

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



Distr.
LIMITADA

LC/MEX/L.547
12 de noviembre de 2002

ORIGINAL: ESPAÑOL

**PROCESO DE CONSOLIDACIÓN DE LOS MERCADOS MAYORISTAS
DE ELECTRICIDAD EN LOS PAÍSES CENTROAMERICANOS**

ÍNDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN	1
RESUMEN	3
I.CONDICIONES DE BASE DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD DE EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ	5
1. Organización de la industria eléctrica.....	5
2. Principales aspectos operativos y comerciales de los mercados mayoristas.....	16
3. Evolución de la oferta y el consumo de electricidad	22
4. Los mercados mayoristas nacionales y el mercado eléctrico regional.....	24
II. ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS MAYORISTAS.....	27
1. Grado de concentración en los mercados mayoristas de electricidad.....	27
2. Otros factores de la estructura de los mercados mayoristas nacionales	39
3. Consideraciones con respecto al futuro mercado regional.....	40
III. ESTRATEGIAS DE LOS ACTORES Y RESULTADOS DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD.....	49
1. Mercado mayorista de El Salvador.....	50
2. Mercado mayorista de Guatemala.....	57
3. Mercado mayorista de Nicaragua	61
4. Mercado mayorista de Panamá.....	64
5. Otras consideraciones	66
6. Volatilidad y tendencia de precios de los mercados de ocasión.....	71
IV. CONCLUSIONES Y REFLEXIONES	74
1. Conclusiones.....	74
2. Reflexiones.....	76
BIBLIOGRAFÍA	79
<u>Anexo:</u>	83

PRESENTACIÓN

En este documento se aborda el tema de los mercados mayoristas de electricidad en El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá, instancias creadas como parte de los procesos de reestructuración y reforma de la industria eléctrica emprendidos por estos países durante el último quinquenio de la década de 1990. En cambio, Costa Rica y Honduras no contemplan esta forma de coordinación en sus leyes vigentes.

El estudio incluye asuntos institucionales, estructurales y de diseño de los mercados de electricidad, y analiza los principales resultados obtenidos desde el inicio de las transacciones libres de compraventa de energía entre los agentes productores, transmisores, comercializadores, distribuidores y grandes consumidores de los cuatro países referidos, con cifras que abarcan hasta el primer semestre de 2002. Con tal fin, se utilizaron los datos horarios de precios de los cuatro mercados mayoristas (aproximadamente 132 000 valores). También se muestran las principales interacciones e incidencias de las transacciones entre agentes ubicados en distintos países, así como una prospección básica sobre el Mercado Eléctrico Regional, en el cual también participan los agentes de Costa Rica y Honduras.

El documento fue preparado por la Sede Subregional en México de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en respuesta a una solicitud del Secretario del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Para su elaboración fue necesario efectuar una misión de investigación por los seis países centroamericanos, entre los meses de mayo y junio de 2002. En dicha misión se obtuvo una amplia colaboración por parte de los órganos encargados de la operación y supervisión de los mercados de electricidad, así como de los entes reguladores, los ministerios de energía, comisiones y direcciones encargadas de las políticas del subsector eléctrico, y los agentes de la industria (empresas públicas y privadas de producción, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica). Fueron igualmente valiosas las consultas efectuadas a la Unidad Ejecutora del Proyecto de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC), a las instituciones multilaterales que colaboran con la industria eléctrica regional (principalmente el Banco Interamericano de Desarrollo —BID— y el Banco Centroamericano de Integración Económica —BCIE—), y a la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE).

A fin de lograr una amplia difusión, el documento está a disposición de los interesados, en formato PDF, en la página WEB de la CEPAL (<http://www.eclac.cl/mexico>). Se agradecerán los comentarios y sugerencias a la siguiente dirección:

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Unidad de Energía
Presidente Masaryk 29, C.P. 11570
México, D. F., México
Fax: (525) 55-5531-1151
E-mail: public.cepal@un.org.mx

RESUMEN

En este documento se analizan las condiciones iniciales, la evolución y los resultados de los mercados mayoristas (MM) de electricidad de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá. Las instancias referidas 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. Su operación en los dos primeros países es responsabilidad de los Operadores del Sistema y del Mercado (OSM) —órganos *ad hoc* a cargo de los agentes del mercado—, mientras que en Nicaragua y Panamá esto se realiza mediante unidades especializadas de las empresas estatales de transmisión, con supervisión o vigilancia por parte de los agentes. Los MM iniciaron operaciones en el siguiente orden: en El Salvador a fines de 1997; en Panamá y Guatemala en el segundo semestre de 1998, y en Nicaragua en el último trimestre de 2000. Por ende, durante 2002 esas organizaciones alcanzarían su cuarto o quinto año de operación continua en los tres primeros países, y en Nicaragua su segundo año. Por efecto de las reformas ejecutadas, a fines de 2001 se reportaba un total de 125 empresas en los cuatro países estudiados, agrupadas particularmente en los segmentos de producción (55) y distribución (26). Además de cinco empresas de transmisión, sobresalen 30 grandes consumidores y nueve comercializadores.

Con el propósito de tipificar la estructura de cada MM se ha recurrido, en primer lugar, a los índices de concentración de cada mercado (R_i y HHI), pese a las limitaciones inherentes de estos índices para el análisis de poder de mercado de los actores presentes. También se han efectuado estimaciones de las porciones residuales de la demanda no cubiertas por la firma mayoritaria de cada mercado, lo que se ha representado por el índice residual de suministro (IRS), el cual permite obtener mejor información sobre los poderes de fijación de precios marginales de las firmas principales.

Durante 2001, la mayor empresa generadora (el grupo estatal CEL/GESAL) de El Salvador participó con el 47% del mercado, y las cuatro principales productoras con el 91% (R_4). El HHI fue de 2 999, y el IRS calculado para el grupo estatal (empresa con mayor capacidad instalada) fue de 99%, lo que refleja una alta capacidad para fijar los precios marginales del mercado. Por su parte, en Guatemala, la firma de mayor capacidad (la estatal EGEE) participó con el 39% de las ventas mayoristas de energía, mientras que las cuatro principales productoras alcanzaron el 81% (R_4). Por consiguiente, el índice HHI reportó un valor de 2 212, y el IRS_1 fue de 105%. Después de Panamá, éste es el mercado de menor concentración; con todo, es significativa la capacidad de la productora estatal para fijar los precios marginales del mercado.

En Nicaragua, el índice de concentración de las empresas estatales (consideradas como un solo grupo) fue de 40%, mientras que el R_4 alcanzó el 90%, y se situó en una posición intermedia con respecto a los cuatro países analizados. El índice HHI tuvo un valor de 2 567, en tanto que el IRS fue de 142%, con baja capacidad del mayor productor para fijar los precios del mercado *spot*. En Panamá, los índices R_1 y R_4 en la producción de energía fueron de 29% y 83%, respectivamente, y el índice HHI tuvo un valor de 1998, lo que marca un menor grado de concentración en la oferta del MM panameño, en comparación con los mercados de los otros países vecinos analizados; el IRS de 118% indica las significativas posibilidades del mayor grupo productor para incidir en los precios.

Otro elemento analizado en la estructura de los MM ha sido la antigüedad de las centrales de producción termoeléctrica. En este sentido, El Salvador cuenta con el parque de centrales de vapor más antiguo (34 años promedio), mientras que Guatemala tiene el más joven (sólo nueve años). Por su parte, las centrales diesel y las turbinas de gas tienen una antigüedad baja en dos países (tres a cinco años) e intermedia en los otros dos (12 a 17 años).

El mercado *spot* de El Salvador reveló un mayor dinamismo, con participación más alta que los respectivos mercados de los países vecinos (el 23% del MM durante el período de análisis). Siguen en orden descendente los mercados de Guatemala (13.6%), Panamá (13.1%) y Nicaragua (4.2%). En el análisis de las series de precios *spot*, se partió de la base horaria de precios de cada mercado, y se calcularon los respectivos índices estadísticos básicos mensuales. Del análisis de los precios mensuales de los mercados de oportunidad, se aprecian valores sustancialmente más altos en El Salvador, en tanto que los otros tres países acusan precios inferiores y bastante cercanos entre sí. Así, durante 2001 los precios promedio más bajos correspondieron al MM de Guatemala (43 dólares/MWh); en orden ascendente, siguieron los precios de Nicaragua (44.3 dólares/MWh), Panamá (51 dólares/MWh) y El Salvador (63.9 dólares/MWh). En el primer semestre de 2002, los precios mayores se han mantenido en El Salvador. En parte, los precios mayores en el mercado de ocasión salvadoreño obedecen a que las ofertas incluyen implícitamente la remuneración de la energía y de la potencia, en tanto que en los otros países, dichas ofertas corresponden a los costos marginales de producción de energía. Aun así, hay factores de tipo estructural que estarían incidiendo en dicho diferencial (entre éstos, el número reducido de agentes) y que explican las ventas de productores guatemaltecos en los mercados de ocasión y a término de El Salvador. En el futuro, la entrada de un mayor número de agentes productores y consumidores y la intensificación de las transacciones regionales deberá reducir las diferencias entre los precios de los mercados de electricidad de la región.

A fin de revisar la dispersión de los precios, se elaboraron las curvas anuales y semestrales de su duración. Luego, se realizaron comparaciones entre países mediante cuatro bandas relevantes de precios (0-50; 50-100; 100-150, y más de 150 dólares/MWh), así como los máximos y mínimos del período. Así, durante 2001 los precios inferiores a 50 dólares/MWh se registraron el 83% del tiempo en Nicaragua, el 79% en Guatemala, el 53% en Panamá y el 48% en El Salvador. La banda de precios comprendida entre 50 y 100 dólares/MWh se constató el 46% de las veces en Panamá, 35% en El Salvador, 20% en Guatemala y 16.6% en Nicaragua. Los precios entre 100 y 150 dólares/MWh correspondieron al *spot* salvadoreño el 17.2% del tiempo, en tanto que esos niveles sólo fueron alcanzados durante muy pocas horas en los otros tres países (1.5% en Guatemala, 0.4% en Panamá y 0.3% en Nicaragua). Excepto cuatro horas en El Salvador, en 2001 el umbral de precios de 150 dólares/MWh no se alcanzó en los otros países, lo que es un importante avance, teniendo en cuenta que en dicho país durante 2000 dicho umbral marcó el precio el 18% del tiempo.

Se ha incluido una discusión sobre la volatilidad de los precios *spot*, tema polémico por la naturaleza de los mercados de electricidad. En todos los períodos estudiados, la menor volatilidad de los precios *spot* se registró en Panamá, seguido muy de cerca por Nicaragua. La volatilidad fue ampliamente mayor en los precios de los mercados de ocasión de El Salvador y Guatemala. Durante los lapsos estudiados en cada mercado, la volatilidad promedio mensual de los cuatro mercados fue de 1.02, 1.14, 1.39 y 2.22, respectivamente.

I. CONDICIONES DE BASE DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD DE EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ

Durante el período 1996-1998, El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá finalizaron el proceso de definición de los nuevos esquemas de sus industrias eléctricas y aprobaron sus respectivas leyes, la cuales —con sus particularidades— contemplaron la desintegración de los segmentos de la industria (producción, transporte y distribución; dos países consideran además la actividad de comercialización), la apertura de los sistemas de transmisión, así como la introducción de la competencia en los mercados de producción y gran consumo de electricidad. Posteriormente, los cuatro países aprobaron los reglamentos comerciales y de operación de sus mercados mayoristas de electricidad (MM), y conformaron las instituciones encargadas de su supervisión y administración.

Los MM tienen como objetivo la administración de las operaciones de compraventa de energía y potencia eléctrica,¹ siguiendo criterios de optimización del funcionamiento de los sistemas eléctricos de los países. El primer MM se constituyó a fines de 1997 en El Salvador; posteriormente, en el segundo semestre de 1998 empezaron a operar los MM de Panamá y Guatemala. En el caso de Nicaragua, el MM inició actividades en el último trimestre de 2000. Por ende, durante 2002 esas organizaciones llegarán a su cuarto o quinto año de operación continua en los primeros tres países, y a dos años en Nicaragua.

En este capítulo se analizan las condiciones de base de los MM, lo cual incluye los siguientes temas generales: aspectos institucionales, aspectos empresariales, comparación general de las reglas de operación de cada mercado, con las modificaciones y actualizaciones recientes; examen de la situación de la oferta y la demanda de energía eléctrica, y papel de las transacciones internacionales de electricidad.

1. Organización de la industria eléctrica

La organización de los subsectores eléctricos en los cuatro países analizados se ilustra en forma sintetizada en el cuadro 1. La estructura y sus instituciones corresponden a las definidas en los marcos legales y regulatorios aprobados durante el período 1996-1998, en los que se observa como rasgo común que el Estado ha mantenido el papel rector en las políticas del subsector;² la fase de desintegración, separación contable y privatización de las empresas estatales prácticamente quedó

¹ Para simplificación de la lectura y siempre que no implique confusión, en los términos industria, subsector, potencia y energía se omite el calificativo eléctrica (o eléctrico).

² En el caso salvadoreño, el Estado, por conducto de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Economía, retomó las funciones directrices del subsector eléctrico en 2001.

concluida (restan algunas concesiones de poca magnitud),³ y la actividad empresarial del Estado se limitaría en todos los países al segmento de la transmisión y a la gestión de las centrales hidroeléctricas existentes en El Salvador y Guatemala. A consecuencia de lo anterior, en las áreas empresariales de todos los países se observa un incremento importante en el número de agentes. En algunos, el Estado ha mantenido una posición de accionista en las empresas privatizadas, generalmente minoritaria en las distribuidoras y con relevancia solamente en las empresas generadoras hidroeléctricas panameñas.⁴

a) **Las instituciones normativas**

En Nicaragua y Panamá estas funciones son una atribución de comisiones independientes, creadas por leyes de la industria eléctrica (la CNE y la CPE, respectivamente). En Guatemala, fijar la normativa corresponde al Ministerio de Energía y Minas (MEM) y en El Salvador a una dirección especializada del Ministerio de Economía (la DGE) (véase de nuevo el cuadro 1). Las tres primeras (CNE, CPE y MEM) deben formular objetivos, políticas y estrategias para todo el sector energético, lo que incluye al subsector eléctrico, y específicamente dentro de sus atribuciones se contempla la elaboración, coordinación y/o aprobación de los planes indicativos para el subsector eléctrico. En El Salvador, la DGE tiene su ámbito de acción exclusivamente en la industria eléctrica. Así, las cuatro instituciones referidas deben mantener una amplia comunicación con los reguladores, los operadores del sistema y del mercado (OSM),⁵ y con los agentes de la industria, de acuerdo con los siguientes mecanismos.

³ En Nicaragua todavía no ha concluido el proceso de privatización de las empresas productoras. En Guatemala, durante el segundo trimestre de 2002 el gobierno anunció un plan de reactivación económica, que incluye la concesión de pequeñas hidroeléctricas y geotérmicas, hasta ahora a cargo del INDE.

⁴ De acuerdo con lo establecido en la ley respectiva, el 51% de las acciones de las empresas hidroeléctricas permanece en poder del Estado. Los adquirentes de dichas empresas suscribieron un contrato que les garantiza el control de su administración.

⁵ Se sigue la misma notación que se ha venido utilizando en los estudios del Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central (SIEPAC). En principio, las funciones de operación del sistema (OS) y operación del mercado (OM) han quedado concentradas en un solo organismo, conocido como OSM.

Cuadro 1

RESUMEN DE LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
EN EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ

Nivel	El Salvador	Guatemala	Nicaragua	Panamá
Normativo	Dirección General de Electricidad (DGE), Ministerio de Economía	Ministerio de Energía y Minas (MEM)	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Comisión de Política Energética (CPE)
Regulatorio	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET)	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)	Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP)
Empresarial				
Productoras	2 estatales y 11 privadas	1 estatal y 21 privadas	9 privadas	11 privadas
Transmisoras	Empresa de Transmisión de El Salvador, S. A. de C. V. (ETESAL)	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) y un operador independiente	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica S. A. (Entresa)	Empresa de Transmisión Eléctrica Sociedad Anónima (ETESA)
Operadores del sistema y del mercado (OSM)	Unidad de Transacciones S. A. de C. V. (UT)	Administración del Mercado Mayorista (AMM)	Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC)	Centro Nacional de Operación (CNO)
Distribuidoras	5	16	2	3
Comercializadoras	4	5	No existe la figura en la ley	
Grandes consumidores	2	26		2

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Nota: Los siguientes entes tienen representación de los agentes UT, CNEE, AMM, Consejo de Operación (CO) (Nicaragua) y Comité Operativo (CO) (Panamá).

En Panamá los planes de expansión en el corto y largo plazo son elaborados por la empresa transmisora estatal ETESA (que realiza las funciones de OSM a través de una unidad especializada), siguiendo los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por la CPE. Con ese propósito, ETESA es alimentada por los planes de expansión de los agentes, quienes están obligados por ley a entregar periódicamente dicha información. El ente regulador (ERSP) debe aprobar los planes indicativos del subsector, los que cumplen una función directriz mucho más profunda que la planificación indicativa tradicional. Lo anterior permite una mayor predictibilidad y menores factores de incertidumbre en el mercado eléctrico del país.

En Nicaragua, el sistema es parecido, aunque menos elaborado que el panameño. Los agentes por ley deben entregar periódicamente sus planes de expansión al INE. Esto presupone una estrecha colaboración de la CNE con el INE, así como con la transportista estatal Entresa (que también tiene a su cargo las funciones de OSM).

En Guatemala, la atribución de elaborar los planes indicativos corresponde al MEM, por medio de su Dirección de Energía (DE). Ni en la ley ni en sus reglamentos se contemplan las directrices para la elaboración de los referidos planes. Todavía no han sido definidas las obligaciones con la DE de los agentes ni del regulador (CNEE). Los únicos flujos de información establecidos expresamente en la Ley son los correspondientes a la planificación de corto plazo que realiza el AMM, cuyo destinatario es la CNEE.

En El Salvador, la ley de electricidad admite que los agentes acuerden libremente sus transacciones en el corto y largo plazo. En principio, la UT solamente conoce con certidumbre los compromisos y ofertas de los agentes para plazos muy breves (día, semana o cuando mucho un mes) y la proyección de los requerimientos de potencia y energía de los agentes consumidores para el corto plazo (un año). Los planes de expansión de los agentes, las estrategias de producción de los generadores (aun en el caso de la política de utilización de los embalses) y los acuerdos comerciales con los agentes, forman parte de la estrategia empresarial y, por lo tanto, son confidenciales. Por ese motivo, el precio del mercado ocasional constituye el elemento fundamental que marca la dinámica de expansión del mercado salvadoreño.⁶ En esas circunstancias, en este país no hay planes indicativos; en todo caso, se trataría de planes estratégicos. Otros elementos adicionales que ayudan al trabajo de la Dirección General de Electricidad son las propuestas de expansión de la red (elaborados por la UT) y los informes sobre la evolución de los mercados libre y regulados (preparados por la UT y la SIGET, respectivamente). Así, las tareas normativas y de políticas a cargo de la DGE son muy diferentes a las de los países vecinos.

b) Los entes reguladores

Excepto Guatemala, en donde la CNEE tiene como ámbito exclusivo de acción la industria eléctrica, en los demás países el regulador abarca otros servicios. En El Salvador, la SIGET también regula las telecomunicaciones; en Nicaragua, el INE abarca a todo el sector energía (electricidad e hidrocarburos), y en Panamá, el ERSP tiene bajo su responsabilidad la fiscalización de los servicios de telecomunicaciones, agua potable, alcantarillados, y radio y televisión.

Por otra parte, se observan diferencias en cuanto a la dirección y conducción de los entes reguladores. En El Salvador es unipersonal: el Superintendente de SIGET es nombrado directamente por el Poder Ejecutivo y su mandato dura siete años. En los restantes tres países, los entes tienen juntas directivas colegiadas. En el caso de Panamá, el Poder Ejecutivo designa al regulador, sujeto a la ratificación del Congreso, y en Nicaragua, el Poder Ejecutivo propone ternas de candidatos para la designación del Congreso. En el ERSP, la duración del mandato es de cinco años, en tanto que en el INE es de seis años; en ambos casos, la renovación se efectúa en forma escalonada. En Guatemala, los directores de la CNEE son elegidos cada cinco años, la renovación es simultánea y corresponde al Poder Ejecutivo el nombramiento, a partir de tres grupos de ternas (que representan a los agentes, las universidades y al MEM). Por ende, es

⁶ Este índice marcador es fundamental, no sólo para la liquidación de las desviaciones y transacciones del mercado ocasional. Se sabe que tiene incidencia en la fijación de los términos financieros de los mercados a término, además de que juega un papel fundamental para la formulación de precios a los consumidores finales y a los usuarios minoristas regulados. Véase CEPAL (2002b).

posible observar diferentes formas y grados de intervención estatal en la selección y nombramiento de las autoridades regulatorias.

Salvo Guatemala, los entes reguladores se fundaron como organismos autónomos del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio. En Guatemala, la CNEE fue creada como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM), con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones. Solamente en los casos de Nicaragua y Panamá se previeron salvaguardias —probablemente difíciles de respetar en la práctica— para garantizar la permanencia y plena libertad de gestión de los entes.⁷

En cuanto a iniciativa de ley, sólo los entes de Nicaragua y Panamá pueden proponer a las asambleas nuevas leyes o cambios a las existentes. En los otros dos países, dichas propuestas deben ser emitidas por los ministerios correspondientes. Por otra parte, las leyes de Nicaragua y Panamá expresan claramente el carácter de servicio público en la prestación de servicios de electricidad. Adicionalmente, en el primer país la transmisión y distribución se consideran servicios públicos esenciales. En el segundo país, dicho concepto se extiende también a la generación y comercialización, además de que su prestación se clasifica como de “utilidad pública” en las cuatro actividades referidas, así como en los servicios del OSM. Por el contrario, en El Salvador y Guatemala los marcos legales no catalogan como servicio público ninguna de las actividades de la industria eléctrica, aunque en el segundo país se hace referencia a la “utilidad pública”.⁸

Los entes deben realizar una supervisión continua del desempeño y resultados de sus respectivos MM, lo cual abarca el seguimiento de asuntos relacionados con la satisfacción del suministro, ajustado a los parámetros de calidad establecidos, y las condiciones de competencia y seguridad de suministro presentes y predecibles en horizontes establecidos. Con respecto a la seguridad de suministro en el corto plazo, la responsabilidad se comparte entre el regulador y los respectivos OSM, y en el mediano y largo plazo, con la institución u oficina normativa (véase de nuevo el cuadro 1). En cuanto a los temas relacionados con la competencia económica, la responsabilidad es exclusiva en el ámbito de los reguladores, pero en un futuro también podría obedecer a lineamientos establecidos por las leyes de competencia económica que se aprueben.⁹

c) **La operación y administración de los sistemas y los mercados**

En El Salvador, la UT quedó constituida como una sociedad anónima de capital variable privada, cuyos accionistas son exclusivamente los operadores y usuarios finales que participan directamente en el MM, agrupados de acuerdo con la naturaleza de sus operaciones: generadores, transmisores, distribuidores y usuarios finales. Para la toma de decisiones en las Juntas de

⁷ La remoción de los directores sólo procede en caso de causa fundada y aprobada por la asamblea (en el primer país) o previo a la comprobación de los causales especificados en la ley y decisión de la corte de justicia (en el segundo país).

⁸ En el caso de las servidumbres legales necesarias para realizar obras e instalaciones de generación, transporte y distribución, y en “obras de beneficio social” (por ejemplo, inversiones en electrificación rural financiadas por el Estado).

⁹ De los cuatro países estudiados, sólo Panamá ha emitido disposiciones al respecto. La Ley 29/1996 (de la defensa de la competencia, la protección al consumidor y las prácticas de *dumping*) aborda, entre otros temas, las prácticas monopolísticas absolutas y las concentraciones económicas.

Accionistas, independientemente de la cantidad de acciones, cada serie tiene derecho a dos votos, excepto la serie de transmisores, con derecho a un solo voto.

Por su parte, en Guatemala el AMM es una entidad privada sin fines de lucro. Su conducción está a cargo de una Junta Directiva integrada por dos representantes (un titular y un suplente) de cada una de las cinco agrupaciones participantes del MM (lo que incluye también a los comercializadores). Para las actividades de operación del sistema, el AMM ha contratado temporalmente los servicios del centro de control de la empresa transmisora ETCEE, situación que prevalecerá hasta que el AMM adquiera un centro de control.

En Nicaragua y Panamá las funciones del OSM han quedado a cargo del CNDC y el CNO, respectivamente, como unidades especializadas de las empresas de transmisión. En ambos casos, estos órganos deben llevar una separación contable. En el primer país se ha previsto el funcionamiento del Consejo de Operación (CO), órgano técnico encargado de la fiscalización técnica de la operación de los sistemas y los mercados, en cuya conducción cada grupo de agentes (productores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores) tiene dos representantes, uno como titular y el otro como suplente. En Panamá, la reglamentación del MM instauró el Comité Operativo, con representación de los agentes, entre cuyas funciones se cuenta elaborar propuestas de modificación al reglamento de operaciones, y la resolución —en primera instancia— de conflictos que surjan de la aplicación de la operación del sistema. Adicionalmente, existe un Grupo de Vigilancia del Mercado (GVM), órgano asesor y dependiente del regulador, que verifica el comportamiento del mercado y el cumplimiento de las reglas comerciales. El GVM sostiene periódicamente reuniones con los agentes. En caso de plantearse modificaciones y ajustes a las reglas de operación, éstas deben someterse al proceso de audiencia pública por parte del regulador.

En Guatemala, Nicaragua y Panamá, los OSM tienen la responsabilidad de planificar periódicamente el cubrimiento de la demanda, a fin de optimizar el uso de los recursos. En El Salvador esas funciones han quedado bajo responsabilidad de los agentes; sin embargo, como ya se mencionó, la UT debe preparar proyecciones de demanda y evaluar periódicamente al sistema de transmisión.

Tanto en El Salvador como en Guatemala, los OSM pueden calificarse como entidades privadas sin fines de lucro, con facultades para adoptar decisiones obligatorias (aprobar reglamentos que regulan el comportamiento de sus agentes, establecer y aplicar sanciones y dirimir conflictos). Por el contrario, en Nicaragua y Panamá, los OSM —como empresas transmisoras— limitan sus facultades a la supervisión de las tareas fundamentales de operación del sistema y supervisión del mercado, en donde los reguladores desempeñan un papel más decisivo (en la regulación, tanto del mercado como de la transmisora).¹⁰

¹⁰ En ese sentido, la UT y el AMM fungen como las ISO (*independent system operator*), en tanto que Entresa y ETESA corresponden a las Transco (*independent transmission company affiliate*) de los sistemas estadounidenses. Véase Steven, Stoft (2002).

d) El nivel empresarial

El ámbito de la participación empresarial abarca los segmentos de la producción, transmisión, distribución, comercialización (en dos países) y grandes consumidores. En los cuatro países se ha llevado a cabo la desintegración vertical de la industria. A fines de 2001 se reportaba un total de 125 empresas, agrupadas particularmente en los segmentos de producción (55) y distribución (26) (véase el cuadro 2).

Cuadro 2

EMPRESAS REGISTRADAS EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, POR SEGMENTOS Y PAÍSES

Segmento	Total	El Salvador	Guatemala	Nicaragua	Panamá
Total	125	25	71	12	17
Producción	55	13	22	9	11
Transmisión	5	1	2	1	1
Distribución	26	5	16	2	3
Comercialización	9	4	5	-	-
Grandes consumidores	30	2	26	-	2

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Notas: Los grandes consumidores corresponden a los registrados como agentes de los mercados mayoristas. Solamente en El Salvador se reportan varias empresas productoras minoristas (7). Si se contabiliza sólo una vez a empresas pertenecientes a una misma corporación, el total de empresas se reduce a 115 (20 en El Salvador, 67 en Guatemala, 11 en Nicaragua y 16 en Panamá). Las cifras corresponden a las reportadas en diciembre de 2001.

i) Los agentes generadores (G). Los marcos legales de la industria eléctrica otorgan plena libertad a los inversionistas para decidir sobre las tecnologías y características de los proyectos que desean ejecutar. En el caso de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, las leyes establecen los procedimientos para la obtención de los permisos, así como otros requisitos que deben cubrirse previo al otorgamiento de las concesiones. Los planes indicativos y el desarrollo de los mercados eléctricos (nacionales y regionales) constituyen los insumos básicos para la elaboración de los planes de negocios y estrategias de las empresas.

El número inicial de empresas productoras en cada país quedó determinado por la estrategia inicial de inserción de productores privados (generalmente contrataciones tipo PPA, bajo el esquema de comprador único) y por la estrategia de segmentación y privatización de las empresas eléctricas estatales. Con respecto al primer punto, se observaron numerosas contrataciones efectuadas por Guatemala (20), y en menor medida Nicaragua (7), en tanto que El Salvador y Panamá sólo registraron una contratación por país.¹¹ Referente al segundo punto, debe

¹¹ Véase CEPAL (2001a).

mencionarse que en dos casos (Nicaragua y Panamá) las leyes definieron la estrategia de segmentación y privatización de la generación y distribución.¹²

El número total de empresas ha continuado en aumento, y alcanzó la cifra de 55 al finalizar 2001. Sobresalen Guatemala con 22 empresas y El Salvador con 13; en este último caso se ha incluido a los productores minoristas.

En cuanto a la preferencia en el desarrollo de ciertas tecnologías, se identifican niveles específicos de especialización (*know how*) en las empresas que desarrollan tecnologías; por ejemplo, las termoeléctricas convencionales son preferidas por las grandes corporaciones transnacionales (generalmente también asociadas con los hidrocarburos); la cogeneración industrial se da casi exclusivamente en el ámbito de las industria azucarera y con inversionistas locales; la autoproducción se registra en el caso de las industrias intensivas en uso de energía (cemento y siderurgias), y las hidroeléctricas, asociadas también a grupos locales y muchas veces con respaldo de empresas internacionales especializadas y mediante mecanismos de desarrollo limpio.

En los casos de hidroeléctricas y geotérmicas, han sido importantes los recursos existentes en cada país, así como las características de los mercados locales y la acción de dichas empresas, especialmente en lo referente a los catálogos, identificación y estudios de preinversión ya desarrollados por las empresas públicas, los que generalmente fueron puestos —libre de costo— a disposición de los inversionistas. Guatemala y Panamá han revelado mayor dinamismo en el desarrollo de medianas y pequeñas hidroeléctricas, en tanto que El Salvador y Nicaragua reportan mayores avances en la geotermia.

En cuanto a las expansiones, fusiones y adquisiciones, se observa un mayor dinamismo y agresividad en el caso de las corporaciones transnacionales que iniciaron operaciones a partir de centrales de mayor tamaño (ya sea contratos PPA o privatizaciones). Referente al tema de la propiedad cruzada, en Panamá y Nicaragua se permite a los distribuidores generar su propia electricidad, dentro de los límites establecidos por la ley, y sujetos a los mismos requisitos exigidos a los productores. En El Salvador y Guatemala se debe cumplir con el requisito de separación contable, con un solo caso reportado en Guatemala.

ii) Transmisión (T). La transmisión ha quedado en manos de empresas estatales; no obstante, en todos los países se reconoce el derecho de terceros para construir, poseer y operar este tipo de instalaciones, las cuales deberán ajustarse a las normas técnicas y regulaciones vigentes, entre ellas la correspondiente al acceso libre y abierto a los demás agentes. Tres países crearon nuevas empresas bajo el régimen de sociedades anónimas. Solamente Guatemala se aparta de ese esquema: la empresa estatal (ETCEE) lleva una separación contable de su matriz, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), que también posee una empresa productora.

Las cuatro empresas transmisoras tienen un papel rector en las decisiones de expansión de los sistemas de transporte. Existen diferencias en cuanto a los procedimientos de consulta con los agentes, el involucramiento de los reguladores y las metodologías para evaluar las futuras adiciones. Tanto en El Salvador como en Guatemala, las empresas de transmisión participan en los

¹² Véase CEPAL (1999).

OSM, al igual que los demás agentes. En Nicaragua y Panamá las transmisoras estatales tienen a su cargo las funciones del OSM, por medio de departamentos especializados.

iii) Las distribuidoras (D). El número y características de las empresas distribuidoras quedó definido por la estrategia de segmentación y privatización utilizada. Al finalizar 2001 se contabilizaban 26 empresas de distribución en los cuatro países analizados. Salvo el caso de algunas pequeñas empresas de distribución localizadas en dos países (en Guatemala, de propiedad municipal, y en El Salvador, en donde fueron absorbidas por otro agente), las restantes, especialmente las encargadas de atender a las zonas metropolitanas, representan una porción mayoritaria de la demanda de los MM, constituida casi en su totalidad por usuarios regulados. En esas circunstancias, un número limitado de distribuidoras se ha constituido en los agentes que dominan las transacciones de compra de los MM (tanto en el mercado de contratos como en el mercado de ocasión). Las fusiones y adquisiciones han sido significativas en El Salvador, con lo cual la situación de la propiedad de este segmento se ha equiparado en todos los países, en donde en todos los casos han quedado a lo sumo solamente dos firmas transnacionales al mando de las principales distribuidoras. En el ámbito regional esa situación es todavía más significativa, ya que sólo se identifican cinco firmas privadas.¹³

iv) Los comercializadores (C). Como actividad independiente, esta figura sólo se contempla en los marcos regulatorios de El Salvador y Guatemala, y se refiere al mercado regional, lo cual significa que tanto Nicaragua como Panamá lo aceptan, siempre y cuando tengan ese estatus en los mercados vecinos.

Con relación al suministro a usuarios finales, el comercializador debe tener un contrato vigente con el distribuidor para poder utilizar sus redes. Estos agentes han desempeñado un papel significativo en Guatemala. En El Salvador, los primeros agentes iniciaron actividades durante 2001, luego de la aprobación a fines de 2000, de la normativa correspondiente. En total suman nueve actores en este negocio, cinco en el primer país y cuatro en el segundo.

v) Los grandes consumidores (GC). Son aquellos que están autorizados, dado su nivel de consumo, a abastecerse directamente en el MM, ya sea a través exclusivamente de contratos a término que celebran con otros agentes (principalmente generadores) o bien negociando las diferencias de sus contratos en el mercado *spot*. Dichos usuarios no están sujetos a regulaciones de precio. Las condiciones de suministro son libremente pactadas con su abastecedor.

Al finalizar 2001, el número de grandes consumidores sólo era importante en Guatemala, con 26, mientras que El Salvador y Panamá contaban con dos cada uno. En Nicaragua no funcionaba aún este tipo de actor.

e) Las empresas productoras estatales

Dado que el documento estudia los mercados mayoristas de electricidad, es importante abordar el tema de las empresas productoras propiedad del Estado, ya que su lógica de operación,

¹³ Las firmas españolas Unión Fenosa e Iberdrola, las estadounidenses AES y Constellation, y el consorcio chileno-estadounidense EMEL-PPL. Véase más detalles en CEPAL (2002b).

de posicionamiento en el mercado y de obtención de utilidades difiere sustancialmente, según los lineamientos del propietario. En el caso de algunas empresas estatales, es evidente que sobre ellas han recaído los costos de la transición ¹⁴ (en El Salvador y Guatemala). La situación en cada país es la que se expone a continuación:

i) El Salvador. El Estado ha quedado a cargo de las empresas hidroeléctricas (por medio de la CEL) y de las geotérmicas (por medio de Gesal). Los contratos iniciales para el suministro a las distribuidoras fueron suscritos con la CEL. Como agente, dicha empresa instrumentó varias acciones para coadyuvar al buen funcionamiento del mercado ¹⁵ y aliviar los precios de los usuarios de menor consumo. ¹⁶ Ambas empresas estatales han definido sus objetivos, así como sus planes futuros. En el caso de la primera, en el corto plazo se trata de mejoras y repotenciacines, ¹⁷ y en el mediano y largo plazo, nuevos proyectos en el río Lempa. ¹⁸ En el caso de la segunda (Gesal), existe la intención de formalizar una alianza estratégica para la operación y expansión de los desarrollos geotérmicos. ¹⁹

ii) Guatemala. Se ha llevado a cabo la separación contable del las actividades del INDE (las filiales ETCEE y EGEE se ocupan del transporte y la producción). El INDE ha ejecutado varias acciones para coadyuvar al buen funcionamiento del mercado, ²⁰ entre otras, un programa de ampliación de la transmisión ²¹ y suministro de energía a las distribuidoras Deorsa y Deocsa, mediante contratos firmados con anterioridad al proceso de privatización, a precios favorables, y con vencimiento en 2003. También ha desarrollado acciones para aliviar los precios

¹⁴ Se refiere a los costos que deben pagar los agentes estatales durante el período de transición, que comprende los primeros años de operación de los MM. Estos costos no contabilizan las transferencias de los gobiernos o la absorción de la deuda, realizadas dentro del proceso de saneamiento financiero de las empresas privatizadas.

¹⁵ Dichas acciones corresponden a: 1) el desmembramiento de las empresas transmisoras y geotérmica; 2) la finalización del único contrato existente que contemplaba entregas físicas y compromiso de largo plazo, y 3) contratación de potencia con Duke, compromiso que finalizaría en el 2003.

¹⁶ Se trata de subsidios para los usuarios de menores consumos, que las distribuidoras transfieren a partir de descuentos en los suministros de la CEL y son otorgados bajo el mismo criterio. Véase CEPAL (2002b).

¹⁷ Las repotenciacines en las cuatro hidroeléctricas existentes significarán la adición de 81.2 MW y una inversión de alrededor de 18 millones de dólares (véase, CEL, *Perspectiva del sector eléctrico*, s/f).

¹⁸ Se trata de los proyectos Cimarrón (243 MW), Torola (119 MW) y, en el largo plazo, el proyecto binacional El Tigre (704 MW).

¹⁹ Para asesoría en el proceso de selección de inversionistas fue contratada la firma asesora *Deutsche Bank Securities* (ver más información en: <http://www.gesal.com.sv>).

²⁰ La empresa pública sufragó el costo de los servicios complementarios del MM, hasta la aprobación de las reglas comerciales y operativas en 2001.

²¹ En cuanto a la transmisión, dentro de los compromisos adquiridos cuando se privatizó la distribución, el INDE ha venido realizando fuertes inversiones de transmisión y distribución. El fondo constituido es de 336.6 millones de dólares, una parte proveniente de fondos de las privatizaciones y otra por cuenta (deuda) del INDE. Adicionalmente, el INDE ha realizado varias mejoras al sistema de transmisión principal.

de los usuarios de menor consumo.²² A inicios de 2002 el gobierno anunció la intención de privatizar la generación termoeléctrica. Adicionalmente, el INDE realizará las inversiones para la interconexión Guatemala-México.

iii) Nicaragua. A mediados de 2002 el programa de privatización se había cumplido casi en su totalidad, con excepción de la empresa hidroeléctrica Hidrogena. La mayoría de los contratos de compra de energía suscritos por la empresa estatal antes de la aprobación de la ley eléctrica contemplaban cláusulas de despachabilidad, por lo cual las restricciones relacionadas con entregas físicas son menores. Los costos de operación de Entresa se sufragan mediante el cobro de los servicios de transmisión, y de acuerdo con los ajustes quinquenales aprobados por el regulador. En cuanto a subsidios, existe un plan de reordenamiento tarifario que reducirá los niveles de subsidios cruzados.²³ No existen costos hundidos o varados, ni costos de transición asignados a un agente particular.

iv) Panamá. Cuando el MM de este país inició operaciones, ya habían concluido las privatizaciones establecidas en la ley, por lo cual el Estado no ha sido responsable de la administración de ninguna empresa o agente del mercado (productor o distribuidor). La única contratación de compraventa suscrita por la empresa estatal tenía un plazo relativamente corto, que no afectó el desenvolvimiento del mercado.²⁴ Además, la ley establece plena despachabilidad económica de las centrales. Al igual que en Nicaragua, los costos de operación de ETESA se sufragan mediante el cobro de los servicios de transmisión y de acuerdo con los ajustes quinquenales aprobados por el regulador. No existen costos hundidos o varados, ni costos de transición asignados a un agente particular; sin embargo, recientemente se han tomado algunas decisiones que podrían perjudicar a ETESA.²⁵ En cuanto a la empresa ACP,²⁶ ésta ha quedado sujeta al régimen de autoproductores, sin posibilidad de hacer ofertas firmes y sólo vende sus excedentes al MO.

²² Entre junio de 1999 y diciembre de 2000, el INDE vendió a la EEGSA, con descuento, una porción de energía hidroeléctrica (en principio, la “energía de rebalse” por aportes hídricos favorables durante 1999). A partir de 2001 se estableció la “tarifa social”. El INDE ha sido el único agente que ha participado en este suministro dirigido a los usuarios con consumo menor a 300 kWh/mes. Sobre el papel subsidiario del Estado en la “tarifa social, en estricto sentido quedan dudas, dado que algunos generadores privados han manifestado interés por participar en futuras licitaciones para estos suministros.

²³ Véase CEPAL (2002b).

²⁴ Contrato con Petroeléctrica de Panamá LDC, 50 MW, suscrito en 1996, con vigencia de cinco años (1997-2001).

²⁵ A inicios de 2002, Etesa se hizo cargo temporalmente de una porción de los costos de transmisión correspondientes a la distribuidora Edechi, con el propósito de aliviar las tarifas reguladas de los clientes de esa distribuidora.

²⁶ La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) quedó bajo la administración local a fines de 1999. La capacidad instalada que posee es significativa, por lo cual su participación ha tenido incidencia en el MM.

2. Principales aspectos operativos y comerciales de los mercados mayoristas

Las leyes de las industrias eléctricas ²⁷ establecen los principios generales para el diseño y conformación de los mercados mayoristas de electricidad. Sobre la base de estos principios se elaboraron y aprobaron las respectivas regulaciones y reglas de operación de los MM. ²⁸ Sin pretender hacer un examen acucioso de dichas reglas, ²⁹ a continuación se resumen sus rasgos y características fundamentales, sus principales diferencias y las actualizaciones y modificaciones recientemente realizadas en los reglamentos.

a) Características generales en el diseño y operación de los mercados mayoristas

Además de los productos que normalmente se comercializan en los mercados de electricidad (energía y potencia eléctrica), debe reconocerse la remuneración de los servicios complementarios o auxiliares a la red (regulación de frecuencia, producción de potencia reactiva, reserva rodante, reserva fría, arranque autónomo) y los servicios de transmisión. Los cuatro mercados consideran dos instancias básicas para los intercambios de energía: un Mercado de Contratos (MC), a término o de futuros, y un Mercado de Ocasión (MO), de oportunidad, regulador, de presentes o *spot*.

En los cuatro mercados los agentes tienen plena libertad para la adquisición de sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de producción) en las dos instancias referidas; sin embargo, en Guatemala, Nicaragua y Panamá las distribuidoras están obligadas a garantizar —en el MC— el suministro a sus usuarios regulados, ³⁰ para lo cual deben mantener vigentes contratos de suministro (tanto de potencia como de energía) y realizar periódicamente procesos de libre competencia (licitaciones públicas) para cubrir los incrementos de demanda y/o reemplazar los contratos conforme a sus vencimientos. Por otra parte, los grandes consumidores también deben respaldar en el MC sus requerimientos (por lo menos, los correspondientes a la potencia). En esas condiciones, en los tres países referidos debe esperarse una participación sustancialmente mayor del MC con respecto al MO, y además, una menor volatilidad en precios mayoristas para los consumidores.

²⁷ Las leyes y sus fechas respectivas de sanción, por país, son las siguientes: El Salvador, Ley General de Electricidad (Decreto No. 843), 21/10/1996; Guatemala, Ley General de Electricidad (Decreto No. 93-96), 13/11/1996; Panamá, Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad (Ley No. 6), 03/02/1997, y Nicaragua, Ley de la Industria Eléctrica (Ley No. 272), 20/04/1998.

²⁸ En El Salvador, Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (Acuerdo SIGET No. E-13-99 del 19 de julio de 1999); en Guatemala, el Reglamento del AMM (Acuerdo gubernativo No. 299-98, 25 de mayo de 1998; en Nicaragua, Normativa de Operación (Resolución INE, ING-03, 09/11/2000), y en Panamá, Reglamento de Operación (ERSP Resolución JD-605, del 24 de abril de 1998) y sus modificaciones.

²⁹ Una descripción más detallada de las características y reglas de operación se encuentra en CEPAL (2001b).

³⁰ En principio, el segmento correspondiente al mercado minorista. Hasta la fecha —salvo el caso de Guatemala— la participación directa de los grandes consumidores ha sido mínima, por lo cual las distribuidoras han sido las responsables del suministro a casi la totalidad de los consumidores finales.

En los tres países referidos, la principal función de los OSM es la programación, supervisión y ejecución del despacho económico en ambos mercados (el MC y el MO). Dichas contribuciones constituyen la diferencia fundamental con el OSM salvadoreño, como resultado del diseño de los MM mencionados. Otras diferencias se notan en los plazos y términos de la operación de las transacciones en el mercado, así como en la intermediación que realizan los agentes en el seno de los OSM, y el grado y forma de regulación de algunos servicios. A continuación se presentan las características relevantes de cada MM.

i) En El Salvador, los agentes deben presentar la declaración de sus transacciones con un día de anticipación y para las 24 horas del día siguiente. El MC se basa en transacciones declaradas entre pares de agentes, negociadas libremente entre ellos, y en las cuales únicamente son reveladas las cantidades de energía que intercambiarán en cada hora y los correspondientes nodos de inyección y su retiro. Esas transacciones son despachadas de acuerdo con lo declarado —siempre que no afecten las condiciones de calidad y seguridad establecidas— y conforman la base de los intercambios firmes de energía del despacho programado (predespacho). El Mercado Regulador del Sistema (MRS) funciona con base en las ofertas de incremento o decremento de las cantidades de energía incluidas en el despacho, las que se presentan a base de precios por unidad de energía (ofertas monómicas —de precios o costos— que incluyen tanto la energía como su potencia asociada).³¹ Los criterios de optimización que utiliza la UT se reducen a un despacho, por orden de mérito de las ofertas (despacho de precios o costos incrementales),³² que debe cumplir las condiciones de seguridad y calidad y las restricciones o límites técnicos de la red. Estas características diferencian sustancialmente el MM salvadoreño de los mercados de los países vecinos, en los siguientes aspectos: 1) la fijación o formación de precios de las centrales con las empresas distribuidoras es responsabilidad exclusiva de los agentes, quienes deciden y tienen plena libertad para comprar en los dos mercados referidos; 2) consecuentemente, los agentes deciden los plazos, condiciones y coberturas de riesgos en MC, que son confidenciales; 3) la lógica de optimización de cada transacción en dicho mercado obedece a la voluntad y estrategia de los agentes involucrados,³³ y 4) el precio del MC no es conocido y no tiene ninguna relación directa en la formación de precios al consumidor final.³⁴

ii) En Guatemala, Nicaragua y Panamá, los correspondientes OSM deben programar y ejecutar el despacho económico (de corto, mediano o largo plazo), tarea que requiere la estimación de las necesidades de potencia y energía, y la información referente a la operación y

³¹ Las ofertas de oportunidad para cada período deben comprender las energías mínima y máxima ofertadas y, en su caso, uno o más bloques intermedios. Cada bloque debe incluir un precio y conformar una función monótona creciente.

³² En caso de existir un agente productor dominante (con participación mayor al 50%), sus ofertas térmicas deben reflejar el costo variable involucrado y las hidroeléctricas el valor del agua. Esta situación fue inicialmente aplicada a la CEL, hasta la privatización de sus termoeléctricas y separación de su filial geotérmica.

³³ A diferencia de lo observado en los otros tres países, en El Salvador la UT no realiza directamente ningún “despacho u optimización de contratos”, ni tampoco tiene facultades para hacer alguna priorización de transacciones financieras sobre entregas físicas. Este tema fue relevante hasta el primer semestre de 2002, cuando la CEL finalizó el único contrato PPA firmado antes de la vigencia de la nueva Ley General de Electricidad.

³⁴ Indirectamente, los precios del MC afectan las funciones de costos de producción de los agentes; por lo tanto, sí tendrán influencia en los precios de las ofertas que realizan los agentes en el MO.

los costos variables de las unidades generadoras de los agentes productores. Los criterios y algoritmos de optimización presentan particularidades por país. De esa forma, las decisiones de los OSM inciden en ambos mercados (MC y MO). Salvo algunos casos en que las restricciones dependen de contratos efectuados antes de la creación de los MM, las cláusulas contractuales no pueden ni deben afectar el orden por mérito del despacho económico; más bien, tienen incidencia en los flujos financieros entre las partes. Algunas condiciones comunes a los mercados de los tres países referidos se mencionan a continuación: 1) salvo la producción forzada, el precio horario en el MO corresponde al máximo costo variable de las unidades que están generando en la hora correspondiente, teniendo en cuenta las compensaciones por pérdidas de transmisión; 2) los agentes productores deben declarar semanalmente sus costos variables de operación y de capacidad disponible, los cuales constituyen las ofertas de los productores y se utilizan para despachar las unidades; dichos costos pueden ser auditados en caso de surgir dudas por parte de los reguladores; 3) los costos variables de las hidroeléctricas corresponden al valor del agua determinado por los agentes (en Guatemala) o por los respectivos OSM (Nicaragua y Panamá); 4) en el MC, como ya se dijo, los OSM realizan el despacho económico y llevan a cabo la conciliación *ex post* de saldos con el MO, y la administración de los contratos se efectúa como una actividad privada entre las partes involucradas; 5) los tipos de contrato han sido definidos en forma genérica, lo que permite flexibilidad entre los agentes (véase un resumen en el cuadro 3), quedando abierta, por ejemplo, la posibilidad para la administración de la demanda,³⁵ y 6) en adición a lo anterior, los reguladores de Nicaragua y Panamá han emitido lineamientos para las licitaciones públicas de compra de energía de los agentes distribuidores.

iii) El MM de Guatemala contempla una tercera instancia, denominada mercado de desvíos de potencia (MDP), en la cual los agentes productores compran o venden los excedentes o faltantes que surgen entre su oferta firme disponible y su capacidad comprometida en contratos (viceversa, en el caso de agentes consumidores). Las transacciones se efectúan mensualmente mediante contratos o transacciones de oportunidad. Obsérvese que el MDP puede considerarse como un complemento del MC y del MO, cuyo objetivo es imponer mecanismos de mercado para valorizar la capacidad en exceso instalada en el sistema. En los otros países existen mecanismos de compensación de potencia que reflejan el costo de oportunidad requerido por los agentes para poner a disposición la potencia firme. Por ejemplo, en Panamá se consideró inicialmente un precio tope representativo de la anualización de la inversión de la energía de punta, procedimiento que fue cambiado a licitaciones.

iv) En Nicaragua y Panamá, los OSM determinan la asignación de los servicios auxiliares como reserva rodante primaria, control automático de generación, potencia reactiva y arranque en frío, y su correspondiente remuneración, y lo hacen cumpliendo con los requerimientos de calidad y seguridad y de acuerdo con los procedimientos establecidos en las normativas. En El Salvador y Guatemala se acepta una mayor participación de los agentes, con lo cual se han conformado mercados secundarios para la provisión de los servicios referidos.

³⁵ Los tres países reconocen las opciones de los grandes consumidores de considerar interrumpible su demanda, total o parcialmente. Así, en Guatemala los agentes consumidores pueden negociar condiciones para la desconexión automática de equipo específico sobre precios spot predeterminados. Este tipo de esquemas se desarrollará en la medida en que emerja el segmento de los grandes consumidores.

Cuadro 3

RESUMEN DE CONTRATOS ESTABLECIDOS EN LOS MM

País	Tipos de contrato
Guatemala	<ul style="list-style-type: none"> • De potencia (sin energía asociada o con energía asociada) • Por diferencias de curva de carga • De reserva • De desvíos de potencia • Otros: existentes (realizados antes de la puesta en vigor de la Ley General de Electricidad)
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> • De suministro (compraventa de energía y/o potencia entre un productor y uno o más consumidores) • De generación (compraventa de energía y/o potencia disponible entre agentes productores) • Otros: preexistentes (realizados antes de la puesta en vigor de la normativa de operación)
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> • De suministro (exclusivamente de potencia, exclusivamente de energía, y de potencia y energía asociada) • De reserva (de potencia y energía asociada)

Fuente: Reglamentos y normativas de los MM.

Nota: Todos los países clasifican también los contratos por su ubicación (nacionales o internos y de importación y exportación).

b) Principales modificaciones y actualizaciones en las reglas comerciales y de operación de los MM

En los cuatro países los MM iniciaron sus operaciones en plazos perentorios y siguieron los mandatos establecidos en las respectivas leyes de electricidad. Así, generalmente la primera etapa se ha regido a partir de reglamentos de operación transitorios. Dicha reglamentación se ha venido completando en la medida en que se aprobaban las normas técnicas, comerciales y de operación.

i) El Salvador. Las reglas del MM quedaron definidas inicialmente por una normativa transitoria, y a partir del mes de julio de 1999 por un reglamento definitivo.³⁶ No ha habido cambios específicos a las reglas; con todo, debe mencionarse que se hicieron algunos ajustes referentes a los plazos y banda de protección para la indexación de las tarifas reguladas al MRS.³⁷ Uno de los propósitos fue reducir el margen de algunos agentes para incidir en el comportamiento

³⁶ Reglamento transitorio de operación para la UT (vigente durante 1998 y parte de 1999); reglamento de operación transitorio (1998), y reglamento del sistema de transmisión y del mercado mayorista, SIGET 13-99, 19 de julio de 1999.

³⁷ Las variaciones de precios en el MRS determinan los ajustes a la componente de energía de las tarifas reguladas. Inicialmente se plantearon ajustes trimestrales, los que se hacían efectivos cuando las variaciones (incrementos o decrementos) del MRS superaban el 10%. De esa forma, el propósito de dicho mecanismo era servir de banda de protección (del 10%) para amortiguar cambios bruscos en las tarifas; no obstante, por diversos motivos no pudo operar adecuadamente.

del MRS.³⁸ Adicionalmente, a fines de 2001, el gobierno aprobó la normativa para la operación de los comercializadores.³⁹

Los principales aspectos que han incidido en la dinámica del mercado mayorista han provenido de las acciones de la CEL, entre éstos la privatización de las centrales termoeléctricas (1999) y la separación de la empresa geotérmica (2000). Estas acciones, además de facilitar la entrada de nuevos agentes productores, hicieron posible que la empresa referida abandonara el papel dominante (en los términos de la ley) y, por lo tanto, eliminara la restricción que le obligaba a presentar sus ofertas a base de costos variables. Igualmente importantes fueron las acciones de la CEL para rescindir el único contrato de compra de energía a largo plazo.⁴⁰

ii) Guatemala. Las reglas de operación del MM quedaron definidas en el reglamento respectivo.⁴¹ El AMM ha venido emitiendo una serie de normas de coordinación operativa⁴² y comercial,⁴³ con el propósito de completar el marco regulatorio de la operación del MM. Tales normas fueron previamente discutidas con los agentes y requirieron la aprobación de la CNEE. Dicha discusión se dio en forma paralela a un proceso de renegociación y modernización de los contratos de compra de energía suscritos antes de la vigencia de la ley de electricidad (en su mayor parte tipo PPA, con compromisos *take or pay* de potencia y energía, y cláusulas poco flexibles para interactuar con el mercado).⁴⁴ Este proceso favoreció la homologación y ajuste de las cláusulas de los contratos referidos a las figuras contempladas para el MC. Con esto se habrían eliminado las ventajas con las que inicialmente contaba un grupo de productores, permitiendo además

³⁸ Véase CEPAL (2002b).

³⁹ Reglamento aplicable a las actividades de comercialización (Acuerdo Ejecutivo del 24 de octubre de 2001).

⁴⁰ El contrato, suscrito en 1994, tenía vigencia de 20 años a partir de la entrada en operación de la central (junio de 1995 a mayo de 2015). El arbitraje internacional inició en mayo de 1999 en Ginebra, Suiza. El 26 de marzo de 2002 el laudo arbitral resolvió que la CEL debería pagar 90 millones de dólares a El Paso para comprar el contrato de suministro de la planta Nejapa Power (véase *La Prensa Gráfica*, 16 de abril de 2002: Asamblea debate 40 millones de dólares para la CEL).

⁴¹ Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo 299-98, del 25 de mayo de 1998.

⁴² Las principales normas de coordinación operativa aprobadas (entre enero y octubre de 2001) son: 1) base de datos; 2) coordinación de la operación en tiempo real; 3) coordinación de servicios complementarios; 4) determinación de los criterios de calidad y niveles mínimos de servicio, y 5) auditorías.

⁴³ Las principales normas de coordinación comercial aprobadas —entre enero y octubre de 2001— son: 1) coordinación del despacho de carga; 2) oferta firme de los generadores; 3) transacciones de desvíos de potencia; 4) precio de oportunidad de la energía, 5) sobrecosto de unidades generadoras forzadas; 6) tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión; 7) factores de pérdidas nodales; 8) cargo por servicios complementarios; 9) cálculo del peaje en los sistemas de transporte principal y secundarios; 10) exportación e importación de energía eléctrica; 11) informe de costos mayoristas; 12) procedimientos de liquidación y facturación; 13) mercado a término, y 14) sistema de medición comercial.

⁴⁴ Véase CEPAL (2001a).

importantes beneficios para los consumidores finales minoristas, que son servidos por las distribuidoras.⁴⁵

Otro cambio importante en el MM guatemalteco fue la segmentación temporal de la porción de menor consumo de las distribuidoras (usuarios con consumo menor de 300 kWh/mes), llevada a cabo dentro de la denominada “tarifa social”.⁴⁶ A partir del año 2001, las distribuidoras deben licitar bloques de energía para satisfacer dicho mercado. El objetivo primordial de la disposición referida es orientar la producción estatal (de la EGEE, mayoritariamente hidroeléctrica) hacia los segmentos de menores consumos, favoreciendo de esa forma las respectivas tarifas.

iii) Nicaragua. Las reglas de operación del MM se definieron por medio de las Normativa de Operación y sus tomos correspondientes (las normas de operación técnica y operación comercial y sus respectivos anexos).⁴⁷ El mercado tiene poco tiempo de operación, por lo que el CND se encuentra en fase de implementación de las tareas encomendadas en la mencionada normativa.

iv) Panamá. Las reglas del mercado fueron aprobadas en 1998.⁴⁸ El MM panameño contempló un período de transición (1998-2002), en cuyo transcurso la ETESA actuaría como comprador único. Dicho período está finalizando y permitió un desarrollo gradual del mercado en su primera fase. Durante 2001 se llevaron a cabo discusiones para clarificar y modificar algunas reglas comerciales y de operación del MM.⁴⁹

Se establece que la generación propia permitida para una empresa distribuidora debe cumplir con las mismas directivas fijadas para los agentes generadores. El objetivo de estos cambios es garantizar que el traslado de los precios a tarifas al consumidor final correspondan a precios competitivos de mercado, y en caso de que la producción de un distribuidor participe en el MM, no existan transferencias de rentabilidad de una actividad hacia otra.

⁴⁵ Entre los principales temas contemplados en la modernización de contratos es posible mencionar: entrega durante horas pico, como obligación del generador de toda su potencia contratada, ya sea con sus unidades o con contratos a terceros; eliminación del escalonamiento en el precio de la potencia; reducción en el precio de la potencia, con base en el precio de los contratos para el año 1998; eliminación de la prueba de potencia anual del generador, ya que ahora tiene la responsabilidad de suministrar la totalidad de la potencia pactada en el contrato. El generador, y no el dueño del contrato, es responsable ante el MM de las penalizaciones en las que incurra.

⁴⁶ Decreto Legislativo No. 96-2000, emitido el 9 de diciembre del 2000 y ratificado por el Ejecutivo el 26 de diciembre del mismo año.

⁴⁷ El INE puso en vigor las siguientes Normativas del Sector Eléctrico: Operación, Calidad del Servicio, Transporte y Concesiones y Licencias Eléctricas (INE, TOT, 26 de octubre de 1999; INE-TNG, 9 de noviembre de 2000 e INE, TOC, 9 de noviembre de 2000).

⁴⁸ Reglas para el mercado mayorista de electricidad, Resolución Jd-605 del 24 de abril de 1998. Estas reglas podrán ser modificadas por el ente regulador, a través del procedimiento de audiencia pública. También estipula que las modificaciones deben ser propuestas por el ente regulador, por iniciativa del grupo de vigilancia ante inconvenientes detectados por éste, o reclamo de uno o más agentes o problemas detectados por el Centro Nacional de Despacho en su Informe de Regulación.

⁴⁹ Las modificaciones se encuentran en el Anexo D de la Resolución JD-3207 del ERSP, del 22 de febrero de 2002.

Adicionalmente, se amplió el alcance de la definición de la reserva de largo plazo y se mejoró su tratamiento, y ello incluye ajustes mensuales que posibilitan una mayor flexibilidad. Por otra parte, se facilitó la inserción de los grandes consumidores (GC) y se implantó un programa para reducir paulatinamente en 100 kW/año el umbral para estos agentes, el cual pasará a 400 kW a partir del 1 de julio de 2002 y llegará a 100 kW a partir del 1 de julio de 2005.

Asimismo, el ERSP aprobó el reglamento que deberán seguir las distribuidoras para contratar energía a partir de 2002.⁵⁰

3. Evolución de la oferta y el consumo de electricidad

Los sistemas eléctricos de los cuatro países analizados presentan generación de tipo hidroeléctrico y térmico convencional (vapor, diesel y turbogás) a base de combustibles. Durante 2001 Panamá reportó la mayor participación hidroeléctrica (49%), en tanto que en Nicaragua ésta fue termoeléctrica convencional (83%). Con excepción de Panamá, los otros países poseen generación geotérmica, con una participación importante en El Salvador (casi 23%). Guatemala y Nicaragua acusan cifras significativas de 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 4.

Con respecto a la demanda máxima, los sistemas presentaron durante 2001 los siguientes resultados: 1 074.6 MW en Guatemala; 839.3 MW en Panamá; 734 MW en El Salvador, y 411.6 MW en Nicaragua. La comparación de la capacidad instalada muestra el mismo orden, pero las proporciones varían ligeramente: El Salvador presenta una reserva del 62%, Panamá y Nicaragua 56%, y Guatemala 55%. En la producción destacan cambios derivados de un uso más intenso (mayor factor de carga) en algunos países (Panamá con 69%, El Salvador con 67%, Nicaragua con 64% y Guatemala con 58%).

Durante la década de 1990, los cuatro países registraron altas tasas de crecimiento en su consumo de energía (8.5% en Guatemala, 6.6% en El Salvador, 5.4% en Panamá y Nicaragua 5.3%). En 2001 los cuatro países presentaron una desaceleración y, en algunos casos, un decrecimiento en el consumo, lo cual se explica a partir de las condiciones de las economías nacionales. Sobre este tema se aclara el caso de las cifras eléctricas del año 2001 en dos países. En El Salvador, las cifras de producción han incluido los datos de autoprodutores, en su mayoría ligados al mercado minorista del país, los que anteriormente no eran registrados. En el caso de Panamá, se han incluido los datos de la Autoridad del Canal (ACP),⁵¹ que tienen un incidencia importante, tanto a nivel del consumo como en la demanda máxima nacional.

⁵⁰ Parámetros, criterios y procedimientos para la compraventa garantizada de energía y/o potencia para las empresas de distribución eléctrica, Resolución JD. 2778, del 20 de abril de 2001.

⁵¹ A fines de 1999 se llevó a cabo el traspaso de los bienes y la administración del Canal al gobierno panameño. La plena participación del ACP como agente autoprodutor del MM se dio durante 2001.

Cuadro 4

EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ: EVOLUCIÓN RECIENTE
DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y PRODUCCIÓN E IMPORTACIONES
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

		1990	1995	2000	2001	Tasas de crecimiento	
						1990-2000	2000-2001
El Salvador							
Capacidad instalada	(MW)	650.4	908.5	1 113.8	1 191.9	5.5	7.0
Pública	"	650.4	817.5	555.9	557.0	-1.6	0.2
Privada	"	0.0	91.0	557.9	634.9		13.8
Producción	(GWh)	2 164.3	3 270.7	3 390.2	3 976.1	4.6	17.3
Pública	"	2 164.3	3 071.0	1 909.3	2 065.3	-1.2	8.2
Privada	"	0.0	199.7	1 480.9	1 910.7		29.0
Hidro	"	1 641.5	1 464.9	1 213.0	1 206.0	-3.0	-0.6
Geotermia	"	384.3	410.1	738.9	906.9	6.8	22.7
Térmica	"	138.6	1 395.7	1 438.3	1 863.2	26.4	29.5
Importaciones netas	"	-1.4	35.2	-696.0	-309.0		
Demanda máxima	(MW)	412.3	591.7	758.0	734.0	6.3	-3.2
Consumo local	(GWh)	2 165.7	3 235.5	4 086.2	4 132.6	6.6	1.1
Autoproducción	(GWh)				152.5		
Guatemala							
Capacidad instalada	(MW)	810.9	1 082.3	1 668.3	1 672.1	7.5	0.2
Pública	"	810.9	773.3	637.8	622.9	-2.4	-2.3
Privada	"	0.0	309.0	1 030.5	1 049.2		1.8
Producción	(GWh)	2 318.4	3 479.4	6 047.8	5 772.2	10.1	-4.6
Pública	"	2 318.4	2 356.5	2 495.5	2 060.4	0.7	-17.4
Privada	"	0.0	1 122.9	3 552.3	3 711.8		4.5
Hidro	"	2 140.6	1 903.8	2 673.9	2 264.3	2.2	-15.3
Geotermia	"			202.2	193.7		-4.2
Térmica	"	177.8	1 575.6	3 171.7	3 314.2	33.4	4.5
Importaciones netas	"	1.4	-35.2	718.0	316.0		
Demanda máxima	(MW)	452.2	717.2	1 017.3	1 074.6	8.4	5.6
Consumo local	(GWh)	2 317.1	3 448.1	5 229.7	5 456.2	8.5	4.3
Autoproducción	(GWh)		66.5	100.2			
Nicaragua							
Capacidad instalada	(MW)	363.4	390.7	633.2	633.2	5.7	0.0
Pública	"	363.4	380.7	342.0	342.0	-0.6	0.0
Privada	"	0.0	10.0	291.2	291.2		0.0
Producción	(GWh)	1 251.0	1 618.0	2 095.5	2 286.1	5.3	9.1
Pública	"	1 251.0	1 608.1	942.4	929.1	-2.8	-1.4
Privada	"	0.0	9.9	1 153.2	1 357.0		17.7
Hidro	"	401.7	398.4	204.1	189.5	-6.5	-7.2
Geotermia	"	363.3	280.7	120.8	188.7	-10.4	56.3
Térmica	"	486.0	938.8	1 770.6	1 907.9	13.8	7.8
Importaciones netas	"	-68.0	13.7	-114.6	-17.3		
Demanda Máxima	(MW)	253.0	327.0	396.8	411.6	4.6	3.7
Consumo local	(GWh)	1 319.0	1 604.3	2 210.2	2 303.4	5.3	4.2

/Continúa

Cuadro 4 (Conclusión)

		1990	1995	2000	2001	Tasas de crecimiento	
						1990-2000	2000-2001
Panamá							
Capacidad instalada	(MW)	883.4	910.4	1 222.4	1 261.7	3.3	3.2
Pública	"	883.4	910.4	0.0	151.5		
Privada	"	0.0	0.0	1 222.4	1 110.2		-9.2
Producción	(GWh)	2 708.7	3 599.1	4 797.2	5 143.7	5.9	7.2
Pública	"	2 624.8	3 462.7	0.0	468.9		
Privada	"	83.9	136.4	4 797.2	4 674.8		-2.6
Hidro	"	2 206.0	2 410.4	3 380.3	2 501.2	4.4	-26.0
Térmica	"	418.8	1 052.4	1 416.9	2 642.5	13.0	86.5
Importaciones netas	"	-89.9	-6.5	-117.7	75.1		
Demanda máxima	(MW)	464.4	619.2	777.0	839.3	5.3	8.0
Consumo local	"	2 798.6	3 605.6	4 723.0	4 879.9	5.4	3.3
Autoproducción	(GWh)			191.9	188.7		

Notas: Las importaciones netas corresponden a la diferencia de exportaciones menos importaciones. No se incluyen sistemas aislados.

4. Los mercados mayoristas nacionales y el mercado eléctrico regional

En los cuatro países se ha observado en los últimos años una mayor participación de las transacciones internacionales, que en su mayoría obedecen a decisiones de compraventa entre pares de agentes ubicados en países diferentes y sólo una pequeña fracción corresponde a apoyos de los sistemas durante condiciones de emergencia. Esta situación pone de manifiesto la diferencia en la naturaleza de las transacciones internacionales, principalmente como resultado de un mayor grado de comunicación entre los agentes que participan en los MM de la región. A continuación se presenta una breve descripción de la situación y características del mercado regional.

a) Los sistemas interconectados y la evolución reciente de las transacciones internacionales de electricidad

Los países se encuentran interconectados con sus vecinos por medio de enlaces simples en 230 kV, conformando —hasta la fecha de cierre del estudio— dos subsistemas geográficos: el bloque norte (Guatemala-El Salvador) y el bloque sur (Honduras-Nicaragua-Costa Rica-Panamá). Las obras físicas para la interconexión El Salvador-Honduras se concluyeron en marzo de 2002, aunque están pendientes aspectos relacionados con los sistemas de medición y comunicación que han pospuesto el inicio de operaciones del enlace referido.⁵²

Con el propósito de comparar los sistemas interconectados centroamericanos, se exponen en el cuadro 5 los principales indicadores de cada bloque. De acuerdo con las cifras registradas durante 2001, los seis sistemas agregados presentan una demanda máxima y una producción

⁵² La fecha de inicio de operaciones había sido programada originalmente para el mes de abril, y posteriormente pospuesta varias veces. En agosto inició finalmente sus operaciones.

eléctrica de 4955 MW y 28 033 GW, correspondiendo el 61% de la energía al bloque sur y el 39% al bloque norte.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: PRINCIPALES INDICADORES
DE LOS BLOQUES INTERCONECTADOS

	2001			1997-2001	
	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Producción neta (GWh)	Importaciones netas (GWh)	Intercambio promedio anual a/ (GWh)
Total Istmo	7 399.2	4 954.9	28 032.9		1 058
Bloque Norte	2 864.0	1 808.6	9 748.3		449
Guatemala	1 672.1	1 074.6	5 772.2	316.0	449
El Salvador	1 191.9	734.0	3 976.1	-309.0	
Bloque Sur	4 535.2	3 146.3	18 284.6		609
Honduras	921.5	758.5	3 959.1	-308.0	198
Nicaragua	633.2	411.6	2 286.1	-17.3	270
Costa Rica	1 718.9	1 136.9	6 895.7	239.7	142
Panamá	1 261.7	839.3	5 143.7	75.1	

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

a/ Se ha estimado un valor promedio del flujo total anual, que representa la utilización media anual de enlace.

Generalmente, los intercambios a través de los enlaces han sido de pequeña magnitud, comparados con la capacidad de los interconectores. Las mayores transferencias históricas se habían dado luego de la entrada de grandes proyectos hidroeléctricos (muy importantes en los países del bloque sur durante la década de 1980). También han sido muy valiosos los apoyos prestados entre los sistemas durante períodos de emergencia.

A partir de 1999 se observa una nueva dinámica en las transacciones internacionales, inducida a través del intercambio de información entre los OSM y por el interés de los agentes privados por encontrar suministros más baratos. Así, se presentan los primeros casos, en los cuales los excedentes de energía firme ofertados por los agentes de un país sobrepasan los límites de transferencia de los enlaces. Con el propósito de no poner en peligro la seguridad de los sistemas, se llevaron a cabo estudios de seguridad operativa para determinar los límites máximos de transferencia en los interconectores.⁵³

⁵³ En el bloque norte, el límite técnico de 130 MW fue copado por los agentes de Guatemala durante el año 2000. Los OSM (en el bloque norte) y los reguladores (en el bloque sur) llevaron a cabo estudios y redujeron los límites de transferencia a 75 MW (entre Guatemala y El Salvador) y a 30 MW (entre Costa Rica y Panamá).

En las condiciones actuales es posible identificar en el bloque norte una tendencia clara de exportaciones de Guatemala hacia El Salvador. Esta situación obedece a varios motivos, entre ellos el sustancial mayor desarrollo del MC (en tamaño y número), y la consiguiente mayor capacidad firme y reserva disponible en el primer país. Por otra parte, el mercado *spot* de Guatemala está conformado por ofertas (declaraciones de costo variable) generalmente menores que las ofertas de precios en El Salvador.

En Nicaragua y Panamá no es posible identificar una tendencia específica en las transacciones internacionales; más bien, los flujos han sido determinados por las condiciones de los países vecinos. Recientemente destacan los excedentes de Costa Rica debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos medianos, así como las necesidades de Honduras, influidas por las condiciones hídricas y las políticas de manejo de sus embalses.

El cierre del enlace El Salvador–Honduras hará posible un mayor número de transacciones e intercambios, los cuales tendrán incidencia particular en el comportamiento de los precios de los MM de los cuatro países analizados en este estudio. Durante el primer semestre de 2002, los países aprobaron un reglamento transitorio para las operaciones del mercado eléctrico regional (MER) de los seis países y además contrataron —resultado de una licitación— a la UT de El Salvador para prestar los servicios de OSM al naciente MER durante su etapa inicial.

b) Los mercados mayoristas y el mercado eléctrico regional

El Consejo de Electrificación de América Central (CEAC) conduce la integración de la industria eléctrica regional, basándose en los principios establecidos en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (TMMEAC).

La creación y consolidación del MER se llevará a cabo a partir del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), proyecto que contempla como principales actividades: i) el establecimiento de reglas comunes para el MER; ii) la creación y puesta en funcionamiento de dos instituciones regionales (la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica —CRIE—, como entidad regulatoria, y el Ente Operador Regional —EOR— como operador del sistema eléctrico y administrador del mercado en lo que compete a transacciones regionales), y iii) la construcción de una línea de 1 802 km y 230 kV (la línea SIEPAC), de Guatemala a Panamá.

La CRIE se encargará de la operación, supervisión y administración del MER; sus contrapartes nacionales son los respectivos OSM de los seis países de la región.

II. ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS MAYORISTAS

En este capítulo se analiza la estructura actual de los Mercados Mayoristas en los cuatro países referidos, basándose en diferentes índices de concentración. También se aborda la posición de los agentes consumidores (distribuidoras, grandes usuarios y comercializadoras), que al participar en número reducido pueden tener un papel determinante en el comportamiento de los precios de los MM. Finalmente, se presentan algunas consideraciones relacionadas con la propiedad cruzada entre los segmentos de producción y distribución. Asimismo, se examinan las tecnologías de las centrales de producción y su antigüedad promedio, a fin de conocer la estructura probable de costos de la firmas productoras en el mercado. Lo anterior proporciona elementos para definir el posible nivel de competencia en dichos mercados.

1. Grado de concentración en los mercados mayoristas de electricidad

En la medición del grado de concentración en los mercados de electricidad se han utilizado dos indicadores: los R_n , que representan el porcentaje de participación de las primeras “n” firmas, y el HHI, que considera una ponderación cuadrática de la acción de todas las firmas presentes en el mercado.⁵⁴ El primer indicador evalúa solamente la participación de los cuatro mayores agentes, que generalmente representan casi la totalidad del mercado de los países estudiados.

Los índices mencionados proporcionan una primera aproximación de las condiciones básicas del desempeño y de los niveles de competencia de la industria.⁵⁵ Debe recordarse que en los sistemas eléctricos de potencia, tanto la oferta como la demanda presentan características muy particulares, que se traducen en cambios fuertes de la participación de los agentes en diversos períodos (horarios, diarios, semanales y estacionales). Por tal razón, valores típicos de R_n y HHI, que en industrias tradicionales reflejarían condiciones de competencia, no necesariamente son representativos en la industria eléctrica.⁵⁶

A fin de contar con otros criterios para medir los efectos de la estructura en el nivel de competencia de los MM, se analiza el índice residual de suministro (IRS), el cual corresponde

⁵⁴ El *Índice de Herfindahl-Hirschman* se calcula de la siguiente forma: $HHI = (100 \cdot S_1)^2 + (100 \cdot S_2)^2 + \dots + (100 \cdot S_n)^2$, donde S_i representa la participación (en porcentajes) de la i -ésima firma. El mayor valor se obtiene en el caso de un monopolio, que por tener una participación del 100% le correspondería un HHI de 10 000.

⁵⁵ Para analizar el poder de mercado, el índice HHI tiene sus propias limitaciones, pues sólo considera el número de actores presentes en el mercado y su participación. Otros factores que influyen son: la elasticidad de la demanda, el estilo de competencia, los contratos de futuro y la extensión geográfica del mercado. Véase Steven Stoft (2002) en caps. 4 y 5.

⁵⁶ Véanse algunos ejemplos ilustrativos para el caso de California en CAISO (1999).

—en porcentaje— a la porción residual del suministro no atendida por dicha firma.⁵⁷ Este índice permite hacer algunas comparaciones acerca de las posibilidades de ejercicio de poder de mercado⁵⁸ por parte de los agentes en cada MM, debiendo siempre tener en cuenta las características de los mercados y las condiciones para la formación de precios en sus distintas instancias.⁵⁹ En el caso de la potencia, todos los índices mencionados fueron calculados sobre la base de la capacidad instalada (que correspondería a una situación promedio deseada, con la participación de todas las centrales en las ofertas de capacidad y con indisponibilidades razonables).

a) El Salvador

El MM salvadoreño inició sus operaciones con dos productores: la empresa estatal CEL (con todas sus plantas de generación) y el productor privado Nejapa. En estricto sentido, la interacción con el mercado correspondía únicamente a la CEL, ya que la segunda empresa tenía el compromiso de entregarle toda su producción.⁶⁰ Durante el segundo semestre de 1999 ingresó el primer agente privado, Duke, que adquirió las plantas termoeléctricas de la CEL. Por otra parte, Gesal —empresa geotérmica estatal— se ha constituido en el segundo agente con mayor participación en el MM, aunque como agente independiente quedaría consolidado durante 2002, cuando termine el proceso de separación entre esa empresa y la CEL.⁶¹ Las importaciones desde Guatemala constituyen la cuarta fuerza del mercado, aunque se trata de transacciones con

⁵⁷ Para un MM, en una hora específica, la capacidad disponible por cada agente puede estar representada por el conjunto de ofertas $\{q_1, q_2, \dots, q_n\}$. Si D representa la demanda total del mercado en la hora referida, el conjunto de ofertas tendrá una cobertura de la demanda (porcentual) de $CD = (\sum q_i) * 100/D$, y la máxima participación porcentual del i -ésimo agente será $S_i = q_i * 100/D$. El Índice Residual de Suministro queda determinado por $IRS_i = CD - S_i$ y representa la demanda residual potencial que puede ser cubierta por el resto de agentes. Valores de IRS_i menores de 100% corresponden a un alto poder de mercado, es decir, en el período de estudio, el agente en cuestión puede ofertar precios muy superiores al costo marginal, con altas probabilidades de ser despachado. IRS_i entre 100%-150% representaría un significativo poder de mercado, en tanto que $IRS_i > 150\%$ corresponde a un bajo poder de marginar precios en el despacho (véase CAISO, 1999).

⁵⁸ El poder de mercado es la capacidad que tiene una firma para aumentar, en un período sostenido, los precios por encima de los niveles considerados como competitivos (generalmente asociados a los costos marginales de corto plazo o a los costos variables de producción).

⁵⁹ Una medición más precisa del IRS podría hacerse por mes, semana o día, pero requeriría contar con información precisa de predespachos y postdespachos, a la cual no se tuvo acceso. Además de lo anterior, debe tenerse en cuenta que las capacidades de ejercer poder de mercado difieren sustancialmente, dependiendo de la naturaleza de los mercados (ofertas irrestrictas de precios —en El Salvador— versus declaración auditable de costos variables de operación en los países vecinos).

⁶⁰ Compromiso que inicialmente tenía vigencia para el período 1995-2015, pero que fue rescindido a partir del laudo arbitral internacional en el primer semestre de 2002.

⁶¹ Durante 2002 quedarán completamente desligadas las sociedades Empresa Transmisora de El Salvador (Etesal) y la Geotérmica Salvadoreña (Gesal) de CEL, lo cual dará mayor transparencia y confiabilidad al sector eléctrico (véase Reordenan mercado eléctrico, *El Diario de Hoy*, 17 de enero de 2002).

limitada posibilidad de crecimiento.⁶² De esa forma, las fuentes de suministro referidas en el año 2001 constituyeron el 91% del MM salvadoreño (véase el cuadro 6). La entrada de productores de capacidad mediana y pequeña así como de autoprodutores, ha sido lenta pero sostenida, y representa una porción apreciable del mercado (9%) durante 2001.

En el caso de El Salvador, la producción geotérmica tiene un papel relevante. Por tratarse de centrales con mínima capacidad de regulación, su producción es colocada en la base, y supuestamente en su totalidad en el MC. Este recurso, conjuntamente con las hidroeléctricas, llega a tener un dominio apreciable. La estrategia de explotación de ambos recursos puede incidir de forma apreciable en el comportamiento de los precios en el MRS.⁶³

Los índices de concentración en el mercado eléctrico de este país han sido bastante elevados. En 2001, la mayor empresa, que correspondió al grupo estatal (CEL y GESAL), participó con el 47% (R_1) y las cuatro más importantes con el 91% (R_4). El HHI para ese mismo año fue de 2 999, el más alto de la subregión, aunque se espera que a partir de 2002 dicho índice bajará a 1 896, con la entrada de la central Nejapa como nuevo actor.

El índice residual de suministro (IRS_1) calculado para el grupo estatal, la empresa con mayor capacidad instalada, fue de 99% en 2001, lo cual indica una alta capacidad de fijar los precios marginales del mercado. Se estima que en 2002 la participación de dicho grupo será de alrededor del 25% y su IRS_1 de 119%, con lo cual se reducirá sustancialmente su poder de incidir en los precios. Teóricamente, a partir de 2002 durante algunos períodos la demanda podría ser cubierta en 119% por el conjunto de agentes ajenos a CEL.

⁶² Durante 2001 el enlace El Salvador–Guatemala reportó una ocupación del 62% (55% por las importaciones provenientes de Guatemala y 7% por las exportaciones de los agentes salvadoreños). En ese año, dos agentes del MM guatemalteco suplieron el 85% de las importaciones salvadoreñas (Poliwatt con 52% y Genor con el 33%). Durante el primer semestre de 2002 las importaciones totalizaban 170 GWh y las exportaciones 39 GWh (48% y 83%, respectivamente, de lo registrado durante 2001), situación que presenta algunos cambios, principalmente desde la perspectiva de una mayor incursión de los agentes salvadoreños en el país vecino. Dicho panorama podría sufrir cambios a partir de agosto de 2002, luego de la entrada en operación del enlace El Salvador–Honduras. Sin embargo, por las restricciones de capacidad ya señaladas, las transacciones a través del enlace binacional El Salvador-Guatemala podrían volver a repuntar en 2006, luego de la entrada de las obras del SIEPAC.

⁶³ Durante 1999 se pudo observar que la participación mensual de las inyecciones de CEL y Gesal en el mercado variaron entre 41.3% (junio) y 75.9% (octubre); en 2000, entre 43.4% (abril) y 70.7% (enero), y en 2001, entre el 50% (en enero) y el 64% (en octubre). La producción hidroeléctrica de esos años de la CEL fue de 1 759, 1 170 y 1 158 GWh. Esas cifras muestran la alta variabilidad provocada por los aportes hídricos, con incidencia en los precios del MO (capítulo III).

Cuadro 6

EL SALVADOR: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS DE ELECTRICIDAD

Empresa	2001			Potencia instalada (MW)				Producción neta (GWh)			
	Total centrales	Tecnología	Propietario	1998	1999	2000	2001	1998	1999	2000	2001
Demanda nacional				694	718	758	734	3 775	3 937	4 086	4 133
Total oferta	22			1 073	1 129	1 244	1 267	3 798	4 144	4 198	4 329
Mercado mayorista	11			1 073	1 118	1 232	1 193	3 798	4 096	4 185	4 115
CEL	4	H	Estatad	388	388	395	396	1 561	1 762	1 170	1 158
Gesal	2	G	Estatad	105	150	161	161	418	558	739	907
CEL Térmica				306				825	354		
Nejapa Power	1	T	El Paso	145	145	145	145	933	808	891	892
Duke	3	T	Duke		306	402	384		157	524	627
Importaciones				130	130	130	75	61	458	808	353
CESSA	1	H	CESSA				33				173
CLESA		H/T	AES				0			52	6
Mercado minorista	11	H/T			11	12	74		48	13	214
Exportaciones								23	208	112	44
Índices de concentración	(%)	a/									
R1	(%)			78	47	43	43	87	71	49	47
R2	(%)			90	74	76	73	98	84	68	68
R3	(%)			100	88	89	86	100	95	86	83
R4	(%)			100	99	99	92	100	99	98	91
HHI b/ c/				3 516	3 266	3 201	2 973	4 907	4 237	3 250	2 999
IRS ¹	(%)			34	83	93	99				

Fuente: Cifras oficiales y estimaciones propias.

a/ Los índices Ri para potencia y energía no necesariamente corresponden al mismo agente.

b/ En el cálculo del HHI, se supuso la participación de las interconexiones como un solo agente.

c/ Neiana se incluye en la CEL. En 2002, al quedar Neiana como productor independiente, los HHI se estiman en el orden de 2 254 v 1 896. La oferta total está conformada por las inyecciones de los productores (mayoristas v minoristas) v las importaciones.

Entre los actores en el segmento de la distribución, el primer lugar lo ocupan las empresas del grupo estadounidense AES,⁶⁴ que participaron con 2 714 GWh (70.5% del MM nacional),⁶⁵ de los cuales 81% fue adquirido en el MC y el restante 19% en el MRS. El segundo actor significativo en el mercado es la distribuidora Del Sur (del grupo conformado por *Pennsylvania Power and Light* y EMEL de Chile), que reportó un consumo de 888 GWh (23.1% del MM), de los cuales 92% fue adquirido en el MC y el restante 8% en el MRS. Los grandes usuarios y comercializadores reportaron un consumo de 247.5 MW (6.4% del MM), en su mayoría obtenido en el MC. El restante 4.4% corresponde a pequeños productores y cogeneradores que vendieron sus excedentes a las distribuidoras. De esa forma, las dos firmas referidas han llegado a dominar el 89.5% del consumo, situación que implica una enorme concentración de poder de negociación en el mercado de contratos y, adicionalmente, una potencial amenaza para incidir en los precios en el MRS. Conviene recordar que en este país los precios de energía de las tarifas reguladas están indexados a las variaciones mensuales del precio del MRS.

⁶⁴ Se trata de las distribuidoras CAESS, EEO, CLESEA, Deusem y De Matheu.

⁶⁵ La demanda del MM corresponde a la medición de las entregas físicas en las subestaciones de alta tensión (producción e importaciones netas, menos pérdidas de transmisión) más las inyecciones netas en las redes de media o baja tensión (provenientes de autoprodutores y cogeneradores que vendieron sus excedentes al mercado minorista). Durante 2001, la demanda del MM fue de 3 848.7 GWh.

A partir de 1999, las distribuidoras han desempeñado un papel activo en las importaciones desde Guatemala. CAESS ha sido el mayor comprador, seguido por Del Sur, con una alta estabilidad en sus compras foráneas.⁶⁶ Durante 2001 ambas distribuidoras fueron responsables del 65% de las importaciones, correspondiendo el 29% a dos comercializadoras, y el restante 6% a un gran usuario y a otra distribuidora del grupo AES.

Con respecto a la reintegración vertical entre la producción y distribución, no aparece vínculo societario en este sentido; sin embargo, a futuro el mayor operador de la distribución del país ha anunciado su interés por construir una central de producción con miras a posicionarse en el mercado eléctrico regional (MER).⁶⁷ En el caso de las comercialización, es posible identificar varios agentes productores que han creado filiales dedicadas a la compraventa de energía, tanto en los mercados nacionales como en el MER.

En cuanto a la reintegración horizontal, el caso más notable corresponde a las distribuidoras, con la expansión del grupo AES, que inició operaciones en el país en 1998, y tuvo una participación de alrededor del 16% de las compras del MM. En los siguientes años, el grupo referido tomó el control de cuatro distribuidoras más, con lo cual en 2001 alcanzó una participación de 66% del mercado nacional.

En el corto plazo se esperarían tres cambios importantes en el mercado salvadoreño.

i) La incorporación de Nejapa como agente independiente en el MM, debido a la rescisión del contrato con la CEL, lo cual tendrá efectos significativos, tanto en los precios como en las estrategias de participación en los MC y MO. El HHI del país pasaría a ser el más bajo de la región (véase de nuevo el cuadro 6).

ii) La entrada en operación del enlace binacional El Salvador-Honduras (a fines de agosto de 2002) que, aun con las limitaciones de capacidad de transporte que caracterizan a los sistemas longitudinales, tendrá incidencia principalmente en los mercados de los países centrales.

iii) El tercer punto se refiere a la expansión de las centrales del grupo Duke en Guatemala, a partir de la reciente adquisición de las centrales de GGG de Guatemala (subsidiaria de *Constellation Power*) y del inicio de un importante proyecto de producción, con lo que

⁶⁶ CLESA fue el mayor importador durante 1999 (218.5 GWh, equivalentes al 35% de sus compras mayoristas) y continuó desempeñando un papel relevante en 2000. En 2001, probablemente como resultado de la política corporativa luego de las importantes adquisiciones que realizó su propietario, el grupo AES disminuyó sustancialmente sus importaciones. CAESS (también del grupo AES) reportó importaciones récord durante 2000 (519.5 GWh, equivalentes al 29% de sus compras mayoristas) y redujo su participación en 2001, lo que estuvo asociado con la revisión de los límites técnicos del enlace binacional por parte de la UT y el AMM. Del Sur ha mostrado flujos muy estables (68.2 en 1999; 65.3 en 2000 y 79 GWh en 2001, lo que representó el 9% de sus compras mayoristas).

⁶⁷ AES ha planteado el denominado proyecto El Faro, consistente en ciclos combinados sobre la base de gas natural licuado (GNL) de alrededor de 700 MW, en Puerto Cortés, Honduras, dirigido fundamentalmente a los mercados de El Salvador y Honduras. Se estima que, además, podría exportar excedentes hacia Nicaragua y Guatemala.

potencialmente dicho grupo se perfila como el segundo agente en los MM de los dos países en mención.⁶⁸

El primer y tercer temas mencionados se relacionan con las estrategias de integración horizontal, que se han acomodado bajo la perspectiva del MER. Los dos casos reportados involucran a firmas estadounidenses.⁶⁹

b) Guatemala

Como característica distintiva en este país se destaca desde un inicio un número significativo de agentes productores y consumidores, así como el surgimiento de las primeras centrales dedicadas a ofertar la totalidad de su producción a los mercados del bloque norte (concepto de planta mercante —*merchant plant*—).⁷⁰ Pese al elevado número de participantes, sobresale la alta participación de la generadora estatal EGEE (del INDE).

Durante 2001 la EGEE tuvo una participación del 39% de la energía producida e inyectada en el MM (tanto de su propia producción como de la de sus contratos PPA existentes). Los siguientes lugares correspondieron a las empresas asociadas al grupo Enron (19%), a la CEC (15%) y la GGG (7%) (véase el cuadro 7). Estas cuatro empresas sirvieron al 80% del MM. El restante 19% de la energía fue cubierto por 16 participantes locales y por importaciones desde El Salvador (0.9%).

Los índices de concentración son los segundos más bajos de los cuatro países analizados. La firma de mayor capacidad participó con el 39% en energía (R_1), mientras que las cuatro principales empresas alcanzaron el 80% (R_4). Por su parte, el índice HHI para la energía tuvo un valor de 2212. Ahora bien, con respecto al índice residual de suministro IRS_1 , a partir del año 2000, su valor ha rebasado el 100%, lo que indica menores posibilidades del EGEE para incidir en los precios del MO.

En el segmento de la distribución, el actor más importante ha sido la firma española Iberdrola con 63% (47% en EEGSA y 16% en la comercializadora Comegsa); le sigue Unión Fenosa con 22.2% (12.6% en Deocsa y 9.6 en Deorsa), cinco comercializadoras (además de

⁶⁸ Las centrales del grupo Duke totalizarían una capacidad de 760 MW (384 MW en El Salvador y 376 MW en Guatemala). En diciembre de 2002 está prevista la entrada de la planta Arizona (165 MW), ubicada en Puerto Quetzal. Esta central operará sobre la base de Orimulsión.

⁶⁹ La corporación El Paso adquirió —a partir de una megafusión internacional— los activos de la también estadounidense Coastal, con lo cual obtuvo presencia en cuatro países centroamericanos. En El Salvador, la central Nejapa; en Nicaragua, la central Tipitapa; en Guatemala, la central carboeléctrica San José, en sociedad con la estadounidense *Tampa Electric Company* (Teco) y la empresa local CEC, y en Panamá, una participación minoritaria en la hidroeléctrica Fortuna. Adicionalmente, El Paso adquirió en Nicaragua las dos termoeléctricas privatizadas a inicios de 2002 (Geosa y Gecsa).

⁷⁰ Inversiones generalmente justificadas por financiamientos estructurados (*project finance*), que inician su construcción sin contratos asegurados de largo plazo (absorbiendo los riesgos del mercado). Se trata de las centrales termoeléctricas Genor (40 MW en 1998) y La Esperanza (126 MW en 2000), cuya producción ha sido enfocada para exportación. Adicionalmente, se han reportado algunas centrales hidroeléctricas y un cogenerador.

Comegsa) con 6.4%, un grupo de 13 pequeñas distribuidoras municipales (4.8%), y 26 grandes consumidores (3.2%). En cuanto a las comercializadoras, éstas han participado activamente como oferentes y demandantes; sin embargo, con excepción de una de ellas (Comegsa), su actividad ha sido mayor en El Salvador que en el mercado interno.

En relación con la integración vertical, puede apreciarse la presencia de un grupo estadounidense propietario de dos centrales termoeléctricas (Teco, dueña de la turbogás Alborada y la carboeléctrica San José), como accionista minoritario de la distribuidora EEGSA. Respecto de la integración horizontal en la producción, las principales acciones corresponden a las ya comentadas en el mercado eléctrico salvadoreño.

En cuanto a las comercializadoras, como se ha expuesto, generalmente están asociadas a empresas productoras, o bien a las distribuidoras. Poliwatt y Comegsa son los agentes más representativos de los ejemplos referidos. En cuanto a la segunda, debe destacarse su activa participación en la comercialización de la producción de pequeñas centrales, generalmente hidroeléctricas.⁷¹

Como resultado de los cambios recientes referidos en el capítulo I⁷² se espera un fortalecimiento del MM. En el corto plazo (2-3 años) es posible considerar, como eventos principales, los que a continuación se explican.

i) Una dinámica más competitiva en el enlace binacional con El Salvador, derivada de los eventos ya comentados, que posibilitaron importantes excedentes de energía.

ii) El MC mantendrá una posición preponderante, que podría verse afectada en caso de que las autoridades del país decidieran realizar cambios en la tarifa social. También incidirá la finalización, en el 2003, de los contratos de suministro del INDE con dos distribuidoras (Deocsa y Deorsa). Ambos eventos modificarán la estrategia de participación del mayor agente productor (EGEE).

⁷¹ Comegsa ha comercializado la producción de la hidroeléctrica Poza Verde (8 MW). Adicionalmente, ha hecho arreglos para comercializar la energía de dos hidroeléctricas en construcción (Las Vacas, con 40 MW, y Canadá, de 30 MW). En estos casos la empresa referida también ha prestado sus servicios para la gestión de los mecanismos de producción limpia (créditos por captura de CO₂).

⁷² La renegociación y modernización de contratos de compra de energía, la aprobación de las reglas comerciales y de operación y la segmentación del mercado derivada de la “tarifa social” (véase el capítulo I).

Cuadro 7

GUATEMALA: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS DE ELECTRICIDAD

Empresa	2001			Potencia instalada (MW)				Producción neta (GWh)			
	Total centrales	Tecnología	Propietario	1998	1999	2000	2001	1998	1999	2000	2001
Demanda nacional				877	962	1 017	1 075	4 332	4 703	5 230	5 456
Total oferta	33			1 437	1 586	1 798	1 747	4 463	5 167	6 171	5 825
EGEE	8	H/T	Estatal	636	638	638	623	2 095	2 474	2 495	2 060
CEC (San José)	1	T	CEC		142	142	142		35	558	848
Poliwatt limitada	1	T	Enron			126	126			249	624
PQPC	1	T	Enron	110	110	110	110	723	595	543	464
GGG	3	T	Duke	193	193	211	211	193	452	520	448
Orzunil	1	G	Ormat		24	24	28		43	171	164
Genor	1	T	Edison	42	42	42	42	36	226	232	159
Ingenio Concepción S.A.	1	T		28	28	28	27	109	132	158	137
Ingenio Pantaleón S.A.	1	T		23	23	39	43	98	153	132	125
Secacao	1	H		16	16	16	16	33	83	96	102
Ingenio Santa Ana S.A.	1	T		20	20	34	35	179	99	112	98
Ingenio La Unión S.A.	1	T		30	30	30	34	196	114	117	91
IMSA/Sidegua	1	T		44	44	44	44	175	132	130	91
Ingenio Madre Tierra	1	T		19	19	19	20	88	91	81	67
Pasabien	1	H				12	12			49	56
Ingenio Magdalena S.A.	1	T		15	15	15	25	66	54	69	52
Lagotex	1	T		15	15	15	15	6	26	25	52
Fabrigas S.A.	1	H		10	10	10	10	31	62	56	47
Importaciones				130	130	130	75	23	207	123	53
Poza Verde	1	H				8	8			22	31
ICA (Calderas)	1	G		5	5	5	5	4	32	31	30
Tampa	1	T		80	80	80	80	330	157	100	20
CEC (Ingenio Tzulá)	1	T	CEC				17				6
San Jerónimo	1	H					-				1
Río Lindo	1	H		4	4	4		9	1	0	
Cementos Progreso	1	T		18		18		70		100	
Exportaciones								61	464	841	369
Índices de concentración (%) a/											
R1	(%)			47	42	38	38	49	51	44	39
R2	(%)			60	55	51	52	65	63	57	58
R3	(%)			69	63	63	64	72	72	66	73
R4	(%)			77	72	71	73	77	76	75	80
HHI b/ c/				2 566	2 195	1 922	1 937	2 774	2 924	2 328	2 212
IRS ¹ d/	(%)			91	99	114	105				

Fuente: Cifras oficiales y estimaciones propias.

a/ Los índices Ri para potencia y energía no necesariamente corresponden al mismo agente.

b/ En el cálculo del HHI, se supuso la participación de las interconexiones como un solo agente.

c/ Hasta el año 2001, se consideran agregados los agentes con contrato PPA con EEGSA.

d/ Índice calculado para EGEE, sin incluir sus contratos con terceros.

iii) A partir de 2004, la entrada en operación del enlace Guatemala-México⁷³ tendrá una relevancia significativa, tanto en el mercado local como en el MER. El efecto potencial es apreciable en todos los países, especialmente en aquellos ubicados geográficamente en el norte de la subregión.

⁷³ La interconexión eléctrica Guatemala-México es uno de los proyectos prioritarios del Plan Puebla-Panamá (PPP).

c) Nicaragua

En este país el MM inició operaciones durante el último trimestre de 2000, con un total de nueve agentes, tres de ellos correspondientes a las empresas productoras estatales desmembradas de la antigua ENEL.⁷⁴ Durante 2001, la mayor participación correspondió al grupo de empresas estatales (Geosa, Gecea e Hidrogesa), consideradas como un solo actor, con el 40% del mercado (véase el cuadro 8). La Empresa Energética de Corinto (del grupo Enron) fue, a título individual, la empresa con mayor producción (21%), seguida de Tipitapa (18%) y Censa (11%). Cabe resaltar el reciente ingreso (1999) de la primera de estas empresas privadas, y el hecho de que destina una parte de su capacidad (20 de 73 MW instalados) al mercado mayorista, bajo el concepto de planta mercante.

Los índices de concentración de las empresas estatales (consideradas como un solo grupo) fue de 40%, mientras que el R_4 alcanzó el 90%, y se situó en una posición intermedia con respecto a los cuatro países analizados. El índice HHI tuvo un valor de 2 567. Con respecto al índice IRS, en 2001 fue de 144%, lo que refleja una baja capacidad del productor mayor en fijar precios del mercado *spot*.

En el segmento de la distribución existe un solo actor (Unión Fenosa), con dos empresas distribuidoras. Obsérvese que, con excepción del referido caso de la empresa Corinto, el resto de las centrales ha vendido casi toda su producción a las distribuidoras. Ha existido presión para la liberación del mercado de los grandes consumidores, pero hasta 2001 todavía no se habían reportado transacciones de dichos agentes.

A partir de 2002 se registran interesantes cambios que incidirán en las transacciones realizadas en el MM en el corto plazo, los que se resumen a continuación.

i) Con la privatización de las empresas termoeléctricas (Geosa y Gecea), adquiridas por una empresa subsidiaria de El Paso, dicho grupo pasará a desempeñar un papel dominante (alrededor del 50%). Esta firma, conjuntamente con la Empresa Energética de Corinto (Enron), cubrirá alrededor del 90% (R_2), situación que revelaría un retorno significativo a la concentración de la oferta.

ii) La entrada del enlace binacional El Salvador–Honduras permitirá a las distribuidoras nicaragüenses —ambas de un solo propietario— la obtención de suministros desde los países del norte. En ese sentido, el grupo El Paso enfrentaría una mayor competencia para la venta de su producción en el mercado nacional.

⁷⁴ La Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL) fue desmembrada en dos distribuidoras (Disnorte y Dissur), una transmisora (Entresa) y cuatro generadoras (Gemosa, Hidrogesa, Geosa y Gecea). Hasta diciembre de 2001, solamente Gemosa era operada por un concesionario privado (Ormat). A principios de 2002, El Paso ganó la licitación para la adquisición de las dos empresas termoeléctricas. El proceso para la privatización de la empresa hidroeléctrica, no había sido concluido al término de este documento.

Cuadro 8

NICARAGUA: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS DE ELECTRICIDAD

Empresa	2001			Potencia instalada (MW)				Producción neta (GWh)			
	Total centrales	Tecnología	Propietario	1998	1999	2000	2001	1998	1999	2000	2001
Demanda nacional				380	387	397	412	1 963	2 114	2 210	2 303
Total oferta	14			549	677	708	708	2 005	2 137	2 211	2 303
Corinto	1	T	Enron		74	74	74		120	478	487
Geosa	2	T	Estatal	115	115	115	115	711	609	472	455
Tipitapa	1	T	El Paso		55	55	55		280	383	410
Gecea	2	T	Estatal	124	124	124	124	615	364	266	284
Censa	1	T	Anfels	32	32	63	63	210	163	138	238
Hidrogena	4	H	Estatal	103	103	103	103	289	393	204	190
Gemosa	1	G	Ormat	70	70	70	70	107	96	121	189
NSEL	1	T		20	20	20	20	24	24	27	33
Importaciones				75	75	75	75	38	80	116	17
Agroinsa	1	T		10	10	10	10	12	7	6	1
Exportaciones								43	23	1	
				Índices de concentración (%) a/							
R1	(%)			62	51	48	48	81	64	43	40
R2	(%)			76	62	59	59	91	77	64	61
R3	(%)			89	72	69	69	96	85	82	79
R4	(%)			95	83	79	79	98	90	88	90
HHI	b/ c/			4 120	2 888	2 699	2 699	6 624	4 372	2 656	2 567
IRS ₁	d/ (%)			54	87	147	142				

Fuente: Cifras oficiales y estimaciones propias.

a/ Los índices R_i para potencia y energía no necesariamente corresponden al mismo agente.

b/ Se supuso la participación de las interconexiones como tres agentes, uno por cada país vecino del Bloque Sur.

c/ En 2002, Geosa y Gecea fueron adquiridas por una subsidiaria de El Paso. Se estima que los HHI serán del orden de 2 339 y 3 182.

d/ En 2000 y 2001 el IRS₁ se calculó sobre la base de la capacidad del agente mayor (Gecea).

d) Panamá

En el Mercado Mayorista de Panamá participan oficialmente 12 agentes, y la mayor empresa productora es la central hidroeléctrica EGE-Fortuna, del consorcio Hydro Québec y Coastal, con el 29% del mercado nacional (véase el cuadro 9). En orden decreciente, siguen la central térmica de Enron EGE-Las Minas, con el 25%, el grupo AES de Panamá, con el 15%, y la firma PANAM, con el 14%. La oferta se complementa con ocho actores oficiales adicionales, incluidas las importaciones.

Como consecuencia del ingreso de nuevos agentes, el grado de concentración de la oferta ha mostrado reducciones. Durante 2001, los índices R₁ y R₄ en la producción de energía fueron de 29% y 83%, respectivamente. El índice HHI para el mercado de generación panameño fue de 1 998 (véase de nuevo el cuadro 9). Estos resultados reflejan un menor grado de concentración en la oferta del MM panameño, en comparación con los mercados de los otros países vecinos analizados. Por otra parte, el IRS₁ de 118% revela posibilidades significativas para el mayor grupo productor de incidir en los precios, lo que además debe compararse a la luz de las funciones asignadas al CNCD en la determinación del valor del agua. En esas condiciones, también el

segundo agente (Bahía de las Minas) tiene posibilidades para modificar los niveles de precios, con un IRS_2 apreciable (121%).

La información publicada por CNCI corrobora la situación anterior, a partir de la comparación del número de horas en las que las unidades de cada empresa fijaron los precios marginales durante el año 2001. La empresa hidroeléctrica Fortuna y las del grupo AES fijaron 48% y 28% de las horas durante todo el año (76% en total), en tanto que a Bahía de las Minas le correspondió solamente el 13%; no obstante, a nivel mensual, su poder de marginación llegó al 33% en el mes de marzo (véase el gráfico 1). Obsérvese que los ISR del país reflejan las condiciones de “significativo poder de marginación” de las tres principales empresas panameñas, con la salvedad de que, en el caso de las empresas hidroeléctricas, no son ellas las responsables de la asignación del valor del agua.

Cuadro 9

PANAMÁ: EVOLUCIÓN DE LA PARTICIPACIÓN DE LAS EMPRESAS PRODUCTORAS DE ELECTRICIDAD

Empresa	2001			Potencia instalada (MW)				Producción neta (GWh)			
	Total centrales	Tecnología	Propietario	1998	1999	2000	2001	1998	1999	2000	2001
Demanda nacional				726	755	777	839	4 387	4 468	4 723	4 880
Total oferta	23			1 066	1 128	1 252	1 292	4 411	4 565	4 930	5 187
EGE-Fortuna, S.A.	1	T	H.Quebec	300	300	300	300	1 226	1 749	1 826	1 498
EGE-LAS MINAS	1	T	Enron	293	328	273	278	1 127	774	441	1 290
AES Panamá	4	H/T	AES	283	283	283	283	1 112	1 349	1 238	778
PANAM	1				48	96	99		114	646	749
ACP a/	3	H/T	Estatal			152	152	187	129	452	469
Petro-electrica	1	T		60	60	60	60	371	227	149	279
Importaciones				30	30	30	30	57	38	133	43
EDEMET EDECHI	5	H/T	U. Fenosa	35	11	11	20	113	57	15	35
COPESA	1	T		46	46	46	46	93	120	24	11
Petro-terminal	1	T		20	20		7	125	6		10
Empolladora Panamá	2	H/T					4				10
Hidro-Panamá	1	T			1.8	1.8	2		1	6	5
ARKAPAL	1	T			1	1	1		1	1	1
Azucarera nacional	1	T					10				7
Exportaciones								24	97	15	118
				Índices de concentración (%) b/							
R1	(%)			28	29	24	23	28	38	37	29
R2	(%)			56	56	47	45	53	68	62	54
R3	(%)			82	81	68	67	79	85	75	69
R4	(%)			88	86	80	78	87	90	84	83
HHI c/				2 320	2 255	1 806	1 721	2 170	2 677	2 355	1 998
IRS _i	(%)			106	106	123	118				

Fuente: Cifras oficiales y estimaciones propias.

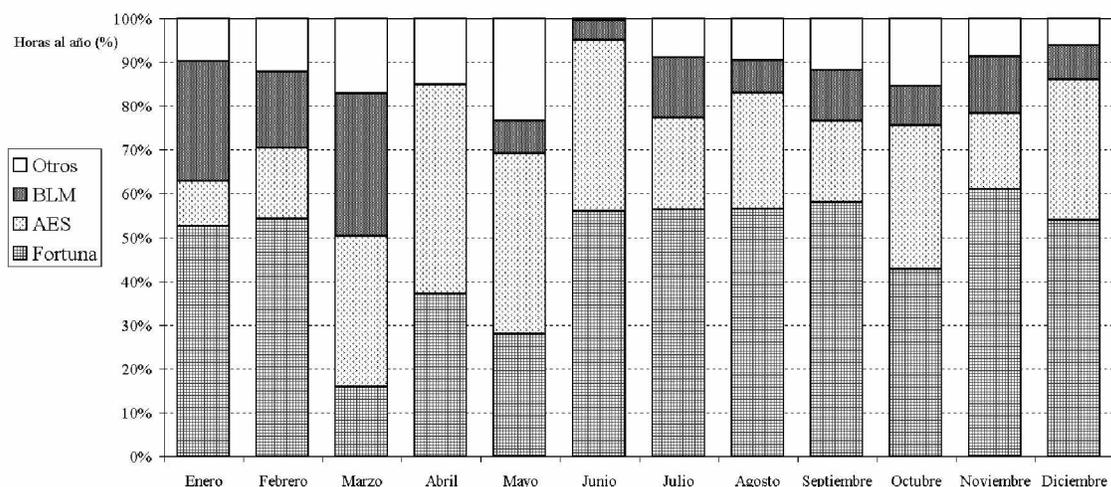
a/ En 1998 y 1999 sólo se reportan las ventas de ACP al sistema; además, en 1998 se incluye el servicio B. A partir de 2000 se incluye el autoconsumo.

b/ Los índices R_i para potencia y energía no necesariamente corresponden al mismo agente.

c/ Se supuso la participación de las interconexiones como tres agentes, uno por cada país vecino del Bloque Sur.

Gráfico 1

PANAMÁ: MARGINACIÓN MENSUAL DURANTE EL AÑO 2001



Fuente: ETESA (2001), *Informe de la operación del sistema del Mercado Mayorista de Electricidad*.

Comentario aparte merece la participación del autoprodutor ACP, que durante 2001 se constituyó en el quinto agente de importancia e incluso llegó a fijar el precio marginal durante algunas horas en los primeros meses de dicho año. Inicialmente surgió la discusión referente a la capacidad y conveniencia de las transacciones firmes de este agente; la decisión fue que solamente pudiera realizar ofertas al MO.

En el segmento de la distribución, el primer lugar lo ocupan las subsidiarias de Unión Fenosa (Edemet y Edechi), que alcanzaron el 56% de participación. El segundo lugar correspondió a la distribuidora Elektra, con el 41%. A continuación se ubican dos grandes consumidores (1%), así como las exportaciones a países vecinos (2%).

Salvo una pequeña participación de generación propia de las distribuidoras, la integración vertical no está permitida. En el caso de la integración horizontal, la ley prevé las participaciones máximas por agente o grupo propietario. Con respecto al MER, sin embargo, es posible formular comentarios semejantes a los hechos para los otros países (casos de Enron, y el grupo AES). Las posibles implicaciones en el caso de Panamá son más débiles, principalmente por la ubicación geográfica y las limitaciones de transmisión existentes.

En el corto plazo se programa la renovación de los contratos por parte de las distribuidoras, luego de la finalización del período de transición. Las licitaciones se han estado llevando a cabo a partir de 2002, de acuerdo con los calendarios establecidos por el ERSP y publicados por ETESA. Por otra parte, durante 2002 se espera la entrada de una termoeléctrica de

50 MW (Proyecto Pacora, del grupo El Paso).⁷⁵ El proyecto hidroeléctrico Estí (130 MW, del grupo AES) ha seguido su marcha y su entrada en operación está prevista para noviembre de 2003. Las dos anteriores centrales constituyen las principales adiciones contempladas en el corto plazo. Con respecto a las transacciones con los países vecinos, éstas continuarán limitadas; no obstante, se esperan algunos efectos derivados de la interconexión de los bloques norte y sur. A partir de 2006 se avizora una mayor dinámica, derivada de los enlaces del SIEPAC y de una tercera vía de conexión con Costa Rica.⁷⁶

2. Otros factores de la estructura de los mercados mayoristas nacionales

Además del grado de concentración en el segmento de la producción, se han analizado también las principales diferencias entre los tipos de mercados, así como la tecnología y la antigüedad de las centrales, factores que ayudan a definir las respectivas estructuras de los mercados mayoristas de electricidad.

a) Los mercados de contratos y de ocasión

Conviene tener presente que la principal diferencia en la dinámica de los mercados de contrato y los mercados de ocasión en los cuatro países estudiados, proviene de la acción de los agentes consumidores, principalmente las distribuidoras. Como se refirió anteriormente, en tres países (Guatemala, Nicaragua y Panamá) las distribuidoras deben contar con contratos de capacidad vigentes —los siguientes dos años— con objeto de cubrir la demanda de sus usuarios regulados. En El Salvador, las distribuidoras deben cumplir en forma implícita con ese requisito, pero con plena discreción en la asunción de riesgos y por lo tanto, en las decisiones sobre las porciones que adquirirán en el MC y en MO. Lo anterior implica una diferencia sustancial que se vería reflejada —durante los primeros años— en una mayor participación relativa del MO en el caso salvadoreño, así como una mayor volatilidad de los precios del MO (que se explica por el pequeño número de agentes y su consiguiente alta capacidad para incidir en los niveles de

⁷⁵ Barcaza con motores de combustión interna y 50 MW de capacidad, que se instalará en el Atlántico (en Bahía de las Minas).

⁷⁶ El denominado Anillo de la Amistad, entre Costa Rica y Panamá, por la región atlántica de ambos países (Sixaola, en Costa Rica y Boca del Toro, en Panamá).

precios).⁷⁷ En el largo plazo, bajo el supuesto de condiciones competitivas (muchos agentes compradores y vendedores, reducción de los umbrales formales y de las barreras físicas de clientes para escoger sus proveedores, y pocas limitaciones en el transporte), ambos sistemas tenderían a converger, situación que también se vería favorecida por las acciones del MER.

b) Tipo de tecnología y antigüedad de las centrales

La estructura de costos de la producción de electricidad está definida —como uno de los factores principales— por la tecnología utilizada. Ello explica el posicionamiento de las centrales de producción en la cobertura diaria del suministro de electricidad. La composición tecnológica del parque de generación en los cuatro países analizados se presenta en los cuadros 10 a 13.

Sobresale la reducción de la participación de las centrales hidroeléctricas, en particular las de regulación anual, que son las más flexibles en su operación, contrario a las de regulación estacional y filo de agua. Durante 2002 dicha participación total fue inferior, en todos los casos, al 50% (49% en Panamá, 39% en Guatemala, 30% en El Salvador y 8% en Nicaragua). Dichas participaciones ilustran la capacidad de las principales empresas hidroeléctricas para fijar el precio marginal en el mercado, especialmente en los meses lluviosos (agosto–noviembre) y en las horas de baja demanda.

Otro factor que influye en la estructura de costos es la antigüedad de las centrales de producción. Una estimación de la antigüedad promedio se expone en el cuadro 14. Con respecto a las centrales de vapor, El Salvador cuenta con el parque más antiguo (34 años promedio ponderado), mientras que Guatemala tiene el parque más joven (sólo 9 años). Por su parte, las centrales diesel y las turbinas de gas presentan una antigüedad bastante similar en los cuatro países, baja en el primer caso (3 a 5 años) e intermedia en el segundo (12 a 17 años).

3. Consideraciones con respecto al futuro mercado regional

Los países centroamericanos se han comprometido a crear el MER, cuyos objetivos son alentar la competencia, pero velando por el trato recíproco y no discriminatorio; incrementar la seguridad de suministro y la tendencia a compartir criterios de calidad y seguridad; hacer viable proyectos

⁷⁷ Existen además otras causas que ayudan a explicar las diferencias de comportamiento de los dos sistemas de mercados, entre ellas, las diferencias implícitas en la forma de hacer el “*pass-through*” de los costos de la energía hacia los usuarios finales. En el primer caso, éstas quedan totalmente supervisadas por el regulador, cuya acción se reduciría en la medida en que un mayor número de usuarios ejercieran su “derecho de elección”. Las compras (o ventas) en el MO, por parte de las distribuidoras —salvo sobre contrataciones heredadas del antiguo régimen— corresponden a ajustes entre los mercados. En el segundo caso, las decisiones de las distribuidoras afectarán sus niveles de ingreso y sus utilidades (que pueden crecer o disminuir), por lo cual existe una razón natural para buscar la optimización de las adquisiciones en el MC y en el MO. Esta situación se mitigará en la medida en que un mayor número de usuarios ejerzan su “derecho de elección”. Complementariamente, las distribuidoras quedarían dedicadas a trabajar en su nicho natural y buscarían beneficios exclusivamente en la prestación eficiente de los servicios de transporte de energía por las redes de media y baja tensiones, primaria y secundaria, y servicios de comercialización, solamente en los casos de los clientes “literalmente cautivos”.

de mayor escala, elevando así la eficiencia en el abastecimiento; favorecer el desarrollo de la Red de Transmisión Regional (RTR), y promover e incrementar los intercambios. Lo anterior debe llevarse a cabo con estricto apego a las leyes y disposiciones nacionales y regionales de protección al medio ambiente. Con miras a cumplir estos objetivos, el proyecto SIEPAC ha continuado su marcha, y se destacan como aspectos importantes para el MER los siguientes: la constitución de los órganos operadores del sistema y del mercado regional (el EOR y la CRIE); la aprobación de las bases para el diseño general del MER;⁷⁸ la aprobación del Reglamento Transitorio del MER;⁷⁹ la contratación de la UT para realizar las labores de supervisión y administración durante el período transitorio del MER, y la energización del enlace El Salvador–Honduras.⁸⁰

⁷⁸ Sobre la base de la propuesta elaborada por el grupo de consultoras Mercados Energéticos-PHB-Hagler Bailly-Synex.

⁷⁹ EOR, *Reglamento Transitorio del MER*, ver. 2.1, abril de 2002.

⁸⁰ El enlace fue energizado el 21 de agosto de 2002.

Cuadro 10

EL SALVADOR: PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA ENERGÍA
GENERADA POR TECNOLOGÍA, 1998-2001

	1998		1999		2000		2001 a/	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Total	943	100.0	999	100.0	1 114	100.0	1 192	100.0
Hidro	388	41.1	399	39.9	406	36.5	407	34.2
Regulación anual	231	24.5	231	23.2	238	21.4	239	20.1
Regulación estacional y filo de agua	157	16.6	168	16.8	168	15.1	168	14.1
Geotérmica	105	11.1	150	15.0	161	14.5	161	13.5
Termoeléctrica	450	47.7	450	45.1	546	49.1	623	52.3
Convencional	63	6.7	63	6.3	63	5.7	99	8.3
Diesel	145	15.3	145	14.5	145	13.0	203	17.1
Turbinas de gas	243	25.7	243	24.3	339	30.4	321	26.9
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Total	3 737	100.0	3 686	100.0	3 390	100.0	3 976	100.0
Hidro	1 561	41.8	1 810	49.1	1 213	35.8	1 206	30.3
Regulación anual	993	26.6	1 165	31.6	690	20.4	737	18.5
Regulación estacional y filo de agua	568	15.2	644	17.5	523	15.4	469	11.8
Geotérmica	418	11.2	558	15.1	739	21.8	907	22.8
Termoeléctrica	1 758	47.0	1 319	35.8	1 438	42.4	1 863	46.9
Convencional b/	454	12.1	336	9.1		0.0	8	0.2
Diesel	933	25.0	808	21.9	914	27.0	1 229	30.9
Turbinas de gas	371	9.9	174	4.7	524	15.5	627	15.8

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras preliminares.

b/ En 2000 y 2001 la generación de la unidad de vapor de Acajutla está incorporada en la parte de turbinas de gas, ya que no se dispone de una desagregación.

Cuadro 11

GUATEMALA: PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA ENERGÍA
GENERADA POR TECNOLOGÍA, 1998-2001

	1998		1999		2000		2001 a/	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Total	1 313	100.0	1 463	100.0	1 668	100.0	1 672	100.0
Hidro	513	39.0	511	34.9	531	31.8	525	31.4
Regulación anual	360	27.4	360	24.6	360	21.6	360	21.5
Regulación estacional y filo de agua	153	11.6	151	10.3	171	10.2	165	9.9
Geotérmica	5	0.4	29	2.0	29	1.7	33	2.0
Termoeléctrica	796	60.6	923	63.1	1 108	66.4	1 114	66.6
Convencional	219	16.7	335	22.9	359	21.5	395	23.6
Diesel	295	22.4	211	14.4	355	21.3	337	20.2
Turbinas de gas	281	21.4	376	25.7	394	23.6	382	22.8
	1998		1999		2000		2001 a/	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Total	4 440	100.0	4 959	100.0	6 048	100.0	5 772	100.0
Hidro	2 016	45.4	2 570	51.8	2 674	44.2	2 264	39.2
Regulación anual	1 566	35.3	1 973	39.8	2 080	34.4	1 697	29.4
Regulación estacional y filo de agua	450	10.1	597	12.0	594	9.8	567	9.8
Geotérmica	4	0.1	75	1.5	202	3.3	194	3.4
Termoeléctrica	2 420	54.5	2 315	46.7	3 172	52.4	3 314	57.4
Convencional	917	20.7	696	14.0	1 236	20.4	1 425	24.7
Diesel	1 064	24.0	978	19.7	1 280	21.2	1 389	24.1
Turbinas de gas	440	9.9	640	12.9	655	10.8	501	8.7

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras preliminares.

Cuadro 12

NICARAGUA: PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA ENERGÍA
GENERADA POR TECNOLOGÍA, 1998-2001

	1998		1999		2000		2001 a/	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Total	474	100.0	602	100.0	633	100.0	633	100.0
Hidro	103	21.8	103	17.2	103	16.3	103	16.3
Regulación anual	100	21.1	100	16.6	100	15.8	100	15.8
Regulación estacional y filo de agua	3	0.7	3	0.6	3	0.5	3	0.5
Geotérmica	70	14.8	70	11.6	70	11.1	70	11.1
Termoeléctrica	300	63.4	429	71.2	460	72.6	460	72.6
Convencional	187	39.5	187	31.1	187	29.6	187	29.6
Diesel	32	6.8	161	26.7	192	30.3	192	30.3
Turbinas de gas	81	17.1	81	13.5	81	12.8	81	12.8
	1998		1999		2000		2001 a/	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Total	1 968	100.0	2 057	100.0	2 096	100.0	2 286	100.0
Hidro	289	14.7	393	19.1	204	9.7	190	8.3
Regulación anual	283	14.4	390	19.0	202	9.6	189	8.3
Regulación estacional y filo de agua	5	0.3	4	0.2	2	0.1	0	0.0
Geotérmica	107	5.4	96	4.7	121	5.8	189	8.3
Termoeléctrica	1 572	79.9	1 567	76.2	1 771	84.5	1 908	83.5
Convencional	1 066	54.2	860	41.8	714	34.1	728	31.8
Diesel	210	10.7	563	27.4	999	47.7	1 135	49.6
Turbinas de gas	296	15.1	144	7.0	58	2.7	45	2.0

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras preliminares.

Cuadro 13

PANAMÁ: PARTICIPACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y LA ENERGÍA
GENERADA POR TECNOLOGÍA, 1998-2001

	1998		1999		2000		2001 a/	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
Total	1 036	100.0	1 098	100.0	1 222	100.0	1 262	100.0
Hidro	551	53.1	553	50.4	612	50.0	614	48.7
Regulación anual	450	43.4	450	41.0	450	36.8	450	35.7
Regulación estacional y filo de agua	101	9.7	103	9.4	162	13.2	164	13.0
Termoeléctrica	486	46.9	544	49.6	611	50.0	648	51.3
Convencional	156	15.0	156	14.2	271	22.2	321	25.4
Diesel	207	20.0	266	24.2	237	19.4	224	17.7
Turbinas de gas	123	11.8	123	11.2	103	8.4	103	8.1
	1998		1999		2000		2001 a/	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Total	4 353	95.7	4 527	97.1	4 797	100.0	5 144	100.0
Hidro	2 139	49.1	3 119	68.9	3 380	70.5	2 501	48.6
Regulación anual	1 633	37.5	2 505	55.3	2 581	53.8	1 830	35.6
Regulación estacional y filo de agua	507	11.6	614	13.6	799	16.7	672	13.1
Termoeléctrica	2 028	46.6	1 279	28.2	1 417	29.5	2 642	51.4
Convencional	581	13.3	580	12.8	380	7.9	1 583	30.8
Diesel	870	20.0	588	13.0	900	18.8	1 058	20.6
Turbinas de gas b/	577	13.2	110	2.4	137	2.9	2	0.0
Compras	187	4.3	129	2.9				

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

a/ Cifras preliminares.

b/ En 2001 la generación de las 2 unidades de turbina de gas de Bahía Las Minas está incorporada en la termoeléctrica convencional porque no se dispone de una desagregación.

Cuadro 14

EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ: RESUMEN
DE LA ANTIGÜEDAD DEL PARQUE TÉRMICO POR PAÍS

	Vida promedio (años)	Porcentajes			
		< 5 años	>= 5 < 10 años	>=10 < 20 años	>= 20 años
El Salvador					
Vapor	34	0	0	0	11
Diesel	3	33	26	0	0
Turbina de gas	17	0	15	6	10
Guatemala					
Vapor	9	18	12	1	7
Diesel	5	23	8	5	0
Turbina de gas	14	0	11	8	8
Nicaragua					
Vapor	23	6	1	2	32
Diesel	3	35	7	0	0
Turbina de gas	12	9	0	6	3
Panamá					
Vapor	24	10	0	0	34
Diesel	3	30	10	0	0
Turbina de gas	16	0	0	16	0

Fuente: CEPAL, sobre la base de información oficial.

Nota: No se incluyen los mercados minoristas en El Salvador y Panamá

Otra actividad que reportó grandes avances es la relativa a la aprobación y adopción de una metodología para la tarificación de los servicios de transmisión.⁸¹ En una primera etapa, la remuneración de los servicios de transmisión para las transacciones de oportunidad incluirá solamente los costos variables de transmisión (CVT), que serán calculados en forma mensual por

⁸¹ Se ha adoptado un sistema de precios nodales que establece precios por nodo de acceso a la RTR, reflejando los costos de corto plazo que una inyección o demanda hace incurrir al sistema, lo que incluye a las condiciones de congestión. De acuerdo con la información de los OSM, el EOR hace los cálculos horarios de los costos por uso del sistema de transmisión, los que en una primera fase incluirán solamente los costos variables de transmisión. En el caso de las ampliaciones planificadas de la RTR, la remuneración de los servicios de transporte permite recuperar los costos de capital y de operación y mantenimiento. Adicionalmente, se tiene contemplada la remuneración para instalaciones de transmisión decididas por un grupo de agentes (ampliaciones a riesgo). Véase SIEPAC, *Marco regulatorio de la transmisión regional*.

las empresas propietarias de las instalaciones, previo al inicio del período de transición.⁸² En las transacciones derivadas de un mercado a término, además de los CVT, deberá pagarse un peaje operativo asociado a la energía intercambiada por la RTR, decisión que favorecerá e incentivará las transacciones regionales durante el período transitorio del MER.

Así, se espera un incremento sustancial en las transacciones regionales de energía eléctrica, a partir de los últimos cuatro meses de 2002. Además de las acciones emprendidas por el SIEPAC para la promoción de las transacciones, cabe mencionar otras, en el corto plazo, que podrían tener una alta incidencia en el mercado regional.

a) La notoria actividad preparatoria de varias empresas y grupos corporativos (véanse los apartados relacionados con fusiones, adquisiciones y propiedad cruzada, dentro del primer numeral de este capítulo) permite visualizar en el corto plazo fuerte competencia en los mercados de El Salvador y Guatemala (y en menor medida, Honduras y Nicaragua) entre las firmas Enron y Duke (y en un segundo nivel, El Paso). En el mediano plazo, probablemente se sumaría la firma AES,⁸³ con influencia en todos los países del norte.

b) En los países del sur, la principal actividad regional provendría del ICE de Costa Rica, empresa que internamente se ha reestructurado por medio de las llamadas Unidades de Negocios (UEN), lo que incluye la correspondiente al mercadeo regional de energía. Los bajos costos de producción del ICE son una ventaja natural para la exportación, tanto a los países del norte como hacia Panamá. Las restricciones de esta empresa podrían provenir de las restricciones que le imponga el regulador, lo que limitaría sus posiciones de riesgo en el uso de los recursos hidráulicos e implicaría, por lo tanto, una menor capacidad de compraventa entre el ICE y las empresas de los países vecinos. Esta situación podría significar alguna ventaja para los agentes panameños, en su acceso al mercado de los países del norte.

c) En el caso de la empresa estatal ENEE de Honduras, su estrategia parece menos dinámica, probablemente por una limitación natural en el enlace Suyapa-Pavana, línea de un solo circuito que conecta al sistema hondureño con los países vecinos. En un alto porcentaje, dicha línea es ocupada por un generador local (Lufussa). Esa situación favorecería a las transacciones sur-norte (Costa Rica–El Salvador).

d) Las empresas estatales en Guatemala y El Salvador (EGEE, INDE y CEL) también tendrían restricciones para interactuar en el mercado regional, a raíz de los compromisos naturales con sus respectivos mercados nacionales, en especial la empresa EGEE.

e) A partir de 2004, la entrada de la interconexión Guatemala-México representaría nuevas oportunidades de compraventa de energía, cuyo alcance se extendería hacia el MER, luego de la entrada de la línea del SIEPAC en 2006.

⁸² Durante el período previo a la entrada en vigencia del reglamento transitorio del MER, los cargos por transmisión serán únicamente los CVT calculados mensualmente por el Grupo de Trabajo de Planeamiento Operativo (GTPO). Véase EOR, “Acta de la Reunión del GTPO”, Tegucigalpa, Honduras, 4 y 5 de abril de 2002.

⁸³ Hasta mediados de septiembre de 2002, no se había anunciado la decisión final sobre la licitación de compra de 210 MW llevada a cabo por la ENEE de Honduras.

La anterior situación se muestra en el cuadro 15, en el que se refleja en forma simplificada la situación de oferta-demanda de México y los seis países centroamericanos, en los años 2002 (actual) y en los siguientes (2004 y 2006). En dicho cuadro se ha tomado en cuenta la entrada de la RTR y de los siguientes enlaces binacionales, con lo cual se demuestra la creciente importancia potencial que tendría en cada país el MER. En cuanto al tamaño de sus respectivos mercados, el MER podría incrementar las transacciones de los MM nacionales hasta en un 57% en Nicaragua, 37% en Honduras, 33% en Guatemala, 31% en El Salvador, 25% en Costa Rica y 20% en Panamá (véase de nuevo el cuadro 15).

Cuadro 15

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN MÁXIMA DEL COMERCIO
INTRARREGIONAL DE ENERGÍA. PROSPECTIVA BÁSICA

	Capacidad	Demanda	Energía	Límite técnico intercambios firmes y		
	instalada (GW)	máxima (MW)	disponible en el MM (TWh)	número de enlaces binacionales (MW)		
	2000			2002	2004	2006
México	40.08		166.5	0	± 200	+300
Guatemala	1.67	1.07	5.46	± 75	± 275	+525
El Salvador	1.19	0.73	4.13	± 150	± 150	± 300
Honduras	0.92	0.76	4.27	± 100	± 100	± 375
Nicaragua	0.63	0.41	2.21	± 150	± 150	± 300
Costa Rica	1.72	1.14	6.66	± 105	± 180	± 375
Panamá	1.26	0.84	4.88	± 30	± 105	± 225
	Prospección, 2006			Intercambios máximos/demanda (%)		
México	52.50		222.4			
Guatemala	2.20	1.60	8.31	22%	19%	33%
El Salvador	1.30	0.98	5.53	19%	17%	31%
Honduras	1.23	1.02	5.71	12%	11%	37%
Nicaragua	0.77	0.53	2.80	30%	29%	57%
Costa Rica	2.10	1.52	8.85	8%	13%	25%
Panamá	1.49	1.11	6.52	3%	11%	20%

Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

Nota. No incluidas: en el norte, la interconexión México-Belice-Guatemala y, en el sur, la interconexión Colombia-Panamá. En el caso del SIEPAC solamente se incluye la primera etapa, en el año 2006. Se ha incluido una tercera línea Costa Rica-Panamá (anillo de la amistad), en el 2004. A excepción de la interconexión México-Guatemala (400 kV), el resto de enlaces es a 230 kV. En el caso de México no se han considerado las interconexiones con los mercados ERCOT y WSCC, ambos en los Estados Unidos. Prospección: Países centroamericanos, de acuerdo con los planes oficiales, estudios PARPE-Preeica y estimaciones propias; México, de acuerdo con la CFE.

III. ESTRATEGIAS DE LOS ACTORES Y RESULTADOS DE LOS MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD

En este capítulo se presentan los resultados de la operación de los mercados mayoristas, a partir de las respectivas fechas de inicio de sus operaciones, y hasta el segundo semestre de 2002. Salvo algunos faltantes de información, los resultados abarcan períodos que van desde un año y medio en Nicaragua, alrededor de tres años y medio en Guatemala, cuatro años en Panamá, y cuatro años y medio en El Salvador. Se analiza, por país, la evolución de los mercados y sus instancias (o submercados) y los correspondientes precios.

La comparación de precios tiene como propósito identificar tendencias, determinar su grado de dispersión y buscar explicaciones de los comportamientos encontrados. Se ha partido de la base horaria de precios de cada mercado ⁸⁴ para calcular los respectivos índices estadísticos básicos mensuales (promedio, mínimos, máximos y desviación estándar), lo cual posibilita una primera comparación entre la evolución de los mercados y sus precios.

El segundo tema que se aborda es el relacionado con la volatilidad de los precios, asunto generalmente polémico por la naturaleza de los mercados de electricidad. ⁸⁵ El análisis se centra en una interpretación de las series históricas de precios de los MO (volatilidad histórica), ⁸⁶ y no considera la discusión referente a predictibilidad de los precios (incluida en los objetivos del estudio), ya que requiere de cálculos sustanciales adicionales. ⁸⁷ El conocimiento y la comprensión de la volatilidad de los precios es importante para todos los agentes (presentes y potenciales futuros, productores o consumidores) y constituye uno de los puntos de partida para las decisiones de compraventa de energía en las diferentes instancias de los mercados.

⁸⁴ Series de tiempo de precios, conformadas por los vectores de precios horarios para cada día, desde el inicio de operaciones de los MM hasta el mes de junio de 2002.

⁸⁵ En principio, todos los agentes de un mercado de electricidad, sobre todo los productores y los comercializadores, están interesados en predecir la volatilidad de los precios, ya que ello les permitiría incrementar sustancialmente sus ingresos. Por el contrario, en beneficio de los mercados, a los reguladores les gustaría reducir la volatilidad y, en todo caso, desearían poder anticiparse a sus ciclos y poner esa información a disposición de todos los agentes.

⁸⁶ La teoría de opciones establece la diferencia entre la volatilidad histórica y la implícita, en donde la primera corresponde a una medición de las fluctuaciones registradas por los precios, y la segunda a conceptos que se han desarrollado a partir del modelo de valuación de opciones de *Black and Scholes*, que establece que el valor de una opción está en función de la volatilidad del activo subyacente. Algunas veces se define esta volatilidad como un “premio” específico de dicho activo.

⁸⁷ Requeriría de varias suposiciones básicas, a partir de las cuales se debe construir un modelo de mercado eléctrico con competencia. El tema es de suma importancia (véanse de nuevo los argumentos expresados en las notas 85 y 86).

A fin de examinar la variación y dispersión de los precios, una primera aproximación se hace a partir de las desviaciones estándar,⁸⁸ mientras que una segunda considera las curvas anuales (semestrales para el 2002) de duración de precios, las cuales determinan el número de horas al año en que fue superado cierto nivel de precios. Las escalas de estas curvas fueron homogeneizadas con objeto de facilitar las comparaciones entre países, y se establecieron cuatro bandas relevantes de precios (0-50; 50-100; 100-150, y más de 150 dólares/MWh), así como los máximos y mínimos del período. Estas curvas permiten una mejor comprensión de las tendencias de precios de los MO.

La tercera prueba es a partir de la revisión estricta de la volatilidad histórica mediante el examen de varios períodos (día, semana, mes y año), lo que hace posible un mejor acercamiento a un indicador de la volatilidad promedio de los precios de cada mercado y cada período, y una mejor percepción de los valores típicos promedio representativos de mercados hidrotérmicos pequeños.⁸⁹ La volatilidad se calcula para el período estudiado como el cociente de la diferencia entre los precios —el más alto y el más bajo— y el precio promedio. Se calculan a continuación los estadísticos básicos para el conjunto de volatilidades obtenidas.⁹⁰

1. Mercado mayorista de El Salvador

a) Mercados de ocasión y a término

El MRS ha registrado gran dinamismo, lo cual se refleja en una participación más alta de la reportada por los mercados de ocasión de los países vecinos, pero siempre inferior a las transacciones del MC. Durante 1998 el MRS representó, en promedio, el 27.9% del mercado, incrementado a 30.8% en 1999, el máximo registro histórico anual (véase el gráfico 2). En los siguientes períodos, las transacciones en el MRS fueron de 19.8%, 13.4% y 19.5% en 2000, 2001 y primer semestre de 2002, respectivamente, lo que parcialmente puede interpretarse como una tendencia a la reducción o estabilización. En el período de análisis (54 meses), el MRS ha

⁸⁸ En principio, es un índice estadístico correcto para medir la dispersión, pero conviene tener en cuenta que su interpretación supone la existencia de una distribución normal, lo cual puede llevar a conclusiones erróneas, como sería el caso de inferir la existencia de precios negativos. Ese situación podría presentarse al analizar períodos lluviosos y sistemas con significativa participación hidroeléctrica, en donde los precios podrían caer a cero, pero nunca serían negativos. Por el contrario, el precio podría elevarse en forma exagerada en plazos cortos, quedando también fuera de la explicación de la desviación estándar.

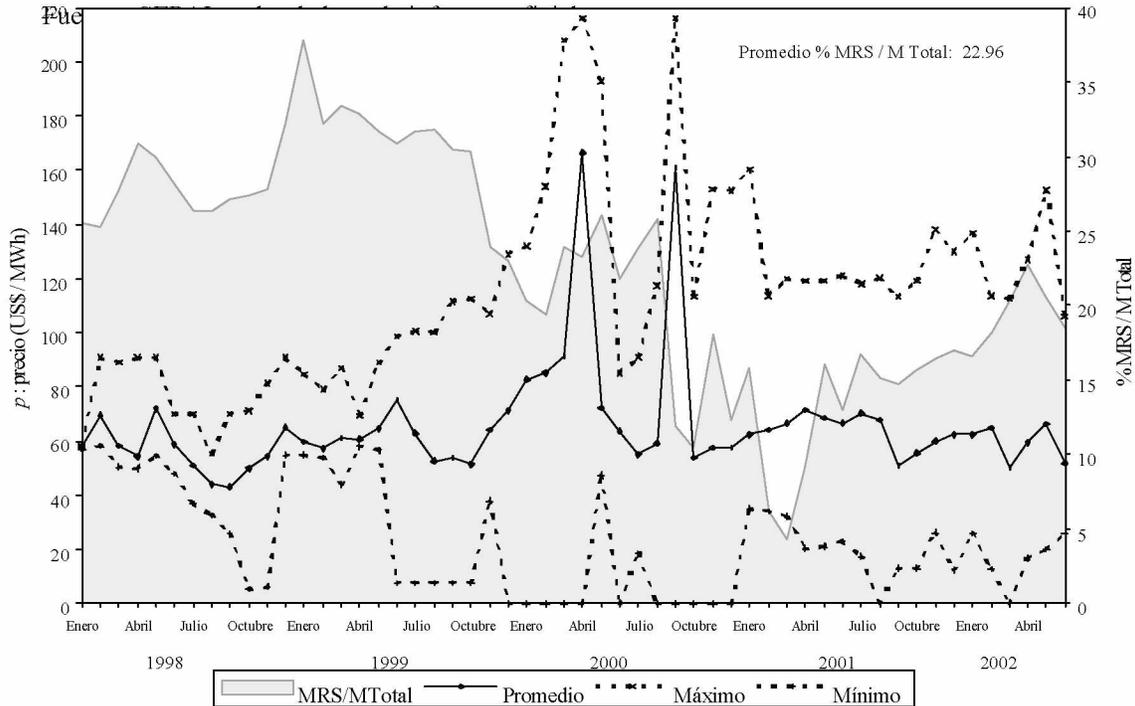
⁸⁹ Se cuenta con antecedentes de las investigaciones del Departamento de Economía de la Universidad de Stanford, referentes al comportamiento de precios en mercados de electricidad de tallas grande y mediana (Inglaterra y Gales, Noruega, el Estado de Victoria en Australia, y Nueva Zelandia). Véanse los detalles en *Wolak, Frank* “Market design and price in restructured electricity markets, an international comparison, Stanford University” (<http://www.stanford.edu>).

⁹⁰ Para cada período estudiado se tiene un vector v (volatilidad), cuyos elementos son calculados por la expresión: $v_i = (\text{precio máximo} - \text{precio mínimo}) / \text{precio promedio}$. A continuación se calculan los estadísticos del conjunto de componentes del vector de volatilidades: $\{v_i\}$. Otra forma de medir la volatilidad es a partir del cociente (precio máximo)/(precio mínimo).

representado en promedio el 23% del MM. A nivel mensual se han presentado las participaciones máxima y mínima en los meses de enero de 1999 (37.8%) y abril de 2001 (9.1%).

Gráfico 2

EL SALVADOR: EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y PARTICIPACIÓN DEL MRS



Por consiguiente, la participación promedio mensual del MC ha oscilado entre un mínimo de 62.2% en 1999 y un máximo de 90.9% en 2001. En el primer semestre de 2002, el MC ha significado en promedio el 80.5%. Así, las transacciones bilaterales en el MC constituyen las operaciones dominantes, que en su mayoría han sido realizadas por un bajo número de agentes, que en la posición vendedora corresponden a tres empresas generadoras locales, y desde la posición compradora, a las distribuidoras del grupo AES (CAESS, CLESA, EEO y subsidiarias) y de PPL (Del Sur).

Hasta el primer semestre de 2002, la energía proveniente de Guatemala —a través de la interconexión— ha sido la cuarta fuente de suministro, situación que se modificará cuando el agente Nejapa (El Paso) ingrese al MM. Las compras directas efectuadas por los grandes usuarios empiezan a ser significativas (9.36% del MC durante el primer semestre del año 2002), en tanto que las transacciones realizadas por los comercializadores todavía son pequeñas (3.5% del MC durante el primer semestre del año 2002); sin embargo, su trabajo de intermediación (compraventa o inyección y retiro) empieza a tener significación, considerando el poco tiempo que llevan estos agentes operando.

Una característica particular en este país es el naciente mercado minorista y las respuestas de control y administración de la demanda, principalmente por parte de los usuarios industriales y comerciales mayores (UICM).⁹¹ Durante los últimos años se aprecia una participación creciente de autoprodutores que generan energía para su abastecimiento, además de vender sus excedentes a las distribuidoras. En cuanto a los UICM, a partir de los meses de estiaje de 2002 (febrero-mayo) fueron notorias las acciones de estos usuarios para disminuir sus requerimientos de potencia y energía, motivados sobre todo por el beneficio obtenido al hacer descender sus tarifas.⁹² De una importancia equivalente han sido las acciones de educación y divulgación instrumentadas por la Dirección General de Electricidad (DGE) de este país.⁹³ La combinación de esas iniciativas ha favorecido el surgimiento del poder de compra de los UICM, modificando los tradicionales patrones de elasticidad de la demanda del mercado salvadoreño. Ello ha tenido especial repercusión en el MM y se refleja en un menor crecimiento de la demanda, disminución drástica del pico y, por lo tanto, menores niveles de precios en el MRS (véase el recuadro).

b) Precios en el MRS

Es posible apreciar una tendencia de crecimiento de los precios en el MRS durante los primeros años, que alcanzó su máximo en el año 2000, y posteriormente una reducción y una tendencia a la estabilización en los siguientes períodos. Esa situación se refleja, desde otra perspectiva, mediante las curvas de duración de precios de los años 1998-2001 y del primer semestre de 2002, períodos en los cuales los valores de los índices estadísticos de precio promedio (dólares/MWh) y desviación estándar (%) (véanse los cuadros del anexo), fueron de 56.45, 24%; 61.23, 35%; 83.56, 59%; 63.94, 49%, y 60.57, 49%, respectivamente (véase el gráfico 3).

Las curvas de duración de precios acusan sustanciales cambios a partir de 2001. En los tres primeros años (1998-2000) la mayor concentración de precios se registró en la segunda banda de precios (de 50 a 100 dólares/MWh), en donde se ubican las ofertas despachadas en el 79.3%, 78.1% y 60.4% del tiempo, respectivamente. Una porción sustancialmente más pequeña se presentó en la primera banda (precios inferiores a 50 dólares/MWh), con una participación de 20.7%, 16.3% y 16.1% del tiempo.

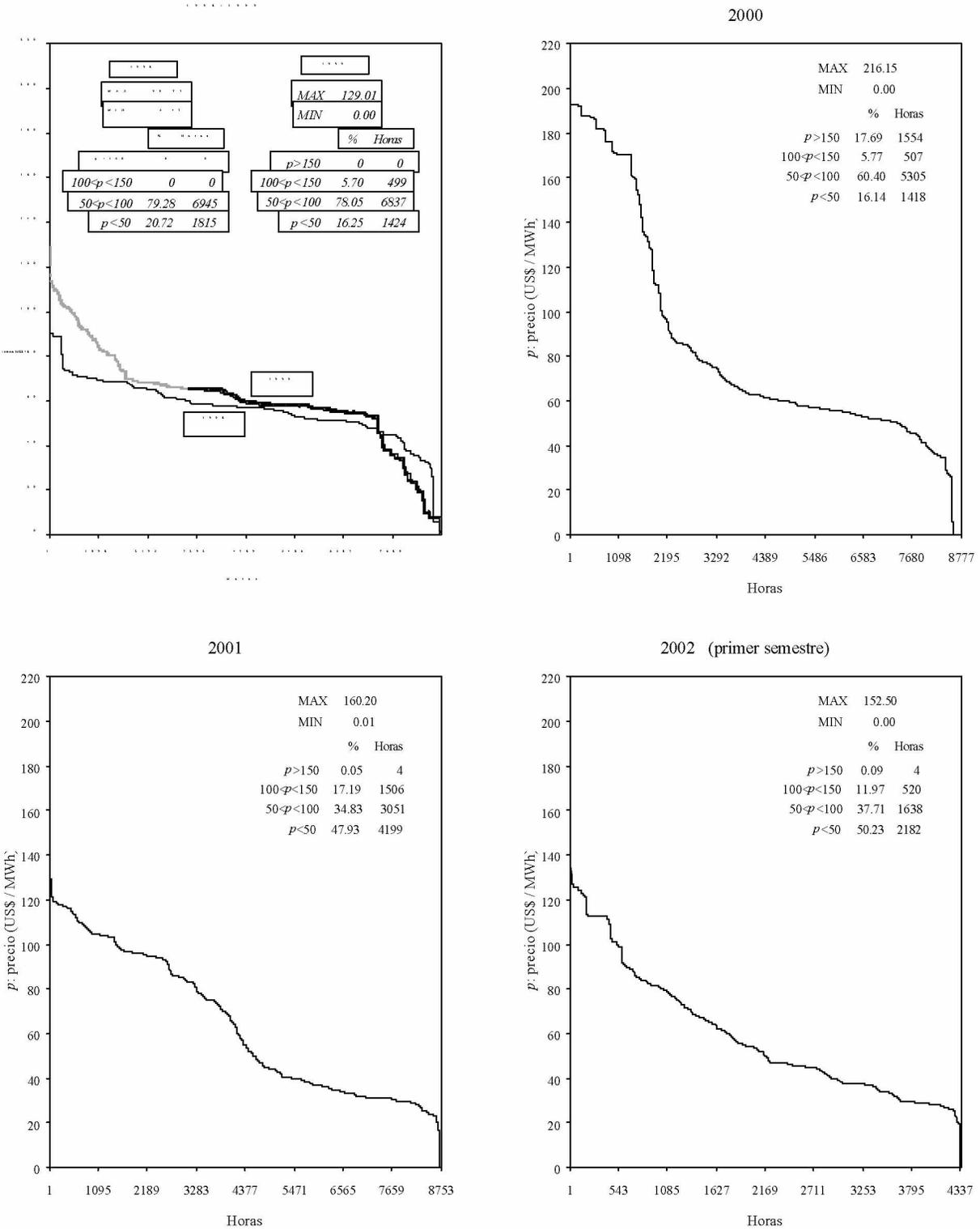
⁹¹ Usuarios con perfiles altos de consumo, pero que no poseen los niveles de carga suficientes ni condiciones favorables para hacer viable su inscripción como Gran Consumidor (GC) dentro de la UT. En este país no existe un umbral mínimo de demanda para clasificar como GC. Los costos de medición y de acceso a las redes de distribución pueden ser un barrera para la participación directa como GC dentro de la UT. Este segmento de usuarios constituye el nicho principal para las comercializadoras.

⁹² “...El plan de autogeneración de energía instrumentado por el gobierno y la empresa privada rindió frutos: la demanda disminuyó un 8% y el precio promedio diario ha caído, de niveles de 90 y 100 dólares/MWh a 45 y 50 dólares/MWh”. *La Prensa Gráfica*, “Frenan escalada de precios de energía”, 29 de mayo de 2002.

⁹³ Véase *La Prensa Gráfica*, *ibidem* y *El Diario de Hoy*, “Industria preocupada por altos costos, enseñarán uso racional de energía”, 17 de septiembre de 2002.

Gráfico 3

EL SALVADOR: CURVAS DE DURACIÓN DE PRECIOS DEL MERCADO MRS



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

En el año 2000 se constató una atipicidad adicional, con significativa participación en la tercera (de 100 a 150) y cuarta (superior a 150) bandas, con 5.8% y 17.7%, respectivamente. En 2001 y el primer semestre del 2002, los niveles de las ofertas de precios cambiaron drásticamente: la primera banda (precios inferiores a 50 dólares/kWh) arrojó una participación en 47.9% y 50.2% del tiempo, respectivamente; la segunda banda presentó 34.8% y 37.7%; la tercera 17.2% y 12%, y la cuarta banda casi desapareció por completo. Esos resultados se pueden asociar a tres períodos del MM salvadoreño.

En un primer período (hasta julio de 1999), salvo las compras de ocasión desde Guatemala, la CEL actuó como único oferente de energía en el MM; además, por ser productor mayoritario, debió realizar sus ofertas sobre la base de costos variables. Este período se caracterizó por una marcada estabilidad de precios del MRS, con desviaciones estándar de entre 1% y 42% (véanse los cuadros del anexo). La presencia de aportes hídricos superiores al promedio (principalmente en el último trimestre de 1998) también favoreció a la estabilidad de precios y ayudó a amortiguar los efectos de la escalada de precios de combustibles registrada a partir del segundo trimestre del 1999.

En un segundo período, de agosto de 1999 a enero de 2001, entró en operaciones el primer generador independiente (Duke). Pese a que se desprendió de sus activos termoeléctricos, la CEL sigue siendo actor mayoritario y continuó ofertando con base en costos variables. Todo este segundo período se caracterizó por una alta volatilidad y dispersión de los precios del MRS. Durante 1998 la desviación estándar fue de 23.8%; en septiembre de 1999 alcanzó su valor máximo (76.6%). En el año 2000 registró en promedio un valor de 59.3% (véanse los cuadros del anexo), en buena medida como resultado de las estrategias emprendidas por los agentes.⁹⁴ El precio promedio aritmético registrado durante 2000 fue 48% y 36% más alto que el de 1998 y 1999, respectivamente. En dos meses (abril y septiembre) se reportaron los valores históricos máximos (216.15 dólares/MWh), que superaron en 138% y 67% a los obtenidos en los dos primeros años (véanse de nuevo los cuadros del anexo). Otro dato interesante fue la superación del precio de 150 dólares/MWh, en 17.7% de veces (1 554 horas, o sea más de dos meses), umbral no alcanzado durante 1998-1999, lo que ilustra la enorme presión de precios a la que se vio sometido el MRS, por efecto del surgimiento del primer competidor productor y, consecuentemente, las mayores opciones para las estrategias de compra por parte de las distribuidoras.

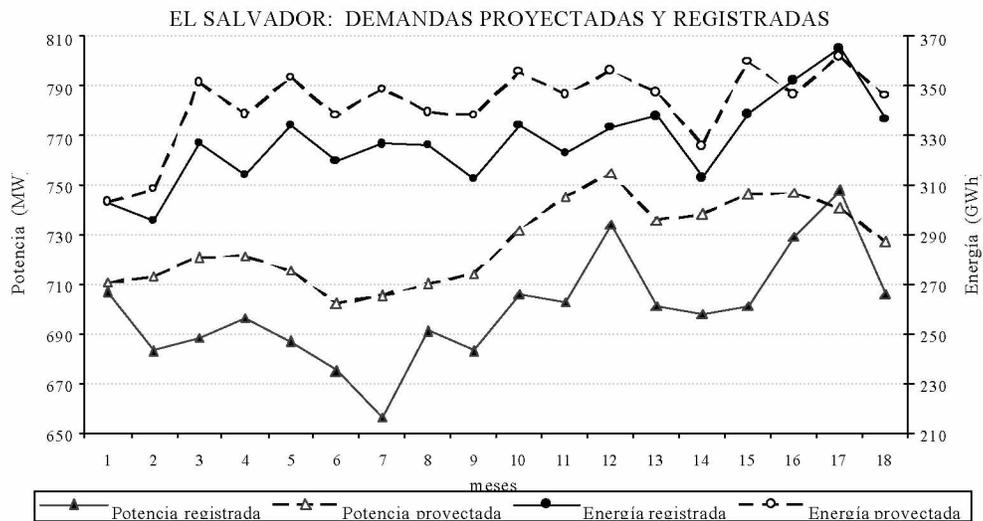
⁹⁴ En el período octubre de 1999-febrero de 2000, un poco más del 80% de las veces el precio del MRS fue determinado por las unidades de la CEL. A partir de la segunda quincena de febrero empezó a crecer el poder del competidor Duke para determinar el precio del MRS, en función del advenimiento del estiaje y la reducción de los inlfujos 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 pasó a ser compartido al 50% con su único competidor. Véanse más detalles en CEPAL (2001b).

Recuadro

EL SALVADOR, COMPORTAMIENTO RECIENTE DE LA DEMANDA

La Unidad de Transacciones (UT) realiza periódicamente las proyecciones de la demanda de potencia y energía en el mercado mayorista (MM), a partir de correlaciones efectuadas entre las siguientes variables: PIB, tasa de crecimiento poblacional y el comportamiento histórico de la demanda de energía. La última proyección constituyó una estimación difícil, ante los efectos de los terremotos registrados en enero y febrero de 2001. La UT efectuó rigurosas comparaciones entre la demanda registrada en los meses referidos, de lo que resulta: a) en las tres semanas posteriores al terremoto del 13 de enero la demanda disminuyó en 17.9%, 10.1% y 3.5%; b) en la semana siguiente al sismo del 13 de febrero la reducción de la demanda fue de 3.9%, y c) la demanda residencial experimentó mayor afectación. Basándose en la recuperación observada de la demanda, la proyección de la actividad económica y descontando los efectos de los fenómenos naturales referidos, las tasas promedio anuales pronosticadas para los años 2001 y 2002 fueron de 3.7% y 3.5%, respectivamente.

A partir de los resultados de 2001, es posible corroborar que el mercado salvadoreño creció a una tasa de 1.1%, incluidos los consumos tanto del mercado mayorista como del minorista. La demanda registrada en el MM decreció 2.1%, aparentemente como respuesta a las acciones de los grandes usuarios comerciales e industriales, quienes pusieron en práctica programas de administración y control de la demanda, lo que se tradujo en ahorros considerables en sus facturas de electricidad, además de una reducción en la demanda de punta del sistema, y por lo tanto del nivel de precios en el Mercado Regulador del Sistema (MRS). Igualmente importante fue la generación de los autoprodutores, que sirvió a su consumo propio y representó ingresos por la venta de excedentes a las distribuidoras, como parte de las transacciones del denominado mercado minorista. En el gráfico de este recuadro se muestran las demandas de potencia y energía proyectadas por la UT para los meses subsiguientes, y las registradas mensualmente entre enero de 2001 y junio de 2002. Obsérvese que casi en todo el periodo analizado se presentan reducciones, tanto en la energía como en la potencia, que en marzo de 2002 fueron del 6% para la potencia y del 6.3% para la energía. En mayo de 2002 las demandas superaron ligeramente las proyectadas, probablemente como resultado de un relajamiento de los programas de administración de la demanda, ante las señales de precios que se reportaban en ese mes.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de cifras de la UT

Asimismo, debe notarse que en algunos períodos cortos del año 2000 fue nulo el precio de la energía hidroeléctrica, principalmente durante la madrugada, situación derivada de restricciones operativas en el sistema. En ese año se redujo el período de indexación de las tarifas reguladas a consumidores finales a los precios *spot* (de tres meses a un mes), y posteriormente se eliminó la banda de protección del 10% que activaba dicha indexación.⁹⁵ La CEL realizó algunas acciones para amortiguar la escalada de precios del MRS.⁹⁶

En un tercer período, entre febrero de 2001 y mediados de 2003 se concluirán los compromisos de la CEL con Nejapa (junio de 2002) y con Duke (junio de 2003), así como todos los trámites para la separación contable y administrativa de Gesal. Luego, durante este período la CEL tendría menos del 30% del mercado y sus ofertas de precios estarían sujetas a las mismas condiciones que los demás agentes (ya no por costos variables).

Los niveles de precio de 2001 y del primer semestre de 2002 presentan reducciones del 24% y del 28%, respectivamente, frente a los precios promedio registrados en 2000, y son ligeramente superiores (6%) a los de 1998-1999 (véanse de nuevo los cuadros del anexo).

c) Otros factores

Varios factores externos han incidido en la evolución del MM salvadoreño, entre otros los siguientes: i) la variable hidrológica (obsérvese que la producción hidroeléctrica del bienio 1998-1999 superó en 39% a la generación del siguiente bienio); ii) la oferta proveniente de Guatemala y los precios inferiores del mercado *spot* de dicho país, así como la escalada de los precios de los combustibles (durante 1999 y 2000), que implicó por lo menos la duplicación de los precios del búnker y el diesel para los países de la región, y iii) las limitaciones que tuvo la CEL, tanto por la restricción a ofertas sobre la base de costos variables, como por las restricciones en el despacho de su producción contratada con terceros.

⁹⁵ Un aspecto importante de la volatilidad de precios registrada es su efecto sobre el consumidor final y sobre los ingresos y utilidades de las distribuidoras. Dado que la revisión tarifaria de los usuarios regulados se basa en el precio del mercado *spot*, el fuerte aumento registrado se trasladó automáticamente al consumidor en la siguiente revisión tarifaria, con considerables impactos socioeconómicos. Véanse más detalles en CEPAL (2001b).

⁹⁶ La CEL suscribió un contrato de reserva de potencia con Duke, por tres años, tendiente a amortiguar la escalada de precios del MRS (estas acciones tienen alguna semejanza con las operaciones monetarias que realizan algunos bancos centrales para incidir en los tipos de cambio, las que reciben el nombre de “flotación sucia”). Se desconocen los costos que representó dicha operación para la CEL, que deberían considerarse como parte de los costos de transición. Según una nota de prensa, este contrato fue suscrito el 8 de mayo de 2000, y concluirá en junio de 2003, y ocasionará pérdidas por 23 millones (véase *Prensa Gráfica*: “Duke Energy, el otro contrato caro”, 21 de marzo de 2002).

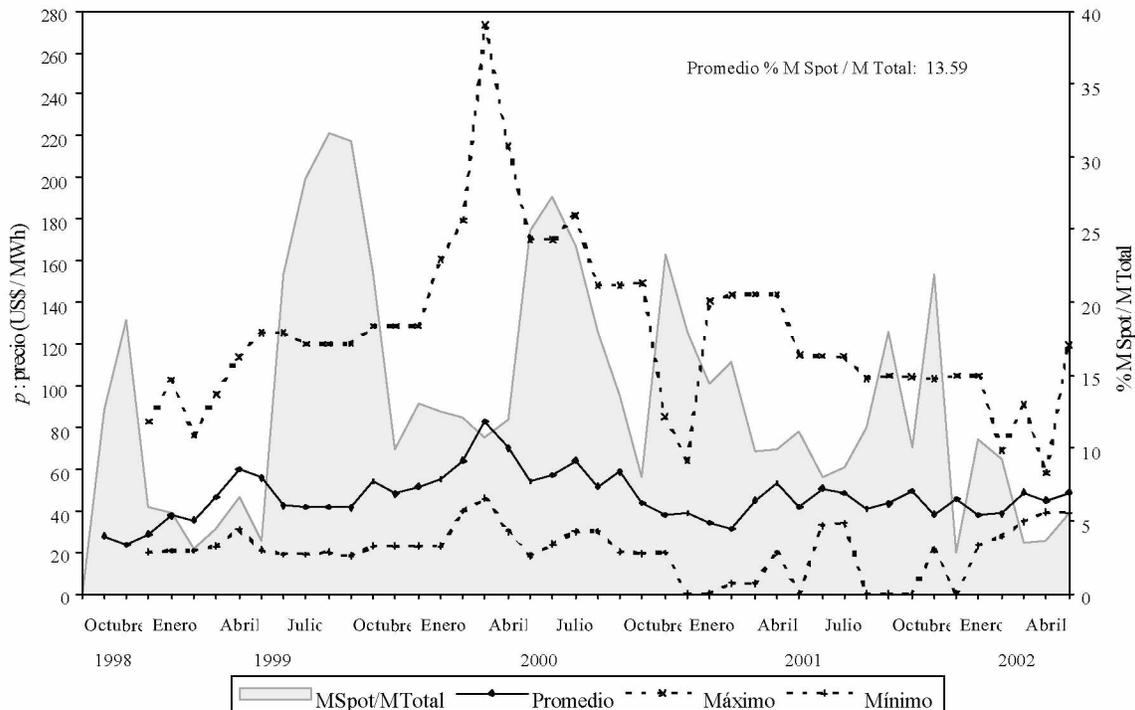
2. Mercado mayorista de Guatemala

a) Mercados de ocasión y a término

De acuerdo con las concepciones de diseño del MM, se esperaría una alta participación inicial del MC y, posteriormente, una declinación continua, hasta niveles que en el largo plazo estarían determinados a partir de los requerimientos de los consumidores minoristas regulados (con capacidad menor que 100 kW), más un diferencial de los grandes consumidores, decidido por ellos según con sus preferencias y percepciones de riesgo. Los resultados obtenidos a la fecha no permiten todavía identificar la tendencia referida. Obsérvese que el MC ha reportado participaciones de 87.5%, 85.1%, 83.5%, 86.9% y 94.2%, durante el último trimestre de 1998, los años 1999, 2000 y 2001, y el primer semestre de 2002, respectivamente, con 84.4% en promedio durante los 45 meses analizados. A su vez, el MO reportó participaciones del 12.5%, 14.9%, 16.5%, 13.1% y 5.8% en los subperíodos referidos, y 13.6% durante los 45 meses estudiados (véase el gráfico 4). Así, el MC registró una tendencia a la baja hasta el año 2000, e incrementos a partir del 2001. Algunos elementos que explican dicho comportamiento se mencionan a continuación.

Gráfico 4

GUATEMALA: EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y PARTICIPACIÓN DEL MERCADO DE OCASIÓN



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

i) Durante todo el período, el peso fundamental del MC ha estado determinado por los contratos a término heredados por las distribuidoras privatizadas, a los que se suman, a partir de 2001, las nuevas contrataciones realizadas por las distribuidoras para servir a los clientes de menores consumos (mandato de la tarifa social).

ii) Entre 1998 y 2000 la entrada de plantas mercantes, el surgimiento del mercado de los grandes consumidores y las exportaciones crecientes de ocasión hacia El Salvador, fueron los factores que marcaron el avance del MO.

iii) A partir de 2001, el principal factor de crecimiento del MC han sido las compras de las distribuidoras dentro de la tarifa social. Por otra parte, la reducción de las exportaciones (resultado de la revisión de los límites del enlace binacional) ha disminuido la participación del MO, en tanto que el surgimiento de transacciones firmes (a término) entre agentes de ambos países también ha fortalecido el MC. Asimismo, deben mencionarse los reajustes entre compradores y vendedores, a partir de la aprobación de las reglas del MM. La renegociación y modernización de contratos y el aprendizaje que han logrado los agentes ayudan también a explicar las tendencias del mercado.

A partir de los anteriores resultados, puede afirmarse que el MM guatemalteco se encuentra al final de la primera etapa de un período de transición no contemplado en la ley, pero forzado por las circunstancias que acompañaron a las reformas de la industria eléctrica. Esta primera etapa podría concluir en el año 2003, al término de los contratos de la EGEE (tanto los de la tarifa social, como los contratos de suministro con las distribuidoras Deorsa y Deocsa), y con la adopción de políticas y estrategias para una participación sustentable de la empresa estatal referida. El período de transición del mercado se ha extendido hasta el año 2012, cuando empezarán a vencer los contratos de compra de energía suscritos antes de la vigencia de la ley de electricidad.

b) Precios en el MO

La evolución de los precios promedio, máximo y mínimo mensuales, permite identificar tendencias y comportamientos durante los primeros años de operación del MM (véase de nuevo el gráfico 4). Entre 1999 y 2000, los precios promedio mostraron una tendencia creciente, al alcanzar su valor máximo en el mes de abril de 2000, en estrecha relación con las transacciones con El Salvador, la salida forzada de un generador termoeléctrico importante, el período de estiaje y los factores exógenos ya referidos (precios de los combustibles y aportes hídricos).⁹⁷ En general, las variaciones son menos acentuadas que las del caso salvadoreño; no obstante, cabe observar que el precio horario máximo del *spot* guatemalteco (presente muy pocas veces durante abril de 2000) fue superior al salvadoreño (véanse de nuevo los gráficos 2 y 4).

⁹⁷ La indisponibilidad de la carboeléctrica San José significó la salida de 120 MW, entre fines de abril y mediados de julio de 2000, lo que alteró el orden de mérito de las unidades despachadas y contribuyó al pico de precios observado en los meses de abril y mayo. A partir de junio, el régimen de lluvias propició una mayor participación hidroeléctrica del INDE. También en ese mes inició sus pruebas la central la Esperanza (Enron, 110 MW), lo que también contribuyó a la estabilización y reducción de los precios del mercado de ocasión. Véanse más detalles en CEPAL (2001b).

Durante los años 1999-2001 y el primer semestre de 2002, los valores que reportan los índices estadísticos de precio promedio (dólares/MWh) y desviación estándar (%) (véanse los cuadros del anexo) fueron, respectivamente, de: 44.47, 55%; 57.50, 51%; 43, 41%, y 44.09, 26%. De la revisión de las curvas de duración de precios puede apreciarse en todos los años una alta participación de precios dentro de la primera banda (inferiores a 50 dólares/MWh), en donde se ubican las ofertas despachadas entre el 50.9% (en 2000) y 78.7% (2001) del tiempo (véase el gráfico 5). La segunda banda (precios entre 50 y 100 dólares/MWh) operó entre el 18.6% (1999) y 42.3% (2000); la tercera (precios entre 100 y 150 dólares/MWh) entre 0.5% (primer semestre de 2002) y 5.7% (1999), y la cuarta banda (precios superiores a 150 dólares/MWh) solamente apareció en el 2000 (1.8% del tiempo).

Valga advertir que el sistema de precios del mercado *spot* basado en ofertas de costos variables y la reserva creciente (resultado de las recientes adiciones de centrales generadoras) ha propiciado menores niveles de precios, así como menor variabilidad en los precios del *spot*. Por otra parte, el incremento de la participación del MC y la reducción de la capacidad de exportación (por las razones señaladas en el numeral anterior) también inciden en los menores niveles de precios del mercado *spot*.

c) Otros factores externos que han incidido en el MM

Desde el inicio de la escalada de precios de los combustibles (en 1999), se emprendieron acciones para dirigir —a precio preferencial— la producción hidroeléctrica de la EGEE (INDE) hacia los usuarios regulados de menor consumo, que culminó con la segmentación de mercado decretada en la tarifa social.⁹⁸ De esa forma se agregó al mercado un mecanismo temporal de distribución de beneficios.⁹⁹

Por su parte, la EGEE debe solventar los compromisos de cubrimiento de la demanda referidos, lo que generalmente no encuentra dificultades en los meses lluviosos, pero sí durante el estiaje (o en caso de sequías), en que la referida empresa ha comprado al *spot* o a terceros los faltantes para cubrir los compromisos de la tarifa social.¹⁰⁰

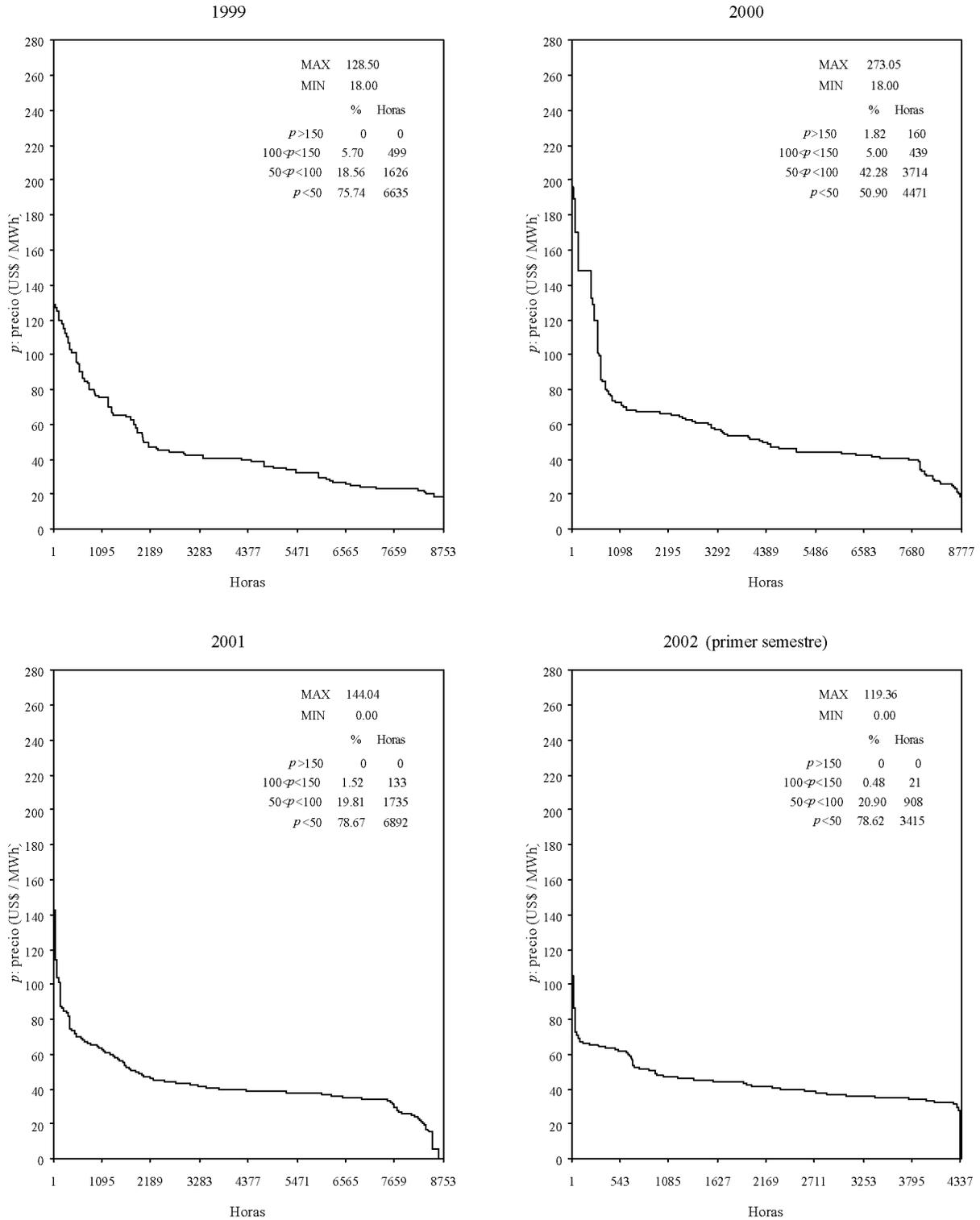
⁹⁸ Véanse más detalles en CEPAL (2002b) y CEPAL (2001a).

⁹⁹ Comparadas con el mercado monetario y la actividad de los bancos centrales, las acciones de la EGEE se encaminaron a crear un mercado paralelo.

¹⁰⁰ Durante el año 2001 las ventas mayoristas de la EGEE (INDE) dentro de la tarifa social y los suministros a las distribuidoras Deorsa y Deocsa y a las Empresas Eléctricas Municipales fueron del orden de 2 193 GWh, equivalentes al 90% de la producción de la empresa pública, lo que incluye la energía comprada a terceros (264.4 GWh, 38% de origen hidroeléctrico, 47% geotérmico y 15% termoeléctrico). El precio promedio de los proveedores hidroeléctricos fue de 0.066 dólares/kWh, y el de las ventas a una de las distribuidoras (Deorsa) fue de 0.042 dólares/kWh. Sobre esa base puede calcularse para el año 2001, como mínimo, una transferencia del orden de 6.3 millones de dólares de EGEE a los usuarios, como resultado de su intermediación en el mercado, lo que podría considerarse como parte de los costos de la transición.

Gráfico 5

GUATEMALA: CURVAS DE DURACIÓN DE PRECIOS DEL MERCADO DE OCASIÓN

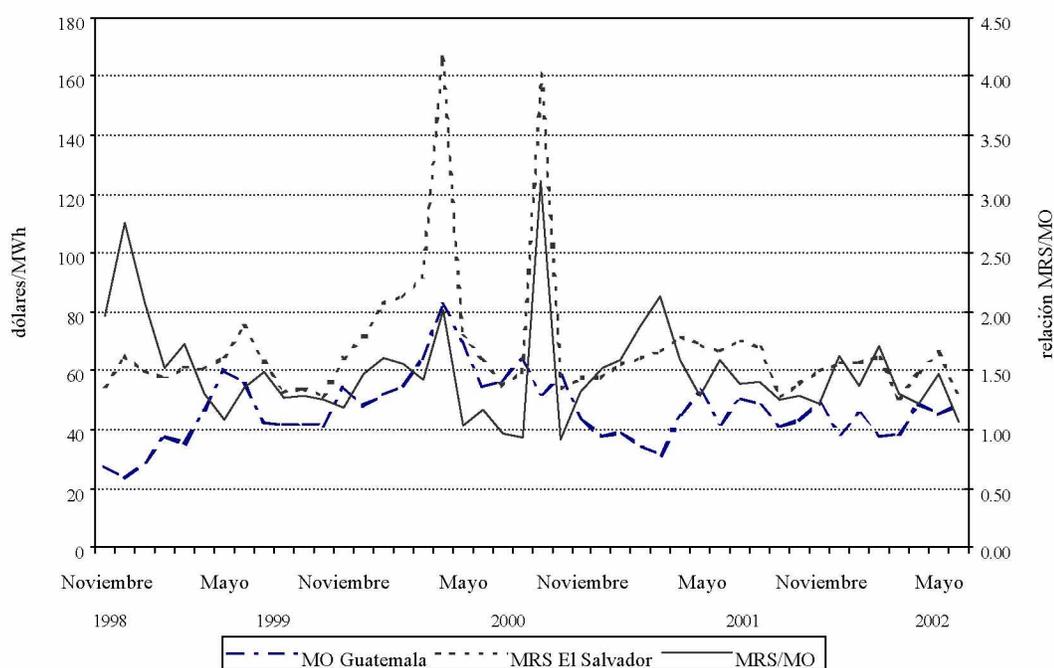


Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

En cuanto a las interacciones entre los MO de El Salvador y Guatemala, se observa, más que una correlación,¹⁰¹ cierta tendencia a disminuir las diferencias entre los precios de ambos mercados. Al comparar los precios promedio mensuales, en noviembre y diciembre de 1998 el precio del MRS representó 2.36 veces el del MO; en 1999-2001 y el primer semestre de 2002, los valores reportados fueron de 1.42, 1.46, 1.52 y 1.36 (véase el gráfico 6). Se esperaría en el futuro una mayor declinación de las diferencias de precios entre los MO de los países, como resultado de la participación de un mayor número de agentes y de las interacciones con los cuatro mercados de los países del sur (a partir de los últimos días de agosto de 2002).

Gráfico 6

COMPARACIÓN DE PRECIOS DE LOS MERCADOS DE OCASIÓN DE EL SALVADOR Y GUATEMALA



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

3. Mercado mayorista de Nicaragua

a) Mercados de ocasión y a término

El MM nicaragüense ha funcionado básicamente como un mercado de contratos. La baja participación del MO, congruente con las bases de diseño del MM, pero sobre todo determinada por los compromisos de compra de energía de las distribuidoras (contratos preexistentes y de

¹⁰¹ La correlación de las series de precios promedio de ambos mercados durante el período de 44 meses estudiado (noviembre de 1998 a junio de 2002) es de 0.51. Los años 1999 a 2001 y el primer semestre de 2002 muestran correlaciones de 0.56, 0.45, 0.24 y -0.04.

privatización), ha sido suficiente para cubrir las necesidades de las distribuidoras. El MO ha venido operando como un elemento compensador entre los faltantes y sobrantes de energía. Conviene tener presente que el CNCD coordina la administración de la mayoría de los contratos y, desde la perspectiva de la demanda, las distribuidoras existentes —responsables del 97% del consumo durante 2001—¹⁰² pertenecen a la misma corporación transnacional, lo que ha simplificado la coordinación y compensación entre los dos submercados (MO y MC).¹⁰³

Un resumen de la participación del MC y del MO en los 18 meses analizados arroja como resultado que al MC le correspondió, durante 2001 y el primer semestre de 2002, el 96.85% y 93.89% del mercado, respectivamente (véase el cuadro 16). Complementariamente, las transacciones netas del MO fueron de 3.15% y 6.11%, respectivamente. Los montos totales de las operaciones de débito del *spot* atribuibles a los agentes consumidores (dos distribuidoras, un gran consumidor y la región de Blufields) aparecen también en el cuadro 16.

Cuadro 16

NICARAGUA: ENERGÍA COMPRADA POR CONTRATOS
Y MRS DE AGENTES CONSUMIDORES, 2001-2002

	2001		2002	
	GWh	%	GWh	%
Total	2 304.42	100.00	1 190.98	100.00
Contratos	2 231.74	96.85	1 118.19	93.89
PPA's	1 277.39	55.43	599.00	50.29
Otros	954.36	41.41	519.19	43.59
MRS	72.68	3.15	72.79	6.11
Débitos	(66.32)	(2.88)	(12.23)	(1.03)
Créditos	139.01	6.03	85.02	7.14

Fuente: ENTRESA.

Bajo el rubro de “contratos PPA” han quedado las contrataciones efectuadas antes de la privatización de las distribuidoras,¹⁰⁴ que representaron el 55.4% y 50.3% del MM en los dos subperíodos en referencia, repartidos en forma muy semejante entre las dos distribuidoras. El

¹⁰² Calculado a partir de los retiros en los nodos del MM. El porcentaje restante (3%) correspondió a los usuarios de la región de Blufields, a la industria Triton Minera y a los retiros para exportación (trasiegos desde el sur) hacia Honduras.

¹⁰³ El CNCD de Entresa debe calcular el informe anual con la programación estacional y mensual, los costos mayoristas reales registrados (energía, potencia y servicios) y la diferencia respecto de los costos estacionales previstos (noviembre-octubre y junio-noviembre) del MM. El INE realiza una estimación anual de los costos mayoristas para cada distribuidora, y calcula mensualmente los desvíos que serían trasladados a tarifas para cada distribuidora.

¹⁰⁴ Con CENSA, Empresa Energética de Corinto (EEC), Tipitapa Power, Ormat y NSEL (ingenio).

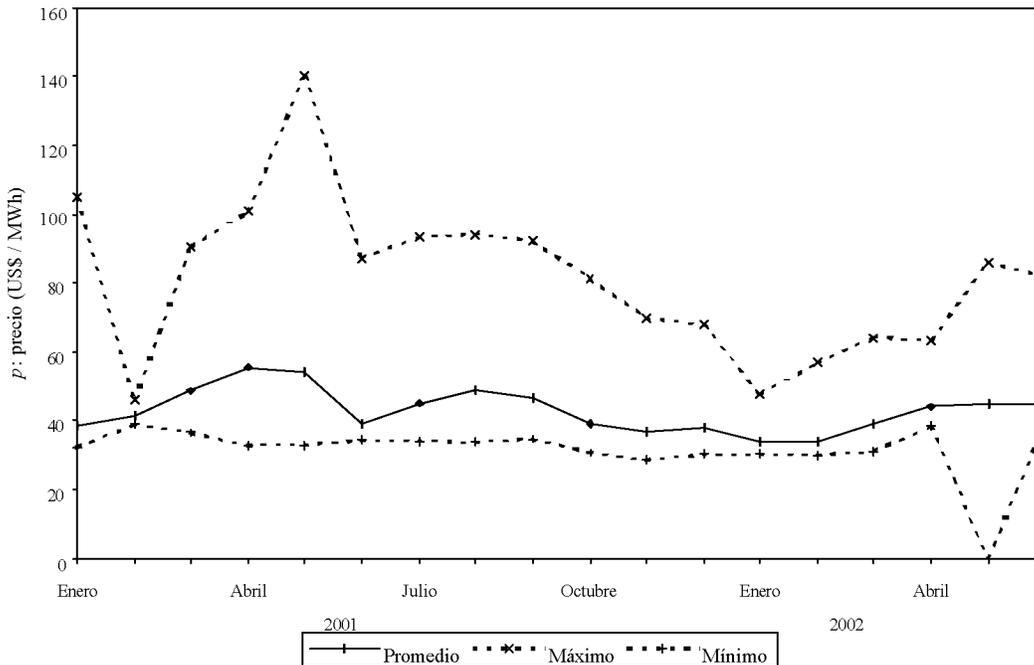
rubro de “otros contratos” está conformado principalmente por los compromisos de las empresas generadoras estatales, incluidos dentro del proceso de privatización,¹⁰⁵ además de un contrato de importación del ingenio costarricense Taboga¹⁰⁶ con Disnorte y un contrato de un gran consumidor con un generador local (Triton-EEC).

b) Precios en el MO

Los precios promedio muestran variaciones suaves, que van desde el mínimo de 33.89 dólares/MWh, registrado en enero de 2002, hasta un valor máximo de 55.56 dólares/MWh, en abril de 2001 (véase el gráfico 7). Los precios promedio de 2001 y el primer semestre de 2002 fueron de 44.30 y 40.22 dólares/MWh, con desviaciones estándar de 32% y 15.1%, respectivamente (véanse los resúmenes mensuales en el anexo).

Gráfico 7

NICARAGUA: EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL MO



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

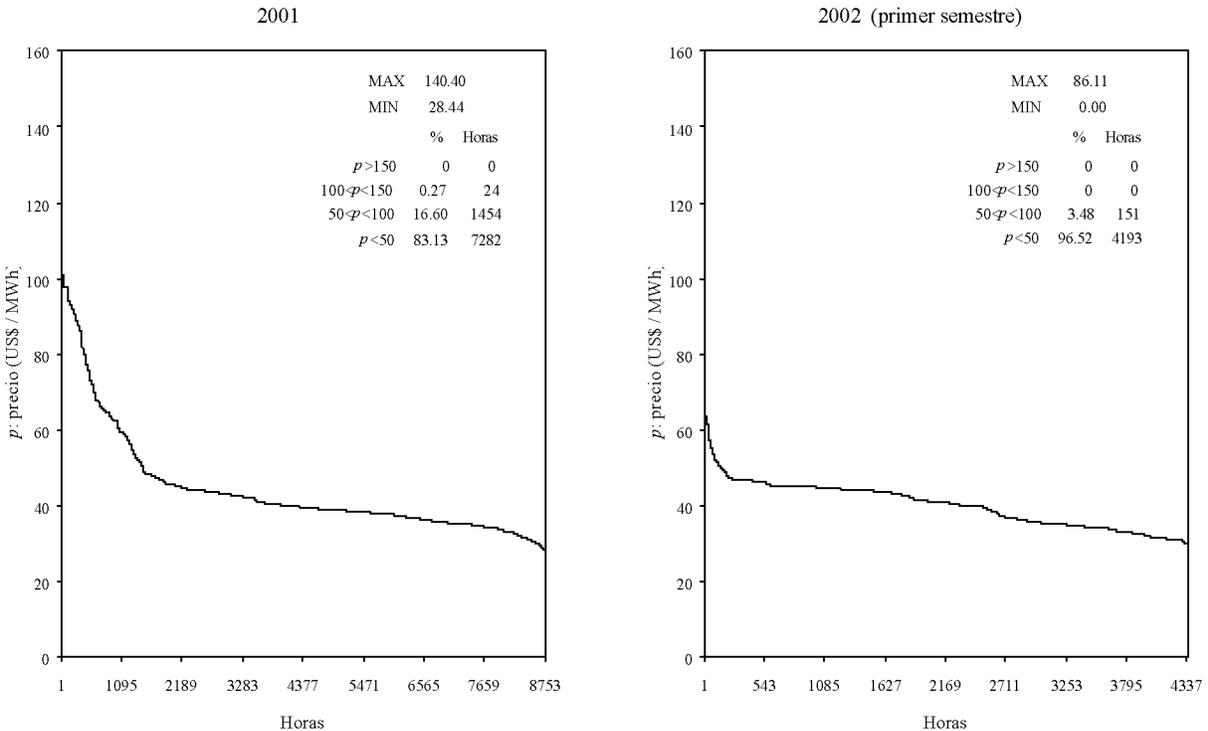
¹⁰⁵ Gecsa, Geosa e Hidrogena.

¹⁰⁶ Pese al monto pequeño de estas transacciones (10.4 GWh durante 2001, apenas el 0.5% del MM), el antecedente es importante, ya que es el primer contrato a término de largo plazo entre agentes ubicados en dos países, reportado en los países del bloque sur. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), empresa verticalmente integrada, únicamente proporciona los servicios de transporte (*wheeling*). El tema cobra vigencia con los primeros casos de generadores privados hidroeléctricos costarricenses, que al vencer su contratación inicial con el ICE se han quedado sin posibilidad de colocar su producción en el mercado local. Por otra parte, debe mencionarse que la oferta de proyectos hidroeléctricos privados costarricenses supera ampliamente los topes legales de participación en el mercado local. El MER podría admitir esa generación potencial costarricense.

Esa situación de menores niveles y menor dispersión de precios (comparados con los casos de los países del norte) aparece en las curvas de duración de precios del MO (véase el gráfico 8). Al revisar dichas curvas, también puede apreciarse en los dos períodos de estudio una muy alta participación de la primera banda de precios (menos de 50 dólares/MWh), en donde se ubican las ofertas despachadas en el 83.1% (en 2000) y en el 96.5% (primer semestre de 2002) del tiempo. La segunda banda (precios entre 50 y 100 dólares/MWh) operó el 16.6% y el 3.5%, en los dos períodos referidos. La tercera banda (precios entre 100 y 150 dólares/MWh) solamente apareció en 2000 (0.3%) y la cuarta banda (precios superiores a 150 dólares/MWh) todavía no se ha presentado. Los valores máximos reportados en 2001 fueron de 140.4 dólares/MWh, con muy corta duración.

Gráfico 8

NICARAGUA: CURVAS DE DURACIÓN DE PRECIOS DEL MERCADO DE OCASIÓN



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

4. Mercado mayorista de Panamá

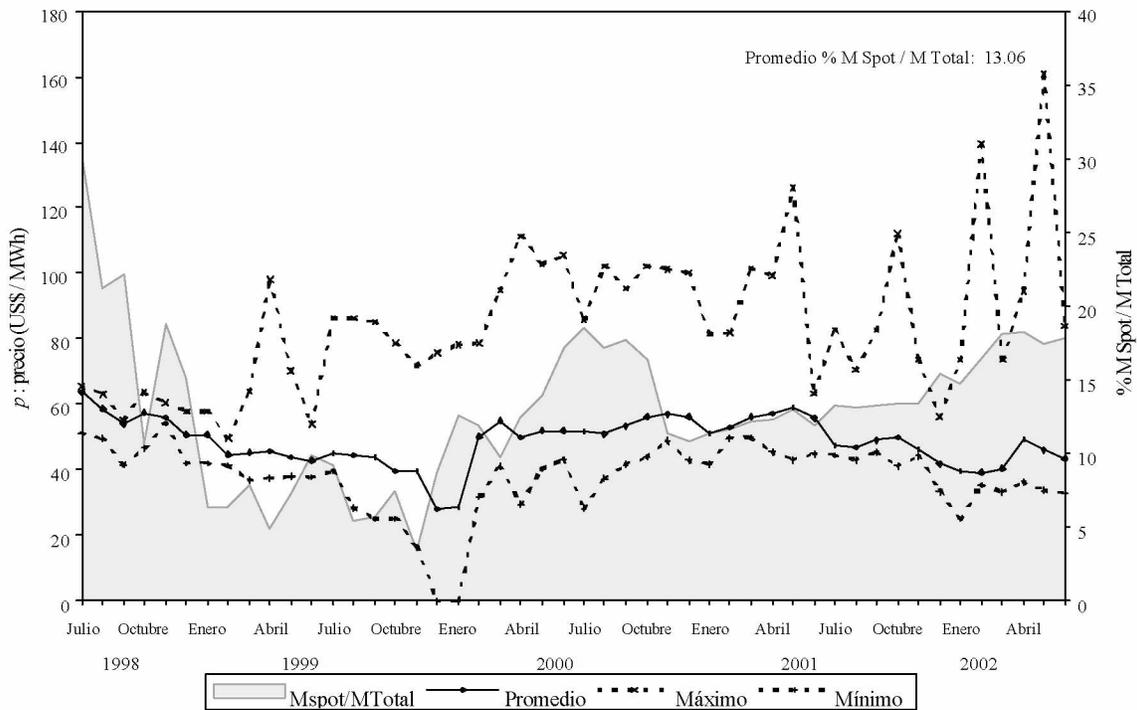
a) Mercados de ocasión y a término

Al igual que en el caso anterior, el MM panameño ha funcionado principalmente como un mercado de contratos, con la diferencia de que casi la totalidad de las contrataciones en el MC se

realizaron dentro del nuevo marco regulador.¹⁰⁷ En consecuencia, durante los 48 meses comprendidos de julio de 1998 a junio de 2002, el MC representó 86.9% del mercado y el MO el 13.1% (véase el gráfico 9). En promedio, durante los años 1998-2002 la participación porcentual de ambos submercados (MC y MO) fue de (80.7, 19.3); (93.1, 6.9); (85.8, 14.2); (87.2, 12.8), y (82.8, 17.2), respectivamente. La principales causas de las variaciones provienen de los aportes hídricos y de los precios de los combustibles. Durante los primeros años se definieron los criterios del despacho y se realizaron ajustes al modelo de programación dinámica estocástica que sirve de base para el despacho del país. A partir del primer semestre de 2002 se observa la dinámica de las contrataciones que han empezado a realizar las distribuidoras, por cuenta propia y bajo la supervisión y calendarios previamente aprobados por el regulador.

Gráfico 9

PANAMÁ: EVOLUCIÓN DE PRECIOS Y PARTICIPACIÓN DEL MERCADO DE OCASIÓN



Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

b) Precios en el MO

Los precios promedio registran variaciones suaves, con tendencia a la baja en los meses de alto aporte hídrico, principalmente al finalizar el ciclo de lluvias (diciembre y enero). Estos precios promedio se ubicaron en el rango de un valor mínimo de 27.99 dólares/MWh, en diciembre de 1999, hasta un valor máximo de 63.65 dólares/MWh, en julio de 1999, lo que

¹⁰⁷ Antes del inicio de operaciones del MM, la ETESA realizó —por cuenta de las distribuidoras— las primeras contrataciones a término. De igual forma, licitó bloques adicionales de potencia y energía que se requerían durante los primeros cinco años de operación del mercado.

presenta varias coincidencias con los rangos obtenidos en Nicaragua. Ello se explica por las similitudes de las reglas para el despacho económico de ambos mercados y las similitudes del MC, principalmente en el período de transición establecido por las leyes en ambos casos.

Durante el segundo semestre de 1998, en los años 1999 a 2001, y en el primer semestre de 2002, la desviación estándar fue de 9.2%, 27.1%, 26.5%, 16.9% y 17.5%, respectivamente, lo que representa menor dispersión que la registrada en Nicaragua en 2001, y valores comparables en el primer semestre de 2002 (véase el anexo). En cuanto a los precios horarios del MO, los valores máximos (en dólares/MWh) registrados a partir de 1999 fueron de: 97.93 (abril de 1999), 111.29 (abril de 2000), 126.07 (mayo de 2001) y 160.78 (mayo de 2002), situación que muestra una tendencia al alza durante los períodos de menor disponibilidad hídrica. Con excepción de los meses de diciembre de 1999 y diciembre de 2000, no se volvieron a presentar casos de participación hidroeléctrica nula, también como resultado de la revisión de criterios y de una simulación más realista por parte del CNO (véase de nuevo el anexo).

Al revisar las curvas de duración de precios (véase el gráfico 10) y comparar la participación de las cuatro bandas de precios, puede apreciarse la atipicidad del segundo semestre de 1998, con participación únicamente de la primera y segunda bandas (8.1% y 91.9%, respectivamente), contrapuesto a los valores presentados en el año 1999 (81.5% y 18.5%, respectivamente) y también en el primer semestre de 2002 (86% y 13.9%, respectivamente). En los años 2000 y 2001 se constatan comportamientos más cercanos, con participaciones de la primera banda de 43.4% y 53.1%, y la segunda banda con 56.4% y 46.6%. La tercera banda aparece muy pocas veces en el año 2000 (0.2%) y la cuarta banda muestra insignificante participación en el primer semestre de 2002.

Otros resultados dignos de mención son: durante los primeros 18 meses de operación (julio de 1998 a diciembre de 1999) no se llegó a rebasar el umbral de los 100 dólares/MWh; en 2000, 2001 y el primer semestre de 2002, dicho umbral se rebasó solamente 19, 31 y 2 veces, respectivamente; los valores máximos reportados en 2001 fueron de 126.07 dólares/MWh y tuvieron muy corta duración, y precios en el rango de 100-150 dólares/MWh apenas se presentaron el 0.36% del tiempo (31 veces), y en el rango de 50-100 dólares/MWh, el 46.6% del tiempo (4 078 veces). Luego, el 53.09% del tiempo el precio permaneció por debajo de 50 dólares/MWh, situación que se intensificó durante el primer semestre de 2002, cuando los marcadores de precios del *spot* han estado por debajo del umbral referido (86.05%). El primer semestre de 2002 sobresale por los más bajos niveles de precios (86% del tiempo en un precio inferior a 50 dólares/MWh) (véase de nuevo el gráfico 10).

5. Otras consideraciones

a) Los mercados de potencia de corto plazo

Los mercados mayoristas de Guatemala, Nicaragua y Panamá también efectúan transacciones de potencia, que reflejan la compra y venta de corto plazo de faltantes y sobrantes de potencia. En principio, todos los agentes consumidores deben contar con contratos de suministro para satisfacer su demanda máxima de potencia y a partir de esa relación se establecen

los sobrantes o faltantes que se negocian en los mercados. En el caso salvadoreño, esa relación se encuentra implícita en las ofertas al MRS, por lo cual no existen transacciones de ocasión para dichos desbalances.

En Guatemala, el AMM determina para cada agente productor su oferta firme disponible¹⁰⁸ y efectúa mensualmente la consolidación de los desvíos de potencia, que corresponde a la diferencia entre la potencia firme comprometida en los contratos de potencia de dicho participante y su oferta firme disponible total. El resultado neto de estas transacciones corresponde al costo por compra y la remuneración por venta de los desvíos de potencia, valorizados al correspondiente precio de referencia de la potencia, determinado mensualmente por el AMM.

En Nicaragua, las unidades generadoras térmicas que no estén comprometidas en el MC deben enviar al MO sus ofertas de reserva fría y reserva rodante máxima, así como sus respectivas ofertas de venta de excedentes de potencia. En el caso de los agentes consumidores, éstos deben indicar su oferta de demanda flexible. El CNDC remite a los agentes los resultados comerciales de la operación, incluyendo el precio diario de la potencia en el MO, las transacciones de potencia en dicho mercado, las compensaciones por déficit de oferta de excedentes de potencia y los precios de la reserva fría.

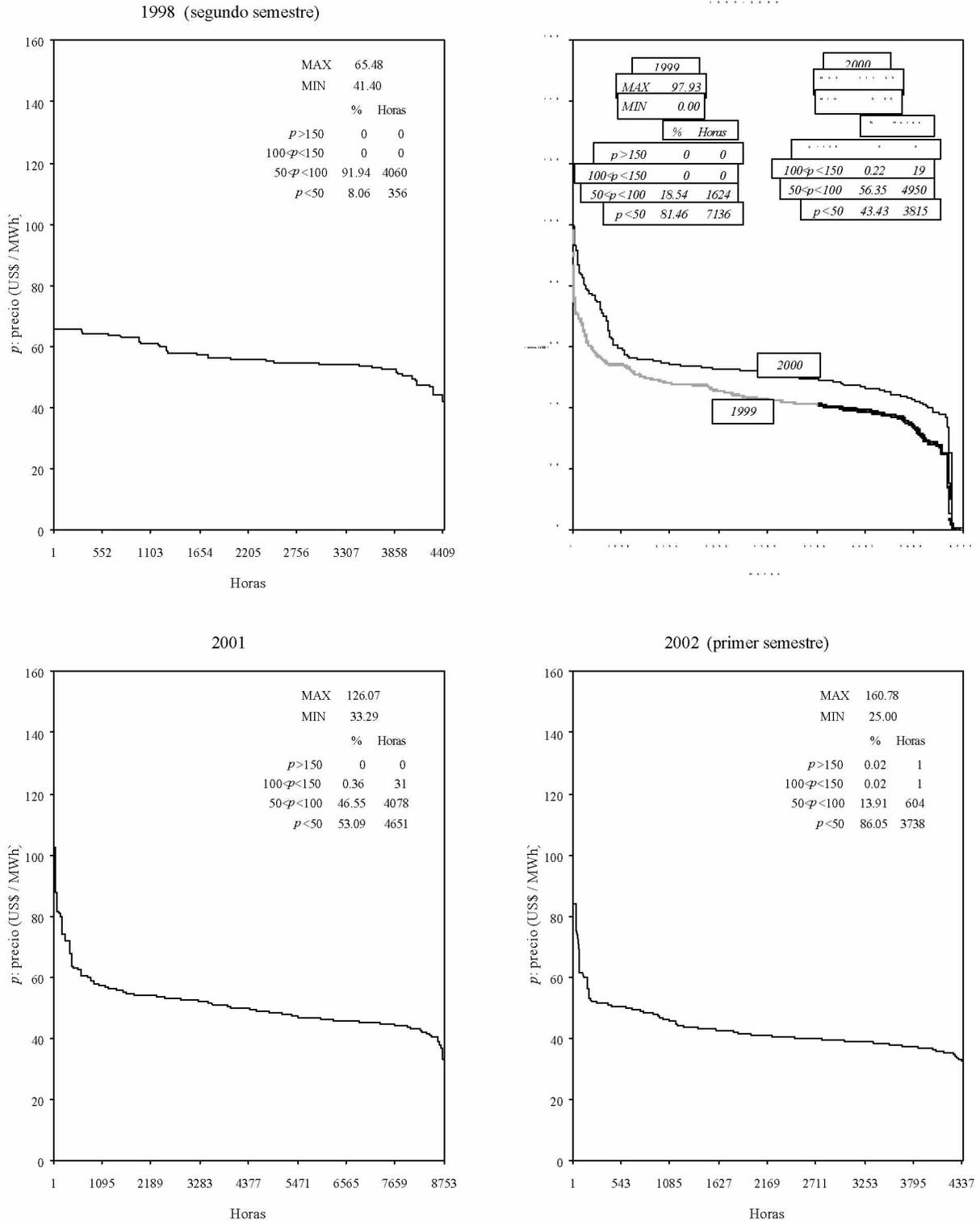
En Panamá, al igual que en Nicaragua, el precio y las transacciones de compensaciones de potencia se definen diariamente y están dados por el costo de oportunidad requerido por los agentes para poner a disposición la potencia firme para la garantía de suministro de la demanda de terceros. Inicialmente, dicho precio tuvo un tope regulado que resultaba del MC, correspondiente al precio máximo de la potencia en los contratos de distribuidores y del comprador principal.

De acuerdo con las aclaraciones anteriores, en el gráfico 11 se expone un resumen mensual de las operaciones en los tres mercados de corto plazo de potencia referidos. En los casos de Nicaragua y Panamá, se trata de un valor promedio a partir de resultados diarios, en tanto que en Guatemala corresponde a un parámetro de referencia del valor de la potencia, actualizado mensualmente por el AMM. Por lo general, los niveles de precios en este mercado han sido relativamente bajos, como resultado de la alta participación del MC y de los relativamente altos niveles de reserva de potencia existente en los tres mercados. Además, las premisas de diseño de los tres MM consideran la contratación por anticipado de las necesidades de potencia por parte de los agentes consumidores, por lo cual las transacciones de compensación y desvíos de potencia desempeñan un papel marginal.

¹⁰⁸ Es la suma de la oferta firme disponible de sus unidades generadoras que no estén comprometidas en contratos para cubrir reserva o desvíos de potencia.

Gráfico 10

PANAMÁ: CURVAS DE DURACIÓN DE PRECIOS DEL MERCADO DE OCASIÓN

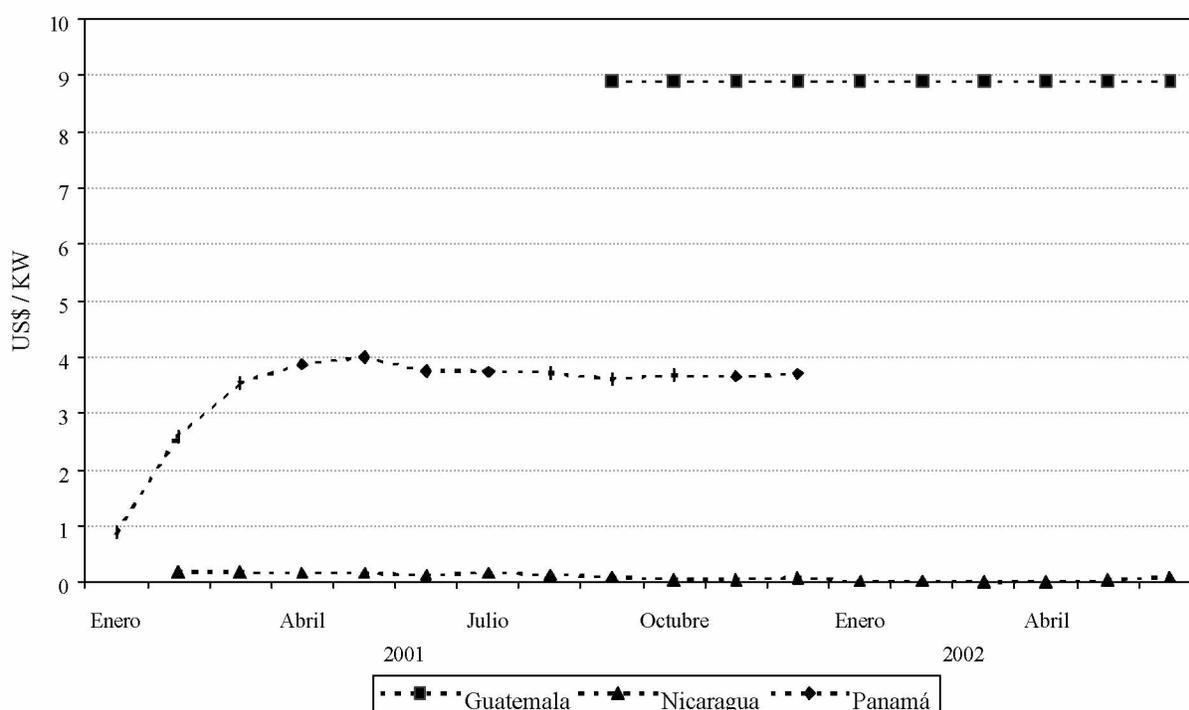


Fuente: CEPAL, sobre la base de informes oficiales.

No obstante, se aprecian sustanciales diferencias, principalmente en los casos de Nicaragua y Guatemala. En el primer país, el precio sumamente bajo es el resultado de la sobrecontratación inicial del mercado, en donde prácticamente todas las centrales tienen comprometida su capacidad. En el caso de Guatemala, los contratos iniciales, además de tener una participación significativa, ofertan una amplia gama de precios de capacidad.¹⁰⁹ Además de ello, desde 1999 se constata la presencia de plantas mercantes, que buscaban un precio atractivo (y justo) para participar en esas transacciones. El precio reportado durante 2001 es de alrededor del 50% de los precios de capacidad de las contrataciones termoeléctricas de las distribuidoras.

Gráfico 11

PRECIOS DE LAS COMPENSACIONES DE DESVÍOS DE POTENCIA



Fuente: CEPAL, sobre la base de datos oficiales.

Nota: En Nicaragua y Panamá son el precio promedio mensual. Sólo aparece en la gráfica la información disponible.

b) Los mercados de potencia de largo plazo

Sólo en el mercado de Panamá se encuentra definida una figura para valorizar separadamente el precio de la capacidad firme de largo plazo. En los otros países, la capacidad de largo plazo forma parte integral de las transacciones del MC.

La reserva de largo plazo es aquella que se requiere contar con suficiente anticipación, para asegurar el respaldo necesario al afrontar condiciones extraordinarias. Constituye una

¹⁰⁹ Véanse más detalles en CEPAL (2001a).

garantía de cubrimiento de la demanda, determinado por el ERSP con base en la demanda, el monto de pérdidas y de reserva para los niveles de confiabilidad previstos.¹¹⁰ El CND fija el precio de la reserva de largo plazo, de acuerdo con las ofertas de potencia no comprometida en contratos de suministro, ni vendida en contratos de reserva, por los generadores. También los distribuidores y grandes consumidores pueden ofertar retiros de demanda. Durante 2001 el precio del servicio auxiliar de reserva de largo plazo fue en promedio de 15 dólares/kW-mes, con montos que variaron entre 16 MW (en octubre) y 42.7 MW (en marzo). En 2002, de acuerdo con los resultados de las licitaciones efectuadas en diciembre de 2001, dicho valor se reduciría sustancialmente (6.10 dólares/kW-mes).

c) Otros servicios

Además de los servicios referidos, los OSM deben asignar y efectuar las liquidaciones comerciales de los servicios complementarios, así como atender el congestionamiento en los sistemas de transmisión y los costos de generación forzada u obligada, las pérdidas, consumos propios e inyecciones netas en cada nodo del sistema de transmisión. No en todos los casos se contó con la información de la liquidación financiera de las transacciones mencionadas. Como referencia, únicamente se presenta la liquidación global de los MM de Guatemala y Panamá en 2001 (véase el cuadro 17).

Cuadro 17

TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD, 2001

	Guatemala		Panamá	
	Miles de dólares	%	Miles de dólares	%
Total	239 365.21	100.00	340 105.46	100.00
Mercado a término	236 460.61	98.79	250 935.21	73.78
Energía			188 358.70	55.38
Potencia			62 576.51	18.40
Mercado <i>spot</i>	1 693.66	0.71	79 756.25	23.45
Ajuste de pérdidas	631.16	0.26		
Generación forzada	524.01	0.22	239.75	0.07
Servicios auxiliares	n.d.		2 369.64	0.70
Desvíos de potencia	55.77	0.02	1 040.46	0.31
Reserva largo plazo	n.d.		5 764.15	1.69

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: En Guatemala se trabajó a partir de resultados preliminares del AMM; no incluye el mes de septiembre y la valorización de potencia es a partir de octubre.

¹¹⁰ Los criterios de confiabilidad deben ser regulados *ex ante*, y reflejar la política de seguridad de abastecimiento pretendida. Inicialmente quedó definido el cálculo a nivel mensual para la determinación del requerimiento de la reserva de largo plazo, pero posteriormente podría reducirse. Inicialmente todos los agentes consumidores están obligados a comprar a través del servicio auxiliar de reserva de largo plazo el requerimiento de demanda de generación que no cubre por sí mediante la contratación de potencia (véanse las Reglas del MM, resolución del ERSP publicadas en la *Gaceta Oficial*, el 28 de abril de 1998).

Al consolidar los ajustes entre agentes productores y consumidores en los dos MM referidos, puede verse la participación mayoritaria del MC, seguido del MO. Las compensaciones de potencia constituyen una porción pequeña de las transacciones financieras saldadas dentro de los MM, de mucho menor significación que las otras operaciones administradas en los mercados.

6. Volatilidad y tendencia de precios de los mercados de ocasión

En los anteriores análisis de los mercados se consideraron los índices estadísticos básicos, por mes y año, de las series de tiempo de los precios horarios de los mercados *spot*, y ello permitió identificar las principales tendencias observadas y la variabilidad o dispersión de los precios. En este apartado se expone un análisis de volatilidad estricto, considerando la ponderación de las desviaciones en diferentes períodos, lo cual contrasta con las características y condiciones específicas de cada mercado (la estructura, la tecnología del parque generador y el diseño —reglas y condiciones iniciales— de cada MM). Esta evaluación es importante, ya que posibilita otra perspectiva para explicar el comportamiento de los mercados, y constituye además el primer esfuerzo de interpretación de las relaciones MM-precios en sistemas hidrotérmicos de talla pequeña, como en los casos de los cuatro países centroamericanos considerados en este estudio.

Del análisis de los índices estadísticos básicos mensuales no se extrae una clara relación entre tecnología y composición del parque generador y dispersión de los precios de los mercados. Al comparar las desviaciones estándar se observan menores dispersiones en los mercados de Panamá y Nicaragua, los cuales poseen la mayor y menor participación hidroeléctrica. El Salvador, en cambio, con una participación hidroeléctrica relativamente baja, presenta las mayores dispersiones, y Guatemala dispersiones intermedias, superiores a Nicaragua, pero inferiores a las salvadoreñas. Lo anterior indica que, en el caso de los mercados eléctricos centroamericanos, el principal origen de la dispersión de los precios del *spot* no proviene de la tecnología ni de la aleatoriedad de la variable hidrológica. La explicación no parece estar en la estructura sino en las condiciones iniciales, en las reglas y en el diseño de los mercados.

Los resultados de los cálculos de la volatilidad más estrictos se muestran en el cuadro 18, cuya interpretación se resume a continuación.

a) En los períodos estudiados (por día, semana, mes y año), la menor volatilidad se registra en Panamá, seguido muy de cerca por Nicaragua. En estos casos los resultados son consecuencia de la planificación estacional y anual que realizan los centros de despacho de las empresas de transmisión de los respectivos países. La presentación de ofertas semanales y quincenales, en ambos casos a base de costos variables, también tiene incidencia en los bajos niveles de volatilidad. En Nicaragua, la previsión de cláusulas de despachabilidad casi en todos los contratos PPA iniciales, también ayuda a explicar el comportamiento referido.

b) Con niveles sustancialmente más altos que los dos países anteriores se encuentra El Salvador, cuyo comportamiento se explicaría más directamente en relación con las estrategias y expectativas de los agentes; el interés de algunos agentes de incidir y elevar los precios del MRS (principalmente hasta enero de 2001, antes de la eliminación completa de bandas y los ajustes tarifarios semestrales); la mayor libertad que tienen los agentes al ofertar precios en lugar

de costos variables; el todavía pequeño número de agentes oferentes y demandantes, y el sistema de ofertas diarias, que generalmente estimula una mayor especulación.

c) Una situación bastante difícil de explicar a primera vista se da en el caso de Guatemala, que, de acuerdo con sus reglas y estructura de mercado, pareciera estar más cercano a los casos de Nicaragua y Panamá; sin embargo, la volatilidad de los precios del *spot*, casi en todos los niveles y años (con algunas excepciones en los años 2001 y 2002) resultó mayor que la del MRS salvadoreño. Las razones parecen provenir de las ataduras al despacho impuestas por los contratos tipo PPA (en buena medida superados luego de la renegociación de contratos, efectos que se empezarán a observar a partir del año 2001), y que dejaron la mayor parte de la oferta hidroeléctrica de la EGEE (INDE) desprotegida de contratos en el MC —lo que claramente no obedecía a razones de índole económica ni al costo de oportunidad del recurso hídrico— y con mayor dependencia del MO.¹¹¹ Adicionalmente, a partir de 2001, la asignación a la tarifa social de casi toda la producción hidroeléctrica de la EGEE en exceso a los compromisos existentes con las distribuidoras, constituye otro elemento que incide en la reducción de la volatilidad (que puede interpretarse como un *quasi-hedging*, cuyos costos son asumidos por la EGEE).

¹¹¹ Recuérdese que la ley reconoce la primacía en el despacho, de los contratos suscritos antes de la vigencia del nuevo marco, y privilegia los compromisos de entregas físicas y condiciones “*take or pay*” sobre consignas de despacho económico.

Cuadro 18

REVISIÓN DE LA VOLATILIDAD DE PRECIOS EN LOS MERCADOS MAYORISTAS DE EL SALVADOR, GUATEMALA, NICARAGUA Y PANAMÁ

Volatilidad	Prom	Max	Min	s		Prom	Max	Min	s		Prom	Max	Min	s		Prom	Max	Min	s		
				Abs	%				Abs	%				Abs	%				Abs	%	
Diaria	0.79	4.98	0.00	0.69	86.3	1.04	3.19	0.00	0.58	55.7	0.40	1.73	0.00	0.35	86.1	0.38	24.00	0.00	1.02	272.7	
	1998	0.29	4.17	0.00	0.52	179.2										0.06	0.32	0.00	0.06	110.3	
	1999	0.68	4.98	0.00	0.79	116.7	1.37	2.68	0.00	0.51	37.3					0.48	6.86	0.00	0.78	161.0	
	2000	0.76	2.54	0.02	0.62	81.2	0.99	2.52	0.00	0.52	52.9					0.66	24.00	0.00	1.82	277.7	
	2001	1.26	3.17	0.05	0.44	34.8	0.98	3.19	0.04	0.61	61.9	0.49	1.73	0.00	0.37	75.7	0.20	1.36	0.00	0.24	119.7
	2002	1.18	3.49	0.31	0.42	35.6	0.58	1.47	0.12	0.32	54.3	0.22	1.05	0.01	0.18	82.2	0.26	2.10	0.00	0.30	113.8
Semanal	1.08	3.20	0.01	0.67	61.9	1.72	4.71	0.29	0.68	39.6	0.72	1.83	0.10	0.44	61.0	0.65	3.19	0.00	0.57	88.0	
	1998	0.48	2.12	0.01	0.44	90.9										0.14	0.31	0.04	0.07	46.8	
	1999	0.85	2.44	0.08	0.67	78.9	1.87	2.71	0.92	0.43	22.7					0.79	2.93	0.00	0.66	84.0	
	2000	1.35	2.95	0.04	0.73	53.9	1.87	3.25	0.71	0.53	28.6					0.91	3.19	0.15	0.56	62.3	
	2001	1.44	2.10	0.94	0.26	18.2	1.77	4.71	0.57	0.90	50.7	0.85	1.83	0.11	0.46	54.9	0.48	1.36	0.03	0.37	76.5
	2002	1.48	3.20	0.90	0.46	30.9	1.03	1.82	0.29	0.44	42.5	0.48	1.10	0.10	0.27	55.0	0.72	2.58	0.05	0.63	87.6
Mensual	1.39	2.66	0.03	0.64	46.2	2.22	4.43	0.41	0.71	32.0	1.14	1.99	0.17	0.48	42.3	1.02	2.76	0.11	0.65	63.9	
	1998	0.69	1.38	0.03	0.39	56.5										0.24	0.31	0.11	0.07	30.0	
	1999	1.13	2.04	0.19	0.66	58.2	2.06	2.51	1.38	0.39	18.8					1.06	2.71	0.19	0.69	65.4	
	2000	1.86	2.66	1.30	0.50	26.7	2.42	2.98	1.72	0.36	14.8					1.25	2.73	0.92	0.51	40.3	
	2001	1.64	2.01	1.24	0.28	17.4	2.57	4.43	1.61	0.92	35.8	1.25	1.99	0.17	0.45	36.3	0.81	1.42	0.33	0.33	40.5
	2002	1.83	2.24	1.53	0.27	14.7	1.46	2.30	0.41	0.72	49.1	0.93	1.92	0.51	0.51	54.9	1.66	2.76	1.00	0.81	48.8
Anual	2.26	2.59	1.51	0.46	20.5	3.24	4.44	2.48	0.87	27.0	2.33	2.53	2.14	0.27	11.7	1.97	3.16	0.42	1.00	50.4	

Fuente: Datos oficiales y estimaciones propias.

Notas: s : desviación estándar; Prom: promedio aritmético; Max: valor de la volatilidad máxima; Min: valor de la volatilidad mínima; Abs, %: se refieren a la desviación estándar en valor absoluto y en valor porcentual, referente a la media.

IV. CONCLUSIONES Y REFLEXIONES

1. Conclusiones

a) Es relativamente breve el tiempo transcurrido a partir de la aprobación de los nuevos marcos regulatorios de la industria eléctrica, la ejecución de las tareas de reestructuración del subsector, la privatización de las empresas estatales y la creación de los mercados de electricidad. Los nuevos agentes que se han venido incorporando en los mercados han estado involucrados en un proceso de asimilación, aprendizaje y comprensión de las reglas comerciales y de operación de los MM. Asimismo, han participado en el proceso de revisión y ajuste de las referidas reglas, dentro de las respectivas instancias de supervisión y/o administración de los mercados.

b) Hasta junio de 2002, fecha de corte para los resultados expuestos en este estudio, los MM habían cumplido entre 21 (en Nicaragua) y 54 meses (en El Salvador) de operación continua. En los cuatro casos, los MM han estado operando dentro de períodos de transición. En Panamá y Nicaragua dichos períodos fueron establecidos por la ley, y llegarán a término durante el año 2002 en el primer país, y hasta el 2004 en el segundo país. En El Salvador y Guatemala las leyes no contemplaban expresamente períodos de transición; sin embargo, las circunstancias y las condiciones iniciales forzaron la instrumentación de varias medidas conjuntas, entre ellas algunas de carácter temporal, que podrían finalizar a partir de 2003.

c) En los cuatro países se reportan avances importantes en la conformación de los MM; aun así, falta mucho para la consolidación de esquemas con plena competencia. Por ejemplo, en el proceso de incorporación de nuevos agentes se observan diversas dinámicas, cuya tendencia no ha sido siempre progresiva y sostenida. Ello es más evidente en el caso de la demanda, en donde —con excepción parcial de Guatemala— el ingreso de grandes consumidores ha sido lento. Por ende, en los cuatro países la demanda sigue siendo manejada casi en su totalidad por un máximo de tres distribuidoras, dos de las cuales pertenecen al mismo grupo societario.

d) Por el lado de la oferta, el ingreso de nuevos agentes ha sido un poco más dinámico, aunque en todos los casos es posible identificar una empresa con significativa participación. En El Salvador y Guatemala se trata de empresas estatales que en 2001 tuvieron una participación en los MM locales, del 47% y 39%, respectivamente. En Panamá, la hidroeléctrica Fortuna aportó 29% de la energía del mercado del país, y en Nicaragua la empresa termoeléctrica Corinto, 40%, si bien con claros signos de cambio en favor de otro agente a partir de 2002.

e) A pesar de las limitaciones de los índices R_n y HHI para el análisis del nivel de competencia en mercados de electricidad, cabe observar que sus valores son todavía altos; con todo, han mostrado una tendencia a la reducción, de tal forma que durante 2002 los MM de Panamá y Guatemala se acercaban a la clasificación de mercados medianamente concentrados, mientras que los de El Salvador y Nicaragua continúan presentando elevados índices de concentración. Esos resultados guardan congruencia con la información proporcionada por el

índice residual de suministro (IRS), que durante el año 2001 registró grandes poderes de fijación de precios marginales para las firmas principales de los cuatro mercados, más aun en el caso de los dos últimos países.

f) Es posible verificar las incidencias directas de la variable hidrológica y de los precios internacionales de los combustibles sobre los precios de los MO. En los cuatro mercados se aprecian incrementos de los precios *spot* durante la época del estiaje (marzo, abril y mayo) y reducciones en la época lluviosa, con variaciones que dependen de las características de cada ciclo hidrológico y los períodos de llenado de los embalses (los menores precios se presentan generalmente entre los meses de julio y febrero). En cuanto a los precios de los combustibles, el efecto es notorio a partir del segundo semestre de 1999, cuando se inició la escalada de los derivados del petróleo, que alcanzó los máximos valores durante el año 2000, con ligeras variaciones —altas y bajas— durante 2001 y el primer semestre de 2002.

g) No se percibe una clara relación entre tecnología y composición del parque generador y la dispersión de los precios de los mercados. Durante 2001, la participación hidroeléctrica porcentual, en orden descendente, fue de 48.6% en Panamá, 39.2% en Guatemala, 30.3% en El Salvador y 8.1% en Nicaragua. Las desviaciones estándar de los precios *spot* de los cuatro países referidos fueron de 16.9%, 40.8%, 49.4%, 32%, respectivamente. Lo anterior indica que las menores dispersiones de los precios se encuentran en los países con la mayor y menor participación hidroeléctrica (Panamá y Nicaragua). El Salvador, con una participación hidroeléctrica relativamente baja, acusa las mayores dispersiones, y Guatemala dispersiones intermedias, superiores a Nicaragua, pero inferiores a las salvadoreñas. Así, en el caso de los mercados eléctricos centroamericanos, el principal origen de la dispersión de los precios del *spot* no provienen ni de la tecnología ni de la aleatoriedad de la variable hidrológica. La explicación no parece estar en la estructura sino en las condiciones iniciales, así como en las reglas y en el diseño de los mercados.

h) Con base en las curvas de duración de precios, en los MM de Nicaragua, Guatemala y Panamá los precios se ubicaron casi en su totalidad en los dos primeros bloques (0-50 y 50-100 dólares/MWh). El MM de El Salvador fue el único que experimentó precios en el tercer bloque (100-150) y rebasó el umbral de 150 dólares/MWh.

i) Con respecto a la volatilidad de los precios *spot*, el índice correspondiente ha sido menor en Panamá y Nicaragua. Esto podría explicarse por la planificación estacional y anual que realizan los OSM de ambos países. En el MRS salvadoreño, el resultado estaría más directamente relacionado con las estrategias y por el mayor grado de libertad y expectativas de los agentes, en tanto que en el MO guatemalteco la causa parece provenir de las ataduras al despacho impuestas por los contratos tipo PPA (en buena medida superadas luego de la renegociación de dichos contratos, efectos que se han empezado a observar a partir del año 2001).

j) En los casos de Guatemala, Nicaragua y Panamá, varias condiciones limitan las posibilidades de ejercicio de poder de mercado, entre ellas: el mayor grado de supervisión que ejercen los OSM; la alta participación del MC y la consiguiente protección de precios a los usuarios finales y, salvo en Nicaragua, la creciente entrada de nuevos agentes productores. No es el caso de El Salvador, en donde las tarifas al consumidor final del universo de usuarios minoristas regulados está expuesta directamente a los efectos del comportamiento del Mercado

Regulador del Sistema (MRS), y el número de agentes productores mayoristas es todavía reducido, al igual que el de los grandes consumidores y comercializadores independientes. En esas condiciones, han sido acertadas las guías y labores informativas que conjuntamente han emprendido la Dirección General de Electricidad y las cámaras empresariales de ese país, tendientes a acelerar el proceso de aprendizaje y proveer el *empowerment* requerido por los grandes consumidores, particularmente aquellos conectados a las redes de las distribuidoras.

2. Reflexiones

A continuación se hace referencia a tres temas importantes, que podrían requerir de especial atención en las fases de adecuación de las reformas y reforzamiento de los mercados de electricidad.

a) Es muy difícil conceptuar y llevar a cabo los procesos de reforma de la industria eléctrica sin incurrir en costos de transición hacia los nuevos esquemas. Es posible que esos costos hayan sido subvaluados desde la etapa de diseño de las reformas, lo que posteriormente dificultó las asignaciones correspondientes de dichos costos entre los agentes participantes, sobre todo cuando una de las promesas o expectativas de las reformas había sido la disminución de precios de la electricidad. Esto es más evidente en El Salvador y Guatemala, países que no contemplaron períodos de transición en sus procesos de reestructuración. Las empresas estatales de producción de estos países han sufrido la mayor carga financiera derivada de los costos de transición. De igual forma, el Estado —vía excepciones fiscales o transferencias directas—, algunos agentes del mercado y segmentos de consumidores también han sufragado una parte de los costos mencionados. El tema merece un análisis profundo que permita proponer soluciones duraderas para garantizar la sustentabilidad de las reformas, así como una gestión saludable y justa a las empresas estatales de producción de los dos países señalados.

b) Ya dentro del nuevo marco regulador se han observado procesos de reintegración horizontal en los segmentos de distribución (El Salvador) y de generación (Nicaragua). Asimismo, se han presentado iniciativas de reintegración vertical generación-distribución, algunas de ellas con alcances regionales. Éste es un tema de primera importancia para los entes reguladores nacionales y para la recién creada Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). En algunos países también podría corresponder al ámbito de acción de las comisiones nacionales de defensa de la competencia.

c) La publicación y difusión de la información y resultados de los MM es un tema fundamental para la correcta operación de mercados abiertos, transparentes y competitivos, como los pretendidos por las leyes de electricidad de los cuatro países centroamericanos analizados en este estudio. Esa transparencia no debe restringirse únicamente a la información intercambiada entre los agentes legalmente constituidos como tales dentro de los OSM, pues ello podría originar asimetrías de información, que desincentivarían la competencia y dificultarían el ingreso de nuevos agentes. Los avances logrados hasta la fecha por los OSM de Panamá y Guatemala han sido especialmente satisfactorios. En ese rumbo parece avanzar el OSM de Nicaragua, en tanto que la UT —que fue la primera en iniciar operaciones y que además tiene bajo su responsabilidad un mercado con mayores libertades— ha experimentado un rezago en esa materia. Este tema debe ser prioritario, no solamente para los OSM y los entes reguladores nacionales, sino también

para las instancias responsables de la operación, supervisión y regulación del reciente Mercado Eléctrico Regional.

BIBLIOGRAFÍA

AMM (Administración del Mercado Mayorista) (s.f.), *Informes de transacciones mensuales de los años 1999, 2000, 2001 y primer semestre de 2002*, <http://www.amm.org.gt/>

_____ (s.f.), *Informe estadístico 2001*, Guatemala.

_____ (s.f.), *Memoria de labores 2000-2001*, Guatemala.

CAISO (California Independent System Operator) (1999), *Annual report on market issues and performance*, junio.

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (2002a), *Istmo Centroamericano: Estadísticas del subsector eléctrico. Datos actualizados a 2001* (LC/MEX/L.538), México, agosto.

_____ (2002b), *Istmo Centroamericano: La regulación de la distribución de energía eléctrica en los países con empresas privadas. Los casos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá* (LC/MEX/536), México, julio.

_____ (2001a), *El mercado eléctrico regional: Contratos PPA en El Salvador, Guatemala y Nicaragua* (LC/MEX/L.493), septiembre.

_____ (2001b), *Evolución reciente y desafíos de los mercados mayoristas de electricidad de El Salvador, Guatemala y Panamá* (LC/MEX/L.483), México, julio.

_____ (1999), *La industria eléctrica del Istmo Centroamericano: Situación de los procesos de reforma y perspectivas para el corto y mediano plazo* (LC/MEX/L.366/Rev.1), México, marzo.

Chao, Hung-Pu, Robert Wilson (s.f.), *Design of wholesale electricity markets*, EPRI, draft 990101.

CNE (Comisión Nacional de Energía) (2001a), *Balance energético nacional, 2000*, Managua, Nicaragua, octubre.

_____ (2001b), *Plan indicativo nacional del sector eléctrico de Nicaragua*, septiembre, <http://www.cne.gob.ni>

CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) (2002), *Informe de gestión 1997-2002*, Guatemala, mayo, <http://www.cnee.gob.gt/>

Consortio PREEICA (2001), *Informe 2: Peajes, Metodología propuesta y resultados*, informe final, junio, <http://www.preeica.ca/>

- _____ (2000), borrador del documento conceptual *Los impactos de los mercados de electricidad desregulados en la planificación financiera de los productores*, enero, <http://www.preeica.ca/>
- CRIE (Comisión Regional de Interconexión Eléctrica) (2002), *Reglamento transitorio del mercado eléctrico regional*, Resolución 1-2002, Tegucigalpa, Honduras, 23 de agosto.
- ENTRESA (Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, S. A.) (s.f.), Centro Nacional de Control, *Informes estadísticos*, <http://cncd.org.ni>
- ETESA (Empresa de Transmisión de El Salvador, S. A. de C. V.) (s.f.), *Informes estadísticos y Reglamento de Operación del mercado mayorista panameño*, <http://www.etsa.com.pa/>
- _____ (2001), *Plan de expansión del sistema interconectado nacional*, Panamá, febrero.
- GESAL (Deutsche Bank Securities) (2002), *Gesal, oportunidades de inversión*, San Salvador, El Salvador [/http://www.gesal.com.sv](http://www.gesal.com.sv)
- INE (Instituto Nicaragüense de Energía) (2001), *Memoria 1997-2001*, noviembre, <http://www.ine.gob.ni>
- _____ (s.f.), *Reglamentos de operación del mercado mayorista nicaragüense*, <http://www.ine.gob.ni>
- Inter-American Development Bank (2002), Fundación Solar, *Sustainability of Power Sector Reform in Latin America. The Reform in Guatemala*, Washington, D. C., mayo.
- MEM (Ministerio de Energía y Minas) (2001), *Plan indicativo del subsector eléctrico*, Guatemala, <http://www.mem.gob.gt/>
- Noticias y artículos de los principales periódicos de El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá, *El diario de hoy*, <http://www.elsalvador.com>; *La prensa gráfica*, <http://laprensagrafica.com>; *Prensa Libre*, <http://www.prensalibre.com>; *Siglo XXI*, <http://sigloxxi.com>; *La Prensa*, <http://www.laprensa.com.ni>; *La Prensa*, <http://www.prensa.com>; *El Siglo*, <http://www.elsiglo.com>; *Moneda*, <http://monedasv.terra.com/moneda/>
- PHB, Hagler-Bailly, Synex (2000), *Diseño general del mercado eléctrico regional* (informe final, Buenos Aires, enero.
- Rubio, F.J. e I. J. Pérez Arriaga (s.f.), *Marginal pricing of transmission services: a comparative analysis of network cost allocation methods*.
- SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones) (2001), *Boletín de estadísticas eléctricas No. 3*, San Salvador, El Salvador, mayo, <http://www.siget.gob.sv/>

- Stoft, Steven (2002), *Power System Economics*, Designing Markets for Electricity, IEEE/Wiley, febrero.
- Unidad de Transacciones (2002a), *Informe estadístico y de operación del mercado mayorista de potencia, período enero-diciembre de 2001*, Nuevo Cuscatlán, El Salvador, enero.
- _____ (2002b), *Informe estadístico y de operación del mercado mayorista de potencia, período enero-junio de 2002*, Nuevo Cuscatlán, El Salvador, julio.
- _____ (2001a), *Impacto en el comportamiento de la demanda debido a los terremotos de enero y febrero de 2001*, Nuevo Cuscatlán, El Salvador, febrero.
- _____ (2001b), *Proyección de la demanda de energía, período 2001-2005*, Nuevo Cuscatlán, El Salvador, febrero.
- _____ (s.f.), *Reglamentos de operación del mercado mayorista salvadoreño*, <http://www.ut.com.sv/>
- Wolak, Frank (s/f), *Market design and price behavior in restructured electricity markets: an international comparison*. Department of economics, Stanford University, <http://www.stanford.edu/~wolak/>
- Wolak, Frank y Robert Patrick (2001), *The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity markets*, National Bureau of Economic Research, NBER, <http://www.nber.org/papers/w8248>, Cambridge, Massachusetts, abril.

Anexo

Cuadro A-1

EL SALVADOR: ÍNDICES ESTADÍSTICOS BÁSICOS DE LOS PRECIOS HORARIOS
DEL MERCADO DE OCASIÓN, 1998-2002

(Dólares /MWh)

	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación estándar	
				Absoluta	%
1998	56.45	90.73	5.43	13.41	23.8
Enero	58.10	58.45	56.68	0.56	1.0
Febrero	69.63	90.73	58.12	3.99	5.7
Marzo	58.29	89.11	50.36	5.87	10.1
Abril	54.25	90.70	49.86	5.73	10.6
Mayo	71.91	90.70	54.69	11.21	15.6
Junio	58.66	69.98	47.78	7.36	12.6
Julio	50.72	69.98	37.09	4.65	9.2
Agosto	44.10	55.41	32.47	6.58	14.9
Septiembre	43.04	69.98	25.67	10.51	24.4
Octubre	50.00	71.20	5.43	15.41	30.8
Noviembre	54.36	81.34	6.14	23.00	42.3
Diciembre	65.07	90.67	54.74	6.86	10.6
1999	61.23	129.01	0.00	21.45	35.0
Enero	59.72	84.76	54.74	6.11	10.2
Febrero	57.27	78.95	53.99	2.95	5.1
Marzo	61.14	86.86	44.00	5.10	8.3
Abril	60.63	69.28	57.96	4.21	6.9
Mayo	64.65	89.02	56.86	5.60	8.7
Junio	75.02	98.63	7.71	11.84	15.8
Julio	62.95	100.62	7.71	11.95	19.0
Agosto	52.64	100.16	7.71	24.23	46.0
Septiembre	53.90	111.49	7.71	40.28	74.7
Octubre	51.41	112.63	7.71	39.38	76.6
Noviembre	64.19	106.94	38.11	22.05	34.4
Diciembre	71.19	129.01	0.00	17.31	24.3
2000	83.56	216.15	0.00	49.52	59.3
Enero	82.70	131.97	0.00	21.12	25.5
Febrero	85.16	153.81	0.00	28.30	33.2
Marzo	91.46	207.74	0.00	52.91	57.8
Abril	166.27	216.15	0.00	45.71	27.5
Mayo	72.08	192.86	47.44	42.51	59.0
Junio	63.53	85.11	0.00	10.60	16.7
Julio	55.00	91.01	18.43	15.56	28.3
Agosto	59.40	117.18	0.00	19.20	32.3
Septiembre	160.83	216.15	0.00	49.18	30.6
Octubre	53.85	113.32	0.00	21.56	40.0
Noviembre	57.60	153.01	0.00	23.46	40.7
Diciembre	57.61	152.45	0.00	21.22	36.8

/Continúa

Cuadro A-1 (Conclusión)

	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación estándar	
				Absoluta	%
2001	63.94	160.20	0.01	31.58	49.4
Enero	62.37	160.20	35.00	25.94	41.6
Febrero	64.28	113.60	34.20	24.76	38.5
Marzo	66.64	120.00	32.20	32.26	48.4
Abril	71.59	119.00	20.40	38.80	54.2
Mayo	68.64	119.00	21.00	33.89	49.4
Junio	66.53	121.20	23.15	32.51	48.9
Julio	70.30	118.00	17.40	34.19	48.6
Agosto	67.88	120.12	0.01	32.68	48.1
Septiembre	50.99	113.20	13.00	29.85	58.5
Octubre	55.63	119.00	13.00	27.60	49.6
Noviembre	59.88	137.98	26.20	22.92	38.3
Diciembre	62.39	130.00	12.50	33.04	53.0
2002	60.57	152.50	0.00	29.65	49.0
Enero	62.41	136.66	25.90	29.40	47.1
Febrero	64.77	113.66	12.77	26.88	41.5
Marzo	50.28	112.60	0.00	24.19	48.1
Abril	59.50	126.90	16.64	32.07	53.9
Mayo	66.27	152.50	20.09	32.11	48.5
Junio	51.90	105.94	26.30	17.38	33.5

Fuente: UT.

Cuadro A-2

GUATEMALA: ÍNDICES ESTADÍSTICOS BÁSICOS DE LOS PRECIOS HORARIOS
DEL MERCADO DE OCASIÓN, 1999-2002

(Dólares /MWh)

	Promedio	Máxima	Mínimo	Desviación estándar	
				Absoluta	%
1999	44.47	128.50	18.00	24.31	54.7
Enero	28.77	82.67	20.12	12.24	42.5
Febrero	37.57	102.82	20.84	19.12	50.9
Marzo	35.35	76.26	20.84	16.60	47.0
Abril	46.49	95.77	23.00	22.12	47.6
Mayo	60.05	113.90	31.00	21.32	35.5
Junio	55.71	125.29	21.00	28.38	50.9
Julio	42.40	125.29	19.00	19.69	46.4
Agosto	41.69	120.00	19.00	20.68	49.6
Septiembre	41.94	120.00	20.00	22.99	54.8
Octubre	41.26	120.00	18.00	27.87	67.5
Noviembre	54.34	128.50	23.00	28.30	52.1
Diciembre	48.09	128.50	23.00	27.37	56.9
2000	57.50	273.05	18.00	29.46	51.2
Enero	51.64	128.50	23.00	23.67	45.8
Febrero	54.90	160.72	23.00	23.82	43.4
Marzo	64.03	179.20	39.70	24.41	38.1
Abril	82.74	273.05	45.92	42.36	51.2
Mayo	69.96	215.00	30.00	37.87	54.1
Junio	54.21	170.00	18.00	21.40	39.5
Julio	56.87	170.00	24.00	23.87	42.0
Agosto	63.96	181.86	30.00	35.44	55.4
Septiembre	51.76	148.00	30.38	18.19	35.2
Octubre	58.47	148.00	20.00	30.45	52.1
Noviembre	43.59	149.31	19.36	16.38	37.6
Diciembre	37.80	84.93	19.94	10.23	27.1
2001	43.00	144.04	0.00	17.55	40.8
Enero	39.03	63.93	0.00	7.32	18.7
Febrero	34.10	140.63	0.00	11.85	34.8
Marzo	31.22	143.47	5.17	19.11	61.2
Abril	45.02	144.04	5.16	24.32	54.0
Mayo	53.25	143.78	19.67	21.99	41.3
Junio	41.81	114.66	0.00	21.26	50.8
Julio	50.64	114.07	32.78	16.37	32.3
Agosto	48.48	114.09	33.66	14.89	30.7
Septiembre	40.92	103.48	0.00	13.42	32.8
Octubre	43.25	104.64	0.00	15.21	35.2
Noviembre	49.22	104.12	0.00	13.12	26.7
Diciembre	38.33	103.23	21.21	6.57	17.1

/Continúa

Cuadro A-2 (Conclusión)

	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación Estándar	
				Absoluta	%
2002	44.09	119.36	0.00	11.48	26.0
Enero	45.57	104.75	0.00	14.80	32.5
Febrero	37.88	104.86	23.12	10.03	26.5
Marzo	38.50	69.07	27.59	9.12	23.7
Abril	48.86	90.74	34.80	12.28	25.1
Mayo	44.86	57.90	39.30	3.91	8.7
Junio	48.59	119.36	38.98	10.43	21.5

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista.

Cuadro A-3

NICARAGUA: ÍNDICES ESTADÍSTICOS BÁSICOS DE LOS PRECIOS HORARIOS
DEL MERCADO DE OCASIÓN, 2001-2002

(Dólares /MWh)

	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación estándar	
				Absoluta	%
2001	44.30	140.40	28.44	14.16	32.0
Enero	38.42	104.75	32.21	6.89	17.9
Febrero	41.41	45.88	38.86	1.92	4.6
Marzo	48.63	90.47	36.47	13.82	28.4
Abril	55.56	100.76	32.72	22.03	39.6
Mayo	53.88	140.40	33.01	22.83	42.4
Junio	39.00	87.28	34.23	3.76	9.6
Julio	45.13	93.29	34.09	11.54	25.6
Agosto	49.11	94.25	33.72	16.96	34.5
Septiembre	46.65	92.30	34.72	8.61	18.5
Octubre	38.84	81.43	30.72	5.78	14.9
Noviembre	36.66	69.68	28.44	8.51	23.2
Diciembre	37.99	67.99	30.19	7.82	20.6
2002	40.22	86.11	0.00	6.07	15.1
Enero	33.89	47.56	30.24	2.31	6.8
Febrero	33.96	56.77	29.92	3.25	9.6
Marzo	39.30	64.17	31.18	4.84	12.3
Abril	43.98	63.51	38.32	2.19	5.0
Mayo	44.92	86.11	0.00	4.77	10.6
Junio	44.97	81.64	38.87	4.00	8.9

Fuente: ENTRESA.

Cuadro A-4

PANAMÁ: ÍNDICES ESTADÍSTICOS BÁSICOS DE LOS PRECIOS HORARIOS
DEL MERCADO DE OCASIÓN, 1998-2002

(Dólares /MWh)

	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación estándar	
				Absoluta	%
1998	56.66	65.48	41.40	5.23	9.2
Julio	63.65	65.48	51.22	3.36	5.3
Agosto	58.49	63.08	49.52	3.77	6.5
Septiembre	53.86	55.42	41.40	2.00	3.7
Octubre	57.33	63.55	46.53	4.02	7.0
Noviembre	55.94	60.36	54.15	1.34	2.4
Diciembre	50.61	57.87	42.11	4.19	8.3
1999	42.75	97.93	0.00	11.60	27.1
Enero	50.61	57.87	42.11	4.19	8.3
Febrero	44.75	49.63	41.34	1.80	4.0
Marzo	45.17	63.71	36.92	3.63	8.0
Abril	45.63	97.93	37.49	7.93	17.4
Mayo	43.80	70.08	38.00	5.86	13.4
Junio	42.73	53.82	37.84	3.80	8.9
Julio	45.01	86.18	39.47	5.33	11.8
Agosto	44.48	86.18	28.40	13.76	30.9
Septiembre	43.69	85.09	25.00	11.58	26.5
Octubre	39.69	78.64	25.00	12.13	30.6
Noviembre	39.65	71.72	16.41	9.95	25.1
Diciembre	27.99	75.74	0.00	22.96	82.0
2000	51.04	111.29	0.00	13.52	26.5
Enero	28.61	78.15	0.00	22.32	78.0
Febrero	50.01	78.64	31.83	11.63	23.3
Marzo	54.97	94.76	40.99	8.81	16.0
Abril	49.85	111.29	29.55	8.64	17.3
Mayo	52.04	102.62	40.13	8.75	16.8
Junio	51.97	105.45	43.20	7.72	14.9
Julio	51.75	85.87	28.31	10.59	20.5
Agosto	50.97	102.02	37.39	8.98	17.6
Septiembre	53.27	95.31	41.55	13.21	24.8
Octubre	56.20	102.02	43.88	10.47	18.6
Noviembre	56.85	101.30	48.90	10.22	18.0
Diciembre	56.19	100.13	42.93	7.97	14.2
2001	51.04	126.07	33.29	8.63	16.9
Enero	50.99	81.37	41.77	7.27	14.3
Febrero	52.98	81.81	49.69	6.02	11.4
Marzo	56.16	101.46	49.93	8.36	14.9
Abril	57.17	99.23	45.52	8.29	14.5
Mayo	58.98	126.07	43.06	15.10	25.6
Junio	55.69	63.16	44.84	5.59	10.0

/Continúa

Cuadro A-4 (Conclusión)

	Promedio	Máximo	Mínimo	Desviación estándar	
				Absoluta	%
Julio	47.42	82.56	44.40	4.14	8.7
Agosto	46.76	70.48	42.92	3.55	7.6
Septiembre	48.94	82.56	45.45	4.07	8.3
Octubre	49.75	111.99	41.25	6.51	13.1
Noviembre	46.34	73.46	44.22	1.80	3.9
Diciembre	41.66	56.07	33.29	2.90	7.0
2002	43.02	160.78	25.00	7.54	17.5
Enero	39.54	73.46	25.00	3.12	7.9
Febrero	39.16	139.33	35.29	6.75	17.2
Marzo	40.44	73.46	33.20	2.77	6.9
Abril	49.31	94.60	36.37	6.75	13.7
Mayo	46.05	160.78	33.76	10.64	23.1
Junio	43.48	83.87	33.00	6.16	14.2

Fuente: ETESA.