



# **El Salvador**

## **Sector Eléctrico**

### **Estudio Sectorial de Competencia**



**Informe de Resultados**

**Diego Petrecolla**

**Mayo 2007**

“Los puntos de vista expresados en este documento son del consultor responsable y no representan necesariamente los puntos de vista del Gobierno de El Salvador, la Superintendencia de Competencia, o de otra institución”.

## **1. INTRODUCCIÓN**

El 26 de noviembre del año 2004 fue aprobada la Ley de Competencia de El Salvador, en adelante “Ley de Competencia”, con el objetivo de promover, proteger y garantizar la competencia en el país, mediante la prevención y eliminación de prácticas anticompetitivas que limiten, restrinjan o impidan el acceso al mercado a cualquier agente económico. Se espera que con esta ley se logre incrementar la eficiencia económica, mejorar la calidad de los productos, fomentar la innovación, una sana disciplina empresarial y precios justos.

Asimismo, el artículo 3 de la Ley de Competencia dispuso la creación de la Superintendencia de Competencia, que entró en funciones el 1° de enero del año 2006, contando con personalidad jurídica y patrimonio propio.

La Superintendencia es un órgano de carácter técnico, que cuenta con autonomía administrativa y presupuestaria, y tiene como objetivo aplicar la Ley de Competencia mediante un sistema de análisis técnico, jurídico y económico que se complementa con estudios de apoyo.

Como parte de sus atribuciones y considerando la importancia del sector eléctrico en la competitividad de los sectores económicos, la Superintendencia de Competencia ha considerado la necesidad de llevar a cabo un estudio sectorial modelo, que sirva de base para definir las metodologías y entrenar capacidades técnicas caracterizando al sector eléctrico y sus condiciones de competencia, con el fin de identificar si existen prácticas anticompetitivas, elevada concentración, colusión de precios y barreras de entrada, entre otros.

El objetivo general de este trabajo, en concordancia con los términos de referencia de los servicios de consultoría contratados, es determinar las condiciones de competencia en las actividades que conforman el sector eléctrico de El Salvador, a través, de entre otros, un análisis de comportamiento, costos de producción, políticas de precios y del cálculo de índices internacionalmente aceptados para medir la competencia de los mercados.

### **1.1. Aspectos generales de la organización del sistema eléctrico en El Salvador**

Del análisis del marco legal y la regulación aplicable desde la perspectiva de defensa de la competencia en el sector eléctrico de El Salvador, se observa una marcada determinación pro-competitiva desde el inicio mismo de la reforma en todos los segmentos del sector. Sin embargo, la intención de la normativa puede no verse reflejada en el principal resultado esperado en presencia de competencia: menores precios finales para los consumidores.

Para poder realizar las tareas propuestas en los términos de referencia se ha procedido a recolectar, procesar y analizar información estadística de diversas fuentes sobre cada una de las actividades del sector: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Asimismo, se han realizado entrevistas con autoridades y agentes del mercado que permitieron conocer: las diferentes visiones sobre la aplicación actual del marco regulatorio, las condiciones de competencia del sector, la existencia de poder de mercado, el esquema de ofertas de precios y la evolución y comportamiento de los precios.

Se ha realizado una caracterización de la organización industrial del sector eléctrico, de donde surge una segmentación de las etapas de producción típica para este sector. A nivel de cada segmento en particular la situación varía.

En generación se observa una elevada concentración tanto en términos de producción como de capacidad. Para realizar las estimaciones se identificaron en primer lugar los mercados relevantes, para luego calcular los índices de Herfindhal-Hirshman para cada uno de ellos. Pero, como es habitual en el análisis de competencia en el sector eléctrico, estos índices no son suficientes para detectar la posibilidad de comportamiento oportunista por parte de los agentes. Por lo tanto, se procedió a construir un modelo con el objetivo de realizar simulaciones que permitan cuantificar el efecto sobre el precio mayorista.

La estructura concentrada que se observa en generación permite llevar a cabo conductas que influyen en el desempeño del mercado mayorista, que se puede percibir a través de niveles de “markup” significativamente positivos, es decir que se alejan de la situación competitiva donde los márgenes son nulos. Esto fue señalado por estudios previos y es corroborado en el presente trabajo.

La operación de la transmisión muestra signos saludables, con bajos niveles de interrupciones. Esto permite una configuración de un mercado relevante mayorista a nivel nacional prácticamente durante todo el periodo bajo análisis. Las inversiones en redes en el sistema eléctrico salvadoreño quedan fuera del marco de análisis, ya que su financiamiento no tiene un impacto relevante sobre agentes de este mercado. De hecho, gran parte de las inversiones previstas corresponden a financiamiento de redes regionales.

En distribución y comercialización se han encontrado problemas que en muchos casos tienen que ver más con el diseño regulatorio que con conductas anti-competitivas. Sin embargo, se han hallado situaciones de bloqueo de entrada al mercado de distribución y comercialización.

Del análisis de la incidencia de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica en las condiciones de competencia del mercado mayorista, hasta el momento se ha observado que la capacidad de las líneas de interconexión internacional no ha permitido disciplinar el mercado interno. De llevarse a cabo los proyectos de ampliación de capacidad de las mismas esto podrá ser posible, sin embargo no asegura la solución a problemas de competencia en el mercado mayorista. Sería necesario realizar un análisis del mercado relevante a nivel regional.

En vista de las reformas en proceso de implementación en el segmento mayorista, en este reporte se comentan los principales aspectos que afectarían las condiciones competitivas. La reforma mueve la organización del sector eléctrico hacia un diseño más centralizado, en línea con los modelos seguidos en Latinoamérica, en particular: Argentina y Chile. Los dos elementos principales de la reforma son la introducción de Contratos de Largo Plazo con traslado a tarifas finales y el establecimiento de un mecanismo de

despacho basado en la declaración de costos. Ambas herramientas contribuyen a generar menos espacio para que los productores se comporten anti-competitivamente. Sin embargo, las oportunidades no desaparecen, como se muestra utilizando un modelo del sistema eléctrico salvadoreño, aunque resulta mucho más fácil de monitorear que en el caso de un modelo de contratos bilaterales con despacho a partir de ofertas de precios, como el vigente.

## **1.2. Desempeño comparado con el resto de los sistemas eléctricos del Istmo**

A modo de primera aproximación a la problemática del sector eléctrico de El Salvador, se presenta en esta sección el desempeño posterior a la desregulación del sector eléctrico de El Salvador comparado con el del resto de los países que integran el Istmo Centroamericano.

Los datos provienen del reporte estadístico de CEPAL (2006), que continúa el trabajo de evaluación global del sector eléctrico regional que iniciara ese organismo en 2003, en ocasión de cumplirse una década aproximadamente del inicio del proceso de reformas.

En esa ocasión, CEPAL (2003) alertaba que si bien todos los países habían experimentado un incremento sustancial de empresas generadoras, no más de cuatro controlaban entre 76% y 90% de este segmento. Asimismo, indicaba que las empresas de distribución también habían aumentado, pero de acuerdo con su propiedad, no más de dos poseían entre 83.7% y 100% del segmento. Adicionalmente, se reportaba que las fuentes de producción habían sufrido un retroceso (salvo en Costa Rica): mientras que en 1990 éstas satisfacían el 91% de la demanda de la región, en 2002 sólo lo hacían en un 57%. Finalmente, se enfatizaba que si bien la electrificación había avanzado, muchas familias permanecían al margen del servicio (1.6 millones en 2002).

La capacidad instalada en la región ha crecido sustancialmente (ver gráfico 1 del anexo 1), aunque el crecimiento del parque de generación de El Salvador ha sido menor en términos relativos. Nótese (ver tabla 1, anexo 1) que mientras la capacidad instalada en el resto de los países del Istmo creció entre 1995 y 2005 un 78.5%, en El Salvador el crecimiento fue del 32%. En consecuencia, mientras en 1995 la capacidad de generación del parque de El Salvador representaba el 17.4% de la región, esa participación se redujo al 13.5% en 2005.

Respecto de la relación entre capacidad instalada y demanda máxima, que es un elemento clave por cuanto indica la evolución del grado de cobertura de la demanda en el pico, nótese que en El Salvador, la cobertura cayó de 34.9% en 1995 a 30.8% en 2005. En cambio, en el resto de los sistemas del Istmo, la cobertura creció del 29.5% en 1995 hasta el 33.4% en 2005.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> La situación del sistema eléctrico de El Salvador es más ajustada de lo que esta cifra mostraría a primera vista, ya que debe considerarse que de los casi 1200 MW de capacidad instalada (a 2005), sólo alrededor de 900 MW son constantes o firmes, con lo cual la demanda pico está apenas cubierta.

Con relación a las tarifas al consumidor final (ver tabla 2, anexo 1) CEPAL interpreta que “en el período 1990-2002, los países, con excepción de Panamá y Costa Rica, experimentaron incrementos moderados o altos de tarifas promedio anuales, en un rango de 5.5% a 10.6% en términos corrientes y de 2.9% a 7.9% en valores constantes. El Salvador es el país que ha reportado los mayores incrementos (10.6% en términos corrientes y 7.9% en valores constantes).”

## **2. MARCO TEÓRICO: ANÁLISIS DE COMPETENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.**

### **2.1. Singularidades de la provisión de electricidad desde el punto de vista económico**

La electricidad es un servicio vital en la economía: es un insumo de la producción de prácticamente todos los otros bienes y servicios a la vez que un importante bien de consumo de los hogares.

Lo anterior, sumado a características económicas muy particulares asociadas a la provisión de electricidad, a saber, segmentos de la actividad que presentan características de monopolio natural, externalidades y bienes públicos, explica que a nivel internacional siempre haya habido una participación estatal importante en el sector, ya sea directamente como proveedor del servicio o como regulador/supervisor de su provisión por los privados.

La electricidad no se puede almacenar, lo que reduce el tamaño de los mercados en concordancia con la dimensión temporal, haciendo que el tamaño del mercado esté dado por la demanda instantánea (en cada momento del tiempo) y no por la demanda acumulada a lo largo de un lapso largo de tiempo (como es lo habitual en bienes ordinarios).

En consecuencia, la probabilidad de que una sola unidad económica, verticalmente integrada desde la generación hasta la distribución, operando a la mínima escala eficiente pueda en algún momento del tiempo atender toda la demanda es mucho más alta que en otros sectores de la economía.

A diferencia de los mercados convencionales donde la capacidad de la oferta debe estar ajustada con la demanda, aquí la oferta tiene siempre que tener una importante capacidad excedente, para poder atender los picos horarios de demanda, lo que se denomina “márgenes de reserva”. A medida que la cartera de clientes de un generador se amplía y diversifica, los costos por cliente de mantener los márgenes de reserva decrecen, habiendo entonces incentivos hacia la conformación de una estructura de monopolio.

### **2.2. La racionalidad económica detrás de la liberalización y reestructuración del sector**

A lo largo de las últimas dos décadas a nivel global se ha avanzado en la reestructuración de la organización industrial del sector eléctrico, para estimular la competencia a través de la liberalización de aquellas etapas de la industria que no presentan

las características propias de los monopolios naturales, particularmente los segmentos de generación y comercialización.

La generación es la producción de electricidad a través de la transformación de algún otro tipo de energía en energía eléctrica. A tal fin se pueden utilizar distintas fuentes de energía: combustibles fósiles o renovables, hidroenergía, etc.

Cada tecnología de generación presenta una estructura de costos (variables, operativos y de capital) totalmente diferente, lo que termina siendo un componente crítico de la dinámica de los precios de generación y de la entrada de nuevos productores.

Esta diversidad de costos unitarios de generación permite construir en cada país un orden de mérito que ordena el despacho de las distintas unidades de generación que integran el parque según sus costos de producción, de forma tal de atender el grueso de la demanda con las unidades que generan a menor costo (hidráulicas, nucleares, o a carbón o gas) y los picos diarios de la demanda con los generadores más caros (en base a fuel o diésel) y que pueden ser arrancados rápidamente. Existiendo una adecuada organización del despacho de los generadores y considerando que particularmente la tecnología de generación térmica es muy escalable, en general se ha considerado que en el segmento de generación pueden confluir varias firmas generadoras para atender la demanda. Esta visión es la que se encuentra en la base de aquellas reestructuraciones del sector eléctrico que han optado por separar el segmento de generación del resto del sistema y abrirlo a la iniciativa privada y la competencia.

El segmento de transmisión es un monopolio natural porque sumar agentes económicos a este segmento implicaría duplicar, triplicar, etc. la red de transmisión en alto voltaje, lo que no sería en modo alguno rentable. Por ello todas las reestructuraciones del sector han mantenido una única empresa de transmisión, operando en condiciones reguladas.

El segmento de distribución comprende el transporte en bajo voltaje de la electricidad. También, debido a su naturaleza de red física se ha tendido a considerar la distribución como un monopolio natural. Sin embargo, en este caso, los costos de duplicación de las redes son menores, por lo cual es posible que en algunas zonas particularmente rentables, sea posible económicamente duplicar parcialmente la red de distribución y entonces que coexistan más de un operador.

Finalmente, la etapa de la comercialización de la electricidad al consumidor final comprende un conjunto de servicios tales como medición, facturación, marketing que pueden prestarse a nivel mayorista a grandes o medianos consumidores o minorista a usuarios residenciales. Este tipo de tareas utilizan tecnologías blandas muy escalables, por lo cual el servicio puede rentablemente ser prestado por un número amplio de agentes económicos.

De todas las etapas que integran la provisión de energía eléctrica, la mayor parte de los costos (y entonces de la tarifa) corresponde al segmento de generación.

## **2.3. Defensa de la competencia en el sector eléctrico**

Considerando estos antecedentes respecto de la organización general de la industria del sector eléctrico post reestructuración a nivel internacional, va de suyo que los estudios de competencia se hayan concentrado en la operación del segmento de generación.

La experiencia de los países que han liberalizado sus mercados de generación eléctrica (en adelante los mencionaremos directamente como “mercados eléctricos”) ha mostrado que el supuesto según el cual los mercados naturalmente producirán un resultado competitivo no siempre estuvo justificado.

Parte del problema deriva de la dificultad de definir la extensión del mercado relevante, porque el número de generadores diferentes que compiten directamente entre sí depende de la fortaleza del sistema de transmisión y de la capacidad de las interconexiones entre diferentes áreas geográficas. Ello se debe a que cuando se produce una congestión en un punto de la red, parte del sistema queda aislado y por el tiempo que dure la congestión, los generadores que se encuentran en el área congestionada son los únicos en condiciones de proveer la energía.

A ello hay que adicionar el hecho de que, como se dijo, como la energía no es almacenable y la respuesta de la demanda a variaciones en precio es muy baja, existen diferentes condiciones de competencia a lo largo del día, dependiendo del tamaño de la demanda.

El problema que más preocupa respecto del mercado eléctrico, tanto desde el punto de vista de la competencia como de la regulación, es que la probabilidad de existencia y ejercicio de poder de mercado es mayor que en mercados de bienes convencionales.

### ***2.3.1. La definición del poder de mercado en el sector eléctrico***

El poder de mercado típicamente se define como la capacidad de alterar los precios respecto de su nivel de competencia, de forma tal que bajar los precios con fines predatorios, queda comprendido en la definición.

Otra cuestión de importancia a considerar es que algunas definiciones de poder de mercado comprenden una referencia temporal, esto es el requerimiento de que la alteración del precio se mantenga un periodo significativo de tiempo. Por ejemplo, en el caso de los lineamientos conjuntos del Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica, la referencia temporal es de uno o dos años.

Si bien ese enfoque que de diferente manera siguen la mayor parte de las autoridades de competencia, por cuanto permite evitar iniciar investigaciones por cuestiones excesivamente coyunturales, es palmariamente incorrecto en el caso de los mercados eléctricos.

Por las características particulares de la electricidad y de su oferta y demanda (que explicitamos en la sección anterior) la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias y rentas ilegítimas (por estar basadas en el ejercicio ilegal del poder de

mercado) en lapsos muy reducidos de tiempo, que se cuentan más bien en meses antes que en años.

Una implicancia importante de estos distintos enfoques es que los precios altos, aunque pueden ser un síntoma de poder de mercado, no constituyen evidencia suficiente.

Los precios altos pueden ser consistentes con el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico y estar reflejando que la oferta de energía disponible es muy escasa, entendiéndose por ello que el margen de reserva entre la capacidad de generación eléctrica y la demanda pico es muy estrecho (lo que es, según veremos en las secciones siguientes, una característica de la situación vigente en El Salvador).

Otro elemento a considerar es la distinción entre poder de mercado horizontal y vertical. El poder de mercado horizontal se produce en y afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado correctamente definido.

En cambio, el poder de mercado de naturaleza vertical sólo puede ser ejercido por una misma compañía o varias compañías societariamente vinculadas que se operan en diferentes etapas de la cadena de producción. En el caso del sector eléctrico esta cuestión se encuentra relacionada con el control de facilidades esenciales.

Otra cuestión a tener presente es la relación entre los distintos tipos de mercados donde se produce la compraventa de energía, esto es, mercados de ocasión (spot) y mercados de futuros o contratos. En general se asume que si el mercado spot es competitivo, los mercados de contratos van a estar disciplinados.

Inversamente, al menos desde el punto de vista teórico, se ha establecido que cuando los generadores tienen comprometida una buena parte de su producción en el mercado de contratos, también ello favorece el funcionamiento del mercado spot, ya que no tienen incentivos para manipular su precio.

### ***2.3.2. Tipificación de las estrategias de ejercicio de poder de mercado en generación***

Si bien la forma precisa en que el poder de mercado puede ser ejercido depende de la estructura particular del mercado y del mecanismo vigente de fijación de precios, existe una tipificación general de las formas más importantes a través de las cuáles se ejercita el poder de mercado en el segmento de generación y que se describen sucintamente a continuación:

#### ***i. Indisponibilidad física de capacidad***

Se define como la reducción deliberada de la producción que es ofertada en el mercado cuando esa producción podía ser vendida a precios mayores al costo marginal. Los mecanismos pueden ser, entre otros, no ofertar o declarar la indisponibilidad de las unidades.

Existen las denominadas centrales de generación modulables (típicamente el parque térmico) que son centrales que técnicamente pueden ser paradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales.

La diferencia con las centrales no modulables (como las hidroeléctricas) está fundamentalmente en sus distintos costos marginales. Las centrales modulables se las



caracteriza como centrales retirables, ya que su propietario puede retirarlas del sistema según su estrategia de producción.

Por ejemplo, una compañía que controla centrales modulables de distintos costos marginales puede decidir retirar una central de bajo costo e incorporar otra que fijará un precio en el mercado mayorista superior al que hubiese determinado la central retirada. Como toda la energía se retribuye al precio establecido por la generadora más costosa (generador marginal), si su titular tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido un mayor precio para toda la energía que genera.

***ii. Retiro económico o financiero de capacidad***

Por comparación con la anterior, se denomina retiro económico o financiero de capacidad a la conducta consistente en ofertar precios más altos que la oferta competitiva, de forma tal que la unidad en cuestión no sea despachada.

***iii. Estrategias basadas en la transmisión***

Son estrategias que involucran manejar estratégicamente la producción e inyección de energía por parte de los generadores a fines de crear o agravar la congestión de una determinada línea de transmisión, a fines de que una zona específica o nodo quede aislado y entonces convalidar precios más altos para los generadores locales a esa zona.

***iv. Ejercicio de poder de mercado en otros segmentos del sector eléctrico***

En la medida en que los segmentos de transmisión y distribución se encuentran sujetos a una fuerte regulación en los países que han optado por la liberalización del sector, existe menor experiencia y preocupación en torno a la posibilidad de ejercicio de poder de mercado en estos segmentos.

***v. Extensión del poder de mercado del segmento regulado al no regulado (léverage)***

La amenaza más típica proviene de la posibilidad de que el operador de la red de transmisión, que es a la vez una facilidad esencial y un monopolio natural, favorezca a determinados generadores o distribuidores. Este tipo de conducta se denomina de “apalancamiento” o leverage, denominación que da cuenta de la estrategia por la cual una firma se apoya o apalanca en el mercado en el cual es monopólica, para monopolizar el mercado en el que opera en competencia.

Esta amenaza se encuentra mitigada en los diseños regulatorios al establecerse como operador de la red de transmisión una firma independiente del resto de los agentes del mercado, a la vez que se establecen obligaciones de acceso abierto y se regula la tarifa de transmisión.

***2.3.3. Indicadores y análisis para la detección del poder de mercado***

El indicador más habitual que usan las autoridades de competencia para aproximarse a la situación de un mercado relevante, es el Índice de Concentración de Herfindahl Hirschmann (HHI), siendo particularmente insuficiente para establecer las condiciones de competencia en el segmento de generación.

Las medidas de concentración como el HHI indican la concentración actual de las ventas o la capacidad. Sin embargo, en la industria eléctrica, aunque una firma pueda tener una cuota de mercado relativamente pequeña a un dado nivel de demanda, puede darse el caso que si ese generador reduce su producto, ningún otro agente pueda ser capaz de reemplazar esa oferta por cuestiones de costos, de capacidad o de restricciones de la red de transmisión (Borenstein, Bushnell y Knittel, 1999).

Puede decirse que el indicador ideal de poder de mercado es aquél que provee en un valor sencillo una medida de la capacidad de ejercicio de poder de mercado. La prueba de eficacia sería la capacidad del indicador de predecir el ejercicio de poder de mercado o de estar altamente correlacionado con la observación de sobreprecios en el costo de la energía, en relación a algún marco de referencia competitivo. Los indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado en el segmento de generación pueden clasificarse en tres grandes grupos:

- Análisis e indicadores estructurales
- Análisis e indicadores de conducta
- Simulaciones

*i. Análisis e Indicadores Estructurales*

En esta categoría se encuentran comprendidos los siguientes indicadores principales:

- Cuotas de mercado
- Índice de concentración de Herfindahl-Hirsrschman
- Indicador de generador pivotal
- Índice de oferta residual

La medición de las cuotas de mercado y de los HHI con respecto a los mercados adecuadamente definidos tiene la ventaja de ser de fácil comprensión y calcularse a partir de poca información. Son indicadores que tienen utilidad en el marco de un análisis ex ante, preventivo. Como principales desventajas se ha observado que: i) no se ha encontrado suficiente respaldo en análisis empíricos, ii) no incluyen el lado de la demanda del mercado, los comportamientos estratégicos y los problemas de congestión; iii) no son apropiados a la naturaleza particularmente dinámica de los mercados eléctricos y iv) existen dificultades para determinar la dimensión geográfica apropiada de los mercados respecto de los cuales se calculan.

El indicador de generador pivotal y el índice de oferta residual tienen valor predictivo en el marco de un análisis ex ante, pero también pueden ser utilizados como parte de un análisis ex post para identificar los generadores que efectivamente pudieron incurrir en un abuso de posición dominante.

Las ventajas de estos dos indicadores estructurales respecto de los dos anteriores son: i) que incluyen determinantes del lado de la demanda del mercado, ii) que son apropiados para seguir el dinamismo del mercado eléctrico y para calcularse a nivel de áreas geográficas reducidas y iii) que existen estudios empíricos que indican su correlación con prácticas abusivas.

Como principales desventajas, se mencionan que ignoran la posibilidad de comportamientos paralelos entre los generadores (colusiones tácitas) y las condiciones de entrada y salida del mercado (contestabilidad).

## *ii. Análisis e Indicadores de Conducta*

El análisis e indicador más consolidado dentro de este grupo el llamado “Índice de Lerner”, que se calcula como el margen (entre el precio de la energía en el mercado y el costo marginal de generación) como porcentaje de ese precio. También puede calcularse como porcentaje del costo de generación y en ese caso el indicador suele denominarse “márgenes de oferta-costo”.

Este indicador puede ser utilizado tanto como parte de un análisis de competencia ex ante, de naturaleza preventiva y como parte de una investigación de un posible abuso de posición dominante por parte de un agente en particular (análisis ex post).

Como ventajas cabe señalar que es de fácil comprensión, no requiere la definición precisa de un mercado relevante, ya que directamente recoge la existencia de sobreprecios en relación a costos, lo que es inherente al ejercicio de poder de mercado.

Una de las desventajas asociadas a la estimación de índices de Lerner es la necesidad de determinar apropiadamente los costos. Pero eso presenta menos dificultades en el sector eléctrico que en otras áreas de la economía, debido a que la mayor parte de los costos variables de corto plazo están integrados por el costo del combustible.

## **3. MARCO LEGAL Y REGULACIÓN APLICABLE**

### **3.1. Antecedentes**

La reestructuración del sector eléctrico de El Salvador se inicia con la promulgación en octubre de 1996 de la Ley General de Electricidad (LGE) y de la Ley General de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), seguidas en julio de 1997 de sus respectivas normas reglamentarias.

Se buscó mejorar la eficiencia y expandir el sistema eléctrico mediante la atracción de inversiones, otorgando los mayores incentivos al sector privado mediante el establecimiento de un mercado competitivo y descentralizado, donde los agentes tuvieran la máxima libertad de acción posible.

Se estableció que la SIGET como ente regulador sería una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, la facultad de aplicar la normativa sectorial, dictar las

normas técnicas, aprobar las tarifas, dirimir conflictos entre los agentes e informar a la autoridad sobre prácticas anticompetitivas<sup>2</sup>.

Las principales características del diseño regulatorio inicial establecido por la LGE y su reglamentación fueron las siguientes.

- Libertad de entrada a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con la excepción de la generación hidráulica y geotérmica, para las que se requeriría la concesión de la explotación de los recursos hidráulicos y geotérmicos por parte de la SIGET.
- Libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución, con tarifas negociadas bilateralmente para los costos de conexión y tarifas reguladas para los costos de uso de las redes.
- Libertad de elección de proveedor de energía por parte de todos los usuarios, sobre la base de un pliego tarifario aprobado por la SIGET.
- Se permite la integración vertical y la concentración horizontal entre los agentes, siempre que se mantenga la separación contable de las actividades. Se exceptúa la participación de los agentes generadores y distribuidores en la operación y mantenimiento de la red de transmisión nacional.
- Libertad de los agentes en el mercado para celebrar contratos bilaterales y confidenciales, de tipo físico o financiero, para la compraventa de energía.
- Establecimiento de la Unidad de Transacciones para la operación del sistema interconectado y la administración del mercado mayorista como una sociedad de capital, cuyos accionistas serán los generadores, transportadores, distribuidores y grandes usuarios<sup>3</sup>.
- El mercado mayorista comprendería dos segmentos: el mercado de contratos y el mercado regulador del sistema MRS.
- El despacho programado de energía se realizaría en base a los contratos bilaterales (mercado de contratos) y se complementarían con las transacciones en el mercado de oportunidad (MRS) para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.
- El MRS funcionaría sobre la base de ofertas libres de precios para incrementos o decrementos respecto del despacho programado conforme a los acuerdos del mercado de contratos.

---

<sup>2</sup> Esta última competencia quedó en cabeza de la Superintendencia de Competencia, desde su establecimiento en enero de 2006.

<sup>3</sup> Los comercializadores se agregaron a la UT con la reforma de la LGE en 2003.

- El precio ofertado incluiría los costos de transmisión, servicios auxiliares<sup>4</sup> y operación del sistema.
- El precio resultante del MRS correspondería al precio marginal de la energía para atender la demanda, lo que significa que el precio percibido por todos y cada uno de los generadores que participan del MRS es el declarado por el último generador despachado (“generador marginal”).
- Los cargos por uso de la red de transmisión sólo remunerarían los gastos de administración, operación y mantenimiento, hundiéndose los costos de la red existente<sup>5</sup>.
- Las obras y cargos de ampliación, conexión o sustitución de las redes de transmisión serían acordadas entre los interesados, excepto las de beneficio común que serían determinadas por la UT y sus costos asignados por la SIGET.
- Las tarifas al usuario final reflejarían el precio promedio resultante del MRS, más los cargos por uso de la red de distribución y de atención del usuario.
- Las tarifas al usuario final se ajustarían trimestralmente para reflejar variaciones superiores al 10% en el precio promedio del MRS, lo que significa que las distribuidoras deberían asumir el riesgo de las variaciones trimestrales del precio del MRS.
- Libertad de usuarios y agentes para celebrar contratos de exportación/importación de energía y servicios.

El MRS comienza a funcionar a fines de 1998, con un despacho en base a ofertas de costos por cuanto sólo participaban en el mercado los generadores de la compañía estatal Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y de Nejapa (en ese momento propiedad de El Paso Energy), a través de un contrato Power Purchase Agreement (PPA) por 20 años con la empresa estatal.

En septiembre de 1999 el MRS comienza a funcionar en base a ofertas de precios, cuando las generadoras térmicas de la CEL son adquiridas por Duke Energy.

A principios de 2000 se manifiestan las primeras debilidades del diseño regulatorio, cuando el precio promedio del MRS se triplicó como resultado de las ofertas de precio de las turbinas de gas de Duke, que buscaban – acorde a lo manifestado por la firma – remunerar los costos fijos de esas plantas. El aumento del precio del MRS del primer trimestre de 2000 también puso en crisis el mecanismo de ajuste trimestral de tarifas, lo que

---

<sup>4</sup> Servicios auxiliares: Reactivos en Banco de Capacitores; Control Automático de Generación; Arranque en Cero Voltaje; Reserva Fría por Confiabilidad.

<sup>5</sup> Entre 1992 y 2002 la CEL ejecutó un programa de inversiones de alrededor de USD 150 millones para rehabilitar la red de transmisión dañada por el conflicto armado y luego expandirla; esta inversión no fue incorporada a la base tarifaria para establecer los cargos de transmisión.

derivó en el Decreto N° 52 sancionado en junio del 2000 que estableció ajustes mensuales, eliminando el riesgo financiero de las distribuidoras. La medida fue complementada con el Decreto N° 7 sancionado en febrero de 2001, que permitió trasladar a la tarifa variaciones menores al 10%.

Como resultado, el diseño regulatorio fue modificado sustancialmente a través de la reforma de la LGE y de la normativa concordante, según se describe a continuación.

### **3.2. La reforma de la LGE y de la normativa concordante**

En abril de 2003, por el Decreto Legislativo N° 1216, la Asamblea Legislativa procede a introducir cambios a la LGE, que resultaron en una ampliación de las facultades de la SIGET y cambios en el esquema regulatorio. Con la reforma del año 2003, las facultades de la SIGET quedaron redefinidas en tres áreas: a) monitoreo o seguimiento del mercado; b) sanción de abuso de poder de mercado y c) migración a modelo de costos para la determinación del precio en el MRS.

Estas reformas (de la LGE y su reglamentación) introdujeron cambios al esquema regulatorio, siendo los principales:

- Se permite trasladar a las tarifas el precio promedio del MRS más el precio en contratos de suministro aprobados por el regulador, con lo que se crean las condiciones para el establecimiento de contratos de largo plazo.
- Se asigna a la empresa de transmisión la responsabilidad de planear, construir y mantener la red de transmisión, estableciéndose cargos de transmisión que remuneran la inversión en los planes de expansión aprobados por la SIGET. Además, se establece que los cargos por uso de la red se cobrarán por energía transportada (cuando antes lo eran por energía inyectada).
- Establecimiento de un fondo compensatorio que permitiría el traslado a tarifas del promedio semestral del precio del MRS.
- Remuneración directa del servicio de Reserva Fría por Confiabilidad (RFC), para potenciar la ampliación de la capacidad de generación para mantener la confiabilidad del suministro.

Luego, con la introducción de la Ley de Competencia (LC) emitida en noviembre de 2004 y en vigencia a partir del 1 de enero de 2006, se derogan las facultades que en materia de defensa de la competencia la reforma de la LGE había otorgado a la SIGET.

Las normas expresamente derogadas por la LC son: los artículos 3 literales b), d) y g); 105 bis y 106 inciso 2° de la LGE y cualquier disposición opuesta a la LC, con lo que quedan derogadas las capacidades de la SIGET para ordenar el cese de prácticas anticompetitivas y sancionar el abuso de poder de mercado.

Las facultades en materia de competencia que la SIGET seguiría ejerciendo luego de la introducción de la LC serían las siguientes.

- La función general de velar por la defensa de la competencia en el sector.
- Determinar la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados en el mercado regulador del sistema, de conformidad al Artículo 112 E de la LGE reformada.
- Decidir la sustitución del Reglamento de Operación de UT por un “reglamento interno” que establezca un despacho basado en costos de producción, si se dan los supuestos de ausencia de competencia del mencionado Artículo 112 E de la LGE reformada.
- Informar a la Superintendencia de Competencia la existencia de prácticas anticompetitivas, conforme al artículo 5, literal e) de la Ley de Creación de la SIGET.

En resumen, se han transferido a la autoridad de competencia las facultades de la SIGET para sancionar conductas por abuso de poder de mercado, mientras quedan vigentes las facultades de monitoreo y seguimiento del mercado y de decidir la migración al sistema de declaración de costos para el MRS, en la situación precedente.

### **3.3. Cambios regulatorios a partir de 2005**

A lo largo de 2005 y 2006, el sector se ha visto sometido a nuevas situaciones de tensión, por el incremento de la demanda, la falta de un crecimiento adecuado del parque térmico, el aumento de los precios de los combustibles (que incrementaron los costos de la generación térmica) y la salida de operación de parte del parque hidroeléctrico, en 2005.

Todo ello motivó un cambio sustancial (aunque de naturaleza transitoria) en el esquema regulatorio, que fue establecido mediante el ACUERDO No. 78-E-2005 de la SIGET, de fecha 20 de abril de 2005.

Mediante ese Acuerdo se introdujo el “Mecanismo Transitorio para el Cálculo del Precio en el MRS” según el cual se crea un Precio de Estabilización (PEST), según el cual las generadoras térmicas más caras del sistema fueron excluidas de la formación del precio del MRS.

En un primer momento, la medida alcanzó a un grupo reducido de generadores térmicos, pero luego a través de sucesivos Acuerdos de la SIGET el sistema fue prorrogado y extendido a todo el parque térmico. Actualmente (octubre de 2006) solamente se consideran a los efectos de la formación del precio del MRS a las generadoras hidroeléctricas de la CEL, más la generadora geotérmica LAGEO.

Con este esquema, los incrementos autorizados de las tarifas al usuario final, correspondientes a las revisiones semestrales de diciembre de 2005 y junio de 2006 fueron limitados a 0.5% y 14%, respectivamente.

### **3.4. Las próximas innovaciones normativas**

Dos cuestiones se encuentran actualmente en estudio para mejorar el diseño regulatorio del mercado eléctrico: el despacho sobre la base a declaración de costos y una nueva regulación para el mercado de contratos a largo plazo.

Con respecto al primero, el Art. 112 E de la nueva LGE indica que, de no existir condiciones de sana competencia en la generación, el despacho de la UT se realizará en base a la declaración de costos (marginales, fijos, de inversión y de reemplazo del agua en el caso de las hidroeléctricas).

Con respecto a la nueva regulación en estudio para el mercado de contratos, se realizan comentarios específicos más adelante. En términos generales, el primer comentario que surge es la adopción de la reforma a través de las dos herramientas mencionadas, contratos de Largo Plazo y cambio a un modelo de despacho basado en costos, de manera separada cuando debería hacerse simultáneamente.

## **4. ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL DEL SECTOR**

En el marco de los estudios microeconómicos, el análisis de la organización industrial de un sector comprende el abordaje de:

- el marco institucional y tecnológico en el cual opera el sector y cada subsector (lo que incluye las barreras de entrada y salida a los mercados),
- la estructura de la oferta (y de la demanda en algunos casos) y su grado de concentración,
- el comportamiento de los agentes, y
- los resultados de mercado en términos de precios, calidad de los bienes o servicios producidos, inversiones.

Tradicionalmente estos cuatro elementos han sido considerados como estrechamente interrelacionados y ordenados conforme al llamado “paradigma estructura-conducta-resultado”, según el cual dada una determinada estructura de la industria, puede inferirse un determinado comportamiento de las firmas.

En esta sección se presenta una descripción de la organización industrial del sector como paso previo a su análisis a partir de la metodología e indicadores propios de los estudios sectoriales de competencia.



## 4.1. Los precios en el mercado mayorista

De acuerdo a la sección III de la LGE, el mercado mayorista se compone del Mercado de Contratos y del Mercado Regulador del Sistema. Este último es un mercado de compraventa diaria de energía en tiempo real que constituye entonces un mercado spot o de ocasión. Conforme al Art. 51 de la LGE, la operación del mercado mayorista es responsabilidad de Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Estos precios se forman a partir de los precios ofertados por los generadores para la venta diaria de energía en el MRS, de modo tal que el precio para un determinado segmento horario queda definido por la oferta de la última planta generadora necesaria para atender la demanda.

El precio promedio mensual en el MRS tuvo una volatilidad alta entre 1998 y 2003 (cercana al 60%), manteniéndose en un intervalo entre los 60 y 80 dólares estadounidenses por megavatios hora.

En el verano del año 2000 se produjo un pico de 180 USD/MWh debido a las ofertas de precio muy altas efectuadas por las plantas marginales de gas que había recientemente Duke Energy adquirido a la CEL como parte del proceso de privatizaciones.

Los estudios realizados respecto de ese episodio puntual y de ese periodo coincidieron en diagnosticar que el mercado se encontraba muy concentrado, que había un potencial alto de ejercicio de poder de mercado y que las ofertas de precio y los precios resultantes del MRS se situaron por encima de los costos marginales de la energía. Adicionalmente, se alertó que los generadores que sólo operan en punta (es decir en el pico diario de la demanda) estaban teniendo dificultades para recuperar los costos de capital, al no haber una remuneración adecuada a esos generadores en concepto de reserva de capacidad para mantener la confiabilidad del sistema.

Como medida de coyuntura, el gobierno procedió a ordenar a CEL la firma de un contrato de reserva de potencia con Duke para remunerarle la capacidad disponible de las turbinas de gas. Posteriormente, como parte de las reformas de la LGE en 2003, se aprobó una reglamentación definitiva para la remuneración de la reserva fría por confiabilidad (RFC).

A partir de esta medida, la variabilidad de los precios medios mensuales del MRS disminuyó y se mantuvo entre 55 y 80 USD/MWh.

### **Los precios del MRS hasta la implementación del PEST**

El gráfico 2 del anexo 1 muestra que luego de un periodo de precios a la baja posteriores a la reforma de la LGE en abril de 2003, se inicia un periodo de precios en alza.

Así se observa un piso de precios del orden de los 60.16 USD/MWh en abril de 2004 y un pico de 77.19 USD/MWh en febrero de 2004, lo que representa un aumento del 28%. Luego se produce una baja nuevamente al piso de los 60.74 USD/MWh en abril de 2004,

para iniciarse otra fase de alza hasta los 95.01 USD/MWh, en abril de 2005, cuando se implementa el PEST.

## 4.2. Caracterización de la demanda

El gráfico 3 del anexo 1 muestra el crecimiento persistente de la demanda de electricidad en el mercado mayorista a lo largo del periodo 2000-2005, pasando de aproximadamente cuatro mil megavatios hora a más de cuatro mil setecientos, lo que representa un incremento de cerca del 17.5%.

Por otra parte, la tabla 1 del anexo 1 muestra como han ido creciendo también los picos de demanda de electricidad a lo largo de los últimos cinco años, que habitualmente se producen durante el mes de diciembre de cada año.

Obsérvese que mientras en 2002 la demanda máxima llegó a 752 MWh, en 2005 fue de 829 MWh, lo que representa un aumento del 10%. Por otra parte, nótese que durante el primer semestre de 2006, específicamente en el mes de marzo, ya se produjo un pico que superó el de diciembre del año anterior.

El estudio de Paul Alvarado (2003) estima el valor de la elasticidad de corto plazo de la demanda de electricidad de El Salvador en 0,06349, es decir que ante un aumento del 10% del precio (real) de la energía, el consumo de electricidad se reduce un 6,35%, lo que indica que la demanda de electricidad es inelástica respecto del precio.<sup>6</sup>

Ello se debe a que si bien es cierto que los distintos tipos de usuarios estarían dispuestos a reducir su consumo al aumentar el precio, existen importantes costos de ajuste y efectos de saturación que evitan que la demanda de energía reaccione en el corto plazo.

En El Salvador, la demanda de energía eléctrica comprende cuatro segmentos: residencial, industrial, comercial y gobierno. Influenciada por mejoras en la actividad económica y el ingreso, la demanda de energía eléctrica mantiene una tendencia en general creciente entre 2000 y 2006, creciendo a tasas interanuales del orden del 6% y 7% en el último año, como se muestra en la tabla 3 del anexo 1.

En cuanto a su comportamiento estacional, la demanda máxima o pico se produce tanto en la estación seca y húmeda, ambas estaciones entre las 18 y las 22 horas. La demanda máxima se produce habitualmente en diciembre y la mínima en enero.

---

<sup>6</sup> Cf. Paul Alvarado, "La falacia del poder de la demanda", San Salvador, abril de 2003.

### **4.3. Estructura de la oferta, contestabilidad de los mercados e incentivos de los agentes**

#### **4.3.1. Generación**

El diseño regulatorio del mercado de generación eléctrica ha buscado introducir la mayor competencia posible, no habiendo barreras legales para la instalación o ampliación de centrales térmicas o la importación de energía.

Según se desprende de los artículos 5 a 7 de la LGE, el sólo requisito a fin de iniciar la actividad de generación térmica es la inscripción en un Registro de operadores y el pago de una tasa.

Naturalmente la generación a partir de recursos hidroeléctricos o geotérmicos, está sujeta a mayores requerimientos, debiendo obtenerse una concesión de la SIGET, pero existe una tramitación abreviada para las centrales con capacidad nominal igual o menor a cinco megavatios.

No se han identificado deficiencias relevantes en las reglas formales del mercado mayorista, en su aplicación por parte de la UT o en el cumplimiento por parte de los agentes del mercado. En general, el presente estudio concluye que la falta de competencia en el mercado no resulta de dificultades de orden formal, sino más bien de la existencia de un número demasiado reducido de generadores para que el diseño regulatorio oportunamente elegido funcione correctamente.

Por tanto el mercado de generación de El Salvador, de modo similar al caso de la mayor parte de los países que han optado por su liberalización, puede considerarse altamente contestable debido a las bajas barreras a la entrada tanto desde el punto de vista tecnológico como legal, particularmente en lo que se refiere a las plantas de generación térmica, debido a que son muy modulables.

No obstante, el análisis de contestabilidad debe considerar dos niveles. Cuando se considera los mercados relevantes definidos desde el punto de vista de la demanda horaria (horas pico, horas valle y horas resto), va de suyo que los mercados relevantes horarios no son altamente contestables, si el margen de reserva del sistema es muy bajo.

Desde este punto de vista, el mercado relevante de horas pico es muy poco contestable, sobre todo si el margen de reserva del sistema es muy bajo. En el caso de El Salvador, aún los mercados en horas resto y valle son muy poco contestables debido al bajo margen de reserva del sistema en general.

En cambio, cuando se miran los mercados eléctricos desde una perspectiva estructural y de largo plazo, se observa que tanto las barreras tecnológicas como legales (en los países que han reformado el sector, incluyendo El Salvador) son realmente muy bajas, siendo

posible la instalación de plantas generadoras de escala eficiente en un periodo razonable de tiempo.

En este contexto debe considerarse que en El Salvador existen dos tipos de generadores: los conectados a las líneas de transmisión de alta tensión y los conectados en bajo voltaje. Los primeros son los que inyectan energía en el mercado eléctrico mayorista, mientras que los segundos integran el denominado mercado minorista.

Considerando el conjunto del parque de generadores (mayoristas y minoristas), la capacidad instalada asciende a 1,231.8 MW (a diciembre de 2005) y los mayoristas representan el 91% de esa capacidad.

Así, la mayor parte de la electricidad inyectada en el mercado mayorista es generada por cuatro principales empresas: la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) que es la empresa estatal que opera las centrales hidroeléctricas; LaGeo, que opera las centrales geotérmicas; Duke Energy International El Salvador y Nejapa Power Company.

Operan adicionalmente en el mercado mayorista tres empresas cogeneradoras de menor importancia, dado que inyectan los saldos que no consumen en sus procesos de producción y que son Textufil<sup>7</sup> (textiles) y Cemento de El Salvador (CESSA) que operan centrales térmicas convencionales, y Cía. Azucarera Salvadoreña (CASSA) que genera electricidad utilizando el bagazo de la caña de azúcar.

Según surge de las tablas 4 y 5 del anexo 1, las cuatro principales generadoras concentraron el 90% de las inyecciones al mercado mayorista durante el primer semestre de 2006 y el 95% de la capacidad instalada (a diciembre de 2005).

En el año 2005 la capacidad instalada creció un 2.2% respecto a 2004 debido principalmente a la adición de 18.9 MW por la repotenciación de la Unidad N° 2 de la Central Hidroeléctrica Cerrón Grande y 5 MW adicionales agregados por CASSA.

Como se observa en la tabla 5 del anexo 1, CEL concentra el 40% de la capacidad instalada correspondiente al año 2005, seguida de Duke (28%).

Nótese que la capacidad instalada de generación del mercado mayorista es de 1,119.4 MW, sin embargo, la capacidad disponible es menor (971.1MW). La capacidad disponible es la potencia eléctrica que realmente es capaz de suministrar una máquina o central generadora en un momento determinado.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, la diferencia entre capacidad instalada y disponible, responde a la existencia o no de agua y entonces a condiciones hidrológicas. Por

---

<sup>7</sup> Textufil comenzó a operar en el mercado mayorista en enero de 2006, antes lo hacía en el mercado minorista de generación, por lo que no figura en la estadística de inyección 2005. En el primer semestre de 2006 inyectó aproximadamente 93GWH, equivalentes a un 4% de la inyección nacional total (sin importaciones/exportaciones).

ello, en determinados momentos del año, para el caso de las generadoras hidráulicas, la diferencia entre capacidad instalada y disponible puede ser importante.

En el caso de las térmicas, ambos valores, la capacidad disponible debe ser mucho más cercana a la instalada y las diferencias responden a interrupciones técnicas por motivos de mantenimiento, problemas de abastecimiento de combustibles y cuestiones similares.

*i. Generadores minoristas*

El conjunto de pequeños generadores conectados en bajo voltaje comprende unidades hidroeléctricas y térmicas. Las primeras proveen electricidad a las empresas distribuidoras, mientras que las segundas son autoprodutores que comercian excedentes (especialmente los ingenios azucareros en la zafra). Los generadores hidroeléctricos en pequeña escala son la Compañía Eléctrica Cucumacayán, S.A. de C.V.; Sensunapán, S.A. de C.V.; y, De Matheu y Cía., que en total reportan una capacidad instalada de 11.7 MW, la cual es inferior a la registrada en el mismo período del año anterior debido al retiro de la maquinaria de la minicentral Atehuesías, dado que se presentaron problemas legales en la propiedad del terreno. La mayor parte de la producción de estos generadores se vende principalmente a las empresas distribuidoras, CAESS, DELSUR y AES-CLESA.

Existen además cogeneradores termoeléctricos que consumen parte de su generación y venden los excedentes; entre los más importantes de este grupo se encuentran Textufile, S.A. de C.V., con una potencia instalada de 44.1 MW, y los ingenios azucareros La Cabaña y El Angel, cuyas capacidades instaladas son 21 y 30 MW, respectivamente, quienes venden sus excedentes de energía eléctrica en temporada de zafra. Anteriormente, todo este grupo de generadores térmicos vendían sus excedentes a las empresas de distribución; sin embargo, a partir de enero del corriente año Textufile se incorporó al mercado mayorista.

Como se anticipó, si bien los generadores minoristas son candidatos naturales a acceder al mercado mayorista (como lo muestra el caso de Textufile), en general se trata de firmas que por su porte no entrarían con inversiones de la dimensión suficiente como para alterar sustancialmente las actuales condiciones de competencia en el mercado mayorista.

*ii. Incentivos de los generadores*

La estructura de la oferta del segmento de generación se halla muy concentrada de cualquier manera que se proceda a efectuar la medición.

Se coincide asimismo con los estudios precedentes en cuanto a que existe potencial de ejercicio de poder de mercado por parte de todos los operadores privados del mercado, porque, si bien el segmento presenta bajas barreras a la entrada, la entrada ha sido insuficiente en relación al importante crecimiento de la demanda.

Como consecuencia de la falta de inversiones en generación, la capacidad de generación disponible del sistema se halla muy ajustada a la demanda (es decir el margen de reserva del sistema es muy bajo), lo que hasta las unidades generadoras más ineficientes

son imprescindibles para atender los picos de la demanda y entonces tienen capacidad de obtener precios mayores a sus costos marginales de corto plazo.

En este contexto, las estrategias de retiro de capacidad (ya sea física o económica) que fueron aludidas en la sección metodológica inicial, aún en periodos muy reducidos de tiempo pueden ser muy rentables.

Respecto de los incentivos para el ejercicio de poder de mercado de naturaleza vertical, nótese que, conforme al diseño regulatorio (art. 8 de la LGE) ningún generador puede participar en la operación de las líneas de transmisión en alta tensión directa o indirectamente como accionista del operador. Por ello, encontrándose asegurada la separación vertical entre generación y transmisión, no existen posibilidades de que algún generador obtenga posición dominante con base al control de activos en la transmisión.

En cambio, en el diseño regulatorio vigente, la integración vertical entre los segmentos de generación y distribución-comercialización se encuentra permitida, con el sólo requisito de mantener la separación contable entre las actividades (Art. 8 de la LGE).

Si bien existen posibilidades de leverage (extensión del poder de mercado) entre la situación de dominancia de las distribuidoras basada en el control de las redes físicas de baja tensión y generadores vinculados actuando en competencia (por lo que muchos diseños regulatorios han optado por limitar esas posibilidades de integración), también es cierto que se pueden lograr eficiencias.

Las ventajas de la integración vertical entre generación y distribución se centran en las eficiencias que pueden obtenerse, por ejemplo en el manejo de la generación forzada; normalmente estas eficiencias se concentran en lo que se denomina “generación distribuida”, esto es cuando la planta de generación está directamente conectada con la red de distribución y no a través de la red de transporte. La distribuidora puede tener así una herramienta adicional para la operación eficiente de la calidad de servicio y productos dentro de su red.

Las desventajas desde el punto de vista de la defensa de la competencia tienen que ver con la posibilidad de las distribuidoras de apalancarse en una posición dominante en distribución para favorecer los generadores vinculados (leverage) o, viceversa, apalancarse en los generadores vinculados, para tener ventajas de costos en distribución que impidan la entrada de competidores en ese segmento (si está abierto a la competencia como en El Salvador).

Como nota final, debe decirse que la integración entre las actividades de generación y comercialización al consumidor final no debe despertar preocupación alguna, ya que ambos son segmentos que operan en competencia y para el caso de los grandes o medianos usuarios, la posibilidad de contratar directamente con los generadores puede ahorrar importantes costos de transacción.

#### **4.3.2. Transmisión**

El transporte en alta tensión nacional es responsabilidad de la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), empresa estatal creada en 1999 a partir de la escisión de la actividad de transporte en alta tensión de la CEL.

La empresa opera la red de alta tensión y planifica su expansión, ampliación y refuerzo. Como se informó en la sección inicial metodológica, se trata de una red física que opera en condiciones económicas de monopolio natural. La condición de monopolio legal que se desprende de la LGE para ETESAL es consecuencia de su naturaleza económica y no viceversa. De esta manera el diseño regulatorio ha buscado proteger una facilidad esencial del sistema de los intereses particulares de los agentes.

ETESAL opera la red eléctrica conformada por 36 líneas de 115kV de una extensión total de 1,021.5 km y 2 líneas de 230kV de 107.5 km de extensión total, que conectan el sistema con Honduras y Guatemala, según surge del Boletín Estadístico SIGET (2005).

La interconexión regional es operada por un agente de similares características (monopolio natural) pero de naturaleza intergubernamental: el Ente Operador Regional (EOR) y la red regional por la Empresa Propietaria de la Red (EPR), en la que participan las empresas nacionales estatales de transmisión, organismos gubernamentales y operadores privados (Endesa y Grupo Empresarial IPA de Colombia).

El desempeño en el periodo 2003-2006 del sistema de transmisión puede considerarse satisfactorio, tomando en cuenta el bajo porcentaje de horas de interrupción sobre el total de horas del periodo (7.8%).

#### **4.3.3. Distribución**

##### ***i. Regulación, contestabilidad y estructura de la oferta***

De acuerdo a las definiciones establecidas en el Art. 4º de la LGE, una distribuidora es una entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje.

Previo a la reestructuración del sector, la distribución era efectuada por la CEL. El servicio de distribución eléctrica fue escindido de esa compañía en 1999 y privatizado.

Actualmente la distribución la realizan Distribuidora Eléctrica Del Sur, S.A. de C.V. (DELSUR), una empresa controlada por la estadounidense Pennsylvania Power and Light Corp.<sup>8</sup> y el grupo de distribuidoras que conforman el grupo de la estadounidense AES Corporation en El Salvador: Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS); la Compañía Eléctrica de Santa Ana (AES-CLESA); Empresa Eléctrica de Oriente (EEO) y Distribuidora Eléctrica de Usulután (DEUSEM).

---

<sup>8</sup> A la fecha de elaboración del presente informe.

El Grupo AES concentra el 75% del consumo final de energía eléctrica y el 79% de los clientes, según se observa en la tabla 6 del anexo 1.

Las distribuidoras establecidas tienen un área de influencia que deviene de la disposición de las redes de las empresas privatizadas, según se muestra en la ilustración 1 del anexo 1.

El marco regulatorio ha establecido la obligación de interconexión (acceso abierto) en el artículo 8° de la LGE y Sección V del Reglamento de la LGE, pero no la existencia de áreas de distribución exclusivas.

Es decir, en el marco regulatorio básico no existen barreras legales de consideración a la entrada de nuevos distribuidores o a la expansión de las distribuidoras existentes (el procedimiento legal a realizar es obtener por parte de la SIGET las autorizaciones correspondientes).

Si bien a simple vista no pareciera haber barreras importantes a la entrada, en lo operativo, particularmente crítico para el ingreso de nuevos distribuidores es el Acuerdo SIGET 146-E-2005 que fija las reglas especiales para el cálculo por uso de red a distribuidores que lo solicitan por primera vez, de lo cual luego se desprende el establecimiento del pliego tarifario de la distribuidora presentante.

Ello se debe a que los distribuidores entrantes necesitan por un lado conectar las redes que desarrollen a las redes de baja tensión de las distribuidoras (antes que a las de alta tensión de la transmisora) y por otro obtener de la SIGET la autorización de las tarifas que van a cobrar por el servicio. Las demoras de esta tramitación pueden tornar no rentable la entrada.

#### *ii. Incentivos de las distribuidoras establecidas y de los potenciales entrantes*

En la medida en que el segmento se encuentra horizontalmente consolidado (4 de las 5 distribuidoras establecidas perteneces a AES), no cabe esperar que surja competencia entre las distribuidoras de un mismo grupo.

A pesar de ser un segmento que puede considerarse que en las actuales condiciones regulatorias puede ser penetrado por agentes independientes, sólo existe un reducido grupo de agentes que se encuentran esperando completar la tramitación de su autorización para operar como distribuidores..

## **4.4. Comercialización**

### *i. Regulación, contestabilidad y estructura de la oferta*

Conforme al marco regulatorio, es un segmento que opera en competencia y el servicio puede ser brindado por cualquier agente que solicite su inscripción como tal.



En la medida en que el marco regulatorio no exige la separación vertical entre la comercialización y los otros segmentos del sector eléctrico (a excepción de la transmisión – Art. 8° de la LGE) pueden distinguirse dos tipos de comercializadores: los vinculados y los independientes.

Los denominados comercializadores vinculados, son agentes patrimonialmente vinculados a firmas que operan en otros segmentos del sector eléctrico. En consecuencia pueden ser comercializadores vinculados con las generadoras (CEL, Nejapa, LaGeo y Duke Energy) o con las distribuidoras (Grupo AES y Delsur).

Los denominados comercializadores independientes son agentes autónomos respecto del resto de los participantes del mercado (esto es patrimonialmente desvinculados, según se dice en el artículo 4° de la LGE).

La comercialización es un segmento del sector eléctrico que no presenta ningún tipo de barreras a la entrada de naturaleza legal o tecnológica.

Los agentes que actualmente se encuentran autorizados a operar bajo la figura de comercializador independiente son EXCELERGY; ORIGEM; CONEC-ES (Conexión Energética Centroamericana); CARTOTÉCNICA; Mercados Eléctricos.

Los dos primeros son los más importantes, ya que concentran la mayor parte de la demanda (obsérvese la tabla 7 del anexo 1), a la vez realizan una porción considerable de las importaciones (29% y 15.5%, respectivamente para 2005).

No obstante, comparado con el mercado en su conjunto, la incidencia de los comercializadores independientes es muy pequeña, dado que en 2005 representaron conjuntamente el 4,4% de la demanda.

#### *ii. Incentivos de los comercializadores*

Los comercializadores vinculados a generadores actúan básicamente para apoyar las operaciones de las generadoras vendiendo excedentes de producción o realizando importaciones para cumplir con obligaciones contractuales, por lo cual su comportamiento depende de la estrategia definida para el principal negocio de generación y no surge de las condiciones vigentes en el segmento de comercialización propiamente dicho.

En cambio, más interesante es la situación de las distribuidoras, ya que a su vez son las principales comercializadoras de energía eléctrica a los usuarios finales, ya que cada distribuidora integra verticalmente ambas actividades (distribución y comercialización de energía eléctrica).

En este caso, es de esperar que intenten defender su negocio en el segmento potencialmente muy competitivo de comercialización, apoyándose en su posición de fuerza como operadoras de las redes de distribución en baja tensión y en el acceso de primera mano que tienen a la información detallada de la demanda final (información de los consumos de los clientes).

## **4.5. Usuarios Finales**

Como se anticipó, un rasgo peculiar del diseño regulatorio de El Salvador es la posibilidad de todo tipo de usuario final de elegir su proveedor (sea grande o pequeño, industrial o residencial). Sin embargo, en términos fácticos esta posibilidad no ha sido de uso generalizado.

Una de las cuestiones relacionadas con ese punto es que sólo existen dos grandes usuarios conectados a las redes de media tensión (115kV): ANDA (Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados) que es la empresa estatal que brinda el servicio de agua potable y desagües e INVINTER (Inversiones Intercontinentales, S.A. de C.V.) antes denominada Siderurgia Centroamericana del Pacífico. En los próximos meses se contará también como gran usuario las empresas instaladas en la zona franca manejada por American Park.

Durante 2005, sólo ANDA se abasteció en el mercado mayorista, comprando 333Gwh en el mercado de contratos y devolviendo 35Gwh a través del mercado regulador del sistema. ANDA aproximadamente contrata 2/3 de su consumo directamente con la CEL y el resto con las distribuidoras, según su área de operaciones.

## **5. ANÁLISIS DE LA EXISTENCIA DE PODER DE MERCADO**

### **5.1. Identificación de los mercados relevantes**

La identificación de los mercados relevantes en el sector eléctrico debe considerar un conjunto de particularidades que le son propias, tales como no se puede almacenar, lo que reduce el tamaño de los mercados en concordancia con la dimensión temporal, haciendo que el tamaño del mercado esté dado por la demanda instantánea (en cada momento del tiempo) y no por la demanda acumulada a lo largo de un lapso largo de tiempo (como es lo habitual en bienes ordinarios). El elemento clave de la definición de los mercados relevantes es el diseño regulatorio del sector y la forma en que efectivamente funciona, más allá de los resultados que esperaban obtenerse del diseño regulatorio.

Asimismo, debido a la variabilidad diaria de la demanda y los distintos tipos de tecnología de generación que operan para satisfacerla, los generadores que compiten directamente entre sí varían a lo largo del día y por tanto, corresponde establecer al menos dos mercados diarios, correspondientes a las horas pico y a las horas valle, quedando en general por defecto definido adicionalmente un tercer mercado relevante para el resto del día.

Para el caso de El Salvador, donde aproximadamente el 10% de la demanda es atendida por un conjunto de generadores pequeños conectados a la red de baja tensión y que se conoce como “generación o mercado minorista”, corresponde establecer si el mercado relevante comprende ambos segmentos mayorista y minorista.

Siendo que no puede considerarse que los generadores minoristas sean competencia directa de los mayoristas, ya que el alcance de su mercado es menor, por cuanto está determinado por la cobertura geográfica de la red de distribución a la que se encuentra conectado, conviene excluir a los generadores minoristas del mercado relevante de generación.

Nótese que esta es la modalidad de análisis más prudente desde el punto de vista de la competencia, ya que la opción metodológica contraria, puede conducir a subestimar el tamaño e influencia de los grandes jugadores del mercado mayorista.

Contrariamente, no corresponde separar en dos mercados relevantes diferentes el MRS y el mercado de contratos, tanto los agentes del lado de la oferta como de la demanda de esos mercados son los mismos, así como también el producto que se comercializa.

Luego están los mercados que comprenden la transmisión de la energía a través de la red de alto voltaje, la distribución domiciliaria y la comercialización de la energía a los consumidores finales.

Es respecto de estos segmentos del sector eléctrico (transmisión, distribución y comercialización) que la cuestión de la definición del área geográfica relevante es de importancia.

A nivel de la transmisión existe un solo operador de la red nacional y de la red de interconexión regional, que operan bajo un régimen de monopolio legal en lo referente a la operación y mantenimiento de las redes.

A nivel de la distribución, el diseño regulatorio no ha establecido áreas geográficas exclusivas. Por tanto, es posible la expansión de las redes de las distribuidoras más allá de la cobertura original post-privatización, así como también, la construcción de nuevas redes en las áreas de influencia de las distribuidoras.

Finalmente, el marco regulatorio ha previsto una amplia libertad para la comercialización de la energía a todo tipo de usuario final (grande o pequeño) a escala nacional y también para la importación y exportación de energía (LGE Capítulo VI, particularmente artículos 75, 81 y 82).

En base a las consideraciones precedentes, se han identificado los siguientes mercados de producto relevantes.

- Generación mayorista de energía eléctrica (en hora pico, valle y resto)
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización

El mercado geográfico relevante respecto de los precitados mercados producto se define de escala nacional.

En el caso de la generación, la dimensión geográfica es nacional por dos razones:

- no existe actualmente congestión en la red de transmisión que aisle sistemáticamente zonas o regiones, que queden entonces sujetas a la generación local y que por tanto corresponda definir mercados geográficos de generación subnacionales.
- la incidencia de las importaciones desde Guatemala y Honduras aún es muy marginal y la interconexión aún no tiene la suficiente capacidad para considerar que los generadores de esos u otros países compiten directamente con los generadores nacionales.

En el caso de la transmisión, el mercado geográfico corresponde a la extensión de la red de alta tensión que es nacional, no habiendo competencia, ya que el servicio es prestado por un solo operador.

En el caso de la distribución, debido a la particular situación de que las distribuidoras no tienen garantizada un área exclusiva de distribución, potencialmente pueden competir entre sí a lo largo de toda la extensión geográfica del país, a la vez que pueden ingresar nuevos distribuidores. En base a esa consideración es que el mercado geográfico de la distribución puede definirse nacional.

En el caso de la comercialización, siendo este un segmento en competencia, sin importantes barreras legales o tecnológicas a la entrada, puede considerarse su dimensión geográfica de cobertura nacional.

## **5.2. Incidencia de las importaciones y exportaciones**

Se observan importaciones netas de energía que son de cierta importancia, ya que El Salvador completa sus déficits de generación con compras en la región.

El área geográfica que cubre la operatoria de comercio internacional de energía eléctrica de El Salvador es regional y se restringe básicamente a Guatemala y Honduras, debido a la actual cobertura de las líneas de interconexión regional.

Observando los flujos comerciales de energía en la región del Istmo, se pone en evidencia que El Salvador es el principal importador de la región, mientras que Guatemala es el principal exportador (ver tabla 8 del anexo 1).

En ambos países, las operaciones están contractualizadas en un 88% y representan una proporción menor de la generación (5,7% en El Salvador y 4,7% en Guatemala).

En el caso del sector eléctrico de El Salvador, desde el punto de vista operativo las importaciones son críticas, considerando que la capacidad disponible está muy ajustada en relación a la demanda máxima (7% aproximadamente).

Desde el punto de vista de la competencia, es conveniente mantener a escala nacional el área geográfica del mercado relevante de generación a efectos del análisis de estructura, porque no se identifica un gran proveedor determinante en Guatemala (que es actualmente el principal origen de las importaciones), con capacidad de comportarse estratégicamente en relación al mercado de El Salvador.

Actualmente las importaciones netas de energía son marginales en relación a la inyección nacional (han variado entre el 6% y el 9% en el último trienio), con lo cual no existen elementos suficientes para ampliar la definición del mercado relevante a una escala regional (en apoyo de lo que se estableció en la sección precedente de definición de los mercados relevantes desde el punto de vista de la competencia).

### **5.3. Grado de concentración de los mercados relevantes**

En el marco del análisis de competencia, la medición del grado de concentración en los mercados relevantes se lleva a cabo mediante el cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschmann (suma de cuadrados de las cuotas de mercado de los oferentes que compiten en el mercado relevante).

Para el caso de la electricidad, la medición de la concentración del mercado en base a las ventas mensuales o anuales (como es lo habitual) es insuficiente, por cuanto la estructura del mercado puede cambiar sustantivamente a lo largo de un día y en diferentes épocas del año, debido a la alta estacionalidad de la demanda.

Por ello, en el sector eléctrico el análisis clásico de concentración de los mercados relevantes necesariamente debe ser complementado mediante otras mediciones que permitan capturar más acabadamente tanto la estructura como la dinámica de los mercados relevantes.

A continuación se presentan las mediciones del grado de concentración en los mercados relevantes identificados, a través de las cuotas de mercado de los participantes y los HHI que corresponden.

#### **5.3.1. Generación de energía eléctrica (mayorista)**

El cálculo de los HHI respecto de la generación eléctrica como primera aproximación se realiza considerando la capacidad instalada y la inyección mensual, que corresponde al volumen de producción.

En la medida en que un agente opere un parque de generadores de alto costo y poco eficientes, dependiendo del régimen de despacho, es posible que su participación en la inyección sea considerablemente más baja que su participación en la capacidad instalada.

Por otra parte, debe tenerse presente que conforme a la definición de los mercados relevantes, coexisten tres mercados relevantes de generación: horas pico, horas valle y resto.

Asimismo, considérese que el cálculo de los HHI ha sido efectuado a partir de los volúmenes inyectados al sistema nacional de transmisión por cada operador, excluyendo las importaciones y exportaciones, que es la modalidad más estricta de cálculo.

Finalmente, recuérdese que el mercado ha sido restringido a su segmento mayorista, excluyéndose la generación que se encuentra conectada a las redes de baja tensión (generación minorista).

***i. Concentración de la generación mayorista, medida en términos de capacidad instalada***

La capacidad instalada luce notoriamente concentrada con un HHI de 2.774 puntos, aunque en su mayor parte (40%) corresponde al parque de generación hidroeléctrico de propiedad estatal (ver tabla 9 del anexo 1).

***ii. Concentración de la generación mayorista, medida en términos de inyección mensual***

El mercado se encuentra distribuido entre cuatro operadores principales: CEL, Nejapa, Duke y LaGeo, cuyas participaciones de mercado mensuales en promedio de los últimos tres años han sido: 36%, 19%, 20% y 23% respectivamente y se han mantenido estables en el caso de los principales operadores (ver Tabla 10 del anexo 1).

Sobre la base a esas participaciones, el HHI promedio mensual de los últimos tres años ha sido alto: 2.696 y no demasiado variable, ya que la distribución arroja un coeficiente de variación del 17%.

Sólo CESSA y CASSA presentan volatilidad alta en el comportamiento de sus cuotas de mercado (coeficientes de variación del 49% y 65%, respectivamente).

***iii. Medición de la concentración de los mercados relevantes de generación (pico, valle y resto)***

Como se dijo, la definición precisa de los mercados relevantes de generación comprende diferenciar tres tipos de mercados relevantes de producto diferentes: generación en hora pico, en hora valle y en el resto de las horas.

A continuación se presenta la medición de los HHI's para el año 2004, presentados en la forma de promedios mensuales (ver tabla 11 del anexo 1).

Obsérvese que en todos los casos se supera holgadamente el límite de 1800 puntos de valor del HHI, que es el umbral a partir del cual la práctica de las autoridades de competencia estadounidenses define los mercados como "altamente concentrados".

También puede observarse que los meses de septiembre y octubre de 2004, fueron los que presentaron un mayor grado de concentración.

### **5.3.2. Transmisión**

El servicio de transmisión nacional es prestado en condiciones de monopolio legal por ETESAL, por lo que la medición de la concentración del mercado deviene abstracta.

### **5.3.3. Distribución**

En la medida en que no existen áreas exclusivas de distribución de energía eléctrica, las distribuidoras pueden potencialmente considerarse competidoras directas al menos en las franjas que delimitan su área natural de influencia.

Por ello es que puede justificarse metodológicamente una definición de alcance nacional del mercado relevante de distribución, sin embargo, el cálculo de su grado de concentración (ver tabla 12 del anexo 1) no permite representar adecuadamente la particularidad de que en todo caso, las distribuidoras compiten en las franjas en que convergen.

En la medida en que 4 de las 5 distribuidoras establecidas pertenecen al mismo grupo económico (AES), la concentración del mercado de distribución se observa muy alta, tanto en términos de energía distribuida como de clientes atendidos.

### **5.3.4. Comercialización**

En la medida en que los usuarios finales pueden comprar el suministro de energía de cualquier tipo de operador, la comercialización es efectuada tanto por generadores y distribuidores como por comercializadores independientes.

Una manera de aproximar el cálculo de la concentración en el mercado de comercialización es tomando como base las demandas en el mercado mayorista (neteando el mercado de contratos y el mercado regulador del sistema), excluyendo los consumos de los únicos dos usuarios finales que se abastecen en el mercado mayorista (ANDA e Invinter).

Conforme a ello, la estructura aproximada del mercado de comercialización puede observarse en la tabla 13 del anexo 1.

Obsérvese que, a pesar de la participación de muchos operadores como comercializadores (independientes y vinculados a generadores), la comercialización se encuentra concentrada en las distribuidoras, particularmente del grupo AES, lo que pone en evidencia la importancia de la integración vertical entre distribución y comercialización.

## **5.4. Identificación de barreras legales y económicas a la competencia**

Como fue descrito en detalle en la sección sobre regulaciones y la organización industrial del sector, el marco regulatorio del sector eléctrico de El Salvador es muy amplio,

no existiendo barreras de tipo legal que obstaculicen el accionar de los agentes económicos que operan en el sistema.

El único segmento que se encuentra legalmente protegido de la competencia es el de transmisión (nacional e internacional) donde ETESAL y la operadora internacional, respectivamente, actúan en condición de monopolios legales.

Debe notarse que desde el punto de vista tecnológico y económico, ambas actividades son monopolios naturales y por tanto la protección legal, en realidad tiene la función de institucionalizar una situación tecnológica y de mercado previa.

Los mercados relevantes comprendidos por la generación de energía eléctrica, capacidad instalada y provisión de servicios auxiliares se encuentran abiertos a la competencia y las condiciones de entrada desde el punto de vista tecnológico y económico, particularmente en lo que respecta a la generación térmica, no presentan especiales dificultades.

La tecnología de generación térmica es pública y accesible y las inversiones no son excesivas, en términos relativos al sector en su conjunto. Como ejemplo, obsérvese que existen usuarios finales que han instalado sus facilidades de generación y que venden sus excedentes, siendo notorio el reciente ingreso de Textufil al mercado mayorista.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, por su impacto ambiental y nivel de inversiones, puede decirse que se encuentran asociadas a mayores dificultades para su expansión y/o instalación.

En distribución, tampoco existen barreras de naturaleza legal de magnitud relevante, ya que no se han asegurado áreas o clientelas exclusivas a las distribuidoras privatizadas y por tanto, desde el punto de vista del esquema regulatorio, es posible la duplicación total o parcial de las redes de distribución.

Sin embargo, este segmento se encuentra relativamente protegido de la competencia debido a la naturaleza propia de las economías de redes (subaditividades de costos) que pueden provocar que las redes de distribución (parcial o totalmente) operen como monopolios naturales.

En el mercado de comercialización tampoco existen barreras de tipo legal de relevancia, ya que el esquema regulatorio preserva una amplia libertad para la actividad de los operadores en este segmento. Por otra parte, este tipo de actividad de servicios requiere de tecnologías blandas ampliamente disponibles y bajas inversiones.

Es más, las bases regulatorias para permitir el desarrollo del segmento se encuentran establecidas, según se describió en detalle en las secciones sobre marco regulatorio y organización industrial, a saber: acceso abierto a las redes de transmisión y distribución y libertad de escogencia de proveedor por parte de los usuarios finales.

No obstante, el segmento de comercialización no se ha desarrollado como mercado independiente, encontrándose liderado ampliamente por las distribuidoras que actúan a la



vez como comercializadoras. Puede decirse que la sola existencia de agentes establecidos de la envergadura y capacidad agresiva de reacción de las distribuidoras constituye un desincentivo económico a la entrada.

## 5.5. Grado de contestabilidad de los mercados relevantes

En términos teóricos y considerando las tecnologías disponibles, pueden ordenarse los distintos segmentos del sector eléctrico según su grado potencial de contestabilidad, según se muestra en la Ilustración 2 del anexo 1.

Mientras la transmisión en redes de alta tensión sería el segmento menos contestable, la generación sería el más contestable. Nótese que en la medida en que haya agentes de gran envergadura como comercializadores (como es el caso de las distribuidoras/comercializadoras), el segmento de comercialización no puede considerarse más contestable que el de generación (la sola existencia de agentes establecidos de gran tamaño, con capacidad de respuesta agresiva a la entrada, funciona de barrera).

Conforme a las barreras legales, tecnológicas y económicas que se describieron en la sección anterior, para El Salvador puede decirse que mientras la contestabilidad de la transmisión nacional o regional es nula, es posible algún grado de contestabilidad en la distribución, que sería algo mayor en la comercialización y que el segmento más contestable es el de generación.

Como se refirió en la sección sobre marco teórico, las condiciones de competencia en el mercado eléctrico varían según diferentes dimensiones, siendo la más importante la dimensión temporal. Por ello, el análisis de contestabilidad debe considerar dos niveles. Cuando se considera los mercados relevantes definidos desde el punto de vista de la demanda horaria (horas pico, horas valle y horas resto), va de suyo que los mercados relevantes horarios no son altamente contestables, si el margen de reserva del sistema es muy bajo.

Desde este punto de vista, el mercado relevante de horas pico es muy poco contestable, sobre todo si el margen de reserva del sistema es muy bajo. En el caso de El Salvador, aún los mercados en horas resto y valle son muy poco contestables debido al bajo margen de reserva del sistema en general.

En cambio, cuando se miran los mercados eléctricos desde una perspectiva estructural y de largo plazo, se observa que tanto las barreras tecnológicas como legales (en los países que han reformado el sector, incluyendo El Salvador) son realmente muy bajas, siendo posible la instalación de plantas generadoras de escala eficiente en un periodo razonable de tiempo. Desde este punto de vista es que puede decirse que el mercado eléctrico mayorista de El Salvador es desafiante y que la reciente entrada de Textafil es una evidencia de ello.

Respecto del mercado de generación, que además conforma la porción más importante de la tarifa final, la distancia que los distintos especialistas han observado entre el precio mayorista y los costos de generación, indican que a pesar de que las barreras

legales y económicas son bajas, el mercado no ha logrado una convergencia entre precios y costos.

## **5.6. Evaluación de las condiciones competitivas en el mercado mayorista**

Como se anticipó, el análisis del grado de concentración en los mercados relevantes y las barreras a la entrada es insuficiente, particularmente en el sector eléctrico, para establecer la existencia de poder de mercado.

El poder de mercado en generación es uno de los temas que más preocupa a los entes reguladores y las agencias de defensa de la competencia en aquellos países que han reestructurado la industria eléctrica. En El Salvador, el pequeño tamaño del mercado pone aun más presión sobre este aspecto debido a que impone una barrera natural a la entrada de productores. El mercado eléctrico de generación presenta características peculiares que demandan un análisis aislado de su comportamiento a fin de analizar el poder de mercado de las firmas participantes. Entre otras variables particulares de este sector encontramos: un producto no almacenable y homogéneo como la electricidad, fuertes economías de red, demanda de corto plazo relativamente inelástica y la necesidad de un coordinador del despacho (Unidad de Transacciones, S.A. (UT) en El Salvador).

El resultado final del comportamiento de los mercados eléctricos mayoristas dependerá, entre otras variables, de la existencia de empresas con poder de mercado, de las estrategias seguidas por cada uno, de las tecnologías de producción de cada operador y de la posición relativa de cada agente en la red del sistema.

La medición de poder de mercado a través de los indicadores más utilizados para dicho fin, como el índice Herfindahl-Hirschman (HHI), puede no ser tan representativa en este caso. Las medidas de concentración como el HHI indican la concentración actual de las ventas o la capacidad. Sin embargo, en la industria eléctrica, aunque una firma pueda tener un relativamente pequeño “market share” para un dado nivel de demanda, puede pasar que si la misma reduce su producto, ninguna otra firma pueda ser capaz de reemplazar esa oferta dado el costo, la capacidad de generación o las restricciones de la red de transmisión.

En este contexto, el objetivo de esta sección es realizar un análisis histórico del desempeño del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos por parte de los agentes componentes del mismo. Para ello se analizará en forma horaria el despacho diario manejado por UT correspondiente al periodo enero-diciembre de 2004, para estudiar el comportamiento de los precios, teniendo en cuenta las disponibilidades de capacidad de las firmas intervinientes y estimando los correspondientes costos variables de producción (CVP).

La mayor parte de la información utilizada fue provista a través de la Superintendencia de Competencia por UT y SIGET. Se trata de datos horarios (post-operativo) sobre inyecciones por planta, precios de mercado, demandas por nodo de la red alta tensión, indisponibilidad programada y ejecutada de máquinas.

El análisis realizado para determinar nuestro despacho óptimo (competitivo) se instrumenta de tal forma que la energía sea entregada por las generadoras térmicas de acuerdo a un orden de mérito en función al menor costo variable medio de producción de

cada una de ellas. De esta forma, se soslayan potenciales restricciones de transporte en el envío de esta energía, considerándose un despacho en barra única<sup>9</sup>.

Los supuestos del análisis realizado: (i) no hay ni restricciones de red para el despacho generado por máquinas térmicas, (ii) ni indisponibilidades fuera de las programadas, y (iii) la utilización del combustible de mínimo costo, son consistentes con la intención de construir una curva de oferta de generación a un mínimo costo. De esta forma, los supuestos mencionados permiten encontrar la frontera deseada, y utilizar a ésta como “benchmark” para analizar las ganancias obtenidas por los generadores a lo largo del periodo estudiado.

El índice de Lerner debería mostrar valores cercanos a cero cuando la competencia es efectiva y por lo tanto se observa fuerte similitud entre los precios y costos marginales reales registrados. En nuestro caso, el análisis de los índices estimados a partir del despacho teórico nos brindan una medida de “markup” teórico puesto que bajo el supuesto de despacho óptimo y curva de oferta a mínimo costo, las diferencias entre los precios de mercados reales y los costos marginales teóricos determinan una medida de pérdida de bienestar que estarían sufriendo los consumidores debido a que el mercado no actúa bajo el supuesto de competencia perfecta.

Bajo los supuestos considerados en el modelo, la competencia perfecta se fundamenta en que cada máquina generadora no tiene la posibilidad de afectar el precio de mercado de la electricidad. En efecto, nuestro primer escenario soslaya, para las máquinas térmicas, indisponibilidades y desperfectos en la red. Por otro lado, se garantiza el combustible de mínimo costo. De esta forma cada generadora no tiene poder de mercado en el mercado.

Un índice de Lerner (IL) alto estará indicando la presencia de un grado importante de poder de mercado y de la posibilidad de fijar por lo tanto, precios significativamente por encima que los costos marginales. Por el contrario un índice bajo estará indicando lo opuesto, es decir la ausencia de poder de mercado y la presencia de un mercado próximo a la competencia perfecta.

## **6. ANÁLISIS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE LA COMPETENCIA DE LAS REFORMAS EN PROCESO DE IMPLEMENTACIÓN**

### **6.1. Comentarios a Contratos de Largo Plazo y Despacho de costos**

#### **6.1.1. Normas sobre contratos de largo plazo**

El rol de los contratos de largo plazo (CLP) está centrado en:

- aminorar la volatilidad del precio spot de la electricidad,

---

<sup>9</sup> Es importante aclarar que las restricciones de transporte, fallas y congestión, tienen poca importancia en el sistema eléctrico del El Salvador.

- disminuir la incertidumbre regulatoria para estimular la entrada de nuevos operadores y,
- limitar la posibilidad de ejercicio de poder de mercado de los productores existentes.

La clave para una exitosa introducción de CLPs es la competencia efectiva por el mercado al momento de licitar los mismos. En este sentido, el diseño del mecanismo de licitación (claridad de las reglas, transparencia, evitar prácticas discriminatorias, asegurar la mayor participación) resulta crucial.

Si los costos de los CLPs no pueden ser traspasados a tarifas finales (sólo puede hacerse pass-through del precio en el mercado spot) las distribuidoras afrontan el riesgo de contratar a precios altos, y por lo tanto tienen incentivos a realizar un cuidadoso procedimiento de contratación. En caso contrario, las distribuidoras podrían no tener mayor incentivo para efectuar una licitación eficiente.

Sin embargo, en un contexto donde aparece el problema de falta de inversiones en capacidad de generación, tal cual ocurre en El Salvador, lo mencionado en el punto anterior pierde importancia relativa. En este sentido, el proceso debería impulsar no sólo la contratación de generadores existentes sino que además debería enfatizar fuertemente en la participación de nuevos entrantes.

Si los nuevos entrantes fueran del mismo grupo inversor que los compradores (las distribuidoras) estos últimos podrían aprovechar para hacer *léverage*. Es decir, tomar beneficios por intermedio de la empresa no regulada (generación) pasando los costos a la parte regulada. Para evitar esto es imprescindible contar con reglas que eviten la discriminación de otros oferentes. En particular, es preferible que la generación asociada a las distribuidoras este ubicada en un nodo de la red de transporte (que no sea generación distribuida). En un contexto con poca competencia el probable problema de leverage a través de la integración vertical distribución-generación se vería compensado por los beneficios derivados de la menor posibilidad de ejercer poder de mercado por parte de los generadores restantes.

## **6.2. Modelo de despacho basado en costos para la Red Eléctrica de El Salvador para su utilización en Defensa de la Competencia**

En el presente modelo se supone que las decisiones de producción del sistema son tomadas en forma centralizada. El coordinador del mercado realiza el despacho óptimo a partir de información de costos de generación que revelan los productores y de las restricciones de capacidad -generación y transporte- y tecnológicas -leyes de Kirchoff.

Cabe acotar que a la fecha no se cuenta con la reglamentación para el despacho de costos y por lo tanto no se cuenta con información fehaciente sobre cómo va a ser el diseño definitivo del mecanismo de cálculo de precios spot. Sin embargo, de las entrevistas surgieron los lineamientos básicos de los reglamentos. El sistema es un tradicional sistema de declaración de costos, que serán auditados y/o tendrán un valor de referencia basado en el costo de los combustibles y la eficiencia de las máquinas. En este sentido el modelo que se presenta en esta sección es adecuado para representar una visión prospectiva del

mercado spot de energía basado en un despacho de costos tal cual como se está organizando en El salvador.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1 Conclusiones

**En retrospectiva:** que existe ejercicio de poder de mercado por los generadores, es una conclusión unánime de todos los especialistas, corroborada por este estudio. Los precios del MRS están por encima del precio competitivo de manera sostenida, esto sería violatorio de la LDC, solo si existen:

- *Acciones coordinadas entre generadores (artículo 25 de la LDC);*
- *Acciones de exclusión de la entrada de nuevos generadores o expansión de los existentes (artículo 30 de la LDC).*

**En prospectiva:**

- *la propuesta de reformas, deben dar mayor certidumbre regulatoria, para atraer inversiones: sostenibilidad de las reformas en el largo plazo;*
- *El proceso de los CLPs debería impulsar no sólo la contratación de generadores existentes sino, además, estimular fuertemente la participación de nuevos entrantes;*
- *La clave para una exitosa introducción de los CLPs es la competencia efectiva POR el mercado al momento de licitarlos, esto es el diseño del mecanismo de licitación;*
- *Los nuevos generadores pertenecen al grupo de las distribuidoras, éstas podrían tomar beneficios en el segmento no regulado (generación) pasando los costos al regulado (distribución).*

Para evitarlo, deben establecerse reglas que eviten la discriminación de otros oferentes, preferible que la generación asociada a las distribuidoras esté ubicada en un nodo de la red de transporte (que no sea generación distribuida).

La regla de despacho en base a costos elimina un instrumento importante del comportamiento estratégico de los generadores (retiro económico de capacidad), no elimina la posibilidad de los generadores de ejercer poder de mercado mediante el retiro físico de capacidad, pero se vuelve más fácil de controlar. El monitoreo y la capacidad de sancionar son claves.

## 7.2. Recomendaciones

### En prospectiva:

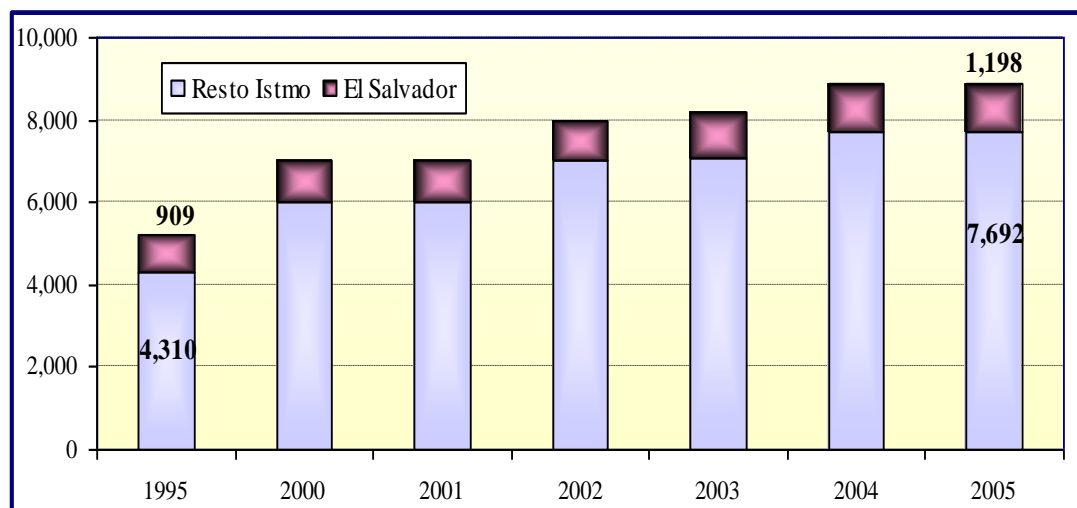
Como las inversiones en generación limitarán las posibilidades de ejercer poder de mercado de los generadores, es clave para la autoridad de competencia, trabajar con el regulador sectorial en: el diseño del marco regulatorio de los CLPs, particularmente en el mecanismo de licitación, el traspaso a tarifas de los precios de los CLPs, las limitaciones a la integración vertical entre generación y distribución:

- *El avance la integración energética regional;*
- *El establecimiento de la regla de despacho en base a costos;*
- *El mejoramiento de los instrumentos de monitoreo y control, en particular de las conductas estratégicas de retiro físico de capacidad;*

La implementación de un mecanismo de TARIFA SOCIAL para enfrentar cambios inesperados en el mercado, sin alterar el marco regulatorio, promoviendo la certidumbre y las inversiones.

## Anexo N° 1

**Gráfico 1: Evolución de la capacidad instalada de generación en El Salvador y resto del Istmo 1995-2005 (En MW.)**



Fuente: CEPAL (2006).

**Tabla 1: Evolución de la cobertura de la demanda máxima, El Salvador y resto de los sistemas del Istmo**

Período	El Salvador			Resto de los países del istmo		
	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Capacidad de reserva (%)	Capacidad instalada (MW)	Demanda máxima (MW)	Capacidad de reserva (%)
1995	909	592	34.9	4,310	3,039	29.5
2000	1,114	758	32.0	6,143	4,014	34.7
2001	1,192	734	38.4	6,207	4,221	32.0
2002	1,136	752	33.8	6,762	4,418	34.7
2003	1,197	785	34.4	7,097	4,619	34.9
2004	1,198	809	32.5	7,672	4,879	36.4
2005	1,198	829	30.8	7,692	5,123	33.4

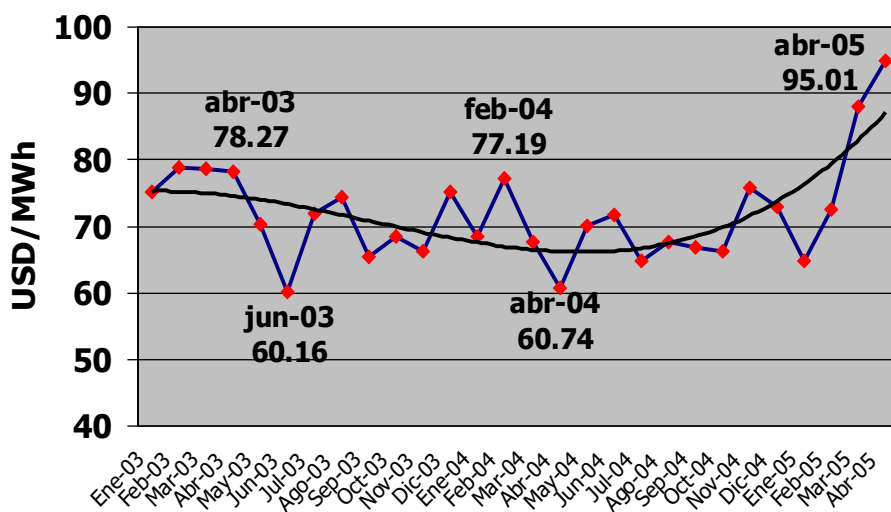
Fuente: CEPAL (2006).

**Tabla 2: Comparación de precios de electricidad en el Istmo Centroamericano (Centavos de dólar / kWh)**

País	Precios corrientes			Precios constantes (1990)	
	1990	1998	2002	1998	2002
Guatemala	4.8	7.8	13.0	6.3	9.6
El Salvador	3.3	9.8	11.2	8.0	8.3
Honduras	4.5	8.5	8.6	6.9	6.4
Nicaragua	4.6	11.6	11.4	9.5	8.4
Costa Rica	5.8	6.7	7.4	5.5	5.5
Panamá	11.3	11.1	11.2	9.1	8.3

Fuente: CEPAL (2006).

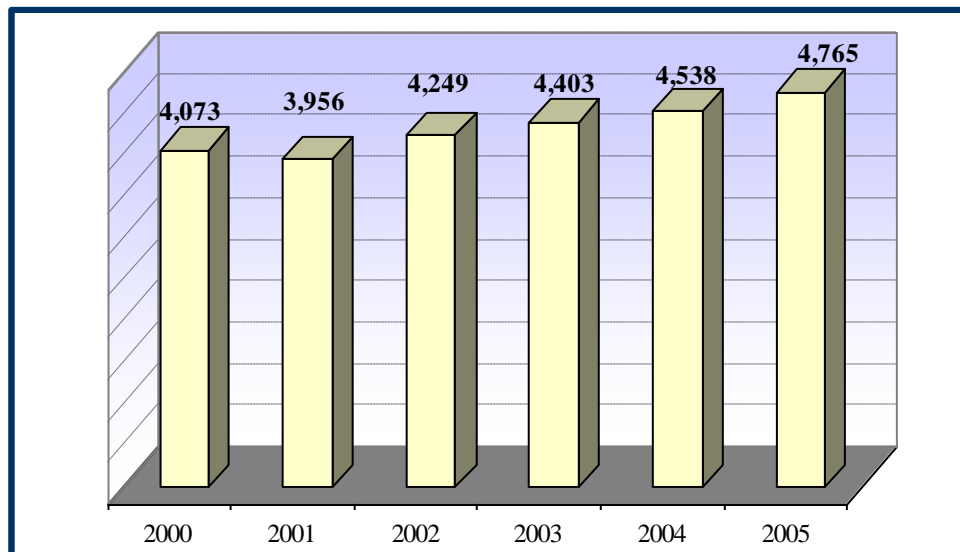
**Gráfico 2: Precios de la electricidad en el mercado regulador del sistema, promedios mensuales enero 2003 a diciembre de 2004.**



Fuente: Unidad de Transacciones S.A.



**Gráfico 3: Evolución de la demanda nacional neta anual en el mercado mayorista, años 2000 a 2005, en miles de MWh**



Fuente: Boletín Estadístico SIGET 2005.

**Tabla 3: Tasas de crecimiento de la demanda de energía 2000-2006**

Mes/Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Enero</b>	3.60	2.90	-0.60	7.30	3.50	3.30	5.70
<b>Febrero</b>	3.50	2.00	0.20	7.30	3.50	3.10	6.30
<b>Marzo</b>	3.90	1.00	1.00	8.00	3.00	3.00	7.00
<b>Abril</b>	3.70	0.90	2.00	7.20	2.70	3.90	6.40
<b>Mayo</b>	4.10	0.50	2.90	6.80	2.40	4.20	6.90
<b>Junio</b>	4.40	0.00	3.50	6.70	2.50	4.40	7.00
<b>Julio</b>	4.50	-0.70	4.50	6.10	2.40	4.90	
<b>Agosto</b>	4.50	-1.20	5.30	5.40	2.90	4.90	
<b>Septiembre</b>	4.30	-1.40	6.10	4.90	2.90	5.20	
<b>Octubre</b>	4.20	-1.50	6.60	4.50	2.90	5.10	
<b>Noviembre</b>	4.40	-2.00	7.40	4.30	2.80	5.10	
<b>Diciembre</b>	4.00	-2.00	7.90	3.70	3.30	5.10	

Fuente: Boletín Estadístico UT.

**Tabla 4: Inyección nacional por operador (GWh), mercado mayorista, 2005**

<b>Grupo</b>	<b>Inyección</b>	<b>Participación</b>
Cel	1,667.0	37.20%
Duke	982.1	21.90%
Lageo	951.8	21.20%
Nejapa	765.6	17.10%
Cessa	63.2	1.40%
Cassa	51.1	1.10%
<b>Total</b>	<b>4,480.7</b>	<b>100%</b>

Fuente: Boletín Estadístico 2005 SIGET.

**Tabla 5: Capacidad instalada y disponible de generación en el mercado mayorista, diciembre 2005**

<b>Grupo</b>	<b>Plantas</b>	<b>Tipo</b>	<b>Capacidad Instalada (MW) a Dic. 2005</b>	
Cel	4	Hidroeléctricas	448.6	40%
Duke	3	Térmicas	318.0	28%
Lageo	2	Geotérmicas	151.2	14%
Nejapa	1	Térmicas	144.0	13%
Cessa	1	Térmicas	33.0	3%
Cassa	1	Térmicas	25.0	2%
<b>Total</b>	<b>12</b>		<b>1,119.4</b>	<b>100%</b>
<b>Capacidad Disponible:</b>			<b>971.1</b>	

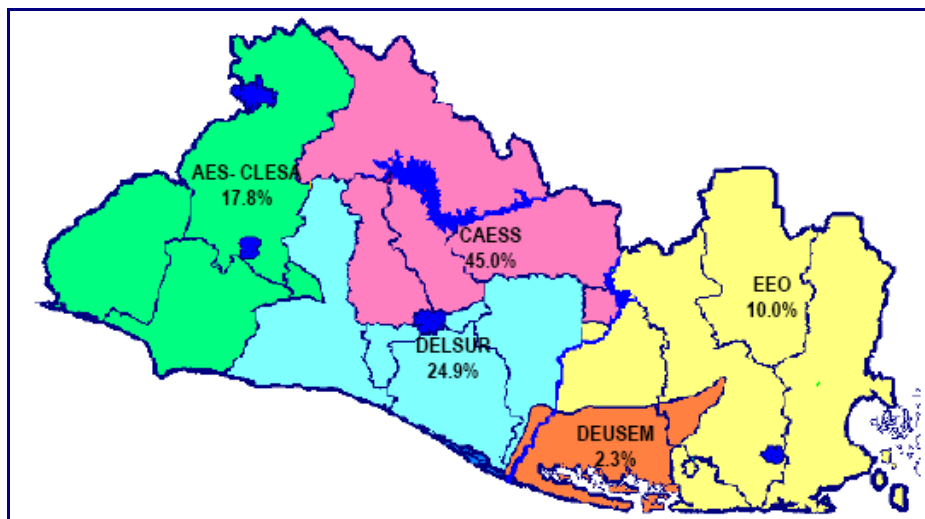
Fuente: Boletín Estadístico 2005 SIGET.

**Tabla 6: Distribuidoras. Consumo de energía y número de clientes 2005**

Distribuidora	Facturación energía eléctrica (GWh)		Número de clientes	
AES	3,046.80	75%	1,015,500	79%
CAESS	1,824.80		487,670	
CLESA	722.2		273,160	
EEO	405		200,720	
DEUSEM	94.7		53,950	
DELSUR	1,007.90	25%	277,760	21%
<b>Total</b>	<b>4,054.70</b>	<b>100%</b>	<b>1,293,260</b>	<b>100%</b>

Fuente: SIGET.

**Ilustración 1: Áreas de influencia y participación en las ventas de las distribuidoras, 2005**



Fuente: Boletín Estadístico 2005 SIGET.

**Tabla 7: Comercializadores independientes.  
 Demanda de energía eléctrica en el mercado  
 mayorista 2005**

Comercializadores	Demanda	
	GWh	%
Excelergy	136.1	85.5%
Origem	21.4	13.5%
Mercados Eléctricos	1.6	1.0%
<b>Total</b>	<b>159.1</b>	<b>100%</b>
Total Mercado Mayorista	3618.0	
Participación de los comercializadores en el Mercado mayorista		4.4%

Fuente: Estadísticas UT.

**Tabla 8: Transacciones de energía en el mercado regional, 2005.**

	Total (GWh)		Neto (GWh)	
	Inyecciones	Retiros	Inyecciones	Retiros
Costa Rica	69.8	80.3		10.6
El Salvador	<b>22.2</b>	<b>300.2</b>		<b>278.0</b>
Guatemala	322.8	14.8	308.0	
Honduras	2.8	58.3		55.5
Nicaragua	8.4	22.2		13.9
Panamá	104.2	54.2	49.9	

Fuente: CEPAL (2006).

**Tabla 9: Grado de concentración en capacidad instalada, 2005**

	<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	<b>Tipo</b>	<b>Participación %</b>
Cel	448.6	Hidro	40%
Duke	318.0	Térmica	28%
Lageo	151.2	Geotérm.	14%
Nejapa	144.0	Térmica	13%
Cessa	32.6	Térmica	3%
Cassa	25.0	Térmica	2%
<b>Índice De Herfindahl-Hirschman (HHI)</b>			<b>2,774</b>

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de SIGET/UT.

**Tabla 10: Generación. Participaciones de mercado e índices de concentración promedio y dispersión 2003-2006**

	<b>Participaciones de Mercado con respecto a la inyección nacional, en %.</b>							<b>HHI</b>
	<b>Textufile</b>	<b>CEL</b>	<b>NPC</b>	<b>DUKE</b>	<b>LAGEO</b>	<b>CESSA</b>	<b>CASSA</b>	
Promedios 2003/06	3	36	19	20	23	1	2	2,696
Coef. de Var. <sup>10</sup> , en %.	20%	26%	18%	25%	8%	49%	65%	17%

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos: SIGET/UT.

<sup>10</sup> Coeficiente de Variación, en %: desvío estándar dividido la media, multiplicado por 100.

**Tabla 11: Índices de concentración económica en hora pico, valle y resto de las horas, año 2004**

Mes	Demanda en hora pico 18hs a 21 hs		Demanda en resto horas 8hs a 17hs		Demanda en hora valle 10 hs a 7 hs	
		HHI		HHI		HHI
Ene	128,327	2,426	283,843	2,242	180,884	2,267
Feb	120,874	2,418	278,258	2,258	176,706	2,159
Mar	133,929	2,553	319,793	2,359	195,847	2,080
Abr	124,281	2,814	291,252	2,446	193,571	2,357
May	123,271	2,863	302,834	2,391	196,350	2,509
Jun	116,858	2,950	296,257	2,620	188,266	2,526
Jul	124,265	2,643	312,257	2,533	198,294	2,391
Ago	121,358	2,753	291,694	2,495	187,301	2,331
Sep	113,805	3,382	281,978	3,100	181,115	3,386
Oct	128,391	3,420	319,699	3,238	242,811	3,704
Nov	117,707	2,792	285,633	2,367	179,363	2,115
Dic	127,451	2,273	279,218	2,082	181,351	1,981

Fuente: Elaboración propia sobre la base a datos de inyección de SIGET/UT.

**Tabla 12: Concentración del mercado de distribución, 2005.**

	Consumo Final de Energía (GWh)		Número de Clientes	
Grupo AES	3,046.8	75%	1,015,500	79%
Delsur	1,007.9	25%	277,760	21%
Índice de Herfindahl Hirschmann (HHI)		6,264		6,627

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de SIGET.

**Tabla 13: Grado de concentración de la comercialización, 2005**

OPERADOR	Tipo <sup>11</sup>	DEMANDA NETA <sup>12</sup> AL MERCADO MAYORISTA 2005 GWH	%	
EXCELERGY	Ci	136.1	.1%	4
ORIGEM	Ci	21.4	.6%	0
MDOS ELÉCTRICOS	Ci	1.6	.0%	0
CONEC-ES	Ci	0	.0%	0
POLIWATT	Ci	0	.0%	0
<b>TOTAL INDEPENDIENTES</b>		<b>159.1</b>	<b>.7%</b>	<b>4</b>
EL PASO	Cv	14.7	.4%	0
CEL C+G	cv ; g	83.0	.5%	2
LAGEO C+G	cv ; g	10.4	.3%	0
DUKE C+G	cv ; g	1.6	.0%	0
CASSA	G	0.9	.0%	0
CESSA	G	0.5	.0%	0
<b>TOTAL GENERADORES</b>		<b>111.1</b>	<b>.2%</b>	<b>3</b>
GRUPO AES	D	2,256.2	8.5%	6
DELSUR	D	769.6	3.3%	2
<b>TOTAL DISTRIBUIDORAS</b>		<b>3,025.8</b>	<b>1.8%</b>	<b>9</b>
<b>TOTAL<sup>13</sup></b>		<b>3,296.0</b>	<b>00.0%</b>	<b>1</b>
<b>ÍNDICE DE HERFINDAHL HIRSCHMANN (HHI)</b>			<b>5,255</b>	

Cálculos propios en base a datos UT.

<sup>11</sup>ci: comercializador independiente; cv: comercializador vinculado a generador; g: generador; d: distribuidor; cv; g: indica que se opera en el MEM a través de una firma comercializadora y una generadora.

<sup>12</sup> Suma de demanda en el Mercado de Contratos y demanda en el Mercado Regulador del Sistema.

<sup>13</sup> Excluye demanda de usuarios finales: ANDA e Invinter.

**Ilustración 2: Esquema de contestabilidad en los mercados relevantes del sector eléctrico**

