bilateral físico que altere el despacho económico. De incluir un contrato condiciones de compra mínima obligada (<i>take or pay</i>), las mismas no serán tenidas en cuenta en el despacho de cargas que realice el CND. La energía que producirá cada GGC (Grupo generador conjunto: conjunto de unidades generadoras ubicadas en una misma central) será un resultado del despacho y la operación real y, por lo tanto, independiente de la existencia o no de contratos.</p>
Tipos de contrato	<p>Otros tipos de contrato, adicionales a los mencionados precedentemente, son los contratos de transmisión y distribución. Los generadores conectados al sistema de transmisión deberán tener vigentes, en todo momento, contratos de transmisión. Los generadores o comercializadores que hayan suscrito contratos de energía con usuarios finales, deberán tener vigentes en todo</p>	<p>a) Contrato por diferencias de curva de carga: Contrato de potencia y energía sobre la base de una curva de demanda horaria previamente definida. El Generador solo puede comprometer hasta su potencia firme, pero puede respaldarse en otros generadores y en el Mercado de Oportunidad, comprando o vendiendo la potencia y energía faltante. El consumidor</p>	<p>De acuerdo al objeto, se establecen dos tipos de contrato:</p> <ol style="list-style-type: none"> Contratos de suministro: para la venta de energía y/o potencia de Agentes productores a Agentes consumidores, con el objeto de garantizar el suministro y estabilizar el precio de los Agentes consumidores. Contratos de reserva: para la venta de energía y potencia de un Agente productor a otro Agente

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	<p>momento, contratos de distribución. En ambos tipos de contrato se deberá diferenciar claramente los cargos a pagar por la construcción, ampliación, modificación o sustitución de las instalaciones necesarias para realizar la interconexión (que se establecerán por acuerdo de partes), de los cargos a pagar por el uso de redes (que deberán establecerse de conformidad con el método establecido por la SIGET).</p> <p>Los contratos de transmisión y distribución deberán incluir la compensación por fallas en los sistemas respectivos. La indisponibilidad forzada no incluye el período de mantenimiento programado por los transmisores, aprobado por la UT. Estos contratos deberán registrarse en la SIGET y serán públicos.</p> <p>Los generadores y comercializadores podrán exigir de los transmisores y distribuidores la suscripción de contratos que en forma total o parcial se apeguen a los que hayan sido registrados en la SIGET y se encuentren vigentes.</p>	<p>compra o vende al <i>spot</i> los faltantes o excedentes, respectivamente, de su demanda real respecto a la comprometida. El Generador cobra del contrato el bloque de energía contratada y sus máquinas son despachadas por costo variable.</p> <p>b) Contrato de potencia sin energía asociada: El Participante consumidor contrata con un Generador o un Comercializador su demanda firme y compra la energía en el Mercado de Oportunidad (la demanda mencionada es la coincidente con la máxima del sistema). El Generador es despachado por costo variable.</p> <p>c) Contrato de potencia con energía asociada: Se establece la potencia comprometida y dos opciones para la compra de energía: Si el precio de contrato es menor que el precio <i>spot</i>, compra al contrato. Si el precio de contrato es mayor que el precio <i>spot</i>, compra al <i>spot</i>. El Generador se despacha por el Precio del contrato.</p> <p>Contrato por diferencias con la demanda Faltante: el Generador se compromete a cubrir la demanda de potencia y energía del Consumidor, hasta la potencia comprometida. El Consumidor le paga al Generador todo el consumo que no es abastecido por otros contratos. El Generador se despacha por costo variable.</p>	<p>productor.</p> <p>c) Contratos de suministro: este tipo de contrato puede establecer los siguientes compromisos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • exclusivamente de potencia; • exclusivamente de energía; • de potencia y de energía. <p>d) La contratación de potencia en este contrato, es una reserva de capacidad, con compromiso de disponibilidad dedicada, ante faltantes, prioritariamente al cubrimiento del Agente consumidor, que es la parte compradora. Implica un mantenimiento adecuado y eficiente, para cumplir los requisitos de disponibilidad acordados en el contrato.</p> <p>e) La contratación de energía permite estabilizar o acotar el precio futuro de la energía, pero no impone restricciones ni obligaciones a la operación física. La parte vendedora asume un compromiso de entrega de energía, sin obligación que sea de producción propia. La parte compradora asume un compromiso de pago por bloque de energía, con prioridad de uso para consumo propio y venta de los excedentes de oportunidad.</p> <p>f) La contratación de potencia y energía establece la prioridad de uso del Agente consumidor. Ante una condición de racionamiento, el contrato se convierte en un compromiso físico y el CND debe asignar la energía asociada a la potencia contratada al suministro de la parte compradora. El contrato puede incluir opcionalmente un seguro de precio máximo por energía, indicando el precio de energía a partir del cual se activa dicha opción. Cuando el precio del Mercado Ocasional supere el precio de energía fijado en contrato, se activa la opción, y el vendedor pagará al comprador una compensación igual a la energía horaria correspondiente a la potencia contratada, valorizada a la diferencia entre el precio en el Mercado Ocasional y el de contrato.</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
			<p>g) Contratos de reserva: Se establecen exclusivamente entre Agentes productores. Un productor puede comprar a otro para vender en el Mercado y/o para reserva de respaldo de las obligaciones asumidas en los contratos de suministro en que es parte vendedora. Un Productor puede vender a otro Productor sus excedentes de potencia no contratados o comprometidos, como reserva de largo plazo a través de contratos de reserva.</p> <p>h) La Potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica o eólica mide su potencia garantizable durante el periodo de máximo requerimiento previsto para el sistema, con determinada probabilidad de excedencia. La probabilidad de excedencia a utilizar corresponde al nivel de confiabilidad pretendido para el abastecimiento, considerándose inicialmente una probabilidad del 95%. Este criterio solo puede ser modificada por el Ente Regulador. ETESA y el CND definen la potencia firme de largo plazo.</p>
Regulación de precios	<p>Los cargos por el uso de las redes de transmisión y distribución, por la operación coordinada del sistema de transmisión, la operación del mercado mayorista, y las ventas al usuario final, estarán sujetos a la regulación y a la aprobación por parte de la SIGET.</p> <p>Son libres los precios en el Mercado de Contratos (sujetos a acuerdos de partes). De igual forma, los agentes productores fijan libremente los precios de la energía ofertada al MRS.</p> <p>Son regulados los cargos por uso de redes de transmisión y distribución los que deberán establecerse de conformidad con el método establecido por la SIGET.</p> <p>Sin perjuicio de la regulación de los precios de venta a los usuarios finales, en tanto se</p>	<p>Están sujetos a regulación los precios de los siguientes suministros:</p> <p>a) Transferencias de potencia y energía entre Generadores, Distribuidores, comercializadores, importadores y exportadores resultantes de la operación a mínimo costo (<i>spot</i>), no contempladas en contratos libremente pactados entre las partes.</p> <p>b) Peajes a los que están sujetas las instalaciones de transporte y distribución, en los casos en que no se hayan acordado libremente entre las partes.</p> <p>c) Suministros a usuarios de distribución final, con demanda inferior al límite reglamentario. Los de demanda superior no estarán sujetos a</p>	<p>Las prestadoras del servicio público de electricidad se someterán al régimen de regulación de tarifas, conforme a lo siguiente:</p> <p>El ERSP definirá periódicamente fórmulas tarifarias separadas para los servicios de transmisión, distribución, venta a clientes regulados y operación integrada.</p> <p>De acuerdo con los estudios de costos que realice, el ERSP podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente podrá definir las metodologías para la determinación de tarifas.</p> <p>La venta de energía eléctrica de los agentes del mercado a los grandes clientes, se efectuará a precios libres (Arts. 98 y 105).</p> <p>Los precios mayoristas son libres en el Mercado</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	<p>establece un contrato, conforme condiciones establecidas en el pliego tarifario aprobado por la SIGET, los consumidores podrán negociar con cualquier comercializador, precios y condiciones del suministro de energía eléctrica distintos a los aprobados por la SIGET.</p> <p>Cabe señalar que los precios de la energía incluidos en los pliegos tarifarios, corresponden al precio promedio de la energía en el MRS, en el nodo respectivo, durante el año anterior al de la presentación del pliego.</p>	<p>regulación de precios y podrán pactar libremente su suministro con el Distribuidor o con cualquier otro suministrador.</p> <p>d) Los precios no señalados precedentemente son libres y corresponden, principalmente, a los contratos libremente pactados en el Mercado a Término.</p>	<p>de Contratos y regulados en el Mercado Ocasional.</p>
<p>Mercado de Oportunidad u Ocasional (<i>Spot</i>) Energía: Costos y precios</p>	<p>(Ver punto anterior de este mismo cuadro: "Mercados: características adicionales")</p> <p>En condición normal, el precio del MRS en un período dado, lo fija la unidad marginal que la UT tenga que despachar para cubrir la demanda. Dicho precio se pagará a todos los Participantes del mercado que inyecten energía al MRS y se les cobrará a todos los Participantes que retiren energía del MRS. El caso en que ocurra generación obligada, se desarrolla en el punto específico, más adelante, en este cuadro.</p> <p>De existir congestión en las líneas de transmisión, el sistema se dividirá en tantos MRS como sean necesarios, para aliviar el problema de la o las líneas que lo originaron. El precio de una zona lo fija una oferta de oportunidad cuya administración no cause congestión dentro de la misma.</p> <p>Para tal efecto, el sistema se dividirá en zonas que conserven los mismos precios: zonas exportadoras o con exceso de generación, donde el precio al aliviar la congestión se reduce; y zonas importadoras o con defecto de generación, donde el</p>	<p>Precio de Oportunidad de la energía: considerado en el Mercado <i>Spot</i>, es el máximo costo variable de las unidades generadoras, en el Nodo de Referencia, que resultan de un despacho sin restricciones, respetando los requerimientos de servicios complementarios. El costo en el nodo de la central es trasladado al nodo de Referencia mediante el factor de pérdidas nodales de energía.</p> <p>En el Mercado a Término, y para aquellos contratos cuyo precio de energía no está referido al precio <i>Spot</i>, el precio considerado es el acordado en contrato</p> <p>Los costos variables de generación, considerados en el despacho, son declarados por cada Participante productor, conforme a lo siguiente:</p> <p>a) Unidades comprendidas en Mercado <i>Spot</i> y Mercado a Término no comprometidas en contratos de potencia con energía asociada:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unidades térmicas: se declaran sus costos variables asociados al combustible y al arranque y parada de máquinas. 	<p>El precio de la energía está dado por el costo marginal de corto plazo de generación, con un despacho económico sin restricciones en la red de transmisión y distribución, que cubra la demanda más la reserva de corto plazo, teniendo en cuenta las pérdidas. En los casos en que surja una condición de emergencia, racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por la última unidad de falla a la que el despacho asigne energía.</p> <p>Se deberá considerar el valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el CND y el precio ofertado en la interconexión para la importación de ocasión.</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	precio tiende a subir.	<ul style="list-style-type: none"> • Unidades hidroeléctricas: se declara como costo variable el valor del agua, el cual podrá variar en función del nivel del embalse. b) Para los contratos de potencia con energía asociada, tanto de unidades térmicas como hidroeléctricas, la oferta de costos variables será el precio de la energía de los respectivos contratos, incluyendo los contratos existentes. 	
Valorización de las pérdidas y factores nodales	<p>Conforme a la Ley, la UT determinará el método para calcular las pérdidas por las que cada generador deberá ser responsable de acuerdo a su participación en el despacho programado y en el Mercado Regulador del Sistema (Art. 49). Los Generadores son los responsables de pagar el costo de las pérdidas del sistema de transmisión. La responsabilidad de cada GGP (Grupo Generador a Programar) será asignada en función de su inyección en el sistema y del uso del conjunto de líneas.</p> <p>La UT determinará para cada GGP el factor de participación en las pérdidas por uso directo de las líneas de uso común, como la proporción que representa la energía que dicho GGP inyecta a dichas líneas respecto de la inyección total calculada para el intervalo de Mercado. El cargo a abonar en concepto de pérdidas por el uso directo de líneas de uso común será el producto de la inyección total (en este tipo de usos) por el factor de participación de pérdidas calculado y por el precio del MRS (existe otro tipo de líneas consideradas de uso particular, con asignación directa de</p>	<p>El Factor de pérdidas nodales de energía, refleja las pérdidas marginales de transmisión para satisfacer un incremento de energía en un nodo, mediante el incremento de generación en el nodo de referencia (Subestación Guatemala Sur). Para cada nodo se calcula como el cociente entre el incremento de generación en el nodo de Referencia y el incremento de demanda en el nodo.</p> <p>El Factor de pérdidas nodales de potencia corresponde al Factor de pérdidas nodales de energía, durante la hora de máxima demanda anual registrada en el Mercado Mayorista.</p> <p>Mensualmente se calcula un cargo por pérdidas para los Participantes productores y para los Exportadores, mediante la valorización de su energía (al precio de oportunidad) y de su factor de pérdidas nodales (correspondiente al nodo de la central o al nodo de la interconexión si es un Importador o Exportador).</p> <p>El valor económico de las pérdidas totales resulta de valorizar mensualmente la diferencia entre la generación de los Participantes productores y la energía</p>	<p>El CND debe calcular las pérdidas de energía como la diferencia entre la generación realizada y el consumo registrado y su costo económico mediante la valorización de dichas pérdidas al precio de la energía en el Mercado Ocasional.</p> <p>Las pérdidas de potencia se incluyen como demanda adicional en la máxima demanda de generación de cada agente consumidor, tanto en el Mercado de Contratos como en las compensaciones de potencia.</p> <p>El valor total de las pérdidas de transmisión se reparte entre los agentes compradores en función de los factores de pérdida promedio (FPPi), los que corresponderán a las pérdidas medias, calculadas anualmente por nodos y grupos de nodos (resoluciones del ERSP 211 y 605/98).</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	<p>pérdidas a determinados GGP y, también, usos indirectos de las líneas de uso común).</p> <p>Las pérdidas serán consideradas por la UT al realizar el predespacho y la administración del MRS. Para ello incluirá en el Sistema de Administración del Mercado, una representación de la red con el nivel de detalle necesario. La UT determinará el nivel de pérdidas real con las mediciones del SIMEC (Sistema de Medición Comercial) .</p>	<p>entregada a los Participantes consumidores, al precio de oportunidad de la energía. El cargo por pérdidas total a pagar por los Distribuidores, Grandes usuarios, y Comercializadores demandantes está dado por el valor económico de las pérdidas totales menos los cargos por pérdidas abonados por los Participantes productores y Exportadores. Mensualmente c/u de ellos pagará un cargo por pérdidas que se obtiene repartiendo el cargo por pérdidas total a pagar por todos ellos, en forma proporcional a su energía consumida.</p>	
<p>Costos de energía no suministrada</p>	<p>La Ley encomienda a la UT la determinación por fallas en el sistema interconectado.</p> <p>Al existir contingencias que tengan como resultado la interrupción del suministro de energía a un Participante del mercado u operador, se estimará en cada nodo la energía no servida. Para ello se tomarán en cuenta las condiciones de carga del nodo, previas al evento, así como el comportamiento de los retiros y/o inyecciones de dicho nodo en los días y horas correspondientes a las dos semanas anteriores.</p> <p>Del total de energía en cada nodo, se determinará la porción que corresponde a transacciones en el MRS y se valorizará al precio del MRS, previo a la contingencia, multiplicado por un factor de compensación por falla, fijado actualmente en 200% (doscientos por ciento). Este valor lo pagará la UT, como compensación por falla al Participante de cada nodo afectado. La UT determinará los Participantes responsables por la contingencia y les asignará un cargo por falla equivalente a las</p>	<p>El costo de falla es el costo de energía no suministrada, por interrupciones al servicio. El costo de restricciones al suministro se representa en el despacho mediante máquinas de falla, que cubren “virtualmente” los faltantes de oferta, con un costo “operativo” prefijado, superior al costo operativo normal. Para establecer las condiciones de déficit en la oferta de generación del despacho, el AMM modela las máquinas de falla en el despacho, en escalones, hasta alcanzar el costo de falla, definido por la CNEE. Las diferentes máquinas de falla tienen costos relacionados con el tipo de restricciones al suministro.</p>	<p>El CND debe simular el costo variable asociado a los costos de racionamiento y/o costo de riesgo por cortes por falta de reserva, a través de agregar unidades ficticias a la oferta en el despacho, denominadas unidades de falla, con un costo variable aplicable al despacho relacionado con el costo de la energía no suministrada.</p> <p>Se agregan al despacho cuatro unidades de falla, representando cada una un nivel de energía no suministrada creciente: 1) pérdida de calidad ante la falta de nivel de reserva necesario; 2) nivel de retiro voluntario de demanda; 3) y 4) dos escalones de racionamiento. Se asigna a cada unidad de falla un porcentaje de la demanda en función del desabastecimiento que representa: 5% para la primera, 10% para la segunda, 30% para la tercera y 100% para la cuarta.</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	compensaciones que debe pagar a los afectados.		
Precio de la generación forzada	<p>En el caso que ocurra generación obligada, el precio del MRS no sufrirá ninguna alteración. El costo adicional de la generación obligada será el producto de la energía producida por ese generador por la diferencia entre el precio ofertado para la unidad obligada y el precio del MRS en cada intervalo en que dicha unidad operó. Este costo adicional será pagado por los Participantes del mercado que hayan sido causantes del evento o circunstancia que requirió dicha generación obligada, cuyo importe será establecido por la UT.</p> <p>Si la generación obligada es por motivos de calidad de todo el sistema, la UT prorratará dicho sobrecosto entre todos los operadores que retiran en la red, en forma proporcional a su retiro de energía total.</p>	<p>El precio de la generación forzada se valoriza como el precio de oportunidad de la energía más la diferencia o sobrecosto entre éste último y la declaración de costo variable de la máquina forzada, en el nodo de referencia.</p> <p>Dicho sobrecosto es pagado por los responsables de la restricción. La unidad generadora forzada es excluida del cálculo del precio de oportunidad de la energía.</p>	<p>Los requisitos técnicos de una operación segura y de calidad (por ejemplo contar con el reactivo necesario para mantener los niveles de tensión) pueden hacer necesaria generación por motivos diferentes al despacho económico, modificando el orden de aceptación de ofertas. La generación obligada no participa en la formación del precio en el Mercado Ocasional, pero el Agente productor cuya máquina resulto obligada recibe en compensación la diferencia entre el costo variable de su máquina y el precio de la energía en el Mercado Ocasional</p>
Potencia: cubrimiento y precio	<p>La participación del precio de la potencia en el MRS está incluido en la oferta del precio de la energía que el Participante vendedor efectúa en este Mercado, el que además está definido para un intervalo de tiempo establecido, conforme a cuya variación se modifica (Ver "Energía: costos y precios", más atrás, en este cuadro).</p>	<p>La demanda de potencia de cada participante consumidor no cubierta por contratos de potencia, deberá ser comprada mediante transacciones en el Mercado de Desvíos de Potencia, al precio de referencia de la potencia. Este último es valorizado por la AMM como el costo marginal de la inversión para una unidad de generación en punta, ajustado por un factor que mide el riesgo de faltantes.</p>	<p>Las compensaciones de potencia reflejan la compra y venta de corto plazo de faltantes y sobrantes de potencia. Los vendedores son los Agentes que tienen excedentes de potencia. Los compradores son los agentes que tienen faltantes de potencia.</p> <p>El precio de las compensaciones de potencia se calcula con los precios requeridos por Agentes con excedentes de potencia, para poner a disposición dichos excedentes y cubrir requerimientos de terceros con faltantes de potencia.</p>
Servicios auxiliares o complementarios:	<p>Los servicios auxiliares comprenden la regulaciones primaria y secundaria de la</p>	<p>Las normas de coordinación operativa establecerán los principios para determinar</p>	<p>Se definen dos tipos de servicios auxiliares, generales y especiales.</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
prestación, transacciones y cobros	<p>frecuencia, la regulación del voltaje, la reserva rodante, el arranque en cero voltaje. La asignación de estos servicios entre los participantes es realizada por la UT conforme a los requerimientos del despacho y a los precios ofertados, remunerándose a los Participantes de acuerdo con ello.</p> <p>Si un Participante no cumple el compromiso establecido para el suministro de servicios auxiliares, será responsable del pago al Participante designado por la UT para reemplazarlo en la prestación incumplida. Ello define para cada Participante, dos cargos, un débito y un crédito, a saber:</p> <p>a) Un débito por servicios auxiliares igual a la suma de los montos a pagar asociados a los incumplimientos de servicios auxiliares y/o compensaciones por faltantes no cubiertos o comprados por acuerdos con terceros.</p> <p>b) Un crédito por servicios auxiliares igual a la suma de los montos que le corresponden por aportes en exceso a servicios auxiliares requeridos por la UT.</p> <p>Los precios básicos a considerar en las transacciones o en el cálculo de diferencia son los ofertados en el MRS o por los grupos involucrados en la prestación, según el caso.</p>	<p>la participación de cada unidad generadora en la prestación de servicios complementarios tales como: regulación de frecuencia, arranque en negro, reserva fría, reserva rápida para emergencias e imprevistos, así como los requisitos técnicos de producción o absorción de la potencia reactiva que el AMM le requiera. Asimismo deberán establecer las obligaciones de Transportistas, Distribuidores y Grandes usuarios respecto a su participación en la producción o absorción de la potencia reactiva. El AMM debe asignar los servicios complementarios de acuerdo a los márgenes de reserva y niveles de calidad establecidos en las normas técnicas, respetando los principios aprobados en la programación de largo plazo (horizonte de un año para la realizada por el AMM) y teniendo en cuenta el costo económico que resulta de dicha asignación. Debe evitar reducir generación de una central hidroeléctrica para asignarle reserva como servicio complementario, si ello lleva a vertimiento.</p> <p>El resultado neto de transacciones por servicios complementarios de cada Participante está dado por la remuneración correspondiente a los servicios aportados, menos las compras por los restantes servicios requeridos, menos los cargos por incumplimiento en sus compromisos relativos a dichos servicios.</p>	<p>a) Los generales comprenden:</p> <ol style="list-style-type: none"> i) Servicios auxiliares del sistema. ii) Servicios de reserva de corto plazo <p>b) Los especiales comprenden:</p> <ol style="list-style-type: none"> i) Servicios de reserva de largo plazo. <p>El CND debe calcular mensualmente la remuneración máxima prevista por servicios auxiliares generales como un porcentaje (porcentaje comercial de los servicios auxiliares generales) del monto que resulta de integrar la energía total abastecida a los Agentes consumidores valorizada al precio de la energía en el Mercado Ocasional. Este monto se reparte en partes iguales entre servicios auxiliares del sistema y servicios de reserva de corto plazo.</p> <p>Remuneración a los Agentes productores.</p> <p><i>Servicios auxiliares del sistema</i></p> <p>Se calcula cada mes el precio por hora de disponibilidad para servicios auxiliares del sistema, dividiendo el monto correspondiente a la remuneración máxima para dicho servicio por el producto de la suma de la potencia efectiva de los Productores por el número de horas del mes. La remuneración mensual por este concepto, para cada Agente productor se obtiene como la integración de su potencia disponible, en las horas en que estuvo disponible para servicios auxiliares del sistema, multiplicada por el precio por hora de disponibilidad de servicios auxiliares del sistema.</p> <p><i>Servicios de reserva de corto plazo</i></p> <p>Este servicio es la reserva operativa que se requiere para el funcionamiento y calidad de la operación del sistema, incluyendo la reserva rodante y la reserva fría. Se calcula el precio por servicios de reserva de corto plazo dividiendo el monto correspondiente a la remuneración máxima para dicho servicio por la suma de la potencia total requerida como reserva a lo largo del mes. Cada Agente productor recibe una remuneración mensual por este concepto, igual a la integración en el mes de la potencia en reserva aportada por</p>

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
			<p>sus unidades, multiplicada por el precio de servicios de reserva de corto plazo.</p> <p>Cargos a los Agentes consumidores por servicios auxiliares generales.</p> <p>Se calcula el monto total a recaudar por este concepto como la suma de las remuneraciones por servicios auxiliares del sistema y por servicios de reserva, de los participantes que aportan dicho servicio, menos el monto recaudado por penalidades ante incumplimientos. Se calcula el precio de la energía consumida por los servicios auxiliares generales, dividiendo el monto total a recaudar por este concepto por la energía total suministrada a los Agentes consumidores.</p> <p>Cada Agente consumidor debe pagar mensualmente por este concepto, un cargo proporcional a su consumo.</p> <p>Servicios de reserva de largo plazo</p> <p>Debe calcularse el resultado comercial del Agente que provee este servicio, totalizando la remuneración por la disponibilidad comprometida y sin incumplimientos, menos las penalidades de existir incumplimientos, y las compensaciones por energía que surjan cuando el precio de la energía en el Mercado Ocasional supera el de la primer unidad de falla. El costo del servicio se calcula totalizando el resultado comercial de cada Agente que aporta a dicho servicio. De resultar dicho costo un valor positivo. Los Agentes que compran el servicio deberán pagar un cargo y si resulta negativo, recibirán un crédito de compensaciones.</p> <p>El cargo que corresponde a cada Agente comprador del servicio se calcula asignando el costo de dicho Servicio en forma proporcional a su compra dentro de la compra total.</p>
Normas y procedimientos en desarrollo.	La SIGET está facultada para dictar las normas administrativas generales, dentro de lo previsto en la Ley, para el cumplimiento	El AMM elaboró 19 documentos técnicos, los cuales fueron sometidos a consideración de los agentes. A finales de 2000 estaban	A fines de 1998 fue creado el Grupo de Vigilancia del Mercado Mayorista de Electricidad, por Resolución JD-1156 del ERSP, el que estará

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
Instrumentos de análisis y mejora de la regulación.	de la misma y de su Reglamento (Reg., Art. 129). Las propuestas para realizar modificaciones al Reglamento de Operaciones del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista pueden ser presentadas a la Junta Directiva de la UT, por cualquier participante u operador, o por la SIGET. La UT, conforme al procedimiento establecido en el Reglamento tendrá un plazo del orden de los 90 días para expedirse.	pendientes de aprobación los documentos: i) Cargos por Servicios Complementarios; ii) Coordinación de Servicios Complementarios.	integrado por tres profesionales con amplio conocimiento técnico-económico y/o legal y/o regulatorio. Entre sus funciones figura: h) Proponer mejoras a las reglas comerciales o completar vacíos regulatorios, justificando el modo en que el ajuste propuesto resuelve o mejora problemas detectados.
Traslado de precios y costos del Mercado Mayorista a tarifas de distribución	Los precios del Mercado Mayorista que se trasladan a tarifas de distribución se basan, según los pliegos, en el precio promedio del MRS, en el nodo respectivo, durante el año anterior al de la presentación del pliego. Los precios pueden ser ajustados automáticamente, cada tres meses, por los distribuidores que actúen como comercializadores en el área geográfica donde se ubican sus redes, utilizando la siguiente fórmula: $PE_n = PE_0 \frac{[MRS_n]}{[MRS_0]}$ <p>Donde: PE_n : Precio ajustado de la energía. PE₀ : Precio de la energía en el pliego tarifario vigente. MRS_n : Precio promedio en el MRS, en el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se realiza el ajuste. MRS₀ : Precio promedio en el MRS, en el trimestre inmediatamente anterior a la fecha en que se realizó el último ajuste al pliego tarifario. Estos desfasajes en las actualizaciones, pueden producir serias dificultades en los casos de variaciones</p>	El cálculo de valores se efectúa en base al despacho esperado futuro del Mercado Mayorista, proyectado por el término de 12 meses, entre mayo y abril de cada año y reajustado trimestralmente. La simulación toma en cuenta la proyección de demanda, incorporación de nuevas unidades, programa de mantenimiento, precios vigentes de los combustibles, restricciones en la transmisión y características de los contratos existentes. Para cada Distribuidor se calculan los costos de potencia y energía de sus contratos y los resultantes de las transacciones previstas en el Mercado <i>Spot</i> (incluidos saldos de potencia). Comprende también costos de transporte, pérdidas, servicios complementarios no incluidos en la potencia, sobrecostos por generación forzada y la cuota a abonar por administración y operación al AMM. Se definen tres bandas horarias: punta, de 18 h a 22 h; intermedia, 6 h a 18 h y valle, de 22 h a 6 h. Los cargos resultantes se trasladan automáticamente a la tarifa minorista (<i>pass through</i>).	Durante los primeros cinco años las tarifas remunerarán todos los costos en que la Empresa de Transmisión incurra en la compra de energía con las empresas generadoras contratadas. En caso que la concesionaria de distribución contrate el suministro de energía en bloque con una empresa diferente a la de Transmisión, o genere con medios propios sin superar el 15% de su demanda, se reconocerá un costo con base en el precio promedio de las compras de energía de la Empresa de Transmisión. A partir del sexto año, el costo reconocido a las empresas distribuidoras por la compra de energía en bloque, será el precio promedio de los contratos vigentes y las compras que pudiera realizar en el mercado ocasional. Los reajustes tarifarios se realizan cada seis meses (Ambiente 5.4).

Concepto	El Salvador	Guatemala	Panamá
	bruscas en los precios mayoristas, como las ocurridas en el primer tramo del 2000.		