

# Estudio de Competencia en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Evaluación del Poder de Mercado

Superintendencia de Competencia

Elaborado por el Doctor Carlos Adrián Romero

Revisión por Intendencia Económica de Superintendencia de Competencia

Julio de 2017

## Resumen

El Mercado Mayorista de Energía Eléctrica está conformado por el Mercado Regulador del Sistema (MRS) y el mercado de contratos entre generadores y demandantes. A partir de la implementación del despacho basado en costos de producción en agosto de 2011, los precios spot de las transacciones operadas en el MRS se encuentran más cercanos a la evolución de los precios de los combustibles líquidos (su costo variable de mayor relevancia), reflejando resultados económicos eficientes.

Los resultados de los indicadores pivotaes y de oferta residual presentan valores que advierten que los principales oferentes están en condiciones de ejercer el poder de mercado. No obstante, estos valores únicamente tienen carácter indicativo, ya que el Índice de Lerner muestra una baja brecha entre los precios de mercado y sus costos, lo que comprueba que el potencial poder de mercado no fue ejercido.

Los indicadores positivos del Lerner pueden sustentarse en la una adecuada auditoría de costos, los ajustes de los costos de los combustibles y el control de las indisponibilidades de las unidades generadoras de electricidad. Esta situación es contraria a la situación presentada previa a la vigencia del ROBCP, en la cual se verificó la existencia de poder de mercado por parte de los oferentes del Mercado Mayorista.

---

**Palabras clave:** *Energía eléctrica, Regulación Económica, generación de electricidad, Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, Mercado Regulador del Sistema, Mercado de Contratos, Poder de Mercado, Despacho basado en costos de producción, Índice de Lerner, Generador Pivotal.*

## Contenido

Glosario y Abreviaturas	4
Glosario	4
Abreviaturas	5
Resumen Ejecutivo	6
I.    Introducción	16
II.   Marco teórico para la regulación económica del Mercado Mayorista	17
A.    Modelos de organización de los mercados	17
1.    Modelo de pool	18
2.    Modelo Bilateral	19
3.    Modelos híbridos	19
B.    Características del modelo de pool	20
C.    Aspectos institucionales y modelo de despacho	22
III.  Determinantes teóricos del poder de mercado	24
A.    La definición del poder de mercado en el sector eléctrico	24
B.    Condiciones que facilitan el ejercicio de poder de mercado	25
C.    Tipificación de las estrategias de ejercicio de poder de mercado en generación	27
1.    Estrategias de poder horizontal de mercado	28
2.    Estrategias de poder vertical de mercado	30
D.    Manejo de la capacidad en mercados con pool	32
1.    Estrategias de corto y mediano plazo	32
2.    Estrategias de largo plazo	35
IV.  Caracterización de la oferta y demanda de energía eléctrica	37
A.    Rasgos generales de la cadena de valor del sector eléctrico	37
B.    Caracterización de la oferta	38
1.    Capacidad y generación	38
2.    Disponibilidad	42
3.    Contratos de las generadoras	44
4.    Proyectos de inversión en generación	46
B.    Caracterización de la demanda	47
1.    Demanda total y máxima	47
2.    Demanda por tipo de transacción	51
3.    Demanda por tipo de agente	52
4.    Grandes usuarios	54
C.    Transmisión	55
D.    Mercado Eléctrico Regional	57
E.    Balance del sector eléctrico	58
1.    Balance Energético	60
F.    Evolución de las principales variables	63
V.    Definición de los mercados relevantes	66
VI.  Evaluación de la estructura del mercado	70
A.    Concentración económica de los mercados	70
1.    Metodología de cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschmann	71
2.    Concentración en términos de capacidad	72
3.    Concentración de la inyección	74
4.    Concentración en la inyección con respecto al tipo de demanda horaria	78

B.	Efectos de la integración vertical de los participantes en la generación eléctrica	82
C.	Evaluación de las barreras a la entrada	85
1.	Barreras exógenas	86
2.	Barreras endógenas (estratégicas)	87
VII.	Análisis del poder de mercado	89
A.	Índice de Lerner	90
1.	Datos y supuestos del modelo	91
2.	Resultados	93
3.	Indisponibilidad	99
B.	Análisis de los generadores pivotaes	102
1.	Marco conceptual	102
2.	Resultados	102
C.	Oferta Residual	106
1.	Marco conceptual	106
2.	Resultados	107
D.	Resumen de los resultados de indicadores	111
E.	Simulaciones del mercado de generación eléctrica	113
VIII.	Marco legal y regulación aplicable	118
A.	Principales instrumentos jurídicos que integran la regulación sectorial	118
B.	Defensa de la competencia en el sector eléctrico: roles de la SIGET y la SC	121
C.	Normas que afectan el funcionamiento del Mercado Mayorista	122
D.	Evaluación del régimen jurídico en el Mercado Mayorista	125
1.	Mecanismos de determinación de precios	125
2.	Efectos sobre la competencia y la eficiencia	128
IX.	Componentes básicos para el monitoreo de mercado	130
A.	Lineamientos para un esquema de monitoreo	130
1.	Necesidad de un proceso de monitoreo prospectivo de mercado	131
2.	Necesidad de apoyo sustancial de la autoridad regulatoria	133
3.	Necesidad de indicadores sobre el desempeño del mercado	134
4.	Necesidad de hacer pública la información	135
5.	Necesidad de independencia del proceso de supervisión	136
6.	Aspectos generales del monitoreo para el mercado de El Salvador	136
B.	Modelo de monitoreo para la Superintendencia de Competencia	138
1.	Panel de control	138
X.	Conclusiones y recomendaciones	143
XI.	Referencias	148
A.	Bibliografía	148
B.	Leyes, decretos y reglamentaciones	151
Anexos		153
Anexo 1.	Características de la oferta de los principales generadores	153
I.	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)	153
2.	Duke Energy Internacional	153
3.	LaGeo	154
4.	Nejapa Power Company	154
Anexo 2.	El modelo de despacho	155
Anexo 3.	Indicadores de concentración de mercado complementarios	158
Anexo 4.	Indicadores pivotal y de oferta residual complementarios	160

## Glosario y Abreviaturas

### Glosario

**Alta Tensión:** Voltaje igual o superior a 115 kV

**Baja Tensión:** Voltaje igual o inferior a 600 Voltios.

**Capacidad Disponible:** Es la potencia eléctrica que realmente es capaz de suministrar una máquina o central generadora en un momento determinado.

**Capacidad Instalada:** Es la potencia eléctrica de los equipos generadores tal y como se especifica por el fabricante en los datos de placa.

**Central Generadora:** Es el conjunto de equipos utilizados directa e indirectamente para la generación de energía eléctrica, incluidos los edificios y obras civiles necesarias.

**Comercializador:** Es la entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla.

**Demanda Máxima:** Es el valor máximo constatado de la suma de las demandas simultáneas ocurridas en las centrales de la empresa y en los puntos de compras, si los hubiere, en un período determinado.

**Demanda Neta Nacional:** Es el total de energía demandada por el país a nivel mayorista, incluyendo las pérdidas en transmisión y distribución.

**Distribuidor:** Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

**Energía Inyectada:** Aquella que un operador entrega a la red o que ingresa a la red a través de una interconexión.

**Factor de Utilización:** Es la relación porcentual entre la energía realmente producida por una central generadora y el máximo posible, en un lapso de tiempo determinado.

**Generación Neta:** Es la energía medida en las barras colectoras de la central, a la entrada de las líneas de transmisión hacia los centros de consumo.

**Generador:** Es la entidad poseedora de una o más centrales de producción de energía eléctrica, que comercializa su producción en forma total o parcial.

**Interconexión:** Es el enlace que permite a dos operadores la transferencia de energía eléctrica entre sus instalaciones.

**Línea de Transmisión:** Línea eléctrica que sirve para transportar electricidad desde una fuente generadora a un punto de distribución del sistema, en un nivel de tensión igual o mayor que 115 kV.

**Mercado de Contratos:** Mercado de energía eléctrica a futuro, despachado por la Unidad de Transacciones y convenido entre operadores en forma independiente de aquella.

**Mercado Mayorista:** Mercado de energía eléctrica operado por la Unidad de Transacciones y compuesto por el Mercado de Contratos y el Mercado Regulador del Sistema.

**Mercado Regulador del Sistema:** Mercado de energía eléctrica de corto plazo, que tiene como objetivo equilibrar la oferta y la demanda.

**Operador:** Es cualquier entidad generadora, transmisora, distribuidora o comercializadora de energía eléctrica.

**Precio Spot:** Precio horario de energía eléctrica en el Mercado Regulador del Sistema.

**Sistema de Distribución:** Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media y baja tensión. Está formado por los circuitos que se inician en la subestación de distribución y suministran energía a los transformadores de distribución.

**Transmisor:** Es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alta tensión, que comercializa sus servicios.

**Usuario Final:** Es el comprador de energía eléctrica para uso propio.

## Abreviaturas

**CEL:** Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)

**CVP:** Costos Variables de Producción

**CNE:** Consejo Nacional de Energía

**ETESAL:** Empresa Transmisora de El Salvador, S.A.

**GWh:** Gigavatio-hora

**HHI:** Índice de Herfindahl-Hirschmann

**IL:** Índice de Lerner

**kV:** Kilovoltio

**KWh:** Kilovatio-hora

**LGE:** Ley General de Electricidad

**MER:** Mercado Eléctrico Regional

**MRS:** Mercado Regulador del Sistema.

**MMEE:** Mercado Mayorista de Energía Eléctrica

**MW:** Megavatio

**MWh:** Megavatio-hora

**OM:** Operador de Mercado

**OS:** Operador del Sistema

**PIB:** Producto Interno Bruto

**PM:** Participante del Mercado

**ROBCP:** Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción

**RSI:** Residual Supply Index (índice de oferta residual)

**SAM:** Sistema de Administración de Mercado

**SC:** Superintendencia de Competencia

**SIGET:** Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

**TJ:** TeraJoules

**UT:** Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

## Resumen Ejecutivo

1. El objetivo general del estudio es contar con un análisis de competencia del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) en El Salvador con énfasis en la determinación del poder de mercado de los oferentes. Las transacciones de energía entre un generador y un revendedor (distribuidor o comercializador) configuran el MMEE. Este objetivo implica el proponer recomendaciones para la mejora en su funcionamiento, promover la utilización eficiente de los recursos, y así, alcanzar el máximo bienestar a los usuarios finales. La información utilizada en el desarrollo del estudio abarcó principalmente el período de 2011 a junio de 2016.
2. En la organización del sector eléctrico, aun cuando se hayan adoptado modelos de competencia en generación y suministro, conviven necesariamente mecanismos de mercado con estructuras regulatorias. Este informe se concentra en el Mercado Mayorista, conformado por la oferta de electricidad de los generadores nacionales, las importaciones y la demanda de distribuidores y grandes usuarios. Para su análisis se presta especial atención a los mecanismos utilizados para lograr que el MMEE se desenvuelva en condiciones competitivas y a las estrategias que adoptan los agentes.
3. El principio fundamental en el cual se basa la formación de un mercado eléctrico competitivo es la existencia de un Mercado Mayorista organizado, cuyo condicionante es la coordinación entre los diversos participantes del mismo. Aunque cada sistema eléctrico desarrolla su modelo de coordinación de acuerdo a sus características particulares, es posible distinguir dos modelos principales de organización que se corresponden a dos formas de entender el mercado de la electricidad: 1) los que tienen una estructura centralizada (modelo verticalmente integrado y modelo *pool*) y, 2) los que tienen un énfasis en la descentralización en la toma de decisiones (modelos de contratos bilaterales -físicos o financieros).
4. El modelo *pool* defiende la idea que debe existir un organismo centralizado que gestione el Mercado Mayorista, el cual debe conducirlo al logro de la eficiencia económica, mientras que el modelo bilateral se basa en la idea de que la eficiencia económica en el mercado se logra a través de transacciones (descentralizadas) directas entre los participantes (Wilson, 2002).
5. Los mercados híbridos son combinaciones de elementos de la organización tipo *pool* con contratos bilaterales y regulaciones específicas. En este último caso, se pueden mencionar las regulaciones relacionadas con la introducción de energías renovables (Cochran, et al., 2013).
6. Los contratos bilaterales financieros no afectan la decisión en el despacho de las unidades generadoras, dado que tienen la función de ser un medio para el intercambio de flujos de dinero. Una de las motivaciones que tienen estos contratos es la cobertura frente a riesgos, en particular frente a la volatilidad de los precios. Por ejemplo, esta forma de contratar es la que se establece en sistemas cuyo mercado es de tipo *pool* en los cuáles el Operador de Mercado (OM) realiza el despacho sin tener en cuenta las obligaciones contractuales de los agentes participantes. Este es el tipo de contrato que se utiliza en el sistema eléctrico de El Salvador.

7. La necesidad de balancear en forma permanente e instantánea la oferta de generación con la demanda de energía eléctrica, junto con la imposibilidad física de almacenar la electricidad de una manera que sea económicamente eficiente, hacen imposible la implementación de una coordinación basada en un mecanismo de precios puro.
8. En forma extremadamente simplificada, se puede caracterizar a las reglas de funcionamiento necesarias en un mercado eléctrico competitivo, como los mecanismos que simulan transacciones voluntarias ex post de acciones tomadas en tiempo real, en un contexto de comando y control operado por el organismo centralizado de despacho. La necesidad inevitable de estas reglas da lugar al problema de gobernanza (del término inglés “*governance*”).
9. Respecto al operador del mercado, el modelo de directorio de representación multi-clase de partes interesadas, el cual es un modelo básico de operación del mercado, es actualmente el más común, siendo el que fue adoptado en El Salvador. La Unidad de Transacciones (UT) es el OM, su Junta Directiva se conforma por nueve directores que representan a las clases de accionistas (generadores, transmisores, distribuidores, usuarios finales y comercializadores independientes) uno a la Defensoría del Consumidor y uno al Consejo Nacional de Energía (CNE) (UT, 2008).
10. El poder de mercado se define como la capacidad de aumentar los precios por encima de su costo marginal. Algunas definiciones de poder de mercado comprenden una referencia temporal, esto implica el requerimiento de que la alteración del precio se mantenga un período significativo de tiempo. Por las características particulares de la electricidad y de su oferta y demanda, la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias y rentas basadas en el ejercicio del poder de mercado en lapsos muy reducidos de tiempo.
11. La literatura económica ha avanzado bastante en torno al estudio de los elementos que facilitan y que dificultan el ejercicio de poder de mercado. En particular, existe un consenso en torno a diversos aspectos que facilitan el ejercicio del poder de mercado: (i) los mercados concentrados, (ii) la demanda residual es menos elástica, (iii) la composición del parque generador, (iv) los contratos, (v) la presencia de congestión en el sistema de transmisión, y (vi) la interrelación existente entre los mercados.
12. 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 de ello. 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.
13. Otro elemento a considerar, con respecto al ejercicio de poder de mercado, es la distinción entre poder horizontal y vertical. El de naturaleza horizontal afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado definido. En cambio, el poder de mercado de naturaleza vertical sólo puede ser ejercido por una misma empresa o varias empresas societariamente vinculadas que operan en diferentes etapas de la cadena de

producción. En el caso del sector eléctrico, esta situación se encuentra relacionada con el control de facilidades esenciales.

14. Los aspectos verticales han sido tratados extensamente, a tal punto que gran parte de las reformas al sector eléctrico efectuadas en diversos países se basan en la comprensión de los mismos, exigiendo separación vertical de actividades y la operación independiente del sistema. La solución a este problema ha adoptado diversas formas: por ejemplo, a través de la regulación del precio de acceso (peajes), aplicación del criterio de “acceso abierto” a las redes, imputación independiente de la contabilidad de actividades llevadas a cabo por una misma empresa, imposición de “murallas chinas” entre las actividades de comercialización y distribución, la separación de la propiedad de empresas ubicadas en los diversos segmentos del mercado, entre otras.
15. En cuanto a los aspectos horizontales, puede ocurrir una restricción en la producción. Esta reducción, en los mercados mayoristas de electricidad, puede tomar tres formas básicas: (i) de un retiro físico de las plantas, declarándolas no disponibles; (ii) de un retiro económico o financiero, en este caso, la planta se declara disponible pero se oferta con un precio alto a fin de que no sea seleccionada (en los casos que el despacho no sea por costos auditados o con precios de referencia de los combustibles); (iii) como una combinación de ambas estrategias, cuando es posible que los productores oferten distintas alternativas de precio-cantidad, estrategia que se denomina *Supply function equilibria* (Kempplerer y Meyer, 1989). En todos estos casos, existe ejercicio de poder de mercado cuando se verifica que estas acciones producen aumentos del precio de mercado.
16. Cabe aclarar que en un sistema hidroléctrico (o mixto) los productores pueden ejercer poder de mercado no sólo por la vía de restringir la producción total, sino también distorsionando la asignación del agua de los embalses entre las épocas seca y húmeda. Esta estrategia, no disponible a generadores con parque térmico, permite manipular los precios en forma sutil y muy difícil de observar en forma directa.
17. Las estrategias aplicadas por los agentes del mercado para manejar su capacidad de generación pueden ser clasificadas en un horizonte de tiempo, por cuanto se encuentran asociadas a los parámetros y variables de operación de las unidades, la planificación de las inversiones y a las decisiones que se apliquen en un determinado horizonte de tiempo. Estas estrategias pueden generar diversas reacciones en el mercado, por lo tanto, es importante dividir las con el fin de comprenderlas adecuadamente.
18. Las estrategias de corto plazo son aplicadas durante un breve período de tiempo (una hora o una semana), y dan principalmente lugar a la programación de operación de las unidades. En cambio, las estrategias de mediano plazo que toman como base las semanas o los meses, sirven generalmente para calcular el programa de producción hidroeléctrica óptima sobre la base mensual.
19. Entre las principales estrategias de corto y mediano plazo para el manejo de la capacidad de generación, se encuentran: (i) manejo de los mantenimientos de las unidades, (ii) manejo de la

capacidad de almacenamiento de las centrales de embalse, (iii) manejo de los parámetros técnicos de operación, y (iv) el manejo de precios y la disponibilidad de combustibles.

20. Las estrategias de largo plazo (*long-run*) tienen como horizonte de tiempo a los años, y se relacionan con las decisiones estratégicas referidas a incrementos de la capacidad de producción a través del manejo estratégico de las inversiones.
21. La legislación más moderna referida a las industrias de infraestructura que son reguladas aborda de una u otra manera la cuestión del acceso, evitando la necesidad de las autoridades de competencia de definir o caracterizar cuándo una instalación es esencial para la prestación del servicio.
22. De este modo, las cuestiones remanentes son: la configuración estructural de la industria -grado de integración vertical y condiciones de entrada- y la forma de tratar las posibles conductas restrictivas de la competencia relacionadas con el acceso.
23. La amenaza vertical 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*, la cual 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, tal es el caso del criterio normativo establecido en El Salvador. Además, en las actuales condiciones del sistema de transmisión salvadoreño, donde la congestión no es un problema relevante y el operador es una empresa pública, a primera vista este comportamiento no sería preocupante.
24. Sin embargo, es importante notar la existencia de empresas de generación públicas que pertenecen al grupo CEL (Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa) y esto podría dar lugar eventualmente a comportamientos que afecten negativamente la conexión a la red de transmisión.
25. Con respecto a las distribuidoras, existe una presunción de que las posibilidades de hacer *leverage* entre generación y distribución (dos eslabones no contiguos de la cadena) son menores. Además, en El Salvador el regulador determina un precio techo en cada una de las licitaciones de contratos de libre competencia; esto implica que la posibilidad de trasladar a tarifa un mayor precio mayorista está limitada y controlada por la regulación.
26. Adicionalmente, no se permite que los agentes del sector tengan influencia a través de participaciones societarias en la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), lo que constituye una separación estructural preventiva en aras de que no puedan utilizarse las facilidades esenciales de transporte en alta tensión para obtener poder de mercado en los segmentos del sector que operan en un régimen de competencia.
27. Al analizar la evolución de la oferta y la demanda de energía eléctrica en El Salvador durante el periodo comprendido entre 2004 y 2015 se puede notar claramente el aumento de la electricidad

demandada, así como también se distingue el incremento en su inyección. En ese período, la demanda se incrementó un 41.7% (siendo de 6,312.4 GWh en 2015), mientras que la capacidad instalada creció un 48.7% (1,515.3 MW en 2015). Lo anterior indica que los operadores que ingresaron al mercado o los que aumentaron su capacidad impulsaron a que la capacidad instalada total tenga un ritmo de crecimiento mayor que la demanda total.

28. Las inyecciones también crecieron en ese período, aunque en menor medida, en un 32.9% (5,522.6 GWh en 2015). Al analizar la evolución de las inyecciones por tecnología, destaca el aumento de la generación con fuente biomasa, representando el 6.2% del total en 2015, contra el cero por ciento de 2006. Con el tiempo se redujo el peso de la energía hidroeléctrica en las inyecciones, aumentando en importancia la generación con base en biomasa, y, en menor medida, la geotérmica.
29. Las inyecciones en el Mercado Mayorista son realizadas principalmente por cuatro empresas: LaGeo, empresa estatal que opera las centrales geotérmicas; CEL, que opera las centrales hidroeléctricas; Duke Energy International El Salvador y Termopuerto.
30. El Mercado Eléctrico Regional (MER) fue creado con la idea de que un mercado regional sustentado en la interconexión de los sistemas eléctricos de los países, promueve el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes. En El Salvador, la interconexión regional representó, en 2015, unas importaciones de 963.45 GWh y exportaciones de 64.22 GWh. En ese año las importaciones netas representaron el 14% de la oferta nacional de energía, creciendo considerablemente en relación con el 6.2% (380.76 GWh) aportado en 2014.
31. En cuanto a los datos de la disponibilidad, se calcularon dos indicadores para el año 2015, la tasa de indisponibilidad (porcentaje de la capacidad instalada que no se encuentra disponible para su utilización en la generación) y la tasa de reserva (porcentaje de la capacidad disponible que excedió a la demanda máxima observada). La tasa de indisponibilidad varía levemente de forma mensual, aunque siempre se mantiene en valores bajos. Al analizar la tasa de reserva, sólo dos meses presentan valores relativamente normales (superiores al 20%), mientras que el resto se encuentra entre el 10% y 20%. Marzo presenta el menor margen de reserva, de un 9.1%, lo que indica un valor bajo, previendo que la demanda máxima se encuentra muy cercana a la capacidad disponible.
32. En cuanto a los precios del Mercado Regulador del Sistema (MRS), la serie de precios a partir de agosto de 2011 se encuentra altamente correlacionada con las series de precios del petróleo crudo y del diésel. En el período anterior al mencionado, los precios del MRS presentaron una baja correlación con los precios internacionales de los combustibles mencionados.
33. La identificación de los mercados relevantes en el sector eléctrico debe considerar un conjunto de particularidades que le son propias. En términos generales, existen plantas de generación más apropiadas en términos tecnológicos y económicos para atender cada segmento de la demanda horaria diaria. Se podrían 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.

34. También debe considerarse que la demanda cambia conforme a las temperaturas a lo largo del año, presentando estacionalidad (estaciones secas y húmedas). Con respecto a la estacionalidad, está también impacta sobre la oferta de energía mediante variaciones en la generación con fuentes hidroeléctricas y de biomasa provenientes de los ingenios azucareros, estas últimas se activan únicamente durante la estación seca.
35. Para el caso de El Salvador, corresponde establecer si el mercado relevante comprende ambos segmentos mayorista y minorista. 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 encuentran conectados, por tanto, es preciso excluir a los generadores minoristas del mercado relevante de generación.
36. Otro punto a considerar en la definición del mercado relevante es la discusión sobre si corresponde separar en dos mercados diferentes al MRS y al mercado de contratos. Dado el hecho de que los agentes que participan en el mercado de contratos y en el MRS sean los mismos, tanto en la oferta como en la demanda, y que el producto que se comercializa también es el mismo en ambos mercados, no correspondería separarlos en dos mercados relevantes.
37. Los generadores, además de la electricidad, proveen un conjunto de servicios auxiliares relacionados con la seguridad y calidad del suministro, para los cuales existe en algunos casos una remuneración separada; estos no configuran normalmente un mercado en sí mismo.
38. Sobre la base de las consideraciones precedentes, se podrían identificar los siguientes mercados de producto relevantes: Generación mayorista de energía eléctrica en hora pico, valle y resto, diferenciados por estación. Los mercados relevantes diarios se justifican por la variabilidad diaria de la demanda y los distintos tipos de tecnología de generación que operan para satisfacerla, por tanto, los generadores que compiten entre sí a lo largo del día pueden cambiar.
39. La dimensión geográfica debe considerarse nacional, debido a que no existe actualmente congestión en la red de transmisión que aisle sistemáticamente zonas o regiones, las que quedarían en esos casos sujetas a la generación local y por tanto correspondería definir mercados geográficos de generación por regiones o subnacionales.
40. En el marco del análisis de competencia, la medición del grado de concentración en los mercados relevantes se efectúa mediante el cálculo del Índice de *Herfindahl-Hirschmann* (HHI). Debe tenerse presente que la medición de la concentración de mercado es apenas el primer paso del análisis de competencia y que es insuficiente para establecer la existencia de poder de mercado o su ejercicio, para cualquier tipo de bienes y mucho más aún para la electricidad.
41. Para el caso de la energía eléctrica, la medición de la concentración del mercado con base en 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 de forma más completa, tanto la estructura como la dinámica de los mercados relevantes.

42. En el cálculo del índice de concentración HHI aplicado a la inyección por estación se observa que las estaciones impactan fuertemente sobre la generación de las empresas. Es así que se presentan menores niveles de concentración durante la estación seca; sus niveles se ubicaron, en general, en valores intermedios (o moderados). La evolución del HHI de las estaciones secas muestra que la concentración no se modificó en gran medida. En cuanto a la estación húmeda, la concentración se redujo año a año, empezando con un valor elevado en el 2011 y manteniéndose en niveles intermedios desde el 2012.
43. El estudio de la concentración en la inyección se complementó con el cálculo del índice HHI con una frecuencia horaria, es decir, en cada hora de los años analizados. En el 2012, el 24.7% del total de las horas presentaron un alto nivel de concentración, mientras que un 75.1% tuvo una concentración moderada y el restante 0.2% correspondió a un nivel bajo. En los años siguientes, comienzan a observarse una mayor cantidad de horas con concentraciones bajas (2.6% en 2013 y 18.2% en el 2015), mientras creció la cantidad de horas con valores intermedios. El grado de concentración, salvo excepciones, fue mayor en la estación húmeda.
44. El motivo de la conveniencia de desagregar la demanda según su horario es el hecho de que esta no es uniforme dentro del día. Esto impacta sobre la concentración del mercado por el hecho de que las máquinas no generan electricidad todo el tiempo del día, sino que operan según el nivel de la demanda. En el horario valle, los niveles de concentración son los más elevados, debido a la menor cantidad de generadores que inyectan electricidad. En el horario resto, la mayor cantidad de horas tuvieron un nivel de concentración intermedio (entre 38% y 42% entre 2012 y 2014, reduciéndose al 36% en 2015), pero se acompañó de un incremento de la cantidad de horas de baja concentración. Para las horas punta, la mayor cantidad de horas también tuvieron un grado de concentración moderado.
45. El análisis de las barreras a la entrada, desde el punto de vista de Defensa de la Competencia, tiene el objetivo de identificar cuán rápido y efectivo puede ser el ingreso de un competidor, de manera que un potencial entrante pueda actuar como una restricción competitiva de las empresas establecidas en el mercado. Las barreras a la entrada pueden ser de tres tipos: legales/regulatorias, tecnológicas/estructurales y estratégicas.
46. En el MMEE de El Salvador no existen barreras legales o regulatorias significativas. Es importante mencionar que el ingreso al Mercado Mayorista requiere cumplir con normas técnicas y de seguridad de red, las que son habituales en los sistemas eléctricos y no deberían considerarse como obstáculos a la entrada de nuevos competidores.
47. En El Salvador no existen barreras tecnológicas en generación de electricidad. En particular no se presentan economías de escala, lo cual es fácilmente comprobable por la presencia de empresas de

generación con muy baja capacidad instalada. En cambio, en transmisión, la presencia de economías de escala es un limitante natural a la competencia.

48. Las barreras a la entrada estratégicas (o endógenas) son generadas por los agentes que participan en el mercado. Estas estrategias son difíciles de utilizar en un sector altamente regulado y monitoreado como el sector eléctrico salvadoreño.
49. El análisis realizado mediante diferentes indicadores complementarios permite dilucidar las condiciones de poder de mercado en El Salvador, y cómo este ha evolucionado. Estos indicadores son el Índice de Lerner (IL), el Indicador de Generador Pivotal, el Índice de Oferta Residual (RSI) y las simulaciones del despacho del mercado eléctrico.
50. El objetivo del Índice de Lerner es calcular la brecha entre los precios actuales de mercado (supuestamente influenciados por el poder de mercado) y el precio hipotético que hubiera sido establecido en un mercado competitivo. El IL proporciona buenas medidas de poder de mercado desde una perspectiva económica. Este índice se define como el *mark-up* por encima de los precios competitivos, dados los costos marginales de las plantas generadoras.
51. El Indicador de Generador Pivotal consiste en analizar, para cada generador, si la demanda horaria y/o en la hora de punta del sistema puede ser satisfecha si una planta no se encuentra disponible. El indicador informa cuándo un determinado generador es necesario (“pivote”) para atender la demanda en un momento dado. Específicamente, establece si en determinado momento la capacidad de un generador es mayor que el margen de reserva (la diferencia entre la oferta total y la demanda total).
52. El Índice de Oferta Residual es muy similar en su elaboración al Indicador de Generador Pivotal, pero se mide en una escala continua y no binaria, por lo que presenta una mayor flexibilidad de utilización. El índice establece qué porcentaje del total de la capacidad de generación del mercado queda para satisfacer la demanda, una vez que se resta la capacidad de un determinado generador.
53. En cuanto a las simulaciones sobre posibles estructuras del mercado eléctrico de El Salvador, se procedió a simular el despacho de mínimo costo en un año futuro bajo distintos supuestos de ingreso de máquinas y transacciones en el MER. Se estimaron, de esta manera, sus efectos en términos de costos medios y marginales del sistema, y en la estructura tecnológica de las máquinas que inyectan energía. Además de los alcances mencionados, un análisis de este tipo permite evaluar los efectos competitivos que surgen de nuevos ingresos; es decir, si estos pueden o no disciplinar el mercado.
54. Si bien hay productores pivotaes, los márgenes entre los precios observados y los costos del mercado competitivo simulado no son de gran magnitud. A su vez, los indicadores pivotaes y de oferta residual disminuyen con el paso del tiempo.
55. Para el Índice de Lerner, se observa que sus valores se sitúan por debajo del 10% para más del 85% de las horas simuladas (en promedio 2001 a junio de 2016). Esto demuestra una baja brecha entre los precios de mercado y los precios que surgen del modelo de despacho competitivo simulado. En

este análisis también es importante resaltar la evolución de las indisponibilidades de las máquinas; se observa que las horas con indisponibilidades no programadas disminuyeron a lo largo del tiempo. Esto implica menores indicios de prácticas de salidas de máquinas con el objeto de afectar los precios de mercado.

56. En relación a los indicadores pivotaes y de oferta residual, sus resultados presentan conclusiones similares. En cuanto al RSI, se observa que el límite mínimo de 1.1 para el 95% (Sheffrin, 2002) de las horas es restrictivo y difícil de cumplir para todos los años. Al desagregar los rangos RSI y tomar un límite menos restrictivo (operadores con RSI mayores a 1.0), se observa que a excepción de CEL, Duke Energy, LAGEO y Nejapa Power, el resto de agentes económicos tienen un RSI mayor a 1.0 para más del 95% de las horas.
57. Los indicadores pivotaes y de oferta residual presentan valores que podrían implicar problemas competitivos para las empresas señaladas, en mayor medida en las épocas húmedas, y en las horas punta (o pico) y resto.
58. Cabe destacar que a pesar de CEL y Duke Energy presentan indicadores de ofertas residuales mayores a 100% para cerca del 30% de las horas en 2015; estos indicadores han ido disminuyendo en el tiempo, mostrando menor importancia relativa de esos agentes económicos para cubrir la demanda. CEL disminuyó su porcentaje de horas como oferente pivotal de 51% a 30% entre 2012 y 2015, Duke Energy de 52% a 36%, LaGeo de 40% a 22% y Nejapa Power de 28% a 16%.
59. Los ejercicios de simulación de prospectiva muestran que en el caso de entrar en operación todas las unidades generadoras planeadas según el “Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026”, las horas valle podrían ser abastecidas con energía geotérmica, hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica (además de las importaciones). En cuanto el recurso se encuentre disponible, es de esperar que esta energía entre al sistema y no surjan cuestiones de retiro de máquinas para incidir en aumentos de precios.
60. En ese escenario, en el resto de las horas marginaría la unidad con base en Gas Natural Licuado (GNL); si bien esta unidad no utiliza toda su potencia, la misma puede presentar situaciones de faltante de gas o retiro de máquinas, lo que provocaría que las máquinas que marginen sean las térmicas con costos más elevados. Estas situaciones pueden verse acentuadas en escenarios de menores importaciones o menor entrada de renovables.
61. Las normas y procedimientos para la operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica están contenidas en el “Reglamento de operación del sistema de transmisión y del Mercado Mayorista basado en costos de producción” (ROBCP). Este reglamento establece los mecanismos de determinación de precios. El Mercado Mayorista está organizado sobre la base de la segmentación de los precios de la energía y la potencia.
62. El pago por potencia está organizado a partir de un mecanismo basado en la disponibilidad efectiva de cada una de las plantas. De esta forma, si en un período una planta aumenta su tasa de indisponibilidad, se disminuirá el pago por potencia en el periodo siguiente. Para la determinación

del precio mayorista de la energía, el ROBCP establece dos tipos de transacciones: 1) a través de contratos y 2) *spot* o de oportunidad.

63. El precio del MRS en un período dado lo fija la unidad marginal que la Unidad de Transacciones tenga que despachar para cubrir la demanda. Dicho precio se paga a todos los generadores que inyectan energía al MRS y se cobra a todos los demandantes que retiran energía.
64. De la evaluación del ROBCP, se observa que el reglamento cumple con los requisitos necesarios para efectuar un despacho de mínimo costo. En este sentido, los mecanismos para la determinación de los precios establecidos en el ROBCP no generan restricciones que podrían tener efectos negativos sobre la competencia y la eficiencia. Es decir, las normas existentes no provocan aumento en el poder de mercado. Por el contrario, la búsqueda del despacho de mínimo costo tiende a acercar el precio al costo marginal, erosionando así el poder de mercado.
65. No obstante, debido a la importancia que tendrá la planta generadora con base en GNL, y con el objeto de prever sus efectos en términos de competencia, es preciso evaluar reformas al ROBCP, con el fin de crear una metodología apropiada que permite auditar la disponibilidad de esta planta generadora.
66. El esquema normativo que regula el mercado de contratos, además de minimizar los efectos de la volatilidad de los precios, abona a reducir el ejercicio de poder de mercado. Sin embargo, se advierte que las obligaciones de contratación mediante procesos de libre competencia solo recaen en la demanda, no en la oferta, por lo que cualquier reticencia de los generadores para contratar podría impedir, en un futuro, el cumplimiento de los objetivos perseguidos por la regulación.
67. Siguiendo a Güller (2005), el principal objetivo cuando queremos plantear lineamientos para un esquema de monitoreo es desarrollar una herramienta que sea capaz de lidiar con todos los aspectos relevantes en el monitoreo del mercado. Para lograr esto, se requiere una detallada representación de cada mercado, el modelado de varios aspectos de la alimentación del sistema y de las actividades de monitoreo.
68. Los datos obtenidos, consistentes en medidas de mercado y de sistemas, son los insumos para llevar a cabo el proceso. Si se detecta alguna falla o anomalía, el proceso continúa con el cálculo de medidas apropiadas y sus valores de referencia en paralelo. El cálculo de las medidas adecuadas permite tener una aproximación al origen de la falla, que podría ser de origen estructural o por conductas particulares de los participantes en el mercado y en el tiempo.
69. Tanto la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) como la Superintendencia de Competencia (SC) tienen entre sus objetivos la protección de las actividades del sector eléctrico sujetas a regímenes de competencia. Por otro lado, la participación del CNE como órgano rector de la política energética, provoca que el marco legal por el cual se rige el sector eléctrico requiera la opinión y/o involucramiento de diferentes entidades del gobierno. Estos objetivos de los organismos hacen posible y necesario el monitoreo del sector.

## **I. Introducción**

1. El objetivo general del estudio es analizar el desempeño competitivo del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica en El Salvador (MMEE), con énfasis en la determinación del poder de mercado de los oferentes. Se pretende con ello proponer recomendaciones para la mejora en su funcionamiento, promover la utilización eficiente de los recursos y así alcanzar el máximo bienestar a los usuarios finales.
2. En específico, se persigue: (i) determinar los efectos de la dinámica competitiva actual de la actividad de la generación de energía eléctrica en El Salvador sobre la eficiencia económica y el bienestar de los usuarios finales; (ii) analizar la incidencia de la regulación aplicable en el funcionamiento eficiente del Mercado Mayorista de electricidad y la creación de condiciones para el eventual ejercicio del poder de mercado de los oferentes; (iii) determinar, a partir de una evaluación cuantitativa, los cambios en el ejercicio del poder de mercado, comparando la situación dictaminada en conjunto por la Superintendencia de Competencia (SC) y la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) en 2007 con respecto a los resultados del diagnóstico a efectuar; (iv) brindar recomendaciones de política pública, incluyendo sugerencias de cambios en la normativa para mejorar las actuaciones del regulador sectorial, de la SC y de otras entidades públicas relacionadas, que permitan perfeccionar el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
3. A fin de cumplir con los términos de referencia del proceso de libre gestión 54/2016, el presente informe sigue los criterios señalados en el “Plan de trabajo y calendario de actividades”. De igual forma, se encuentra alineado y sigue las indicaciones sobre los productos esperados aprobados oportunamente por las autoridades de la SC.
4. El informe presenta una discusión teórica acerca del marco conceptual de la regulación de mercados mayoristas y, al efecto: (i) desarrolla la determinación de los principales aspectos teóricos que determinan el poder de mercado, poniendo énfasis en mercados organizados centralizadamente como es el caso en El Salvador; (ii) caracteriza cuantitativamente a la oferta y la demanda de energía eléctrica en El Salvador; (iii) identifica los mercados relevantes de producto y geográfico analizados; (iv) realiza un análisis cuantitativo de la estructura del mercado; (v) ofrece un análisis del poder de mercado en el Mercado Mayorista mediante la utilización de diversos indicadores y simulaciones; (vi) describe el marco legal y la regulación que es aplicable, desde la perspectiva de un análisis de competencia y poniendo especial énfasis en las normas que afectan el desenvolvimiento del Mercado Mayorista, además, se realiza una evaluación del mismo; (vii) presenta los lineamientos para un esquema de monitoreo y finalmente (viii) determina conclusiones y recomienda mejoras en políticas públicas y normativa tendientes a reforzar el diseño actual del mercado.

## **II. Marco teórico para la regulación económica del Mercado Mayorista**

5. En la organización del sector eléctrico, aun cuando se hayan adoptado modelos de competencia en generación y suministro, conviven necesariamente mecanismos de mercado con estructuras regulatorias. En esta sección se presentan los principales aspectos relacionados con la organización del Mercado Mayorista de Electricidad.

### **A. Modelos de organización de los mercados**

6. La imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de diversos tipos de tecnología de generación con distintos costos de inversión y operación y la especificidad del funcionamiento de la red interconectada, llevaron a que el sector eléctrico, hasta la década de los ochenta, fuera usualmente operado por monopolios verticalmente integrados. Subsistía la idea de que era difícil coordinar la generación y transmisión en empresas separadas, debido a que esta operación debía hacerse de forma integrada, además de planificarse las inversiones en generación y transmisión en forma conjunta (Newbery, 1997).
7. Posteriormente, para buscar una mayor eficiencia del sistema, a nivel mundial, se implementaron reformas estructurales y regulatorias en el sector eléctrico trayendo consigo la creación de mercados eléctricos competitivos. Según Hunt y Shuttleworth (1996), las nuevas formas de organización del sector consideran esquemas cuyos objetivos son buscar una mayor eficiencia económica de la industria a través de la separación de actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización) y promover la competencia donde esta sea posible (particularmente en generación y comercialización).
8. En un mercado eléctrico competitivo, la energía eléctrica debería transarse como cualquier otro bien, entre consumidores y productores, aunque por sus características también intervengan otros actores tales como los transportistas, los distribuidores y los comercializadores. En todo caso, la regulación del sistema requiere que la operación de la red y la organización del mercado se realice de manera separada. En este esquema es importante la participación del ente regulador que fija el marco correspondiente y establece las reglas de coordinación.
9. El establecimiento de estos esquemas de mercado se ha dado en forma paulatina en gran parte de los países, adaptándose a la realidad de cada uno de ellos, dado que las experiencias de un país o lugar no pueden ser aplicadas en otro, debido a diversos factores políticos, sociales, económicos, geográficos, entre otros. El diseño de mercado (también conocido como arquitectura de mercado) es un conjunto de reglas, instrucciones e instrumentos que varían dependiendo de la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia.
10. No existe una clasificación única aceptada internacionalmente de los distintos tipos de diseño de mercado. A nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de organización de mercados eléctricos de acuerdo al grado de competencia que se introduce en el sistema (Hunt y Shuttleworth, 1996):

- El monopolio verticalmente integrado,
  - El comprador único,
  - El sistema con competencia mayorista y
  - El sistema con competencia minorista.
11. Existen otras formas de clasificación de la organización de mercados eléctricos. El principio fundamental sobre el cual se basa la formación de un mercado eléctrico competitivo es la existencia de un Mercado Mayorista organizado, cuyo condicionante es la coordinación entre los diversos participantes del mismo. Aunque cada sistema eléctrico desarrolla su modelo de coordinación de acuerdo a sus características particulares, es posible distinguir dos modelos principales de organización, que se corresponden a dos formas de entender el mercado de electricidad<sup>1</sup>:
- Los que tienen una estructura centralizada (modelo verticalmente integrado y modelo *pool*) y
  - Aquellos que tienen un énfasis en la descentralización en la toma de decisiones (modelos de contratos bilaterales -físicos o financieros).
12. El modelo *pool* defiende la idea que debe existir un organismo centralizado (que gestione el *pool*), el cual debe conducir al mercado a lograr la eficiencia económica. El modelo bilateral se basa en la idea que la eficiencia económica en el mercado se logra a través de transacciones (descentralizadas) directas entre los participantes (Wilson, 2002).
13. Aun cuando más adelante se describirá en detalle el sistema eléctrico de El Salvador, se puede adelantar que el mismo se clasifica dentro de los modelos de *pool*.
14. A continuación, se desarrolla en forma breve cada uno de estos modelos de organización de mercados eléctricos.

### **1. Modelo de *pool***

15. El concepto central del *pool* indica el establecimiento de una estructura de mercado donde productores y consumidores no entran en una relación comercial directa. Se genera un mecanismo preestablecido y reconocido por todos sus miembros para establecer el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (precio *spot*). Este precio resulta del despacho económico (oferta) centralizado, para satisfacer la demanda, que efectúa el Operador de Mercado (OM), basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrados.
16. La operación física del sistema se deja en manos de un Operador del Sistema (OS), el cual debe validar la factibilidad técnica del despacho determinado por el OM. De esta forma, el OS realiza las correcciones necesarias al plan de operación y determina los servicios auxiliares requeridos. Para

---

<sup>1</sup> Ver Kirschen y Strbac (2004) para una descripción detallada del funcionamiento de cada tipo de mercado.

las distintas etapas ideadas se definen procedimientos que deben ser respetados por todos los participantes del *pool*. De esta manera, entre el OM y el OS se llega a definir la operación coordinada del sistema.

17. En algunos países, las funciones de operador del mercado y operador del sistema se encuentran integradas dentro un mismo organismo, tal es el caso del sistema eléctrico de El Salvador.
18. El *pool* gestiona, además, un esquema de remuneración para la transmisión y para el conjunto de servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema. Ejemplos de esta estructura de mercado eléctrico se encuentran en Chile, Perú y Argentina.

## **2. Modelo Bilateral**

19. En este modelo las relaciones comerciales son realizadas directamente entre comprador y vendedor, o mediante un comercializador, poniéndose de acuerdo en el precio y las condiciones de venta. Dentro de estas transacciones se pueden distinguir dos tipos principales de contratos: 1) físicos y 2) financieros.
20. En el caso de los contratos bilaterales físicos, suministradores y consumidores establecen libremente relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador. Lo que generalmente caracteriza a un modelo basado en contratos bilaterales físicos es su relación directa con el despacho de la operación resultante.
21. Mediante el contrato de abastecimiento de energía, el suministrador asegura la inyección en el sistema de la potencia especificada en un plan de operación y, a su vez, los consumidores orientan su consumo a la potencia especificada en el plan. Un ejemplo de este tipo de organización de mercado es el sistema de Gran Bretaña (CMA, 2015).
22. En cambio, los contratos bilaterales financieros no afectan la decisión en el despacho de las unidades generadoras, dado que tienen un carácter principalmente de intercambio de flujos de dinero. Es por esto que una de las motivaciones que tienen estos contratos es la cobertura frente a riesgos, en particular frente a la volatilidad de los precios. Esta forma de contratar también se establece en sistemas cuyo mercado es de tipo *pool*, donde el operador de mercado realiza el despacho sin tener en cuenta las obligaciones contractuales de los agentes participantes. Este es el tipo de contrato que se utiliza en el sistema eléctrico salvadoreño.

## **3. Modelos híbridos**

23. Los mercados híbridos son combinaciones de elementos de la organización bajo *pool*, de contratos bilaterales y regulaciones específicas. En este último caso, se pueden mencionar las regulaciones relacionadas con la introducción de energías renovables (Cochran, et al., 2013).
24. El modelo de *pool* en conjunción con contratos de largo plazo requiere también reglas para el *pass-through* del precio mayorista a las tarifas finales. Asumiendo que el componente mayorista se

actualiza tomando en cuenta ambos mercados, como un promedio ponderado de las transacciones, a mayor nivel de contratación menor es la fluctuación de las tarifas. Es decir, los contratos sirven como medio para obtener tarifas que aminoren las oscilaciones inherentes a los mercados eléctricos.

## **B. Características del modelo de *pool***

25. Un *pool* está caracterizado por el intercambio unidireccional de la energía desde los productores hacia el *pool* y desde este hacia los consumidores. Así, la energía se vende y compra centralizadamente a través del *pool*. Esto se consigue mediante la programación centralizada de todas las unidades de generación por parte del OM<sup>2</sup> y, a su vez, los consumidores retiran la totalidad de la demanda del *pool*. La participación de los agentes es obligatoria.
26. El OM determina el precio de equilibrio de mercado a partir de la intersección de las curvas de oferta y demanda. La oferta de los generadores está subordinada a las reglas del despacho que sigue el OM. La demanda del mercado se establece sobre la base de las ofertas de venta de los consumidores, a determinadas cantidades y precios. Dado que la demanda de electricidad es inelástica (Madlener, et al., 2011), a veces este paso se omite, y la demanda se fija como una línea vertical.
27. El precio de equilibrio del mercado representa el precio de un MWh adicional de energía y por eso se llama el costo marginal del sistema. Los generadores son pagados a este precio por cada MWh que producen, mientras que los consumidores pagan dicho precio por cada MWh que consumen, independientemente de las ofertas y demandas que hayan presentado<sup>3</sup>.
28. Los generadores son despachados siempre y cuando sus costos de producción o precios ofertados de operación sean inferiores o iguales al costo marginal del sistema, sujeto a las restricciones técnicas de operación. El despacho de las unidades puede hacerse mediante declaración de costos, costos auditados o mediante ofertas libres<sup>4</sup>.
29. El *pool* entonces realiza un cálculo del despacho de las unidades sobre la base de la información que entregan los productores, con lo cual se programa la producción y los precios de un determinado día, en periodos de tiempo (en general de media hora o una hora).

---

<sup>2</sup> A partir de aquí se asume que el OM y el OS son una misma institución, por lo tanto, se utilizarán indistintamente ambas siglas.

<sup>3</sup> Esta formulación puede ser modificada de tal forma que no todos los generadores reciban un ingreso basado en el costo marginal del sistema. Por ejemplo, mediante la introducción de contratos de abastecimiento de largo plazo o con reglas de precios basadas en costos medios.

<sup>4</sup> Los modelos de *pool* pueden ser con ofertas simples o con ofertas complejas. Las ofertas simples se refieren a ofertas de suministro de energía eléctrica a un precio determinado y por un periodo determinado. Las ofertas complejas incluyen además las características de costo de las unidades (costos variables, puesta en marcha y arranque en frío entre otros) así como parámetros técnicos (por ejemplo, potencia mínima y máxima, disponibilidad, etc.).

30. En un sistema con costos auditados, el regulador (o el OM) verifica los costos variables de producción de las centrales térmicas. Estos costos se dividen generalmente en dos tipos: costo del combustible y costo no combustible, los cuales se auditan con alguna periodicidad preestablecida.
31. El operador del mercado calcula la programación óptima sobre la base de los costos de las centrales. En el caso de las plantas hidroeléctricas se utiliza el costo de oportunidad del agua, para lo cual uno de los parámetros clave es el nivel de los embalses. Además, en el caso de las centrales con contratos de largo plazo tomados por el Estado, es habitual que el OM suponga un costo variable de producción nulo, dando así prioridad a su despacho<sup>5</sup>.
32. Adicional al precio de la energía, en los *pools* se establece un mecanismo complementario para la recuperación de los costos de inversión de aquellas unidades que no pueden recuperar sus costos de oportunidad únicamente con el precio de la energía (pago por capacidad).
33. La tendencia reciente a nivel mundial en el diseño de mercados híbridos consiste en permitir la existencia simultánea de un *pool* y contratos bilaterales financieros. Los *pools* son mercados multilaterales, donde oferta y demanda para un mismo periodo se igualan, sin necesidad de identificar las transacciones bilaterales que existan. Para compatibilizar los compromisos asumidos contractualmente con los despachos físicos que realizan efectivamente los generadores en el *pool*, se establece un mecanismo a través del cual el OM realiza las transacciones financieras con el generador que equivalgan al pago y cobro de energía retirada por el compromiso contractual. Por ello, los contratos con estos esquemas se conocen como contratos bilaterales financieros, pues su firma no tiene implicancias en el despacho físico dentro del *pool*.
34. El modelo de *pool* es eficiente en la medida que el despacho económico se efectúe por orden de mérito, buscando la optimización de los costos del sistema, y se tomen en cuenta los reales costos de producción y parámetros técnicos de los participantes del *pool*. Es un modelo con mayor transparencia en la fijación de precios, por cuanto los precios reflejan las condiciones del mercado y estos son publicados diariamente y proporcionan una referencia confiable del mercado (Johnson, et al., 1997).
35. Asimismo, favorece la entrada en el mercado de nuevos jugadores, por cuanto se garantiza un acceso no discriminatorio a los nuevos participantes en el *pool*. Además, incrementa la seguridad del suministro debido a la disponibilidad de capacidad de generación y gestión de la carga en las horas punta, que siguen las señales de los precios sobre la relación entre la demanda y la oferta.
36. Otra de las características de los mercados organizados como *pool* es la robustez frente a posibles manipulaciones del mercado, ello debido a que las empresas generadoras al estar subordinadas a las acciones del operador del mercado, no podrían influir directamente en el despacho económico del sistema, sobre todo en mercados con modelos de costos auditados. Sin embargo, el despacho que

---

<sup>5</sup> Está prioridad de despacho tiene lógica, dado que si la central no fuera despachada el Estado igualmente debería pagar por la energía. Un ejemplo actual a nivel mundial son los contratos de abastecimiento basados en energía renovable.

realiza el *pool* depende de información específica: costos de generación, parámetros técnicos y disponibilidad de los equipos, información de recursos hidrológicos, niveles y cotas de embalses, entre otros. Gran parte de esta información es proporcionada por las empresas generadoras, por lo tanto, puede ocurrir que éstas puedan tener comportamientos estratégicos con la finalidad de influenciar en los precios del mercado.

### C. Aspectos institucionales y modelo de despacho

37. La necesidad de balancear en forma permanente e instantánea la oferta de generación con la demanda de energía, junto con la imposibilidad física de almacenar electricidad de una manera que sea económicamente eficiente, hacen imposible la implementación de una coordinación basada en un mecanismo de precios puro.
38. Esto lleva a que, en la organización del sector eléctrico, aun cuando se hayan adoptado modelos de competencia en generación y suministro, convivan necesariamente mecanismos de mercado con relaciones jerárquicas de tipo comando y control. Es decir, que sea necesario establecer una serie de reglas muy particulares para el funcionamiento de los mercados eléctricos.
39. En forma extremadamente simplificada se puede caracterizar a estas reglas de funcionamiento necesarias en un mercado eléctrico competitivo, como mecanismos que simulen transacciones voluntarias ex post de acciones tomadas en tiempo real en un contexto de comando y control operado por el organismo centralizado de despacho.
40. La necesidad inevitable de estas reglas da lugar al problema de gobernanza (del término inglés “*governance*”). El caso es que se pueden tener buenas o malas reglas, pero no existe en ningún caso la opción de no tenerlas. Esto lleva a que el mecanismo por el cual se establecen y cambian las reglas sea de primordial importancia para asegurar la sostenibilidad en el largo plazo.
41. El conjunto de reglas es uno de los elementos primordiales para el buen funcionamiento del sector eléctrico. Así, por ejemplo, Stoft (2002) identifica a los problemas en el diseño de las reglas como la causa más común (y costosa) de fallas de mercado en el sector eléctrico.
42. En un trabajo del Banco Mundial, Barker, *et al.* (1997) realizan una comparación internacional de las reglas de funcionamiento y mecanismos de toma de decisiones en mercados eléctricos fuera de los Estados Unidos de América (en adelante Estados Unidos). Los objetivos planteados por estos autores para el buen funcionamiento de un mercado eléctrico, tanto en procesos como en resultados, son:
  - El *pool* no está controlado por un participante del mercado ni por una clase de participantes
  - El mercado es justo (i.e. no discriminatorio) y eficiente

- El sistema de transmisión logra los niveles requeridos de confiabilidad<sup>6</sup>
- El proceso de toma de decisiones es transparente
- El *pool* y las reglas de funcionamiento pueden ser cambiados en un lapso razonable de tiempo
- Los costos de funcionamiento son minimizados.

- <sup>43.</sup> Similares objetivos son planteados por la Comisión Reguladora Federal de Energía (FERC)<sup>7</sup> de los Estados Unidos de América y por la Directivas Europeas en materia de transmisión. Así, es importante determinar la forma de organización de la operación del mercado y del sistema (que aquí asumimos que es el mismo modelo aplicado en El Salvador).
- <sup>44.</sup> En su comparación internacional de casos, Barker *et al.* (1997) identifican cuatro modelos básicos de operación del mercado: 1) directorio con representación multi-clase de partes interesadas (“*Multi-class Stakeholder Board*”); 2) directorio sin representación de partes interesadas (“*Non-Stakeholder Board*”); 3) directorio de una sola clase (“*Single Class Board*”); y, 4) una corporación con fines de lucro no afiliada con los Participantes del Mercado (PM).
- <sup>45.</sup> Según el citado trabajo, el modelo de representación multi-clase es actualmente el más común y es la que se adoptó en El Salvador. La Unidad de Transacciones (UT) es el OM, en cuya junta directiva nueve directores representan a las clases de accionistas (generadores, transmisores, distribuidores, usuarios finales y comercializadores independientes) uno a la Defensoría del Consumidor y uno al Consejo Nacional de Energía (CNE) (UT, 2008).

---

<sup>6</sup> La confiabilidad de un sistema está ligada a su aptitud para mantener la continuidad de servicio en caso de falla de alguno de los componentes que lo conforman.

<sup>7</sup> Ver Order Nro. 888 (FERC, 1996) y Order Nro. 2000 (FERC, 1999).

### III. Determinantes teóricos del poder de mercado

- <sup>46.</sup> Con el objetivo de proporcionar un marco analítico-teórico al análisis de competencia en el mercado eléctrico de El Salvador, a continuación, se revisan brevemente los conceptos más importantes que se utilizan habitualmente y sus implicancias.
- <sup>47.</sup> Las siguientes secciones se concentran en el análisis de la definición de poder de mercado específicamente utilizadas en el sector eléctrico, las condiciones inherentes del mercado que facilitan el ejercicio del poder de mercado y la tipificación de las formas que puede adoptar dicho ejercicio.

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

- <sup>48.</sup> El poder de mercado típicamente se define como la capacidad de aumentar los precios por encima de su costo marginal<sup>8</sup>. La jurisprudencia europea se refiere a la posición dominante, sustentada en la noción de poder de mercado, en el precedente fundamental establecido por el Tribunal de Justicia en el caso *United Brands* (1978), cuando se estableció que la posición dominante es el “poder de conducirse en buena medida con independencia de sus competidores, clientes y, en última instancia, de los consumidores”<sup>9</sup>.
- <sup>49.</sup> Algunos enfoques teóricos incluyen el requerimiento de que la conducta (de alterar los precios) sea rentable (Stoft, 2002). Si bien desde el punto de vista teórico, el test de rentabilidad es apropiado, en la práctica tiene inconvenientes.
- <sup>50.</sup> En la aplicación de las normas de competencia, la evidencia que debe recabarse para probar el punto de la rentabilidad de la alteración de los precios puede ser muy costosa para las agencias gubernamentales, por lo cual no es habitual que ese requerimiento sea incluido en las definiciones que utilizan las autoridades de competencia o que sea un requisito necesario a comprobar en el marco de un procedimiento. Habitualmente se utilizan técnicas indirectas para identificar la rentabilidad (Martin, 1988; Baker y Bresnahan, 2008).
- <sup>51.</sup> Otra cuestión de importancia 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

---

<sup>8</sup> El poder de mercado también es definido como la capacidad de establecer precios por encima del nivel de competencia (como es el caso de la Ley de Competencia de El Salvador). Pero justamente, bajo condiciones de competencia perfecta ese precio es el costo marginal. Adicionalmente, la ley salvadoreña requiere que ese aumento no sea transitorio, sin perder participación de mercado ni rentabilidad.

<sup>9</sup> Similarmente, la Ley de competencia de El Salvador define Posición Dominante como la “Condición bajo la cual un agente económico tiene la capacidad para actuar con independencia de sus competidores, clientes, proveedores y, en definitiva, del consumidor final, sin que agentes competidores reales o potenciales puedan contrarrestar dicho poder.” p. 93.

Justicia y la Comisión Federal de Comercio del Gobierno de los Estados Unidos de América<sup>10</sup>, la referencia temporal es de uno o dos años.

52. Este enfoque es retomado de diferentes maneras por la mayor parte de las autoridades de competencia, dado que permite evitar iniciar investigaciones por cuestiones excesivamente coyunturales, sin embargo, es palmariamente incorrecto en el caso de los mercados eléctricos.
53. Por las características particulares de la electricidad y de su oferta y demanda, la experiencia indica que pueden ocurrir importantes ineficiencias y rentas ilegítimas basadas en el ejercicio del poder de mercado en lapsos muy reducidos de tiempo.
54. Por esta razón, aunque el regulador estadounidense (FERC) no utiliza una referencia temporal en la definición de poder de mercado, el regulador sectorial de Gran Bretaña (OFGEM) ha optado por definir una referencia temporal específica para el sector eléctrico. En este último caso, el ente regulador dispuso que un generador tenía poder de mercado cuando podía modificar el precio mayorista en:
- 5% o más por 30 días en un año;
  - 15% durante 10 días en un año; o
  - 45% durante 160 medias horas (aproximadamente 1% del año) en un año.
55. 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. Por ejemplo, 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.
56. Particularmente, en el mercado de generación el número de competidores depende estrechamente del sistema de transmisión que enfrenta el mercado y la capacidad de interconexión entre regiones y países. Además, a pesar que la electricidad es un producto que no puede ser almacenado y cuya demanda posee una baja capacidad de respuesta ante variaciones en el precio, las situaciones de mercado son cambiantes con el tiempo. La congestión del sistema puede variar en tiempo y espacio, modificando el tamaño del mercado relevante y generando problemas de poder de mercado en un momento y lugar determinado (Twomey et al., 2005).

## **B. Condiciones que facilitan el ejercicio de poder de mercado**

57. La literatura económica ha avanzado bastante en torno al estudio de los elementos que facilitan y que dificultan el ejercicio de poder de mercado en los mercados eléctricos. En particular, existe un

---

<sup>10</sup> US Department of Justice y Federal Trade Commission (2010), *“Horizontal Merger Guidelines”*.

consenso en torno a varios aspectos que facilitan esa condición, los cuales son: los mercados concentrados, la demanda residual es menos elástica, la composición del parque generador, los contratos, la presencia de congestión en el sistema de transmisión y la interrelación existente entre los mercados.

58. Primero, los mercados concentrados son más susceptibles de registrar ejercicio de poder de mercado. Al respecto, un informe de la Comisión Europea establece que "... parece evidente que solamente aquellas regiones con un número suficiente de agentes como el Reino Unido y el mercado nórdico, han sido capaces de conseguir un mercado realmente competitivo" (Pérez Arriaga, 2005, p. 46).
59. Segundo, el incentivo a ejercer poder de mercado es mayor en aquellos períodos en que la demanda propia que enfrentan los productores, la llamada demanda residual, es menos elástica. El ejercicio de poder de mercado no es uniforme a través del tiempo, por el contrario, se ha mostrado que los mercados eléctricos pueden ser muy competitivos en determinadas horas y sufrir el ejercicio de poder de mercado en otras.
60. Usualmente, el poder de mercado se ejerce en las horas de mayor demanda, aquellas que coinciden con los períodos en que las restricciones de capacidad se alcanzan más fácilmente. Además, mientras mayor sea la capacidad de respuesta por parte de los consumidores a los cambios de precios, menor es el grado de libertad que los productores tienen para ejercer poder de mercado. En consecuencia, es fundamental que el diseño de mercado deje espacio a todos los consumidores (grandes y pequeños, en forma directa o indirecta) para reaccionar y ajustar sus patrones de consumo.
61. Tercero, las estrategias disponibles para ejercer poder de mercado dependen, entre otros factores, de la composición del parque generador. Por ejemplo, la diversificación del portafolio de generación puede dar la flexibilidad necesaria a una firma para afectar los precios de mercado a través del manejo estratégico de la producción. Banal y Rupérez (2007) muestran que los precios aumentan si alguno de los productores es pivotal, es decir, que alguna de las plantas del productor sea requerida necesariamente para satisfacer los picos de demanda.
62. En el caso de sistemas térmicos, los generadores maximizan sus beneficios restringiendo su producción por medio de un retiro físico (indisponibilidad) o económico (declaración de precios altos) de las plantas (Borenstein, Bushnell y Knittel, 1999; Joskow y Kahn, 2002). En un sistema hidráulico (o mixto) los productores también pueden distorsionar la asignación intertemporal del agua de los embalses.
63. Cuarto, existe evidencia empírica en torno al rol que cumplen los contratos en los incentivos que los generadores tienen para ejercer poder de mercado (Murphy y Smeers, 2012). En efecto, la literatura económica, tanto teórica como empírica, ha mostrado que mientras más contratado está un productor, menor es el grado de poder de mercado que se puede ejercer y más cercano el

equilibrio de mercado al equilibrio competitivo en términos de precios y eficiencia de las decisiones de producción (Ausubel y Crampton, 2010; Anderson y Hu, 2008).

- <sup>64</sup>. Lo anterior, sin embargo, no aplica a cualquier tipo de contratos sino a aquellos en que el precio se ha determinado por adelantado y no está relacionado con el precio *spot*. Recientemente han emergido visiones opuestas en relación a la contribución que hacen los contratos sobre los incentivos a ejercer poder de mercado. Estos trabajos muestran que, en ocasiones, los contratos facilitan la colusión de los agentes, produciendo en el mercado justamente el efecto opuesto al esperado<sup>11</sup>.
- <sup>65</sup>. Quinto, la presencia de congestión en el sistema de transmisión otorga poder de mercado “local” a aquellas generadoras localizadas al interior de la zona afectada por las restricciones. En estas circunstancias, incluso un generador de pequeño tamaño podría beneficiarse; le bastaría con reducir su producción ocasionando un aumento en el nivel de precios local que no podría ser eliminado por otros productores debido a que la capacidad de la línea de transmisión que conecta al mercado local con el resto está copada. Borenstein, Bushnell y Stoft (2000) muestran que el tamaño de la línea de transmisión es determinante en cuanto al potencial de ser utilizada para ejercer poder de mercado o para mitigarlo.
- <sup>66</sup>. Por último, el análisis de poder de mercado debe considerar la interrelación existente entre mercados, ya sea que éstos se definan en términos geográficos o según el tipo de clientes que acceden, y entre distintos segmentos de la industria. Así, por ejemplo, la interconexión entre países determina que los precios de ambos mercados estarán necesariamente relacionados. Por otro lado, la regulación de las tarifas de distribución afecta el comportamiento de las distribuidoras al momento de comprar energía en el Mercado Mayorista y, de este modo, el ejercicio de poder de mercado a nivel de generación.
- <sup>67</sup>. Como resultado del análisis de la información y las reglamentaciones del sistema eléctrico salvadoreño, se podrá establecer cuáles de estos determinantes son aplicables.

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

- <sup>68</sup>. Un elemento de importancia a considerar es la distinción entre poder de mercado horizontal y vertical. El de naturaleza horizontal afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado correctamente definido.
- <sup>69</sup>. En cambio, el poder de mercado vertical sólo puede ser ejercido por una misma compañía o varias que estén societariamente vinculadas y 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.

---

<sup>11</sup> Ver revisión de la literatura en Rey y Tirole (2006).

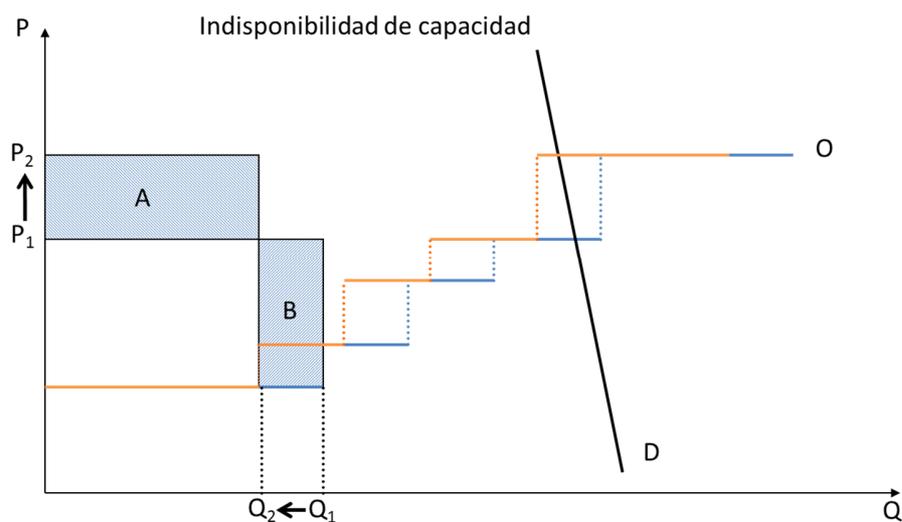
70. Los aspectos verticales han sido tratados extensamente, a tal punto que gran parte de las reformas a los regímenes de los sectores eléctricos de diferentes países se basan en la comprensión de los mismos, exigiendo separación vertical de actividades y la operación independiente del sistema. En términos *antitrust*, se trata de la aplicación de la “doctrina de facilidad esencial” que determina la regulación de los segmentos de redes (facilidades esenciales).
71. Los estudios de competencia se han concentrado principalmente en la operación del segmento de generación de electricidad. Según la literatura, la experiencia de los países que han liberalizado sus mercados de generación ha demostrado que el supuesto según el cual los mercados naturalmente producirán un resultado competitivo, no siempre estuvo justificado. Parte de los problemas internacionales provienen de la dificultad que genera la definición del mercado relevante (Twomey et al., 2005).
72. La experiencia de desregulación del sector eléctrico vivida en los últimos años, en particular sus éxitos y sus fracasos, ha dado luces en torno a los elementos que facilitan la competencia a nivel mayorista. La lección posiblemente más importante es que al momento de diseñar la operación del mercado se debe reconocer que esta es una industria cuyas condiciones son especialmente favorables al ejercicio de poder de mercado.
73. El hecho de que la electricidad no pueda ser almacenada y que en consecuencia la producción deba igualar a la demanda en cada momento del tiempo, unido a la frecuente interacción de los productores en los mercados, a la poca sensibilidad al precio por parte de los consumidores, a la relativa facilidad con que se alcanzan los límites de capacidad de las plantas generadoras y del sistema de transmisión, facilitan que algún generador, incluso uno de tamaño pequeño, recurra a alguna estrategia que le permita fijar un precio por sobre el nivel competitivo.
74. 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.

### **1. Estrategias de poder horizontal de mercado**

75. Una restricción en la producción en los mercados mayoristas de electricidad puede tomar tres formas básicas: (i) de un retiro físico de las plantas, declarándolas no disponibles; (ii) de un retiro económico o financiero, cuando la planta se declara disponible pero se oferta con un precio alto para que no sea seleccionada (en los casos que el despacho no sea por costos auditados o con precios de referencia de los combustibles); (iii) como una combinación de ambas estrategias, cuando es posible que los productores oferten distintas alternativas de precio-cantidad, estrategia que se denomina *Supply function equilibria* (Kempner y Meyer, 1989). En todos estos casos existe ejercicio de poder de mercado cuando se verifica que estas acciones producen aumentos del precio de mercado.

76. Respecto de este tipo de conducta, es medular contar con una caracterización del parque de generación, por cuanto las posibilidades técnicas y económicas de parar a una unidad generadora son muy distintas según el tipo de tecnologías. Así, 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 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.
77. Por ejemplo, una compañía que controla diferentes centrales modulables con 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. El gráfico III -1 muestra la decisión de una generadora de retirar capacidad del mercado.

**Gráfico III-1: Estrategia de indisponibilidad de capacidad**



Fuente: elaboración propia.

78. Se puede observar que, al declararse indisponible, la curva de oferta se eleva un escalón debido a que otra generadora de mayor costo ocupa su lugar. Como consecuencia, el precio de mercado se incrementa desde  $p_1$  a  $p_2$ . La generadora que retira capacidad deja de ganar el área B, sin embargo, los propietarios de todas las máquinas que se encuentran generando tendrán un beneficio extra. En particular, en el gráfico III-1 se observan aquellas máquinas de menor costo a la saliente, cuyo beneficio marginal está dado por el área A. En caso de que el propietario de la máquina indisponible tenga el control también de las generadoras de bajo costo, o exista algún tipo de comportamiento colusivo entre los agentes, le será conveniente retirar capacidad si el área A es superior a la B.

79. Cabe aclarar que en un sistema hidráulico (o mixto), los productores pueden ejercer poder de mercado no sólo por la vía de restringir la producción total, sino también distorsionando la asignación intertemporal del agua de los embalses. Esta estrategia, no disponible a generadores con parque térmico, permite manipular los precios en forma sutil y poco observable directamente. Arellano (2004) muestra que, en estos sistemas, el incentivo a ejercer poder de mercado está fuertemente determinado por la diferencia en la elasticidad precio de la demanda residual que se observa entre períodos. En particular, el productor tiene incentivo a sub-utilizar el agua disponible en períodos en que la demanda es menos elástica y a sobre-utilizarla en períodos en que la demanda residual es más elástica, comparado con el comportamiento que tendría un productor competitivo.
80. Otra cuestión a tener presente es la relación entre los distintos tipos de mercados donde se produce la compraventa de energía. Por ejemplo, entre 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 (Stoft, 2002).
81. 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 (Green y Newbery, 1992; Joskow y Kahn, 2002).
82. Sin embargo, como lo ha observado Pérez Arriaga (2005), este último razonamiento tiene un punto débil; su conclusión sólo se sostiene si el precio de la energía en el mercado de contratos se establece con alguna independencia del precio en el mercado *spot*. De lo contrario, los incentivos de los generadores de manipular el precio *spot* de la energía se mantienen.
83. Los generadores también pueden emplear estrategias basadas en afectar la confiabilidad de la transmisión. Estas estrategias involucran manejar estratégicamente la producción e inyección de energía a fin de crear o agravar la congestión de una determinada línea de transmisión, para que una zona específica o nodo quede aislado y entonces convalidar precios más altos para los generadores locales de esa zona. En este caso, la empresa transportista observa estos eventos, y si son sistemáticos debe denunciarlos al operador de mercado. En consecuencia, esta estrategia tomada unilateralmente por los generadores, es decir, sin acuerdo con los transportistas, no sería esperable que permanezca por un período de tiempo considerable.
84. En la medida en que los segmentos de transmisión y distribución se encuentren sujetos a una fuerte regulación en los países que han optado por la reforma del sector, existe menor preocupación en torno a la posibilidad de ejercicio de poder de mercado horizontal en estos segmentos.

## **2. Estrategias de poder vertical de mercado**

85. En el caso del sector eléctrico, se vuelve relevante la forma de determinar los términos de uso de la facilidad esencial (las redes de transporte y distribución) de modo tal de prevenir alteraciones a la competencia en el mercado aguas arriba (generación) o aguas abajo (comercialización).

86. La solución a este problema ha adoptado diversas formas: por ejemplo, a través de la regulación del precio de acceso (peajes), aplicación del criterio de “acceso abierto” a las redes, imputación independiente de la contabilidad de actividades llevadas a cabo por una misma empresa, imposición de “murallas chinas” entre las actividades de comercialización y distribución, la separación de la propiedad de empresas ubicadas en los diversos segmentos del mercado, entre otras. La regulación del sector eléctrico en Reino Unido es un interesante ejemplo de este tipo de medidas (Romero, 2000).
87. A continuación, se detallan las posibles conductas anticompetitivas que pueden llevarse a cabo producto de la interrelación de los distintos segmentos:
- La amenaza más típica proviene de la posibilidad que el operador de la red de transmisión, que es a la vez una facilidad esencial<sup>12</sup> 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 (Bushnell y Wolak, 2000; Joskow y Tirole, 2000).
  - Respecto de las distribuidoras, existe una presunción de que las posibilidades de hacer *leverage* entre generación y distribución (dos eslabones no contiguos de la cadena) son menores. Por ello, algunos diseños regulatorios son más permisivos respecto de la integración vertical entre generación y distribución, aunque suele mantenerse la obligación de separación contable, elemento mínimo para poder monitorear que las obligaciones establecidas en el segmento regulado se estén respetando.
  - Para un nuevo distribuidor o comercializador, conectarse a la red de baja tensión de una distribuidora establecida para competir con ella en la distribución y/o en la comercialización de energía eléctrica a los consumidores finales puede ser un insumo clave (facilidad esencial) para penetrar el mercado y tener éxito. En este

---

<sup>12</sup> El siguiente ejemplo hipotético ilustra el concepto anterior (Buccirosi, 1999). Dos empresas ferroviarias deciden proveer un servicio de transporte desde el lugar A hasta el C, a través de un punto intermedio B. Estas dos empresas poseen vías paralelas en el trayecto BC, pero sólo una de ellas posee la única vía disponible en el trayecto que se extiende desde A hasta B. Esta última vía es esencial para ambas firmas si ambas desean operar en el mercado de servicios de transporte desde A hasta C. En este ejemplo es útil pensar el servicio de transporte entre A y C como el bien final y las vías entre A y B como una facilidad esencial. El objetivo en la ilustración anterior sería preservar y promover la competencia y la eficiencia en el mercado competitivo de servicios de transporte entre A y C, aún si el mercado del servicio de paso por la vía que corre entre A y B mantiene características monopólicas.

contexto, las distribuidoras establecidas pueden intentar bloquear el ingreso de nuevos competidores de diferentes modos: por ejemplo, una negativa directa de conexión (si la distribuidora no está obligada a brindar acceso), dilación de la tramitación, exigencia de condiciones económicas inviables, desinformar a los consumidores finales para desincentivarlos a optar por la firma rival, etc. Estas distintas opciones tienen como objetivo y posible resultado elevar sustancialmente los costos de entrada a los rivales, de modo tal que fracase su intento y luego se desincentive la entrada de nuevos agentes. Este punto suele ser de interés en aquellos diseños regulatorios en los cuales las distribuidoras pueden ser a la vez comercializadoras y entonces usan su posición en la distribución para evitar el desarrollo de competidores en el segmento de comercialización que, potencialmente, puede ser muy competitivo.

- <sup>88</sup>. Finalmente, las autoridades de competencia y los reguladores tienen una serie de herramientas para verificar la ocurrencia de alguna o varias de las conductas mencionadas. Típicamente, pueden conducirse dos tipos de análisis de competencia: uno *ex ante*, al establecer el potencial ejercicio de poder de mercado por parte de alguno o varios de los agentes; y otro *ex post*, para establecer si se ha producido efectivamente una situación de ejercicio de poder de mercado. Este análisis se realiza principalmente, aunque no únicamente, para el segmento de generación, donde la amenaza (y existencia) de comportamiento anti-competitivo es más habitual.

#### **D. Manejo de la capacidad en mercados con *pool***

- <sup>89</sup>. Las estrategias aplicadas por los agentes del mercado para manejar su capacidad de generación pueden ser clasificadas en un horizonte de tiempo, por cuanto se encuentran asociadas a los parámetros y variables de operación de las unidades, la planificación de las inversiones y las decisiones que se apliquen en un determinado horizonte de tiempo que pueden generar diversas reacciones en el mercado. Por lo tanto, es importante dividir las a fin de comprenderlas adecuadamente.

##### **1. Estrategias de corto y mediano plazo**

- <sup>90</sup>. Las estrategias de corto plazo comprenden aquellas que son aplicadas durante un breve período de tiempo (una hora o una semana) y dan principalmente lugar a la programación de operación de las unidades. En cambio, las estrategias de mediano plazo, que toman como base las semanas o los meses, sirven generalmente para calcular el programa de producción hidrológica óptima sobre la base mensual. Se destacan las principales estrategias de corto y mediano plazo para el manejo de la capacidad:

##### **a) Manejo de los mantenimientos de las unidades**

- <sup>91</sup>. Los planes de mantenimiento contemplan paradas programadas de las unidades de generación debido a mantenimientos planificados, también estas paradas se pueden deber a mantenimientos correctivos de urgencia. Estos planes por lo general deben ser informados al operador del mercado

y/o del sistema para efectuar o corregir la respectiva programación del despacho de unidades. Por lo tanto, esta situación puede ser aprovechada estratégicamente para obtener beneficios por parte de las empresas generadoras, reteniendo cierta capacidad a través de los mantenimientos, parando las unidades de generación y permitiendo que otras de mayor costo participen en el mercado, ocasionando que el precio se eleve.

- <sup>92</sup>. Puede ser difícil distinguir entre las paradas prolongadas de mantenimiento no planificadas y la retención estratégica de la capacidad. Fridolfsson y Tangerås (2009) señalan que es difícil para la autoridad regulatoria diferenciar si los propietarios de las centrales están dedicando tiempos muy prolongados al mantenimiento. Añaden que el ejercicio de poder de mercado a través de las paradas de mantenimiento puede ser más rentable en un mercado de electricidad con predominancia hidroeléctrica que en un mercado dominado por la producción térmica<sup>13</sup>. En un mercado con predominancia de generación hidroeléctrica, la capacidad retenida puede ser sustituida por el aumento de la producción hidroeléctrica mediante la reasignación de agua, no siendo el caso de los mercados con predominancia térmica.

#### **b) Manejo de la capacidad de almacenamiento de las centrales de embalse**

- <sup>93</sup>. Las centrales que disponen de embalses o reservorios para el almacenamiento de agua tienen la posibilidad de administrar estratégicamente el recurso hídrico, desplazando en el tiempo su uso según su conveniencia. El relativo alto nivel de flexibilidad operativa provisto por las unidades hidráulicas permite que se pueda seguir en forma económica las fluctuaciones de la demanda en tiempo real y rápidamente responder a cambios inesperados en la generación o en el consumo, con lo que pueden actuar estratégicamente según la evolución del mercado.
- <sup>94</sup>. En el caso de *pool* obligatorios basados en costos auditados, el manejo se puede realizar mediante la información que se entrega de los volúmenes reales almacenados, esto se denomina manejo de cotas (Villar y Rudnick, 2003; Arellano, 2004).
- <sup>95</sup>. El manejo de los recursos hídricos es un tópico que genera muchas dificultades en su estudio debido a la existencia de tres problemas: el primero es la variabilidad del ciclo de lluvias, el cual proporciona incertidumbre en la disponibilidad del uso del agua, por ende, en la cantidad a producir por las generadoras, lo que genera ciclos de abundancia y escasez y una alta volatilidad en el precio final, dado que las plantas de base son mayoritariamente hidroeléctricas. El segundo problema es la posibilidad de manejo estratégico en la utilización de los recursos hídricos, ya que no existe una legislación que indique el uso óptimo del agua en el tiempo. El tercero es que, por tratarse de un recurso natural, está expuesto a externalidades por su agotamiento en el tiempo (Chakrabarti y Goodwin, 2008).

---

<sup>13</sup> Esto es porque, cuando el recurso es escaso, el costo del agua puede ser más elevado que los combustibles líquidos.

**c) Manejo de los parámetros técnicos de operación**

- <sup>96.</sup> Para realizar la programación de las unidades de generación y el cálculo de los precios del mercado, el operador del mercado y/o sistema, adicional a la información de los costos de producción de las plantas generadoras, requiere también información básica de los parámetros técnicos de las plantas (mínimos técnicos, máximos técnicos, tiempos mínimos de parada, tiempos mínimos de operación, etc.), los cuales tendrán influencia directa sobre los precios del mercado. En este sentido, algunos generadores pueden aprovechar la oportunidad para entregar información que se adecue a sus intereses en aras de influenciar los precios del mercado.
- <sup>97.</sup> En ocasiones es difícil que las empresas puedan modificar o actualizar la información original de los parámetros técnicos, debido a que estos son suministrados por el fabricante, por lo que no existiría fundamento para que dichos datos sean actualizados o variados constantemente. Sin embargo, es posible que los parámetros técnicos puedan ser manipulados, por ejemplo, cuando la unidad generadora entra en operación después de que ha sido sometida a un mantenimiento mayor, repotenciación que implique una modificación importante en la unidad o su conversión, etc.<sup>14</sup>.

**d) Manejo de precios y la disponibilidad de combustibles**

- <sup>98.</sup> En los sistemas hidrotérmicos son relevantes los precios de los combustibles en la definición de los programas de operación y, por ende, en los precios del Mercado Mayorista. En este sentido, las empresas generadoras podrían tener incentivos para manejar estratégicamente esta situación a su favor.
- <sup>99.</sup> Así tenemos por ejemplo lo ocurrido en el mercado eléctrico de California en diciembre del 2000, en el cual se establecieron precios máximos o tope (*price caps*), dejando abierta la posibilidad que estos puedan ser modificados si es que se demostraba que los precios de compra de los combustibles eran mayores a los precios máximos fijados. De esta manera, algunos productores acordaron con sus proveedores de combustible alterar los montos presentados en las facturas, de modo que se pudiese justificar ofertas por encima de los precios máximos permitidos.
- <sup>100.</sup> Este asunto resulta aún más factible en el caso de empresas generadoras que tienen integrada la parte de producción del energético primario (como el gas natural) a la producción de energía eléctrica, por lo que resulta complicado definir cuál es el precio real y cuál es el precio de venta del combustible. Si bien el efecto directo de manejar el precio de los combustibles es elevar los precios en el mercado de la generación (manejo estratégico de los precios), el efecto indirecto es que propicia que la capacidad de generación de alguna planta pueda ser restringida en su operación (manejo estratégico de la capacidad).

---

<sup>14</sup> En el corto plazo, los costos de producción de un grupo térmico presentan zonas de no convexidad debido a que incluyen costos de arranque, de acoplamiento, y de mantenimiento, lo cual hace difícil seguir de manera simple una estrategia consistente en el costo marginal de corto plazo. La unidad generadora participa en la formación del costo marginal únicamente cuando opera dentro de sus límites operativos (entre su potencia mínima y máxima), cuando la unidad alcanza uno de sus límites operativos antes señalado (potencia mínima o máxima) se convierte en una unidad tomadora del costo marginal resultante del sistema (Wood y Wollenberg, 1996).

## 2. Estrategias de largo plazo

<sup>101</sup>. Las estrategias de largo plazo (*long-run*) tienen como horizonte de tiempo a los años y se relacionan con las decisiones estratégicas referidas a incrementos de la capacidad de producción. Entre las principales estrategias de largo plazo para el manejo de la capacidad se tienen las siguientes:

### a) Manejo de las inversiones en generación

<sup>102</sup>. Las decisiones de inversión en generación requieren de un horizonte de planificación del parque generador que puede ser de varios años, con el fin de extraer el máximo beneficio posible al parque disponible, a pesar de que los precios estén regulados, bajo el supuesto que el costo de largo plazo (la tarifa) sea el promedio del precio *spot*. El motivo es que las decisiones de inversión en nueva capacidad suelen producirse cuando el precio *spot* de la electricidad es alto comparado con los costos medios de largo plazo, lo que permite rentabilizar la inversión realizada, y esto ocurre cuando se presenta escasez de capacidad.

<sup>103</sup>. El adelanto o atraso de las inversiones en nuevos proyectos o ampliaciones pueden ser manejadas estratégicamente en función a como se perciben las expectativas futuras en los precios del mercado, de manera tal que pueden ser adelantadas o retrasadas según los incentivos que se tengan. El efecto que tenga el manejo de la fecha de entrada en operación de estos proyectos dependerá de cómo se modifique la curva oferta del sistema y, por lo tanto, de los nuevos precios que se establecerían en el mercado. Esto más aun, en situaciones en las que se requiere con cierta urgencia su ingreso a la operación.

<sup>104</sup>. En un Mercado Mayorista abierto a la competencia, las decisiones de inversión no son dictadas por un planificador centralizado y más bien dependen de las empresas generadoras, lo cual tiene implicancias sobre el ejercicio de poder de mercado. Las empresas tienden a sub-invertir para incrementar su poder de mercado y la inversión tendera a concentrarse en tecnologías especializadas que les otorguen ventajas en el proceso de formación de precios en el mercado *spot*, es decir una sobre inversión en centrales marginales (centrales térmicas) y sub inversión en centrales infra marginales (generadores hidráulicos) en el sistema (Dammert *et al.*, 2010).

### b) Manejo de los contratos

<sup>105</sup>. Existe evidencia empírica en torno al rol que cumplen los contratos para incentivar los generadores a manipular el mercado. Según Villar y Rudnick (2003) y Arellano (2005), mientras más contratado está un productor, menor es el grado de poder de mercado que se puede ejercer y más cercano está el equilibrio de mercado al equilibrio competitivo en términos de precios y eficiencia de las decisiones de producción. Sin embargo, esto no aplica a cualquier tipo de contratos, sino a aquellos en que el precio se ha determinado por adelantado y en que este no está relacionado con el precio *spot*. Por lo tanto, las empresas generadoras pueden tener incentivos para manejar estratégicamente su capacidad de contratación para manipular los precios en el largo plazo.

<sup>106</sup>. Existen decisiones de contratación, subcontratación y sobrecontratación que afectan la dinámica de precios en el mercado *spot*. Estas decisiones ocurren porque las empresas pueden anticipar con

cierto nivel de confianza los ciclos en el parque generador. Los generadores influyen sobre el precio *spot* al subcontratar en el mercado libre y regulado, por cuanto los precios pueden ser manipulados más fácilmente en el mercado *spot*. El resultado de esto son los precios elevados en el mercado de saldos, lo cual es una manera de maximizar aún más los beneficios en el corto plazo. La existencia de ciclos de inversión está fuertemente vinculada a una importante relación entre el funcionamiento del mercado *spot* y las decisiones de contratación. Estos factores son más susceptibles de manejo por parte de los agentes económicos con una mayor cuota de mercado.

#### **IV. Caracterización de la oferta y demanda de energía eléctrica**

<sup>107</sup>. En esta sección se presenta una descripción de la organización industrial del sector. Se realiza una caracterización de la generación y de la demanda de energía eléctrica, identificando a los agentes involucrados y su participación en el sector. Se incluyen comentarios sobre la importancia de la transmisión de la electricidad y el Mercado Eléctrico Regional (MER); además, se estima un balance del sector eléctrico de El Salvador. Las fuentes de la información utilizadas en esta sección fueron la UT y la SIGET.

##### **A. Rasgos generales de la cadena de valor del sector eléctrico**

<sup>108</sup>. El segmento de la generación es el primer eslabón en la cadena de valor del sistema eléctrico en El Salvador. Este coexiste con las actividades de transmisión, operación del sistema, comercialización y distribución de energía eléctrica.

<sup>109</sup>. En El Salvador, la generación se produce mediante tecnologías térmicas, hidráulicas, geotérmicas y con base en biomasa (típicamente bagazo de caña de azúcar). Las importaciones también se incluyen en este segmento, puesto que son una fuente de abastecimiento para el sistema eléctrico nacional.

<sup>110</sup>. La producción (generación) de energía eléctrica es realizada en plantas generadoras operadas por diversos agentes económicos<sup>15</sup>, siendo los principales: (i) LaGeo, agente económico de control estatal que opera las centrales geotérmicas; (ii) la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), también de capital estatal, entidad que opera las centrales hidroeléctricas; (iii) Duke Energy International El Salvador (Duke Energy) y (iv) Termopuerto, las dos últimas empresas privadas con plantas térmicas.

<sup>111</sup>. La electricidad es introducida al sistema mediante los servicios de “transmisión” en alta tensión provistos por la Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V. (ETESAL), institución del Estado que funciona como un monopolio natural.

<sup>112</sup>. Los distribuidores son entidades que poseen y operan instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje. Actualmente, la distribución la realizan: Distribuidora Eléctrica Del Sur S.A. de C.V. (DELSUR); Compañía de Alumbrado Eléctrico de El Salvador, S.A. de C.V. (CAESS); Compañía Eléctrica de Santa Ana, S.A. de C.V. (AES CLESA); Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C.V. (EEO); Distribuidora Eléctrica de Usulután, S.A. de C.V. (DEUSEM); B&D Servicios Técnicos S.A. de C.V. (B&D); ABRUZZO, S.A. de C.V. (ABRUZZO) y Empresa Distribuidora Eléctrica Salvadoreña S.A. de C.V. (EDESAL).

---

<sup>15</sup> En el período de análisis que abarca el estudio, participaron como generadores los siguientes agentes económicos: LaGeo, CEL, Duke Energy, Termopuerto, Inversiones Energéticas (INE), Nejapa Power, Compañía Azucarera Salvadoreña (CASSA), Textufil, Ingenio El Ángel, Generadora Eléctrica Central (GECSA), Ingenio La Cabaña, Energía Borealis, Hilcasa Energy y Holcim. En estricto rigor, el sistema cuenta con 11 agentes generadores independientes, ya que LaGeo, CEL e INE, a pesar de que cuentan con distintos tipos de tecnologías de generación, son empresas bajo el control de grupo CEL.

- <sup>113</sup> La comercialización engloba todas las actividades relacionadas con la venta de electricidad a los usuarios finales: adquisición al por mayor, contratación, lectura, asesoramiento al cliente, facturación y cobro. Existen dos tipos de comercializadores: agentes que se encuentran vinculados a firmas que operan en otros segmentos del sector eléctrico, y, aquellos que operan de forma independiente del resto de los participantes del mercado<sup>16</sup>.
- <sup>114</sup> La operación técnica y económica del sistema recae sobre la UT. El órgano de administración de esta empresa está integrado por una junta directiva compuesta por privados que representan a generadores, distribuidores, y comercializadores, y por representantes de la Defensoría del Consumidor, CNE y ETESAL.

## **B. Caracterización de la oferta**

### **1. Capacidad y generación**

- <sup>115</sup> El diseño regulatorio que concierne a la generación eléctrica ha buscado introducir la mayor competencia posible. No se advierte la existencia de barreras legales para la instalación o ampliación de centrales térmicas o la importación de energía.
- <sup>116</sup> Según se desprende del artículo 7 de la Ley General de Electricidad (LGE)<sup>17</sup>, el único requisito a fin de iniciar la actividad de generación térmica es la inscripción en un registro de operadores y el pago de una tasa<sup>18</sup>. La generación a partir de recursos hidroeléctricos o geotérmicos está sujeta a mayores requerimientos, debiendo obtenerse una concesión de la Asamblea Legislativa<sup>19</sup>.
- <sup>117</sup> En este contexto, debe considerarse que en El Salvador operan dos tipos de generadores, los conectados a las líneas de transmisión de alta tensión y los conectados en baja tensión o voltaje<sup>20</sup>. Los primeros son los que inyectan energía en el Mercado Mayorista, mientras que los segundos integran el denominado Mercado Minorista, siendo estos oferentes los que están directamente

---

<sup>16</sup> Actualmente, según los registros de la SIGET, se advierte la presencia de 13 comercializadores independientes a nivel nacional.

<sup>17</sup> Decreto Legislativo No. 843, del 10 de octubre de 1996, publicado en el D.O. No 201, Tomo 333, del 25 de octubre de 1996.

<sup>18</sup> Mediante el Acuerdo No. 583-E-2015, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones acordó ajustar la tasa a cobrar anualmente a los generadores e importadores de energía eléctrica por la renovación de la inscripción en el Registro de Electricidad y Telecomunicaciones a un valor de US\$ 0.55 por cada megavatio hora (MWh) generado o importado con fines comerciales.

<sup>19</sup> La Sala de lo Constitucionalidad de la Corte Suprema de Justicia, por resolución 28-2008, de fecha 27-06-2012, declaró inconstitucional los arts. 5 y 12 de la LGE, los cuales se referían a procesos de concesión administrativos.

<sup>20</sup> El voltaje en Alta Tensión es igual o superior a 115 Kv y el de Baja Tensión igual o inferior a 600 voltios.

conectados a la red de la distribuidora con la que hayan establecido acuerdos comerciales, por lo que no pueden ofrecer sus servicios a otros clientes.

- <sup>118</sup>. Así, los primeros candidatos potenciales a entrar en el Mercado Mayorista son los generadores que operan en el segmento minorista, ya que a tal efecto requieren conectarse a la red de alta tensión y una ampliación de capacidad. En el 2006, Textufile pasó del mercado minorista al mayorista, evidenciando la contestabilidad del segmento mayorista.
- <sup>119</sup>. La capacidad instalada se refiere a la potencia eléctrica de los equipos generadores (productores de energía eléctrica) tal como se especifica por el fabricante<sup>21</sup>. Considerando el conjunto del parque de generadores, utilizando datos de la UT, la capacidad instalada asciende a 1,515.3 MW (a diciembre de 2015).
- <sup>120</sup>. Como se observa en la tabla IV-1, CEL concentra el 31.5% de la capacidad instalada correspondiente al año 2015, seguida de Duke Energy (23%). Nótese que la capacidad instalada de generación del Mercado Mayorista es de 1,515.3 MW, sin embargo, la capacidad disponible es menor (1,139.5 MW en diciembre de 2015<sup>22</sup>).

**Tabla IV-1: Capacidad instalada de generación en el Mercado Mayorista  
MW y porcentajes. Diciembre 2015**

Agente Económico	Plantas	Tecnología	Capacidad Instalada	
			MW	%
CEL	4	Hidroeléctrica	477.0	31.48%
Duke Energy	2	Térmica	348.3	22.98%
LaGeo	2	Geotérmica	204.4	13.49%
Nejapa	1	Térmica	145.8	9.62%
Inversiones Energéticas	1	Térmica	102.0	6.73%
Termopuerto	1	Térmica	73.6	4.86%
CASSA	1	Biomasa	63.0	4.16%
Textufile	1	Térmica	39.9	2.63%
Ingenio El Ángel	1	Biomasa	25.0	1.65%
Energía Borealis	1	Térmica	13.6	0.90%
Generadora Eléctrica Central	1	Térmica	11.4	0.75%
Hilcasa Energy	1	Térmica	6.8	0.45%
Ingenio La Cabaña	1	Biomasa	4.5	0.30%
<b>Total</b>	<b>18</b>		<b>1,515.3</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>21</sup> Es decir, tomando en cuenta las especificaciones del equipo generador al momento de salir de la fábrica en la que fue construido y al operar en condiciones óptimas.

<sup>22</sup> La capacidad disponible es la potencia eléctrica que realmente es capaz de suministrar una máquina o central generadora en un momento determinado. Este valor de la capacidad disponible no incluye a las centrales con tecnología de biomasa.

- <sup>121</sup>. En la tabla IV-2 se presenta la evolución de la capacidad instalada. Entre diciembre de 2010 y 2015, su crecimiento fue del 8.4% (pasando de 1,397.7 MW a 1,515.3 MW). Este aumento se ve explicado por el ingreso de Termopuerto y el incremento de la capacidad de CASSA e Ingenio el Ángel.

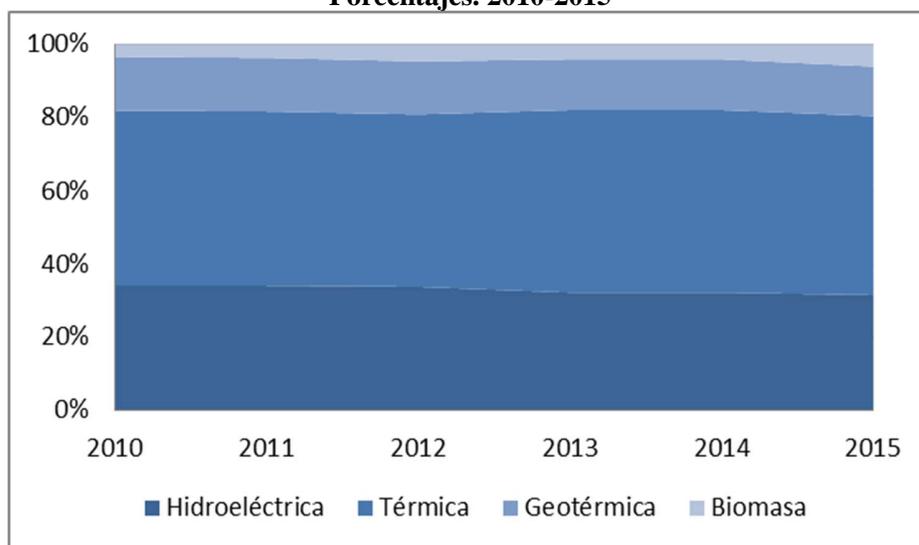
**Tabla IV-2. Evolución de la capacidad instalada de generación en el Mercado Mayorista MW 2010-2015 (a diciembre de cada año)**

<b>Agente Económico</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
CEL	477.0	477.0	477.0	477.0	477.0	477.0
Duke Energy	348.3	348.3	348.3	348.3	348.3	348.3
LaGeo	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4	204.4
Nejapa	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8	145.8
Inversiones Energéticas	102.0	102.0	102.0	102.0	102.0	102.0
Termopuerto	0.0	0.0	0.0	73.6	73.6	73.6
CASSA	30.0	34.0	32.0	32.0	32.0	63.0
Textufile	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9	39.9
Ingenio El Ángel	14.0	14.0	20.0	25.0	25.0	25.0
Energía Borealis	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6	13.6
Generadora Eléctrica Central	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4	11.4
Hilcasa Energy	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
Ingenio La Cabaña	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Holcim El Salvador	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>1397.7</b>	<b>1401.7</b>	<b>1415.7</b>	<b>1484.3</b>	<b>1484.3</b>	<b>1515.3</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>122</sup>. En el año 2015, la capacidad instalada creció un 2.1% respecto a 2014 debido al incremento de potencia de 31 MW de la planta del Ingenio Chaparrastique (CASSA).
- <sup>123</sup>. El gráfico IV-1 muestra la evolución de la participación de las distintas tecnologías de generación en la capacidad total del sistema. La tecnología térmica es la que posee la mayor capacidad instalada (llegando al 49% de la capacidad total en 2015), seguida por la hidroeléctrica (la cual disminuyó su participación entre 2010 y 2015, del 34% al 31%). Las tecnologías con base en biomasa y la térmica son las únicas que incrementaron su participación en el periodo.
- <sup>124</sup>. La electricidad inyectada en el Mercado Mayorista es generada principalmente por cuatro empresas: LaGeo, CEL, Duke Energy y Termopuerto. Adicionalmente, en este mercado participan empresas cogeneradoras de menor importancia dado que inyectan los saldos que no consumen en sus procesos de producción, estas son Textufile (empresa de la rama textil, que opera una central térmica convencional), Ingenio El Ángel, Ingenio La Cabaña y Compañía Azucarera Salvadoreña (CASSA), las que generan electricidad utilizando el bagazo de la caña de azúcar.

**Gráfico IV-1. Participación de la capacidad por tipo de tecnología  
Porcentajes. 2010-2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>125</sup> Según surge de la tabla IV-3, las cuatro principales generadoras concentraron el 75% de las inyecciones al Mercado Mayorista durante el 2015 y el 73% de la capacidad instalada (a diciembre de 2015)<sup>23</sup>.

**Tabla IV-3. Inyección nacional por operador (GWh), Mercado Mayorista  
Gwh. 2015**

Agente Económico	Inyección	
	GWh	%
LaGeo	1,432.4	25.94%
CEL	1,348.9	24.42%
Duke Energy	851.5	15.42%
Termopuerto	492.8	8.92%
Inversiones Energéticas	490.9	8.89%
Nejapa	440.3	7.97%
CASSA	262.7	4.76%
Textufile	99.7	1.80%
Ingenio El Ángel	70.5	1.28%
Generadora Eléctrica Central	13.1	0.24%
Ingenio La Cabaña	11.8	0.21%
Energía Borealis	7.3	0.13%
Hilcasa Energy	0.9	0.02%
<b>Total</b>	<b>5,522.6</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>23</sup> En el caso de la capacidad instalada, se hace notar que Termopuerto no es una de las cuatro empresas con la mayor capacidad. El 73% mencionado se calculó considerando la capacidad de Termopuerto, si se tomara en cuenta la cuarta mayor capacidad (de Nejapa Power), las cuatro principales empresas representan el 78% de la capacidad instalada a diciembre de 2015.

<sup>126</sup> En la tabla IV-4 se presenta la evolución de la inyección entre 2010 y 2015. Las inyecciones de CEL y LaGeo representaron entre el 50% y el 62% de la inyección total anual, aunque la evolución de esta participación fue descendiente, en el 2010 representaban el 61.9% mientras que en 2015 el 50.4%.

**Tabla IV-4. Evolución de Inyección nacional por operador (GWh), Mercado Mayorista GWh. 2010-2015**

<b>Agente Económico</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
LaGeo	1421.1	1430.0	1420.4	1442.4	1443.9	1432.4
CEL	2078.7	2006.5	1841.9	1784.9	1713.0	1348.9
Duke Energy	557.5	753.5	876.0	810.4	806.2	851.5
Termopuerto	0.0	0.0	0.0	301.7	473.6	492.8
Inversiones Energéticas	600.2	592.2	661.7	584.9	560.4	490.9
Nejapa	406.6	435.2	560.9	457.7	376.5	440.3
CASSA	109.1	111.4	151.5	138.8	136.0	262.7
Textufil	200.8	192.0	224.4	186.8	171.3	99.7
Ingenio El Ángel	43.0	40.2	55.0	73.6	78.5	70.5
Generadora Eléctrica Central	56.8	45.2	9.2	5.0	6.8	13.1
Ingenio La Cabaña	27.8	18.0	17.6	17.1	17.5	11.8
Energía Borealis	54.8	39.1	8.3	3.9	4.9	7.3
Hilcasa Energy	38.1	27.1	14.2	4.8	4.4	0.9
Holcim El Salvador	55.4	37.9	12.3	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>5649.9</b>	<b>5728.2</b>	<b>5853.7</b>	<b>5812.0</b>	<b>5793.1</b>	<b>5522.6</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

## 2. Disponibilidad

<sup>127</sup> En la tabla IV-5 se muestra la disponibilidad en MW y la tasa de indisponibilidad (indica cual es el porcentaje de la capacidad instalada que no se encuentra disponible en un momento determinado) de los años 2012 y 2015<sup>24</sup>. En general, el año 2012 presentó una mayor tasa de indisponibilidad (lo cual también se puede notar con el menor nivel de capacidad disponible en MW), siendo esta tasa mayor al 19% en 9 meses, mientras que en el 2015 se observaron 7 meses que superaron ese porcentaje.

<sup>24</sup> En un sistema eléctrico, las unidades generadoras no están disponibles en cualquier momento. Es decir, durante la operación normal del sistema existen plantas que no operan, ya sea por fallas imprevisibles, por el retiro programado de equipos por motivos de mantenimiento, o cuando estas se encuentran dañadas. Asimismo, la indisponibilidad puede ocurrir cuando el elemento básico utilizado para la generación no se encuentra disponible, por ejemplo, el agua en el caso de las presas hidroeléctricas o el bagazo de caña para los generadores de tecnología con base en biomasa. En ambos años no se incluyen a los generadores que realizan la actividad de la zafra, por este motivo los datos del año 2015 de la tabla IV- 5 difieren de los presentados posteriormente en otras secciones del informe.

**Tabla IV-5. Disponibilidad de potencia y tasas de indisponibilidad  
MW y porcentajes. 2012-2015**

Mes	2012		2015	
	Disponibilidad MW	Tasa de Indisponibilidad	Disponibilidad MW	Tasa de Indisponibilidad
Enero	1090.7	19.17%	1050.1	26.20%
Febrero	1082.6	19.76%	1242.7	12.70%
Marzo	1082.6	19.76%	1045.9	26.50%
Abril	1082.6	19.76%	1215.3	14.60%
Mayo	1082.7	19.75%	1276.2	10.30%
Junio	1092.5	19.03%	1177.2	17.30%
Julio	1144.1	15.21%	1130.2	20.60%
Agosto	1163.2	13.79%	1279.5	10.10%
Septiembre	1045.7	22.50%	1187.0	16.60%
Octubre	1040.1	22.91%	1131.6	20.50%
Noviembre	1121.6	16.87%	1148.3	19.30%
Diciembre	1033.9	23.37%	1139.5	19.90%
<b>Promedio</b>	<b>1088.5</b>	<b>19.32%</b>	<b>1168.6</b>	<b>17.88%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>128.</sup> Para poder realizar un análisis de los cambios mensuales en la indisponibilidad, se muestra adicionalmente la tasa de indisponibilidad por tecnología en 2015 (tabla VI-6). Tanto la tecnología hidroeléctrica como la geotérmica presentan una tasa de indisponibilidad relativamente constante (con promedios de 4.8% y de 19.5%, respectivamente), salvo algunas excepciones.

<sup>129.</sup> La tasa de indisponibilidad en las hidroeléctricas es muy baja, salvo en el mes de marzo (18.9%) y en menor medida en diciembre (12.3%). Para las plantas geotérmicas de LaGeo, la tasa se encuentra entre el 16% y el 19%, con la excepción de tres meses (abril, mayo y junio). En cuanto a las térmicas, estas presentan una tasa de indisponibilidad elevada (con una tasa promedio de 25.8%), en particular la de enero se situó en 45.4%.

**Tabla IV-6. Disponibilidad de potencia y tasas de indisponibilidad por tecnología  
MW y porcentajes. 2015**

Mes	Térmica		Hidroeléctrica		Geotérmica	
	Disponibilidad MW	Tasa de Indisponibilidad	Disponibilidad MW	Tasa de Indisponibilidad	Disponibilidad MW	Tasa de Indisponibilidad
Enero	404.7	45.4%	475.5	0.3%	169.9	16.9%
Febrero	598.5	19.3%	475.6	0.3%	168.6	17.5%
Marzo	490.4	33.8%	386.8	18.9%	168.7	17.5%
Abril	603.6	18.6%	452.3	5.2%	159.4	22.1%
Mayo	653.4	11.9%	470.6	1.3%	152.2	25.5%
Junio	552.2	25.5%	474.1	0.6%	150.9	26.2%
Julio	526.5	29.0%	436.7	8.4%	167.0	18.3%
Agosto	630.7	14.9%	477.0	0.0%	171.7	16.0%
Sept.	542.0	26.9%	477.1	0.0%	167.9	17.9%
Octubre	501.0	32.4%	464.6	2.6%	166.0	18.8%
Nov.	539.2	27.3%	442.5	7.2%	166.5	18.6%
Diciembre	555.2	25.1%	418.2	12.3%	166.1	18.7%

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

### 3. Contratos de las generadoras

- <sup>130</sup>. Una forma en la que distribuidoras pueden adquirir energía eléctrica es a través de los contratos mediante procesos de libre concurrencia. Estos procesos consisten en un procedimiento licitatorio mediante el cual una distribuidora realiza una convocatoria pública a todo oferente interesado en otorgar el suministro de energía (nacionales o internacionales) de acuerdo a la magnitud del suministro, los plazos establecidos en las bases de la licitación, y a un precio especificado por el oferente.
- <sup>131</sup>. Según las “Normas sobre Contratos de Largo Plazo mediante Procesos de Libre Concurrencia” emitidas por la SIGET<sup>25</sup>, los procesos deben ser conducidos por cada distribuidor en forma individual y para su propio suministro<sup>26</sup>. Las bases de la licitación comprenden un contenido mínimo establecido por las normas citadas, deben enmarcarse en la LGE y contar con la aprobación de SIGET. Además, deben publicarse previamente a su aprobación, para que se puedan recibir sugerencias y observaciones de los potenciales oferentes.
- <sup>132</sup>. Las licitaciones establecen la capacidad a contratar en MW de forma integrada para todos los puntos de suministro. En cuanto a los precios, las licitaciones pueden tener un precio tope para la compra de energía, el cual es establecido por la SIGET y se calcula con base en los plazos de vigencia de los contratos (para contratos de más de cinco años, se calcula teniendo en cuenta el costo de desarrollo de unidades generadoras eficientes, mientras que en los contratos de duración menor o igual a cinco años, se basan en los precios de la energía esperados en el Mercado Regulador del Sistema- MRS).
- <sup>133</sup>. En las dos siguientes tablas se presentan las potencias ofertadas aceptadas de los ganadores de las licitaciones de energía realizadas por CAESS (tabla IV-7) y DELSUR (tabla IV-8) hasta el 2015. En las tablas se incluyen la duración de los contratos y el total de potencia requerido en cada proceso de licitación. Entre las empresas ganadoras también hubo importadores de energía.
- <sup>134</sup>. Las licitaciones de CAESS fueron de corto plazo, siendo la de mayor plazo el primer bloque de la licitación de referencia CAESS-CLP-001-2013, de cuatro años y medio. Las de DELSUR son contratos de largo plazo, casi todas de veinte años de duración.

---

<sup>25</sup> Acuerdo de SIGET No. 269-E-2006 de fecha 1 de noviembre de 2006. Dicho instrumento ha sido reformado en tres ocasiones, por medio de los acuerdos (i) 337-E-2010 de fecha 28 de octubre de 2010, (ii) 913-E-2012 del 23 de octubre de 2012 y (iii) 132-E-2014 del 6 de marzo de 2014.

<sup>26</sup> Las normas contemplan la posibilidad de que las distribuidoras puedan agruparse para licitar la totalidad de las demandas, pero para ello deben suscribir un convenio de obligaciones recíprocas y podrán asignar a una de ellas para que conduzca el proceso de licitación.

**Tabla IV-7. Potencia Ofertada Aceptada en licitaciones de CAESS  
MW. 2011 – 2015**

Agente Económico	CAESS-CLP-001-2011	CAESS-CLP-001-2012	CAESS-CLP-001-2013		CAESS-CLP-002-2013	CAESS-CLP-003-2013		CAESS-CLP-001-2014	CAESS-CLP-001-2015	
			Bloque 1	Bloque 2		Bloque 1	Bloque 2		Bloque 1	Bloque 2
<b>Duración (años)</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>4.5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>1.5</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>1.5</b>
CEL						220.0				
Compañía de Energía de C.A.										30.0
Duke Energy		50.0		52.3	38.0	15.0	16.0	32.6		
Energía Borealis					11.8					
Generadora Eléctrica Central			10.5							
Hilcasa Energy	6.1									
Inversiones Energéticas LaGeo		50.0	72.3			15.0		17.4		
Nejapa Power			71.0	39.0				30.0		
Poliwatt Limitada					5.0		10.0	20.0		
Termopuerto			53.0							
Textufil	24.0			12.0			50.0			
<b>Total Contratado</b>	<b>30.1</b>	<b>100.0</b>	<b>206.7</b>	<b>103.3</b>	<b>54.8</b>	<b>250.0</b>	<b>76.0</b>	<b>100.0</b>	<b>0.0</b>	<b>30.0</b>
<b>Total Requerido</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>206.7</b>	<b>103.3</b>	<b>62.2</b>	<b>250.0</b>	<b>50.0</b>	<b>100.0</b>	<b>205.0</b>	<b>75.0</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de SIGET.

**Tabla IV-8. Potencia Ofertada Aceptada en licitaciones de DELSUR  
MW. 2011 - 2015**

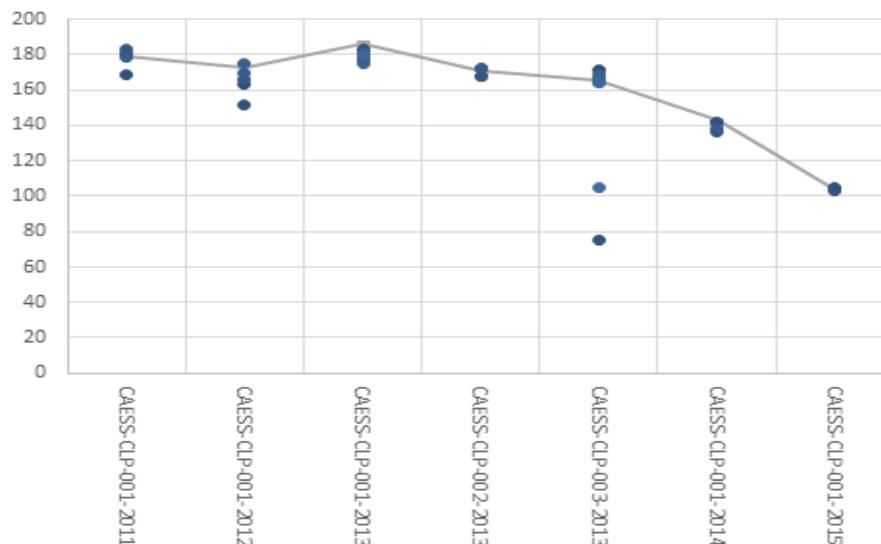
Empresa	DELSUR-CLP-001-2012		DELSUR-CLP-RNV-001-2013	
	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 1	Bloque 2
<b>Duración (años)</b>	<b>20</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>20</b>
Acajutla Energía Solar I			20.0	
Quantum - Glu	252.5	102.5		
Providencia Solar			60.0	
Proyecto La Trinidad			14.0	
<b>Total Contratado</b>	<b>252.5</b>	<b>102.5</b>	<b>94.0</b>	<b>0.0</b>
<b>Total Requerido</b>	<b>252.5</b>	<b>102.5</b>	<b>60.0</b>	<b>40.0</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de SIGET.

<sup>135</sup> En el gráfico IV-2 se presentan todos los precios ofertados en las licitaciones de corto plazo de CAESS, tanto de ganadores como de perdedores. También se incluyen los precios topes de cada licitación, los que se representan con línea gris.

<sup>136</sup> Si se comparan estos precios con los vigentes del Mercado Regulador del Sistema (promedios del año), en general, el precio del MRS es mayor que el tope de las licitaciones, por tanto, los precios ganadores de estos procesos fueron inferiores a los del MRS. Las excepciones son las licitaciones CAESS-CLP-001 de 2011 y 2013. En el caso de la correspondiente al 2011, el tope fue de 179.2 \$/MWh, mientras que el precio MRS era de 166.4 \$/MWh; en la licitación del año 2013, el precio tope fue de 186.4 \$/MWh en comparación a 175.2 \$/MWh del MRS.

**Gráfico IV-2. Precios ofrecidos en licitaciones de CAESS  
\$/MWh. 2011 – 2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de SIGET.

#### 4. Proyectos de inversión en generación

- <sup>137</sup>. El “Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026” del CNE indica los proyectos actuales o en desarrollo y las futuras ampliaciones que se realizarán en materia de inversiones para expandir y robustecer la generación de electricidad. Entre estos proyectos pueden citarse: i) la construcción de nuevas plantas hidroeléctricas y de biomasa, así como la ampliación de las existentes, ii) la incorporación de una planta de Gas Natural Licuado (GNL) y iii) la ampliación del parque generador con base en energías renovables.
- <sup>138</sup>. Entre los proyectos hidroeléctricos se pueden mencionar la ampliación de la Central 5 de noviembre, en 80 MW (inició operaciones a finales de 2016) y la futura terminación de la presa El Chaparral. En biomasa se encuentran las ampliaciones de las centrales Chaparrastique e Izalco (esta última de 60 MW). En cuanto a los proyectos de tecnologías geotérmicas, se encuentran las ampliaciones de las centrales Ahuachapán (Unidad 4, Berlín unidades 5 y 6), así como la inversión en nuevas plantas en San Vicente (de 30 MW) y Chinameca (de 50 MW).
- <sup>139</sup>. Adicionalmente, en diciembre de 2013 se adjudicó la licitación de 380 MW, que conlleva la construcción de una planta de GNL. Se espera que este proyecto inicie sus operaciones en marzo de 2019, según la “Actualización del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026” del CNE.

- <sup>140</sup>. Otra parte relevante de los planes de inversión proviene de la política de promoción de proyectos para la generación de energía renovable no convencional. Su objetivo es reducir la dependencia de los derivados del petróleo, la diversificación de la matriz energética y la reducción de la contaminación ambiental del país.
- <sup>141</sup>. Las políticas implementadas consisten en diversos beneficios como la exención de derechos arancelarios de importación (según la capacidad de planta) y del pago del impuesto sobre la renta y todo otro impuesto sobre los ingresos por ventas de las Reducciones Certificadas de Emisiones (CER's). Los incentivos mencionados se encuentran establecidos por la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad<sup>27</sup>, emitida en el año 2007 y modificada por última vez en el 2015.
- <sup>142</sup>. En los últimos años se realizaron licitaciones para incrementar la capacidad proveniente de energías renovables no convencionales. En el informe de la CNE del año 2015 “Sector Eléctrico de El Salvador”, reportó diversas licitaciones que ya fueron adjudicadas, entre ellas una de 15 MW y otra 100 MW, ambas en 2013. En febrero de 2017 finalizó el proceso de licitación para contratar 170 MW, en este se definió que los proyectos adjudicados de energía solar fotovoltaica empezarán a operar en el 2019 y los de eólica en el 2020.

## **B. Caracterización de la demanda**

### **1. Demanda total y máxima**

- <sup>143</sup>. La demanda total corresponde a toda la energía demandada por el país a nivel mayorista, mientras que la demanda máxima es el valor máximo (o valor pico) constatado proveniente de la suma de las demandas simultáneas ocurridas en un período determinado.
- <sup>144</sup>. El gráfico IV-3 muestra el crecimiento persistente de la demanda (total) de electricidad en el Mercado Mayorista en el periodo 2010-2015, de aproximadamente 5,600 MWh a más de 6,300 MWh en 2015, lo que representa un incremento de cerca del 12% en ese período y un 3.3% respecto a 2014.
- <sup>145</sup>. Si bien el Producto Interno Bruto (PIB) de El Salvador tuvo en el 2014 el crecimiento porcentual más bajo en todo el período 2010-2015<sup>28</sup>, del 1.46%, esto no explica el hecho de que la tasa de crecimiento de la demanda de electricidad haya aumentado solamente el 0.1% en ese año. Además, la tasa de crecimiento del PIB en 2011 fue de 2.24%, solo superada por el año 2015 con el 2.41%, siendo el aumento en la demanda de electricidad durante ese año la menor del período analizado

---

<sup>27</sup> Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad, aprobada mediante Decreto Legislativo No. 462, del 8 de noviembre de 2007, publicado en el Diario Oficial No. 238, Tomo 377, del 20 de diciembre de 2007.

<sup>28</sup> Banco Central de Reserva de El Salvador, sitio web: bcr.gob.sv.

(con excepción de la correspondiente a 2014). Lo anterior da indicios de que la demanda de energía eléctrica no necesariamente tiene variaciones similares a las del PIB.

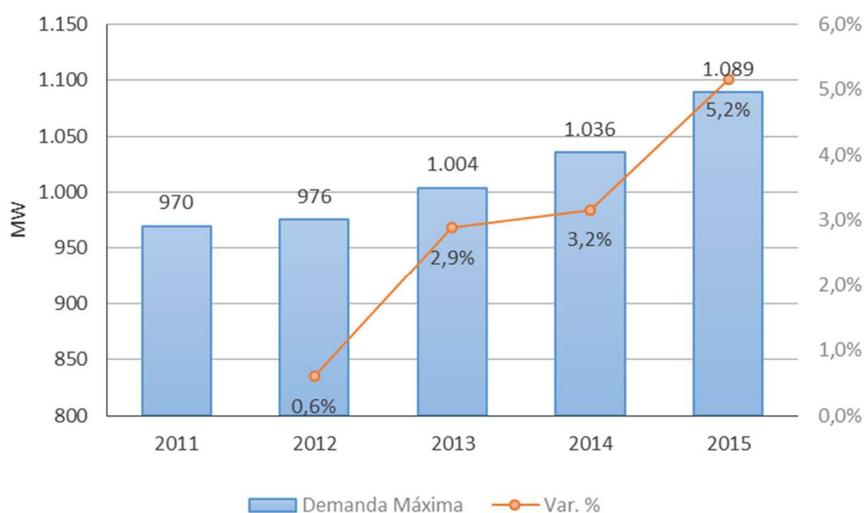
**Gráfico IV-3. Evolución de la demanda total anual en el Mercado Mayorista GWh y porcentajes. 2011 a 2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>146</sup> El gráfico IV- 4 muestra cómo han ido creciendo los picos de demanda de electricidad a lo largo de los últimos cinco años, los que habitualmente se producen en abril de cada año.

**Gráfico IV-4. Evolución de la demanda máxima de electricidad en el Mercado Mayorista MWh y porcentajes. 2011-2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>147</sup>. Obsérvese que mientras en 2011 la demanda máxima llegó a 970 MW, en 2015 fue de 1,089 MW, lo que representa un aumento del 12.3%. Por otra parte, durante el primer semestre de 2016, específicamente en mayo, se produjo un pico que superó el de abril del año anterior, la demanda máxima en ese semestre fue de 1,093.3 MW, un 3.3% mayor que el pico de 2015.
- <sup>148</sup>. En El Salvador, la demanda de energía eléctrica comprende cuatro segmentos acordes al tipo de consumidor: 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 2011 y 2016, como se muestra en la tabla IV-9.

**Tabla IV-9. Tasas de crecimiento de la demanda de energía  
Porcentajes. 2011-2016**

Mes	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	4.63%	1.82%	6.47%	-3.82%	1.49%	0.99%
Febrero	2.15%	5.79%	-0.28%	-0.68%	-0.60%	3.08%
Marzo	1.06%	3.77%	-1.45%	4.48%	0.33%	0.45%
Abril	-0.73%	-1.45%	14.20%	-4.56%	3.54%	4.73%
Mayo	3.43%	0.06%	6.39%	-1.44%	3.06%	3.52%
Junio	4.09%	0.94%	1.84%	1.18%	5.15%	-0.78%
Julio	2.67%	3.16%	3.58%	4.22%	1.96%	
Agosto	2.78%	4.81%	1.07%	0.83%	6.29%	
Septiembre	2.05%	3.77%	-0.03%	0.40%	5.51%	
Octubre	-3.36%	8.88%	1.69%	0.30%	3.71%	
Noviembre	2.51%	2.25%	2.29%	0.50%	3.88%	
Diciembre	4.40%	2.35%	0.29%	0.36%	5.33%	

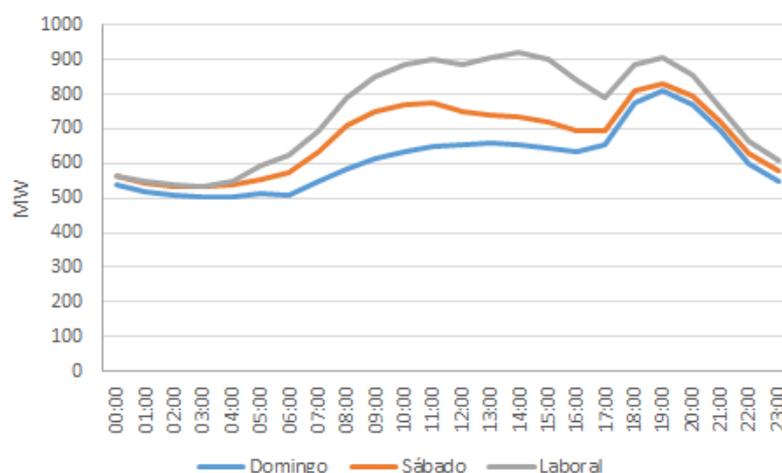
Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>149</sup>. Si bien se mencionó previamente que las tasas de crecimiento del PIB y de la demanda de energía no necesariamente presentan variaciones porcentuales similares (pudiéndose explicar por la existencia de otros factores que impactan sobre la demanda), esto no significa que estas variables no muestren una tendencia creciente. Es así que el PIB en millones de dólares a precios constantes de 1990 en el 2011 fue de 19,093, mientras que en el 2015 fue de 20,576 (lo cual implica un crecimiento del 7.8% entre esos años). En cuanto a la demanda de energía, aumentó un 9.7% entre esos años, notándose en ambas variables (el ingreso y la demanda eléctrica) una tendencia positiva.
- <sup>150</sup>. El comportamiento estacional de la demanda puede observarse en los gráficos IV- 5 y IV-6, los que muestran las curvas de carga promedio de las estaciones seca (noviembre a abril) y húmeda (mayo a octubre).
- <sup>151</sup>. Se observa que la demanda máxima o pico de la demanda se produce en ambas estaciones entre las 19 y las 22 horas, aunque en los días laborales también hay picos de demanda entre las 12 y las 16 horas. Los dos picos en la demanda, a la tarde y a la noche, durante los días laborales es un hecho particular de El Salvador.
- <sup>152</sup>. Las curvas de carga son muy similares entre sí, indicando que la demanda no sufre una alteración significativa por la estación, siendo la húmeda la de mayor demanda. Esto se puede ilustrar mediante la demanda diaria promedio para cada uno de los tres tipos de días analizados (laborales, sábados y

domingos), notándose que la demanda promedio de un día laboral en la estación seca fue de 749 MWh, mientras que en la húmeda la misma fue de 767 MWh. Para los sábados, la demanda promedio en estación seca fue de 674 MWh y en la húmeda de 692 MWh. Por último, en los domingos, la demanda diaria durante la estación seca fue de 613 MWh y en la húmeda de 625 MWh.

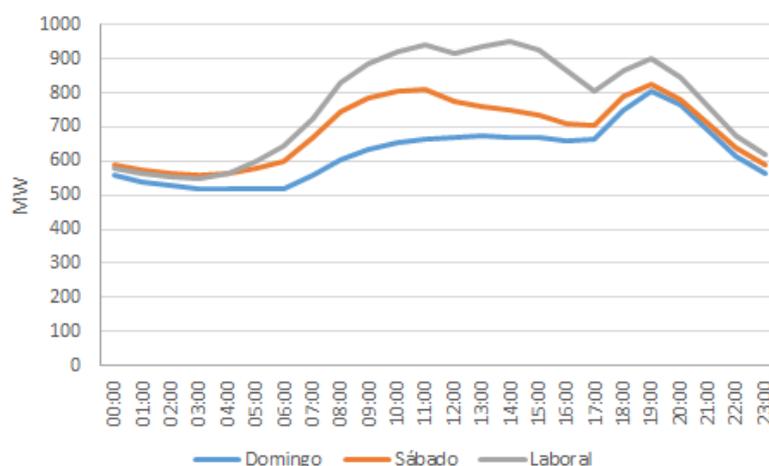
<sup>153</sup> El hecho de que la demanda sea similar en las dos estaciones no implica que no se deba analizar un mercado relevante por estación, ya que la generación si se ve afectada por factores estacionales, lo cual se analiza en una sección posterior de este estudio.

**Gráfico IV-5. Estacionalidad de la demanda: curva de carga en estación seca MW. 2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Gráfico IV-6. Estacionalidad de la demanda: curva de carga estación húmeda MW. 2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

## 2. Demanda por tipo de transacción

<sup>154</sup> La tabla IV-10 descompone la demanda total por tipo de transacción, por contratos o spot, mientras que en la tabla IV-11 se presenta su estructura en porcentajes. En el 2010, el 69% de la demanda se transó en el MRS, aunque con el paso del tiempo este porcentaje se redujo, llegando a un mínimo de 19.4% en el 2014. Los contratos bilaterales también disminuyeron su participación en el total de la demanda, del 31% en 2010 al 12.3% en 2014. Estas reducciones se ven explicadas por las exigencias de contratar a largo plazo mediante procesos de libre concurrencia, que llegaron al 68.3% en 2014, mientras que en el 2010 aún no era exigible la obligación de demandar energía con este tipo de contratos.

**Tabla IV-10. Descomposición de la demanda de energía por tipo de transacción  
GWh. 2010-2016**

Año	Bilaterales	Libre concurrencia	MRS	Demanda Total
2010	1,745	0	3,892	5,637
2011	1,527	1,218	3,011	5,756
2012	1,213	3,122	1,592	5,927
2013	845	3,823	1,434	6,102
2014	750	4,176	1,184	6,110
2015	916	3,828	1,568	6,312
2016	466	1,459	1,263	3,187

Nota: datos de 2016 hasta el mes de junio.

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla IV-11. Descomposición de la demanda de energía por tipo de contrato  
Porcentajes. 2010-2016**

Año	Bilaterales	Libre concurrencia	MRS
2010	31.0%	0.0%	69.0%
2011	26.5%	21.2%	52.3%
2012	20.5%	52.7%	26.9%
2013	13.8%	62.7%	23.5%
2014	12.3%	68.3%	19.4%
2015	14.5%	60.7%	24.8%
2016	14.6%	45.8%	39.6%

Nota: datos de 2016 hasta el mes de junio.

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>155</sup> En el período comprendido entre 2013 y 2015, los contratos bilaterales significaron entre el 12% y 15%, mientras que la demanda en el MRS se ubicó entre el 19% y 25%; la restante fue contratada mediante procesos de libre concurrencia, la cual representa más del 60% en esos años del período.

### 3. Demanda por tipo de agente

#### a) Distribución

- <sup>156</sup>. 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.
- <sup>157</sup>. Previo a la reestructuración del sector<sup>29</sup>, la distribución era gestionada y contralada por el sector público a través de la CEL. El servicio de distribución eléctrica fue escindido de esa compañía en 1999 y privatizado.
- <sup>158</sup>. La mayor distribuidora es CAESS, que concentra el 39.5% del consumo final de energía eléctrica, seguida por DELSUR con el 28.3% de la demanda, según se observa en la tabla IV-12, que muestra la composición de la demanda atendida por cada empresa distribuidora al cierre de 2015.

**Tabla IV-12. Distribuidoras: demanda de energía GWh y porcentajes. 2015**

Distribuidor	Demanda	
	GWh	Estructura
CAESS	2,307.0	39.53%
DELSUR	1,648.6	28.25%
AES CLESA	972.1	16.66%
EEO	639.9	10.96%
DEUSEM	147.8	2.53%
EDESAL	88.3	1.51%
B&D	31.5	0.54%
Abruzzo	1.1	0.02%
<b>Total</b>	<b>5,836.3</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

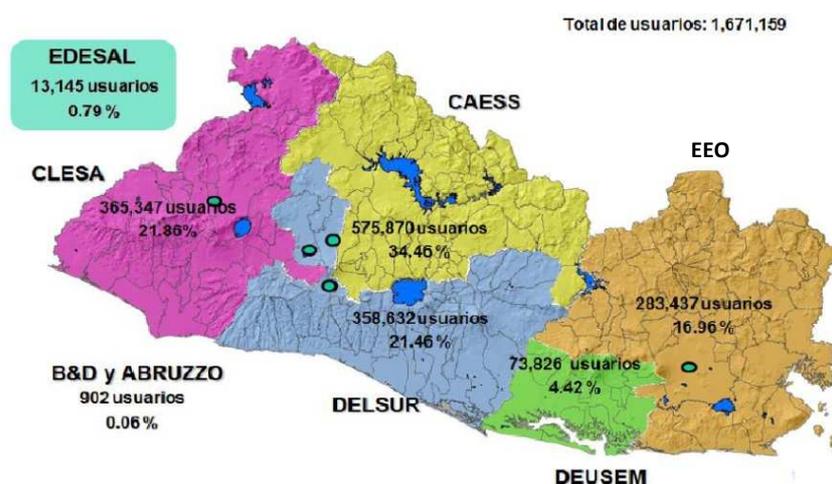
- <sup>159</sup>. En cuanto a la estructura de la demanda de energía eléctrica en el sistema de distribución, según datos de SIGET, en el año 2015 el 21% de la electricidad fue demandada por usuarios residenciales con un consumo mayor a 100 kWh, mientras que los residenciales con un consumo menor a 100 kWh representaron el 13%; los usuarios generales el 8% y el alumbrado público 3%. En cuanto a las grandes y medianas demandas, el 8% de la energía eléctrica demandada provino de los medianos, mientras que la gran demanda consumió el 47%.

---

<sup>29</sup> Entre 1991 y 1996 se realizó la reestructuración del sistema eléctrico salvadoreño, pasando de un sistema verticalmente integrado a un mercado abierto a la competencia en generación y suministro.

<sup>160</sup>. Las distribuidoras establecidas tienen un área de influencia que deviene de la disposición de las redes de las empresas privatizadas, según se muestra a continuación (ilustración 1).

**Ilustración 1.**  
**Áreas de influencia, cantidad de usuarios y participación en las ventas de las distribuidoras 2014**



Fuente: Boletín Estadístico 2014, SIGET.

<sup>161</sup>. El marco regulatorio ha establecido la obligación de interconexión (acceso abierto) en el artículo 27 de la LGE y Sección V, Capítulo III, del Reglamento de la LGE<sup>30</sup>, pero no estipula la existencia de áreas geográficas exclusivas de distribución.

<sup>162</sup>. Las tarifas a los usuarios finales surgen de promediar los precios del MRS y los precios de los contratos de las distribuidoras. De acuerdo al reglamento de la Ley General de Electricidad, su ajuste es trimestral.

**b) Comercialización**

<sup>163</sup>. Conforme al marco regulatorio, la comercialización 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.

<sup>164</sup>. Los comercializadores vinculados son agentes patrimonialmente ligados a firmas que operan en otros segmentos del sector eléctrico. En consecuencia, pueden ser comercializadores vinculados con

<sup>30</sup> Op. Cit. 17. Decreto Legislativo No. 843, del 10 de octubre de 1996.

las generadoras o con las distribuidoras. Los comercializadores independientes son agentes autónomos respecto del resto de los participantes del mercado (patrimonialmente desvinculados).

<sup>165</sup>. En la tabla IV-13 se muestra la demanda de energía eléctrica por parte de los comercializadores en el 2015. Los dos primeros son los más importantes, ya que concentran la mayor parte de la demanda (72.5% de lo demandado por los comercializadores). Comparado con el mercado en su conjunto, la incidencia de los comercializadores es muy pequeña, dado que en 2015 representaron conjuntamente el 1.1% de la demanda total (6,312 GWh).

**Tabla IV-13. Comercializadores: demanda de energía eléctrica en el Mercado Mayorista GWh y Porcentajes. 2015**

Comercializador	Demanda	
	GWh	%
Excelergy	32.17	45.22%
Alas Doradas	19.37	27.22%
EDESAL	6.01	8.45%
CEL-COM	4.99	7.02%
Textufile	3.88	5.45%
Ingenio		
Chaparrastique	3.39	4.76%
EDECSA	0.36	0.51%
Borealis	0.30	0.43%
GECSA	0.29	0.41%
Río Soto	0.25	0.35%
HILCASA	0.09	0.13%
Mercados Eléctricos	0.03	0.04%
Abruzzo	0.01	0.02%
<b>Total</b>	<b>71.1</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

#### 4. Grandes usuarios

<sup>166</sup>. 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.

<sup>167</sup>. Una de las cuestiones relacionadas con ese punto es que, según la UT, sólo existen cinco 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, American Industrial Park, Consorcio Internacional, Hanesbrands Inc. e INVINTER (Inversiones Intercontinentales, S.A. de C.V.).

- <sup>168</sup>. Durante 2015, sólo ANDA y Hanesbrands se abastecieron en el Mercado Mayorista. ANDA adquirió 332 GWh en el mercado de contratos y devolvió 38.6 GWh a través del MRS. Por su parte, Hanesbrands se abasteció comprando 51.3 GWh mediante contratos y otros 21.7 GWh en el MRS.
- <sup>169</sup>. Es importante mencionar la situación de algunos usuarios industriales que tienen sus propias generadoras para autoabastecerse de energía y venden sus excedentes. En varios casos esos usuarios son oferentes netos, bajo la figura de “cogeneradores” en el Mercado Mayorista o minorista. Dentro de esta tipología se destacan CASSA, Holcim y Textufile.

### C. Transmisión

- <sup>170</sup>. El transporte en alta tensión nacional es responsabilidad de ETESAL, entidad estatal creada en 1999 a partir de la escisión de esta actividad de la CEL.
- <sup>171</sup>. ETESAL 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 en la práctica opera en condiciones económicas de monopolio natural. Esta condición de mercado de ETESAL es consecuencia de su naturaleza económica. De esta manera, el diseño regulatorio ha buscado proteger una facilidad esencial del sistema de los intereses particulares de los agentes.
- <sup>172</sup>. Así, conforme a la excepción establecida en el artículo 8° de la LGE, ningún operador del sistema eléctrico puede tener injerencia en ETESAL, lo que asegura su independencia y que su condición de monopolio natural no pueda ser usufructuada por alguno de los agentes del sistema.
- <sup>173</sup>. Asimismo, siguiendo la doctrina general de la regulación de las facilidades esenciales, la transmisora (así como las distribuidoras) está obligada a permitir la interconexión de sus instalaciones y su utilización por parte de los agentes del sistema para el transporte de energía eléctrica (art. 27 de la LGE).
- <sup>174</sup>. Este tipo de cláusulas de los marcos regulatorios reciben la denominación genérica de provisiones de “acceso abierto” (*open access*) y se encuentran en la mayor parte de los esquemas regulatorios vigentes (ver Pérez Arriaga, et al., 1994).
- <sup>175</sup>. De acuerdo con información de SIGET (Boletín Estadístico 2014), ETESAL opera una red eléctrica conformada por 38 líneas de 115kV de una extensión total de 1,072.48 km, 2 líneas de 230kV de 107.5 km de extensión total, que conectan el sistema con Honduras y Guatemala, y otras 2 líneas de 230 kV con una longitud de 191.9 km. En la tabla IV-14 se presenta la longitud de la red de cada uno de los nodos para el año 2015; en ese año, la longitud total de la red fue de 1,356.4 km.
- <sup>176</sup>. 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)<sup>31</sup>.

**Tabla IV-14. Longitud de la red por nodo  
2015**

<b>Nodos</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Capacidad (MW)</b>
15 de Septiembre - Berlín	15.5	130
15 de Septiembre - Nejapa	86.5	396
15 de Septiembre - Nueva Nacaome (Honduras)	92.9	521
15 de Septiembre - San Martín	124.5	260
15 de Septiembre - San Miguel	45.1	130
15 de Septiembre - San Rafael Cedros	41.0	130
5 de Noviembre - Cerrón Grande	18.6	260
5 de Noviembre - San Rafael Cedros	30.0	260
Acajutla - Ateos	53.3	260
Acajutla - Sonsonate	47.3	260
Ahuachapán - Moyuta (Guatemala)	14.6	525
Ahuachapán - Nejapa	89.9	396
Ahuachapán - Santa Ana	36.4	130
Ahuachapán - Sonsonate	25.1	130
Ateos - Talnique	2.6	260
Berlín - San Miguel	40.1	130
Cerrón Grande - Nejapa	80.0	520
Cerrón Grande - San Rafael Cedros	31.5	130
Guajoyo - Santa Ana	27.3	130
La Unión - Havillal	34.4	260
Nejapa - San Martín	16.4	260
Nejapa - San Matías	19.3	130
Nuevo Cuscatlán - Ateos	23.6	260
Nuevo Cuscatlán - Santo Tomás	17.9	260
Opico - San Matías	0.2	130
Opico - Sonsonate	40.8	130
San Antonio Abad - Nejapa	6.9	260
San Antonio Abad - Talnique	22.6	260
San Martín - San Bartolo	10.8	260
San Miguel - Havillal	14.5	260
San Miguel - Ozatlán	43.6	130
San Rafael Cedros - San Martín	21.0	260
San Rafael Cedros - Tecoluca	31.0	130
Santa Ana - Opico	23.0	130
Santo Tomás - El Pedregal	26.7	130
Santo Tomás - San Martín	14.1	260
Sonsonate - Ateos	29.2	130
Soyapango - Nejapa	10.1	260
Soyapango - San Martín	10.9	260
Tecoluca - Ozatlán	37.5	130
<b>Total</b>	<b>1,356.4</b>	

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>31</sup> La operación de la red de transporte puede ser manejada por una empresa privada. Pero dado que se trata de un monopolio, los precios, los criterios de acceso a la red y la calidad del servicio son regulados.

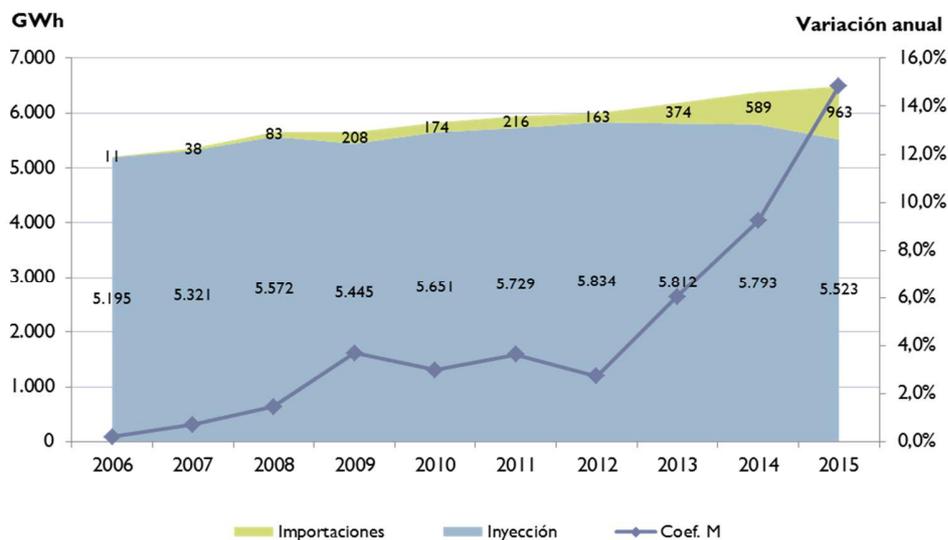
#### **D. Mercado Eléctrico Regional**

- <sup>177</sup>. El MER fue creado dentro del ámbito del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), específicamente por medio del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central<sup>32</sup> (Tratado Marco), que fue ratificado por los congresos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, entre los años 1997 y 1998.
- <sup>178</sup>. Su creación se fundamentó en la idea que un mercado eléctrico regional, sustentado en la interconexión de los sistemas eléctricos de los países, promueve el desarrollo de la industria eléctrica en beneficio de todos sus habitantes. Se inició como un proceso gradual de integración eléctrica, mediante el desarrollo de un mercado competitivo a través de líneas de transmisión que interconecten sus redes nacionales y la promoción de proyectos de generación regionales.
- <sup>179</sup>. Uno de los objetivos del MER es el incremento de las transacciones de electricidad para satisfacer en forma eficiente las necesidades de un desarrollo sostenible en la región. La interconexión internacional permite el comercio de excedentes de energía eléctrica entre los países participantes. Su inherente comercio debería tener efectos pro-competitivos a partir de la expansión de la oferta y la posibilidad de reducir los precios en los mercados nacionales.
- <sup>180</sup>. Como se mencionó previamente en el apartado de transmisión, la interconexión regional es operada por un agente que ejerce un monopolio natural.
- <sup>181</sup>. Es obligación de los gobiernos, según el artículo 6 del Tratado Marco, procurar que el mercado evolucione hacia estados cada vez más competitivos. Para lograr esto, se realizan evaluaciones conjuntas al menos cada dos años, con base en recomendaciones de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE).
- <sup>182</sup>. Según SIGET, la interconexión representó en 2015 en El Salvador unas importaciones de 963.45 GWh y exportaciones de 64.22 GWh (las importaciones netas fueron de 899.23 GWh), las que representaron el 14.25% de la oferta nacional de energía eléctrica; si se comparan con el año previo, crecieron considerablemente, ya que en 2014 fueron 380.76 GWh, el 6.17% de la oferta nacional de ese año.
- <sup>183</sup>. En el gráfico IV-7 se muestra la evolución de la oferta nacional e importada de energía eléctrica. Las importaciones durante el año 2006 fueron prácticamente inexistentes, pero en los años siguientes fueron creciendo a un ritmo cada vez más acelerado, llegando a una variación anual cercana al 15%, lo cual permitió que incrementen su participación en la oferta total de energía eléctrica.

---

<sup>32</sup> El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central fue suscrito el 30 de diciembre de 1996, ratificado mediante Decreto Legislativo No. 207, del 15 de enero de 1998, publicado en el Diario Oficial No. 28, Tomo 338, del 11 de febrero de 1998. Posee dos modificaciones contenidas en sus respectivos protocolos de reforma.

**Gráfico IV-7. Oferta nacional de energía e importaciones  
GWh y porcentajes. 2006-2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

### E. Balance del sector eléctrico

- <sup>184.</sup> En esta sección se presenta un balance del sector energético en el año 2015, el cual resume las fuentes de la oferta de energía eléctrica y su utilización por sector.
- <sup>185.</sup> La imposibilidad de almacenar la energía eléctrica requiere que exista un equilibrio en tiempo real entre la energía inyectada a la red y la consumida. Previo a realizar el balance, es útil analizar la tasa de indisponibilidad del mercado eléctrico durante ese año, así como también la tasa o margen de reserva, que muestra qué porcentaje de la capacidad disponible excedió a la demanda máxima observada.
- <sup>186.</sup> Hay diversos motivos que provocan que una máquina no se encuentre disponible, entre ellos se puede mencionar el mantenimiento programado, el de emergencia, reducciones de potencia y varios tipos de fallas en las máquinas. Entre las fallas se encuentran las que ocurren en el arranque, las eléctricas, en componentes de las máquinas, fugas de diferentes tipos (de agua, de aire, de combustible, etc.), entre otras. Asimismo, la indisponibilidad puede ocurrir cuando la fuente primaria de energía no se encuentra disponible o resulta suficiente, por ejemplo, el agua para las hidroeléctricas o el bagazo de caña para los generadores de tecnología con base en biomasa.
- <sup>187.</sup> Entre mayor sea el margen de reserva, más grande será la capacidad del sistema para hacer frente a salidas repentinas de unidades generadoras o ante incrementos súbitos no previstos de la demanda. Por el contrario, entre menor sea esta reserva, más vulnerable es el sistema a presentar apagones ante la carencia de suficiente energía para suplir el consumo.

<sup>188.</sup> En la tabla IV- 15 se muestra la tasa de indisponibilidad para el 2015, la que varía levemente de forma mensual, aunque siempre se mantiene en valores bajos. En enero se tuvo la tasa de indisponibilidad es más elevada (26.4%), mientras que mayo presenta el menor valor, del 11%.

<sup>189.</sup> Al analizar la tasa de reserva, sólo febrero presenta un valor cercano a los considerados relativamente normales (superiores al 25%), en general se encuentran entre el 10% y 21%, con un promedio anual del 15% para el 2015. Julio presenta el menor margen de reserva con un 5.9%, siendo un nivel bajo, indica que la demanda máxima se encuentra muy cercana a la capacidad disponible. Marzo también presenta una tasa de reserva baja (por debajo del 10%).

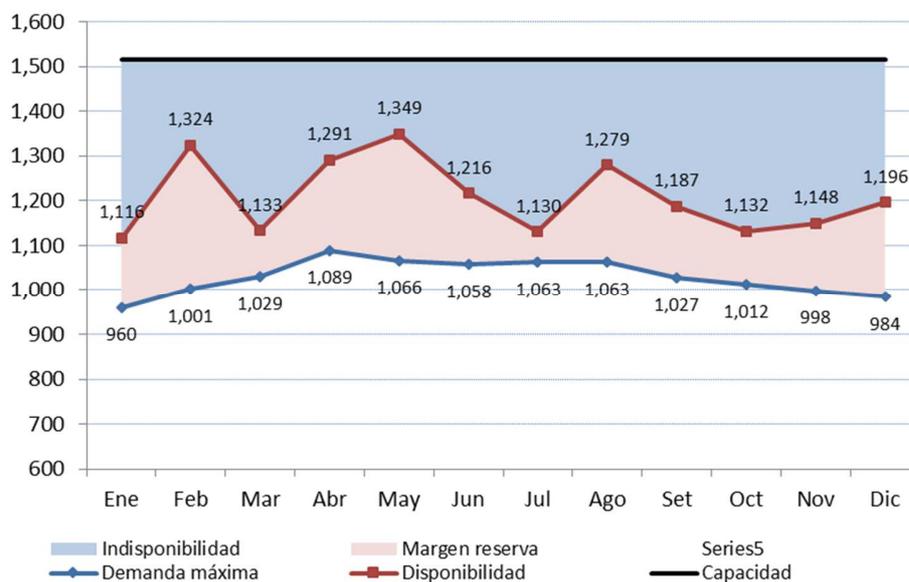
**Tabla IV- 15. Disponibilidad de potencia, tasas de indisponibilidad y reserva MW y porcentajes. 2015**

Mes	Disponibilidad MW	Tasa de Indisponibilidad	Demanda Máxima MW	Tasa de Reserva
Enero	1115.8	26.4%	960.1	14.0%
Febrero	1324.3	12.6%	1001.2	24.4%
Marzo	1132.7	25.2%	1029.3	9.1%
Abril	1290.7	14.8%	1088.9	15.6%
Mayo	1349.0	11.0%	1065.9	21.0%
Junio	1216.1	19.7%	1057.6	13.0%
Julio	1130.2	25.4%	1063.1	5.9%
Agosto	1279.5	15.6%	1063.0	16.9%
Septiembre	1187.0	21.7%	1027.2	13.5%
Octubre	1131.6	25.3%	1012.4	10.5%
Noviembre	1148.3	24.2%	997.8	13.1%
Diciembre	1195.9	21.1%	983.6	17.8%

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>190.</sup> El margen de reserva se exhibe con mayor claridad en el gráfico IV-8. En los meses con niveles bajos (marzo con el 9% y julio con el 6%) se advierte una baja de la demanda máxima con respecto a la disponibilidad. El pico de la tasa de indisponibilidad es en enero (se muestra en la diferencia entre la disponibilidad y la capacidad) con un valor del 26%. Es preciso aludir que la disponibilidad se ve influenciada por la estacionalidad de la producción (por los periodos en los que no hay zafra) y por la obsolescencia del parque de generación.

**Gráfico IV-8: Tasa de indisponibilidad, demanda máxima y margen de reserva MW y Porcentajes 2015.**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

## 1. Balance Energético

- <sup>191</sup>. Según datos de SIGET, en el año 2015 hubo una generación neta total de 5,641.6 GWh (incluyendo a generadores del Mercado Mayorista y del Mercado Minorista), que al sumarle las importaciones y restarle las exportaciones asciende a 6,540.9 GWh. Esta oferta de energía eléctrica es demandada por distintos agentes que participan, como son las distribuidoras, las comercializadoras, los grandes usuarios, e incluso los mismos generadores.
- <sup>192</sup>. El sector energético no incluye solamente al mercado eléctrico, sino que engloba a otras fuentes de energía. Las fuentes pueden ser clasificadas por primarias y secundarias, las primeras son las que pueden ser extraídas directamente de la naturaleza, como por ejemplo la leña, mientras que las fuentes secundarias requieren una transformación de la energía primaria, representadas por ejemplo, por los combustibles líquidos y la electricidad.
- <sup>193</sup>. En la tabla IV- 16 se presenta un balance del sector energético en El Salvador para el año 2015 (en TeraJoules (TJ), en donde se identifican los diversos tipos de energías clasificadas por el tipo de fuente. El balance muestra los orígenes de la energía y sus usos, así como las pérdidas que se obtienen en el proceso de transformación y de distribución de la energía. Los datos utilizados para su construcción provienen del CNE y SIGET.

- <sup>194</sup>. Los principales productos primarios en El Salvador son la leña y el bagazo de caña, seguidos por la geotermia (si bien tuvo una mayor producción energética que los otros dos productos, las pérdidas provocaron que la energía utilizada sea menor). En el caso de la energía secundaria, la de mayor producción fue la electricidad (que utiliza fuentes primarias como la geotermia y la hidroeléctrica, o combustibles, entre otras). Además, se pueden notar relevantes importaciones de combustibles líquidos.
- <sup>195</sup>. En cuanto a los usos, en los productos primarios solo la leña es utilizada para consumo energético final, mientras que los restantes son insumos para la transformación. En las fuentes secundarias, la electricidad y el gas licuado son las más utilizadas por los usuarios residenciales, los comercios y el sector público; mientras que los combustibles líquidos son empleados principalmente para el transporte y en las industrias, sector que también utiliza una importante cantidad de energía eléctrica y de licuado.
- <sup>196</sup>. Si en este balance se incluyera el proyecto de la planta de gas natural, con una capacidad de 380 MW, o cualquier otro como los de energías renovables, se incrementaría la importación de gas licuado y la producción de electricidad. En cuanto a otros proyectos, generarían crecimientos en la producción de electricidad y de otras fuentes primarias (centrales hidroeléctricas y biogás, entre otros).

**Tabla IV- 16. Balance Energético  
TeraJoules. 2015**

Detalle	Energía Primaria						Energía Secundaria								
	Hidro-energía	Geo-termia	Bagazo de Caña	Biogás	Leña	Total Primaria	Electricidad	Gas Licuado	Gasolinas	Kerosene y Turbo Jet	AV Gas	Diesel Oil	Fuel Oil	Carbón Vegetal	Total Secundaria
Producción	5,729	13,547	11,520	151	11,550	42,497	21,526							242	21,768
Importación							3,468	12,545	24,700	6,999	25	28,547	22,953		99,237
Exportación							231	292	23	14		618	48		1,226
<b>Oferta Total</b>	<b>5,729</b>	<b>13,547</b>	<b>11,520</b>	<b>151</b>	<b>11,550</b>	<b>42,497</b>	<b>24,763</b>	<b>12,253</b>	<b>24,677</b>	<b>6,985</b>	<b>25</b>	<b>27,929</b>	<b>22,905</b>	<b>242</b>	<b>119,779</b>
Centrales Eléctricas	-5,138	-5,543		-151		-10,831	21,082					-8	-19,292		21,082
Auto productores			-11,520			-11,520	444								444
Carbonera					-905	-905								242	242
<b>Total Transformación</b>	<b>-5,138</b>	<b>-5,543</b>	<b>-11,520</b>	<b>-151</b>	<b>-905</b>	<b>-23,256</b>						<b>-8</b>	<b>-19,292</b>	<b>242</b>	<b>-19,058</b>
Consumo Propio							1,244								1,244
Transporte								70	24,677	6,663	25	21,346			52,781
Industria					910	910	8,384	3,398		17		6,553	3,398		21,750
Residencial					9,509	9,509	7,255	9,357		5					16,617
Comercio y Público					226	226	5,141	741				22	215		6,119
<b>Consumo Energético</b>					<b>10,645</b>	<b>10,645</b>	<b>22,025</b>	<b>13,566</b>	<b>24,677</b>	<b>6,685</b>	<b>25</b>	<b>27,921</b>	<b>3,613</b>		<b>97,267</b>
Pérdidas	591	8,004				8,596	2,738								2,738

Fuente: elaboración propia con base en datos de la CNE y SIGET.

## F. Evolución de las principales variables

- <sup>197.</sup> En la tabla IV- 17 se presenta la evolución de la capacidad instalada, inyecciones, importaciones, exportaciones, demanda total y demanda máxima de energía eléctrica para el período comprendido entre 2004 y 2015. La demanda se incrementó un 41.7% entre 2004 y 2015, mientras que la capacidad un 48.7%, como resultado, los operadores que ingresaron al mercado o los que aumentaron su capacidad generaron que esta capacidad instalada aumente en mayor medida que la demanda total.
- <sup>198.</sup> Las inyecciones también aumentaron, aunque en menor nivel (32.9%). En el 2015 las inyecciones disminuyeron con respecto al año anterior, aunque esto puede ser explicado por la baja disponibilidad de agua que redujo las inyecciones de CEL, lo cual se puede distinguir en la tabla IV-18.

**Tabla IV- 17. Evolución de las principales variables de oferta y demanda 2004-2015**

Año	Capacidad Instalada (MW)	Inyección (GWh)	Importaciones (GWh)	Exportaciones (GWh)	Demanda (GWh)	Demanda Máxima (MWh)
2004	1,095.5	4,155.8	466.0	83.6	4,454.6	809
2005	1,119.4	4,480.7	322.1	37.8	4,679.2	829
2006	1,230.4	5,194.5	11.1	8.7	5,108.6	881
2007	1,371.9	5,320.9	38.4	6.7	5,261.7	906
2008	1,422.2	5,572.1	83.0	89.0	5,475.3	924
2009	1,471.1	5,445.0	208.4	78.7	5,500.0	906
2010	1,461.1	5,650.5	174.2	89.0	5,636.9	948
2011	1,415.6	5,728.8	215.8	101.6	5,755.6	970
2012	1,474.0	5,853.7	163.4	78.0	5,927.0	976
2013	1,562.3	5,812.0	373.9	90.7	6,102.0	1,004
2014	1,563.1	5,793.1	588.5	207.8	6,110.0	1,036
2015	1,629.0	5,522.6	963.4	64.2	6,312.4	1,089
<b>Var 04-15</b>	<b>48.7%</b>	<b>32.9%</b>	<b>106.8%</b>	<b>-23.2%</b>	<b>41.7%</b>	<b>34.6%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de SIGET.

- <sup>199.</sup> En la tabla IV- 18 se muestra la evolución de las inyecciones por tecnología, en donde se destaca el crecimiento de la generación de biomasa, representando el 6.2% de las inyecciones en el 2015, contra el aporte nulo del 2006.
- <sup>200.</sup> La evolución de la estructura de las inyecciones indica una reducción del peso de la energía hidroeléctrica en el total, aumentando en importancia la generada con base en biomasa y en menor medida, la geotérmica.
- <sup>201.</sup> En el gráfico IV-9 se muestra la evolución del precio del MRS y de los costos variables más relevantes de las plantas generadoras, el fuel oil y el petróleo crudo, para el período comprendido entre junio del 2006 y agosto del 2015, utilizando agosto del 2011 como base<sup>33</sup>. Las series de

<sup>33</sup> El petróleo crudo corresponde al WTI (fuente: Thomson Reuters), mientras que el diésel concierne al de bajo contenido de azufre de la Costa del Golfo de los Estados Unidos (fuente: Thomson Reuters).

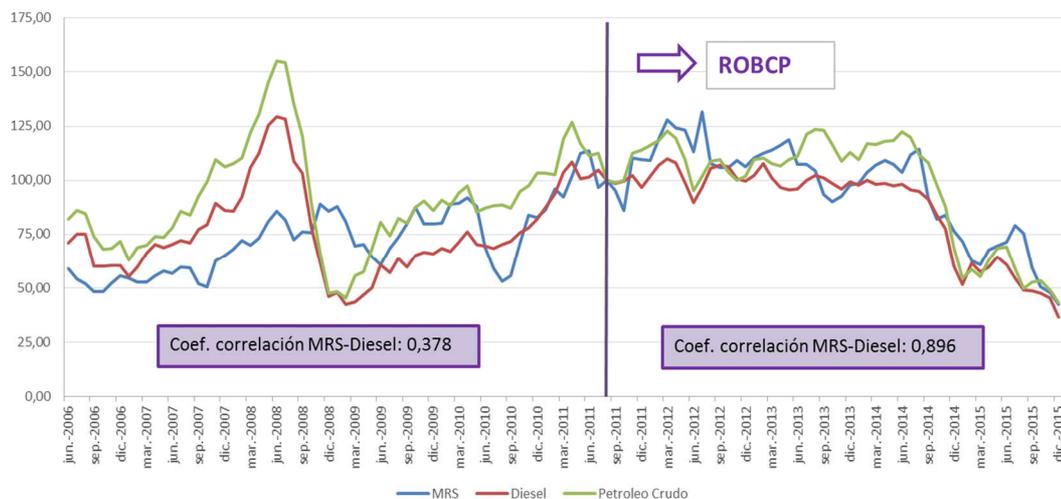
precios se dividieron en dos períodos, el primero previo la implementación del Reglamento de operación del sistema de transmisión y del Mercado Mayorista basado en costos de producción (ROBCP), entre enero de 2006 y julio de 2011 y el segundo a partir de la vigencia del ROBCP (desde agosto de 2011 hasta diciembre de 2015).

**Tabla IV- 18. Evolución de la composición de las inyecciones por tecnología  
Porcentajes. 2004-2015**

Año	Hidroeléctrica	Geotérmica	Térmica	Biomasa
2004	33.3%	22.8%	43.9%	0.0%
2005	37.2%	21.9%	40.9%	0.0%
2006	37.7%	20.5%	41.9%	0.0%
2007	32.6%	24.3%	41.4%	1.7%
2008	36.5%	25.5%	36.1%	1.9%
2009	27.6%	26.1%	43.4%	3.0%
2010	36.8%	25.2%	34.9%	3.2%
2011	35.0%	25.0%	37.1%	3.0%
2012	31.6%	24.3%	40.6%	3.5%
2013	30.7%	24.8%	40.5%	3.9%
2014	29.6%	24.9%	41.5%	4.0%
2015	24.4%	25.9%	43.4%	6.2%

Fuente: elaboración propia con base en datos de SIGET.

**Gráfico IV- 9. Evolución del precio MRS y de combustibles líquidos  
US\$. Jun-2006 a Dic-2015 (Base Agosto 2011=100)**



Fuente: elaboración propia en base a datos de SIGET y Thomson Reuters.

202. La evolución de las series evidencia que, a partir de agosto del 2011, los precios del MRS siguen más de cerca la evolución de los precios de los combustibles líquidos, a diferencia del período anterior a esa fecha. Esto se puede corroborar con un análisis de correlación de las series, en donde valores más cercanos a 1 indican una mayor correlación entre las variables<sup>34</sup>. En dicho

<sup>34</sup> El coeficiente de correlación es una medida de la relación lineal entre dos variables, toma valores entre -1 y +1. Los valores cercanos a 1 indican una fuerte relación lineal y a cero una ausencia de la misma. El signo muestra el sentido inverso o directo del vínculo. La medida de asociación lineal que brinda la correlación no necesariamente muestra causalidad (Anderson, et. al., "Estadística para administración y Economía", CENGAGE Learning, 10ª. Edición. 2005).

análisis, al comparar las series de precios previas a agosto de 2011 se obtiene una correlación muy baja de 0.3776 con el fuel oil y de 0.3694 con el petróleo crudo, mientras que luego de esa fecha resultan coeficientes de correlación altos, el MRS tiene una correlación de 0.8964 con el fuel oil y de 0.8692 con el petróleo crudo.

## V. Definición de los mercados relevantes

<sup>204</sup>. En esta sección se determinan los mercados relevantes de productos y geográficos inherentes al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador. Para su correcta delimitación, se efectuarán consideraciones sobre la diferenciación de productos, influencia geográfica y dimensión temporal.

<sup>205</sup>. La información del mercado que fue solicitada para caracterizarlo permitió la identificación de los mercados relevantes, tanto de productos como geográficos. Para ello se realizó una caracterización de la demanda de energía eléctrica y se analizaron las condiciones de operación de la red de alta tensión (prestando especial atención a posibles problemas de congestión).

<sup>206</sup>. La identificación de los mercados relevantes en el sector eléctrico debe considerar un conjunto de particularidades técnicas y económicas, las cuales se listan a continuación:

- La electricidad es un bien que no puede ser almacenado en volúmenes significativos.
- La electricidad no presenta sustitutos para una gran parte de sus usos finales.
- La electricidad sólo puede ser transportada y distribuida a través de una red existente en un momento determinado, que en el corto plazo tiene una capacidad limitada.
- Existe variabilidad de la demanda a lo largo del día (valle, punta y resto) y estacionalidad de la demanda conforme a las temperaturas a lo largo del año. Por otra parte, también suelen existir cambios (shocks) aleatorios de la demanda por factores que no se pueden anticipar fácilmente.
- Las tecnologías disponibles para la generación de electricidad son lo suficientemente flexibles para responder a los distintos tipos de demandas. Así, existen generadores de base, de punta y de reserva, lo que puede determinar la existencia de distintos mercados conforme a las horas del día en que entran en operación cada uno de estos tipos de generadores.
- La dimensión geográfica del mercado relevante de producto está determinada no sólo por las transacciones físicas, sino también por las transacciones comerciales o financieras.
- El elemento clave de la definición de los mercados relevantes es el diseño regulatorio del mercado y la forma en que efectivamente funciona, más allá de los resultados que esperaban obtenerse del diseño regulatorio.

<sup>207</sup>. Frankena y Owen (1994) discutieron exhaustivamente la determinación de los mercados relevantes en el sector eléctrico. Es preciso adoptar dos medidas de análisis: la generación y la capacidad disponible.

<sup>208</sup>. Con respecto a la generación, existen plantas más apropiadas en términos tecnológicos y económicos para atender cada segmento de la demanda horaria diaria. En El Salvador, los generadores de base son geotérmicos y funcionan permanentemente atendiendo el grueso de la

demanda, mientras que los generadores de punta son los que se utilizan para atender los picos diarios de demanda y pueden estar apagados durante la mayor parte del día. Estos tipos de plantas corresponden a los generadores térmicos y parte de la generación hidroeléctrica.

- <sup>209</sup>. Finalmente, está la generación de reserva, que se utiliza solamente cuando el sistema se encuentra en una situación de crisis, ya sea por alguna salida de los generadores habituales y/o un pico especialmente agudo de la demanda. Por lo antedicho, la importancia de los agentes económicos que se encuentran participando como oferentes de energía cambia a lo largo del día y por ello es que suelen definirse mercados relevantes diferentes para cada banda horaria del día.
- <sup>210</sup>. Sin embargo, en la práctica se observa que la demanda y la oferta es similar en diferentes horas del día. Por lo tanto, no es necesario definir un mercado relevante para cada hora, sino que resulta apropiado agrupar aquellas horas de comportamiento similar, denominadas franjas horarias. En El Salvador, el segmento horario entre las 18 y 22:59 horas se registran los niveles de demanda máxima, por lo que se le denomina “pico” o punta. El período entre las 23 y 4:59 horas exhibe los menores niveles de demanda, por lo de que le llama “valle”. Al remanente horario, entre las 5 y 17:59 horas, se le titula “resto”.
- <sup>211</sup>. De tal forma, se podrían 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.
- <sup>212</sup>. Además, debe considerarse que la demanda también cambia conforme a las temperaturas a lo largo del año, presentando estacionalidad (estaciones secas y húmedas). La estacionalidad también impacta sobre la oferta de energía, relacionado con el acervo de agua para la generación hidroeléctrica y por las centrales de los ingenios azucareros (las cuales solamente operan durante la estación seca) debido a la disponibilidad de biomasa para su combustión, lo cual ocurre únicamente en la época de cosecha de la caña de azúcar.
- <sup>213</sup>. Las características de la producción de energía hidroeléctrica y de biomasa provoca modificaciones en la estructura y operación del parque generador a lo largo del año, determinando que las condiciones de competencia sean distintas, principalmente, entre la estación húmeda y seca, y que, por tanto, cada estación debe analizarse como un mercado relevante diferente.
- <sup>214</sup>. Para el caso de El Salvador, corresponde establecer si el mercado relevante comprende los segmentos mayorista y minorista. Al respecto, no puede considerarse que los generadores minoristas sean competencia directa de los mayoristas, ya que el alcance de su mercado es menor, pues está determinado por la cobertura geográfica de la red de distribución a la que se encuentra conectado. Por otro lado, su efecto sobre el precio mayorista es indirecto, a través de los menores requerimientos de demanda<sup>35</sup>.

---

<sup>35</sup> La demanda de las distribuidoras en el Mercado Mayorista es menor o igual a su demanda total, dado que parte de la misma puede ser satisfecha por generación distribuida (inyección de generadores minoristas).

- <sup>215.</sup> En consecuencia, se excluyó a los generadores minoristas del mercado relevante de generación. En este punto es pertinente indicar que incluso su inclusión no alteraría de forma significativa el mercado eléctrico, por ejemplo, en el año 2015 los mayoristas realizaron una inyección de 5,522.6 GWh, mientras que los generadores minoristas inyectaron 119.1 GWh, lo cual representa el 2.2% de la inyección mayorista y el 1.9% de la demanda total a nivel nacional (6,312.4 GWh).
- <sup>216.</sup> 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 oferentes del Mercado Mayorista.
- <sup>217.</sup> Debe considerarse que la oferta mayorista no está integrada únicamente por generadores nacionales y, en consecuencia, debe tenerse en cuenta la incidencia de las importaciones desde el MER. Para ello se requiere un análisis de la incidencia de las mismas y de la capacidad de la interconexión para verificar si los generadores de otros países compiten directamente con los nacionales.
- <sup>218.</sup> Otro punto a considerar en la definición del mercado relevante es la discusión sobre si corresponde separar en dos mercados relevantes diferentes al MRS y al mercado de contratos. El hecho que sean los mismos agentes quienes participan en ambos, tanto en la oferta como en la demanda, y que el producto que se comercializa también es el mismo, no implicaría o correspondería separar en dos mercados relevantes al MRS y el mercado de contratos. Además, hay que tener en cuenta que en El Salvador los contratos son financieros (no afectan el orden de mérito del despacho) y por lo tanto una potencial manipulación de los precios sería observable en el MRS.
- <sup>219.</sup> Relacionados con la seguridad y calidad del suministro, los generadores proveen además de la electricidad un conjunto de servicios auxiliares, para los cuales si bien existe en algunos casos (como el de la reserva fría por confiabilidad) una remuneración separada, esto no configura normalmente un mercado en sí mismo. Por ejemplo, en El Salvador no hay mercado de potencia ya que el pago por la potencia puesta a disposición está regulado.
- <sup>220.</sup> Con base en las consideraciones precedentes, se podrían identificar los siguientes mercados de producto relevantes: generación mayorista de energía eléctrica en horas pico, valle y resto, diferenciando por estación. Los mercados relevantes diarios se justifican por la variabilidad de la demanda y los distintos tipos de tecnología de generación que operan para satisfacerla, pudiendo cambiar los generadores que compiten entre sí a lo largo del día.
- <sup>221.</sup> Con respecto a considerar a la capacidad disponible como un mercado relevante, es preciso aclarar que, en este estudio, será valorada como una variable de tipo estructural en el análisis de concentración, empleándose para evaluar, por ejemplo, la entrada de competidores al mercado o realizar comparaciones entre distintos sistemas. Si bien este análisis se puede omitir, se presenta a efectos de ilustrar las características de la oferta disponible en El Salvador.
- <sup>222.</sup> La dimensión geográfica debe considerarse nacional (más los intercambios con otros países), es decir, en la totalidad del territorio salvadoreño, puesto que los generadores están conectados a un sistema de transmisión no fragmentado en el territorio, debido a que, no existe actualmente congestión en esa red que aisle sistemáticamente zonas o regiones que queden sujetas a la

generación local. Esos factores permiten que las condiciones de competencia sean homogéneas a lo largo del territorio nacional, y por tanto no dan lugar a definir mercados geográficos de generación sub-nacionales.

<sup>223</sup>. Con base en los elementos expuestos es posible definir seis mercados relevantes de generación de energía eléctrica, todos con alcance geográfico nacional:

- a) Horas pico para la estación seca;
- b) Horas valle para la estación seca;
- c) Horas resto para la estación seca;
- d) Horas pico para la estación húmeda;
- e) Horas valle para la estación húmeda;
- f) Horas resto para la estación húmeda.

## VI. Evaluación de la estructura del mercado

<sup>224</sup>. En la evaluación de la estructura del mercado se utilizan diversas herramientas, como son los indicadores de concentración. Además, se estudiarán los efectos de la integración vertical de los participantes en la generación y la existencia de barreras a la entrada.

### A. Concentración económica de los mercados

<sup>225</sup>. En el marco del análisis de competencia, la medición del grado de concentración en los mercados relevantes se realiza mediante el cálculo del Índice de *Herfindahl-Hirschmann* (HHI). Debe tenerse presente que esa medición de la concentración de mercado es apenas el primer paso del análisis de competencia y que es insuficiente para establecer la existencia de poder de mercado o su ejercicio, para cualquier tipo de bienes y mucho más aún para en el caso de la electricidad.

<sup>226</sup>. Para el caso de la electricidad, la medición de la concentración del mercado con base en 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, el análisis clásico de concentración de los mercados relevantes es ineludible complementarlo con otras mediciones que permitan capturar de una forma más depurada tanto la estructura como la dinámica de los mercados relevantes.

<sup>227</sup>. Hecha la salvedad precedente, la estimación del HHI puede ser de utilidad inicial para tener un panorama general de la concentración general de la capacidad de generación, así como también, una vez determinados los tres mercados relevantes diarios (punta, valle y resto de la demanda), para lograr una primera aproximación de las condiciones de competencia en cada uno de esos segmentos diarios.

<sup>228</sup>. El cálculo de las participaciones de mercado y de los HHI con respecto a los mercados adecuadamente definidos tiene la ventaja de ser de fácil comprensión y procesarse 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 (Newbery, 2004; Borenstein, Bushnell y Knittel, 1999).

<sup>229</sup>. A continuación, se presentan las mediciones del grado de concentración en los mercados relevantes definidos. Para ello, se calcularon las cuotas de mercado de los participantes y los HHI que corresponden.

<sup>230</sup>. Como primera aproximación a la concentración de la generación eléctrica se realiza el cálculo de los HHI considerando como variables a la capacidad instalada y la inyección anual (volumen de producción). Nótese que no necesariamente las participaciones de los operadores en la generación (inyección al sistema nacional de transmisión) van a coincidir con las participaciones

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

- <sup>231</sup>. Por otra parte, debe tenerse presente que, conforme a la definición de los mercados relevantes, coexisten mercados de generación según el horario que corresponde a las horas: punta, valle y resto. Además, deben estudiarse por separadas las estaciones secas y húmedas.

### 1. Metodología de cálculo del Índice de Herfindahl-Hirschmann

- <sup>232</sup>. El HHI mide el grado de concentración del mercado, perfeccionando la información aportada por las cuotas de mercado de cada oferente. Se calcula como la sumatoria de los cuadrados de las cuotas de mercado:

$$HHI = \sum s_i^2, \text{ donde } s_i \text{ es la cuota porcentual de mercado}$$

- <sup>233</sup>. El HHI da valores entre cero y diez mil puntos (10,000 indica el caso de monopolio). Su utilización se justifica por su relación directa con el Índice de Lerner agregado que existe en un modelo de competencia en cantidades (Cournot). De la condición de primer orden para la maximización de beneficios de cada firma  $i$  se obtiene<sup>36</sup>:

$$L_i = (p - c_i) / p = s_i / \epsilon,$$

- <sup>234</sup>. Donde,  $L_i$  denota el Índice de Lerner para la firma  $i$ . De la agregación para toda la industria tenemos el Índice de Lerner para la industria ( $L$ ):

$$L = \sum s_i L_i \quad y = \sum s_i (s_i / \epsilon) = HHI / \epsilon$$

- <sup>235</sup>. De la ecuación anterior se observa que el desempeño de la industria (medido por el Índice de Lerner) depende de la estructura de mercado (medida por el índice de concentración de la oferta y la elasticidad de la demanda) asumiendo que el comportamiento corresponde a la competencia a la Cournot<sup>37</sup>.

- <sup>236</sup>. Según los lineamientos de las agencias antimonopolios norteamericanas (la Federal Trade Commission –FTC- y la Antitrust Division del Department of Justice -DOJ-) los valores de HHI que se toman en cuenta como referencia para calificar el grado de concentración cambiaron en el año 2010. Hasta agosto de 2010 se consideraba que un mercado presentaba un bajo nivel de

<sup>36</sup> Cada firma  $i$  maximiza beneficios ( $\pi$ ), definidos por:  $\pi_i = \text{Ingreso total} - \text{Costo total} = P(Q)q_i - C(q_i)$ . Las empresas eligen las cantidades  $q_i$  que producen al precio de mercado ( $P$ ), maximizando la función anterior, de acuerdo con la siguiente condición de primer orden:  $P' q_i + P - C' = 0$ . Dado que en los mercados no competitivos el precio no es una constante, sino que está asociado a las cantidades comercializadas en el mercado ( $Q$ ), la relación entre precios y cantidades es inversa, entonces reacomodando la expresión anterior y multiplicando y dividiendo por  $Q$  el lado derecho, se obtiene:  $P - C' = Q P' q_i / Q = s_i P' Q$ . Si dividimos los dos términos por  $P$ , obtenemos el índice de Lerner:  $L_i = (P - C') / P = s_i / \xi$ . Siendo  $\xi$  la elasticidad precio de la demanda.

<sup>37</sup> La derivación completa del modelo, y su generalización, explicitando una variable que representa la conjetura sobre el comportamiento (Cournot, Monopolio, Competencia, etc.) puede ser consultada en Cowling y Waterson (1976).

concentración si el HHI era inferior a 1,000, moderadamente concentrado si se encontraba entre 1,000 y 1,800 y altamente concentrado si el índice superaba los 1,800 puntos<sup>38</sup>. Los criterios actuales toman como referencia valores de 1,500 y 2,500 puntos en lugar de 1,000 y 1,800. Este cambio implica que algunos mercados que previamente se consideraban concentrados, en la actualidad se consideran moderadamente concentrados<sup>39</sup>.

## 2. Concentración en términos de capacidad

<sup>237</sup>. En la tabla VI-1 se presenta la evolución de las participaciones de mercado en la capacidad instalada de las empresas generadoras. Como se puede notar, las cuotas de mercado no presentaron una variación importante en el período analizado, salvo entre el año 2012 y 2013 con la entrada de Termopuerto y la salida de Holcim.

<sup>238</sup>. En cuanto al índice HHI, sus valores muestran que la concentración en capacidad instalada es intermedia, aunque se reduce paulatinamente con la ampliación de la capacidad en el sistema.

**Tabla VI-1. Participaciones de mercado en capacidad instalada y HHI**  
**Porcentajes. 2010-2015**

<b>Agente Económico</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
CEL	34.13%	34.03%	33.69%	32.14%	32.14%	31.48%
Duke Energy	24.92%	24.85%	24.60%	23.46%	23.46%	22.98%
LaGeo	14.63%	14.58%	14.44%	13.77%	13.77%	13.49%
Nejapa	10.43%	10.40%	10.30%	9.82%	9.82%	9.62%
Inversiones Energéticas	7.30%	7.28%	7.20%	6.87%	6.87%	6.73%
Termopuerto	0.00%	0.00%	0.00%	4.96%	4.96%	4.86%
CASSA	2.15%	2.43%	2.26%	2.16%	2.16%	4.16%
Textufile	2.85%	2.85%	2.82%	2.69%	2.69%	2.63%
Ingenio El Ángel	1.00%	1.00%	1.41%	1.68%	1.68%	1.65%
Energía Borealis	0.97%	0.97%	0.96%	0.92%	0.92%	0.90%
Generadora Eléctrica Central	0.82%	0.81%	0.81%	0.77%	0.77%	0.75%
Hilcasa Energy	0.49%	0.49%	0.48%	0.46%	0.46%	0.45%
Ingenio La Cabaña	0.32%	0.32%	0.32%	0.30%	0.30%	0.30%
Holcim El Salvador	0.00%	0.00%	0.71%	0.00%	0.00%	0.00%
<b>Capacidad Instalada (MW)</b>	<b>1,397.7</b>	<b>1,401.7</b>	<b>1,415.7</b>	<b>1,484.3</b>	<b>1,484.3</b>	<b>1,515.3</b>
<b>HHI</b>	<b>2,177</b>	<b>2,166</b>	<b>2,124</b>	<b>1,958</b>	<b>1,958</b>	<b>1,891</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>239</sup>. El análisis previo puede ser complementado con un estudio de las participaciones de mercado en la capacidad disponible. Al estudiar la disponibilidad es conveniente distinguir entre la estación seca y la húmeda, ya que esta cuestión climatológica puede alterar la producción de las empresas.

<sup>240</sup>. En la tabla VI-2 se presentan las cuotas de mercado y los HHI<sup>40</sup> respectivos, indicando que las estaciones no impactan de forma significativa en la disponibilidad de las empresas, y por ende la concentración en el mercado no muestra diferencias significativas entre cada estación.

<sup>38</sup> <http://www.justice.gov/atr/public/testimony/hhi.htm>

<sup>39</sup> <http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/hmg-2010.html>

<sup>40</sup> No se incluyen a los generadores que utilizan tecnología de biomasa por falta de datos al respecto.

<sup>241</sup>. Si se analiza la evolución anual de la concentración acorde a la disponibilidad, en ambas estaciones se destaca su reducción en comparación al 2012, desde una elevada concentración (supera los 2,500 puntos) hasta situarse en niveles intermedios en los años siguientes.

**Tabla VI-2. Participaciones de mercado en capacidad disponible y HHI  
Porcentajes. 2012-2015**

Agente Económico	2012		2013		2014		2015	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
CEL	42.41%	41.89%	41.58%	40.35%	36.34%	36.39%	38.99%	38.75%
Duke Energy	16.85%	17.03%	15.96%	18.47%	20.60%	19.60%	18.31%	19.79%
LaGeo	15.19%	15.52%	15.16%	15.00%	14.36%	15.33%	13.59%	14.60%
Nejapa	12.30%	12.27%	11.13%	11.90%	11.33%	9.94%	11.54%	9.95%
Inversiones Energéticas	7.90%	7.77%	7.68%	7.58%	7.34%	7.76%	7.25%	7.31%
Termopuerto	0.00%	0.00%	3.90%	1.98%	5.20%	5.83%	5.50%	5.88%
Textufil	3.06%	3.15%	3.04%	2.97%	2.91%	3.22%	2.79%	2.32%
Energía Borealis	1.08%	1.09%	0.56%	0.56%	0.72%	0.77%	0.87%	0.75%
Generadora Eléctrica Central	0.64%	0.70%	0.50%	0.84%	0.66%	0.77%	0.79%	0.48%
Hilcasa Energy	0.57%	0.58%	0.47%	0.36%	0.53%	0.38%	0.37%	0.16%
<b>Capacidad Disponible (MW)</b>	<b>1,094.7</b>	<b>1,083.4</b>	<b>1,110.0</b>	<b>1,121.4</b>	<b>1,182.9</b>	<b>1,103.1</b>	<b>1,196.9</b>	<b>1,140.3</b>
<b>HHI</b>	<b>2,538</b>	<b>2,509</b>	<b>2,422</b>	<b>2,407</b>	<b>2,170</b>	<b>2,148</b>	<b>2,266</b>	<b>2,300</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>242</sup>. Tanto en capacidad instalada como en la disponible, CEL es la empresa con una mayor participación de mercado, seguida por Duke Energy y LaGeo. Estas participaciones en capacidad no son necesariamente similares a las de inyección, las que si son afectadas de forma significativa por la estación, por lo que en el siguiente apartado se procederá a estudiar la producción de las empresas.

<sup>243</sup>. Cabe destacar que CEL, LaGeo e Inversiones Energéticas (INE) pertenecen al grupo CEL. Si se toman las participaciones de esas empresas en conjunto, la concentración en capacidad instalada y disponible se incrementa considerablemente. En las dos siguientes tablas se muestran las participaciones y el HHI bajo análisis considerando al grupo CEL.

<sup>244</sup>. En la tabla VI-3 se muestran las participaciones en capacidad instalada por grupo, CEL explica más de la mitad de la capacidad instalada en El Salvador. En el período analizado, 2010-2015, la capacidad instalada total se incrementó, no así la del grupo CEL, lo cual implicó la disminución en sus cuotas. Al analizar la capacidad disponible (tabla VI-4) se observa que el grupo CEL tiene participaciones entre 58% y 66%, debido a esto, el mercado se sitúa en niveles de alta concentración.

**Tabla VI-3. Participaciones de mercado en capacidad instalada y HHI por grupo  
Porcentajes. 2010-2015**

<b>Grupo</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>
Grupo CEL	56.05%	55.89%	55.34%	52.78%	52.78%	51.70%
Duke Energy	24.92%	24.85%	24.60%	23.46%	23.46%	22.98%
Nejapa	10.43%	10.40%	10.30%	9.82%	9.82%	9.62%
Termopuerto	0.00%	0.00%	0.00%	4.96%	4.96%	4.86%
CASSA	2.15%	2.43%	2.26%	2.16%	2.16%	4.16%
Textufile	2.85%	2.85%	2.82%	2.69%	2.69%	2.63%
Ingenio El Ángel	1.00%	1.00%	1.41%	1.68%	1.68%	1.65%
Energía Borealis	0.97%	0.97%	0.96%	0.92%	0.92%	0.90%
Generadora Eléctrica Central	0.82%	0.81%	0.81%	0.77%	0.77%	0.75%
Hilcasa Energy	0.49%	0.49%	0.48%	0.46%	0.46%	0.45%
Ingenio La Cabaña	0.32%	0.32%	0.32%	0.30%	0.30%	0.30%
Holcim El Salvador	0.00%	0.00%	0.71%	0.00%	0.00%	0.00%
<b>HHI</b>	<b>3,887</b>	<b>3,866</b>	<b>3,791</b>	<b>3,474</b>	<b>3,474</b>	<b>3,346</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla VI-4. Participaciones de mercado en capacidad disponible y HHI por grupo  
Porcentajes. 2012-2015**

<b>Agente Económico</b>	<b>2012</b>		<b>2013</b>		<b>2014</b>		<b>2015</b>	
	<b>Seca</b>	<b>Húmeda</b>	<b>Seca</b>	<b>Húmeda</b>	<b>Seca</b>	<b>Húmeda</b>	<b>Seca</b>	<b>Húmeda</b>
Grupo CEL	65.50%	65.18%	64.42%	62.93%	58.04%	59.49%	59.83%	60.66%
Duke Energy	16.85%	17.03%	15.96%	18.47%	20.60%	19.60%	18.31%	19.79%
Nejapa	12.30%	12.27%	11.15%	11.89%	11.34%	9.94%	11.54%	9.96%
Termopuerto	0.00%	0.00%	3.90%	1.98%	5.20%	5.83%	5.50%	5.88%
Textufile	3.06%	3.15%	3.04%	2.97%	2.91%	3.22%	2.79%	2.32%
Energía Borealis	1.08%	1.09%	0.56%	0.56%	0.72%	0.77%	0.87%	0.75%
Generadora Eléctrica Central	0.64%	0.70%	0.50%	0.84%	0.66%	0.77%	0.79%	0.48%
Hilcasa Energy	0.57%	0.58%	0.47%	0.36%	0.53%	0.38%	0.37%	0.16%
<b>HHI</b>	<b>4,736</b>	<b>4,701</b>	<b>4,554</b>	<b>4,456</b>	<b>3,958</b>	<b>4,068</b>	<b>4,087</b>	<b>4,212</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

### 3. Concentración de la inyección

- <sup>245</sup>. Al proceder con el análisis de la inyección por estación (tabla VI-5), se advierte que estas impactan fuertemente sobre la generación de las empresas, debido a que CEL incrementa de forma significativa su producción durante la estación húmeda. Además, los ingenios inyectan gran parte de su generación eléctrica anual durante la estación seca.
- <sup>246</sup>. Durante la estación seca y húmeda, la empresa que presenta una mayor participación de mercado es CEL, seguida por LaGeo y Duke Energy, lo cual difiere con los agentes de mayor capacidad instalada y disponible. A pesar de que el ranking en participaciones se mantiene a lo largo de los años<sup>41</sup>, sus valores son muy distintos entre cada estación. Estos dos puntos muestran que las participaciones en capacidad no necesariamente son similares a las observadas en la producción.

<sup>41</sup> La única excepción fue la estación húmeda de 2015, en la cual CEL no sólo no posee la mayor participación (fue superada por LaGeo), sino que tuvo una menor participación en comparación a la que tenía en la estación seca de ese mismo año.

- <sup>247.</sup> Al analizar la concentración del mercado, esta presenta niveles evidentemente menores durante la estación seca. Este resultado se explica por el menor nivel de producción de CEL durante esta estación, lo cual origina la necesidad de que otros productores abastezcan a la demanda. Por el contrario, la mayor producción de CEL en la estación húmeda (llegando a una participación de mercado del 43.4% en el año 2011, en comparación a su participación del 26.2% en la estación seca de ese mismo año) genera el aumento en la concentración del mercado.
- <sup>248.</sup> Los niveles de concentración se ubicaron en valores intermedios, salvo en la estación húmeda del 2011, en donde fue elevada. La evolución del HHI de las estaciones secas indica que la concentración no se modificó en gran medida, el menor HHI fue en el 2014 con 1,773 puntos, y el mayor fue en el 2015 con 1,894 puntos. En cuanto a la estación húmeda, la concentración se redujo año a año, empezando con un nivel elevado en el 2011 y manteniéndose en niveles intermedios desde el 2012.
- <sup>249.</sup> Cabe destacar que el año 2015 fue atípico debido a la escasa inyección de CEL en la estación húmeda, lo cual generó que la concentración del mercado se redujera, ya que la parte de la demanda fue abastecida en mayor medida por empresas competidoras (principalmente térmicas), que incrementaron sus cuotas de mercado.
- <sup>250.</sup> Lo anterior demuestra que la poca disponibilidad de agua en una estación húmeda genera que disminuyan los niveles de inyección de las plantas hidroeléctricas, posibilitando que marginen otras máquinas que bajo una situación normal no lo harían, por ejemplo, las de Duke Energy en 2015, que superó el 18% de participación.

**Tabla VI-5. Participaciones de mercado en inyección nacional y HHI**  
**Porcentajes. 2011-2015**

Agente Económico	2011		2012		2013		2014		2015	
	Seca	Húmeda								
LaGeo	25.6%	24.4%	25.3%	23.2%	25.4%	24.2%	25.7%	24.2%	26.7%	25.2%
CEL	26.2%	43.4%	25.4%	37.4%	26.3%	35.1%	26.0%	33.0%	28.4%	20.5%
Duke Energy	14.8%	11.6%	16.6%	13.4%	14.9%	13.0%	14.0%	13.8%	12.2%	18.5%
Inversiones										
Energéticas	12.1%	8.7%	11.9%	10.8%	10.7%	9.4%	10.3%	9.1%	7.7%	10.1%
Nejapa	8.5%	6.8%	9.1%	10.1%	8.8%	6.9%	5.5%	7.5%	5.9%	10.0%
Termopuerto	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.6%	6.8%	8.5%	7.9%	8.7%	9.1%
Textuflil	3.9%	2.8%	4.1%	3.6%	3.3%	3.1%	2.8%	3.1%	0.6%	3.0%
CASSA	3.9%	0.1%	4.7%	0.5%	3.9%	0.9%	3.8%	1.0%	6.7%	2.8%
Generadora										
Eléctrica Central	1.0%	0.6%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.0%	0.5%
Energía Borealis	0.7%	0.6%	0.1%	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%
Hilcasa Energy	0.6%	0.4%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
Holcim El Salvador	0.7%	0.7%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Ingenio El Ángel	1.4%	0.0%	1.9%	0.0%	2.5%	0.0%	2.8%	0.0%	2.6%	0.0%
Ingenio La Cabaña	0.6%	0.0%	0.6%	0.0%	0.4%	0.2%	0.5%	0.2%	0.4%	0.0%
<b>Inyección Total</b>	<b>2,785</b>	<b>2,943</b>	<b>2,878</b>	<b>2,975</b>	<b>2,891</b>	<b>2,921</b>	<b>2,831</b>	<b>2,962</b>	<b>2,725</b>	<b>2,797</b>
<b>HHI</b>	<b>1,811</b>	<b>2,745</b>	<b>1,825</b>	<b>2,347</b>	<b>1,795</b>	<b>2,183</b>	<b>1,773</b>	<b>2,072</b>	<b>1,894</b>	<b>1,699</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>251.</sup> Al realizar el mismo análisis por grupo, es notorio que las participaciones del grupo CEL fueron muy elevadas, representando más del 60% de la electricidad inyectada (la única excepción fue la estación húmeda de 2015, la cual fue la única en la que el grupo CEL tuvo una participación

menor que en una estación seca). Como resultado, el mercado se encuentra altamente concentrado, con valores de HHI desde los 3,600 hasta uno que supera los 6,000 puntos (tabla VI-6).

**Tabla VI-6. Participaciones de mercado en inyección nacional y HHI por grupo  
Porcentajes. 2011-2015**

Grupo	2011		2012		2013		2014		2015	
	Seca	Húmeda								
Grupo CEL	63.8%	76.5%	62.6%	71.4%	62.4%	68.8%	62.0%	66.2%	62.8%	55.8%
Duke Energy	14.8%	11.6%	16.6%	13.4%	14.9%	13.0%	14.0%	13.8%	12.2%	18.5%
Nejapa	8.5%	6.8%	9.1%	10.1%	8.8%	6.9%	5.5%	7.5%	5.9%	10.0%
Termopuerto	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.6%	6.8%	8.5%	7.9%	8.7%	9.1%
Textafil	3.9%	2.8%	4.1%	3.6%	3.3%	3.1%	2.8%	3.1%	0.6%	3.0%
CASSA	3.9%	0.1%	4.7%	0.5%	3.9%	0.9%	3.8%	1.0%	6.7%	2.8%
Generadora Eléctrica										
Central	1.0%	0.6%	0.1%	0.2%	0.1%	0.1%	0.1%	0.2%	0.0%	0.5%
Energía Borealis	0.7%	0.6%	0.1%	0.2%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.2%
Ingenio La Cabaña	0.6%	0.0%	0.6%	0.0%	0.4%	0.2%	0.5%	0.2%	0.4%	0.0%
Hilcasa Energy	0.6%	0.4%	0.2%	0.2%	0.1%	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%
Ingenio El Ángel	1.4%	0.0%	1.9%	0.0%	2.5%	0.0%	2.8%	0.0%	2.6%	0.0%
Holcim El Salvador	0.7%	0.7%	0.2%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
<b>HHI</b>	<b>4,401</b>	<b>6,039</b>	<b>4,312</b>	<b>5,389</b>	<b>4,236</b>	<b>5,004</b>	<b>4,178</b>	<b>4,702</b>	<b>4,262</b>	<b>3,652</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>252.</sup> Este análisis de la concentración en la inyección se complementa con el índice HHI con frecuencia horaria, el cual mide la concentración del mercado en cada hora del año. Este análisis alternativo ayuda a verificar como se fue reduciendo la concentración, aunque siempre se situó en niveles altos.
- <sup>253.</sup> En la tabla VI-7 se presenta una contabilización de los HHI horarios, calculados para el período comprendido entre agosto de 2011 y junio de 2016, distinguiendo el porcentaje de horas que corresponde a cada estación y su grado de concentración. La cantidad de observaciones de HHI que muestran un grado de concentración intermedio (de 1,500 a 2,500 puntos) fue reduciéndose año a año. La tabla muestra una gran cantidad de horas con un elevado nivel de concentración en el año 2011, pero se debe tener en cuenta que los indicadores fueron calculados a partir de agosto, por lo que estos resultados no son representativos de todo el año.
- <sup>254.</sup> En el 2012, el 24.7% de las horas presentaron un alto nivel de concentración, mientras que un 75.1% tuvo una concentración intermedia, el restante 0.2% corresponde a un nivel bajo de concentración. En los años siguientes, una mayor cantidad de horas presentan concentraciones bajas (2.6% en 2013 y 18.2% en el año 2015), mientras que crece la cantidad de horas con concentraciones intermedias; y en el 2014 y 2015 hubo una reducción en la cantidad de horas con HHI intermedio con respecto al 2013. Los resultados anteriores son consistentes con los de la tabla VI-5, que muestra que el nivel de concentración del mercado fue reduciéndose en el período de tiempo analizado.
- <sup>255.</sup> En la tabla VI-7 también se puede corroborar que la estación húmeda presenta un mayor nivel de concentración, ya que el porcentaje de horas con una concentración elevada es mayor en esta estación en comparación con la seca. Por ejemplo, en 2012, el 1.7% de las horas de la estación seca tuvieron una concentración elevada, mientras que en la húmeda, este porcentaje fue del 23.0%.

**Tabla VI-7. Observaciones de HHI horarios por estación y grado de concentración  
Porcentajes. 2011-2016**

Año	Estación	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Seca	0.0%	29.8%	6.8%	36.6%
	Húmeda	0.0%	3.9%	59.5%	63.4%
	<b>Total</b>	<b>0.0%</b>	<b>33.7%</b>	<b>66.3%</b>	<b>100.0%</b>
2012	Seca	0.2%	48.4%	1.7%	50.3%
	Húmeda	0.0%	26.7%	23.0%	49.7%
	<b>Total</b>	<b>0.2%</b>	<b>75.1%</b>	<b>24.7%</b>	<b>100.0%</b>
2013	Seca	1.6%	45.7%	2.9%	50.2%
	Húmeda	1.0%	30.4%	18.4%	49.8%
	<b>Total</b>	<b>2.6%</b>	<b>76.1%</b>	<b>21.3%</b>	<b>100.0%</b>
2014	Seca	5.3%	39.1%	5.7%	50.1%
	Húmeda	3.2%	30.1%	16.6%	49.9%
	<b>Total</b>	<b>8.5%</b>	<b>69.3%</b>	<b>22.3%</b>	<b>100.0%</b>
2015	Seca	5.1%	40.0%	5.1%	50.2%
	Húmeda	13.1%	29.4%	7.3%	49.8%
	<b>Total</b>	<b>18.2%</b>	<b>69.4%</b>	<b>12.4%</b>	<b>100.0%</b>
2016	Seca	11.6%	58.0%	0.7%	70.3%
	Húmeda	1.1%	27.3%	1.2%	29.7%
	<b>Total</b>	<b>12.7%</b>	<b>85.3%</b>	<b>1.9%</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>256</sup> Por último, al analizar la situación tomando el grupo CEL como una sola empresa (tabla VI-8) se observa claramente el elevado nivel de concentración, lo cual era esperable de acuerdo a los resultados obtenidos previamente. El año con la menor cantidad de horas con una elevada concentración fue el 2015, en donde el 15.1% de las horas tuvieron un nivel intermedio. También es importante destacar el hecho de que ninguna hora presentó un nivel bajo de concentración.

**Tabla VI-8  
Observaciones de HHI horarios por estación y grado de concentración por Grupo  
Porcentajes. 2011-2016**

Año	Estación	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Seca	0.0%	0.0%	36.6%	36.6%
	Húmeda	0.0%	0.0%	63.4%	63.4%
	<b>Total</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>
2012	Seca	0.0%	0.0%	50.3%	50.3%
	Húmeda	0.0%	0.0%	49.7%	49.7%
	<b>Total</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>
2013	Seca	0.0%	0.0%	50.1%	50.1%
	Húmeda	0.0%	0.0%	49.9%	49.9%
	<b>Total</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.1%</b>	<b>99.9%</b>	<b>100.0%</b>
2014	Seca	0.0%	1.0%	49.1%	50.1%
	Húmeda	0.0%	0.4%	49.5%	49.9%
	<b>Total</b>	<b>0.0%</b>	<b>1.4%</b>	<b>98.6%</b>	<b>100.0%</b>
2015	Seca	0.0%	2.8%	47.3%	50.1%
	Húmeda	0.0%	12.3%	37.6%	49.9%
	<b>Total</b>	<b>0.0%</b>	<b>15.1%</b>	<b>84.9%</b>	<b>100.0%</b>
2016	Seca	0.0%	6.8%	63.6%	70.3%
	Húmeda	0.0%	0.8%	28.9%	29.7%
	<b>Total</b>	<b>0.0%</b>	<b>7.6%</b>	<b>92.4%</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

#### 4. Concentración en la inyección con respecto al tipo de demanda horaria

<sup>257.</sup> En esta sección se verificará como varían los indicadores de concentración de mercado y sus causales, de acuerdo al tipo de demanda que se satisfaga. La demanda se desagrega según las franjas horarias determinadas en los mercados relevantes, en tres tipos<sup>42</sup>:

- **Pico:** Es el período de máxima demanda diaria, que fue tomada en los horarios de las 18:00 hasta las 22:59 horas.
- **Valle:** Es el período con la mínima demanda diaria, desde las 23:00 hasta las 4:59 horas.
- **Resto:** Es el período con demandas promedio, que son el resto de las horas que no son tomadas por demandas pico o por demandas valle. Se sitúa entre las 5:00 a las 17:59 horas.

<sup>258.</sup> En la tabla VI-9 se presenta el HHI promedio para los horarios desagregados según su demanda, para el período comprendido entre agosto de 2011 y junio de 2016. Se calculó el HHI para cada hora del año y luego sus promedios según las franjas horarias para cada estación.

<sup>259.</sup> El motivo por el que se desagrega la demanda según su horario es por el hecho de que esta no es uniforme dentro del día, distinguiéndose horas en las que esta variable es más elevada. Esto impacta sobre la concentración del mercado debido a que las máquinas no generan electricidad durante todo el tiempo del día y del año, ello depende básicamente del nivel de la demanda, entre otros factores.

<sup>260.</sup> En los horarios valle, al ser el nivel de la demanda menor, menos empresas inyectan energía al sistema y por ende la participación de mercado de los generadores que si inyectan va a ser mayor. Este punto es ilustrado con la tabla, pudiéndose ver que la concentración en el horario valle tiende a ser la mayor, independientemente del año y la estación.

<sup>261.</sup> El grado de concentración casi siempre fue mayor en la estación húmeda. En cuanto a su evolución, sus niveles se fueron reduciendo todos los años, iniciando con valores elevados y luego alcanzaron niveles intermedios. En el caso de la estación seca, la concentración presentó una evolución más estable y siempre se ubicó, en promedio, en niveles intermedios.

**Tabla VI-9. HHI promedio por estación y horario  
2011-2016**

Año	Estación Seca			Estación Húmeda		
	Valle	Resto	Punta	Valle	Resto	Punta
2011	2227	2247	2343	5046	3814	3840
2012	2065	1957	1942	2984	2657	2552
2013	1979	1841	1915	2673	2385	2470
2014	2115	1773	1988	2747	2255	2352
2015	2094	1835	2075	2392	1831	1813
2016	1862	1639	1783	2000	1759	1887

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>42</sup> La división horaria de la demanda corresponde a la establecida en el ROBCP.

<sup>262.</sup> Para complementar la tabla anterior se exhiben los desvíos estándares (tabla VI-10). La estación húmeda presenta una mayor volatilidad con respecto a la seca, mientras que los horarios valle en general son más volátiles que los restantes.

**Tabla VI-10. Desviación estándar de HHI por estación y horario  
2011-2016**

Año	Estación Seca			Estación Húmeda		
	Valle	Resto	Punta	Valle	Resto	Punta
2011	224	270	323	1051	1097	961
2012	226	241	285	1221	869	744
2013	338	266	366	1083	759	777
2014	685	344	445	1087	890	840
2015	485	366	439	808	654	598
2016	239	203	261	299	250	268

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>263.</sup> Como se realizó previamente, este análisis se complementa con la contabilización de los distintos HHI por hora, clasificándolos por el grado de concentración (tabla VI-11). En particular, la tabla muestra la participación de una determinada cantidad de horas con un nivel de concentración específico (bajo, intermedio y elevado), por bloque horario, relacionado con el total de horas del año.

**Tabla VI-11. Observaciones de HHI por horarios y grado de concentración  
2011-2016**

Año	Horarios	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Valle	0.0%	8.4%	16.6%	25.0%
	Resto	0.0%	19.3%	34.9%	54.2%
	Punta	0.0%	6.0%	14.8%	20.8%
2012	Valle	0.0%	18.8%	6.2%	25.0%
	Resto	0.1%	40.5%	13.6%	54.2%
	Punta	0.1%	15.8%	4.9%	20.8%
2013	Valle	0.1%	19.2%	5.8%	25.1%
	Resto	1.9%	41.9%	10.3%	54.1%
	Punta	0.6%	15.0%	5.2%	20.8%
2014	Valle	0.7%	15.9%	8.4%	25.0%
	Resto	6.8%	38.1%	9.3%	54.2%
	Punta	0.9%	15.3%	4.6%	20.8%
2015	Valle	0.4%	19.7%	4.9%	25.0%
	Resto	13.7%	35.8%	4.6%	54.1%
	Punta	4.1%	13.9%	2.9%	20.9%
2016	Valle	0.4%	23.7%	0.9%	25.0%
	Resto	10.4%	43.2%	0.5%	54.1%
	Punta	1.9%	18.4%	0.5%	20.8%

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>264.</sup> La mayor cantidad de horas del año corresponden al horario resto (4,745 horas en un año no bisiesto). En este horario, la mayor cantidad de horas tuvieron un nivel de concentración intermedio (entre 38% y 42% entre 2012 y 2014, reduciéndose al 36% de las horas en 2015), pero se encuentra acompañado con un incremento de la cantidad de horas de baja concentración. Además, si bien la cantidad de horas con concentración baja no es elevada

(aunque en el 2014 y 2015 hubo un fuerte incremento de la cantidad de estas horas), la mayor cantidad de observaciones de este tipo se dio en el horario resto.

- <sup>265</sup>. Para el horario valle, la mayor cantidad de horas también tuvieron un nivel intermedio de concentración. Por último, el horario punta presenta un porcentaje de horas similar al horario resto, en mayor proporción con concentración intermedia entre 2012 y 2015.
- <sup>266</sup>. En la tabla IV-12 se observan los resultados con el grupo CEL como un agente económico, siendo la concentración alta en todos los años, independientemente del horario; por ejemplo, en todas las horas de los años 2011 al 2013, los HHI son superiores al umbral de 2,500 puntos. Esto último implica que las inyecciones realizadas por las centrales térmicas durante los períodos de mayor demanda no son lo suficientemente significativas como para generar una reducción de la concentración, aunque a partir del año 2014, y en mayor medida durante el 2015, se comienza a observar un porcentaje mínimo de horas con niveles intermedios.

**Tabla VI-12. Observaciones de HHI por horario y grado de concentración por Grupo 2011-2016**

Año	Horarios	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Valle	0.0%	0.0%	25.0%	25.0%
	Resto	0.0%	0.0%	54.2%	54.2%
	Punta	0.0%	0.0%	20.8%	20.8%
2012	Valle	0.0%	0.0%	25.0%	25.0%
	Resto	0.0%	0.0%	54.2%	54.2%
	Punta	0.0%	0.0%	20.8%	20.8%
2013	Valle	0.0%	0.0%	25.0%	25.0%
	Resto	0.0%	0.0%	54.2%	54.2%
	Punta	0.0%	0.0%	20.8%	20.8%
2014	Valle	0.0%	0.7%	24.3%	25.0%
	Resto	0.0%	0.5%	53.7%	54.2%
	Punta	0.0%	0.2%	20.6%	20.8%
2015	Valle	0.0%	3.4%	21.6%	25.0%
	Resto	0.0%	9.0%	45.1%	54.2%
	Punta	0.0%	2.6%	18.2%	20.8%
2016	Valle	0.0%	5.6%	19.4%	25.0%
	Resto	0.0%	1.6%	52.6%	54.2%
	Punta	0.0%	0.4%	20.4%	20.8%

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>267</sup>. La tabla VI-13 expone los niveles de HHI a nivel horario. Esto permite identificar si determinadas horas requieren especial atención en términos de niveles relativos de concentración. Es decir, si se observan variaciones de significancia de los índices HHI según cada hora para el período considerado, en este caso el año 2015.
- <sup>268</sup>. Se observa que en las horas valle, el HHI tiende a ser el más elevado y, además, en determinadas horas se supera el nivel crítico, indicando mercados altamente concentrados (promedio superior a los 2,500 puntos). Una explicación de este resultado es que, durante este horario, la demanda es abastecida por la generación base y por ende hay un menor nivel de generación térmica, incrementando el nivel de concentración. Además, en las horas valle, los fines de semana presentan, en promedio, una mayor concentración en comparación a los días hábiles.

**Tabla VI-13. Índice HHI horario promedio por estación y tipo de día 2015**

Hora	Días hábiles		Fin de Semana	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
00:00	2047	2330	2079	2357
01:00	2098	2405	2147	2424
02:00	2128	2444	2196	2495
03:00	2138	2478	2239	2531
04:00	2079	2401	2223	2524
05:00	1939	2217	2134	2489
06:00	1866	2017	2151	2359
07:00	1779	1846	2031	2152
08:00	1722	1713	1955	1963
09:00	1724	1667	1907	1912
10:00	1732	1656	1901	1877
11:00	1742	1666	1895	1867
12:00	1752	1669	1911	1875
13:00	1779	1671	1913	1900
14:00	1808	1679	1901	1920
15:00	1800	1675	1922	1937
16:00	1780	1670	1982	1982
17:00	1744	1702	1969	1968
18:00	2089	1657	2260	1828
19:00	2148	1714	2310	1862
20:00	2114	1721	2279	1856
21:00	1998	1778	2129	1909
22:00	1809	1994	1949	2114
23:00	1929	2175	2055	2329

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>269</sup>. En cuanto a las estaciones, durante la estación húmeda también se visualiza un mayor nivel de concentración. Los horarios punta y resto muestran, en promedio, menores niveles de HHI, ubicándose en un nivel de concentración intermedia. Durante el 2015, año en el que hubo una escasa generación hidroeléctrica en la estación húmeda, la concentración en el horario resto y punta durante esa estación fue menor que en la seca. Al igual que en los horarios valle, los fines de semana presentan un mayor nivel de concentración.
- <sup>270</sup>. En las horas resto se observa variabilidad del índice entre cada hora, notándose la reducción de los niveles de concentración alcanzados durante el horario valle. En el horario punta comienza a incrementarse la concentración, y posteriormente, en la franja de horarios valle resultan los valores de HHI más altos, salvo excepciones, entre 2,000 y 2,500 puntos.
- <sup>271</sup>. Para finalizar con el análisis de concentración, en la siguiente tabla se muestran los HHI promedios a nivel horario tomando en cuenta al grupo CEL como un agente económico. Como era de esperarse, la concentración presenta un comportamiento consistente en niveles elevados.

**Tabla VI-14. Índice HHI horario promedio por estación, tipo de día y por Grupo 2015**

Hora	Días hábiles		Fin de Semana	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
00:00	3156	3379	3116	3497
01:00	3211	3464	3200	3557
02:00	3233	3494	3221	3639
03:00	3257	3521	3271	3645
04:00	3231	3495	3304	3660
05:00	3154	3336	3308	3653
06:00	3119	3144	3356	3564
07:00	3219	3019	3400	3371
08:00	3257	2958	3419	3233
09:00	3316	3017	3417	3231
10:00	3354	3067	3449	3245
11:00	3387	3112	3472	3266
12:00	3390	3086	3496	3241
13:00	3462	3121	3516	3242
14:00	3518	3158	3479	3218
15:00	3515	3123	3507	3197
16:00	3464	2984	3643	3260
17:00	3366	2873	3698	3294
18:00	4268	3197	4706	3639
19:00	4358	3394	4756	3734
20:00	4344	3342	4726	3682
21:00	4182	3179	4484	3551
22:00	3032	3045	3214	3261
23:00	2994	3215	3119	3440

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

#### **B. Efectos de la integración vertical de los participantes en la generación eléctrica**

- <sup>272.</sup> A continuación se analizan los potenciales efectos de la integración vertical sobre la competencia en los mercados relevantes definidos. En el sector eléctrico, los aspectos verticales han sido tratados extensamente, a tal punto que gran parte de las reformas se basan en la comprensión de los mismos, exigiendo separación vertical de actividades y la operación independiente del sistema (Chao, Oren y Wilson, 2007).
- <sup>273.</sup> Cuando un grupo de firmas compiten entre sí en la venta de un bien final con características idénticas, y en el mercado sólo una de ellas tiene la propiedad monopólica de un insumo o infraestructura que es indispensable en la oferta del bien final, surge el problema de cómo preservar la competencia en el mercado del bien final. La “doctrina de *essential facilities* (DFE)” se encarga de analizar los problemas competitivos, y las posibles soluciones, que trae aparejada la existencia de insumos esenciales.
- <sup>274.</sup> La DEF busca prevenir que una firma con un control monopólico sobre un insumo esencial excluya actuales o potenciales competidores o que extienda su monopolio sobre el producto

final. Esta limitación se encuentra justificada en el principio básico de la política antimonopolio, el cual indica que el bienestar del consumidor es incrementado por una vigorosa competencia<sup>43</sup>.

- <sup>275</sup>. No existe un criterio uniforme para determinar la existencia de un insumo esencial. La DEF varía en función de cada régimen legal. Básicamente, se diferencian en cuanto al tipo de insumos o instalaciones que se consideran y a los criterios para determinar su esencialidad o indispensabilidad (OECD, 1996)<sup>44</sup>.
- <sup>276</sup>. Entonces, aun cuando existen variaciones en el significado que se otorga al concepto en distintos países, una de las aplicaciones más generalizadas es la que corresponde a la existencia de dos mercados verticalmente relacionados, con una firma o grupo de firmas que detenta una posición de dominio en uno de ellos y compite, o puede competir, con sus clientes o proveedores en el otro mercado.
- <sup>277</sup>. Asumiendo que condiciones tecnológicas o económicas previenen la competencia en el mercado en el cual se forma el cuello de botella, al menos por algún período de tiempo, se vuelve relevante cómo determinar los términos de uso de la facilidad esencial, a manera de prevenir el impedimento de la competencia en el mercado del bien final.
- <sup>278</sup>. La doctrina de *essential facilities* define las condiciones bajo las cuales la empresa integrada está obligada a ofrecer bienes o servicios en un mercado a sus competidores/proveedores en el otro mercado. Esta obligación adopta la forma de proveer acceso a su infraestructura sobre una base no indebidamente discriminatoria.
- <sup>279</sup>. Los principales aspectos específicos a estudiar para determinar lineamientos para la regulación del acceso a insumos esenciales son los siguientes (OECD, 2010):
- Evaluar la existencia y efectividad de la regulación sectorial;
  - Identificar las variables relevantes sobre las que debería operar la regulación:
    - Determinación del precio o tarifa de acceso al insumo esencial,
    - Modalidades de acceso,
    - Condiciones técnicas,
    - Requerimientos de calidad
  - En muchos casos se trata de una tarea con un alto nivel de especificidad técnica y requerirá pautas de coordinación entre la agencia de competencia y el regulador sectorial, así como el establecimiento de lineamientos generales por parte de la autoridad de competencia.
- <sup>280</sup>. Una de las tareas más complejas en la imposición de medidas remediales implica el imponer precios de acceso al insumo esencial. La adopción de esquemas de regulación de precios es común en sectores regulados<sup>45</sup>; por lo tanto, se requiere un estudio pormenorizado para valorar correctamente la utilización del recurso esencial, ya sea de la autoridad de competencia o del regulador sectorial.

---

<sup>43</sup> Véase Viscusi, Vernon y Harrington (2005) y Lipsky y Sidak (1999).

<sup>44</sup> El estudio de la OECD (1996) identifica tres aproximaciones a la DEF entre sus países miembros: las visiones de Estados Unidos, la Unión Europea y Australia.

<sup>45</sup> Aunque estos casos no tratan solamente firmas de servicio público regulados.

281. La negativa a transar, que ha dado lugar a la DEF, da fundamento a la aplicación del criterio de acceso abierto a los insumos o instalaciones esenciales a un precio razonable.
282. Cuando el propietario de la facilidad esencial es competidor aguas arriba o aguas abajo, tiene el incentivo a restringir el acceso y cargar precios de monopolio por el acceso. La sola posibilidad de tal comportamiento puede ser suficiente para funcionar como una barrera a la entrada o limitar la competencia en los mercados que necesitan el acceso a la facilidad esencial. Cuando el acceso es abierto, también se reducen las chances de conductas anticompetitivas por parte de las firmas que no sean propietarias del insumo esencial. Por otro lado, la determinación del precio de acceso debe tener en cuenta los incentivos a invertir por parte del propietario del insumo esencial.
283. En el sector eléctrico, la solución a este problema ha adoptado diversas formas: por ejemplo, a través de la regulación del precio de acceso (peajes), aplicación del criterio de “acceso abierto” a las redes, imputación independiente de la contabilidad de actividades llevadas a cabo por una misma empresa, imposición de “murallas chinas” entre las actividades de comercialización y distribución, la separación de la propiedad de empresas ubicadas en los diversos segmentos del mercado, entre otras.
284. Mientras el concepto de infraestructura o instalación esencial reviste un carácter general, aplicable a sectores desregulados donde el capital es puramente privado, puede notarse una tendencia creciente a que este tipo de temas surja más comúnmente en sectores donde el propietario (o quién ejerce el control) de la infraestructura en cuestión este sujeto a regulación económica (o es de propiedad estatal o mantiene algún vínculo con el Estado).
285. En el marco de la política antimonopolios, uno de los puntos de mayor controversia respecto de la doctrina citada es la caracterización de lo esencial de determinada instalación o infraestructura. Sin embargo, dicha controversia resulta atemperada cuando se trata de casos en los cuales en alguno de los mercados o etapas del proceso productivo se encuentra una industria de servicios públicos (regulada o estatal). En estos casos el análisis se focaliza en los métodos para regular o garantizar el acceso abierto.
286. La legislación más moderna referida a las industrias de infraestructura reguladas aborda de una u otra manera la cuestión del acceso, evitando la necesidad de las autoridades de competencia de definir o caracterizar cuándo una instalación es esencial para la prestación del servicio.
287. De este modo, las cuestiones remanentes son: la configuración estructural de la industria -grado de integración vertical y condiciones de entrada- y la forma de tratar las posibles conductas restrictivas de la competencia relacionadas con el acceso, tales como la negativa de venta o de acceso, los precios de acceso “monopólicos” o “abusivos”, o la colusión entre el proveedor de acceso y su competidor en el otro mercado.
288. 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.

- <sup>289</sup>. Esa amenaza se encuentra mitigada en los diseños regulatorios al establecerse como operador de la red de transmisión a 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. Este criterio ha sido adoptado por la regulación en El Salvador; además, en las actuales condiciones del sistema de transmisión salvadoreño, donde la congestión no es un problema relevante y el operador es una empresa pública, este comportamiento no sería preocupante.
- <sup>290</sup>. Sin embargo, es importante notar que existen empresas de generación públicas (grupo CEL) y esto podría dar lugar a comportamientos que afecte negativamente la conexión a la red de nueva generación. Si este fuera el caso, dado que la transmisión de electricidad es un servicio regulado, entraría a jugar el rol de abogacía de la competencia de la SC a partir de la denuncia de los agentes que eventualmente se sientan afectados.
- <sup>291</sup>. Respecto de las distribuidoras, existe una presunción de que las posibilidades de hacer *leverage* entre generación y distribución (dos eslabones no contiguos de la cadena) son menores. Por ello, algunos diseños regulatorios son más permisivos respecto de la integración vertical entre generación y distribución, aunque suele mantenerse la obligación de separación contable, elemento mínimo para poder monitorear que las obligaciones establecidas en el segmento regulado se estén respetando. Además, en El Salvador el regulador determina un precio techo en cada una de las licitaciones de contratos de libre competencia. Esto implica que la posibilidad de pasar a tarifa un mayor precio mayorista está limitada y controlada por la regulación.

### C. Evaluación de las barreras a la entrada

- <sup>292</sup>. Uno de los primeros autores en definir el concepto de barreras a la entrada fue Bain (1956). Dicho autor las define como “la capacidad de las firmas incumbentes de subir los precios por encima del mínimo costo medio de producción y distribución... sin inducir a potenciales entrantes a ingresar en la industria”<sup>46</sup>. Esta definición clasifica como barrera a la entrada prácticamente cualquier motivo por el cual los potenciales entrantes no puedan entrar al mercado para competir y bajar los precios.
- <sup>293</sup>. Una segunda definición de barreras a la entrada fue realizada por George Stigler (1968), y difiere sustancialmente de la realizada por Bain. Stigler define una barrera a la entrada como “... un costo de producción... que debe llevarse a cabo por una empresa que busca entrar a una industria pero que no fue llevado a cabo por empresas que ya se encuentran en la industria”<sup>47</sup>. Puede extraerse de esta definición, que para Stigler una barrera a la entrada es una ventaja en costos que tiene la empresa establecida con respecto a los potenciales entrantes en el mercado.
- <sup>294</sup>. Las definiciones brindadas por estos autores plantean cuestiones muy distintas desde un punto de vista empírico. En particular, la definición de Stigler, generalmente implica que las

---

<sup>46</sup> Ver Bain (1956) p. 252.

<sup>47</sup> Ver Stigler (1968) p. 67.

economías de escala no pueden crear barreras a la entrada si las funciones de costos del potencial entrante y de la empresa establecida son idénticas. Sin embargo, desde el punto de vista de Bain, las economías de escala pueden ser fuentes de barreras a la entrada.

<sup>295</sup>. El punto a analizar sobre las barreras a la entrada desde la teoría de Defensa de la Competencia, es cuan rápida y efectiva puede ser esta entrada, de manera que un potencial entrante pueda actuar como una restricción competitiva para las empresas establecidas en el mercado. Si la entrada puede realizarse en un período de tiempo relativamente rápido y puede ser efectiva en el sentido de representar una restricción competitiva de las prácticas de las empresas establecidas, entonces esto disminuye el potencial poder de mercado que pueda tener algún incumbente.

<sup>296</sup>. Las barreras identificadas en este estudio se clasifican de la siguiente forma: (i) legales/regulatorias, (ii) tecnológicas/estructurales y (iii) estratégicas. Las primeras dos son denominadas barreras a la entrada exógenas<sup>48</sup>, mientras que la última es una barrera a la entrada endógena<sup>49</sup>.

## 1. Barreras exógenas

### a) Barreras legales o regulatorias

<sup>297</sup>. Este tipo de barreras, surgen por algún tipo de norma o de medida regulatoria que retrase o reduzca el alcance de la entrada de posibles entrantes al mercado (Buccirosi, 2014).

<sup>298</sup>. Las políticas de los gobiernos suelen ser una de las mayores fuentes de barreras a la entrada y pueden disminuir la entrada al mercado de manera significativa<sup>50</sup>, usualmente se consideran las siguientes categorías:

- **Políticas restrictivas:** pueden afectar la entrada tanto directa como indirectamente. Son directas cuando, por ejemplo, a través de un sistema de licencias, fijan un número máximo de empresas a las que se les permite vender una cierta categoría de productos (v.g. transporte público). Son indirectas, cuando, por ejemplo, el sistema de licencias no limita el número de empresas, pero exige que se cumpla con ciertas condiciones e inversiones de capital que retrasan o reducen el alcance de la entrada de nuevos operadores.
- **Políticas comerciales:** cómo en el caso de medidas anti-dumping, aranceles al comercio internacional y cuotas, que actúan como instrumentos que protegen a los incumbentes nacionales de la competencia del extranjero.

---

<sup>48</sup> La distinción de las barreras a la entrada suele dividirse en tres categorías: legales, naturales y estratégicas. Esta distinción ayuda a mostrar qué barreras pueden ser más influidas por la estrategia de una empresa y cuáles obedecen a condiciones externas (o exógenas) a ella. Tarziján, J y Paredes, R., 2012, "Organización Industrial para la estrategia empresarial". pp. 99. Tercera Edición. Pearson.

<sup>49</sup> Las barreras a la entrada endógenas son generadas por los agentes que participan en el mercado y también se les denomina barreras estratégicas. Buccirosi (2014) las describe como "... aquellos factores que pueden impedir, retrasar o reducir el alcance de la entrada, que son creadas por la empresa incumbente adoptando estrategias específicas y evitables. Ver Buccirosi, P., 2014, "Barriers to Entry", pp. 14

<sup>50</sup> Ver Buccirosi P., Ibíd. (2014), pp. 17.

- **Patentes:** pueden crear barreras a la entrada. El propósito mismo de las patentes es garantizar a sus dueños derechos exclusivos para producir ciertos bienes específicos o utilizar ciertas técnicas como resultado de un proceso innovador.

<sup>299</sup>. En el Mercado Mayorista de El Salvador no existen barreras legales o regulatorias significativas como las descritas en los párrafos anteriores. De cualquier manera, es importante mencionar que el ingreso al MMEE requiere cumplir con normas técnicas y de seguridad de red. Estas normas son habituales en los sistemas eléctricos y no deberían considerarse un obstáculo a la entrada que afecte la competencia, salvo que resulten en restricciones administrativas sustanciales (Fabra y Fabra-Utray, 2010)<sup>51</sup>.

<sup>300</sup>. Adicionalmente, cabe advertir que la regulación sectorial no permite que los agentes económicos tengan influencia a través de participaciones societarias en ETESAL (art. 8 de la Ley General de Electricidad), lo que constituye una separación estructural preventiva que todos los diseños regulatorios comparten, en aras de que no puedan utilizarse las facilidades esenciales de transporte en alta tensión para obtener poder de mercado en los segmentos competitivos del sector.

#### **b) Barreras tecnológicas o estructurales**

<sup>301</sup>. Las barreras estructurales son todos aquellos factores que pueden impedir, reducir o retrasar el alcance de la entrada provenientes de los medios tecnológicos requeridos en la producción y efectivamente venderlos a los consumidores, juntamente con las condiciones existentes y previsibles en el mercado, tanto en el mercado relevante del producto, como en los mercados aguas arriba y aguas abajo.

<sup>302</sup>. El análisis de las condiciones estructurales de entrada requiere investigar todos esos factores. En El Salvador no existen barreras tecnológicas en la etapa de generación de electricidad. En particular no se presentan economías de escala, lo cual es fácilmente comprobable por la presencia de empresas de generación con muy baja capacidad instalada. En cambio, en transmisión, una facilidad esencial, la presencia de economías de escala es un limitante natural a la competencia.

## **2. Barreras endógenas (estratégicas)**

<sup>303</sup>. Siguiendo la descripción realizada por Buccirosi, se distinguen dos tipos de barreras estratégicas, unas que afectan la función de pagos de los rivales, denominadas “elevar los costos de los rivales” o “disminuir la demanda de los rivales”, y, por otro lado, las estrategias denominadas de “producto”, que no cambian la función de pagos de los rivales, pero afectan el nivel de los precios a los cuales los nuevos competidores pueden vender.

<sup>304</sup>. La cuestión principal con las barreras a la entrada estratégicas es si el incumbente ha adoptado una estrategia que pueda reducir la probabilidad de entrada, disminución de su alcance o la respuesta a tiempo de la misma, ya que pone a las nuevas empresas en desventaja debido a que las mismas enfrentan mayores costos.

---

<sup>51</sup> En las entrevistas realizadas como parte del estudio, este aspecto no se percibió como un problema significativo.

- <sup>305.</sup> Se considera que estas estrategias son difíciles de utilizar en el MMEE de El Salvador, ya que forma parte de un sector altamente regulado y monitoreado.
- <sup>306.</sup> La tecnología de generación térmica es pública y accesible y las inversiones necesarias para ingresar no son excesivas, en términos relativos al sector en su conjunto. 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.
- <sup>307.</sup> En resumen, las actividades comprendidas por la generación de energía eléctrica, capacidad instalada y provisión de servicios auxiliares se encuentran abiertas 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.
- <sup>308.</sup> Se advierte que la falta de inversiones en generación en El Salvador no se circunscribe únicamente a un problema del mercado salvadoreño y no debe considerarse como una consecuencia de la existencia de barreras a la entrada.
- <sup>309.</sup> La denominada “adecuación de la generación” es la capacidad del sistema para satisfacer la demanda total en cada momento. La adecuación aumenta la probabilidad que haya suficiente capacidad para satisfacer la demanda, pero no reduce la necesidad de reservas para operar el sistema en tiempo real. Se diferencia de la “seguridad de oferta” que trata de la flexibilidad del sistema para balancear el sistema en condiciones cambiantes.
- <sup>310.</sup> Bajo condiciones ideales, el mercado *spot* proveería resultados eficientes tanto en el corto como en el largo plazo (Schweepe, et al., 1988). Sin embargo, la insuficiente inversión en generación es un problema actual en los sistemas eléctricos. Joskow (2006) y Crampton y Stoft (2006) han mostrado que en presencia de fallas de mercado (que aparecen naturalmente en los mercados eléctricos) los niveles óptimos de inversión en generación no son alcanzables. En este caso, al asumir la imperfección del mercado, se buscan soluciones alternativas a través de mecanismos regulatorios.
- <sup>311.</sup> Ese tipo de políticas están en marcha en El Salvador mediante la utilización de contratos de largo plazo que remuneran nuevos proyectos, al mismo tiempo que amplían el limitado portafolio de generación existente, lo cual ha atraído el ingreso de agentes económicos que producirían con base en energías renovables y combustibles alternativos como el gas natural.
- <sup>312.</sup> Por el lado de la demanda mayorista, en el caso de la 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, para la instalación de este tipo de actividad de servicios se requiere de bajas inversiones.

## VII. Análisis del poder de mercado

- <sup>313.</sup> En el análisis de competencia es habitual que la medición del grado de concentración en los mercados relevantes se lleve a cabo mediante el cálculo del HHI. Sin embargo, esa medición es insuficiente para realizar conclusiones sobre el estado de la competencia en el mercado y la existencia de poder de mercado. Como se mencionó previamente, este último punto es particularmente importante en el caso del mercado de energía eléctrica.
- <sup>314.</sup> En la evaluación del MMEE, la medición de la concentración del mercado con base en las ventas resulta insuficiente. Aunque un agente económico podría 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). Tampoco es suficiente observar únicamente las cuotas de mercado anuales o mensuales, dado que la estructura del mercado puede cambiar sustantivamente a lo largo de un día y en diferentes épocas del año, por la estacionalidad de la demanda.
- <sup>315.</sup> 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.
- <sup>316.</sup> 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 (Twomey et al, 2005).
- <sup>317.</sup> La batería de indicadores y técnicas actualmente disponibles para detectar poder de mercado en el segmento de generación puede clasificarse en tres grandes grupos<sup>52</sup>:
- Análisis e indicadores estructurales
  - Análisis e indicadores de conducta
  - Simulaciones
- <sup>318.</sup> En esta sección se realiza el análisis de poder de mercado mediante indicadores complementarios al HHI. En particular se analiza el Índice de Lerner, las indisponibilidades de las plantas, los generadores pivotaes y el Indicador de Oferta Residual (IOR). Posteriormente se presentan simulaciones sobre la base de los proyectos de entrada de nueva potencia de generación.

---

<sup>52</sup> La Federal Energy Regulatory Commission (FERC, 2004) utiliza dos indicadores para determinar si una empresa posee poder de mercado: (i) Análisis Pivotal ("*Uncommitted pivotal supplier analysis*") y (ii) Análisis de participación de mercado ("*Uncommitted market share analysis*").

## A. Índice de Lerner

- <sup>319</sup>. Se analizará el desempeño histórico del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador con el fin de detectar posibles restricciones en el mercado y la posibilidad de un comportamiento anticompetitivo por parte de los agentes. Para ello, se analizará en forma horaria el despacho diario correspondiente al período comprendido entre agosto de 2011 y junio de 2016, para estudiar el comportamiento de los precios, teniendo en cuenta las disponibilidades de capacidad de las firmas intervinientes y los correspondientes costos variables de producción.
- <sup>320</sup>. La estimación de un despacho de mínimo costo permite realizar la comparación de éste con el despacho real. La determinación del despacho real, basado en costos de producción, sigue los lineamientos del ROBCP. En éste, el despacho de las unidades generadoras ésta determinado por el precio de transacción de la energía en el mercado regulador del sistema (MRS), el cual será igual al costo marginal de operación del sistema.
- <sup>321</sup>. La medida tradicional de la distancia entre el precio observado y el competitivo es el Índice de Lerner (IL), que se denota de la manera siguiente:

$$IL = (P - C') / P$$

En donde *IL*=Índice de Lerner; *P*= Precio observado y *C'* = al costo marginal (precio competitivo).

- <sup>322</sup>. El cálculo del IL se realiza comparando el precio de mercado observado con el precio competitivo simulado de acuerdo al despacho óptimo (minimización de los costos de producción). Para estimar el precio competitivo, se toma el costo variable (constante) de la planta que margina.
- <sup>323</sup>. El índice se caracteriza por ser una medida directa del poder de mercado en la forma de precio menos costo marginal ( $P - C'$ ). Su cálculo es, a la vez, deseable y factible en mercados donde los reguladores tienen relativamente buena información sobre la tecnología y los precios de los insumos de los oferentes. Los problemas de poder de mercado en el sector eléctrico han sido analizados en los Estados Unidos y otros países utilizando índices de comportamiento como el IL (Wolfram, 1999; Borenstein, Bushnell y Wolak, 2002; Joskow y Kahn, 2002) para evaluar la dispersión entre los precios y el costo marginal.
- <sup>324</sup>. El objetivo del Índice de Lerner es calcular la brecha entre los precios actuales de mercado (potencialmente influenciados por el poder de mercado) y el precio hipotético que hubiera sido establecido en un mercado competitivo. Cualquier definición de poder de mercado se refiere a una situación de benchmarking, entre el resultado de competencia y el efectivamente observado. La situación de competencia se caracteriza por corresponder a un equilibrio competitivo, donde el precio se iguala al costo marginal.
- <sup>325</sup>. Por tanto, el IL brinda una medida de poder de mercado desde una perspectiva económica, se define como el *mark-up* por encima de los precios competitivos y se puede utilizar para medir poder de mercado actual o potencial.

- <sup>326</sup>. La utilización del Índice de Lerner no resulta demasiado práctica para las agencias regulatorias o las cortes de justicia, ya que los requerimientos de información para poder calcularlo resultan una restricción. El obstáculo más significativo es determinar los costos marginales de las firmas en determinado momento; sin una medida estimada de los costos, el ratio es incalculable. En el sector eléctrico aparecen menos dificultades para su cálculo en comparación a otras actividades económicas, debido a que la mayor parte de los costos variables de corto plazo están integrados principalmente por el costo del combustible.
- <sup>327</sup>. Como ventajas, cabe señalar que el IL es de fácil comprensión y además no requiere la definición precisa de un mercado relevante, ya que directamente recoge la existencia de sobrepuestos en relación a costos, lo que es inherente al ejercicio de poder de mercado.
- <sup>328</sup>. Es importante tener en cuenta que valores altos del Índice no necesariamente indican ejercicio de poder de mercado. Los valores altos son también consistentes con un mercado eléctrico competitivo en el cual la oferta excedente (margen de reserva) es muy baja. En ese caso, los márgenes altos no están indicando el abuso de posición dominante, sino que la capacidad de generación del sistema es baja y existen rentas para financiar expansiones de los operadores existentes o para el ingreso de nuevos operadores<sup>53</sup>.

## 1. Datos y supuestos del modelo

- <sup>329</sup>. Para determinar el precio competitivo del sistema se desarrolló un modelo de despacho horario que se aplicó al período agosto 2011 - junio 2016. Se simula un día hábil y un día de fin de semana de la primera semana de cada mes para el período bajo análisis, lo cual implica ejecutar el modelo para un total de 2,832 horas.
- <sup>330</sup>. Los datos utilizados fueron suministrados por UT y se describen a continuación. En el modelo se incluyen todas las máquinas del sistema, por lo cual la información presenta ese nivel de detalle.

- **Costos Variables (\$/MWh)**, fueron construidos mediante la ecuación:

$$CV (\$/MWh) = Costo\ comb (\$/gal) * Consumo\ específico (gal/MWh) + CV\ O\&M (\$/MWh).$$

Los costos surgen de declaraciones de los agentes. El costo de producción de energía de cada unidad participante en el mercado es revisado por el administrador y Operador del Mercado, la UT. Por ley, el costo también puede ser revisado por el regulador, la SIGET).

### Generación térmica

Costo comb (\$/gal): los precios del combustible varían cada semana de acuerdo a lo establecido en el anexo 4: Precios de los combustibles del ROBCP.

---

<sup>53</sup> En el IL en mercados que sólo remuneran la energía (sin pagos por capacidad), los precios competitivos incorporan las rentas de escasez, que reconcilian el costo marginal de corto plazo con el costo marginal de largo plazo asociado con la construcción de nueva capacidad para satisfacer la demanda incremental en el largo plazo.

Consumo específico (gal/MWh): los valores de eficiencia para las unidades térmicas utilizados en todo el período de análisis son los correspondientes al mes de agosto 2016. Los mismos fueron informados por UT y resultan de evaluar la curva de consumo específico en el punto de Pmax – reserva (Numeral 3.1.5 Anexo 9 del ROBCP). Las curvas varían de acuerdo a lo establecido en el Anexo 16 del ROBCP (periodicidad de 2 años).

CV O&M (\$/MWh): corresponden a los Costos Variables no Combustibles (CVNC) que se actualizan mensualmente de acuerdo a la sección 9 del Anexo 17 del ROBCP.

### **Generación geotérmica**

El costo variable de las unidades geotérmicas corresponde al costo variable de operación y mantenimiento de la unidad (numeral 3.1.9 del Anexo 9 del ROBCP). Su costo de combustibles es igual a cero (numeral 6.1 del anexo 4 del ROBCP).

### **Generación con biomasa**

El numeral 5.3 del anexo 4 del ROBCP, Precios de los combustibles, establece que las unidades generadoras que operan con biomasa tienen un costo combustible igual a cero. A su vez, el costo variable de estas unidades es declarado cero por los participantes del mercado propietarios a partir de 2015, ya que el costo de operación y mantenimiento, según el anexo 17 del ROBCP, para esta tecnología puede ser cero.

### **Generación hidroeléctrica**

En el modelo solamente se aplica el costo de operación y mantenimiento a las unidades hidroeléctricas. El modelo de despacho de El Salvador le asigna como costo variable a las unidades hidroeléctricas el valor marginal del agua de cada central (numeral 9.5.1 del ROBCP). Este supuesto no afecta los resultados y conclusiones obtenidas dado que las inyecciones horarias de plantas hidroeléctricas se toman como dadas en este modelo.

Claro está que para el cálculo del Índice de Lerner no se consideran las horas en que margina una máquina hidroeléctrica, por el diferencial de precios que existe entre el modelo desarrollado (que asigna como costo variable al costo de operación y mantenimiento) y el despacho de El Salvador (que asigna como costo variable al costo de oportunidad del agua).

- **Capacidad de producción:** Se utiliza la capacidad de producción anual por máquina.
- **Indisponibilidad:** Se utiliza como cota de producción para cada máquina, la disponibilidad promedio mensual por máquina.

Para la generación hidroeléctrica no se establecen capacidades máximas de producción, sino que se fija la generación horaria a lo que realmente inyecta cada máquina en el sistema.

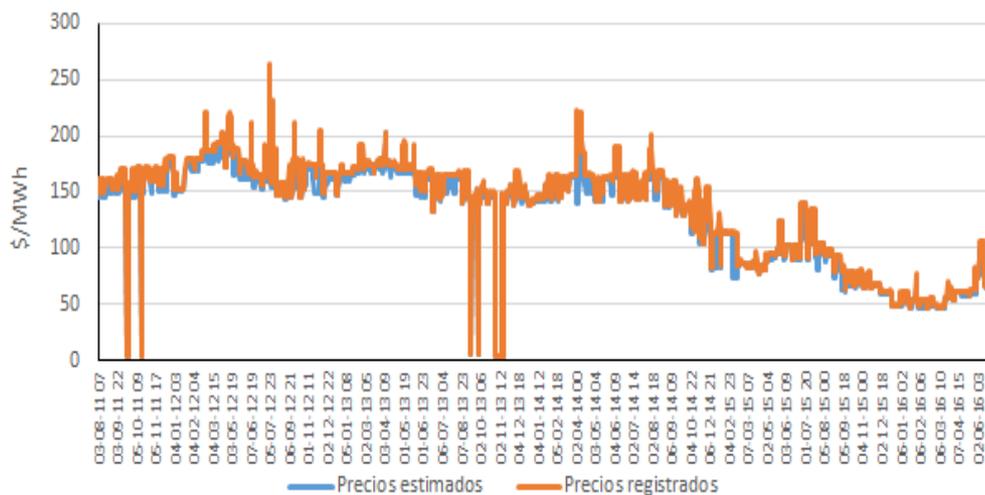
A las unidades que utilizan como recurso la biomasa, se les asigna una capacidad de producción de 0 en los meses de julio a noviembre (meses en que no es temporada de la zafra).

- **Demanda:** Se toman las inyecciones horarias netas de interconexión. Dado que las importaciones no se consideraron dentro de la oferta, excluir la interconexión de las inyecciones para obtener la demanda no afecta el costo marginal simulado.

## 2. Resultados

- <sup>331.</sup> En alrededor del 14% de las horas simuladas la unidad que marginó fue una máquina hidroeléctrica. Debido a que en este modelo no se considera el costo de oportunidad del agua, estas horas no fueron consideradas en el análisis para evitar tener evaluaciones inconsistentes. Es decir, calcular el Índice de Lerner comparando un costo marginal del sistema modelado igual al costo variable no combustible de una máquina hidroeléctrica, con el costo variable al cual despacho realmente la máquina hidroeléctrica (los cuales se encuentran más cercanos al costo de despacho de máquinas térmicas)<sup>54</sup>.
- <sup>332.</sup> En menos de un 1% de las horas se observaron diferencias llamativas entre el precio de mercado y el costo marginal estimado (mayores al 80%). Estos casos se debieron al hecho de utilizar una disponibilidad de capacidad promedio de las máquinas, haciendo que en horas donde máquinas de biomasa o geotermia inyectaron su máxima capacidad, no se viera reflejado en nuestro modelo. Debido a tratarse de casos puntuales, los mismos también fueron eliminados del análisis. Considerando las particularidades de cada caso, se terminaron analizando 2,440 horas.
- <sup>333.</sup> En los gráficos a continuación se presenta la evolución del precio de mercado y de los costos marginales estimados, en primer lugar, para toda la serie y posteriormente para cada año en particular. Se observan precios de mercado cercanos a los costos marginales estimados; en más del 85% de las horas analizadas, el margen entre ambos fue menor al 10%.

**Gráfico VII-1. Comparación de precios observados en el Mercado Mayorista y precios competitivos simulados US\$/MWh. 2011-2016**

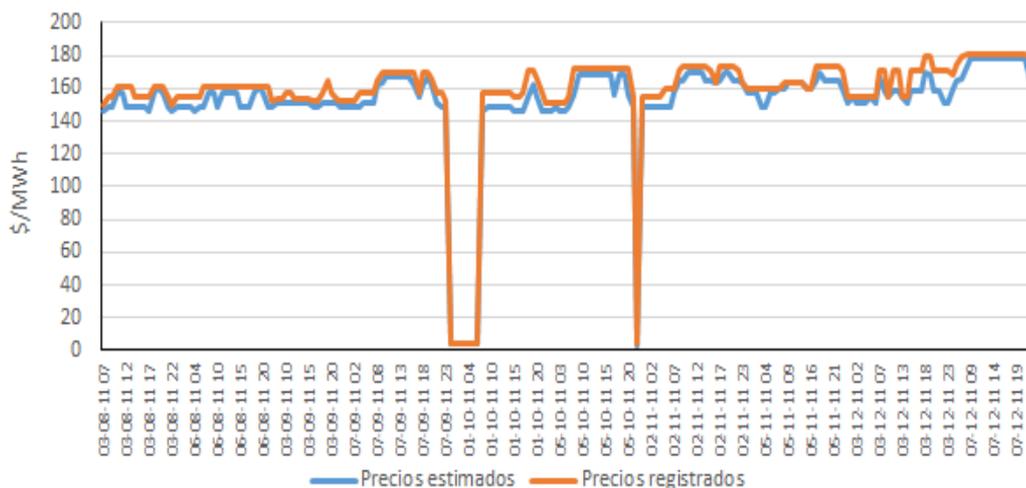


Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>54</sup> Cabe destacar que al modelar la generación hidroeléctrica de manera exógena (es decir, igual a la generación que sucedió en los hechos), el no tomar el costo de oportunidad del agua no altera los resultados obtenidos.

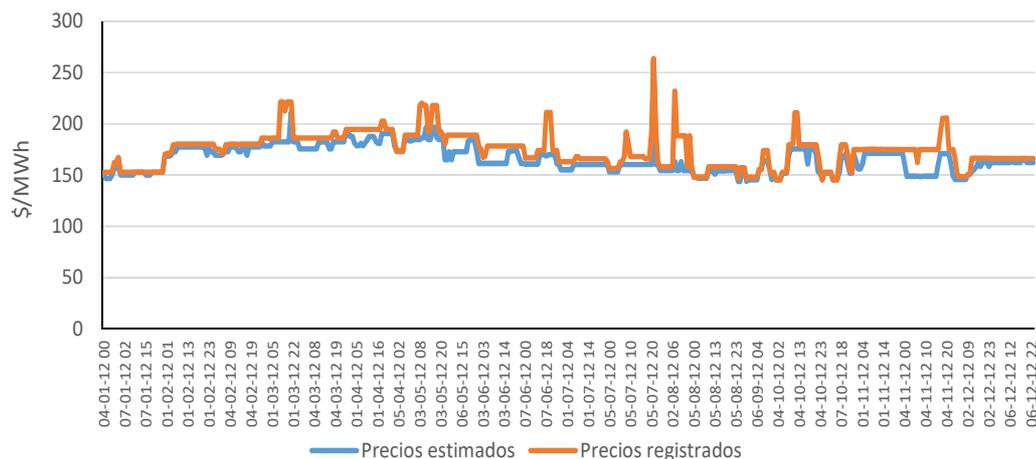
334. El gráfico anterior presenta toda la serie de evolución de precios desde agosto de 2011 a junio de 2016. Se observa a partir de mediados de 2014 una tendencia a la baja en los costos del sistema. Este comportamiento se encuentra dado por la disminución de los precios del petróleo y sus derivados, principal componente de los costos variables de las máquinas térmicas.

**Gráfico VII-2. Comparación de precios observados en el Mercado Mayorista y precios competitivos simulados US\$/MWh. 2011**



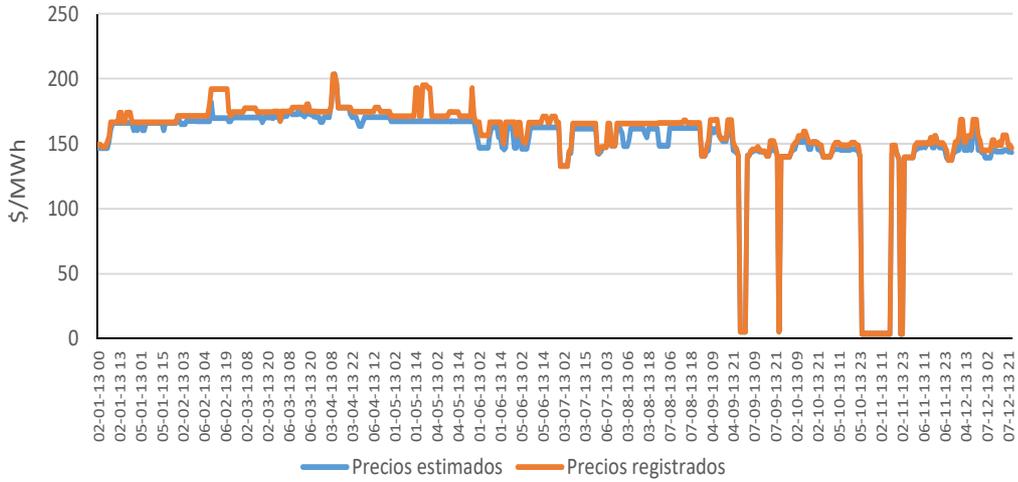
Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Gráfico VII-3. Comparación de precios observados en el Mercado Mayorista y precios competitivos simulados US\$/MWh. 2012**



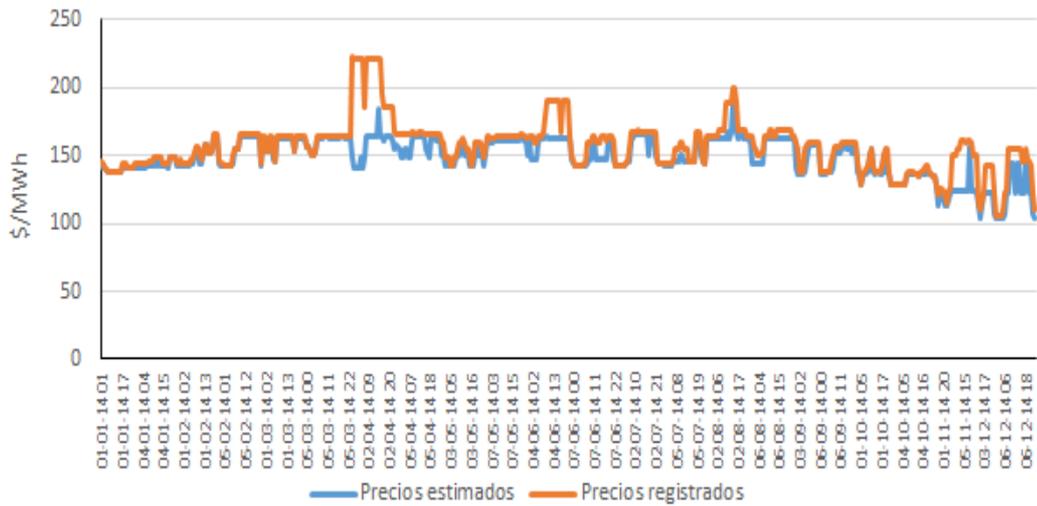
Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Gráfico VII-4. Comparación de precios observados en el Mercado Mayorista y precios competitivos simulados  
\$/MWh. 2013**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Gráfico VII-5. Comparación de precios observados en el Mercado Mayorista y precios competitivos simulados  
\$/MWh. 2014**



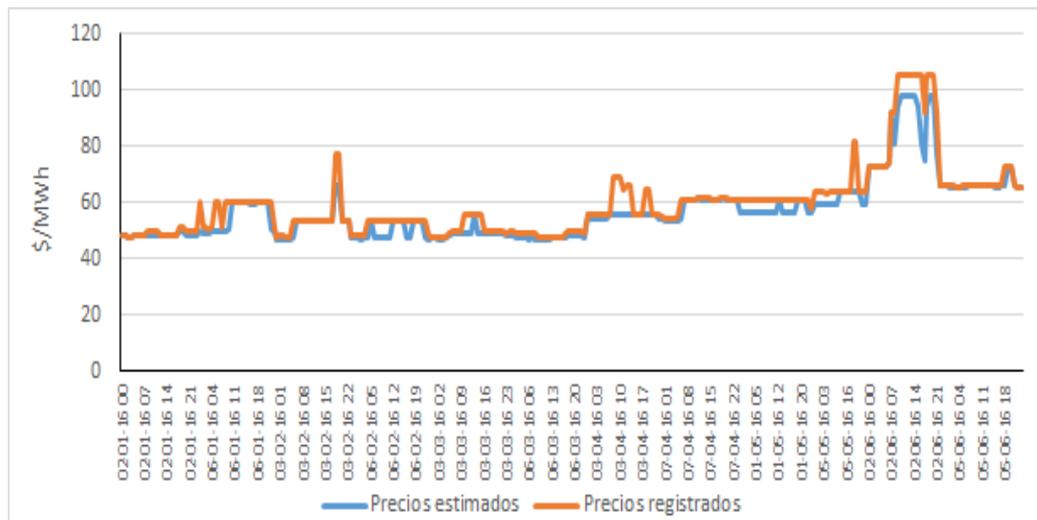
Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Gráfico VII-6. Comparación de precios observados en el Mercado Mayorista y precios competitivos simulados \$/MWh. 2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Gráfico VII-7. Comparación de precios observados en el Mercado Mayorista y precios competitivos simulados US\$/MWh. 2016**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

335. La cuantificación de las diferencias entre los precios de mercado y los costos marginales estimados se presenta mediante el Índice de Lerner.
336. En las siguientes tablas se presenta la distribución de los Índices de Lerner estimados en rangos según sus valores. La fila con el rango 0-10% indica el porcentaje de horas que el IL ha sido como máximo 0.10, es decir, con precios observados hasta 10% mayores a los competitivos (estimados). Inicialmente se presentan los índices de manera anual sin distinción de horarios (tabla VII-1) y posteriormente se los desagrega por mercado relevante: estación seca (semana

46 de un año a la semana 19 del siguiente) y húmeda (semana 20 a la 45), y horas punta (18 a 22:59 hrs.), resto (5 a 17:59 hrs.) y valle (23 a 4:59 hrs.).

<sup>337.</sup> Considerando todas las horas del año sin distinguir estaciones o franjas horarias, se observa un alto porcentaje de las horas que tienen un diferencial de precios del Mercado Mayorista con respecto al precio simulado menor al 10%. En los primeros 3 años, más del 90% de las horas tienen ese diferencial. Desde el 2014, el porcentaje de horas con diferencial de precios menor a 10% disminuyó levemente (a cerca del 85% de las horas); sin embargo, siempre se observó un IL bajo para esos años con mayor porcentaje de las horas arriba del 0.1 y en su promedio anual se situó entre 3.8% y 6.4% (entre el 2014 y 2016).

**Tabla VII-1. Índice de Lerner por año  
Porcentajes y total de horas. 2011- 2016**

<b>Años/ Rango</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
0<=IL<0.1	99	88	94	83	84	85
0.1<=IL<0.25	1	11	6	14	12	15
0.25<=IL<0.5	0	1	0	3	4	0
IL>=0.5	0	0	0	0	0	0
<b>Promedio</b>	<b>7.3%</b>	<b>6.9%</b>	<b>2.9%</b>	<b>6.4%</b>	<b>5.7%</b>	<b>3.8%</b>
<b>Total (hrs.)</b>	<b>205</b>	<b>444</b>	<b>520</b>	<b>501</b>	<b>491</b>	<b>279</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>338.</sup> La tabla VII-2 desagrega el análisis anual según se trate de estaciones secas o húmedas. No se observan mayores diferenciales de precios en alguna estación en particular.

**Tabla VII-2. Índice de Lerner por estación  
Porcentajes y total de horas. 2011-2016**

<b>Años/ Rango</b>	<b>2011S</b>	<b>2011H</b>	<b>2012S</b>	<b>2012H</b>	<b>2013S</b>	<b>2013H</b>	<b>2014S</b>	<b>2014H</b>	<b>2015S</b>	<b>2015H</b>	<b>2016S</b>	<b>2016H</b>
0<=IL<0.1	95	99	94	82	93	96	83	83	86	82	85	85
0.1<=IL<0.25	5	1	6	16	7	4	11	17	4	18	15	15
0.25<=IL<0.5	0	0	0	1	0	0	5	0	10	0	0	0
IL>=0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Promedio</b>	<b>3.8%</b>	<b>8.2%</b>	<b>3.8%</b>	<b>10.0%</b>	<b>3.6%</b>	<b>2.3%</b>	<b>4.4%</b>	<b>8.4%</b>	<b>6.0%</b>	<b>5.5%</b>	<b>3.8%</b>	<b>3.5%</b>
<b>Total (hrs.)</b>	<b>42</b>	<b>163</b>	<b>216</b>	<b>228</b>	<b>253</b>	<b>267</b>	<b>259</b>	<b>242</b>	<b>228</b>	<b>263</b>	<b>231</b>	<b>48</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>339.</sup> Las tres tablas a continuación desagregan el análisis tanto por estación, así como también por franjas horarias (punta, valle, resto).

<sup>340.</sup> Del 2011 al 2013, al menos 90% de las horas (en promedio) tuvieron un diferencial de precios menor al 10%, tanto para horas punta, resto y valle. Del 2014 en adelante, se observa que para las horas punta y resto, creció el porcentaje de horas con un diferencial de precios en un rango de 10% a 25%. No obstante, siempre un porcentaje alto de horas, entre el 80% y 86%, continuó con un diferencial de precios menor al 10% para las horas punta y resto. Para las horas valle, sigue habiendo un diferencial de precios bajo para la mayor parte de las horas (cerca del 90% con diferenciales menores al 10%).

- <sup>341.</sup> Este menor diferencial para las horas valle se debe en parte a que al ser las horas con menor demanda, mayor es el porcentaje de máquinas no térmicas que determinan el costo marginal del sistema.
- <sup>342.</sup> El aumento del Lerner en los últimos años se debe en parte a las indisponibilidades no programadas en las horas simuladas.
- <sup>343.</sup> Por ejemplo, las indisponibilidades no programadas de las máquinas identificadas por la UT como bore (Borealis), nepo (Nejapa Power), taln (Inversiones Energéticas) y text (Textufil) en abril de 2014, text y tpto (Termopuerto) en Junio de 2014, acaj (Nejapa Power) y taln en noviembre de 2014, taln y acaj en enero de 2015 y acaj, taln y text en febrero y junio de 2015. Si estas indisponibilidades no programadas no hubiesen ocurrido, los precios de mercado hubiesen sido cercanos al costo marginal estimado en el modelo competitivo.
- <sup>344.</sup> Cabe destacar que esto no es un patrón que se observe en el mercado. De hecho, se puede ver que las horas con indisponibilidades no programadas han ido disminuyendo al paso de los años. En la sección siguiente se presentará un análisis de las indisponibilidades de las máquinas tanto para las horas simuladas en el IL como en el total de las horas entre 2011 y 2016.

**Tabla VII-3. Índice de Lerner por estación-horas punta  
2011-2016.**

Años/Rango	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
0<=IL<0.1	90	100	98	83	82	98	77	81	74	85	83	80
0.1<=IL<0.25	10	0	2	17	18	2	23	19	6	15	17	20
0.25<=IL<0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	19	0	0	0
IL>=0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Promedio</b>	<b>5.2%</b>	<b>3.8%</b>	<b>3.0%</b>	<b>5.9%</b>	<b>4.1%</b>	<b>2.4%</b>	<b>4.0%</b>	<b>6.1%</b>	<b>6.2%</b>	<b>5.4%</b>	<b>4.0%</b>	<b>4.9%</b>
<b>Total (hrs.)</b>	<b>10</b>	<b>36</b>	<b>44</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>55</b>	<b>57</b>	<b>54</b>	<b>47</b>	<b>54</b>	<b>47</b>	<b>10</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla VII-4. Índice de Lerner por estación-horas valle  
2011-2016**

Años/ Rango	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
0<=IL<0.1	88	97	98	88	100	90	89	91	89	86	97	100
0.1<=IL<0.25	13	3	2	12	0	10	3	9	0	14	3	0
0.25<=IL<0.5	0	0	0	0	0	0	8	0	11	0	0	0
IL>=0.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Promedio</b>	<b>3.6%</b>	<b>18.6%</b>	<b>3.3%</b>	<b>15.1%</b>	<b>2.4%</b>	<b>2.3%</b>	<b>4.4%</b>	<b>9.8%</b>	<b>8.6%</b>	<b>5.0%</b>	<b>3.0%</b>	<b>0.3%</b>
<b>Total (hrs.)</b>	<b>8</b>	<b>32</b>	<b>61</b>	<b>60</b>	<b>72</b>	<b>67</b>	<b>62</b>	<b>55</b>	<b>66</b>	<b>66</b>	<b>60</b>	<b>12</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla VII-5. Índice de Lerner por estación-horas resto  
2011-2016**

<b>Años/ Rango</b>	<b>2011S</b>	<b>2011H</b>	<b>2012S</b>	<b>2012H</b>	<b>2013S</b>	<b>2013H</b>	<b>2014S</b>	<b>2014H</b>	<b>2015S</b>	<b>2015H</b>	<b>2016S</b>	<b>2016H</b>
0<=IL<0.1	100	100	91	79	93	97	84	80	89	79	80	81
0.1<=IL<0.25	0	0	9	18	6	3	10	20	6	21	20	19
0.25<=IL<0.5	0	0	0	3	0	0	6	0	5	0	0	0
IL>=0.5	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Promedio</b>	<b>3.4%</b>	<b>5.1%</b>	<b>4.5%</b>	<b>9.2%</b>	<b>3.9%</b>	<b>2.3%</b>	<b>4.5%</b>	<b>8.6%</b>	<b>4.6%</b>	<b>5.8%</b>	<b>4.2%</b>	<b>4.5%</b>
<b>Total (hrs.)</b>	<b>24</b>	<b>95</b>	<b>111</b>	<b>115</b>	<b>131</b>	<b>145</b>	<b>140</b>	<b>133</b>	<b>115</b>	<b>143</b>	<b>124</b>	<b>26</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

### 3. Indisponibilidad

- <sup>345.</sup> En este apartado se realiza una evaluación de la indisponibilidad de las máquinas y los posibles efectos que esto genera. Se compara inicialmente la indisponibilidad para las horas analizadas en el modelo de costos marginales competitivos. Posteriormente se presentan las indisponibilidades para todas las horas durante el periodo 2011 - 2016.
- <sup>346.</sup> Para evaluar los posibles efectos de la indisponibilidad sobre el aumento de la brecha entre el precio de mercado y el costo marginal del sistema que se ha estimado, se consideraron las horas en que el Lerner es mayor o igual al 10%. Cabe destacar que para todas las horas analizadas en el modelo (un día hábil y uno de fin de semana por mes desde agosto 2011 a junio 2016), menos del 10% de las horas presentan un Índice de Lerner mayor al 10%.
- <sup>347.</sup> La tabla a continuación presenta la cantidad de horas con Índices de Lerner mayores a 10% por año, el porcentaje de estas sobre las horas simuladas, y la cantidad de horas de máquinas con indisponibilidad no programada.

**Tabla VII-6. Cantidad de horas con Índice de Lerner mayor al 10%  
e indisponibilidad no programada (horas simuladas). 2011- 2016**

<b>Año</b>	<b>Horas con IL =&gt; 10%</b>	<b>Horas con IL =&gt; 10% sobre total horas simuladas (%)</b>	<b>Horas indisponibilidad total máquinas</b>
2011	3	1%	1,317
2012	52	12%	4,565
2013	30	6%	5,376
2014	84	17%	4,886
2015	79	16%	3,293
2016	42	15%	1,364
<b>Total</b>	<b>290</b>	<b>12%</b>	<b>20,801</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>348.</sup> Si bien las horas con índices mayores al 10% se incrementan a partir de 2014, estas siguen representando alrededor del 15% del total de las horas. A su vez, se observa que el total de horas de máquinas con indisponibilidades no programadas disminuye desde 2013.

<sup>349.</sup> A continuación (tabla VII-7) se presentan las máquinas con mayor porcentaje de indisponibilidad en términos de horas y de potencia para los períodos con Índice de Lerner mayor a 10%. Las indisponibilidades en estas horas implican que si las máquinas hubiesen estado a disposición, los precios de mercado se hubiesen situado más cercanos al costo marginal competitivo estimado.

<sup>350.</sup> La cuarta columna (Indisponibilidad potencia %) presenta el porcentaje de potencia indisponible en las horas en que la máquina tuvo una salida y el IL fue mayor al 10%. La quinta columna muestra el porcentaje de horas que la máquina tuvo una salida cuando el IL fue mayor a 10%. Por último, en la sexta columna se puede ver la variación total de horas con indisponibilidad no programada por máquina (independientemente del valor de IL), comparando 2015 con 2012.

**Tabla VII-7. Cantidad de horas con Índice de Lerner mayor al 10% e indisponibilidad no programada por máquina (horas simuladas)**

Agente Económico	Planta	Tecnología	Indisponibilidad potencia (%)	Horas indisponibles sobre horas con IL => 10% (%)	Variación horas indisponibilidad 2015-2012 (%)
Inversiones Energéticas	acaj-m1	Térmica	61%	34%	-68%
	acaj-m2	Térmica	65%	32%	-78%
	acaj-m3	Térmica	34%	40%	-91%
	acaj-m4	Térmica	26%	34%	-76%
	acaj-m5	Térmica	25%	26%	-95%
	acaj-m6	Térmica	32%	21%	-92%
	acaj-m7	Térmica	42%	34%	945%
	acaj-m8	Térmica	35%	40%	161%
	acaj-m9	Térmica	42%	24%	171%
	taln-m3	Térmica	90%	21%	-86%
	taln-m4	Térmica	52%	22%	194%
taln-m6	Térmica	47%	26%	960%	
LaGeo	ahua-u1	Geotérmica	33%	27%	-78%
	ahua-u2	Geotérmica	34%	29%	-98%
	ahua-u3	Geotérmica	7%	29%	-69%
	berl-u1	Geotérmica	13%	24%	50%
	berl-u2	Geotérmica	16%	42%	344%
berl-u4	Geotérmica	38%	44%	-35%	
Nejapa	nepo-m12	Térmica	85%	22%	-34%
	nepo-m24	Térmica	71%	21%	333%
Textufile	text-m3	Térmica	14%	46%	0%
	text-m4	Térmica	30%	27%	147%
	text-m5	Térmica	35%	48%	-6%

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>351.</sup> Se observan porcentajes de horas indisponibles mayores al 20% cuando el IL fue superior al 10% para varias máquinas identificadas como acaj-m y taln, pertenecientes a INE. Similares comportamientos se observaron en otras máquinas térmicas como las de Nejapa y Textufl y en geotérmicas de LaGeo. Estas salidas generaron que las unidades marginalistas y determinadoras de precios hayan sido unidades térmicas con costos más elevados. Casos puntales son los descritos previamente en los años 2014 y 2015, sin embargo, cabe destacar que para estos años no más del 15% de las horas posee un Lerner mayor al 10%.
- <sup>352.</sup> Resulta relevante analizar también cómo han evolucionado las salidas no programadas para todas las horas de los años considerados. Al analizar estas indisponibilidades en todas las horas del período 2011 a junio de 2016, se observa que han ido disminuyendo continuamente (tabla VII-8). Solamente la empresa Nejapa Power presenta un aumento en las horas de indisponibilidad de sus máquinas hasta el 2015, el resto muestra una declinación constante.

**Tabla VII-8. Horas con indisponibilidad no programada en total máquinas (total de horas) 2011 - junio 2016**

Agente Económico	Tecnología	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Var 2015-2012
Energía Borealis	Térmica	66	1,107	514	631	267	170	-76%
CEL	Hidroeléctrica	7,266	1,148	703	514	181	492	-84%
Duke Energy	Térmica	9,347	45,366	35,376	20,274	10,930	3,751	-76%
Generadora Eléctrica Central	Térmica	978	755	346	238	723	149	-4%
Hilcasa Energy	Térmica	152	146	1,687	154	56	4	-62%
Inversiones Energéticas	Térmica	941	7,232	11,341	8,710	5,080	1,937	-30%
LaGeo	Geotérmica	4,849	22,750	17,615	17,379	19,316	11,408	-15%
Nejapa	Térmica	1,029	11,612	5,356	7,989	10,853	2,908	-7%
Termopuerto	Térmica			4,086	5,455	3,557	1,200	-
Textufl	Térmica	2,274	11,064	16,963	12,186	10,372	1,338	-6%
<b>Total horas</b>		<b>26,904</b>	<b>101,180</b>	<b>93,989</b>	<b>73,529</b>	<b>61,335</b>	<b>23,357</b>	<b>-39%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>353.</sup> Tampoco se observaron cambios en la disponibilidad promedio de las máquinas. Es decir, sus salidas (indisponibilidad total o parcial) fueron disminuyendo en términos de horas, sin cambios en su potencia disponible. Esto implica un menor indicio de prácticas de retiro voluntario de máquinas.

**Tabla VII-9. Disponibilidad promedio máquinas con indisponibilidad no programada (total de horas). 2011 – junio 2016**

Agente Económico	Tecnología	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energía Borealis	Térmica	0	0	0	0	0	0
CEL	Hidroeléctrica	43	7	9	1	0	0
Duke Energy	Térmica	9	8	10	11	11	7
Generadora Eléctrica Central	Térmica	0	0	0	2	2	1
Hilcasa Energy	Térmica	0	0	0	1	0	0
Inversiones Energéticas	Térmica	2	3	5	4	4	5
LaGeo	Geotérmica	20	20	31	20	23	26
Nejapa	Térmica	1	3	3	3	4	3
Termopuerto	Térmica			5	9	12	13
Textufl	Térmica	1	1	3	4	4	5

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

## **B. Análisis de los generadores pivotaes**

### **1. Marco conceptual**

- <sup>354.</sup> Este enfoque consiste en analizar, para cada agente económico generador, si la demanda horaria y/o en la hora de punta del sistema puede ser satisfecha si una planta no se encuentra disponible. El indicador de generador pivotal informa cuándo un determinado generador es necesario (“pivote”) para atender la demanda en un momento dado. Específicamente, establece si en determinado momento la capacidad de un generador es mayor que el margen de reserva (la diferencia entre la oferta total y la demanda total). Es un indicador binario que asume valor 1 en caso de que el generador estudiado sea pivotal y 0 en caso contrario (ver Vassilopoulos, 2003).
- <sup>355.</sup> La ventaja de los indicadores estructurales (pivotal y oferta residual) respecto de las participaciones de mercado y HHI 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).
- <sup>356.</sup> El indicador utilizado para el análisis pivotal es:

$$\textit{Capacidad Disponible Operador } i \geq \textit{Capacidad Disponible Neta}$$

- <sup>357.</sup> Observe que cuando la condición anterior se cumple, la demanda es mayor o igual que la capacidad total que el resto de los agentes dispone en ese momento. Luego, el generador “i” es indispensable para satisfacer la demanda, y por lo tanto se considera que es pivotal.
- <sup>358.</sup> La información para el cálculo del índice fue suministrada por la UT. El análisis se realiza de manera horaria para todas las horas entre el período agosto 2011 – junio 2016.
- <sup>359.</sup> La capacidad disponible del operador i es la disponibilidad o inyección del operador en cada hora. Para las unidades no térmicas se utilizó como capacidad su inyección horaria. Para las unidades térmicas se utilizó su potencia disponible promedio por mes. La capacidad disponible neta es la diferencia entre la oferta total y la demanda total. La demanda total horaria se computó como el total de inyecciones; la oferta total corresponde a la suma de la capacidad disponible por operador, cuyo cálculo se mencionó previamente, y las importaciones.

### **2. Resultados**

- <sup>360.</sup> En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos en el análisis de generadores pivotaes, inicialmente con una evaluación anual y posteriormente con una desagregación a los mercados relevantes, tanto por tipo de estación como por las franjas horarias determinadas.
- <sup>361.</sup> Las tablas presentan el porcentaje de horas en que el generador ha sido pivotal. Al considerar el total de horas en el año (tabla VII-10), se observa que CEL, Duke Energy, Lageo y Nejapa Power tienen un alto porcentaje de horas con plantas pivotaes. Cabe destacar que estos porcentajes presentan disminuciones continuas a partir del año 2014.

**Tabla VII-10. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por año  
2011- Junio de 2016**

Agente Económico	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energía Borealis	0	0	0	0	0	0
CASSA	0	0	0	0	0	0
CEL	50	51	47	38	30	31
Duke Energy	18	52	46	36	36	37
GECSA	0	0	0	0	0	0
Hilcasa	0	0	0	0	0	0
Holcim	0	0	0	0	0	0
INE	1	9	13	3	7	1
LaGeo	10	40	38	19	22	14
Nejapa Power	5	28	29	9	16	6
Termopuerto	0	0	1	2	4	1
Textufile	0	0	1	1	1	0
Ingenio El Ángel	0	0	0	0	0	0
Ingenio La Cabaña	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>362.</sup> Al desagregar el análisis por tipo de estación, en la húmeda se observa un mayor porcentaje de horas con plantas pivotaes (tabla VII-11). Por ejemplo, CEL supera el 50% de ese porcentaje entre el 2011 y 2013; las plantas hidroeléctricas de este operador se vuelven pivotaes debido a que las lluvias les permiten tener una mayor generación. En el caso de las térmicas también influye el hecho de que la época húmeda enfrentan una menor demanda, y por ende, sus capacidades disponibles de generación tienen un mayor peso sobre la capacidad disponible neta.

**Tabla VII-11. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por estación  
2011 – Junio de 2016**

Agente Económico	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
Energía Borealis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASSA	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
CEL	42	54	46	57	43	51	37	39	28	33	27	41
Duke Energy	22	15	53	51	55	38	35	37	26	46	29	57
GECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hilcasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Holcim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INE	1	1	8	10	19	8	4	3	1	13	0	3
LaGeo	15	8	43	37	45	32	21	16	14	30	8	27
Nejapa Power	6	4	27	28	35	22	9	9	7	24	3	14
Termopuerto	0	0	0	0	0	2	3	1	0	8	0	2
Textufile	0	0	0	1	1	1	1	0	0	2	0	1
Ingenio Ángel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingenio Cabaña	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>363.</sup> Las siguientes tres tablas presentan el análisis por estación desagregado por franjas horarias, punta, valle o resto. Los resultados indican una marcada diferencia en los casos valle con respecto a los de punta y resto. Mientras que las horas valle presentan un bajo porcentaje de

plantas pivotaes (cómo máximo un 23% para Duke Energy en 2013 en época seca), los porcentajes son considerablemente mayores para las horas de punta y resto. En las horas de punta, los datos máximos reportan un 81% de horas pivotaes para CEL en la estación húmeda de 2012 y un 80% para Duke Energy en la estación húmeda de 2016; para las horas resto, el mayor nivel fue del 73% de CEL en la estación húmeda de 2012.

**Tabla VII-12. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por estación-horas punta  
2011- Junio de 2016**

Agente Económico	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
Energía												
Borealis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASSA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
CEL	67	77	72	81	67	77	64	60	54	49	51	69
Duke Energy	32	13	77	67	74	51	48	54	39	68	47	80
GECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hilcasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Holcim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INE	2	0	12	12	29	10	5	4	2	17	1	4
LaGeo	24	6	66	49	62	46	31	23	22	44	17	40
Nejapa Power	10	1	43	37	51	32	11	14	10	35	9	21
Termopuerto	0	0	0	0	0	2	4	2	0	11	0	3
Textufl	0	0	0	1	1	1	1	0	0	2	0	1
Ingenio Ángel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingenio Cabaña	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla VII-13. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por estación-horas valle  
2011- Junio de 2016**

Agente Económico	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
Energía												
Borealis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CEL	0	1	0	3	0	2	0	0	0	0	0	0
Duke Energy	0	0	11	14	23	7	12	6	3	2	1	15
GECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hilcasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Holcim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INE	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
LaGeo	0	0	4	3	14	2	6	2	0	0	0	0
Nejapa Power	0	0	0	2	5	0	2	0	0	0	0	0
Termopuerto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Textufl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingenio Ángel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingenio Cabaña	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla VII-14. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por estación-horas resto  
2011 - Junio de 2016**

Agente Económico	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
Energía Borealis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1
CASSA	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0
CEL	51	70	57	73	53	64	44	48	31	41	31	50
Duke Energy	29	23	63	63	62	46	40	45	32	59	35	68
GECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Hilcasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Holcim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INE	0	2	9	14	23	11	5	4	1	17	0	5
LaGeo	19	12	51	47	52	41	24	21	17	39	8	35
Nejapa Power	7	7	33	37	43	28	11	12	9	31	2	18
Termopuerto	0	0	0	0	0	2	3	2	0	12	0	2
Textufile	0	0	0	1	2	1	1	0	0	3	0	1
Ingenio Ángel	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Ingenio Cabaña	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>364.</sup> Por último, también se analizó si existen diferencias en cuanto generadores pivotaes si se trata de días hábiles o no hábiles. En la tabla siguiente se presentan el análisis para el año 2015, en el que se observa un leve aumento de las horas con operadores pivotaes en los días hábiles.

**Tabla VII-15. Porcentaje de horas con plantas pivotaes  
por estación - días hábiles y fin de semana. 2015**

Agente Económico	Días hábiles		Fin de Semana	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Energía Borealis	0	0	0	1
CASSA	0	0	0	0
CEL	30	36	23	23
Duke Energy	29	51	19	36
GECSA	0	0	0	1
Hilcasa	0	0	0	1
Holcim	0	0	0	0
INE	1	15	1	8
LaGeo	15	33	12	21
Nejapa Power	8	28	5	16
Termopuerto	0	10	0	5
Textufile	0	2	0	1
Ingenio El Ángel	0	0	0	0
Ingenio La Cabaña	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>365.</sup> Se evaluaron también los indicadores en relación a dos sensibilidades o situaciones particulares del mercado:

- Grupo económico: indicadores con CEL, LaGeo e INE como una empresa, dada su integración como grupo económico.

- **Horas:** las horas “resto” se comprenden los horarios entre las 5 y 17 según se encuentra definido en el ROBCP; sin embargo, se percató en la curva de carga la existencia de horas con demanda similar a las horas punta. Con base en los datos de la curva de carga, se analizó la franja “resto” separándola entre las horas 10 a 15 (resto-mayor demanda) y 5-9, 16, 17 (resto-menor demanda).

<sup>366</sup>. Los resultados de estos análisis se presentan en el anexo 4. En relación al análisis por grupo económico, los resultados orientan que CEL, LaGeo e INE, de manera conjunta, es un grupo pivotal para más del 70% de las horas. Este indicador disminuye desde un 97% en 2012 a un 70% en 2015.

<sup>367</sup>. En relación al análisis de las franjas horarias, se observa que entre las 10 y las 15 horas se presentan resultados similares a las horas punta. Las restantes horas “resto” poseen valores de concentración menores a los de las horas punta, pero más altos comparados con los de las horas valle.

## C. Oferta Residual

### 1. Marco conceptual

<sup>368</sup>. El Índice de Oferta Residual (RSI<sup>55</sup> por sus siglas en inglés) es muy similar en su factura al indicador de generador pivotal, pero se mide en una escala continua en lugar de binaria y por ello presenta una mayor flexibilidad de utilización. El índice establece qué porcentaje del total de la capacidad de generación del mercado queda disponible para satisfacer la demanda, una vez que se resta la capacidad de un determinado generador.

<sup>369</sup>. A continuación se presenta la forma de cálculo del RSI:

1. Estimación de la capacidad disponible en el sistema siguiendo el mismo procedimiento que en el análisis pivotal
2. Demanda horaria del sistema
3. Se compara la Capacidad disponible del generador “i” con la Capacidad Disponible Neta del Sistema, calculando:

$$RSI_i = \frac{\text{Capacidad Disponible del sistema} - \text{Capacidad disponible operador } i}{\text{Demanda Máxima}}$$

<sup>370</sup>. El RSI permite establecer, para un momento dado, el generador con el menor indicador (menor valor), que en todos los casos es el más importante. Además, establece reglas generales de monitoreo, tales como la deseabilidad de que el indicador asuma un valor superior al 110% (1.1) en el 95% de las horas del año (Sheffrin 2002), lo que indica que, aun restando la capacidad de la firma más importante, existe un exceso de 10% de oferta sobre demanda<sup>56</sup>.

---

<sup>55</sup> *Residual Supply Index.*

<sup>56</sup> Al igual que el HHI, este indicador tiene una relación con el Índice de Lerner. De la optimización se obtiene:  $Li = (1 - RSI_i) / \epsilon$  (ver Newbery, 2009).

<sup>371.</sup> Para la construcción del Índice de Oferta Residual se utilizó la misma información aplicada en el cálculo de los generadores pivotaes. El análisis se realizó de manera horaria tomando en cuenta todas las horas entre el período agosto 2011 – junio 2016.

<sup>372.</sup> La capacidad disponible operador *i* es su disponibilidad o inyección en cada hora. Para las unidades no térmicas se utilizó como capacidad su inyección horaria; para las unidades térmicas su potencia disponible promedio por mes. La capacidad disponible del sistema es la suma de las capacidades de los operadores según la definición anterior más las importaciones, y la demanda máxima es la demanda total horaria obtenida como el total de inyecciones.

## 2. Resultados

<sup>373.</sup> Siguiendo los rangos establecidos por Sheffrin (2002)<sup>57</sup>, la tabla VII-16 presenta el porcentaje de horas para cada año en que los operadores poseen RSI mayores a 1.1.

<sup>374.</sup> Se observa que el límite mínimo de 1.1 para el 95% de las horas es restrictivo y difícil de cumplir para todos los años, ya que la mayoría de los operadores tienen un RSI mayor a 1.1 para el 90% o más por ciento de las horas. Los operadores con bajo porcentaje de horas con un RSI mayor a 1.1 son CEL, Duke Energy, INE, LaGeo y Nejapa Power. Cabe destacar que los porcentajes de horas con un RSI mayor a 1.1 van en aumento con el paso de los años.

**Tabla VII-16. Porcentaje de horas con RSI mayor a 1.1% por año  
2011-2016**

Agente Económico	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Energía Borealis	99	87	85	96	91	97
CASSA	99	84	81	95	88	96
CEL	37	38	43	51	57	56
Duke Energy	59	25	34	41	46	40
GECSA	99	89	84	96	91	98
Hilcasa	99	89	85	96	92	98
Holcim	99	90	87	96	92	98
INE	87	61	63	79	76	82
LaGeo	67	35	41	58	60	57
Nejapa Power	77	47	52	69	68	67
Termopuerto	99	91	82	87	80	88
Textufil	97	80	77	93	87	95
Ingenio El Ángel	99	88	84	96	91	98
Ingenio La Cabaña	99	90	87	96	92	98

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>375.</sup> En las tablas siguientes se analiza más en detalle los rangos que toma el RSI y su desagregación en los mercados relevantes. Dado que los RSI poseen valores crecientes los últimos años, para este análisis se toma el último año con datos completos, el 2015.

<sup>376.</sup> Al desagregar los rangos RSI, y tomar un límite menos restrictivo de RSI estableciendo como umbral a operadores con RSI mayores a 1.0, se observa que a excepción de CEL, Duke Energy, LaGeo y Nejapa Power, los operadores tienen un RSI mayor a 1.0 para más del 95% de las horas (tabla VII-17).

<sup>57</sup> RSI mayor a 1.10 durante 95% de las horas de cada periodo. Ver sección metodológica.

**Tabla VII-17. RSI por rangos  
2015**

Rango RSI	Borealis	CASSA	CEL	Duke	GECSA	Hilcasa	Holcim	INE	LaGeo	Nejapa	Termo-puerto	Textuflil	El Ángel	La Cabaña
>1.5	32.5	28.4	20.3	3.1	32.9	33.8	34.5	19.5	9.2	14.3	22.4	28.8	32.6	34.2
1.2-1.5	41.8	41.5	26.8	24.0	42.1	41.9	41.8	40.3	32.2	37.3	41.1	41.0	42.3	41.9
1.0-1.2	25.4	29.9	22.7	36.6	24.8	24.1	23.6	33.2	36.6	32.6	32.2	29.2	25.1	23.8
0.9-1.0	0.2	0.1	15.6	23.0	0.2	0.2	0.1	7.0	17.0	13.8	4.3	0.9	0.1	0.1
0.7-0.9	0.0	0.0	14.6	13.2	0.0	0.0	0.0	0.1	5.0	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total (hrs.)</b>	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760	8,760
<b>% Acum.</b>														
<b>RSI&lt;1</b>	0.24	0.10	30.27	36.23	0.24	0.18	0.09	7.01	21.99	15.76	4.29	0.92	0.09	0.09
<b>RSI Promedio</b>	1.40	1.37	1.22	1.10	1.40	1.41	1.41	1.29	1.18	1.24	1.32	1.37	1.40	1.41
<b>RSI Máximo</b>	2.25	2.13	2.22	1.73	2.28	2.28	2.28	2.12	1.91	1.98	2.14	2.24	2.23	2.27
<b>RSI Mínimo</b>	0.97	0.99	0.67	0.79	0.98	0.98	0.99	0.89	0.81	0.84	0.92	0.95	0.99	0.99
<b>Desv. Est.</b>	0.25	0.24	0.30	0.18	0.25	0.25	0.25	0.23	0.21	0.22	0.23	0.25	0.25	0.25

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>377.</sup> Cuando se realiza el análisis por tipo de estación, en los períodos de menor demanda y mayor disponibilidad de agua que corresponden a la estación húmeda se reflejan RSI con menores valores en relación a la época seca (tabla VII- 18 y tabla VII-19). En algunos casos, el RSI toma valores cercanos a 1.0 para más del 30% de las horas.

**Tabla VII-18. RSI por rangos – estación húmeda  
2015**

Rango RSI	Borealis	CASSA	CEL	Duke	GECSA	Hilcasa	Holcim	INE	LaGeo	Nejapa	Termo-puerto	Textuflil	El Ángel	La Cabaña
>1.5	27.4	26.4	17.4	2.5	27.4	28.4	29.4	14.5	5.8	8.3	18.0	23.6	29.4	29.3
1.2-1.5	38.4	37.3	25.9	19.2	38.8	38.7	38.6	36.6	29.1	32.2	36.8	37.7	38.6	38.6
1.0-1.2	33.6	36.2	24.1	31.8	33.3	32.6	31.8	36.1	35.1	35.2	36.7	36.9	31.8	31.8
0.9-1.0	0.5	0.2	17.5	24.4	0.5	0.4	0.2	12.8	20.4	20.3	8.5	1.9	0.2	0.2
0.7-0.9	0.0	0.0	15.1	22.1	0.0	0.0	0.0	0.1	9.6	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<0.7	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total (hrs.)</b>	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368	4,368
<b>% Acum.</b>								12.9						
<b>RSI&lt;1</b>	0.48	0.18	32.65	46.50	0.48	0.37	0.18	1	29.97	24.34	8.49	1.85	0.18	0.18
<b>RSI Promedio</b>	1.35	1.34	1.19	1.06	1.35	1.36	1.36	1.24	1.14	1.17	1.27	1.32	1.36	1.36
<b>RSI Máximo</b>	2.09	2.07	2.06	1.73	2.10	2.11	2.11	1.93	1.81	1.83	1.98	2.04	2.11	2.11
<b>RSI Mínimo</b>	0.97	0.99	0.67	0.79	0.98	0.98	0.99	0.89	0.81	0.84	0.92	0.95	0.99	0.99
<b>Desv. Est.</b>	0.24	0.23	0.28	0.19	0.24	0.24	0.24	0.22	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.24

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla VII-19. RSI por rangos – estación seca  
2015**

Rango RSI	Borealis	CASSA	CEL	Duke	GECSA	Hilcasa	Holcim	INE	LaGeo	Nejapa	Termo-puerto	Textufilel	El Ángel	La Cabaña
>1.5	37.6	30.5	23.1	3.6	38.3	39.3	39.5	24.5	12.6	20.3	26.8	34.0	35.7	39.0
1.2-1.5	45.1	45.8	27.7	28.8	45.4	45.1	45.1	44.1	35.3	42.4	45.4	44.4	45.9	45.2
1.0-1.2	17.3	23.7	21.3	41.5	16.4	15.6	15.4	30.3	38.0	30.0	27.8	21.7	18.4	15.8
0.9-1.0	0.0	0.0	13.7	21.7	0.0	0.0	0.0	1.1	13.5	7.2	0.1	0.0	0.0	0.0
0.7-0.9	0.0	0.0	14.2	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total (hrs.)</b>	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392	4,392
<b>% Acum.</b>														
<b>RSI&lt;1</b>	0.00	0.02	27.91	26.02	0.00	0.00	0.00	1.14	14.05	7.24	0.11	0.00	0.00	0.00
<b>RSI Promedio</b>	1.45	1.40	1.25	1.14	1.46	1.46	1.46	1.35	1.23	1.30	1.37	1.43	1.44	1.46
<b>RSI Máximo</b>	2.25	2.13	2.22	1.70	2.28	2.28	2.28	2.12	1.91	1.98	2.14	2.24	2.23	2.27
<b>RSI Mínimo</b>	1.06	0.99	0.73	0.79	1.05	1.05	1.06	0.96	0.88	0.91	0.99	1.03	1.03	1.06
<b>Desv. Est.</b>	0.25	0.24	0.32	0.18	0.25	0.25	0.25	0.23	0.21	0.22	0.23	0.25	0.25	0.25

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

378. También se obtienen conclusiones sobre el RSI al analizarlo diferenciando las horas en punta, valle y resto (tablas VII- 20 a 22). Las horas valle no presentan problemas, y todos los operadores tienen indicadores de RSI por encima de 1.0 para casi el 100% de las horas.

379. Las horas punta son las que presentan indicadores de oferta residual más bajos para CEL, Duke Energy, LaGeo y Nejapa Power. Los valores de CEL y Duke Energy solamente están por encima de 1.0 para casi el 50% de las horas, mientras que los de LaGeo y Nejapa Power superan el valor de 1.0 para el 67% y 77% de las horas, respectivamente.

380. Para las horas resto, los indicadores se encuentran más alineados con lo que sucede en las horas punta, aunque en menor medida. Los de CEL y Duke Energy toman valores por arriba de 1.0 para cerca del 60% de las horas, mientras que los de LaGeo y Nejapa Power cerca del 80%.

**Tabla VII-20. RSI por rangos – horas punta  
2015**

Rango RSI	Borealis	CASSA	CEL	Duke	GECSA	Hilcasa	Holcim	INE	LaGeo	Nejapa	Termo-puerto	Textufilel	El Ángel	La Cabaña
>1.5	11.8	8.9	3.0	0.1	12.4	12.9	13.3	5.0	1.2	2.4	5.8	9.6	11.7	13.1
1.2-1.5	50.8	47.5	17.7	10.1	50.7	51.6	52.2	35.9	20.4	31.1	40.4	45.7	51.5	52.1
1.0-1.2	37.3	43.6	27.7	36.5	36.7	35.3	34.5	49.6	45.8	43.9	48.4	43.8	36.7	34.7
0.9-1.0	0.2	0.1	24.5	33.1	0.2	0.2	0.1	9.3	25.3	19.6	5.4	0.9	0.1	0.1
0.7-0.9	0.0	0.0	26.8	20.2	0.0	0.0	0.0	0.1	7.3	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0
<0.7	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total (hrs.)</b>	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825	1,825
<b>% Acum.</b>														
<b>RSI&lt;1</b>	0.16	0.11	51.56	53.26	0.16	0.16	0.11	9.42	32.60	22.68	5.37	0.93	0.11	0.11
<b>RSI Promedio</b>	1.28	1.26	1.04	1.02	1.29	1.29	1.30	1.19	1.09	1.14	1.21	1.26	1.29	1.30
<b>RSI Máximo</b>	1.92	1.86	1.86	1.52	1.94	1.94	1.94	1.81	1.65	1.70	1.83	1.92	1.90	1.94
<b>RSI Mínimo</b>	0.97	0.99	0.67	0.79	0.98	0.98	0.99	0.89	0.81	0.84	0.92	0.95	0.99	0.99
<b>Desv. Est.</b>	0.17	0.16	0.20	0.13	0.17	0.17	0.17	0.16	0.15	0.16	0.16	0.17	0.17	0.17

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla VII-21. RSI por rangos – horas valle  
2015**

Rango RSI	Borealis	CASSA	CEL	Duke	GECSA	Hilcasa	Holcim	INE	LaGeo	Nejapa	Termo-puerto	Textuflil	El Ángel	La Cabaña
>1.5	74.0	67.0	57.9	9.6	73.8	75.8	77.4	46.1	24.2	35.9	53.6	66.1	73.9	76.9
1.2-1.5	25.9	32.5	37.9	49.4	26.1	24.2	22.5	51.8	55.9	54.0	45.5	33.6	26.0	23.0
1.0-1.2	0.1	0.5	4.2	38.7	0.1	0.1	0.1	2.1	19.6	10.0	1.0	0.3	0.1	0.1
0.9-1.0	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
0.7-0.9	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total (hrs.)</b>	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190	2,190
<b>% Acum.</b>														
<b>RSI&lt;1</b>	0.00	0.00	0.05	2.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>RSI Promedio</b>	1.64	1.60	1.55	1.26	1.64	1.65	1.66	1.51	1.37	1.44	1.54	1.61	1.64	1.66
<b>Máximo RSI</b>	2.25	2.13	2.22	1.73	2.28	2.28	2.28	2.12	1.91	1.98	2.14	2.21	2.23	2.27
<b>Mínimo RSI</b>	1.15	1.10	0.99	0.81	1.17	1.17	1.17	1.04	0.95	0.97	1.09	1.12	1.17	1.16
<b>Desv. Est.</b>	0.19	0.19	0.20	0.16	0.20	0.20	0.20	0.19	0.18	0.19	0.19	0.20	0.19	0.19

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

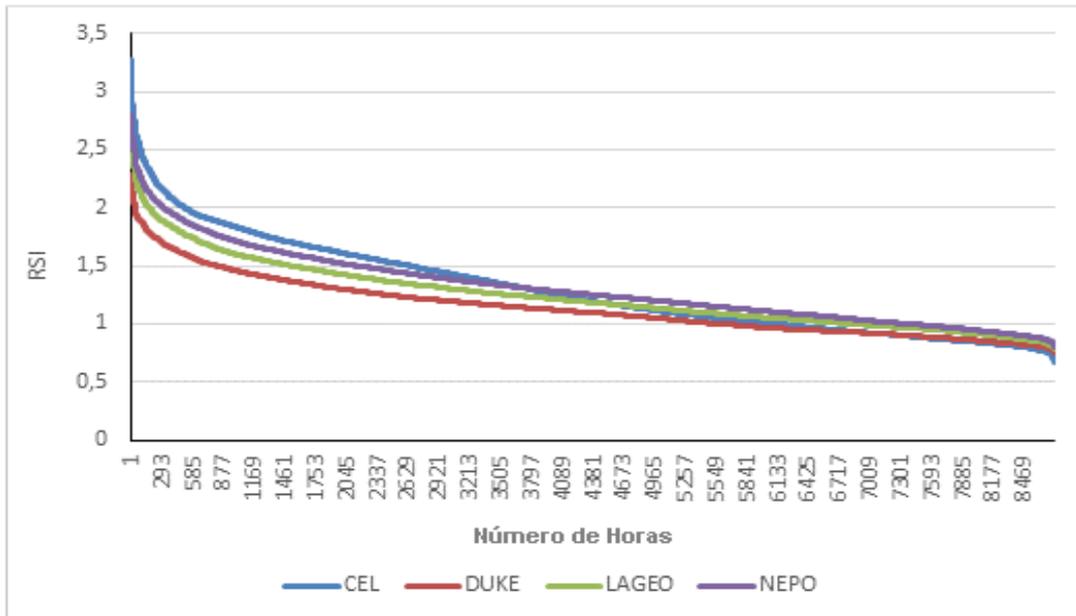
**Tabla VII-22. RSI por rangos – horas resto  
2015**

Rango RSI	Borealis	CASSA	CEL	Duke	GECSA	Hilcasa	Holcim	INE	LaGeo	Nejapa	Termo-puerto	Textuflil	El Ángel	La Cabaña
>1.5	21.4	18.1	9.5	1.2	21.8	22.5	22.8	12.8	5.4	9.0	14.4	19.0	21.5	22.6
1.2-1.5	45.6	43.4	25.1	17.7	46.1	46.4	46.8	36.7	25.8	32.0	39.3	42.7	46.2	46.7
1.0-1.2	32.6	38.3	29.3	35.7	31.7	30.8	30.3	41.2	40.8	38.7	40.4	37.0	32.1	30.6
0.9-1.0	0.4	0.1	19.3	28.9	0.4	0.3	0.1	9.3	21.5	17.9	5.9	1.3	0.1	0.1
0.7-0.9	0.0	0.0	16.7	16.4	0.0	0.0	0.0	0.1	6.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0
<0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total (hrs.)</b>	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745	4,745
<b>% Acum.</b>														
<b>RSI&lt;1</b>	0.38	0.15	36.04	45.31	0.38	0.27	0.13	9.32	27.95	20.34	5.86	1.35	0.13	0.13
<b>RSI Promedio</b>	1.34	1.31	1.14	1.06	1.34	1.34	1.35	1.24	1.14	1.19	1.26	1.31	1.34	1.35
<b>Máximo RSI</b>	2.23	2.13	2.12	1.72	2.23	2.24	2.26	2.08	1.86	1.97	2.10	2.24	2.22	2.25
<b>Mínimo RSI</b>	0.98	0.99	0.75	0.80	0.98	0.98	0.99	0.90	0.82	0.84	0.93	0.96	0.99	0.99
<b>Desv. Est.</b>	0.22	0.21	0.25	0.17	0.22	0.22	0.22	0.21	0.19	0.20	0.21	0.22	0.22	0.22

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>381</sup>. El gráfico a continuación muestra la distribución del RSI para los operadores CEL, Duke, LaGeo y Nejapa Power en el año 2015 (ordenando de mayor a menor el RSI). La proporción del número de horas con RSI por debajo del límite supera el pequeño margen del 5% a 10% que propone Sheffrin (2002).

**Gráfico VII-8. RSI para operadores con RSI>1 en menor porcentaje de horas 2015**



Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

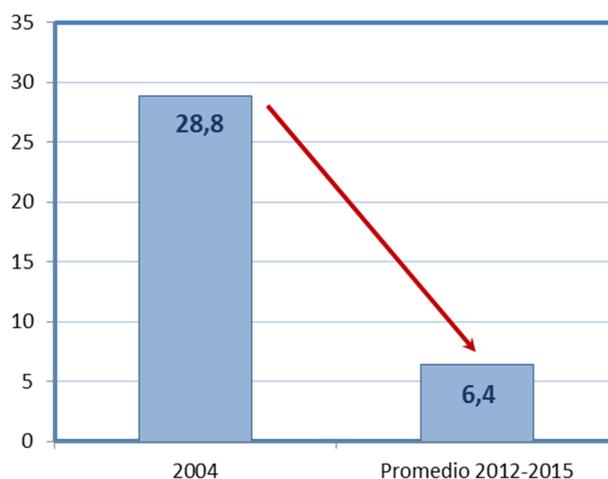
- <sup>382.</sup> Los resultados de los indicadores de oferta residual también se analizaron bajo las diferentes estructuras de las horas resto y de los grupos económicos. Los resultados se presentan en el anexo 4.
- <sup>383.</sup> En relación al análisis por grupo económico, se observa que CEL, LaGeo e INE, de manera conjunta, reflejan un indicador de oferta residual menor al 100% para el 70% de las horas en 2015.
- <sup>384.</sup> En relación al análisis de las horas, se observa que entre las 10 y las 15 horas se presentan resultados similares a las horas punta. Las restantes horas “resto” poseen valores de concentración menores a los de las horas punta, pero más altos a los de las horas valle.

#### **D. Resumen de los resultados de indicadores**

- <sup>385.</sup> De las secciones anteriores se pueden extraer varias lecciones. Los indicadores de Generador Pivotal y de Oferta Residual muestran que el mercado eléctrico presenta condiciones para el ejercicio de poder de mercado por parte de algunas empresas.
- <sup>386.</sup> Los valores obtenidos superan los límites deseables para estos indicadores. En el caso del RSI una regla general de monitoreo de la FERC establece la deseabilidad que este indicador asuma un valor superior al 110% el 95% de las horas del año; esto significa que, aun restando la capacidad de la firma más importante, exista un exceso de oferta sobre la demanda de 10%. Con este límite ninguna empresa de generación de El Salvador sortearía el límite en todos los años analizados. Es importante recordar que estos parámetros son sólo indicativos y que un resultado negativo no significa que necesariamente exista poder de mercado.

- <sup>387</sup>. Más allá de estos resultados, se observa que el desempeño del mercado ha sido cercano al esperable en un mercado competitivo. El poder de mercado medido a través del Índice de Lerner muestra niveles relativamente bajos para todo el período posterior al inicio de la implementación del modelo de despacho basado en costos (desde agosto de 2011).
- <sup>388</sup>. El gráfico VII-9 muestra la baja del IL con respecto a la situación previa. En 2004, de acuerdo a la información del estudio realizado por la SC publicado en el año 2007<sup>58</sup>, el IL alcanzó un promedio aritmético de 28,8, muy superior al promedio del período 2012-2015, de 6,4%.
- <sup>389</sup>. Las razones de esta abrupta disminución en el IL se pueden encontrar en varios aspectos del ROBCP. Primero, el seguimiento de los costos hace que estén completamente alineados con los precios internacionales. Segundo, las auditorías de eficiencia de las máquinas no dan lugar para que los agentes jueguen con el consumo específico de combustible. Tercero, el control de las indisponibilidades no programadas hace más difícil utilizar el instrumento más común para ejercer poder de mercado. Por último, el pago de capacidad atado a niveles previos de disponibilidad funciona como un mecanismo de incentivo para evitar indisponibilidades voluntarias.

**Gráfico VII-9: Comparación IL antes y después de implementación del modelo basado en costos**



Fuente: elaboración propia.

- <sup>390</sup>. Este resultado es elocuente y de suma utilidad para confirmar que el modelo basado en costos auditados ha disminuido significativamente los riesgos de ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores. Es decir, en un contexto donde los indicadores estructurales (participación de mercado, HHI, pivotal y RSI) señalan un ambiente con alta probabilidad de observar precios de mercado por encima de los precios competitivos, esto no ocurre en la práctica (mostrado por los bajos niveles del IL).

<sup>58</sup> Superintendencia de Competencia (2007).

- <sup>391</sup>. Los indicadores estructurales están indicando, a su vez, que el relajamiento de las auditorias de costos, eficiencia e indisponibilidades podría dar lugar al ejercicio de poder de mercado. Por lo tanto, es conveniente mantener el sistema actual, al menos hasta que cambien las condiciones estructurales en las que se desenvuelve el mercado eléctrico salvadoreño.
- <sup>392</sup>. Por último, como parte del análisis de la incidencia de la regulación aplicable en el funcionamiento eficiente del Mercado Mayorista de electricidad, se observa que hay un aspecto del despacho hidrotérmico que podría ser necesario analizar con mayor detalle. Si bien el ROBCP establece con precisión los criterios del despacho hidrotérmico, dado el costo de oportunidad del agua, no queda totalmente clara la determinación de ese costo de oportunidad, es decir los parámetros utilizados y la forma en que se ha utilizado el modelo. Como el rol de CEL en el despacho es clave para las decisiones de oferta de los restantes productores, sería recomendable que la información referente al cálculo del precio del agua se publique sistemáticamente.
- <sup>393</sup>. Desde la perspectiva de competencia este aspecto es clave, sobre todo en las horas donde las plantas de la CEL marginan en períodos pico. El manejo temporal del uso del agua para producir electricidad está justificado desde el punto de vista del bienestar general si está correctamente calculado el costo de oportunidad del agua. Sin embargo, también es posible que la utilización del agua se utilice estratégicamente, distorsionando los precios del Mercado Mayorista (Crampes y Moreaux, 2001). Por ello se sugiere que se realice un estudio ex – post del manejo del agua durante el período 2011 a la actualidad con el objetivo de identificar potenciales problemas a resolver en el futuro.

#### **E. Simulaciones del mercado de generación eléctrica**

- <sup>394</sup>. En esta sección se procede a realizar simulaciones sobre posibles estructuras del mercado eléctrico de El Salvador. En particular, se procedió a simular el despacho de mínimo costo en un año futuro bajo distintos supuestos de ingreso de máquinas y transacciones internacionales, a verificar los efectos en términos de costos medios y marginales del sistema, y la estructura tecnológica de las máquinas que inyectan energía. Además de los efectos mencionados, un análisis de este tipo permite evaluar los efectos competitivos que surgen de nuevos ingresos, es decir, si estos pueden o no disciplinar el mercado.
- <sup>395</sup>. Se modeló el año 2020, considerando que a este año ya estarían instaladas todas las máquinas consideradas en el “Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026” del CNE. La tabla VII-23 presenta el ingreso de las máquinas por año, su potencia, potencia disponible y costos variables utilizados en el modelo.
- <sup>396</sup>. El modelo es de la misma naturaleza al utilizado para el cálculo del Índice de Lerner. Sin embargo, aquí no se realiza un despacho para todas las horas. Se modelan las horas promedio de punta, valle y resto para las estaciones seca y húmeda, separando en días hábiles y días no hábiles. Esto da un total de 12 horas, las cuales son extrapoladas para todo el año 2020.

**Tabla VII-23. Posibles proyectos de generación desde 2016 a 2020**

Proyecto	Año de entrada	MW	CVT modelado (\$/MWh)	Potencia disponible modelada MW
<i>Hidroeléctrica</i>				
Amp. 5 Noviembre Chaparral	01/08/2016	80	2.9	55 sec, 32 húm.
	01/06/2019	66	2.8	17 sec, 26 húm.
<i>Geotérmica</i>				
Ahuachapán U4	01/12/2016	6	6.3	6
Berlín U5	01/01/2017	8	3.8	8
San Vicente	01/01/2018	8	5.6	8
Chinameca	01/01/2018	8	5.6	8
Amp. San Vicente	01/01/2020	22	5.6	22
Amp. Chinameca	01/01/2020	42	5.6	42
Berlín U6	01/01/2020	28	3.8	28
<i>GNL</i>				
Motores a GNL	01/03/2019	380	44	380
<i>Fotovoltaica</i>				
PV Acaj. 46 KV	01/03/2017	8	0	1,6
PV Acaj. 34.5 KV	01/03/2017	6	0	1,2
PV Pedregal	01/04/2017	60	0	12
PV Pedregal Amp.	01/04/2017	20	0	4
PV Acaj. 115 KV	01/06/2017	20	0	4
PV 15 SEP	01/01/2018	14.2	0	2.84
Solar Fotovoltaico 1	01/02/2019	40	0	8
Solar Fotovoltaico 2	01/02/2019	40	0	8
Solar Fotovoltaico 3	01/02/2019	20	0	4
<i>Eólica</i>				
PRIVATE WIND	01/02/2020	70	0	14

Fuente: elaboración propia con base en información del CNE.

<sup>397</sup>. Para todos los escenarios evaluados se toman los siguientes supuestos:

- Los costos variables de producción por máquina son los informados por la UT para agosto 2016. Estos costos variables siguen las indicaciones del ROBCP, a excepción de las unidades hidroeléctricas a las que solamente se les aplica el costo variable que no corresponde al combustible (sin considerar el costo de oportunidad del agua).
- Se toma la disponibilidad promedio mensual del año 2015. Para las unidades hidroeléctricas directamente se toma la generación de estas por estación y se las deja fija en el modelo. Esto último debido a la no modelización del costo de oportunidad del agua.
- Se proyectaron las inyecciones (con importaciones netas) para el año 2020 siguiendo la tasa de crecimiento promedio anual de los últimos 5 años. Los datos de inyecciones de los años anteriores se obtuvieron de los Boletines Estadísticos de SIGET. Estas proyecciones proporcionan un total de 7,114 GWh de inyección.

- Las nuevas unidades de generación son las reportadas por el CNE en el Plan Indicativo 2016 - 2026. Las potencias de entrada fueron tomadas con un factor de disponibilidad de 1, a excepción de las hidroeléctricas para las que se tomó la relación generación/potencia del sistema, por estación, para reflejar la disponibilidad del agua. También, para la máquina a gas se ajustó la potencia por un factor de utilización de 95%. Los costos variables utilizados son los costos promedios de máquinas de igual tecnología en el sistema en agosto 2016. Las unidades renovables (eólicas y solares) se modelan a costo variable 0 y un factor de utilización de 20%.

<sup>398.</sup> Bajo estos supuestos se modelaron 6 escenarios, con base en la entrada de los proyectos planificados y cambios en los niveles de importación:

- **BAU (Business As Usual):** se mantienen las mismas máquinas que hay en la actualidad, pero la demanda es la proyectada al 2020. El objetivo es observar cómo evoluciona el mercado y los precios sin el ingreso de nuevas inversiones.
- **BAU + comex:** Al escenario anterior se le aumentan las importaciones en un 100%. Aquí se desea ver como las importaciones disciplinan el mercado.
- **Inver:** este escenario es el BAU pero con todos los ingresos de unidades establecido en el plan indicativo de expansiones. Esto implica una potencia de 946 MW y una disponibilidad modelada de 626 MW. Es el escenario esperado si se cumplen los proyectos actuales.
- **Inver + imp0:** escenario Inver con importaciones 0, permite observar como las importaciones disciplinan el mercado, en este caso, ya con las inversiones planeadas.
- **Inver + gnl0:** escenario Inver sin el ingreso del proyecto de máquinas con motores a gas natural. Permite evaluar los efectos de que no ingrese esta tecnología, que se diferencia de las existentes. A su vez, es relevante por la gran capacidad que agrega al sistema.
- **Inver + renov0:** escenario Inver sin los proyectos renovables eólicos y solares. Aquí se busca analizar los efectos de la entrada o no de tecnologías renovables.

<sup>399.</sup> En la tabla VII-24 se presentan los resultados obtenidos en cada escenario en términos de costos marginal y medio del sistema, la diferencia entre los mismos como una medida de renta de los productores, y las participaciones de mercado de la generación por tipo de tecnología.

**Tabla VII-24. Simulaciones prospectivas de despacho al 2020**

Variable	BAU	BAU + comex	Inver	Inver+ Impo0	Inver+ Gnl0	Inver+ Renov0
Cme (\$/MWh)	28	19	9	14	11	11
Cmg (\$/MWh)	77	64	33	43	48	38
Cmg-Cme * q (Mill \$)	343	321	175	212	263	195
Inyección nacional (GWh)	6,118	5,121	6,118	7,114	6,118	6,118
Biomasa	5%	6%	5%	5%	5%	5%
Geotérmica	24%	28%	37%	35%	37%	39%
GNL	0%	0%	17%	25%	0%	22%
Hidroeléctrica	24%	29%	33%	28%	33%	33%
Térmica	47%	37%	0%	0%	17%	0%
Renovable (Solar+Eólico)	0%	0%	9%	7%	9%	0%

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

- <sup>400</sup>. En caso de no haber nuevas entradas (BAU), el aumento de la demanda implicaría que el costo marginal del sistema llegaría a 77 \$/MWh. Casi el 50% de las inyecciones nacionales estarían dadas por unidades térmicas, dado que estas son las máquinas con costos variables más altos por utilizar combustibles, el costo variable alcanzaría los 28 \$/MWh.
- <sup>401</sup>. El duplicar el comercio (BAU + comex) produciría una disminución en el costo marginal y medio del sistema (las importaciones entran a costo cero). Estas desplazan a la producción térmica, la que reduce su participación con respecto al caso BAU, llegando al 37% de las inyecciones nacionales.
- <sup>402</sup>. El ingreso de nuevas plantas (Inver) disminuiría considerablemente el costo medio y marginal del sistema (9 \$/MWh y 33 \$/MWh respectivamente). Esto se debe al ingreso de plantas como las renovables, con costo marginal cero, y las unidades a GNL que tienen un costo menor en comparación con las térmicas existentes. Lo que se observa es que dada toda la potencia que se incorporaría, no sería necesario utilizar máquinas térmicas actuales. Si bien el modelo representa 12 horas del año, y no se captarían todos los picos de demanda, así como tampoco períodos específicos de indisponibilidad de máquinas, es claro el resultado de que la incorporación de tanta potencia desplazaría, en parte, a las térmicas que operan a la fecha.
- <sup>403</sup>. El resultado anterior se mantiene al ver los casos en que hay entrada de máquinas, pero con las importaciones iguales a cero (Inver + Impo0).
- <sup>404</sup>. Los dos últimos escenarios analizan la situación simulando la no entrada de máquinas de GNL, solares y eólicas. Es interesante que en ambos casos resultan costos medios similares. Cuando no entra la unidad a GNL, los costos marginales son mayores; esta planta tiene una importante potencia (380 MW), por lo que la no entrada de la misma implica utilizar máquinas térmicas. Cuando no entran las unidades solares y eólicas, la participación de la unidad a GNL continúa desplazando el resto de las térmicas.
- <sup>405</sup>. Otra cuestión que nos permite dilucidar este análisis es si la diversificación de la oferta permite o no eliminar los potenciales problemas de competencia.
- <sup>406</sup>. En el caso de la entrada de todas las unidades planeadas (escenario Inver), se observa que las horas valle pueden ser abastecidas con energía geotérmica, hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica (además de las importaciones que siguen la misma participación del 2015). En cuanto el recurso se encuentre disponible, es de esperar que esta energía entre al sistema y no surjan cuestiones de retiro de máquinas para el aumento de los precios. En el resto de las horas marginaría la unidad de GNL. Si bien esta unidad no utilizaría toda su potencia, la misma puede presentar situaciones de faltante de gas o quita de máquina que podría ocasionar que sean marginadoras las plantas térmicas, con sus consecuentes costos más elevados. También en las horas valle podrían tenerse problemas en escenarios de menores importaciones (Inver+impo0) o menor entrada de renovables (Inver+renov0).
- <sup>407</sup>. Un potencial problema competitivo podría surgir si la firma que genera a partir de GNL argumentara indisponibilidad o faltante de gas para retirar potencia y logre de esta manera que marginen máquinas térmicas más costosas (aumentando unilateralmente el precio de mercado).

Hay que notar que el indicador pivotal no captaría esto; la planta a base de GNL no sería pivotal si se considera la cartera de proyectos existentes al año 2020 (la potencia disponible del resto de las empresas es mayor a la demanda). Sin duda, esta situación se puede evitar ampliando el criterio de auditoria del ROBCP a la nueva tecnología. Para ello sería preciso contar con información de la entrada de GNL importado y el monitoreo de la capacidad de almacenamiento del combustible.

<sup>408</sup>. Por otro lado, los resultados del modelo de largo plazo sugieren un fuerte cambio en la estructura de producción. La generación térmica basada en combustibles líquidos disminuiría significativamente, lo que probablemente redundaría en fusiones y adquisiciones de estas empresas. Aun con indicadores estructurales que recomendarían rechazar las operaciones de concentración, es importante mencionar que su análisis requeriría mayor detalle a partir de criterios de eficiencia o de empresas en crisis.

## VIII. Marco legal y regulación aplicable

<sup>409</sup>. En esta sección se realiza una descripción de los principios y aspectos fundamentales del régimen jurídico aplicable a la generación de energía eléctrica y al MMEE.

### A. Principales instrumentos jurídicos que integran la regulación sectorial

<sup>410</sup>. Las principales normas que rigen el mercado eléctrico salvadoreño son las siguientes:

- Ley General de Electricidad y su Reglamento.
- Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones
- Ley de Competencia y su Reglamento.
- Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía.
- Ley del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía y su Reglamento
- Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad y su Reglamento.
- Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

<sup>411</sup>. La reestructuración del sector eléctrico de El Salvador inicia con la aprobación, en octubre de 1996, de la Ley General de Electricidad y de la Ley General de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones<sup>59</sup>, seguidas de la formulación de sus respectivas normas reglamentarias en 1997.

<sup>412</sup>. El propósito de la reforma sectorial fue procurar el uso racional y eficiente de los recursos, y fomentar el acceso al servicio de todos los sectores de la población. Así, 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. Para la consecución de estos objetivos, el proceso de reestructuración impulsó la apertura de los segmentos de generación y comercialización, así como la reorganización y privatización de la distribución.

<sup>413</sup>. Se estableció a la SIGET como ente regulador y quién sería instituida como una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, encargada de aplicar la normativa sectorial, dictar las normas técnicas, aprobar las tarifas, dirimir conflictos entre los agentes e informar a la autoridad fiscal sobre posibles delitos por prácticas anticompetitivas. Con la Ley de Competencia (LC)<sup>60</sup>, esta última actividad quedó en cabeza de la Superintendencia de Competencia, desde su establecimiento en enero de 2006.

---

<sup>59</sup> Decreto Legislativo No. 808 del 12 de septiembre de 1996, Diario Oficial No. 189, Tomo 333, del 9 de octubre de 1996.

<sup>60</sup> Vigente a partir del 1 de enero de 2006, Decreto Legislativo No. 528, del 26 de noviembre de 2004, Diario Oficial No. 240, Tomo 365, del 23 de diciembre de 2004.

<sup>414</sup>. Las principales características del diseño regulatorio inicial establecido en la LGE y su reglamentación fueron las siguientes:

- Libertad de entrada a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica<sup>61</sup>.
- Libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución<sup>62</sup>.
- Libertad de elección de proveedor de energía por parte de todos los usuarios.
- Se permite la integración vertical y la concentración horizontal entre los agentes, siempre que se mantenga la separación contable de las actividades<sup>63</sup>.
- Libertad de los agentes del mercado para celebrar contratos bilaterales para la compraventa de energía.
- Establecimiento de la Unidad de Transacciones para la operar el sistema interconectado y administrar el MMEE.
- El MMEE comprendería dos segmentos: el mercado de contratos y el MRS.
- El despacho programado de energía se realizaría con base en los contratos bilaterales (mercado de contratos) y se complementarían con las transacciones en el MRS para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

<sup>415</sup>. En febrero de 1997, mediante Decreto Legislativo No. 960, se aprueba la Ley de Creación del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET), sustituida en julio de 1998 por la Ley del Fondo de Inversión de Electricidad y Telefonía (Decreto Legislativo No. 354)<sup>64</sup>. El FINET tiene entre sus atribuciones: subsidiar la construcción y el mejoramiento de la infraestructura para el suministro de energía eléctrica y la prestación de servicios de telefonía en las áreas rurales de bajos ingresos; y, subsidiar el consumo de energía eléctrica y de los servicios de telefonía en áreas rurales de bajos ingresos, siempre que estos sean de beneficio comunal<sup>65</sup>.

---

<sup>61</sup> 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.

<sup>62</sup> Con tarifas negociadas bilateralmente para los costos de conexión y tarifas reguladas para los costos de uso de las redes

<sup>63</sup> Se exceptúa la participación de los agentes generadores y distribuidores en la operación y mantenimiento de la red de transmisión nacional.

<sup>64</sup> Decreto Legislativo No. 354, del 20 de julio de 1998, Diario Oficial No. 142; Tomo 340, del 29 de julio de 1998.

<sup>65</sup> La ley considera como beneficio comunal los consumos de energía eléctrica asociados a proyectos de extracción, bombeo, y rebombeo de agua y los inmuebles utilizados para la prestación de servicios de educación y salud, cuando estos sean propiedad o estén bajo la administración de las comunidades, independientes de la forma en que se hayan constituido u asociado.

<sup>416</sup>. La Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad<sup>66</sup> introdujo algunos de los beneficios e incentivos fiscales para este tipo de proyectos. Los principales beneficios son:

- Durante los diez primeros años, los proyectos gozarán de exención total del pago de los derechos arancelarios sobre la importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos<sup>67</sup>.
- Los ingresos derivados directamente de la generación de energía basada en fuente renovable, gozarán de exención total del pago del Impuesto sobre la Renta, por distintos períodos, dependiendo del tipo de proyecto.
- Exención total del pago de todo tipo de impuesto sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las “Reducciones Certificadas de Emisiones”, en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto, o mercados de carbono similares.

<sup>417</sup>. El primer protocolo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central<sup>68</sup> establece el compromiso de los gobiernos de mantener una visión de largo plazo en el crecimiento del Mercado Eléctrico Regional, incentivando el desarrollo de las redes de interconexión en la región y la inversión en plantas de generación regionales. El segundo protocolo al Tratado Marco fue suscrito por los países de la región el 10 de abril de 2007.

<sup>418</sup>. En agosto de 2007, se aprobó la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía<sup>69</sup>, cuya finalidad es la de “establecer la política y la estrategia para el desarrollo eficiente del sector eléctrico”. Una de las principales atribuciones del CNE es promover la normativa del sector energético en coordinación con las autoridades competentes.

<sup>419</sup>. En resumen, tanto la SIGET como la SC tienen entre sus objetivos la protección de las actividades del sector eléctrico sujetas a regímenes de competencia. Por otro lado, la participación del CNE como órgano rector de la política energética genera que el marco legal por el cual se rige el sector eléctrico requiera la opinión y/o involucramiento de diferentes agencias del gobierno.

---

<sup>66</sup> Op. Cit. 27. Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (2007).

<sup>67</sup> Se trata de los destinados exclusivamente para labores de pre inversión y de inversión, en la construcción y ampliación de la subestación, la línea de transmisión o subtransmisión, necesarias para transportar la energía eléctrica desde la central de generación hasta las redes de transmisión y/o distribución.

<sup>68</sup> Op. Cit. 32. Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (1998).

<sup>69</sup> Decreto Legislativo No. 404, del 30 de agosto de 2007, publicado en el D.O. No 181, tomo 377, del 1 de octubre de 2007.

## **B. Defensa de la competencia en el sector eléctrico: roles de la SIGET y la SC**

<sup>420</sup>. En abril de 2003 se introdujeron modificaciones a la LGE<sup>70</sup>, que resultaron, además de cambios al esquema regulatorio, en una ampliación de las facultades de la SIGET.

<sup>421</sup>. 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; quedando redefinidas del siguiente modo:

- Velar por la defensa de la competencia en los términos establecidos en la Ley.
- Determinar la existencia de condiciones que garanticen la sana competencia en los precios ofertados en el Mercado Regulador del Sistema.
- Decidir la sustitución del Reglamento de Operación de la Unidad de Transacciones por un “reglamento interno” que establezca un despacho basado en costos de producción, en caso se verifique la ausencia de competencia.
- Ordenar y contratar la realización de estudios de mercado y consultorías específicas sobre aspectos técnicos que sean necesarios para investigar casos de prácticas anticompetitivas.
- Ordenar el cese de prácticas anticompetitivas.
- Informar a la Fiscalía General de la República la existencia de prácticas anticompetitivas que puedan ser constitutivas de delitos.
- Sancionar como infracción muy grave el abuso de poder de mercado en la determinación de los precios de electricidad en el Mercado Mayorista y prestación de servicios auxiliares.

<sup>422</sup>. Luego, con la introducción de la Ley de Competencia<sup>71</sup>, vigente a partir del 1 de enero de 2006, se derogaron las facultades que la reforma a la LGE había otorgado a la SIGET en materia de defensa de la competencia.

<sup>423</sup>. Las normas expresamente derogadas por la LC son: los artículos 3 b), d) y g); 105 bis y 106 inciso 2 de la LGE, con lo que fueron derogadas las facultades de la SIGET para ordenar el cese de prácticas anticompetitivas y sancionar el abuso de poder de mercado.

<sup>424</sup>. Luego de la introducción de la LC, las facultades en materia de competencia que la SIGET seguiría ejerciendo 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 MRS.

---

<sup>70</sup> Mediante Decreto Legislativo No. 1216, del 11 de abril de 2003, publicado en el Diario Oficial No. 83, Tomo 359, del 9 de mayo de 2003.

<sup>71</sup> Op. Cit. 60. Vigente a partir del 1 de enero de 2006.

- 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<sup>72</sup>.
- Informar a la Superintendencia de Competencia la existencia de prácticas anticompetitivas, conforme al artículo 5 e) de la Ley de Creación de la SIGET.

<sup>425</sup>. En suma, se produce una transferencia de las facultades de la SIGET hacia la autoridad de competencia, de forma que sería esta última quien sancione las conductas anticompetitivas, como el abuso de posición de dominio. Para la SIGET, quedan vigentes las facultades de monitoreo y seguimiento del mercado, así como decidir la migración al sistema de declaración de costos para el MRS, en la situación precedente.

### C. Normas que afectan el funcionamiento del Mercado Mayorista

<sup>426</sup>. El MRS comienza a funcionar a fines de 1998, con un despacho con base en ofertas de costos. En dicho momento sólo participaban en el mercado los generadores de CEL y Nejapa Power, a través de un contrato *Power Purchasing Agreement* (PPA, por su denominación en inglés) por 20 años con la empresa estatal.

<sup>427</sup>. En septiembre de 1999, el MRS comienza a funcionar con base en ofertas de precios. Para esa misma ocasión, las generadoras térmicas de la CEL fueron adquiridas por Duke Energy.

<sup>428</sup>. 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 Duke. La subida del precio del MRS del primer trimestre de 2000 también puso en crisis el mecanismo de ajuste de tarifas, lo cual motivó cambios a la normativa reglamentaria<sup>73</sup> que introdujeron reglas que ordenaron efectuar ajustes mensuales sobre los cargos reconocidos por la energía adquirida en el MMEE para satisfacer la demanda final, eliminando el riesgo financiero de las distribuidoras, así como trasladar a la tarifa variaciones menores al 10%.

<sup>429</sup>. A lo largo de 2005 y 2006 el sector mostró cierta fragilidad como consecuencia del incremento en la demanda, falta de un crecimiento adecuado del parque térmico, aumento del precio de los combustibles (que incrementaron los costos de la generación térmica) y la salida de operación de parte del parque hidroeléctrico (en 2005).

<sup>430</sup>. Todo ello motivó un cambio sustancial (aunque de naturaleza transitoria) en el esquema regulatorio, contenido en el Acuerdo No. 78-E-2005 de la SIGET de fecha 20 de abril de 2005.

---

<sup>72</sup> Al respecto, el art. 112-E de la LGE establece que mientras no existan condiciones que garanticen la competencia en los precios ofertados en el MRS, se aplicará un reglamento que propicie comportamientos de ofertas que reproduzcan condiciones de competencia. Para tales efectos, al tenor del mencionado artículo, se dispone que “...la condición del mercado será establecida por el Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones y el Superintendente de Competencia de manera conjunta, mediante un acuerdo fundamentado en índices técnicos internacionalmente aceptados para medir competencia en los mercados eléctricos”.

<sup>73</sup> Al efecto, véase el Decreto N° 52, de fecha 21 de junio de 2000, publicado en el Diario Oficial No. 115, Tomo No. 347 de fecha 21 de junio de 2000, y el Decreto Ejecutivo N° 7, de fecha 25 de enero de 2001, publicado en el Diario Oficial No. 20, Tomo No. 350, de fecha 26 de enero de 2001.

Mediante este Acuerdo se introdujo el “Mecanismo Transitorio para el Cálculo del Precio en el MRS” que establece un “Precio de Estabilización,” según el cual las generadoras térmicas del sistema con precios mas elevados fueron excluidas de la formación del precio del MRS.

- <sup>431</sup>. 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 plazo de aplicación del mecanismo fue prorrogado y se extendió a todo el parque térmico. Así, hacia octubre de 2006, solamente se consideraron para los efectos de la formación del precio del MRS a las plantas hidroeléctricas y geotérmicas.
- <sup>432</sup>. El art. 112 E de la LGE indicaba que, de no existir condiciones de sana competencia en la generación, el despacho se realizará en base a la declaración de costos (marginales, fijos, de inversión y de reemplazo del agua en el caso de las hidroeléctricas). Esto autorizó a la SIGET y la SC a comenzar a estudiar el funcionamiento del Mercado Mayorista de electricidad<sup>74</sup>.
- <sup>433</sup>. Los análisis practicados advirtieron que: 1) el mercado estaba excesivamente concentrado y que había alto potencial para el ejercicio de poder de mercado; 2) las ofertas de precio y los precios observados en el MRS eran mucho más altos que los costos marginales de la energía.
- <sup>434</sup>. En 2007, la SIGET y la SC determinaron, conjuntamente, que no existían condiciones que garantizaran la competencia en los precios ofertados en el MRS<sup>75</sup>. En consecuencia, ambas instituciones recomendaron formular un reglamento que regulase la operación del sistema y el despacho que estuviese basado en costos marginales de producción. En cumplimiento de la recomendación, la UT formuló el proyecto de Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, el cual fue aprobado por SIGET<sup>76</sup> y entró en vigencia a partir del 1 de agosto de 2011.
- <sup>435</sup>. Otros aspectos relevantes alcanzados por las reformas practicadas a la LGE y su reglamentación en el año 2003, son los siguientes:
- Se permite trasladar a las tarifas al usuario final el precio promedio del MRS más el precio de los 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.
  - Se incorporan los comercializadores independientes como accionistas de la UT.

---

<sup>74</sup> Op. Cit. 58. Superintendencia de Competencia (2007).

<sup>75</sup> Acuerdo N°. 1/2007/SC/SIGET, del 14 de marzo de 2007.

<sup>76</sup> La SIGET aprobó el ROBCP por medio del Acuerdo No. 232-E-2008, de fecha 23 de octubre de 2008. La versión que dio inicio a la implementación del despacho basado en costos entró en vigencia a partir del 1 de agosto de 2011, según el Acuerdo No. 335-E-2011, de fecha 8 de julio de 2011.

<sup>436</sup>. De esta forma, en la actualidad, las restantes normas que rigen el funcionamiento del Mercado Mayorista son:

- El ROBCP.
- Las Normas sobre Contratos de Largo Plazo mediante Procesos de Libre Concurrencia.

<sup>437</sup>. El ROBCP contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. En la aplicación del Reglamento, la UT y los PM están obligados a cumplir con los procedimientos de coordinación, supervisión, suministro de información, programación y conciliación de transacciones.

<sup>438</sup>. El ROBCP establece criterios sobre el manejo de la información y reglas para programar la operación de la oferta de generación. La programación de la operación se separa en programación anual, semanal, diaria y en tiempo real, e incluye también las transacciones regionales encuadradas en el MER. Asimismo, se tienen en cuenta aspectos como: 1) la configuración (topología) y las restricciones de la red de transmisión de electricidad, pérdidas y congestión, 2) la existencia de contratos entre los agentes, 3) las normas de calidad y seguridad del sistema eléctrico y 4) los mantenimientos programados y no programados de los generadores.

<sup>439</sup>. Como resultado de la aplicación del reglamento se obtienen:

- La oferta de energía eléctrica de cada uno de los generadores en cada hora.
- Los precios mayoristas para cada una de las horas de operación del sistema (precio del MRS).
- La valorización de los servicios auxiliares (reservas, arranque en frío y regulación de frecuencia).
- La determinación de la remuneración por capacidad (potencia) de cada generador.

<sup>440</sup>. Con respecto a los contratos de largo plazo, el art.79 de la LGE, reformado en 2003, establece que deben suscribirse contratos a través de procesos de libre concurrencia normados por la SIGET, cuyos precios pueden ser trasladables a tarifas.

<sup>441</sup>. Por otro lado, mediante Decreto No. 405 (modificación de la LGE de 2007) se determinó la obligatoriedad a las distribuidoras de suscribir contratos de largo plazo. La reglamentación indicó posteriormente la fórmula de traslado de precios a tarifas y los porcentajes mínimos de contratación<sup>77</sup>. En el art. 86-A del reglamento de la LGE se establece la obligación de suscribir contratos por no menos del 80% de la demanda de potencia máxima y la energía asociada<sup>78</sup>.

---

<sup>77</sup> El ajuste trimestral, actualmente en vigencia, está formulado en el art. 90 del Reglamento de la LGE.

<sup>78</sup> Mediante Decreto 88 del 21 de julio de 2010 se estableció una disposición transitoria estableciendo que "El porcentaje mínimo de contratación obligatoria por parte de las distribuidoras a que se refiere el Art. 86-A, inciso primero, del Reglamento de la Ley General de Electricidad, deberá cumplirse a más tardar el 30 de junio de 2015."

- <sup>442</sup>. En concordancia con las reformas al Reglamento de la LGE, la SIGET introdujo las “Normas sobre Contratos de Largo Plazo mediante Procesos de Libre Concurrencia”<sup>79</sup>.
- <sup>443</sup>. De acuerdo a las Normas, es posible considerar dos tipos de procesos que requieren participación en el Mercado Mayorista<sup>80</sup>: 1) licitaciones abiertas y 2) licitaciones especiales, fundamentadas en la política energética. En las licitaciones abiertas puede participar cualquier tipo de tecnología o recurso energético, ya sea generación existente o nueva. Las licitaciones especiales están dirigidas a generación nueva con base en recursos energéticos renovables o tecnologías específicas.
- <sup>444</sup>. En la práctica, el proceso de licitación es llevado a cabo por las distribuidoras. Cuando son procesos conjuntos, una distribuidora conduce la licitación en nombre de todas las demás participantes. Como requisito previo al inicio del proceso de libre concurrencia, las bases de licitación deben remitirse a la SIGET para su aprobación previa. Esta institución dispone un período máximo para efectuar su aprobación, dentro del cual puede solicitar modificaciones a las bases de licitación. Antes de presentar las bases para aprobación, la distribuidora debe efectuar una publicación previa por medios electrónicos de una versión preliminar con el objeto de recibir comentarios o sugerencias de potenciales participantes.
- <sup>445</sup>. De acuerdo al contenido usual de las bases de licitación, cada participante podrá entregar una única propuesta y ofertar un único precio base de la energía por cada una de sus plantas de generación en cada alternativa de monto de suministro solicitado. La SIGET podrá establecer un precio base techo para la energía, el cual se calcula teniendo en cuenta: 1) el costo de desarrollo de unidades generadoras eficientes y 2) los precios de energía esperados en el MRS. En consecuencia, toda oferta superior al precio techo es descartada.

#### **D. Evaluación del régimen jurídico en el Mercado Mayorista**

- <sup>446</sup>. Las normas y procedimientos para la operación del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica están contenidas en el “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción”.

##### **1. Mecanismos de determinación de precios**

- <sup>447</sup>. El ROBCP establece los mecanismos de determinación de precios. El MMEE está organizado sobre la base de la segmentación de los precios de la energía y la potencia.

---

Posteriormente, el Decreto 15 de 2013 prorrogó el cumplimiento del porcentaje mínimo hasta el 31 de diciembre de 2017.

<sup>79</sup> Op. Cit. 25. Acuerdo de SIGET No. 269-E-20 de fecha 1 de noviembre de 2006.

<sup>80</sup> A diferencia de otros procesos que, por ejemplo, se focalizan en generación distribuida. Como es el caso de las “Normas sobre Procesos de Libre Concurrencia para Contratos de Largo Plazo Respaldados con Generación Distribuida Renovable” (Acuerdo 1-E-2014).

- <sup>448</sup>. El precio mayorista de la energía surge de la intersección de la oferta y la demanda. Así, el precio de la energía es el costo marginal del sistema, basado en el Costo Variable de Producción (CVP)<sup>81</sup> de la última máquina que es convocada a producir. La curva de oferta para cada hora (despacho) es determinada a partir de un orden de mérito de cada generador, basado en los CVP. Es decir, las inyecciones se determinan a través de un despacho económico de mínimo costo (ROBCP # 5.1.1). Por su parte, el cálculo de los CVP sigue reglas establecidas en el ROBCP y su determinación se verifica mediante auditorías efectuadas por la UT.
- <sup>449</sup>. El pago por potencia está organizado a partir de un mecanismo basado en la disponibilidad efectiva de cada una de las plantas. De esta forma, si en un período una planta aumenta su tasa de indisponibilidad, verá disminuir el pago por potencia en el período siguiente.
- <sup>450</sup>. Para la determinación del precio mayorista de la energía, el ROBCP establece dos tipos de transacciones: 1) a través de contratos y 2) *spot* o de oportunidad.
- <sup>451</sup>. Los contratos son transacciones que no afectan el precio del mercado, constituyen un compromiso financiero entre agentes. Se informan con el objeto de determinar las transacciones económicas en el MRS, pero no tienen ningún efecto en la determinación del despacho del sistema (ROBCP # 4.5.1).
- <sup>452</sup>. En el mercado *spot*, el reglamento establece los procedimientos que deben seguir los PM para suministrar requerimientos de retiro flexible a la UT, los cuales son determinadas por el modelo de despacho (ROBCP # 5.1.1), por lo que no se requieren ofertas de oportunidad.
- <sup>453</sup>. Para determinar el precio de la energía, la UT realiza la programación diaria del despacho (denominado predespacho)<sup>82</sup>. El objeto de programar la operación es determinar los planes de despacho de las centrales generadoras, cuya coordinación con la operación del sistema de transmisión debe resultar en una operación que minimiza los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico, sujeto al cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio (ROBCP # 7.1.1)<sup>83</sup>.
- <sup>454</sup>. El precio del MRS en un período dado lo fija la unidad marginal que la UT tenga que despachar para cubrir la demanda. Dicho precio se paga a todos los Participantes del Mercado que inyectan energía al MRS y se cobra a todos los PM que la retiran.
- <sup>455</sup>. Para la programación diaria y la operación del mercado en tiempo real, la UT emplea el Sistema de Administración de Mercado (SAM). Este sistema establece una serie de requerimientos de información que deben proporcionar los PM y los lineamientos generales del sistema de despacho (anexo 7 del ROBCP).

---

<sup>81</sup> La determinación de los CVP sigue reglas establecidas en el ROBCP, los cuales son verificados mediante auditorías practicadas por la UT.

<sup>82</sup> La UT realiza tres tipos de programación: 1) programación anual, 2) programación semanal y 3) programación diaria.

<sup>83</sup> Es preciso coordinar las transacciones internacionales con el EOR.

- <sup>456</sup>. Para el cálculo del precio en el MRS se aplica la metodología del cálculo del costo marginal de operación y el precio del MRS en cada intervalo de mercado. La misma se encuentra detallada en el anexo 9 del ROBCP.
- <sup>457</sup>. El costo marginal de operación del sistema se define como el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía. Para obtener el costo marginal del sistema se construye la curva de oferta de energía sobre la base de los CVP de las plantas de generación.
- <sup>458</sup>. El CVP de una unidad térmica se calcula con el costo de combustible<sup>84</sup>, más los costos variables de operación y mantenimiento. El CVP de una central hidroeléctrica con embalse corresponde al costo de oportunidad del agua de dicha central; el de una central geotérmica al costo variable de operación y mantenimiento de dicha unidad. Se considera que el CVP de las unidades basadas en recursos renovables no convencionales y de las importaciones es cero<sup>85</sup>.
- <sup>459</sup>. El precio del MRS es la suma del costo marginal del sistema y los cargos del sistema (denominado CSIS), estos últimos se trasladan a la demanda y son cargos de administración (registro en la SIGET, administración del MMEE), cargos asociados a la transmisión (uso transporte nacional, pérdidas, transmisión regional) y servicios auxiliares (regulación de voltaje, potencia reactiva, reserva fría).
- <sup>460</sup>. Las tarifas a los usuarios finales tienen en cuenta dos grandes rubros, el costo de la energía y el valor agregado de distribución (VAD). El art. 67 de la LGE establece los lineamientos para determinar el VAD, tomando como referencia los costos medios de inversión, operación y mantenimiento de una red de distribución eficientemente dimensionada (regulación por empresa modelo). Por su parte, el traslado del precio mayorista de la energía a las tarifas finales surge de un promedio ponderado entre los precios de los contratos de largo plazo y el MRS.
- <sup>461</sup>. La inclusión de los precios de los contratos para el cálculo del traspaso del costo de la energía a los usuarios finales otorga mayor estabilidad a este componente de las tarifas, que es justamente el más fluctuante (el VAD cambia con las revisiones tarifarias). Entonces, el buen funcionamiento del MMEE asegura que el componente de energía en el precio a los usuarios finales sea el más bajo posible, dada la estructura de generación de El Salvador.
- <sup>462</sup>. Los apartados normativos del ROBCP comentados son suficientes para el análisis del MMEE. En todo caso, el desempeño competitivo observado en el MMEE (ver sección VII) hace irrelevante analizar con mayor detalle otros aspectos normativos del ROBCP.
- <sup>463</sup>. Adicionalmente se puede mencionar el caso del pago de capacidad, que tiene características que desalientan la declaración de indisponibilidad de máquinas con fines anticompetitivos. Sin embargo, de las entrevistas con los agentes del mercado se obtuvo información sobre cierta disconformidad con la metodología de cálculo del pago de potencia. El análisis de este aspecto

---

<sup>84</sup> Tomando el consumo de combustible para el caso de generación a potencia máxima menos el porcentaje de reserva rodante requerida para servicios auxiliares.

<sup>85</sup> Es decir, tienen prioridad de despacho.

no ha sido analizado en el presente estudio dado que depende más bien de un problema de diseño regulatorio.

## 2. Efectos sobre la competencia y la eficiencia

<sup>464.</sup> De la evaluación del ROBCP, se observa que éste cumple con los requisitos necesarios para llevar adelante un despacho de mínimo costo. En este sentido, los mecanismos para la determinación de los precios establecidos en ROBCP no generan restricciones que puedan tener efectos negativos sobre la competencia y la eficiencia. Es decir, las normas existentes no provocan aumento en el poder de mercado; por el contrario, la búsqueda del despacho de mínimo costo tiende a acercar el precio al costo marginal, erosionando así el poder de mercado.

<sup>465.</sup> El esquema normativo que regula el mercado de contratos resulta adecuado para su funcionamiento. Un aspecto que conviene aclarar está dado por el nivel mínimo de contratación. Hasta el 31 de diciembre de 2017 el nivel requerido es de 70% de la demanda, luego de esa fecha se exigirá un 80%. Sin embargo, en la actualidad, la contratación no llega al 50% (gráfico VIII-1).

**Gráfico VIII-1: Descomposición de la demanda por tipo de transacción  
Porcentajes. 2010 - 2016**



Fuente: elaboración propia con base en datos de UT.

Nota: 2016 corresponde al mes de junio.

<sup>466.</sup> El gráfico muestra la estructura de las transacciones a fines de cada año. En el 2014 se alcanzó el nivel del 70% de la demanda con los contratos de libre concurrencia. Pero en lugar de mantenerse en ese nivel, se observa que, a junio de 2016, ese porcentaje de contratación disminuyó al 46%.

<sup>467.</sup> Este resultado es causa de la no participación del grupo CEL en las subastas. Sería conveniente analizar las razones por las cuales se da esta situación. En principio, es probable que la no participación esté relacionada con aspectos regulatorios asociados al financiamiento de tarifas finales (subsídios) más que a aspectos relacionados con un potencial abuso de posición dominante en el mercado eléctrico. Si esto fuera así, sería preciso analizar la implementación de un mecanismo de financiamiento alternativo que permita a la empresa de generación

dedicarse solamente a su actividad específica, con el fin de eliminar distorsiones en el Mercado Mayorista.

- <sup>468</sup>. En todo caso, se observa que la regulación es incompleta dado que sólo se exige contratación obligatoria por el lado de la demanda, y no hay vigente un mecanismo de incentivos para la participación de la oferta pública y privada.
- <sup>469</sup>. Los precios de los contratos suelen ser una preocupación desde el punto de vista competitivo. En El Salvador, los precios finales están muy cercanos al precio techo impuesto en las licitaciones (ver gráfico IV- 2). Dado que la duración de los contratos es relativamente corta, es esperable que los precios estén atados a un precio techo cuyo cálculo se basa en el comportamiento observado y esperado en el corto plazo del MRS. Por su parte, el MRS es resultado del modelo de despacho basado en costos cuyo nivel refleja condiciones competitivas, lo que genera que los precios de los contratos también lo estén. En consecuencia, que los precios de las ofertas sean cercanos al precio techo no es una señal de posibles problemas competitivos<sup>86</sup>.
- <sup>470</sup>. Para resolver estos aspectos se sugiere: 1) revisar el esquema vigente de contratos de libre competencia para asegurar el cumplimiento del objetivo de alcanzar el 80% de contratación de la demanda a fines de 2017; y 2) estudiar en profundidad el rol de la CEL en el financiamiento de subsidios y buscar esquemas alternativos eficientes.
- <sup>471</sup>. Otro tema para analizar es el rol de los comercializadores en la oferta de “contratos firmes” a partir de energía importada<sup>87</sup>. Por una parte, las reglas del MER limitan a un año la firmeza de los contratos y, por otra parte, las reglas de despacho nacional condicionan su reconocimiento como potencia firme bajo determinadas condiciones<sup>88</sup>. No obstante, pueden existir razones de política pública que incidan en estas restricciones, lo que requiere un análisis técnico más detallado. Asimismo, es preciso estudiar la posibilidad de calzar temporalmente los contratos de libre competencia con los contratos del MER.

---

<sup>86</sup> En todo caso, cabría preguntarse desde la perspectiva regulatoria si este sistema de contratos es el más conveniente desde el punto de vista del bienestar.

<sup>87</sup> Entre los mecanismos contractuales puestos a disposición de los agentes del MER se encuentran los “contratos firmes” y los “contratos no firmes”. Los contratos firmes suponen el compromiso de entregar energía a un comprador ubicado en un país diferente al de origen, para lo cual debe tener asociados derechos de transmisión de energía a través de la red de transmisión regional, lo cual les otorga prioridad de suministro para la parte compradora.

<sup>88</sup> Antes de ser reconocidas como parte del despacho, las importaciones de energía efectuadas conforme un contrato firme deben realizarse a cuenta de un operador del mercado. Luego, el importador aparece como un agente que adquiere la energía del Mercado Mayorista, lo cual, de acuerdo a declaraciones de algunos comercializadores, puede generar dudas sobre la posible duplicidad en el pago de los cargos de potencia, tanto para el sistema nacional, como para el país de origen donde contrató la energía.

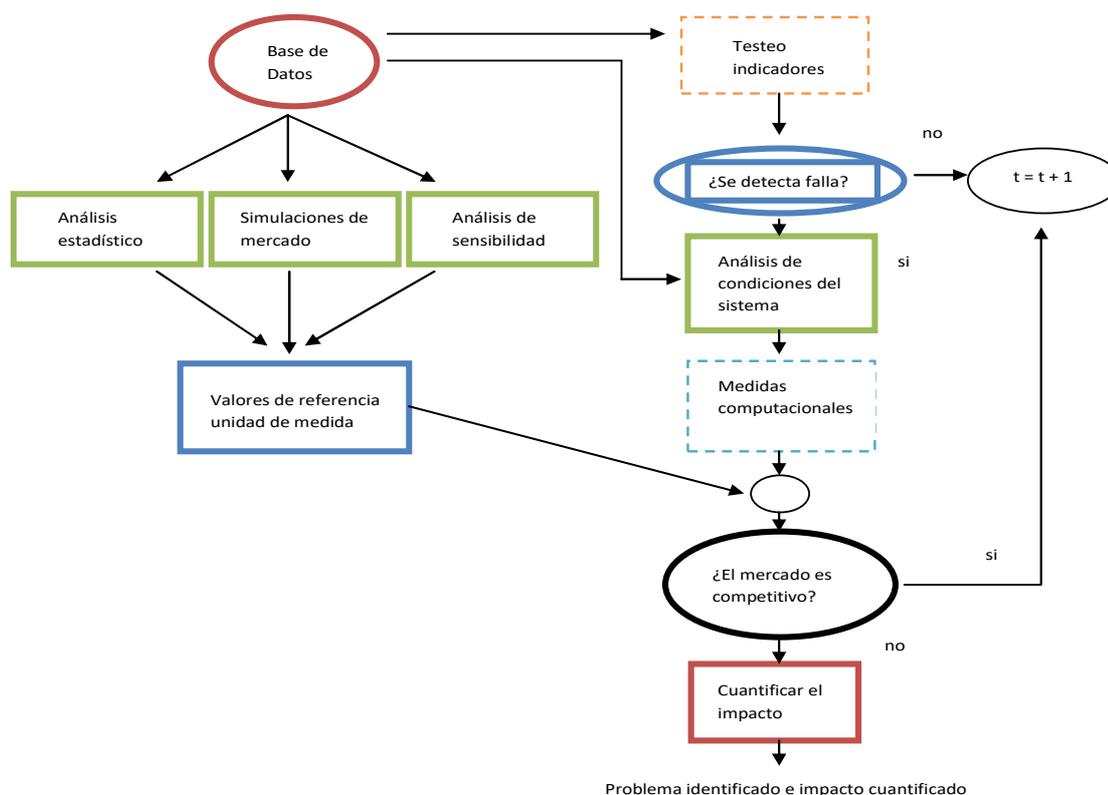
## IX. Componentes básicos para el monitoreo de mercado

### A. Lineamientos para un esquema de monitoreo

<sup>472</sup>. Siguiendo a Güller (2005), el principal objetivo de los lineamientos de un esquema de monitoreo, es desarrollar una herramienta que sea capaz de lidiar con todos los aspectos relevantes en el monitoreo de mercado. Para lograr esto se requiere una detallada representación de cada mercado, el modelado de varios aspectos de la alimentación del sistema y de las actividades de monitoreo de mercado.

<sup>473</sup>. El proceso de análisis de monitoreo se detalla en la ilustración 2. Los datos obtenidos, consistentes en medidas de mercado y de sistemas, sirven para llevar a cabo el proceso. Si se detecta alguna falla o anomalía, el proceso continúa con el cálculo de medidas apropiadas y sus valores de referencia en paralelo. El cálculo de las medidas adecuadas nos permite acceder al origen de la falla, que puede ser por comportamiento colusivo o debido a conductas particulares de los participantes en el mercado y en el tiempo.

Ilustración 2. Proceso de monitoreo



Fuente: Güller (2005).

- <sup>474</sup>. Las medidas de referencia van a estar basadas en datos previos del mercado, resultados de análisis de monitoreo y la caracterización de un mercado eléctrico competitivo por parte del regulador, computadas mediante varias herramientas, como análisis de tendencias estadísticas, simulaciones de mercado y análisis de sensibilidad. Cada medida es comparada con su valor de referencia para determinar si el comportamiento analizado fue o no competitivo. Cuando la desviación sobre la medida de referencia sobrepasa cierto nivel, se debe cuantificar adicionalmente el impacto del problema identificado.
- <sup>475</sup>. Hay un consenso creciente de que el proceso de monitoreo de mercado es una parte esencial para que un mercado eléctrico funcione bien. Las particularidades de este mercado inducen que el tipo de análisis de competencia efectuado en cualquier otro mercado resulte inadecuado para el MMEE. En algunos mercados, el encargado del monitoreo puede automáticamente mitigar algunos tipos de conductas, pero la presencia de un agente encargado de monitorear debería actuar como un disuasor al ejercicio de poder de mercado. Los recursos esenciales aquí son la información que posee el que desarrolla el monitoreo y su capacidad analítica.
- <sup>476</sup>. El operador del segmento de transmisión está bien posicionado para brindar la información requerida en el proceso de monitoreo, dado que tiene acceso a la mayoría de la información requerida. También tiene la experiencia para analizar los datos y darle un soporte, dado su entendimiento de las compañías generadoras. Este enfoque, sumado a una junta de expertos que funcione de manera independiente, asegurándoles a los participantes del mercado la imparcialidad del análisis, ha funcionado con un éxito razonable en Estados Unidos y Europa.
- <sup>477</sup>. Las congestiones de red proveen potencialmente un gran número de oportunidades para ejercer poder de mercado. Es entonces importante que la congestión sea monitoreada y tenida en cuenta por el encargado de monitorear en la práctica.
- <sup>478</sup>. Siguiendo a Twomey, Green, Neuhoﬀ y Newbery (2005), para lograr un monitoreo efectivo, primero, hay que utilizar un amplio rango de técnicas y el monitoreo debe estar abierto a nuevas evidencias sobre su utilidad o no. Segundo, se debe tener la mayor cantidad de información posible, aunque no sea utilizada en el presente, pues nuevas técnicas pueden utilizar dicha información en el futuro. Y tercero, la información debe publicarse para permitir que los analistas independientes puedan refinar las técnicas de detección y así disuadir el abuso de poder de mercado.
- <sup>479</sup>. Mientras que los esquemas de mitigación aseguran que los precios no suban sobre determinado nivel, hay efectos secundarios con respecto a la mitigación del despacho. El más importante es que el esquema de mitigación reemplaza las señales de los precios que son útiles para la determinación del precio de los activos. Una vez eliminadas las señales que brindan los precios, el resultado será una inversión insuficiente en la infraestructura requerida. Las medidas de mitigación también crean incentivos perversos para actuar de manera anticompetitiva, como la conducta que resulta en ofertas justo por debajo del precio tope.

## **1. Necesidad de un proceso de monitoreo prospectivo de mercado**

- <sup>480</sup>. La mayoría de los mercados de electricidad a nivel mundial, basados en ofertas, han experimentado un período sostenido en el cual se ha ejercido un poder unilateral de mercado

significativo. Los mercados con peores resultados fueron aquellos que no tenían implementado un proceso de supervisión. El Reino Unido es el primer caso donde esto ocurrió, el mercado de California de los Estados Unidos es el mejor ejemplo, y el de Nueva Zelanda es el más reciente.

**a) La experiencia del Reino Unido**

- <sup>481.</sup> El “*pool*” de electricidad en el Reino Unido fue formado en 1990 por un grupo de compañías de generación y distribución que conjuntamente formaron el NGC (National Grid Company por sus siglas en inglés), para operar la red de transmisión y el Mercado Mayorista. El rol específico y las responsabilidades del *pool* se formalizaron en un contrato conjunto denominado PSA (*pooling and settlement agreement* por sus siglas en inglés), que todas las compañías eléctricas debían firmar. Las reglas del *pool* especificaban los procedimientos que el NGC utilizaba para operar el mercado, y le daba la fórmula para convertir ofertas en precios. El PSA también contenía cláusulas para su propia modificación y ajuste conforme a las necesidades del mercado, pero mediante un procedimiento que resultó ser muy complejo.
- <sup>482.</sup> El *pool* fue gobernado por sus miembros, con una vigilancia limitada por parte de la Oficina de Regulación Eléctrica (OFFER) o de cualquier otra entidad independiente de supervisión. Si se identificaba un defecto en el diseño del mercado, se designaba un comité para formular el cambio de la regla de mercado requerido para solucionar el problema. Seguidamente, esta solución era sometida a votación en la reunión mensual del Comité Ejecutivo del *pool* (PEC), el cual estaba formado por cinco representantes de los generadores y cinco de los distribuidores. Esta estructura fue reformada posteriormente para reflejar una más clara distinción entre los generadores y los distribuidores y para permitir la participación de algunos protectores del consumidor.
- <sup>483.</sup> Una vez aprobados los cambios propuestos por el PEC, se iniciaba la tarea de ponerlos en ejecución, a menos que alguna de las compañías miembro solicitara una reunión de miembros del *pool* donde se votaría de nuevo la implementación del cambio propuesto. Debido a que los diversos participantes del mercado tenían una ponderación diferente en el proceso de votación, basada en su tamaño, las firmas más grandes podían bloquear los cambios desfavorables a sus intereses financieros. Adicionalmente, si un miembro del *pool* no obtenía el resultado que deseaba, aun podría apelar al regulador, bloqueando la decisión por otros dos o tres meses adicionales.
- <sup>484.</sup> La OFFER comprobó que cada vez se hacía más difícil de tratar la falta de interés en el proceso por parte de los administradores del *pool* ante los problemas del sistema y de la administración del mercado. Por las mismas razones descritas anteriormente, la OFFER tenía poca capacidad de efectuar cambios en las regulaciones del mercado para remediar pequeños defectos antes de que causaran un daño significativo. Tampoco el regulador pudo realizar los cambios necesarios en el diseño antes que se causaran ese tipo de daños al mercado.
- <sup>485.</sup> Por ejemplo, el problema del reducido número de generadores participantes en el mercado (National Power y PowerGen) fue identificado en una etapa temprana y se recomendó la necesidad de incrementarlo a un número más grande, pero esto no ocurrió hasta que se vieron enfrentados a una fuerte presión política y ya había sido ejercido un enorme poder de mercado durante varios años. Los antiguos acuerdos para la reglamentación del mercado fueron

sustituidos por los Nuevos Acuerdos de Generación Eléctrica (NETA) que entraron en vigencia a partir de marzo de 2001.

- <sup>486</sup>. El mercado de los NETA requirió que todos los generadores firmaran nuevamente un acuerdo de licencia. El nuevo acuerdo le dio a OFGEM, el nuevo regulador de gas y electricidad, el poder para supervisar el mercado con una mayor capacidad de intervención en la corrección de fallas de su diseño.

## **2. Necesidad de apoyo sustancial de la autoridad regulatoria**

- <sup>487</sup>. En la mayoría de los casos, la principal razón por la cual las fallas en el mercado eléctrico no se corrigen antes de que ocurran transferencias significativas de bienestar es por la insuficiente integración del proceso de monitoreo de mercado y el proceso regulatorio. En los Estados Unidos de América, la FERC instruye muy directamente en este aspecto y enfatiza la importancia de tener protocolos efectivos de monitoreo de mercado. Sin embargo, se advierte que la FERC no ha reforzado los protocolos de monitoreo diseñando una estructura regulatoria que los acompañe.
- <sup>488</sup>. En el sistema de *pool* del Reino Unido y de Nueva Zelanda se operaba con poca supervisión por parte del ente regulador, en estos países había un respaldo insuficiente para un proceso de supervisión del mercado. Con la posible excepción de la industria eléctrica australiana, en el resto de los países del mundo, la incapacidad para integrar el proceso de supervisión del mercado con el proceso regulador ha sido la principal razón de la falta de efectividad en el sector.
- <sup>489</sup>. Siguiendo los antecedentes de Estados Unidos de América, antes de que los mercados regionales mayoristas fuesen aprobados, la FERC exigía que el Operador Independiente del Sistema (ISO) presentara una serie de protocolos de supervisión del mercado que formaran parte de la tarifa del ISO. A todos los Operadores Independientes (ISO's) se les requirió la formación de un departamento interno de supervisión del mercado. Varios de estos ISO's decidieron incluir una entidad independiente de supervisión para monitorear tanto su operación como la del Mercado Mayorista.
- <sup>490</sup>. Los protocolos definieron las obligaciones de los departamentos de supervisión de los ISO's y de la entidad de supervisión independiente. Sin embargo, no se especificó claramente cómo el monitor interno del mercado y el independiente interactuarían con la FERC. Cuando surgió la crisis energética en California al comienzo del verano de 2000, la FERC no contaba con un proceso que le permitiera hacer uso de la información proporcionada por el ISO del Departamento de Análisis de Mercado (DMA) y el Comité de Supervisión del Mercado de California (MSC), para implementar cambios en la regulación con el fin de corregir los defectos de diseño de mercado.
- <sup>491</sup>. La FERC estaba enterada de los defectos en el diseño del mercado eléctrico de California mucho antes de que ocurriese la crisis del sector. Hasta el MSC y el DMA prepararon informes sobre el funcionamiento de ese mercado e hicieron una serie de recomendaciones. Estas fueron ignoradas por la FERC debido a las carencias de respaldo regulatorio formal para el proceso de supervisión del mercado de California.

<sup>492</sup>. Particularmente, durante ese proceso, el análisis y los comentarios del DMA y el MSC fueron tratados de manera semejante al de otros accionistas – propietarios de las unidades de generación, entidades de servicios y de otras instituciones del Estado. Esto sucedió a pesar de que estas entidades tenían información confidencial sobre el mercado. La incapacidad para integrar el sistema de su supervisión del mercado al proceso regulatorio del mismo no permitió que la FERC se beneficiara de los análisis preparados por la DMA y el MSC con la suficiente anticipación para implementar los cambios regulatorios necesarios.

### **3. Necesidad de indicadores sobre el desempeño del mercado**

<sup>493</sup>. El desafío más grande al que se tiene que enfrentar un proceso de supervisión de mercado es decidir cuándo intervenir para solucionar los defectos de diseño del mercado. A menudo hay incertidumbre sobre las causas de resultados dañinos para el mercado ocurridos durante un periodo sostenido, existiendo además el riesgo de empeorar la situación al intervenir en el mercado. La intervención también puede crear incentivos de comportamientos que incrementen la posibilidad de resultados perjudiciales en el futuro. Por ejemplo, un límite inferior del precio en el mercado de electricidad de corto plazo puede entorpecer el incentivo para que los generadores firmen contratos de venta de energía a largo plazo con los minoristas, lo que incrementa la posibilidad de un problema unilateral de poder de mercado en el mercado de corto plazo en el futuro.

<sup>494</sup>. Entonces, al decidir sobre la intervención del mercado, el regulador debe hacer un balance del costo de la intervención reguladora contra las ventajas previstas de la misma. El acceso a indicadores consistentes sobre el funcionamiento del mercado contribuye a reducir los costos de la intervención.

<sup>495</sup>. Los esquemas de mitigación son utilizados para prevenir el resultado anticompetitivo en los mercados de bienes cuando se ejerce poder de mercado, para poder atenuar las posibles repercusiones sobre otros participantes en el mercado. Dos esquemas de mitigación son los principalmente utilizados: a) un sistema de precio tope que se enfoca en la naturaleza del precio que se ofrece y actúa como filtro al no permitir que las ofertas aceptadas sean a mayor precio que un techo determinado, b) un sistema de oferta tope, en donde se analiza cada oferta individualmente.

<sup>496</sup>. De acuerdo a un trabajo de consultoría realizado por Miramón (2004) que estudió el sector eléctrico Colombiano, los elementos importantes a analizar en el Mercado Mayorista son, en principio medir el grado de competencia en las transacciones de energía eléctrica tanto en el mercado *spot* como en el de contratos, y luego, identificar las situaciones que requerían el diseño de soluciones específicas, tales como reducción de riesgos, tipos de contratación, nivel de remuneración en el negocio de generación, restricciones en la red, mínimos operativos, entre otros.

<sup>497</sup>. Tomando el caso de Estados Unidos, la crisis eléctrica del Estado de California es un ejemplo de cómo no intervenir para remediar los defectos del diseño del mercado. La FERC tenía poca capacidad para diagnosticar los defectos de diseño de mercado hasta poco después de junio de 2001. La FERC aún no había instalado protocolos para recoger y analizar datos de los ISO's que existían en los Estados Unidos. De acuerdo a Wolak (2003a y 2003b), aunque la FERC

tenía un mandato estatutario para fijar precios justos y razonables en el Mercado Mayorista, todavía tenía que definir qué era un precio justo y razonable. Esto creó una gran incertidumbre entre los participantes del mercado de California durante el verano del 2000, ante la probabilidad de que la FERC ejerciera su intervención.

- <sup>498</sup>. Durante el verano del 2000, las comisiones y el personal de la FERC hicieron declaraciones públicas sobre sus intenciones de asegurarse de que los precios mayoristas de California fueran justos y razonables. Según lo observado por Wolak (2003a), a finales del verano y principios del otoño del 2000, muchos proveedores que servían el mercado de California se inquietaron ante la posibilidad de que la FERC ordenara hacer reembolsos por los precios extremadamente altos del Mercado Mayorista en el verano del 2000. En noviembre de ese año, la FERC publicó una orden preliminar de medidas propuestas para implementar en California, las que exaltaron la capacidad de incrementar los precios mayoristas por parte de los oferentes. Después de que todas estas medidas fueron implementadas en enero de 2001, ocurrieron múltiples apagones y los precios de mercado de corto plazo se elevaron sobre los US\$300/MWh.
- <sup>499</sup>. La probabilidad de que las medidas implementadas por la FERC fueran inadecuadas se hubiera podido reducir notoriamente si se hubieran soportado en un sistema confiable de indicadores de desempeño que diagnosticara los defectos del mercado de California. Adicionalmente, si estos índices hubieran sido supervisados desde el inicio de las operaciones del mercado de California, la FERC hubiera podido determinar el momento indicado para su intervención y ocuparse de los problemas antes de que implicaran un daño significativo a los consumidores.
- <sup>500</sup>. Como resultado de la intervención en el mercado de California, la FERC actualmente exige que los supervisores del mercado en todos los ISO's de los Estados Unidos presenten reportes sobre los indicadores de funcionamiento del mercado, comparables entre mercados y a través del tiempo, al menos anualmente. Estos índices se diseñaron con el fin de proporcionar a la FERC signos sobre el desempeño real de los mercados, para poder diagnosticar sus fallas antes de que estas puedan suponer un daño significativo a la eficiencia o a la confiabilidad del sistema.

#### **4. Necesidad de hacer pública la información**

- <sup>501</sup>. La publicación de todos los datos enviados y producidos para el operador del sistema aumenta la transparencia del Mercado Mayorista, particularmente para los participantes más pequeños. Esto no ocurre para las firmas más grandes, ya que estas están en una mejor posición para recoger la información disponible sobre los datos del mercado. Entonces todos los datos disponibles para operar en el corto plazo deben estar disponibles lo más pronto posible después del día de operación, a fin de no perjudicar a las firmas más pequeñas.
- <sup>502</sup>. Al publicarse los datos periódicamente, todos los PM están al tanto de las ofertas, programas de despacho y los niveles de generación. El hecho de que el comportamiento de estos participantes esté siendo observado directamente, aumenta la posibilidad de la detección de violaciones a las reglas del mercado. Cualquier agente interesado puede supervisar el comportamiento del mercado utilizando los datos disponibles al público.

## **5. Necesidad de independencia del proceso de supervisión**

- <sup>503.</sup> Los procesos más eficaces de supervisión de los mercados son aquellos que se perciben por los participantes del mercado como independientes de los operadores y del sistema, de sus reguladores y del proceso político. La publicación de los datos puede ser un dispositivo que obliga a que el proceso regulador mantenga su independencia. En estas condiciones, cualquier parte interesada puede obtener los mismos datos que el ente regulador y realizar sus propios análisis de los asuntos planteados por esta institución.
- <sup>504.</sup> Los agentes que participan en el mercado también se enfrentan al riesgo de que el regulador pueda tomar decisiones que aumenten sus costos o reduzcan sus riesgos. El riesgo se reduce cuando los PM perciben el proceso regulador como independiente.
- <sup>505.</sup> De acuerdo a los apartados anteriores, la operación del mercado o del sistema puede implicar costos innecesarios a los participantes del mercado. Entonces, un proceso de supervisión del mercado al interior del operador del mercado o del sistema puede encontrarse con ciertas dificultades al recomendar cambios de regulación que respondan mejor a las necesidades de los PM, si estos cambios requieren mayores esfuerzos por parte del OM o del OS. Uno de los papeles del proceso de supervisión es que su labor recaer sobre estos operadores, por esta razón es que debe ser independiente de estas dos entidades.
- <sup>506.</sup> En el caso de Australia, el NECA satisface muchas de las tareas de un supervisor independiente del mercado eléctrico australiano. Periódicamente prepara informes sobre el análisis del mercado, publicando datos sobre ofertas, programas de despacho y niveles de generación suministrados por la National Electricity Market Management Company (NEMMCO) en su página web un día después de las transacciones del mercado.
- <sup>507.</sup> Australia también cuenta con otras entidades supervisoras del mercado. En este sentido, la Oficina Australiana de Economía Agrícola y Recursos (ABARE) es una agencia estatal para la investigación económica, reconocida por sus investigaciones y análisis independientes; se encarga de preparar informes y análisis del mercado eléctrico de su país. El Consejo Nacional de Competencia fue establecido por el gobierno australiano en noviembre de 1995, para actuar como organismo consultivo de políticas y tiene el rol de supervisar la implementación de las políticas de competencia a nivel nacional.
- <sup>508.</sup> De igual manera, la Comisión de Productividad ha sido un participante activo en el proceso australiano de reforma del sector eléctrico. Esta institución es el principal organismo de revisión y consultoría del gobierno en políticas de regulación macroeconómicas, realiza investigaciones públicas en una amplia gama de asuntos económicos y sociales incluyendo política de competencia, productividad, medioambiente, infraestructura económica, mercados laborales, comercio y asistencia, ajuste estructural y reformas macroeconómicas.

## **6. Aspectos generales del monitoreo para el mercado de El Salvador**

- <sup>509.</sup> La SIGET es el ente regulador y principal responsable del cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de Electricidad. Como ente regulador es una institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, con la facultad de aplicar la normativa sectorial, dictar las normas técnicas, aprobar las tarifas, dirimir conflictos entre los agentes, informar a la autoridad sobre

prácticas anticompetitivas, así también dispone de algunas facultades que le permiten dar cierto seguimiento al mercado. Con la Ley de Competencia, vigente a partir de enero de 2006, las atribuciones sobre defensa de la competencia quedaron en cabeza de la SC.

- <sup>510</sup>. La Ley de Competencia le otorga a la SC plenas facultades para realizar sus actividades a través del Consejo Directivo y las funciones del Superintendente. Puede realizar estudios de mercado, advertir a los reguladores del sector respecto de los efectos de sus reglamentos sobre la competencia, emitir opiniones sobre los efectos competitivos de la legislación y sobre los procedimientos concursales en las adquisiciones y contrataciones públicas. La SC ha suscrito acuerdos de cooperación con reguladores y entidades gubernamentales relacionados con diversos mercados y temáticas como: electricidad y telecomunicaciones, puertos marítimos, transporte aéreo, sistema financiero, pensiones, bolsa, ciencia y tecnología, etc. Estos acuerdos establecen el intercambio de información, la asistencia técnica y la cooperación en la ejecución de las misiones de las diferentes instituciones.
- <sup>511</sup>. La SIGET y la SC ya tienen experiencia en el trabajo de manera conjunta. Por ejemplo, el estudio de la Superintendencia sobre el sector eléctrico (Superintendencia de Competencia de El Salvador, 2007) encontró una falta de competencia entre los generadores en el MMEE. La SIGET condujo estudios análogos independientemente de la SC, llegando a conclusiones similares. Como resultado, las dos instituciones formularon conjuntamente un acuerdo en el que expresaron su conformidad respecto al cambio de método de la determinación de precios mayoristas. La SC también le remitió sus comentarios a la SIGET sobre los reglamentos que rigen las subastas en los contratos de largo plazo para la venta de electricidad.
- <sup>512</sup>. Mediante la creación del CNE, a partir de 2007, se estableció que su finalidad es la de “establecer la política y la estrategia para el desarrollo eficiente del sector eléctrico”. Una de las principales atribuciones del CNE es la de promover la normativa del sector energético en coordinación con las autoridades competentes.
- <sup>513</sup>. En resumen, tanto la SIGET como la SC tienen entre sus objetivos la protección de las actividades del sector eléctrico sujetas a regímenes de competencia. Por otro lado, la participación del CNE como órgano rector de la política energética induce a que el marco legal por el cual se rige el sector eléctrico requiera la opinión y/o involucramiento de diferentes agencias del gobierno.
- <sup>514</sup>. Como sucede en la experiencia internacional, la actividad de monitoreo es responsabilidad del órgano regulador o del operador del mercado. Estos son los encargados de la operación diaria del mercado y por ende los que deberían monitorear el mismo. Para el Reino Unido, es OFGEM, regulador de gas y electricidad, la entidad que tiene el poder para ser supervisor del mercado con una mayor capacidad de intervenir en la corrección de fallas en su diseño. En los Estados Unidos, la FERC exigía que el Operador Independiente del Sistema (ISO) presentara una serie de protocolos de supervisión del mercado.
- <sup>515</sup>. La Superintendencia de Competencia, mediante los mecanismos de cooperación interinstitucional idóneos, podría recibir información general agregada de los otros organismos con el objeto de efectuar chequeos de determinadas variables significativas: los precios de contratos, precio del MRS, tasa de indisponibilidad y precios de combustibles. Esta información

agregada le puede servir para obtener indicios de distorsiones, de esta manera tendría insumos para abordar un estudio particular del mercado y algunas distorsiones incluso podrían ser causadas potencialmente por alguna práctica anticompetitiva.

- <sup>516</sup>. La información recadaba podría ser insumo para analizar, por ejemplo, aumentos sostenidos de la tasa de indisponibilidad de máquinas térmicas, precios de los combustibles no alineados con los verdaderos costos de los mismos, entre otras. Se recomienda hacer un seguimiento semestral o anual sobre la base de los datos mensuales de las variables mencionadas.

## **B. Modelo de monitoreo para la Superintendencia de Competencia**

### **1. Panel de control**

- <sup>517</sup>. Se desarrolla un panel de control para analizar los efectos competitivos de cambios en la estructura actual de mercado y de su evolución prospectiva. En particular, la herramienta permite analizar los efectos que surgirían de fusiones, entrada o salida de empresas, variaciones en la indisponibilidad, en los niveles de demanda, en los niveles de importaciones, entre otros.

- <sup>518</sup>. No es una herramienta de monitoreo diario del mercado, el cual, como se mencionó, no debería ser función de la SC, sino más bien un panel para analizar los posibles efectos competitivos de cambios en la estructura de mercado mediante ejercicios del estilo “*what if*”.

- <sup>519</sup>. Los datos que alimentan al panel y su estructura están dados de la siguiente manera:

- El año se divide en 12 horas promedio al igual que el ejercicio de prospectiva realizado en este documento. Es decir, horas punta, valle, resto, para días laboral y no laborales, separándolos para estación seca y húmeda.
- Se consideran las potencias actuales de las máquinas y sus disponibilidades (en el caso de las térmicas, sus indisponibilidades promedio, en el caso de las otras tecnologías su relación generación / potencia para captar efectos de disponibilidad de agua o no disponibilidad del recurso).
- El análisis se puede realizar de manera anual. En cada período de tiempo se van incorporando los proyectos del “Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026”. La herramienta es suficientemente flexible para cambiar la entrada o no de estos proyectos, o incorporar nuevos. A continuación se describen las solapas de carga de datos y de resultados.

#### **a) Control**

- <sup>520</sup>. La carga de datos se encuentra agrupada en cuatro tablas según la información a introducir:

1. Período de estudio y crecimiento demanda
2. Disponibilidad de máquinas y variación importaciones por agente económico
3. Control de fusiones
4. Nuevas entradas

521. Período de estudio y crecimiento demanda: aquí el usuario puede introducir características de la temporalidad del análisis. El año (2015 a 2020), la estación, día laboral o no laboral y el tipo de hora (punta, valle, resto). También se puede introducir el crecimiento promedio anual de la demanda. La tabla de carga de datos es la siguiente.

**Tabla IX-1. Período de estudio y crecimiento demanda**

Período	Elección
Año	2015
Estación	Húmeda
Día	Laboral
Hora	Valle
Crec. Anual demanda	3%

Fuente: elaboración propia.

522. Disponibilidad de máquinas y variación importaciones por agente económico: esta tabla permite modificar los porcentajes de indisponibilidad por estación y su promedio anual. Los mismos están estimados según las estadísticas del año 2015. Para las térmicas representa la indisponibilidad promedio. Para el resto de las tecnologías representa el ratio generación/potencia para representar la disponibilidad del agua o del recurso. Para las tecnologías existentes, las indisponibilidades están definidas por agente económico. Para las nuevas tecnologías las indisponibilidades están definidas por tecnología.

523. El usuario puede modificar el porcentaje de indisponibilidad cómo desee por tipo de estación. La tabla también permite variar las importaciones respecto de las observadas en 2015 para ver los efectos en el mercado de aumentos o disminuciones de las mismas.

**Tabla IX-2. Disponibilidad de máquinas y variación importaciones por agente económico**

Grupo	Est. Seca	Est. Húmeda	Anual	Au impo-% 2015
BOREALIS	70%	70%	70%	0%
CASSA	78%	20%	48%	0%
CEL	35%	30%	32%	0%
DUKE	64%	64%	64%	0%
GECSA	66%	66%	66%	0%
HILCASA	46%	46%	46%	0%
HOLCIM	0%	0%	0%	0%
INE	83%	83%	83%	0%
LAGEO	82%	79%	80%	0%
NEPO	86%	86%	86%	0%
TERMOPUERTO	90%	90%	90%	0%
TEXTUFIL	75%	75%	75%	0%
Ingenio El Ángel	67%	0%	32%	0%
Ingenio La Cabaña	62%	0%	30%	0%
IMP				0%

\*Nuevos Grupos por tipo de tecnología

Grupo	Est. Seca	Est. Húmeda	Anual
Térmica	70%	70%	70%
Hidroeléctrica	35%	30%	32%
GNL	90%	90%	90%
Biomasa	78%	20%	48%
Geotérmica	82%	79%	80%
Solar	20%	20%	20%
Eólica	20%	20%	20%

Fuente: elaboración propia.

- <sup>524.</sup> Control de fusiones: permite analizar los efectos de posibles fusiones. La primera columna representa los agentes económicos actuales y la segunda los que resultarían de una fusión.
- <sup>525.</sup> Así, a modo de ejemplo, en la tabla a continuación se presenta el caso del análisis de CEL, INE y LAGEO como un único grupo. En la primera columna se presentan de manera separada, en la segunda, las tres empresas poseen el mismo nombre (el cual debe ser alguno de las estas mismas). En este caso, a las tres firmas se las denomina CEL.

**Tabla IX-3. Control de fusiones**

Grupo Actual	Nuevo Grupo
Borealis	Borealis
CASSA	CASSA
CEL	CEL
Duke	Duke
GECSA	GECSA
Hilcasa	Hilcasa
Holcim	Holcim
INE	CEL
LaGeo	CEL
Nejapa Power	Nejapa Power
Termopuerto	Termopuerto
Textufile	Textufile
Ingenio El Ángel	Ingenio El Ángel
Ingenio La Cabaña	Ingenio La Cabaña

Fuente: elaboración propia.

- <sup>526.</sup> Nuevas entradas: por último, el usuario puede simular el ingreso de nuevos proyectos, sean de agentes económicos existentes o de nuevos (tabla IX-4).
- <sup>527.</sup> El usuario debe definir el agente económico al cual pertenece el nuevo proyecto, la tecnología, el año y estación de ingreso, y la potencia. En la versión presentada (tabla IX-4) se encuentran incluidos todos los ingresos estipulados en el “Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026”.

**Tabla IX-4. Nuevas entradas**

Agentes económicos existentes					
Grupo	Tecnología	Estación Entrada	Año entrada	Potencia	Proyecto
CEL	Hidroeléctrica	Húmeda	2016	80	Amp. 5 Noviembre
CEL	Hidroeléctrica	Húmeda	2019	65.7	Chaparral
LaGeo	Geotérmica	Seca	2017	6	Ahuachapán U4
LaGeo	Geotérmica	Seca	2017	8	Berlín U5
LaGeo	Geotérmica	Seca	2018	8	San Vicente
LaGeo	Geotérmica	Seca	2018	8	Chinameca
LaGeo	Geotérmica	Seca	2020	22	Amp. San Vicente
LaGeo	Geotérmica	Seca	2020	42	Amp. Chinameca
LaGeo	Geotérmica	Seca	2020	28	Berlín U6
CEL	Solar	Seca	2018	14.2	PV 15 SEP

**Tabla IX-4. 1. Nuevas entradas**

**Nuevos agentes económicos**

Grupo	Tecnología	Estación Entrada	Año entrada	Potencia	Proyecto
QUANTUM	GNL	Seca	2019	380	Motores a GNL
La Trinidad	Solar	Seca	2017	8	PV Acaj. 46 KV
La Trinidad	Solar	Seca	2017	6	PV Acaj. 34.5 KV
NEOEN	Solar	Seca	2017	60	PV Pedregal
SOLAR RESERVE	Solar	Seca	2017	20	PV Pedregal Amp.
NEOEN	Solar	Húmeda	2017	20	PV Acaj. 115 KV
Solar Fotovoltaico 1	Solar	Seca	2019	40	Solar Fotovoltaico 1
Solar Fotovoltaico 2	Solar	Seca	2019	40	Solar Fotovoltaico 2
Solar Fotovoltaico 3	Solar	Seca	2019	20	Solar Fotovoltaico 3
PRIVATE WIND	Eólica	Seca	2020	70	PRIVATE WIND

Fuente: elaboración propia.

**b) Resultados**

<sup>528</sup>. La tabla IX-5 presenta la configuración del mercado y la estructura competitiva según los parámetros definidos en las anteriores. Inicialmente se presenta la demanda horaria, la potencia y la potencia disponible.

**Tabla IX-5. Resultados panel de monitoreo**

Agente Económico	Estructura de Mercado				Indicadores de concentración y poder de mercado			
	Potencia disponible 2015 (MW)	Nuevas entradas (MW)	Importaciones (MW)	Potencia disponible + M (MW)	Cuota de Mercado	HHI	Pivotal	Oferta Residual
Borealis	9.47	-	6.06	15.53	1.6%	2.44	1.69	-
CASSA	12.34	-	-	12.34	1.2%	1.54	1.69	-
CEL	143.57	-	0.42	143.99	14.5%	210	1.47	-
Duke	222.45	-	3.00	225.45	22.7%	514.5	1.32	-
GECSA	7.47	-	-	7.47	0.8%	0.6	1.70	-
Hilcasa	3.16	-	-	3.16	0.3%	0.1	1.71	-
Holcim	-	-	-	-	0%	-	-	-
INE	85.09	-	0.07	85.16	8.6%	73.4	1.57	-
LaGeo	160.55	-	0.38	160.94	16.2%	262.2	1.44	-
Nejapa Power	125.81	-	-	125.81	12.7%	160.2	1.50	-
Termopuerto	66.47	-	1.27	67.74	6.8%	46.45	1.60	-
Textufl	29.87	-	9.46	39.34	4.0%	15.66	1.65	-
Ingenio El Ángel	-	-	-	-	0%	-	-	-
Ingenio La Cabaña	-	-	-	-	0%	-	-	-
Importaciones	-	-	107.00	107.00	10.8%	115.89	1.53	-
LA TRINIDAD	-	-	-	-	0%	-	-	-
NEOEN	-	-	-	-	0%	-	-	-
PRIVATE WIND	-	-	-	-	0%	-	-	-
QUANTUM	-	-	-	-	0%	-	-	-
Solar Fotovoltaico 1	-	-	-	-	0%	-	-	-
Solar Fotovoltaico 2	-	-	-	-	0%	-	-	-
Solar Fotovoltaico 3	-	-	-	-	0%	-	-	-
SOLAR RESERVE	-	-	-	-	0%	-	-	-
-	-	-	-	-	0%	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>866.26</b>	<b>-</b>	<b>127.66</b>	<b>993.92</b>	<b>100%</b>	<b>1403</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fuente: elaboración propia.

- <sup>529</sup>. Posteriormente se presenta información por agente económico y para la totalidad del mercado. En relación a la estructura de mercado, se puede observar la potencia disponible en 2015, los nuevos ingresos de potencia (para un participante ya sea existente o nuevo) y las importaciones. En relación a la estructura competitiva, se presentan indicadores de concentración y poder de mercado (cuota de mercado, HHI, Pivotal y Oferta residual).
- <sup>530</sup>. Se desatan alertas cuando un agente económico es pivotal y cuando tiene un Indicador de Oferta Residual menor a 1.1. La fila de totales muestra el HHI del mercado, el total de PM pivotaes y con oferta residual menor a 1.1.
- <sup>531</sup>. La tabla de resultados se podría presentar para la estructura actual de participantes del sistema, y con los resultados en caso de fusiones. A continuación se presenta un ejemplo para una hora valle en día laboral en la estación húmeda de 2015.
- <sup>532</sup>. Este esquema de monitoreo le permitirá a la SC calcular los indicadores estructurales en caso de requerirlo para el análisis de una potencial operación de concentración del mercado. Relacionado con esto, se recomienda a la SC en esos análisis, mida los indicadores de participación de mercado, HHI, Pivotal y RSI. Se debe recordar que estos resultados son indicativos y que por lo tanto un resultado negativo no necesariamente supone el rechazo de la operación. De hecho, el modelo de despacho basado en costos, como se ha mostrado en las secciones anteriores, ha contribuido a asegurar el desempeño competitivo del Mercado Mayorista.

## X. Conclusiones y recomendaciones

- <sup>533.</sup> A continuación se extraen las principales lecciones del estudio y se brindan recomendaciones que permitan mejorar el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
- <sup>534.</sup> De acuerdo con lo analizado en las secciones de caracterización de la oferta y la demanda y de evaluación de la estructura de mercado, se concluye que el Mercado Mayorista de electricidad en El Salvador está altamente concentrado. Sin embargo, aun con una limitada dinámica competitiva se observa que los precios son cercanos al costo marginal del sistema, lo cual es un resultado consistente con la eficiencia económica. Las causas de este resultado son: 1) la organización del Mercado Mayorista sobre la base de un *pool* basado en costos auditados, y 2) la obligación de contratar por parte la demanda.
- <sup>535.</sup> Este modelo híbrido implementado en El Salvador establece como regla de *pass-through* del precio mayorista a las tarifas finales, el promedio ponderado de las transacciones en el MRS y los contratos, que sirve como medio para disminuir las fluctuaciones en las tarifas finales.
- <sup>536.</sup> El esquema normativo que regula el mercado de contratos resulta adecuado para su funcionamiento. Un aspecto que conviene aclarar está dado por el nivel mínimo de contratación. En la práctica el nivel requerido es de 70% de la demanda, el reglamento exige el cumplimiento gradual hasta un 80%, y en junio de 2016 la contratación no llegaba al 50%. Este resultado ha sido causado por la no participación de CEL en las subastas. Se recomienda profundizar el análisis de las razones por las cuales ocurre esta situación. Es altamente probable que la no participación de esta entidad esté relacionada con aspectos regulatorios asociados al financiamiento de tarifas finales (subsidios) más que a aspectos relacionados a un potencial abuso de posición dominante en el mercado eléctrico.
- <sup>537.</sup> Cabe señalar que la regulación de los contratos de libre concurrencia es incompleta. Sólo se exige contratación obligatoria por el lado de la demanda, pero no se observa la presencia de un mecanismo de incentivos para asegurar la participación de la oferta pública y privada. En este sentido, sería conveniente analizar el rol de los comercializadores en la oferta de “contratos firmes” a partir de energía importada. La factibilidad de este tipo de participación requiere sin duda de un análisis técnico pormenorizado y estudiar la posibilidad de calzar temporalmente los contratos de libre concurrencia con los contratos del MER. Para resolver estos aspectos se sugiere revisar el esquema vigente de contratos de libre concurrencia para asegurar el cumplimiento del objetivo de alcanzar el 80% de contratación de la demanda a fines de 2017.
- <sup>538.</sup> Con respecto a los precios de los contratos, se observó que sus precios finales están muy cercanos al techo impuesto en las licitaciones. Dado que la duración de los contratos es relativamente corta, es esperable que los precios estén atados al techo, cuyo cálculo a su vez está basado en el comportamiento del MRS. Por su parte, el MRS es resultado del modelo de despacho basado en costos, cuyo nivel refleja condiciones competitivas. En consecuencia, que los precios de las ofertas sean cercanos al techo no es una señal de posibles problemas competitivos.
- <sup>539.</sup> Las principales empresas participantes en la inyección de electricidad en el Mercado Mayorista durante el 2015 fueron: LaGeo, que opera las centrales geotérmicas; CEL, operadora de las centrales hidroeléctricas; Duke Energy y Termopuerto. Las cuatro principales generadoras

concentraron el 75% de las inyecciones al Mercado Mayorista durante el año 2015 y el 73% de la capacidad instalada a diciembre de ese año.

- <sup>540.</sup> Entre 2004 y 2015, los incrementos en capacidad fueron mayores que los aumentos de la demanda total (48.7% contra 41.7%).
- <sup>541.</sup> La demanda máxima, que en 2011 llegó a 970 MW, en 2015 se situó en 1.089 MW, lo que representó un aumento del 12%. Los picos de demanda se producen habitualmente en abril de cada año. Si se analiza por horario, el pico se produce, independientemente de la estación del año, entre las 19 y las 22 horas, aunque en los días laborales también hay picos de demanda entre las 12 y las 16 horas. Los dos picos en la demanda durante los días labores (en ciertas horas tanto de la tarde y la noche) es una particular característica de El Salvador.
- <sup>542.</sup> La demanda no es abastecida únicamente con la generación local de electricidad, sino que las importaciones también son relevantes. Según SIGET, la interconexión con el MER representó en 2015 unas importaciones de 963.45 GWh y exportaciones de 64.22 GWh. Las importaciones netas representaron el 14% de la oferta nacional de energía, siendo de 899.23 GWh, muy superiores a los de 380.76 GWh de 2014, equivalentes al 6.17% de la oferta nacional.
- <sup>543.</sup> De la comparación de los precios antes y después del esquema basado en costos de producción, se observa que a partir de agosto del 2011 (inicio de la implementación), la serie del MRS sigue más de cerca la evolución de los precios de los combustibles líquidos. Esto se puede corroborar con un análisis de correlación de las series, en donde valores más cercanos a 1 indican una mayor correlación entre ellas. En dicho análisis, al comparar las series de precios previas a agosto de 2011 se obtiene una correlación muy baja, de 0.3776 con el diésel y de 0.3694 con el petróleo crudo, mientras que luego de esa fecha, estos coeficientes tienen valores altos, el MRS tiene a correlación de 0.8964 con el diésel y de 0.8692 con el petróleo crudo.
- <sup>544.</sup> Para el caso de la electricidad, la medición de la concentración del mercado con base en las ventas resulta insuficiente. Aunque una firma pueda tener una cuota de mercado relativamente pequeña a un dado nivel de demanda, puede darse el caso de que si ese generador reduce su producción, ningún otro agente pueda ser capaz de reemplazar esa oferta por cuestiones de costos, de capacidad o de restricciones de la red de transmisión. También es insuficiente observar únicamente las cuotas de mercado, dado que su estructura puede cambiar sustantivamente a lo largo de un día y en diferentes épocas del año, debido a la alta estacionalidad de la demanda.
- <sup>545.</sup> 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, de una manera más completa, tanto la estructura como la dinámica de los mercados relevantes. Es así que se analizó el poder de mercado mediante indicadores complementarios al HHI, siendo estos el Índice de Lerner, el análisis de los generadores pivótales, y el Indicador de Oferta Residual. También se efectúan simulaciones sobre la base de proyectos de entrada de nueva potencia de generación.
- <sup>546.</sup> Los indicadores pivótales y de oferta residual llegan a conclusiones similares. En ambos casos presentan valores que podrían implicar problemas competitivos, mayormente en las épocas

húmedas, y en las horas pico y resto. Se observa que el límite mínimo del RSI de 1.1 para el 95% de las horas es restrictivo y difícil de cumplir para todos los años.

- <sup>547.</sup> Al desagregar los rangos RSI, y tomar un límite menos restrictivo, de operadores con RSI mayores a 1.0, se observa que a excepción de CEL, Duke, LaGeo y Nejapa Power, el resto de los operadores tienen un RSI mayor a 1.0 para más del 95% de las horas. Cabe destacar, que a pesar de CEL y Duke presentan indicadores de ofertas residuales mayores a 100% para cerca del 30% de las horas en 2015, sus valores disminuyeron mientras avanzaron los años analizados de las series, mostrando menor influencia de sus plantas para cubrir la demanda. CEL disminuyó su porcentaje de horas como oferta pivotal de 51% a 30% entre 2012 y 2015, Duke de 52% a 36%, LaGeo de 40 a 22% y Nejapa Power de 28% a 16%.
- <sup>548.</sup> Los resultados de estos indicadores parecen señalar la existencia de poder de mercado. Por lo tanto, se requieren mediciones específicas del poder de mercado (Índice de Lerner) y el análisis de las normas de despacho y de auditoría de costos.
- <sup>549.</sup> El IL está por debajo del 10% para el 85% de las horas simuladas, resultados que demuestran una baja brecha entre los precios de mercado y los precios que surgirían del modelo de despacho competitivo simulado. En este análisis también es importante resaltar la evolución de las indisponibilidades. Se observa que las horas con indisponibilidades no programadas disminuyeron a lo largo del tiempo, lo cual implica menores indicios de prácticas de salidas de máquinas con el objeto de afectar los precios de mercado.
- <sup>550.</sup> El bajo nivel del Índice de Lerner se explica por la aplicación de procedimientos sistemáticos de auditoría de costos, que incluyen análisis de la eficiencia técnica de las máquinas, ajuste de los costos de los combustibles y control de las salidas no programadas. Asimismo, el esquema de pago de potencia se basa en la disponibilidad pasada, y por lo tanto, también resulta un desincentivo a utilizar el retiro de máquinas como mecanismo para subir el precio de mercado.
- <sup>551.</sup> Como parte del análisis de la incidencia de la regulación aplicable en el funcionamiento eficiente del Mercado Mayorista de electricidad, se observa que hay un aspecto del despacho hidrotérmico que podría ser necesario analizar con mayor detalle. Si bien el ROBCP establece con precisión los criterios del despacho hidrotérmico, dado el costo de oportunidad del agua, no queda totalmente clara la determinación de ese costo de oportunidad, es decir los parámetros utilizados y la forma en que se ha utilizado el modelo.
- <sup>552.</sup> Como el rol de CEL en el despacho es clave para las decisiones de oferta de los restantes productores, sería recomendable que la información referente al cálculo del precio del agua se publique sistemáticamente. Asimismo, a efectos de buscar oportunidades de mejora si la hubiera, sería conveniente que la SC le sugiera a la SIGET y/o CNE que lleven adelante un estudio para analizar los criterios utilizados para el manejo del agua desde agosto de 2011.
- <sup>553.</sup> Por otro lado, también se analiza la incidencia de la regulación sobre la creación de condiciones para el eventual ejercicio del poder de mercado en escenarios que reflejen el ingreso de nuevas unidades de generación. Los ejercicios de prospectiva muestran que en el caso de la entrada de todas las unidades planificadas según el “Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026”, las horas valle pueden ser abastecidas con energía geotérmica, hidroeléctrica, biomasa, solar y eólica (además de las importaciones).

- <sup>554.</sup> En cuanto el recurso se encuentre disponible, es de esperar que esta energía entre al sistema y no surjan cuestiones de retiro de máquinas que incidan en el aumento de los precios. En el resto de las horas (pico y resto) marginaría la unidad que producirá con base en gas natural. Si bien esta unidad podría no utilizar toda su potencia, ya que podrían presentarse situaciones, por ejemplo, de faltante de gas y por tanto marginarían las máquinas térmicas que son más costosas. Debería adecuarse, entonces, un criterio para auditar no sólo la disponibilidad de la capacidad sino también el manejo del gas.
- <sup>555.</sup> Con respecto a las barreras a la entrada, en el Mercado Mayorista de electricidad de El Salvador no existen barreras legales o regulatorias significativas. De cualquier manera, es importante mencionar que el ingreso al MMEE requiere cumplir con normas técnicas y de seguridad de red. Estas normas son habituales en los sistemas eléctricos y no deberían considerarse un obstáculo a la entrada que afecte la competencia, salvo que resulten en trabas administrativas sustanciales.
- <sup>556.</sup> Adicionalmente, no se permite que los agentes económicos que participan en el mercado tengan influencia a través de participaciones societarias en ETESAL (art. 8 de la Ley General de Electricidad), lo que constituye una separación estructural preventiva y que todos los diseños regulatorios comparten en aras de que no puedan utilizarse las facilidades esenciales de transporte en alta tensión para obtener poder de mercado en los segmentos competitivos del sector.
- <sup>557.</sup> Sin embargo, la propiedad de las empresas de generación pública y ETESAL podría dar lugar a comportamientos eventuales que afecten negativamente la conexión a la red de nueva generación. Si este fuera el caso, dado que la transmisión de electricidad es un servicio regulado, entraría a jugar el rol de promoción de la competencia de la SC a partir de la denuncia de los agentes que se sientan afectados.
- <sup>558.</sup> Con respecto a las relaciones verticales, la amenaza más típica proviene de la posibilidad de que el operador de la red de transmisión (ETESAL) que es a la vez una facilidad esencial y un monopolio natural, favorezca a determinados generadores o distribuidores. 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. Este criterio ha sido adoptado por la regulación en El Salvador. Además, en las actuales condiciones del sistema de transmisión, donde la congestión no es un problema relevante y el operador es una empresa pública, este comportamiento no sería preocupante.
- <sup>559.</sup> El proceso de monitoreo de mercado es una parte esencial para que un mercado eléctrico funcione bien. Las particularidades del mercado eléctrico hacen que el análisis de competencia para cualquier otro mercado resulte inadecuado para el mercado eléctrico. En algunos mercados, el encargado del monitoreo puede automáticamente mitigar algunos tipos de conductas, pero la presencia de un agente encargado de monitorear debería actuar como un disuasor al ejercicio de poder de mercado. Los recursos esenciales son la información que posee la entidad que realiza el monitoreo y su capacidad analítica.
- <sup>560.</sup> Para lograr un monitoreo efectivo, en primer lugar, hay que utilizar un amplio rango de técnicas, y el encargado de monitorear debe estar abierto a nuevas evidencias sobre su utilidad o no.

Segundo, se debe tener la mayor cantidad de información posible, aunque no sea utilizada en el presente, nuevas técnicas pueden utilizar antigua información en el futuro y; tercero, debe publicarse la mayor cantidad de información posible, para permitir que los analistas independientes puedan refinar las técnicas de detección y así disuadir del abuso de poder de mercado.

- <sup>561</sup>. El monitoreo minucioso del sector eléctrico debería ser llevado a cabo por el regulador o el CNE, aprovechando la especificidad de los recursos que se requieren. Se recomienda que la Superintendencia de Competencia reciba información general agregada de los otros organismos para chequeos de determinadas variables significativas: los precios de contratos, precios mayoristas, tasa de indisponibilidad y precios de combustibles. Esta información agregada la podría utilizar para obtener indicios de distorsiones en el mercado, y evaluar el desarrollo de actuaciones idóneas, ya sea mediante un estudio particular de mercado o investigaciones en caso de potenciales prácticas anticompetitivas.

## **XI. Referencias**

### **A. Bibliografía**

- Anderson, E. y X. Hu, 2008. "Forward Contracts and Market Power in an Electricity Market". *International Journal of Industrial Organization* 26:3, pp. 679-694.
- Ausubel, L. y P. Cramton, 2010. "Using Forward Markets to Improve Electricity Market Design". *Utilities Policy* 18, 195-200.
- Arellano, M., 2004. "Market Power in Mixed Hydro-Thermal Electric". CEA Working Paper 187.
- Arellano, M. y P. Serra, 2005. "Market Power in Price-Regulated Power Industries". pp. 1–13.
- Bain, J., 1956. "Barriers to New Competition". Cambridge, MA: Harvard University Press.
- Baker, J. y T. Bresnahan, 2008. "Economic Evidence in Antitrust: Defining Markets and Measuring Market Power". en P. Buccirossi (ed.): *Handbook of Antitrust Economics*, The MIT Press, Cambridge, MA.
- Banal-Estanol, A. y A. Rupérez-Micola, 2007. "Composition of Electricity Generation Portfolios, Pivotal Dynamics and Market Prices". Presentado en INFORMS Annual Meeting, Pittsburgh.
- Barker, J., B. Tenenbaum y F. Woolf, 1997. "Governance and Regulation of Power Pools and System Operators: an International Comparison". World Bank technical paper 382, Washington, D.C.
- Borenstein, S., J. Bushnell y C. Knittel, 1999. "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures". *The Energy Journal* 20:4, pp. 65-88.
- Borenstein, S. y J. Bushnell, 1999. "An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California's Electricity Industry". *Journal of Industrial Economics* 47:3, pp. 285-324.
- Borenstein, S., J. Buschnell y E. Wolak, 2000. "Diagnosing Market Power in California's Deregulated Wholesale Electricity Markets". PWP-064, University of California, Energy Institute.
- Borenstein, S., J. Bushnell y S. Stoft, 2000. "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industries". National Bureau of Economic Research. Working Paper 6293. Disponible en: <http://www.nber.org/papers/w6293.pdf>.
- Buccirossi, P., 1999. "Access to an Essential Facility: Efficient Component Pricing Rule or Unrestricted Private Property Rights". *Journal of Regulatory Economics* 19:3, pp. 287-296.
- Buccirossi, P., 2014. "Barriers to Entry". Centro Regional de Competencia para América Latina. Estudios transversales. Disponible en: [http://www.crcal.org/guias-y-estudios/guias/transversales/doc\\_download/36-barriers-to-entry](http://www.crcal.org/guias-y-estudios/guias/transversales/doc_download/36-barriers-to-entry).
- Bushnell, J. y F. Wolak, 2000. "Regulation and the Leverage of Local Market Power in the California Electricity Market". UC Berkeley, Competition Policy Center No. CPC00-13.
- Chakrabarti, B. y D. Goodwin, 2008. "Monitoring and Measuring Market Power in the New Zealand Electricity Market". En *Power System Technology and IEEE Power India Conference. POWERCON*.
- Chao, H., S. Oren y R. Wilson, 2007. "Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling In Restructured Electricity Markets". En F. Sioshansi, *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance*, Elsevier.
- CMA, 2015. "Energy Market Investigation: Wholesale electricity market rules". Competition & Markets Authority, febrero.
- Consejo Nacional de Energía (CNE). "Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026".

- Consejo Nacional de Energía (CNE). “Actualización del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2016-2026”.
- Consejo Nacional de Energía (CNE), 2015. “Sector Eléctrico de El Salvador”.
- Cochran, J., M. Miller, M. Milligan, E. Ela, D. Arent y A. Bloom, 2013. “Wholesale Electricity Market Design for 21<sup>st</sup> Century Power Systems”. Technical Report NREL/TP 6A20-57477, octubre.
- Cowling, K. y M. Waterson, 1976. “Price - Cost Margins and Market Structure”. *Economica*, 43, 267-274.
- Crampes, C. y M. Moreaux, 2001. “Water Resource and Power Generation”. *International Journal of Industrial Organization* 19, pp. 975-997.
- Crampton, P. y S. Stoft, 2006. “The Convergence of Market Design for Adequate Generating Capacity”. California Electricity Oversight Board.
- Dammert, A., R. Garcia y F. Molinelli, 2010. “Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico”. Lima, Perú: Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Fabra N. y J. Fabra-Utray, 2010. “Competencia y Poder de Mercado en los Mercados Eléctricos”. Cuadernos Económicos de ICE 79, pp. 17-44.
- FERC, 1996. “Order Nro. 888”. Docket Nos. RM95-8-000 y RM94-7-001, abril.
- FERC, 1999. “Order Nro. 2000”. Docket No. RM99-2-000, diciembre.
- FERC, 2004. “Order of Rehearing and Modifying Interim Generation Market Power Analysis and Mitigation Policy”. Federal Energy Regulatory Commission. United States of América. Disponible en: <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/041404/E-1.pdf>.
- Frankena, M. y B. Owen, 1994. “Electric Utility Mergers: Principles of Antitrust Analysis”. Westport, USA: Praeger Publishers.
- Fridolfsson S.-O. y T. P. Tangerås, 2009. “Market Power in the Nordic Electricity Wholesale Market: A Survey of the Empirical Evidence”. *Energy Policy* 37:9, pp. 3681–3692.
- Green, R. y D. Newbery, 1992. “Competition in the British Electricity Spot Market”. *The Journal of Political Economy* 100:5, pp. 929-953.
- Güler, T. y G. Gross, 2005. “A Framework for Electricity Market Monitoring”. 15th Power Systems Computation Conference, University of Illinois at Urbana-Champaign. Disponible en: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.500.6490&rep=rep1&type=pdf>.
- Hogan W., 1997. “A Market Power Model with Strategic Interaction in Electricity Networks”. Harvard Institute for International Development, July.
- Hsu, M., 1997. “An Introduction to the Pricing of Electric Power Transmission”. *Utilities Policy* 6:3, pp. 257-270.
- Hunt, S. y G. Shuttleworth, 1996. “Competition and Choice in Electricity”. Chichester, UK: Wiley.
- Johnson, R., S. Oren y A. Svoboda, 1997. “Equity and Efficiency of Unit Commitment in Competitive Electricity Markets”. *Utilities Policy* 6:1, pp. 9-19.
- Joskow, P. y J. Tirole, 2000. “Transmission Rights and Market Power on Electric Power Networks”. *Rand Journal of Economics* 31:3, pp. 450-487.
- Joskow, P. y E. Khan, 2002. “A quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale Electricity Market during summer 2000”. *The Energy Journal* 23:4, pp. 1-35.
- Joskow, P., 2006. “Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity”. MIT.
- Lipsky, A y J.G. Sidak, 1999. “Essential Facilities”. *Stanford Law Review* 51, 1187-1249.
- Kirschen, D. y G. Strbac, 2004. “Fundamentals of Power System Economics”. Chichester, UK: Wiley.

- Klemperer, P. y M. Meyer, 1989. "Supply Function equilibria in Oligopoly Under Uncertainty". *Econometrica* 57:6, pp. 1243-1277.
- Madlener, R., R. Bernstein y M. Alva González, 2011. "Econometric Estimation of Energy Demand Elasticities". EON Energy Research Center Series 3:8.
- Martin, S., 1988. "The Measurement of Profitability and the Diagnosis of Market Power". *International Journal of Industrial Organization* 6, pp. 301-321.
- Miramón A. 2004. "Diseño y Estructuración de una Metodología para el Monitoreo y el Control del MEM".
- Murphy F. y Smeers, 2012. "Withholding Investments in Energy Only Markets: Can Contracts Make a Difference?". *Journal of Regulatory Economics* 42, pp. 159-179.
- Newbery, D., 1997. "Privatization and Liberalization of Network Utilities". *European Economic Review* 41.
- Newbery, D., P. Twomey, R. Green, y K. Neuhoff, (2004). "A review of the Monitoring Market Power: The Possible Roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems". Center of Energy and Environmental Policy Research. Massachusetts Institute of Technology. Disponible en: [http://ceep.mit.edu/files/papers/Reprint\\_209\\_WC.pdf](http://ceep.mit.edu/files/papers/Reprint_209_WC.pdf).
- OECD, 1996. "The Essential Facilities Concept". Series Roundtables on Competition Policy, OCDE/GD (96)113, Paris.
- OECD, 2010. "Competition Principles in Essential Facilities". Latin American Competition Forum, Session I: Competition Principles in Essential Facilities.
- Pérez Arriaga, I., 2005. "Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España". Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Pérez Arriaga, I., H. Rudnick y W. Stadlin, 1994. "International Power System Transmission Open Access Experience". IEEE PES.
- Summer Power Meeting, July 24-18, 1994, San Francisco, CA.
- Romero, C., 2000. "La Desregulación de la Comercialización de Electricidad en Inglaterra y Gales". Texto de discusión CEER 19, Buenos Aires, Junio.
- Schweppe, F., M. Caramanis, R. Tabors y R. Bohn, 1988. "Spot Pricing of Electricity". Amsterdam: Kluwer.
- Stigler, G., 1968. "The Organization of Industry". Chicago, IL. University of Chicago Press.
- Stoft, S., 2002. "Power System Economics: Designing Markets for Electricity", IEEE Press.
- Rey, P., y J. Tirole, 2006. "A Primer on Foreclosure". M. Armstrong y R. Porter (Eds.), *Handbook of Industrial Organization III*. New York: North-Holland.
- Tarziján, Jorge y Paredes, Ricardo, 2012. "Organización Industrial para la Estrategia Empresarial". Tercera Edición. Pearson.
- Twomey, P., R. Green, K. Neuhoff y D. Newbery, 2005. "A Review of the Monitoring of Market Power." CMI Working Paper 71. The Cambridge-MIT Institute.
- Sheffrin, A., 2002. "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index". Presented to FERC Market Monitoring Workshop, December 3-4.
- Stigler, G., 1968. "The Organization of Industry". Disponible en: <http://press.uchicago.edu/ucp/books/book/chicago/O/bo3645103.html>.
- Superintendencia de Competencia de El Salvador (2007). Sector Eléctrico: Estudio sectorial de competencia. Mayo, disponible en [www.sc.gob.sv](http://www.sc.gob.sv).
- Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). Boletines Estadísticos.
- Unidad de Transacciones, 2008. "Modelo de Gestión Empresarial y Planeación Estratégica," San Salvador. Disponible en:

<http://www.ut.com.sv/documents/10100/273696/Modelo+de+Gestion.pdf/595011cf-2216-414f-b1f4-00961e29732c>.

Unidad de Transacciones. Boletines Estadísticos Anuales y Semestrales.

Van den Bergh, K., E. Delarue y W. D'haeseleer, 2014. "DC Power Flow in Unit Commitment Models". TME Working Paper - Energy and Environment, KU Leuven Energy Institute.

Vassilopoulos P., 2003. "Models for the Identification of Market Power in Wholesale Electricity Markets". D.E.A. 129, Industrial Organization, CGEMP Université Paris Dauphine.

Villar, J. y H. Rudnick, 2003. "Hydrothermal Market Simulator Using Game Theory: Assessment of Market Power". IEEE Transactions on Power Systems. 18: 1, pp. 91-98.

Viscusi, W., J. Vernon y J. Harrington, 2005. "Economics of Regulation and Antitrust", 4th Edition. (The MIT Press: Cambridge, Massachusetts).

Wilson, R., 2002. "Architecture of Power Markets". *Econometría* 70:4, pp.1299-1340.

Wolak, Frank A., (2003). "Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998-2000". Disponible en: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.6.9856&rep=rep1&type=pdf>

Wolfram, C., 1999. "Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market". *American Economic Review*, 89, 805.

Wood, A. y B. Wollenberg, 1996. "Power Generation Operation and Control", 2nd Ed. New York.

## **B. Leyes, decretos y reglamentaciones**

Acuerdo 1-E-2014.

Acuerdo 370-E-2011.

Acuerdo de SIGET No. 269-E.

Acuerdo de SIGET No. 78-E-2005.

Acuerdo No. 1/2007/SC/SIGET.

Acuerdo No. 232-E-2008.

Acuerdo No. 583-E-2015.

Acuerdos 337-E-2010.

Decreto E-11/08.

Decreto E-57/06.

Decreto Ejecutivo No. 70.

Decreto Legislativo No. 528.

Decreto Legislativo No. 808.

Decreto Legislativo No. 843.

Decreto N° 52.

Decreto N° 7.

Decreto No. 1216/03.

Decreto No. 405.

Ley de Creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía. Decreto Legislativo No. 404.

Ley de Creación del Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía. Decreto Legislativo No. 960.

Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo No. 462.

Ley del Fondo de Inversión de Electricidad y Telefonía. Decreto Legislativo No. 354.

Ley General de Electricidad.

Ley de Competencia.

Normas sobre Contratos de Largo Plazo mediante Procesos de Libre Concurrencia. Acuerdo No. 269-E-2006

Normas sobre Contratos de Largo Plazo mediante Procesos de Libre Concurrencia. Acuerdo No. 913-E-2012

Reglamento de la Ley General de Electricidad

Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central: Decreto Legislativo No. 207.

## Anexos

### Anexo 1. Características de la oferta de los principales generadores

#### I. Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)

La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) es la empresa estatal creada en 1945 y que operó el sistema eléctrico en su conjunto hasta su reestructuración, estando actualmente concentrada en la operación de las centrales hidroeléctricas.

Cuenta con cuatro plantas, según se observa en la Tabla A-1.1, la de mayor capacidad corresponde a la Central Hidroeléctrica 15 de septiembre con 39% de su capacidad instalada.

**Tabla A-1. CEL: capacidad instalada e inyección por planta 2015**

Plantas	Capacidad Instalada		Inyección	
	MW	%	GWh	%
15 de Septiembre	185.4	39%	484.8	36%
5 de Noviembre	99.0	21%	427.3	32%
Cerrón Grande	172.8	36%	395.7	29%
Guajoyo	19.8	4%	41.0	3%
<b>Total</b>	<b>477.0</b>	<b>100%</b>	<b>1,348.8</b>	<b>100%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

#### 2. Duke Energy Internacional

Duke Energy Internacional El Salvador es parte de la corporación estadounidense Duke Energy, compañía que inicia sus operaciones en 1904 en Estados Unidos y que actualmente opera activos energéticos en toda América Latina<sup>89</sup>.

En 1999 compró los activos de generación térmica de la CEL, contando con dos plantas, siendo Acajutla la más importante, que acumula el 95% de su capacidad de generación, según se muestra en la tabla A-2.

**Tabla A-2. Duke Energy: capacidad instalada e inyección por planta 2015**

Plantas	Capacidad Instalada		Inyección	
	MW	%	GWh	%
Acajutla	331.0	95%	826.5	97%
Soyapango	17.3	5%	25.0	3%
<b>Total</b>	<b>348.3</b>	<b>100%</b>	<b>851.5</b>	<b>100%</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

<sup>89</sup> Duke International cuenta cogeneradores en los siguientes países de América Latina: Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, El Salvador, Guatemala y Perú. Ver <https://www.duke-energy.com/>.

### 3. LaGeo

LAGEO es la empresa de economía mixta que se establece en 1999 como resultado de la escisión de la actividad de explotación de los recursos geotérmicos de la estatal CEL.

A partir de 2003 se suma como socio estratégico Enel SpA, el operador más importante de Italia para llevar a cabo inversiones para ampliar los recursos geotérmicos.

LAGEO cuenta con dos plantas, La Central Geotérmica Berlín es la de mayor tamaño y representa el 54% de su capacidad instalada de generación (tabla A-3).

**Tabla A-3. LaGeo: capacidad instalada e inyección por planta  
2015**

Plantas	Capacidad Instalada		Inyección	
	MW	%	GWh	%
Berlín	109.4	54%	830.6	58%
Ahuachapán	95.0	46%	601.8	42%
<b>Total</b>	<b>204.4</b>	<b>100%</b>	<b>1,432.4</b>	<b>100%</b>

Fuente: elaboración propia en base a datos de la UT.

### 4. Nejapa Power Company

Nejapa Power comenzó a operar en el año 1995, originalmente siendo manejada por Coastal Technology Salvador. En el año 2007 fue vendida a la empresa Israel Corp., siendo manejada por Inkia Energy (a través de la empresa local Cenérgica), subsidiaria de Israel Corp.

Nejapa comenzó a operar independientemente en el Mercado Mayorista en 2002 luego de finalizado un contrato *Power Purchase Agreement* (PPA) de largo plazo con la CEL. Cuenta con una planta con motores que aportan un total de 145.8 MW de capacidad; su producción en 2015 ascendió a 440.3 GWh.

## Anexo 2. El modelo de despacho

A continuación se presentan las ecuaciones básicas del modelo de despacho económico de un sistema de *pool*. En el sector eléctrico, la tecnología permite que exista una estructura de mercado competitiva a nivel de producción y demanda final, aunque esta competencia puede no ser efectiva, ya sea por el tamaño del mercado, por costos de implementación de las reformas o simplemente por la existencia de restricciones legales. En el caso de El Salvador, por el lado de la oferta, la estructura del mercado se asume competitiva. En cambio, la introducción de competencia ha sido parcial desde la perspectiva de la demanda, ya que la desregulación no alcanzó en gran escala a los grandes usuarios o al segmento minorista.

El modelo 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.

El despacho óptimo surge de resolver el problema económico del sistema. Esto es, maximizar el excedente del consumidor neto de costos de generación sujeto a las restricciones capacidad e incluyendo también como restricciones a las leyes físicas que existen en este sector.

El funcionamiento del sistema en el corto plazo puede ser explicado a través de un modelo de potencia llamado *DC flow*<sup>90</sup>. Schweppe et al. (1988) es la referencia obligada para este tipo de modelos. Se escogió modelar los flujos por medio de un *DC flow* por tres razones. Primero, por ser el más utilizado en la literatura debido a que cubre los aspectos más relevantes para el análisis de la red eléctrica; segundo, la estructura DC es suficientemente comprensiva como para estudiar los aspectos relacionados a incentivos económicos a la inversión; y tercero, porque es ideal para efectuar estimaciones de niveles de *markup* (Índice de Lerner) a partir de niveles alternativos de costos e indisponibilidades de las plantas de generación.

Un modelo DC representa la relación entre los flujos en las líneas de una red de transporte de energía eléctrica y los vectores de demanda y generación por nodo. Debe destacarse que en los modelos *DC flow*, los flujos de las líneas se relacionan con el nivel de actividad de los nodos que no son centro de carga, con base en el supuesto de que no existen pérdidas. Posteriormente, al calcular la generación neta del centro de carga se le suman las pérdidas que surgen de asumir una relación entre los flujos de las líneas y las pérdidas de energía que se producen en la transmisión. Entonces, el nivel de actividad en dicho nodo no es consistente con los flujos que llegan y salen de él, calculados como si no hubiera pérdidas. Por lo tanto, en este tipo de modelos el flujo en las líneas no será independiente de la designación del centro de carga.

Para resumir sintéticamente los aspectos básicos vale la pena remarcar que el conjunto de ecuaciones que representan las restricciones del modelo puede ser subdividido en tres subconjuntos<sup>91</sup>:

1. Ecuaciones de generación neta-flujo, que representan una relación lineal entre generación neta ( $y = g - d$ ) en los nodos -menos el centro de carga- y flujos en las líneas ( $z$ ); matricialmente:  $z = Hy$ , donde la matriz de admitancia  $H$  (la cual relaciona la inyección

---

<sup>90</sup> *DC flow* significa Flujo de Carga DC. Si bien este tipo de modelo es útil para aproximar las soluciones con redes de corriente alterna, el término "DC" viene de un antiguo método para obtener las soluciones para medir corriente directa (Schweppe, et al. (1988).

<sup>91</sup> Un buen resumen del modelo DC se puede consultar en Van den Bergh et al. (2014).

neta de cada nodo con el flujo) depende de la topología de la red y las resistividades de las líneas ( $R$ ). Estas ecuaciones permiten asignar los flujos por las líneas cumpliendo con la segunda Ley de Kirchoff (*loop flow*)<sup>92</sup>.

2. Ecuación de pérdidas, se considera que las pérdidas ( $L$ ) están representadas por una función cuadrática de los flujos:  $L = \sum_i R_i z_i^2$ , que en definitiva por las ecuaciones anteriores, puede ser expresada como una función cuadrática del nivel de generación neta; matricialmente:  $L = y^T B y$ , donde  $B = H^T R H$ . Estas pérdidas se calculan en contradicción a los supuestos que nos llevan a las ecuaciones de generación neta-flujo y se asignan totalmente al nodo que no participa en éstas, es decir, el centro de carga.
3. Ecuación de balance, especifica que la generación total del sistema debe ser igual a la demanda total más las pérdidas, es decir:  $\sum_n y_n = L$ .

Estos tres subconjuntos de ecuaciones permiten resolver el problema del *loop flow*, pero no necesariamente resuelven el problema económico de maximización del excedente del consumidor. Para ello, se plantea como objetivo la minimización del costo total de generación que permita cumplir con la demanda exógenamente dada, sujeto -además de las restricciones tecnológicas del sector enumeradas- a las restricciones de capacidad de transmisión de las líneas y a la capacidad de producción de los generadores.

El modelo de despacho coordina completamente la actividad del sector en el corto plazo. Además, junto con el mecanismo de determinación de los precios emite las correspondientes señales para que los generadores diseñen sus planes de producción. Pero aborda sólo en forma parcial los problemas de largo plazo referidos a las ampliaciones de red.

La determinación del precio (*spot*) en el Mercado Mayorista se realiza en forma horaria a partir del costo (marginal) de generar un MWh adicional para abastecer la demanda del sistema en ese instante. Como consecuencia de ello, el precio *spot* de la energía presenta, hora a hora, una significativa variación. En el gráfico A-2.1 se ilustra esta situación, considerando tres niveles de demanda: pico, valle y resto, y una curva de oferta de generación que ordena las plantas en función del correspondiente costo de producción.

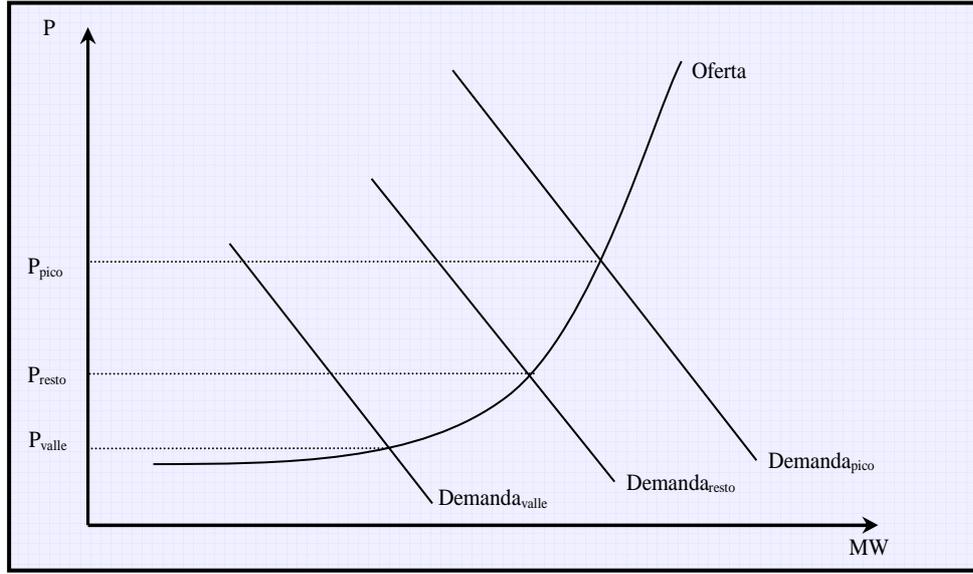
Suponiendo que no hay restricciones de transporte, se observa como difieren los precios a lo largo del día sólo por el efecto de la demanda.

El precio de la electricidad en cada nodo vinculado al mercado es igual al precio de mercado menos el valor de las pérdidas marginales debidas al transporte de la energía. El precio de mercado corresponde al valor de la energía en el centro de cargas, el que se calcula, en líneas generales, como el mayor costo marginal de generación entre los nodos vinculados ajustado por las pérdidas marginales. De acuerdo con esta regla, los generadores de menores costos marginales obtienen una renta originada en que son remunerados al costo marginal de la última máquina despachada. Además, los generadores cobran por potencia puesta a disposición, una forma de remunerar la necesidad de reserva del sistema.

---

<sup>92</sup> Para ponerlo en términos simples, la energía se mueve por las líneas de transmisión.

**Gráfico A-2.1. Precios de mercado en presencia de demanda cambiante en el Mercado Mayorista**



Fuente: elaboración propia.

A continuación se presentan un detalle de los componentes del precio “spot” observado por un consumidor  $k$ , que surgen del proceso de optimización:

$$\rho_k = \lambda + \gamma_{LP} + (\lambda + \gamma_{LP}) \frac{\partial L}{\partial d_k} + \sum_i \mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$$

Donde  $\lambda$  es el costo marginal variable de generación,  $\gamma_{LP}$  es el cargo por capacidad del sistema,  $\frac{\partial L}{\partial d_k}$  son las pérdidas marginales de la red y  $\mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$  es el cargo por congestión de cada línea  $i$ . Para la obtención de este resultado ver Schweppe (1988) y Hsu (1997).

La primera parte surge de la diferencia de precios nodales. Para ver esto restemos el precio *spot* de dos nodos, digamos nodos 1 y 2. De la ecuación anterior tenemos:

$$\begin{aligned} \rho_1 &= \lambda + \gamma_{LP} + \eta_L^1 + \eta_{LP}^1 \\ \rho_2 &= \lambda + \gamma_{LP} + \eta_L^2 + \eta_{LP}^2 \end{aligned}$$

Donde:  $\eta_L^k = (\lambda + \gamma_{LP}) \frac{\partial L}{\partial d_k}$  es la diferencia de precios nodales correspondientes a las pérdidas de energía y  $\eta_{LP}^k = \sum_i \mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$   $\rho_2 - \rho_1 = \eta_{LP}^2 - \eta_{LP}^1 + \eta_L^2 - \eta_L^1$

Sólo quedan componentes de transporte, de corto y largo plazo. En el caso de un despacho en “barra única”, donde no se considera la red de transporte, la diferencia entre los precios nodales es cero. Por lo tanto, los componentes del precio *spot* son el costo marginal variable de generación y el cargo por capacidad. Esta es la ecuación de precios que representa el sistema de remuneración *spot* de la generación:

$$\rho_k = \lambda + \gamma_{LP} + (\lambda + \gamma_{LP}) \frac{\partial L}{\partial d_k} + \sum_i \mu_{LP}^i \frac{\partial z_i}{\partial d_k}$$

### Anexo 3. Indicadores de concentración de mercado complementarios

**Tabla A-3.1. Observaciones de HHI horarios por estación y grado de concentración  
2011- junio 2016**

Año	Estación	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Seca	0	1095	249	1344
	Húmeda	0	142	2186	2328
	Total	0	1237	2435	3672
2012	Seca	11	4252	153	4416
	Húmeda	3	2348	2017	4368
	Total	14	6600	2170	8784
2013	Seca	136	4004	252	4392
	Húmeda	91	2666	1611	4368
	Total	227	6670	1863	8760
2014	Seca	465	3427	500	4392
	Húmeda	278	2640	1450	4368
	Total	743	6067	1950	8760
2015	Seca	447	3501	444	4392
	Húmeda	1148	2577	643	4368
	Total	1595	6078	1087	8760
2016	Seca	506	2535	31	3072
	Húmeda	50	1192	54	1296
	Total	556	3727	85	4368

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla A-3.2. Observaciones de HHI horarios por estación y grado de concentración. Por Grupo Económico  
2011- junio 2016**

Año	Estación	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Seca	0	0	1344	1344
	Húmeda	0	0	2328	2328
	Total	0	0	3672	3672
2012	Seca	0	0	4416	4416
	Húmeda	0	0	4368	4368
	Total	0	0	8784	8784
2013	Seca	0	3	4389	4392
	Húmeda	0	4	4364	4368
	Total	0	7	8753	8760
2014	Seca	0	86	4306	4392
	Húmeda	0	33	4335	4368
	Total	0	119	8641	8760
2015	Seca	0	247	4145	4392
	Húmeda	0	1075	3293	4368
	Total	0	1322	7438	8760
2016	Seca	0	296	2776	3072
	Húmeda	0	34	1262	1296
	Total	0	330	4038	4368

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla A-3.3. Observaciones de HHI por franjas horarias y grado de concentración  
2011-junio de 2016**

Año	Estación	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Valle	0	308	610	918
	Resto	0	709	1280	1989
	Punta	0	220	545	765
2012	Valle	0	1653	543	2196
	Resto	8	3557	1193	4758
	Punta	6	1390	434	1830
2013	Valle	8	1678	504	2190
	Resto	167	3674	904	4745
	Punta	52	1318	455	1825
2014	Valle	62	1394	734	2190
	Resto	599	3335	811	4745
	Punta	82	1338	405	1825
2015	Valle	35	1724	431	2190
	Resto	1201	3138	406	4745
	Punta	359	1216	250	1825
2016	Valle	18	1035	39	1092
	Resto	456	1887	23	2366
	Punta	82	805	23	910

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla A-3.4. Observaciones de HHI por franjas horarias  
y grado de concentración. Por Grupo Económico  
2011- junio de 2016**

Año	Estación	Hasta 1500	Entre 1500 y 2500	Más de 2500	Observaciones
2011	Valle	0	0	918	918
	Resto	0	0	1989	1989
	Punta	0	0	765	765
2012	Valle	0	0	2196	2196
	Resto	0	0	4758	4758
	Punta	0	0	1830	1830
2013	Valle	0	1	2189	2190
	Resto	0	1	4744	4745
	Punta	0	5	1820	1825
2014	Valle	0	59	2131	2190
	Resto	0	40	4705	4745
	Punta	0	20	1805	1825
2015	Valle	0	298	1892	2190
	Resto	0	792	3953	4745
	Punta	0	232	1593	1825
2016	Valle	0	243	849	1092
	Resto	0	70	2296	2366
	Punta	0	17	893	910

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

#### Anexo 4. Indicadores pivotal y de oferta residual complementarios

Horas Resto: Indicador Pivotal e Indicador de Oferta residual diferenciando horas resto (10-15 resto-mayor demanda, 5-9, 16, 17 resto-menor demanda).

**Tabla A-4.1. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por estación-horas resto modificadas (10-15 horas) 2011-2016**

Grupo	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
Borealis	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1
CASSA	0	0	0	0	2	0	1	0	0	0	0	0
CEL	71	86	77	88	71	81	66	71	47	62	54	70
Duke	39	40	75	79	70	59	50	55	44	72	49	80
GECSA	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	1
Hilcasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Holcim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INE	1	4	15	22	32	17	7	5	3	23	0	7
LaGeo	30	21	65	62	57	55	35	28	25	49	15	49
Nejapa Power	12	14	47	52	52	39	15	16	13	42	4	27
Termopuerto	0	0	0	0	0	4	5	3	0	16	0	3
TEXTUFIL	0	0	0	1	3	1	2	0	0	4	0	2
Ingenio El Ángel	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Ingenio Cabaña	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla A-4.2. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por estación-horas resto modificadas (5-9, 16, 17 horas) 2011-2016**

Grupo	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
Borealis	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASSA	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
CEL	34	57	40	60	38	50	24	29	17	23	11	33
Duke	20	8	52	49	56	36	32	37	22	48	23	58
GECSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hilcasa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Holcim	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INE	0	0	5	6	16	6	4	3	0	12	0	3
LaGeo	9	4	40	34	47	29	15	15	11	29	3	23
Nejapa Power	3	2	22	24	35	19	7	8	6	22	1	11
Termopuerto	0	0	0	0	0	1	2	1	0	8	0	1
Textufil	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	1
Ingenio El Ángel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ingenio Cabaña	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

Grupo Económico: Indicador Pivotal e Indicador de Oferta residual para INE, LaGeo y CEL como un mismo grupo.

**Tabla A-4.3. Porcentaje de horas con plantas pivotaes por año  
(INE, LaGeo y CEL). 2011-2016**

Grupo	2011S	2011H	2012S	2012H	2013S	2013H	2014S	2014H	2015S	2015H	2016S	2016H
Total Año	92	100	96	98	87	97	79	79	69	72	69	82
Hora Punta	100	100	100	100	96	100	96	96	92	94	93	100
Hora Valle	75	100	89	93	68	88	38	36	30	22	18	38
Hora Resto	97	100	98	100	91	99	91	92	79	87	83	95

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.

**Tabla A-4.4. Índices de Oferta Residual por rangos (INE, LaGeo y CEL)  
2015**

Rango RSI	Total Año	Estación Seca	Estación Húmeda	Hora Punta	Hora Valle	Hora Resto
>1.5	0.7	1.2	0.1	0.0	2.3	0.2
1.2-1.5	8.6	11.8	5.5	0.9	24.8	4.1
1.0-1.2	19.9	17.6	22.1	5.8	46.7	12.9
0.9-1.0	11.8	13.4	10.3	8.9	16.3	10.9
0.7-0.9	29.7	28.5	30.9	31.1	7.6	39.3
<0.7	29.3	27.5	31.0	53.3	2.2	32.6
<b>Total (hrs.)</b>	<b>8,760</b>	<b>4,392</b>	<b>4,368</b>	<b>1,825</b>	<b>2,190</b>	<b>4,745</b>
<b>% Acum. RSI&lt;1</b>	<b>70.8</b>	<b>69.4</b>	<b>72.3</b>	<b>93.3</b>	<b>26.2</b>	<b>82.8</b>
<b>RSI Promedio</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>0.9</b>	<b>0.7</b>	<b>1.1</b>	<b>0.82</b>
<b>Máximo RSI</b>	<b>1.7</b>	<b>1.7</b>	<b>1.6</b>	<b>1.4</b>	<b>1.7</b>	<b>1.61</b>
<b>Mínimo RSI</b>	<b>0.4</b>	<b>0.5</b>	<b>0.4</b>	<b>0.4</b>	<b>0.6</b>	<b>0.48</b>
<b>Desv. Est.</b>	<b>0.2</b>	<b>0.3</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.2</b>	<b>0.19</b>

Fuente: elaboración propia con base en datos de la UT.