

CONSEJO DIRECTIVO DE LA SUPERINTENDENCIA DE COMPETENCIA: Antiguo Cuscatlán, a las once horas del veintiuno de septiembre de dos mil diecisiete.

1. El 23 de noviembre de 2016 la Superintendencia de Competencia (SC) emitió la resolución que aprobó el “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador”¹, propuesto por la Intendencia Económica y elaborado por “Mercados Energéticos Consultores S. A.”, por medio de los señores Carlos Antonio Costa y Carlos Fernando Ceballos.
2. Con fecha 8 de febrero de 2017 se recibió en las oficinas de la SC correspondencia firmada por el señor Gustavo Enrique Chávez, quien manifestó ser Gerente General de Mercados Eléctricos de Centroamérica, S.A. de C.V., en adelante MERELEC. En dicha nota, el interesado expone una serie de observaciones sobre los resultados del Estudio, en atención de los cuales solicitó:

“...revise y realice los arreglos necesarios al informe “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador” para que este incorpore nuestra observaciones; y que además se amplíe y corrija dicho estudio con el fin de que este analice de una manera verdaderamente integral, todos los aspectos que afectan a las funciones de Distribución y Comercialización dentro del Mercado Eléctrico de El Salvador [Sic]”.

3. De conformidad con el deber de tutela de la competencia que le corresponde, luego de analizar a profundidad los argumentos expuestos en la solicitud, este Consejo Directivo realiza las siguientes consideraciones sobre los comentarios vertidos por el señor Chávez, todo conforme el orden que se indica a continuación:

¹ Superintendencia de Competencia (2007). “Sector Eléctrico: Estudio sectorial de competencia”, [en línea], <http://www.sc.gob.sv/site/pages.php?id=172>, [consulta: 30 de junio de 2017].



Índice

| | |
|---|----|
| I. De la solicitud | 3 |
| II. Modelos de organización industrial de los mercados eléctricos | 5 |
| A. Monopolio verticalmente integrado..... | 6 |
| i. Esquema teórico..... | 6 |
| ii. Experiencia regulatoria..... | 6 |
| B. Comprador único | 7 |
| i. Esquema teórico..... | 7 |
| ii. Experiencia regulatoria..... | 8 |
| C. Competencia en el mercado mayorista | 9 |
| i. Esquema teórico..... | 9 |
| ii. Experiencia regulatoria..... | 11 |
| D. Competencia en el mercado minorista..... | 13 |
| i. Esquema teórico..... | 13 |
| ii. Experiencia regulatoria..... | 14 |
| III. Comercialización de energía eléctrica | 17 |
| A. Caracterización del mercado salvadoreño | 17 |
| B. Desintegración vertical distribución – comercialización minorista..... | 23 |
| IV. Implicaciones de abrir el mercado de gran demanda..... | 25 |
| V. Las ventas de energía de las distribuidoras..... | 38 |
| VI. Conclusiones..... | 39 |
| POR TANTO..... | 41 |

4. A continuación, se presenta un resumen de los alegatos expuestos por el señor Chávez. Posteriormente se desarrollan los cuatro modelos teóricos de organización industrial de los mercados eléctricos. En la sección II, se caracteriza el mercado de la comercialización minorista en el país. Finalmente, el apartado III esboza una serie de consideraciones respecto de la adopción de un esquema minorista para el sistema eléctrico nacional.

I. De la solicitud

5. En su escrito, el señor Chávez considera "...necesario trasladar las siguientes observaciones esperando que estas sirvan como insumo para enriquecer dicho documento". Al efecto, desarrolla diversos argumentos que ordena de la siguiente forma: (i) el costo de la energía y traslado a la tarifa de los usuarios finales, (ii) la integración vertical de las actividades de distribución y comercialización y (iii) la comercialización en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE). Finalmente, el señor Chávez efectúa algunos señalamientos acotados en sus explicaciones.
6. Con relación a los costos de la energía y, específicamente, sobre la metodología que determina el cargo por energía que integra uno de los componentes de las tarifas al usuario final², el señor Chávez advierte que el Estudio apunta que el costo de la energía adquirida por las distribuidoras no constituye parte del negocio de la distribución, por lo que únicamente se trasladan a las tarifas que serán cobradas a los usuarios finales. Al respecto advierte que, de acuerdo a la "Metodología de Traslado de los Precios Ajustados de la Energía a las Tarifas de Energía Eléctrica de los Usuarios Finales", el precio de la energía eléctrica adquirida por medio de contratos bilaterales es valorada al "precio del MRS". Por tanto, agrega, las distribuidoras pueden obtener un beneficio por la venta de energía eléctrica al pactar contratos bilaterales con precios menores a los del MRS.
7. Sobre las conclusiones del Estudio, en donde se señalan las ventajas de mantener la integración vertical entre la distribución y la comercialización para un mercado como el salvadoreño, el señor Chávez advierte que no fueron considerados "...los beneficios que obtendrían los consumidores al promover la competencia a nivel minorista, ya que únicamente trata el análisis de los cargos

² Los cargos de energía eléctrica que se trasladan a tarifas al usuario final se encuentran compuestos por una combinación de la energía adquirida en el mercado de contratos y en el Mercado Regulador del Sistema (MRS), con lo cual, el costo de la energía se traslada a tarifas al usuario final, configurando un *pass-through*.



de comercialización y distribución y no considera los resultados en el precio de la energía al consumidor final al incrementar la competencia”.

8. Agrega el señor Chávez que, de acuerdo a Pérez Arriaga³, quien analiza la regulación del mercado de la generación eléctrica española y su adecuación al Derecho Comunitario Europeo, entre las principales barreras de entrada para la actividad de la comercialización de energía eléctrica se encuentra la insuficiente separación de las actividades de distribución y comercialización.
9. En cuanto a la comercialización mayorista, el Estudio señaló que, principalmente, los agentes han arbitrado entre los precios *spot* de El Salvador y Guatemala⁴, importando energía eléctrica según criterios de oportunidad o conveniencia. Advirtiéndose que, la diferencia entre los costos de adquisición de la energía eléctrica en el país de origen y los costos marginales del sistema (precio del MRS reconocido al importador), es apropiada por el comercializador mayorista. Esta situación genera un escaso beneficio para la demanda final salvadoreña.
10. Al respecto, el señor Chávez señala que las conclusiones del Estudio son falsas, pues las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional (MER) arrojan beneficios para los Estados miembros, como: (i) reducciones del precio de la energía retirada del MMEE y trasladado a los usuarios finales por medio del Precio de la Energía a Trasladar a Tarifas (PETT)⁵, (ii) reducción en el precio de la energía transada en el MRS y (iii) reducción en el consumo de combustible derivado del petróleo⁶.
11. El señor Chávez resalta que los beneficios para el mercado salvadoreño serían mayores “...si se lograrán los cambios regulatorios necesarios que permitan que los agentes que se dedican a la comercialización mayorista puedan hacer llegar el beneficio de este arbitraje entre los precios de los países al Usuario Final, y no dejar 77% el beneficio de la reducción en el precio de la energía transada en el MRS a favor los agentes que retiran de este mercado [Sic]”.

³ José Ignacio Pérez Arriaga y otros, Libro Blanco sobre la reforma del marco regulatorio de la generación eléctrica en España, Madrid, 30 de junio de 2005; [en línea] www.iese.edu/es/files/5_17910.pdf; [Consulta: 24 de abril de 2017].

⁴ De acuerdo a las reglas de despacho nacional, las importaciones de energía eléctrica son considerados como generación y son remuneradas a los precios del MRS.

⁵ Señala que la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), para 2014, reporta un beneficio neto para la población salvadoreña de US\$15.89 millones de dólares de los Estados Unidos de América, lo que significó la reducción promedio anual en el PETT del orden de 2.91 US\$/MWh. Estimación de beneficios de los países de Centroamérica por la participación en el MER, Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), 13 de julio de 2015.

⁶ Se apunta que las importaciones desde el MER evitaron el consumo de 526.51 miles de barriles de bunker para la generación térmica, al respecto, CRIE, *Ibidem*.

12. Finalmente, señala que el Estudio no desarrolla los problemas derivados de la forma de cálculo y liquidación de la capacidad en el MMEE, ni desarrolla mecanismos de ajuste de tarifas a fin de que las empresas distribuidoras no se lucren de la venta de energía, sino de la actividad comercial de transporte y distribución de energía.

II. Modelos de organización industrial de los mercados eléctricos

13. Los mercados eléctricos suelen diseñarse bajo formas definidas, evitando que su configuración quede resuelta de forma espontánea por el mercado. Su regulación es necesaria pues la energía eléctrica se desplaza a la velocidad de la luz, por lo que no puede ser almacenada y, en consecuencia, la producción debe ser constantemente igualada a la demanda. También, la regulación debe tener en cuenta que las actividades de transporte deben efectuarse en condiciones seguras y que toda la operación del sistema eléctrico ha de gestionarse de forma centralizada.
14. De acuerdo a la doctrina dominante ⁷, existen cuatro modelos de organización industrial de los mercados eléctricos: (i) monopolio verticalmente integrado, (ii) comprador único, (iii) competencia en el mercado mayorista y (iv) competencia en el mercado minorista. En la práctica, cada país posee variantes adscritas a alguna de estas cuatro modalidades, introduciendo las modificaciones particulares que se encuentran sustentadas en las características económicas, naturales y sociales de cada lugar.
15. Los modelos se ordenan sucesivamente, ofreciendo más posibilidades de acción y de opciones que la precedente, reduciendo progresivamente el alcance del monopolio e incrementando el nivel de competencia entre los operadores que surgen en cada tipo de mercado. Cabe señalar que, paulatinamente, se crea e incrementa el poder de mercado entre los generadores, lo que junto a la complejidad creciente de los modelos, exige un mayor desarrollo de la regulación.
16. A continuación, tomando de referencia los trabajos de Sally Hunt y Lev S. Belyaev, se exponen los cuatro modelos de organización industrial de los mercados eléctricos, así como una breve

⁷ Al respecto, véase a (i) Sally Hunt, Making Competition Work in electricity, John Wiley&Sons, Inc.; pág. 41 y siguientes; [en línea] http://regulationbodyofknowledge.org/wp-content/uploads/2013/03/Hunt_Making_Competition_Work.pdf; [Consulta: 24 de abril de 2017]; y, (ii) Lev S. Belyaev; Electricity Market Reforms, Economics and Policy Challenges; Springer; New York; 2011; pág. 51 y siguientes.



descripción de algunos sistemas aplicados en países de referencia, apuntando los rasgos típicos que permiten clasificarlos como integrantes de un modelo básico:

A. Monopolio verticalmente integrado

i. Esquema teórico

17. Un mercado eléctrico verticalmente integrado supone la existencia de una única empresa (monopolio) operando todas las actividades del sector: generación, transmisión, distribución y venta de electricidad. Bajo este esquema, no existen generadores independientes, excepto que posean acuerdos especiales de compra bajo control del monopolio.
18. El monopolio verticalmente integrado facilita la obtención de las economías de escala y bajas tarifas para los consumidores finales, siendo el monopolista (responsable de la planificación y desarrollo del sistema eléctrico) el encargado de valorar los aspectos de eficiencia económica, bienestar social y otros, como los requerimientos medioambientales.
19. La expansión del sistema eléctrico y demás acciones que se planifican a futuro se capitalizan a través de los ingresos provenientes de las tarifas cobradas al usuario final, incluso si los planes son errados, las tarifas resultan elevadas y no se logran cumplir los objetivos que justifican la integración vertical del mercado (principales riesgos del modelo).

ii. Experiencia regulatoria

20. Al inicio de los sistemas eléctricos, la industria presentó gran rivalidad, producto de espontáneos emprendimientos empresariales privados y de una desorganizada autorización de las áreas de operación⁸. Sin embargo, desde comienzos del Siglo Veinte, los mercados de la electricidad se convirtieron gradualmente en estructuras monopólicas y, a partir de la década de 1970, esta fue la forma de organización que se reguló en casi todos los países del mundo.

⁸ Al respecto, Robert L. Bradley, Jr., *The origins and development of electric power regulation*, pág. 40; en *The end of a natural monopoly: Deregulation and competition in the electric power industry*, obra conjunta, Peter Z. Grossman, et al; JAI; *The Energy Journal*, Vol. 25, No. 4 (2004).

21. “Este modelo sirvió a la industria durante 100 años, y sigue siendo el modelo aplicado en la mayoría de países”⁹, incluidos Japón y varios estados de los Estados Unidos de América y provincias de Canadá. De acuerdo a estudios sobre la materia, el Monopolio Verticalmente Integrado tiene un especial empleo en países en desarrollo¹⁰.
22. En los Estados Unidos de América, tradicionalmente, la electricidad era suministrada a los usuarios finales a través de operadores que mantenían integradas todas las actividades del sector eléctrico. No obstante, luego de la reestructuración del sector eléctrico implementada en los años noventa, en la actualidad, “...aproximadamente un tercio de la población de los Estados Unidos continúa obteniendo servicios de energía eléctrica basados en arreglos institucionales tradicionales”¹¹.
23. Uruguay es otro ejemplo de Monopolio Verticalmente Integrado, donde la producción de energía eléctrica es realizada por agentes públicos vinculados a la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), y sólo en momentos de déficit energéticos se recurre a las importaciones eléctricas, en su enorme mayoría desde la Argentina. La transmisión, distribución y suministro se realiza en monopolio por la UTE¹². El suministro a los usuarios finales regulados (de menor consumo) se realiza en forma monopólica; en cambio, los grandes consumidores pueden adquirir el suministro directamente del generador.

B. Comprador único

i. Esquema teórico

24. Este modelo supone la existencia de varios generadores independientes que sólo pueden vender al monopolista verticalmente integrado, quien opera el resto de actividades de la industria

⁹ Traducción libre, Sally Hunt, Opus cit. pág. 58.

¹⁰ Lev S. Belyaev; Opus cit.; pág. 54.

¹¹ Retail choice in electricity: What have we learned in 20 years?; Mathew J. Morey, y otros; Electric Markets Research Foundation; Madison, Wisconsin, pág. 1; [en línea] <https://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2016/Retail%20Choice%20in%20Electricity%20for%20EMRF%20Final.pdf>; [Consulta: 1 de mayo de 2017].

¹² Un análisis de competencia ante la liberalización de sector eléctrico mayorista en el Uruguay, Miguel Mello Costa; [en línea] <http://www.bcu.gub.uy/Comunicaciones/Jornadas%20de%20Economia/iees03j3320803.pdf>; [Consulta: 30 de abril de 2017].



eléctrica (transmisión, distribución y comercialización) y que es el único responsable de suministrar el servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.

25. Esta modalidad envuelve: (i) un oligopolio formado por los generadores de energía eléctrica; (ii) un monopsonio compuesto por el monopolista verticalmente integrado, quien actúa como comprador único; y, (iii) un monopolio respecto de los consumidores. En estas condiciones, los generadores tienen incentivos de reducir la producción de energía eléctrica para incrementar los precios mayoristas. Por su parte, el monopolio integrado, a fin de reducir sus costos, tendrá el interés de disminuir las compras de energía eléctrica, así como de limitar las ventas a los usuarios finales para elevar los precios minoristas.
26. Para mitigar los riesgos antes apuntados es necesario regular el mercado procurando evitar errores regulatorios que desincentiven la inversión. Poca inversión en la creación de nuevas plantas generadoras puede derivar en insuficiente capacidad instalada para suplir la demanda final, lo que conllevaría al racionamiento del suministro de energía eléctrica.
27. Como los generadores no tienen más opción que vender al comprador único, necesitan contratos de suministro a largo plazo para garantizar su presencia en el mercado. No tener contratos conlleva el riesgo de no despachar energía y, consecuentemente, no participar en el mercado. La contratación produce certidumbre entre los generadores respecto de la recuperación de las inversiones efectuadas y permite trasladar los riesgos del negocio al monopolista, y de éste al consumidor final. En todo caso, se requiere un apropiado diseño contractual que permita al inversionista cubrir los costos fijos y variables de las plantas generadoras, así como obtener beneficios adecuados, procurando siempre evitar situaciones de precios altos.
28. En un mercado organizado bajo un comprador único, la competencia se introduce en el eslabón de la generación, donde se producen los mayores beneficios en eficiencia que se trasladan a todo el sistema eléctrico. En este esquema, las principales presiones competitivas aparecen al momento de disputar el ingreso al mercado, cuando los agentes rivalizan por obtener los contratos que habilitan la creación de las plantas de generación.

ii. Experiencia regulatoria

29. El modelo de comprador único es implementado usualmente en países con mercados muy pequeños o, en ciertos casos, como primer paso en la liberalización del sector eléctrico, pues, se considera, permite la atracción de inversores privados. De acuerdo a estudios al respecto, tiene especial uso entre países asiáticos, destacándose China y Corea. También se encuentra presente en algunos países latinoamericanos ¹³ .
30. En el caso de México, el sector eléctrico es propiedad del Estado. La generación es la única actividad donde, además de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), participan particulares que con ciertos permisos pueden importar, exportar o generar electricidad para consumo propio o para su venta obligatoria al sistema federal. La transmisión es ejecutada por la CFE, aunque recientemente se abrió a la participación de privados. La actividad de la distribución también es manejada por organismos paraestatales.
31. En Costa Rica también se aplica el modelo de comprador único. La generación se encuentra en manos de generadores privados y empresas públicas. La transmisión, distribución y suministro corresponde al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y al grupo de empresas públicas vinculadas ¹⁴ . En la distribución existe una participación pequeña y limitada de empresas municipales y cooperativas.

C. Competencia en el mercado mayorista

i. Esquema teórico

32. En el modelo de competencia mayorista, las empresas distribuidoras y los grandes usuarios compran energía eléctrica a los generadores independientes instalados. Bajo este esquema se crea un mercado mayorista, donde la competencia sigue presente en la generación y, al quedar habilitados varios compradores que se disputan el acceso al suministro de energía eléctrica, se abren nuevas fuentes de presiones competitivas.
33. Las empresas distribuidoras, además de operar las redes de transporte en media y baja tensión en áreas de concesión determinadas, disponen el monopolio del suministro de energía eléctrica

¹³ Sally Hunt, Opus cit. pág. 42; y Lev S. Belyaev; Opus cit.; pág. 56.

¹⁴ Grupo ICE, [en línea], <http://www.grupoice.com/wps/portal>; [Consulta: 30 de abril de 2017].



al usuario final. El ingreso de distribuidoras debe realizarse mediante procesos competitivos por ganar la correspondiente concesión, induciendo a los interesados a rivalizar “por el mercado” (competencia tipo Demsetz).

34. Es importante advertir que el bloque de compradores se constituye tanto por empresas distribuidoras como por usuarios con un elevado volumen de consumo, lo que permite a los generadores contar con más opciones de venta del suministro de energía eléctrica. Así, al agregar usuarios de gran consumo se incrementa el número de compradores y se crea más competencia por acceder al suministro, que si sólo hubiera un número determinado de distribuidores.
35. El ingreso de nuevos compradores permite organizar el mercado con precios libremente ofertados. En estas condiciones, se posibilita la creación de un mercado *spot* que reconoce los costos variables de operación de los generadores y garantiza el equilibrio entre la energía eléctrica que es generada y la que es suministrada al usuario final. En todo caso, es indispensable mantener contratos de largo plazo con los que garantizar los beneficios a los generadores y mantener los incentivos para crear nuevas plantas de generación, en tanto que no exista un ente que planifique la instalación de nueva capacidad.
36. En este modelo, el riesgo de la construcción de nuevas plantas generadoras recae en los inversores, el cual se asume elevando el costo de capital. A la vez, como los precios se definen libremente, quien decide instalar nueva capacidad enfrenta el reto de crear un proyecto que bata los precios de los generadores ya establecidos, situación que configura un desincentivo al ingreso, lo cual puede generar condiciones propicias para crear mercados mayoristas oligopólicos.
37. Para garantizar precios minoristas bajos, la regulación debe promover que el distribuidor adquiera un porcentaje significativo de la potencia y energía asociada que demandan los usuarios finales a través de contratos de suministro mayorista, con los precios más bajos que le fueren ofertados en procesos competitivos. El distribuidor adquiere en el mercado *spot* el resto de la energía demandada por el usuario final. Este esquema regulatorio, acompañado de la debida vigilancia, evita que la empresa distribuidora simplemente traslade al usuario final el costo de contratos elevados.

38. Complementariamente, las tarifas al usuario final deben ser reguladas, fundamentalmente, bajo esquemas que reconozcan los costos del operador. También es necesaria la creación de un único agente que opere el sistema eléctrico y que gestione las transacciones realizadas en el mercado. Finalmente, debe establecerse un operador monopólico especializado en la transmisión de energía eléctrica.
39. La vigilancia de los contratos y el comportamiento de los generadores son aspectos fundamentales para el adecuado funcionamiento del modelo. El relajamiento del esquema puede derivar en ineficiencias económicas que trasladen efectos negativos a los consumidores.

ii. Experiencia regulatoria

40. En los Estados Unidos de América, los estados de California, Nevada, Oregón, Virginia, Arkansas, Nuevo México, Arizona y Montana poseen mercados mayoristas, aunque, se advierte, previamente habían tenido un mercado minorista del cual prescindieron. En todo caso, los primeros cuatro permiten a grandes clientes industriales y algunos clientes comerciales elegir a sus suministrantes¹⁵.
41. En Chile, las actividades de generación, transmisión y distribución son desarrolladas por empresas controladas en su totalidad por agentes privados¹⁶. El Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión. La actividad de distribución se establece como actividad concesionada, correspondiendo a los agentes concesionarios la obligación de prestar el servicio de suministro a cualquier usuario que lo solicite en su zona de servicio. Los usuarios de alto consumo están habilitados para contratar el suministro de energía eléctrica con empresas generadoras.
42. En Ecuador, aunque la mayoría de las centrales son propiedad pública, la generación se encuentra en competencia. Las actividades de la transmisión y la distribución operan en monopolio. Existen varios distribuidores con áreas de operación exclusiva, aunque dichas empresas son propiedad

¹⁵ Mathew J. Morey, y otros; Opus Cit. pág. 4.

¹⁶ El sector eléctrico en Chile; Energía En Chile - Generación Crisis y Soluciones; [en línea], http://www.economiaynegocios.cl/especiales/especial_energia/sector_electrico.html; [Consulta: 30 de abril de 2017].



del Estado o sociedad de titularidad pública ¹⁷ . Los grandes consumidores pueden participar en compras directas a los generadores en el mercado eléctrico mayorista.

- ⁴³ En Guatemala, el sector eléctrico contempla las cuatro actividades principales: generación, transmisión, distribución y comercialización. No obstante, si bien por el lado de la generación existe competencia total, por el lado de la demanda (consumidores) la rivalidad entre distribuidores y comercializadores se limita únicamente a los grandes usuarios. La distribución opera como monopolio en la zona de autorización, donde los usuarios finales con una pequeña demanda deben ser abastecidos por el distribuidor ¹⁸ .
- ⁴⁴ En Nicaragua, la generación debe ser competitiva y puede contar con participación privada. Las actividades de transmisión y de distribución son reguladas ¹⁹ . En el caso de las empresas distribuidoras, ellas deben garantizar el servicio en su zona de concesión, sin embargo, los grandes consumidores pueden elegir libremente quien les proporcione energía.
- ⁴⁵ En Panamá, la generación es una actividad no regulada, donde los agentes generadores deben competir para ganarse un contrato de suministro con las empresas distribuidoras, vender al mercado ocasional o negociar directamente con grandes consumidores. Las empresas distribuidoras sirven el suministro a los usuarios finales de menor consumo ²⁰ .
- ⁴⁶ En el Perú, la generación se encuentra en competencia. En cambio, las actividades de la transmisión y la distribución operan como monopolios regulados bajo concesiones. Los usuarios regulados obtienen el suministro de los distribuidores locales, en cambio, los grandes usuarios pueden contratar directamente el suministro de energía eléctrica a los generadores ²¹ .

¹⁷ Plan maestro de electrificación 2013 – 2022, Consejo Nacional de Electricidad; [en línea], <https://www.cefec.gob.ec/electroguayas/files/vol1.pdf>; [Consulta: 30 de abril de 2017].

¹⁸ Ministerio de Energía y Minas, [en línea], http://licitaciones.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/subsector_electrico_de_guatemala.pdf; [Consulta: 2 de mayo de 2017].

¹⁹ Modelos de mercado, regulación económica y tarifas en el sector eléctrico de Nicaragua, OLADE, [en línea], <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-Final-Nicaragua.pdf>; [Consulta: 2 de mayo de 2017].

²⁰ Dossier Energético Panamá, Banco Interamericano de Desarrollo (BID); [en línea], [https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/3858/Dossier%20Energ%C3%A9tico%2006%20-%20Panama%20\(Web\).pdf](https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/3858/Dossier%20Energ%C3%A9tico%2006%20-%20Panama%20(Web).pdf); [Consulta: 2 de mayo de 2017].

²¹ Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú; Organización Latinoamericana de Energía (OLADE); [en línea], <http://www.olade.org/wp-content/uploads/2015/08/Informe-Final-PERU.pdf>; [Consulta: 1º de mayo de 2017].

D. Competencia en el mercado minorista

i. Esquema teórico

47. En este modelo los usuarios finales adquieren el suministro de energía eléctrica eligiendo libremente entre un comercializador o un distribuidor. Este último, además de transportista de energía eléctrica, en el área donde tiene sus redes, también actúa como suministrante de energía eléctrica al usuario final. De tal forma, comercializadores y distribuidores quedan autorizados para disputar a los clientes del mercado minorista. En principio, bajo este esquema, además de que los grandes consumidores accedan al mercado mayorista, se habilita a los usuarios de menor consumo para que puedan elegir a su proveedor de energía eléctrica, según sus propios intereses y conveniencia.
48. La competencia en el mercado mayorista se mantiene, aunque se amplía el conjunto de compradores con la incorporación de los comercializadores, quienes, a pesar de carecer de una red de distribución propia que transporte la energía eléctrica hasta el lugar de consumo, actúan como vendedores minoristas (junto con las empresas distribuidoras). Bajo este esquema, además de ampliar las opciones de los consumidores, se crean presiones en los distribuidores para mejorar los precios finales. También, los generadores deben mejorar sus precios mayoristas para asegurar transacciones en las mejores condiciones.
49. Para asegurar la correcta aplicación del modelo, dada la complejidad del mercado, los usuarios deben mejorar su conocimiento para procurar tomar las opciones más convenientes a sus intereses. Es usual implementar el modelo aplicando varias fases que llevan años en ejecutarse, favoreciendo así la creación de una cultura indispensable para aprovechar los beneficios del mercado. En la transición, el distribuidor opera como un proveedor de último recurso, garantizando el servicio a los usuarios finales.
50. Un supuesto ineludible para el desarrollo del modelo es la aplicación de complejos y costosos sistemas de contabilidad, no solo porque aumentan los agentes participantes en el mercado mayorista y sus transacciones, sino por la necesidad de medir los flujos y la correspondiente definición de los cargos por la energía eléctrica que se consume ²².

²² "Estos sistemas de contabilidad y cargos sólo pueden ser aplicados correctamente en países económicamente desarrollados". Traducción libre, Lev S. Belyaev; Opus cit.; pág. 54.



51. Además de regular el monopolio del transporte de la energía eléctrica en media y baja tensión hasta el lugar de consumo, debe garantizarse el acceso a la red de distribución para así facilitar las transacciones que se realicen entre generadores, comercializadores y grandes usuarios. Para ello, se regula el libre acceso a las redes de transporte, lo que permite transmitir la energía eléctrica desde la fuente de generación hasta el lugar de su consumo.
52. De acuerdo a estudios sobre la materia ²³, se estima que, en un esquema de mercado con competencia minorista, la comercialización independiente no resulta un negocio atractivo, debido a los altos costos de organización y operación, salvo que se encuentren vinculados con distribuidores o generadores. La actividad se torna atractiva cuando los servicios pueden empaquetarse con otros bienes, por ejemplo, el gas.

ii. Experiencia regulatoria

53. Entre otros casos, este modelo actualmente se aplica en el Reino Unido, Nueva Zelanda, Australia, Argentina, Noruega, Suecia, España, Alberta (Canadá) y algunos estados de los Estados Unidos de América ²⁴.
54. En los Estados Unidos de América, casi la mitad de los estados implementaron un modelo de competencia minorista, permitiendo a proveedores competitivos suministrar energía eléctrica y otros servicios a los consumidores minoristas de electricidad (Ver Gráfico 1). Actualmente, se aplica en Texas, Illinois, Michigan, Ohio, Pensilvania, Nueva York, Maryland, Nueva Jersey, Maine, Nueva Hampshire, Delaware, Rhode Island y Connecticut. Si bien hubo más estados adscritos al modelo, varios de ellos suspendieron o rescindieron esta forma de competencia minorista ²⁵.

²³ Nuevamente, véase a Sally Hunt, opus cit., pág. 57 y siguientes; y Lev Belyaev., opus cit., pág. 60.

²⁴ En ese sentido, Sally Hunt, Opus cit. pág. 54.

²⁵ Mathew J. Morey, y otros; Opus Cit. pág. 4.

Gráfico 1
Estados de los Estados Unidos de América con mercado minorista



Fuente: Mathew, J. et al. (2016)

55. En el caso de los Estados miembros de la Unión Europea ²⁶, la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003 ²⁷, establece normas comunes sobre las actividades del sector eléctrico. Además, impone obligaciones a los Estados miembros, quienes, de acuerdo a las modalidades de organización y funcionamiento domésticas, deben procurar mercados de la electricidad competitivos, seguros y sostenibles en el ámbito medioambiental.
56. La Directiva 2003/54/CE ²⁸ indica que, a partir del 1 de julio de 2007, los Estados miembros deben garantizar que los consumidores de electricidad se encuentren en libertad de escoger al

²⁶ La Unión Europea es una asociación económica y política singular de 28 países europeos que abarcan juntos gran parte del continente europeo, cuyo ámbito material comprende el perfeccionamiento de una unión aduanera, un mercado único y una unión económica y monetaria. Aunque de difícil encuadramiento doctrinal, la tendencia más fuertemente puesta de manifiesto por los autores es la de considerar el encaje comunitario en la una estructura de corte federal, autónoma, con relación directa con los particulares. Al respecto, véase a Carlos Francisco Molina del Pozo, Manual de Derecho de la Comunidad Europea, 4ª Edición, Editorial Djusa, Madrid, 2002, págs. 178 y sig.

²⁷ Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE; Diario Oficial n° L 176 de 15/07/2003 p. 0037 - 0056; EUR-Lex, Unión Europea;[en línea] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex:32003L0054>; [Consulta: 28 de abril de 2017].

²⁸ El objetivo principal de los actos normativos europeos conocidos como directivas "...no es... la unificación del Derecho, sino la aproximación de las legislaciones. Con dicha aproximación se pretenden eliminar las contradicciones entre las disposiciones legislativas y administrativas de los Estados miembros o suprimir paso a paso las diferencias, con el fin de que en todos los Estados miembros se impongan en lo posible los mismos requisitos materiales... La directiva solo es obligatoria para los Estados miembros respecto del objetivo que propone, dejando a su elección la forma y los medios para alcanzar los objetivos establecidos en la Unión en el marco del ordenamiento jurídico nacional. Esta

suministrador de energía eléctrica. A tal efecto, la Directiva propone implementar un modelo de competencia en el mercado mayorista para luego evolucionar a otro de competencia en el mercado minorista. No obstante, bajo supuestos regulados, deja en libertad a los Estados miembros para inaplicar las reglas que permitirían configurar ambos esquemas, por lo que es factible, incluso, desarrollar modelos como el de comprador único²⁹.

57. En Argentina, la distribución y transmisión son monopolios concesionados, pero la generación y la comercialización son mercados competitivos. Los grandes usuarios están constituidos por aquellos agentes que pueden contratar el servicio directamente con generadores.
58. En Colombia, la generación y la comercialización operan libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos públicos y privados. Como contraparte, comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. Las actividades de la transmisión y la distribución operan en régimen de monopolio.
59. En Honduras, en 2013, el mercado eléctrico fue sometido a un proceso de reestructuración que implica la transición de una estructura vertical a una estructura desconcentrada, en donde diferentes empresas llevan a cabo las distintas actividades del mercado eléctrico (generación, transmisión, distribución y comercialización). La reestructuración implica poner en libre competencia el segmento de la generación y la comercialización, por lo que cada usuario final puede elegir su propio proveedor de energía, quienes deberán competir por ofrecer los servicios de suministro de energía ³⁰.

integración de los Estados miembros refleja la intención de atenuar la necesidad de intervención en la estructura legal y administrativa nacional. Así, los Estados miembros pueden tener en cuenta las peculiaridades nacionales a la hora de realizar los objetivos del Derecho de la UE". Klaus-Dieter Borchardt, El ABC del Derecho de la Unión Europea, Comisión Europea 2011, Bruselas. pág. 96

²⁹ Por razones de interés económico general, y siempre que la actividad comercial no se vea afectada de un modo que resulte contrario a los intereses de la Unión, el modelo de mercado minorista puede no aplicarse. Así, los Estados miembros pueden limitar o impedir el acceso de terceros a las redes de transporte y distribución. También pueden negar la posibilidad para que los clientes reciban el suministro de electricidad mediante una línea directa de un generador o un comercializador.

³⁰ Apertura del Mercado Energético en Honduras, Eléutera; [en línea] <http://www.eleutera.org/wp-content/uploads/2015/06/AperturaEnergeticaHN.pdf>; [Consulta: 2 de mayo de 2017].

III. Comercialización de energía eléctrica

A. Caracterización del mercado salvadoreño

60. La comercialización consiste en el negocio resultante de la compra y reventa de la energía eléctrica, de acuerdo al art. 4 de la Ley General de Electricidad. En concreto, dentro de la cadena de valor del sector eléctrico salvadoreño, la intervención de los comercializadores se puede materializar tanto en el MMEE como en el minorista de energía eléctrica.
61. En el MMEE, los comercializadores participan como intermediarios entre las ventas de energía eléctrica de los generadores y las compras de los distribuidores. Mientras que, en el mercado minorista, la comercialización consiste en la intermediación o reventa de energía a los usuarios finales. En este último caso, la actividad conlleva las tareas de atención al cliente, facturación y cobranza³¹.
62. La adquisición de la energía que realiza un comercializador puede llevarse a cabo en el mercado mayorista nacional (MMEE) o en el regional (MER), a través de importaciones. En el caso salvadoreño, los comercializadores, además del mercado nacional, tienen acceso al MER, para realizar transacciones de energía con los países de Centroamérica³².
63. Por otro lado, las actividades de distribución y comercialización se encuentran verticalmente integradas en el mercado minorista. Esto implica que los distribuidores, quienes se encargan del transporte de la energía en bajo voltaje (media y baja tensión), también actúan como comercializadores en las áreas donde operan sus redes. Así, cada distribuidor realiza tanto la venta como el transporte de energía a los usuarios finales, sin que esto signifique que comercializadores independientes no puedan atender, por su parte, a usuarios finales.

³¹ De acuerdo al Anexo 1 de las Normas para la determinación del cargo por uso de las redes de distribución y del cargo de comercialización.

³² De acuerdo al apartado 3.2.5.2. del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), un participante del mercado que realiza un retiro en la Red de Transmisión Regional, como en el caso de un comercializador que importa energía, es considerado como una unidad generadora. También, conforme el apartado 10.1., la transacción regional se incluye en el predespacho nacional, previa coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), luego de analizar el balance de la operación prevista del sistema nacional, considerando la disponibilidad de generación, los requerimientos de demanda, las ofertas de retiro de oportunidad, los contratos nacionales y regionales y las ofertas para las transacciones regionales.

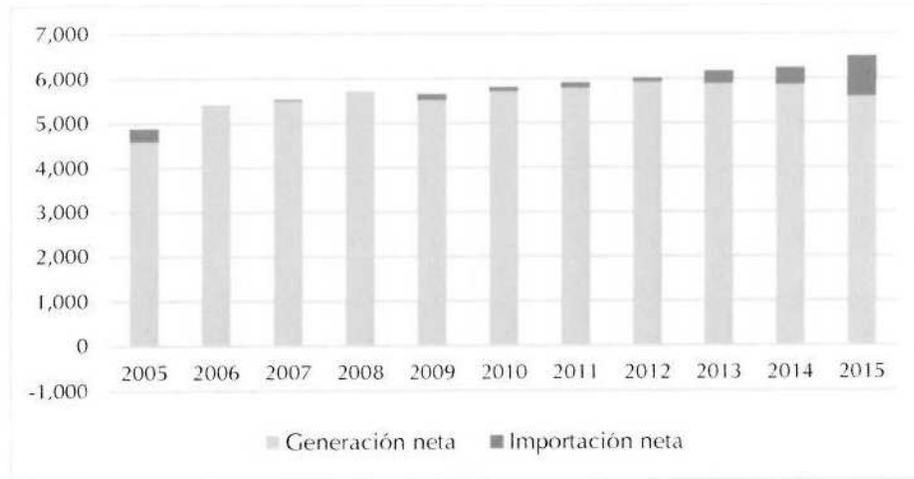


- ^{64.} De acuerdo a información proporcionada por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), al 2016, 87 operadores estaban registrados como comercializadores. Dicho registro incluye comercializadores independientes³³ y operadores que también están inscritos como generadores o distribuidores. Además, según el Boletín de Estadísticas Eléctricas No. 17, los comercializadores independientes que realizaron transacciones en el MMEE en el 2015 fueron: CENER, CENERGICA, COMERCIA, EDECSA, ENERSICA, Excelergy, Hasgar, Mercados Eléctricos de Centroamérica y ORIGEM. Mientras que, en el mercado minorista, las actividades de comercialización, en conjunto con la actividad de distribución, las llevan a cabo principalmente las distribuidoras: CAESS, DELSUR, AES-CLESA, EEO, DEUSEM, EDESAL, Abruzzo y B&D.
- ^{65.} La demanda nacional neta de energía³⁴ ha sido históricamente suplida en mayor proporción por la generación neta nacional (95.2% en promedio entre 2005 y 2015) y, en menor proporción, por la energía inyectada a través de las importaciones (4.8% en promedio entre 2005 y 2015), tal como se muestra en el Gráfico 2. Sin embargo, resalta que entre 2013 y 2015, las importaciones se incrementaron a tasas por encima del 50%. Así, en 2015 las importaciones alcanzaron su mayor volumen de los últimos 10 años, en el que se importaron 963.4 GWh, cubriendo el 14.9% de la demanda nacional.

³³ Independientemente que también estén autorizados para operar en otro eslabón de la cadena.

³⁴ La demanda nacional neta obtenida como la generación neta más importaciones netas. Las importaciones netas, a su vez, representan las importaciones menos las exportaciones de energía.

Gráfico 2
Composición de la demanda nacional neta (GWh)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Boletín Estadístico SIGET (varios años)

66. Los comercializadores independientes mayoristas realizan la intermediación de energía eléctrica acudiendo al mercado mayorista nacional o importando desde el MER. Hasta 2008, la energía era principalmente adquirida en el MMEE, alcanzando proporciones cercanas al 100% (ver Gráfico 3). A partir de ese año, a excepción del 2012, los comercializadores independientes transitaron a abastecerse en mayor proporción a través de importaciones, llegando a representar el 95.6% de la energía por ellos adquirida en 2015. Por otro lado, la energía aportada por los comercializadores ha fluctuado desde volúmenes inferiores a 300 GWh anuales hasta volúmenes por encima de los 700 GWh.

Handwritten signature and scribbles at the bottom of the page.

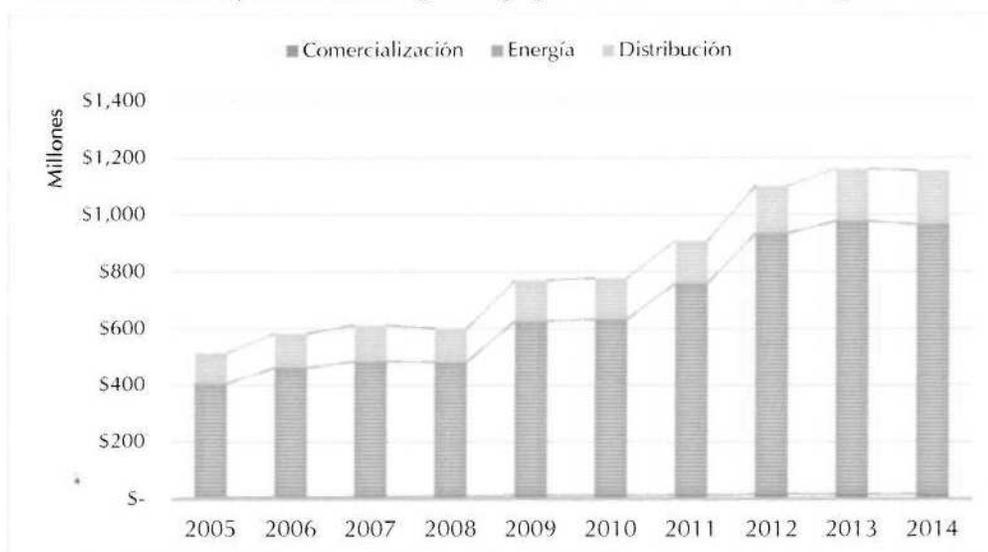
Gráfico 3
Energía adquirida por comercializadores independientes, según origen (GWh)



Fuente:Elaboración propia con base en datos de Boletín Estadístico SIGET (varios años)

67. En cuanto a la comercialización a nivel minorista, se observa el siguiente comportamiento. Para 2014, los ingresos agregados de las distribuidoras por la comercialización, la distribución y la energía representaban más del doble de los obtenidos en 2005, superando los \$1 mil millones de dólares (ver Gráfico 4). En ese periodo, en promedio, el 80.2% de los ingresos provenían de la energía, el 18.2% de la distribución y únicamente el 1.7% de las tareas asignadas a la comercialización.

Gráfico 4
Estimado de la composición de los ingresos agregados de las distribuidoras, según fuente



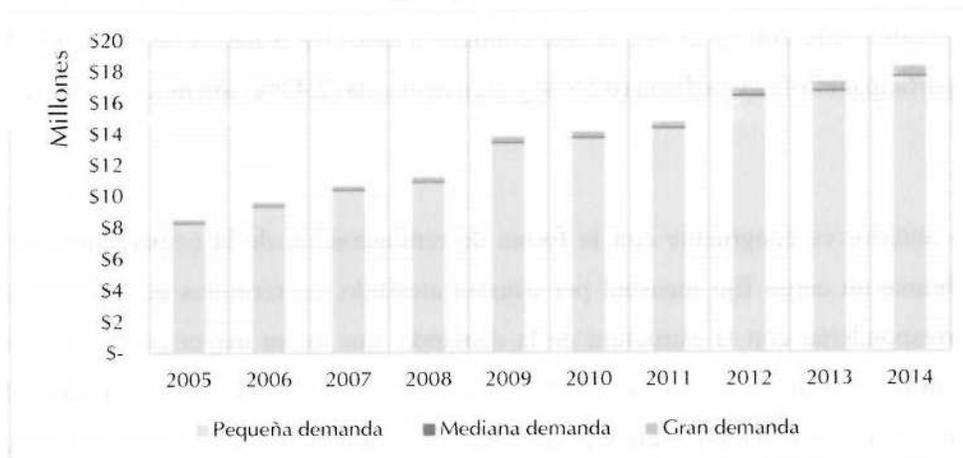
Fuente: Elaboración propia basada en Boletines Estadísticos de SIGET (varios años)

68. Si se observan los ingresos por las actividades de comercialización, resulta evidente que la mayor proporción corresponde a los ingresos provenientes de la pequeña demanda (97.03% en promedio entre 2005 y 2014), la cual contiene a todos los usuarios residenciales. Mientras que la participación de la mediana (0.55%) y gran demanda (2.43%) son mucho menores (ver Gráfico 5).
69. Lo anterior es congruente con la forma de remuneración de la comercialización, ya que, al cobrarse un cargo fijo mensual por usuario atendido, en términos generales, los ingresos se corresponderán con la estructura de la demanda, que en su mayor parte está constituida por usuarios de pequeña demanda (99.28% entre 2005-2014)³⁵. Si bien la gran demanda representa el 0.2% del número total de clientes en el mercado, su sobre representación en los ingresos deriva de que los cargos para la gran demanda son relativamente superiores a los cobrados a la pequeña y mediana demanda.
70. Por otra parte, aunque los ingresos de las actividades de comercialización han crecido, en promedio, al 8.98% anual y totalizaron alrededor de \$18 millones de dólares para 2014, los clientes han tenido un crecimiento al 2.9% anual. Esto denota que el potencial de expansión del negocio de la comercialización depende del comportamiento del número de clientes. Para que cualquier crecimiento de los ingresos de comercialización no sea financiado por aumentos en los cargos, la demanda debe crecer a un ritmo cercano.

³⁵ Boletines de Estadísticas Eléctricas de SIGET.



Gráfico 5
 Estimado de la composición de ingresos agregados derivados de comercialización para distribuidoras, según tipo de demanda



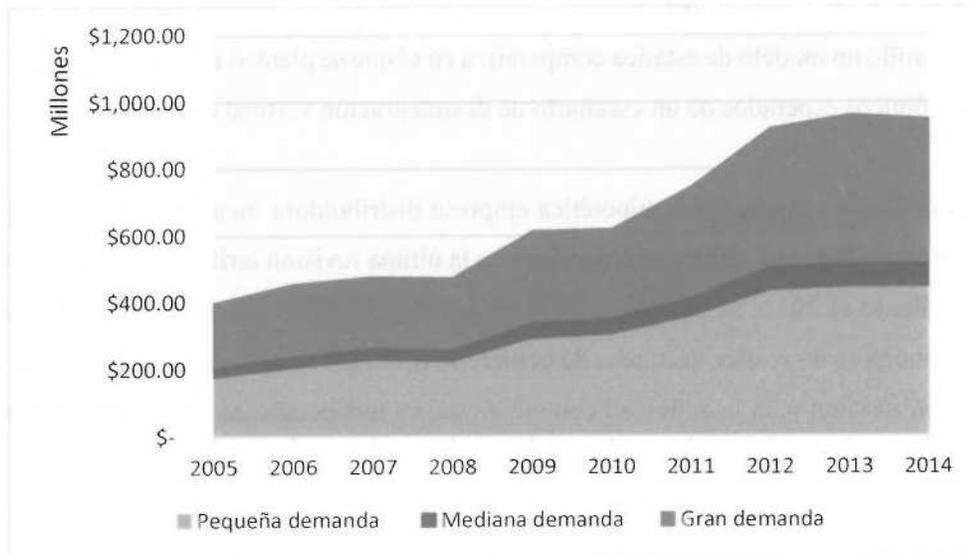
Fuente: Elaboración propia a partir de Boletines Estadísticos de SIGET (varios años)

71. En cuanto a la energía, los ingresos de las distribuidoras al 2014 alcanzaron \$947.1 millones de dólares, representando más del doble respecto a 2005 (ver Gráfico 6)³⁶. En esos 10 años, en promedio, la pequeña demanda aportaba el 47.3%; la mediana, el 8.1%; y la gran demanda, el 44.6% restante. Una diferencia notoria respecto de la composición de los ingresos de comercialización, que da cuenta de la estructura de la demanda de energía.
72. Los cargos de energía no son fijos, como los de comercialización, sino que varían según el consumo de energía. Por ello, la gran demanda representa una mayor proporción de los ingresos obtenidos de la venta de energía respecto a las actividades de comercialización, acercándose a la mitad del total de ingresos.
73. Además, los ingresos por la venta de energía para las distribuidoras crecieron, en promedio, al 10.6% anual entre 2005 y 2014, mientras que, por su parte, el consumo de energía total creció al 2.7%. De lo anterior, parece lógico deducir que el crecimiento en los ingresos fue explicado, principalmente, por aumentos en los cargos de energía. Por lo cual, hay que tomar en cuenta que para 2015 y 2016, los cargos de energía experimentaron considerables disminuciones³⁷, y que posiblemente sean reflejadas en el comportamiento de los ingresos por energía.

³⁶ De acuerdo al art. 79 de la Ley General de Electricidad, art. 90 de su Reglamento y la Metodología de traslado de los precios ajustados de la energía a las tarifas de energía eléctrica de los usuarios finales, las distribuidoras no captan un margen sobre la venta de energía, sino que únicamente trasladan los precios que pagan por adquirir la energía a los usuarios finales.

³⁷ Según Pliegos tarifarios, publicados por SIGET, en 2015 y 2016.

Gráfico 6
Aproximación de la composición de los ingresos agregados derivados de la venta de energía para distribuidoras, según tipo de demanda



Fuente: Elaboración propia a partir de Boletines Estadísticos de SIGET (varios años)

B. Desintegración vertical distribución – comercialización minorista

74. El Salvador autoriza la comercialización de energía eléctrica como una actividad independiente de la distribución. Sin embargo, los arts. 77-C de la LGE y 87 de su reglamento imponen a los distribuidores la obligación de atender a cualquier usuario final que le solicite el servicio, siempre y cuando éste se encuentre conectado a su red. En consecuencia, las distribuidoras han orientado su operación como comercializadores minoristas en las áreas donde poseen sus redes. Esto implica que, además de las actividades para transportar la energía, venden la energía al usuario final y asumen las tareas de atención al cliente, facturación y cobranza.
75. Las propiedades de monopolio natural de transmisión y distribución no son en la literatura objeto de debate³⁸, aunque sí lo ha sido la función de suministro (comercialización) frecuentemente empaquetada con distribución, aun cuando no comparte las mismas propiedades económicas. Sin embargo, la racionalidad de la integración vertical entre etapas de un sistema eléctrico se suele

³⁸ En las funciones de transmisión y las de distribución, que representan negocios de red, los criterios para su consideración como monopolio natural se basan, principalmente, en las economías derivadas de la instalación (debido a requisitos de construcción y derechos de paso), capacidad (desde las propiedades geométricas de gran escala, incluyendo minimización de las pérdidas de línea) y operación (economías de red).

fundamentar no solo en economías relacionadas a las redes, sino más bien en la combinación de economías de escala (redes) y de alcance (producción multiproducto) (Joskow, 1989)³⁹.

76. En el Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador se desarrolló un modelo de estática comparativa en el que se planteó una aproximación a los efectos económicos esperados de un escenario de desintegración vertical de las actividades.
77. Para ello, se construyó una hipotética empresa distribuidora incumbente de tamaño promedio, utilizando la información correspondiente a la última revisión tarifaria, que toma como año base de cálculo el 2011. Se simuló la desintegración vertical de las actividades, de manera que la distribuidora no realice las tareas de comercialización, y se agregó un componente de costos de administración para la actividad comercializadora independiente resultante, correspondiente al 15% de los costos de distribución existentes.
78. Los resultados del ejercicio indican que los cargos de comercialización aumentarían en un 24%. Ese sobreprecio significaría una transferencia de recursos de los consumidores al nuevo operador comercializador por valor de \$2.9 millones para el quinquenio y, además, de \$25 mil en pérdidas de bienestar en el mismo período (por la disminución en el consumo de energía eléctrica y de usuarios que dejen de demandarla).
79. Es necesario realizar ciertas acotaciones respecto de dichos resultados. En primer lugar, los resultados son una estimación para una empresa distribuidora promedio, de manera que, el efecto de la desintegración vertical aplicable a todas las distribuidoras existentes podría resultar mayor.
80. Segundo, el escenario evalúa la desintegración vertical en la totalidad del mercado, lo que implica que la actividad de comercialización independiente se encargaría de atender a todos los usuarios conectados a la red de la distribuidora. Es decir, todos los usuarios de pequeña, mediana y gran demanda. En ese sentido, se considera que la apertura total del mercado a la comercialización independiente conllevaría los resultados antes mencionados.

³⁹ Joskow, P, (1989). "Regulatory Failure, Regulatory Reform and Structural Change in The Electric Power Industry." *Brookings Papers on Economic Activity: Microeconomics*. 125-199.

81. Tercero, dicha simulación no tenía previsto considerar potenciales dinámicas desarrolladas en la venta de la energía a los usuarios finales, a través de la comercialización independiente en sustitución de las distribuidoras. Futuras investigaciones podrían abordar escenarios al respecto.
82. Para enriquecer la discusión sobre los efectos en la eficiencia económica de adoptar configuraciones alternativas del sistema eléctrico, como se propone en la nota del señor Chávez, se apuntan, en seguida, una serie de elementos de indispensable consideración.

IV. Implicaciones de abrir el mercado de gran demanda

83. Pese a la evidencia académica (teórica y empírica) del costo que tendría separar en su totalidad la distribución y la comercialización, una forma frecuente de insertar competencia en este último eslabón es habilitar y fomentar la rivalidad por los grandes clientes industriales (Joskow y Schmalensee, 1985)⁴⁰.
84. La desintegración de la actividad de comercialización para los usuarios de gran demanda generalmente responde a objetivos de eficiencia y desarrollo productivo, es decir, fomentar el uso mínimo de insumos para el máximo factible de producción, al tiempo que se incentiva el fortalecimiento del parque industrial a través de posibilitar menores costos. Todo ello bajo la premisa que el incremento de oferentes en el suministro de energía eléctrica crea un proceso de competencia que culminaría en los menores precios posibles, tanto en términos de costo de energía, como de cargo de comercialización.
85. Habilitar la competencia para grandes clientes requiere que los usuarios industriales sean libres, por lo menos periódicamente, para buscar los precios más ventajosos del suministro, pues la experiencia muestra que en este mercado la competencia en aspectos de servicio (es decir, variables diferentes del precio) no es un instrumento tan efectivo para atraer clientes (Kwoka, 1996)⁴¹.

⁴⁰ Joskow, P. y Schmalensee, R. (1985) The Performance of Coal-Burning Electric Generating Units in the United States: 1960-1980. Working papers 379, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Department of Economics.

⁴¹ Kwoka, J. E., Jr. (1996) Power Structure, Ownership, Integration, and Competition in the U.S. Electricity Industry. George Washington University.



86. En El Salvador, la normativa no prohíbe que los usuarios de gran demanda sean atendidos por comercializadores diferentes de su distribuidor⁴² o que se conecten directamente al sistema de transmisión y adquieran energía eléctrica en el MMEE. Sin embargo, en la práctica, como se mostró en el apartado previo, los comercializadores independientes no han captado este tipo de clientes, en parte, por la existencia de rigideces para el cambio de suministrante derivadas de la prestación en forma integrada de la distribución y comercialización que posibilita la normativa.
87. En principio, hay que considerar que, al desintegrar la gran demanda, también se afectaría el cargo del resto de usuarios, lo cual no sólo supone aspectos que atañen a la competencia, sino que también dependen del diseño y los objetivos estratégicos perseguidos por el marco regulatorio.
88. La metodología establecida en el país para el cargo de comercialización, como sucede generalmente, se diferencia por tipo de usuario para proporcionar subsidios cruzados entre categorías de clientes⁴³. Y como señala Kwoka (1996), las subvenciones cruzadas por tipo de usuario se han constituido en un problema especialmente difícil de resolver cuando se introduce un esquema de suministro de electricidad desintegrada para la gran demanda. De allí que adoptar un modelo minorista de comercialización implicaría automáticamente cierto costo para los usuarios de pequeña y mediana demanda. La evaluación de transitar hacia dicho esquema debería analizar, por tanto, si los beneficios en eficiencia productiva compensan los costos regresivos que tendría la medida.
89. La decisión de reformar estructuralmente un sistema eléctrico debe basarse, como señala Einhorn (1994)⁴⁴, en el conocimiento de las limitaciones técnicas y comerciales del contexto real. Así, las características expuestas de la comercialización en el país, anticipan las particularidades del mercado respecto a su potencial para desintegrar la actividad, entre otras, su acotado tamaño, tanto en términos de volumen de energía como de número de clientes.
90. Al considerar la desintegración entre distribución y comercialización para los usuarios de gran demanda, es importante tener en cuenta que, aunque consuman cerca del 47% del volumen de

⁴² De hecho, existe un Procedimiento para el cambio de suministrante, en caso los usuarios finales deseen cambiar de comercializador.

⁴³ El cargo de comercialización se calcula según lo establecido en las Normas para la determinación del cargo por el uso de redes de distribución y del cargo de comercialización.

⁴⁴ Einhorn, M. A, (1994). From Regulation to Competition: New frontiers in electricity markets. U.S Department of Justice.

energía total distribuida en el país, representan el 0.2% del total de clientes, que fueron 3,756 usuarios en 2015. Ello constituye un riesgo en términos del fomento de un entorno competitivo, pues el número exiguo de clientes podría representar un obstáculo para el surgimiento de los beneficios de la competencia (menores precios y mayor disponibilidad de productos) para la mayoría de usuarios, en particular si se considera que el cargo de comercialización no es en base a demanda, sino por cliente.

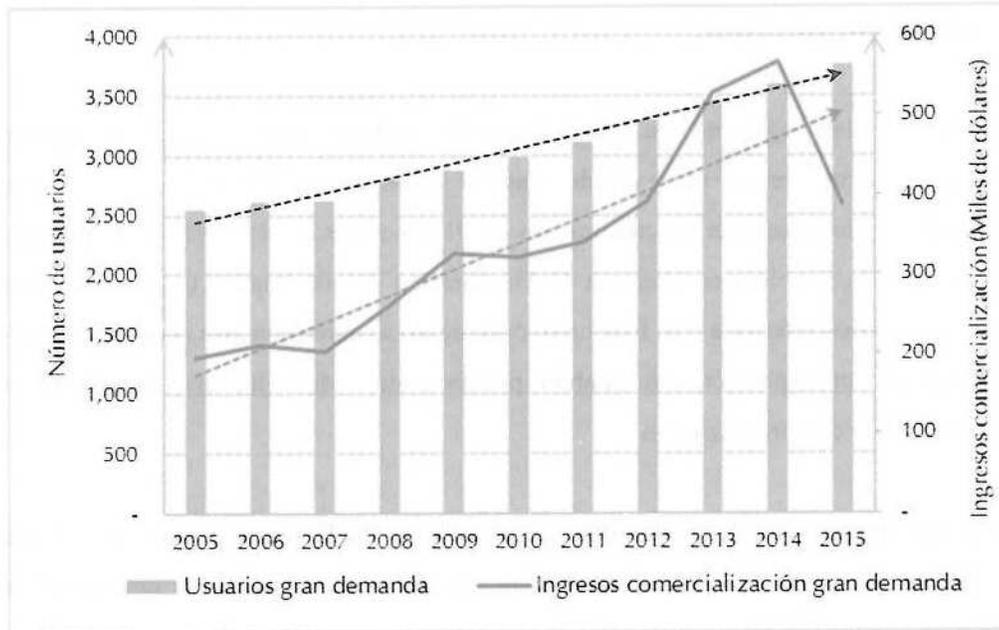
91. La revisión del segmento de gran demanda también muestra que los ingresos de la comercialización crecen más rápido que el número de clientes. Así, los ingresos de comercialización muestran un crecimiento de 91.5% entre 2007 y 2015. En tanto que, para el mismo período, los clientes crecieron 43.4% (Gráfico 7), ello implica un aumento del promedio anual de usuarios inferior a 5%. Este comportamiento se aproxima más al de un mercado maduro que al de uno en expansión, ello también podría tender a dificultar el desarrollo de un sistema competitivo de comercialización.
92. Conviene apuntar que, de acuerdo a los postulados de la teoría económica, si coexisten la regulación adecuada ⁴⁵ y una dinámica de mercado que reduzca los precios (de energía y comercialización) en forma sustancial, la desintegración vertical de la gran demanda constituiría un incentivo para que incremente el volumen consumido y para estimular más inversión industrial. Esta lógica suele argumentarse como supuestos beneficios de desintegrar la comercialización.
93. En El Salvador, resulta interesante notar que, a partir del ingreso de más operadores en comercialización minorista desde 2007, ha habido mayor dinamismo en el número de usuarios de gran demanda (Gráfico 7). Entre 2005 y 2007, el número de clientes presentó un incremento anual medio de 1.4%, mientras que el crecimiento anual promedio desde 2008 ha sido de 4.6%. En ese sentido, pareciera que el comportamiento en el mercado salvadoreño se corresponde con la hipótesis que la teoría plantea al respecto.
94. Sin embargo, también es necesario apuntar que la expansión en el número de clientes de gran demanda desde 2007, ha sido simultánea al incremento de los cargos de comercialización para todas las categorías de usuarios, en particular, para la gran demanda (

⁴⁵ Como señala Einhorn (1994), todos los objetivos son válidos en la regulación del sistema eléctrico, desde obtener el capital necesario para un país en desarrollo hasta introducir aún más eficiencia en una industria sofisticada, pero la efectividad de la normativa dependerá de que se acote a un único objetivo, pues estos suelen contraponerse entre sí. En ese sentido, optar por la eficiencia productiva como objetivo, implicaría renunciar a otros posibles.



95. Gráfico 8). Esto podría sugerir una regulación y dinámica del mercado que no permiten obtener los beneficios esperados de la competencia.

Gráfico 7
Ingresos de la actividad de comercialización y número de usuarios de gran demanda (2005 – 2015)



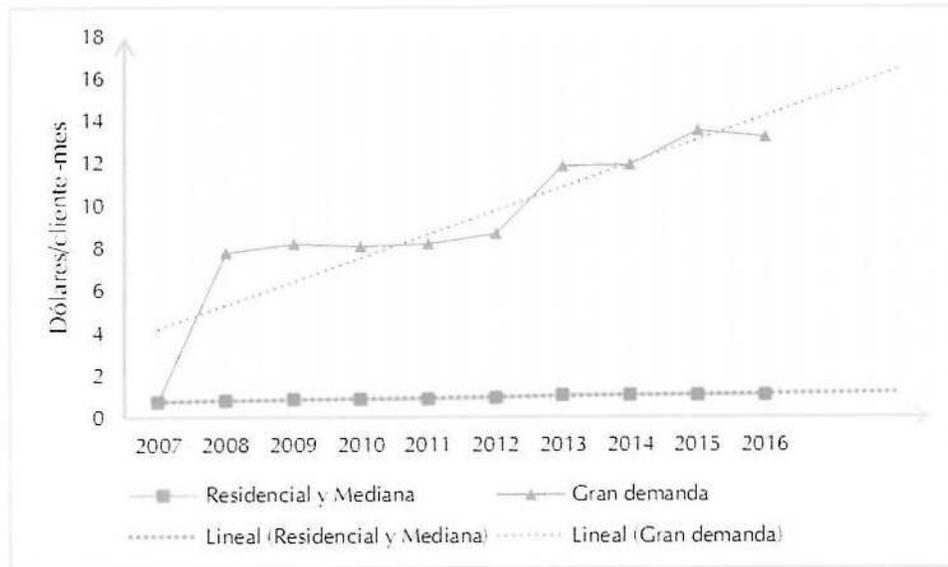
Fuente: Elaboración propia con base en datos de Boletín Estadístico SIGET (varios años)

96. Los cargos de comercialización para usuarios residenciales y medianos subieron en promedio 49.3% entre 2007 y 2015, pasando de \$0.712 por usuario al mes a \$1.039. Mientras los de gran demanda crecieron de \$0.712 por usuario al mes a \$13.52⁴⁶, en el mismo período, es decir, incrementaron 1,799.2%⁴⁷. Este cambio en el pliego tarifario ocurrió en el contexto de las modificaciones normativas suscitadas con el ingreso de nuevos operadores en el mercado de distribución y de comercialización minorista, con las pérdidas de escala y alcance que ello implica.

⁴⁶ En 2007, SIGET aprobó cambios al costo de atención al cliente, estos entraron en vigencia en 2008. El cargo de comercialización para la gran demanda pasó, en promedio, de \$0.7122 por cliente al mes, en 2007, a \$7.7693 en 2008.

⁴⁷ Aun calculando el incremento entre 2008 y 2015, para utilizar la misma metodología tarifaria, el crecimiento del cargo de comercialización para gran demanda (74.1%) resulta mayor que el exhibido por el cargo de demanda residencial y mediana (33.6%) en dicho período.

Gráfico 8
Carga de comercialización promedio por tipo de demanda. (2007 – 2016)



Fuente: Elaboración propia con base en los Pliegos Tarifarios aprobados por SIGET

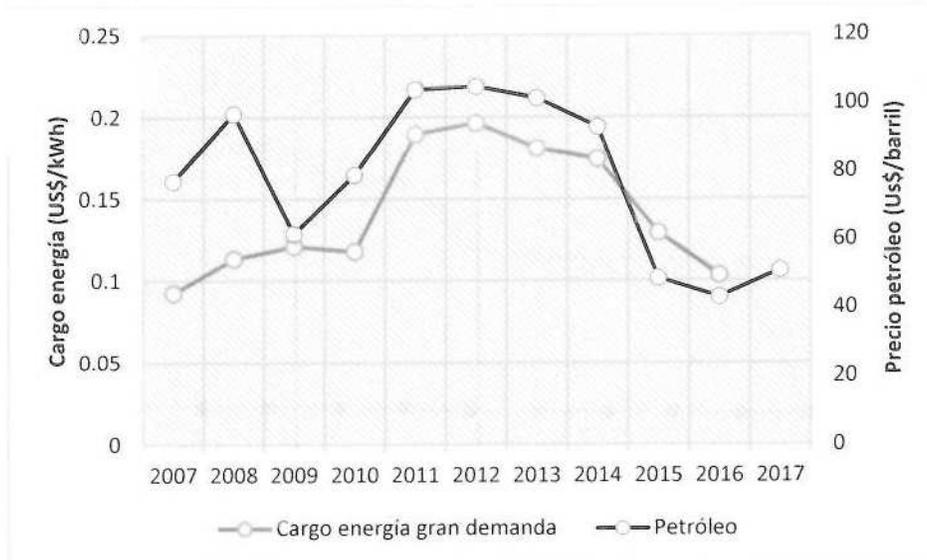
97. A partir de 2009, los cargos de energía aprobados para la gran demanda⁴⁸ han tenido variaciones análogas al precio del petróleo. Así, entre 2009 y 2012, el precio del petróleo aumentó, en promedio, 69.9%; en tanto que los cargos de energía crecieron 62.5%. Mientras que, entre 2012 y 2016, disminuyeron 58.9% y 47.4%, respectivamente (ver Gráfico 9). En ese sentido, el cargo de energía parece estar más influenciado por el precio del insumo principal que por las dinámicas que se desarrollan en el mercado de comercialización minorista, aun cuando en el mismo se han insertado más participantes en los últimos 10 años⁴⁹. Además, es necesario apuntar que, a pesar de las disminuciones en los últimos años, los cargos de energía para 2016 eran 11.8% mayores a los aprobados para 2007.

⁴⁸ Los cargos de energía de la gran demanda utilizados corresponden a los de media tensión, donde se concentra la mayor parte del consumo de los usuarios considerados como gran demanda.

⁴⁹ Es posible inferir que el ingreso de más competencia en el mercado mayorista a través de comercializadores independientes y el cambio en la normativa respecto a la determinación de precios de la energía (ROBCP) permiten que dicho precio se acople más a las variaciones de los precios internacionales. En los últimos años, incluso ha demostrado esta flexibilidad a la baja.

Gráfico 9

Cargo de energía para la gran demanda y precio internacional del petróleo crudo. (2007 – 2017)



Fuente: Elaboración propia con base en los Pliegos Tarifarios aprobados por SIGET y datos del Banco Mundial

- ⁹⁸. En coherencia con el aumento de ambos cargos, se verifica el estancamiento del consumo promedio de la gran demanda entre 2005 y 2014⁵⁰, así como la caída tendencial del mismo para los usuarios de pequeña y mediana demanda (Gráfico 10). En términos medios, cada usuario de pequeña demanda consumía en 2014, 10.2% menos energía eléctrica que en 2005; para los de mediana, la reducción fue de 5.7% y los de gran demanda presentaron un consumo ligeramente inferior (-0.7%). Dicha disminución en el consumo per cápita de todas las categorías de usuarios resulta económicamente racional al considerar la subida de precios en el período (tanto de los cargos, como del precio de la energía).
- ⁹⁹. Esto muestra que, si bien la demanda por energía eléctrica presenta una elasticidad precio baja en relación a otros bienes, esto no significa que los consumidores sean insensibles⁵¹ a las variaciones en los precios. Tal característica podría limitar la dinámica de un mercado competitivo en el suministro, pues, a largo plazo, la incertidumbre en los niveles de demanda hace que la inversión sea más riesgosa en eslabones separados que en segmentos integrados de un sistema eléctrico

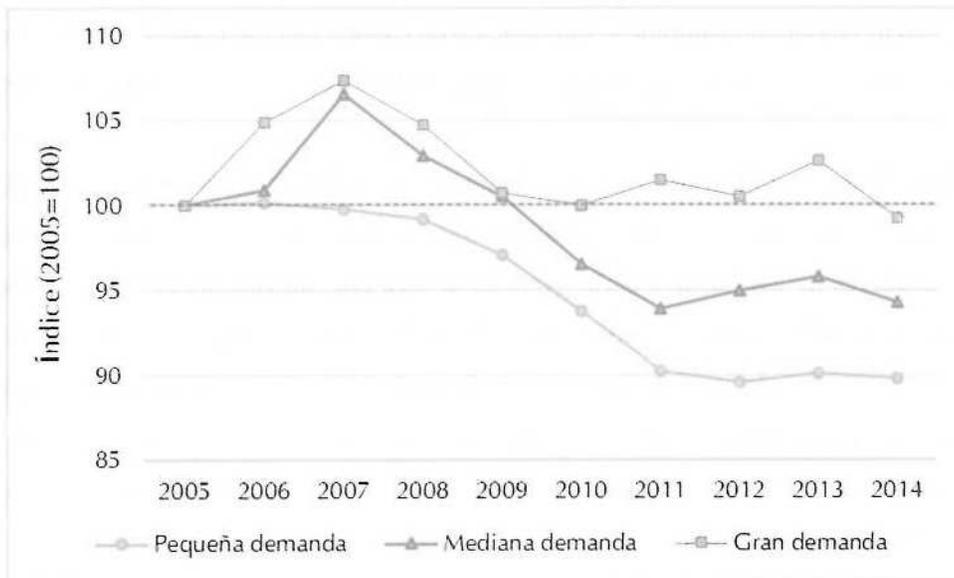
⁵⁰ Esto significa que, si bien existe un mayor número de usuarios de gran demanda, el consumo total de este grupo ha disminuido en el tiempo, lo cual ha impedido que el nivel de consumo promedio crezca.

⁵¹ Incluso la gran demanda, aunque en el período total (2005-2014) parece mantener su nivel de consumo promedio, experimentó reducciones considerables entre 2007 y 2010 (-6.9%), coincidentes con el aumento expuesto de los cargos de comercialización.

(Kwoka, 1996). En ese sentido, una demanda más sensible podría tender a inhibir en mayor medida la inversión en un escenario de gran demanda absolutamente desintegrado.

100. Además, la mayor reducción en el consumo promedio de la pequeña demanda podría indicar una mayor sensibilidad al precio para dicho segmento, en relación a los otros tipos de demanda. Ello tendería a incrementar los costos asociados al tránsito hacia un esquema minorista de regulación del sistema eléctrico nacional.

Gráfico 10
Consumo mensual por cliente según tipo de demanda
Índice (2005=100), consumo en kWh/cliente-mes (2005 – 2014)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Boletín Estadístico SIGET (varios años)

101. En la consideración de un escenario de desintegración en el segmento de gran demanda, además de evaluar la oferta real, es necesario analizar las presiones competitivas que podría generar la oferta potencial. En ese escenario, los competidores potenciales podrían venir dados por los comercializadores independientes, quienes en la actualidad prácticamente circunscriben sus actividades al mercado mayorista. El principal espacio donde estos se proveen de energía es el MER, pues usualmente tiene costos menores que la generada en el país. Aunque el aumento de las importaciones conlleva mejoras en el traslado de los precios al mercado interno, gracias a los períodos de disminuciones de los precios internacionales de referencia, también trae implícita la posibilidad de que el MMEE absorba subidas en los precios medios, dependiendo de *shocks* externos.

- ^{102.} Una consideración medular son los límites físicos que puede establecer la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)⁵² a la importación de energía de este tipo de agentes en el largo plazo. La capacidad de transmisión actual de la misma es 300 MW, aunque con restricciones en algunos de sus puntos nodales. También existen situaciones particulares sobre la energía que se importa y tiene respaldo en mecanismos contractuales. Por una parte, las reglas del MER limitan a un año la firmeza de los contratos y, por otra, las reglas de despacho nacional condicionan su reconocimiento como potencia firme bajo determinados supuestos reglados ⁵³, lo que no necesariamente calza con los tiempos de los comercializadores.
- ^{103.} Estos elementos condicionantes de la importación de energía eléctrica podrían representar límites para la eficaz incorporación de estos agentes en el ámbito minorista de la comercialización.
- ^{104.} El Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central ⁵⁴ suscrito en 1996, establece el MER como un mecanismo donde se realizan transacciones de compra y venta de electricidad entre operadores de los Estados parte. Aunque la idea que subyace en el Tratado Marco es el crecimiento del MER, incentivando el desarrollo de las redes de interconexión en la región y la inversión en plantas de generación regional, la generación de los sistemas nacionales se ha destinado prioritariamente a cubrir la demanda interna, habiendo recurrido al MER como un complemento del mercado local, convirtiéndolo en destino de excedentes o recurriendo a él para casos de emergencia eléctrica⁵⁵.

⁵² El MER dispone de una red o línea regional que interconecta y coordina los sistemas de transmisión de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, la cual constituye la base física para la transmisión de energía eléctrica en alta tensión a nivel regional y que posibilita las transacciones regionales. “El proyecto SIEPAC comprende la construcción de una línea de transmisión de 1793 Km”. Informe de Diagnóstico del MER, junio 2013 a enero 2014, Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, CRIE, [en línea], <http://crie.org.gt/wp/informe-diagnostico-del-mer/>, [consulta: 26 de julio de 2017].

⁵³ 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.

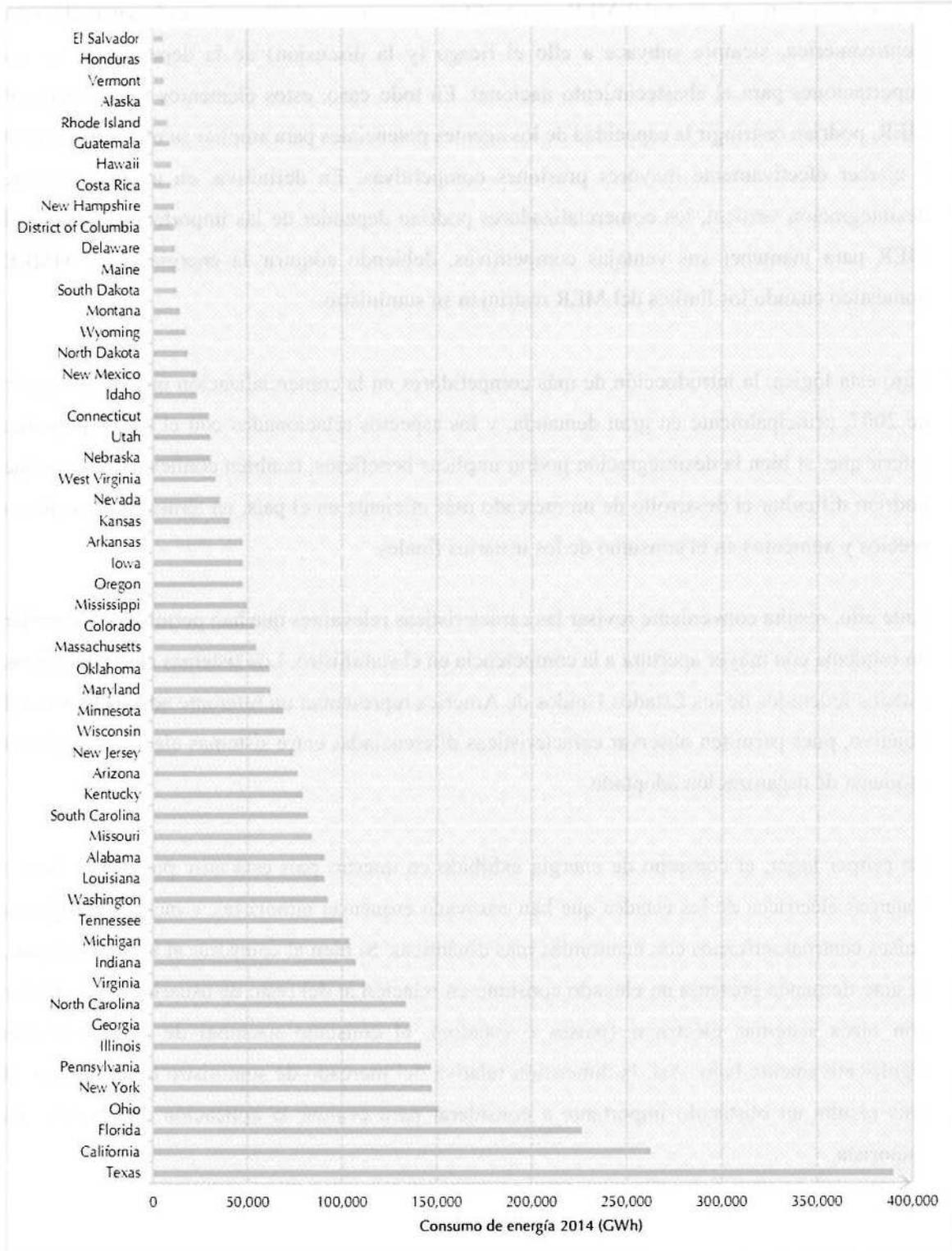
⁵⁴ El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional suscrito el 30 de diciembre de 1996, ratificado mediante Decreto Legislativo No. 207, del 15 de enero de 1998, publicado en el Diario Oficial No. 28, Tomo 338, del 11 de febrero de 1998. Son partes del tratado Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. El Tratado Marco posee modificaciones contenidas en sendos protocolos de reforma.

⁵⁵ Análisis del Mercado Eléctrico Regional de Centroamérica y acciones para impulsar proyectos de generación nacional, Isaac Castillo, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2013 [en línea], <http://www.cepal.org/es/publicaciones/26113-analisis-del-mercado-electrico-regional-de-centroamerica-y-acciones-para>, [consulta: 24 de abril de 2017].

- ^{105.} Así, si bien la perspectiva del MER es constituirse como un séptimo mercado energético en Centroamérica, siempre subyace a ello el riesgo (y la discusión) de la dependencia de las importaciones para el abastecimiento nacional. En todo caso, estos elementos relacionados al MER, podrían restringir la capacidad de los agentes potenciales para ampliar su oferta disponible y ejercer efectivamente mayores presiones competitivas. En definitiva, en un escenario de desintegración vertical, los comercializadores podrían depender de las importaciones desde el MER para mantener sus ventajas competitivas, debiendo adquirir la energía en el MMEE doméstico cuando los límites del MER restrinjan su suministro.
- ^{106.} Bajo esta lógica, la introducción de más competidores en la comercialización minorista a partir de 2007, principalmente en gran demanda, y los aspectos relacionados con el MER, permiten inferir que, si bien la desintegración podría implicar beneficios, también conllevaría costos que podrían dificultar el desarrollo de un mercado más eficiente en el país, en términos de menores precios y aumentos en el consumo de los usuarios finales.
- ^{107.} Ante ello, resulta conveniente revisar las características relevantes que han permitido desarrollar un esquema con mayor apertura a la competencia en el suministro. Los sistemas eléctricos de los estados federados de los Estados Unidos de América representan un referente adecuado para tal objetivo, pues permiten observar características diferenciadas entre sistemas eléctricos según el esquema de organización adoptado.
- ^{108.} En primer lugar, el consumo de energía exhibido en nuestro país está muy por debajo de los sistemas eléctricos de los estados que han ensayado esquemas minoristas, e incluso de algunos países centroamericanos con economías más dinámicas. Si bien al comparar al interior del país, la gran demanda presenta un elevado consumo en relación al del resto de usuarios, al contrastar con otros sistemas eléctricos (países o estados), el consumo nacional de energía resulta significativamente bajo. Así, la dimensión relativa del mercado de suministro de energía en el país resulta un obstáculo importante a considerar para evaluar la aplicación de un esquema minorista.



Gráfico 11
Consumo de energía de usuarios finales por sistema eléctrico (estado o país). (2014)



Fuente: Elaboración propia con datos de U.S. Energy Information Administration, Administrador del Mercado Mayorista (Guatemala), Empresa Nacional de Energía Eléctrica (Honduras), Instituto Costarricense de Electricidad (Costa Rica) y SIGET (El Salvador).

- ¹⁰⁹. El Gráfico 11 ilustra el volumen de energía eléctrica consumida por usuarios finales de El Salvador, Honduras, Guatemala, Costa Rica y los estados de Estados Unidos ⁵⁶. Los poco más de 5 mil GWh que El Salvador consumió en 2014, le ubican en la condición de menor consumo en esta muestra de sistemas eléctricos. Por ejemplo, la energía vendida en el país representa el 1.3% de la que se vendió en Texas en el mismo año, el 1.9% de la transada en California, 56.6% del consumo costarricense, 57.5% del guatemalteco y 92.8% del hondureño.
- ¹¹⁰. En segundo lugar, los estados que han optado por el esquema minorista ⁵⁷ presentaban, en 2014⁵⁸, un gasto mensual promedio en el servicio de energía de US\$41,728.1. En cambio, aquellos estados que ensayaron temporalmente el esquema minorista y luego retrocedieron en la decisión⁵⁹ mostraron gastos promedio mensuales de US\$3,378.9. Con información publicada por SIGET (Boletín y pliegos tarifarios), es posible estimar que el gasto mensual promedio de los usuarios finales en El Salvador fue de US\$57.5, para 2014. Esto permite dimensionar el tamaño relativo del mercado salvadoreño en términos de ingresos, y anticipa el riesgo de que no existan o no se mantengan los incentivos suficientes para un conjunto amplio de oferentes en el suministro.
- ¹¹¹. En tercer lugar, es interesante notar las diferencias en el consumo promedio según el esquema de funcionamiento del sistema eléctrico adoptado (Tabla1). En general, los estados con esquemas minoristas presentan consumos medios de industria más elevados que aquellos que suspendieron dicho esquema, incluso sin considerar a Washington D.C., que presenta un consumo promedio particularmente alto. Por su parte, los estados bajo esquemas tradicionales presentan consumos promedio por encima de los minoristas (sin Washington D.C.) y los suspendidos.
- ¹¹². La información de la Tabla1 parece indicar que el esquema tradicional es utilizado en estados con promedios de consumo industrial y residencial muy elevados, mientras el minorista se ha aplicado

⁵⁶ Aunque en general, los valores absolutos resultan una medida limitada para realizar comparaciones, el uso de esta variable responde a la necesidad de dimensionar el volumen máximo de energía que podría facturarse por los comercializadores en el país, en un escenario de esquema minorista, más que comparar las implicaciones de tales consumos dentro de cada economía.

⁵⁷ Los estados que presentan un esquema minorista son: Distrito de Columbia, Illinois, Delaware, Ohio, Michigan, New York, Pennsylvania, Texas, Maine, Connecticut, New Jersey, New Hampshire, Massachusetts, Maryland y Rhode Island (Mathew, J., et al., 2016).

⁵⁸ Promedio calculado a partir de datos de U.S. Energy Information Administration, Average Monthly Bill Residential, Industrial and commercial, 2014.

⁵⁹ Los estados que abandonaron el esquema minorista son: Virginia, Nevada, Arizona, Nuevo México, Oregon, Arkansas, Montana y California.



en aquellos con promedios industriales muy altos pero residenciales relativamente bajos⁶⁰. En cambio, los estados que suspendieron el esquema minorista presentan los consumos industriales promedio más bajos y residenciales relativamente elevados (representan el 90% del consumo residencial de los tradicionales).

- ¹¹³. Las cantidades medias consumidas en El Salvador son notoriamente más bajas, representando el 40% del consumo industrial de los ex minoristas y el 15% del consumo residencial de los estados con esquema minorista. En ese sentido, los promedios de consumo en el país se alejan de los exhibidos en cualquiera de los esquemas ensayados en Estados Unidos.

Tabla1
Consumo promedio mensual y número de usuarios según esquema eléctrico. (2014)
Estados Unidos y El Salvador

| | Consumo promedio mensual (kWh) | |
|-----------------------|--------------------------------|-------------|
| | Industrial | Residencial |
| Minoristas (con DC) * | 1484,839 | 758 |
| Tradicional | 231,193 | 994 |
| Minoristas (sin DC) | 149,536 | 760 |
| Ex minoristas | 136,490 | 900 |
| El Salvador | 56,115 | 117 |

Fuente: Elaboración propia con datos de U.S. Energy Information Administration y SIGET (El Salvador).

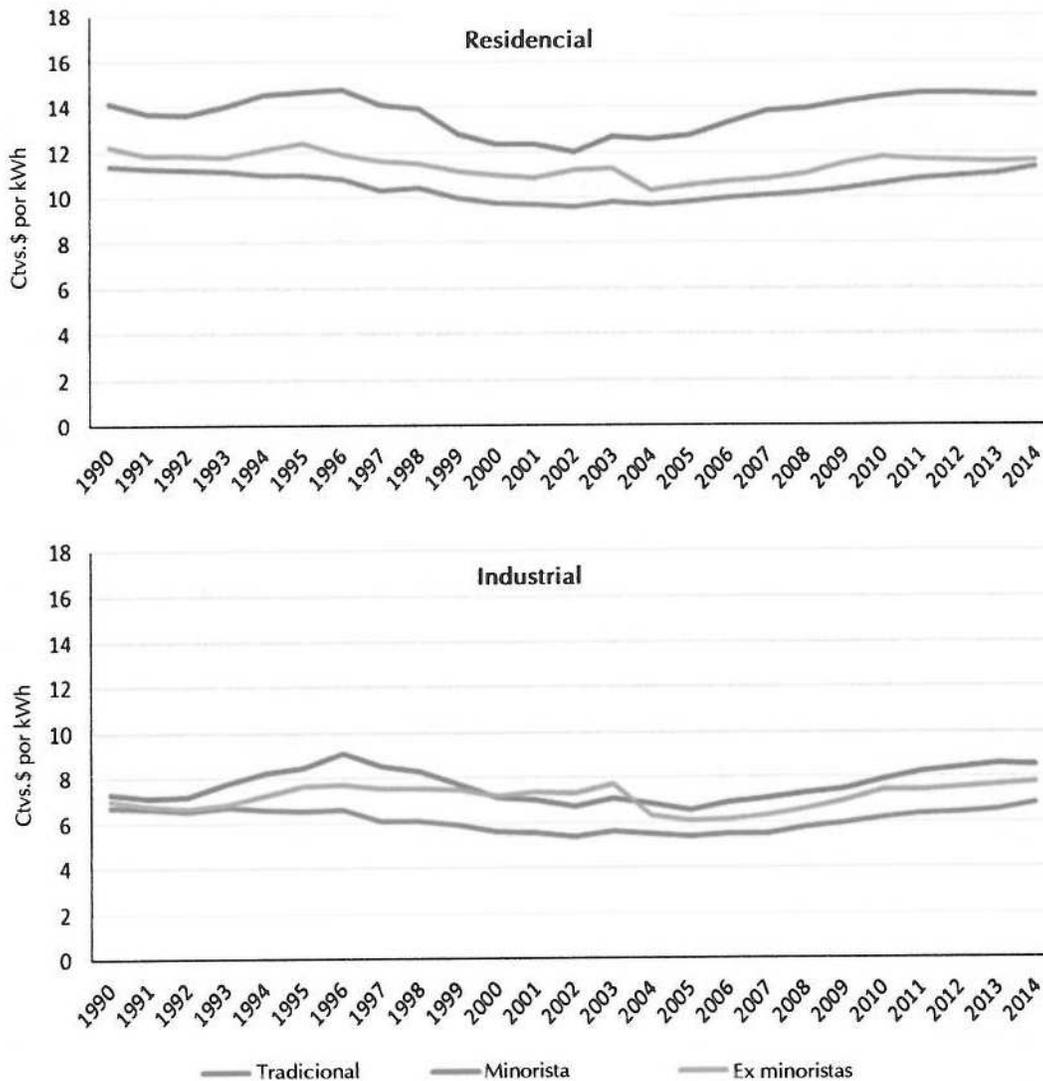
* Washington DC

- ¹¹⁴. Esto hace pensar que el tamaño de los mercados de los estados con esquema tradicional permitiría el aprovechamiento de las economías de escala, que se traduce en precios más bajos y estables. La evidencia de precios disponibles para los estados muestra (Gráfico 12), en efecto, que los estados con esquemas tradicionales han presentado, entre 1990 y 2014, precios sostenidamente por debajo de los exhibidos por los estados con esquema minorista o suspendidos, tanto para usuarios residenciales, como industriales.
- ¹¹⁵. También se advierte que los precios de los estados con esquema minorista permiten mayor flexibilidad en los precios, al ajustarse a las fluctuaciones de los costos de los insumos, presentando movimientos similares para todos los tipos de usuarios, que tienden a subir cuando los precios del gas natural o combustibles son altos y a reducirse cuando estos son bajos. Sin

⁶⁰ El consumo medio residencial de los estados con esquema minorista es alrededor de 30% menor que el de estados con esquemas tradicionales y 18% por debajo de los suspendidos.

embargo, ello ha implicado que los ingresos medios en los estados de elección minorista se sitúen persistentemente sobre los de aquellos estados con esquema tradicional; en promedio, se han situado 31% por encima para usuarios residenciales y 25% para usuarios industriales. Además, en el período completo (1990 – 2014) dicha brecha porcentual se ha ampliado de 21% a 37% para usuarios residenciales y de 7% a 40% para usuarios industriales (Mathew, J., et al., 2016).

Gráfico 12
Promedio ponderado de precios reales⁶¹ a usuarios residenciales e industriales según tipo de esquema – Estados Unidos. 1990 - 2014



Fuente: Mathew, J., et al., 2016

⁶¹ La gráfica muestra la trayectoria del ingreso real promedio ponderado por kWh para clientes residenciales e industriales, para los tres grupos de estados, en el período 1990 a 2014. “El promedio ponderado de los ingresos reales es una aproximación cercana a los promedios ponderados de los precios reales, de modo que las cifras se refieren a los resultados como ‘precios’” (Mathew, J., et al., 2016:40)

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

V. Las ventas de energía de las distribuidoras

- ¹¹⁶. En principio, la energía que las distribuidoras suministran a los usuarios finales, en calidad de comercializadores en el área en que operan sus redes, es trasladada sin reconocer un margen sobre dicha actividad, pues la normativa establece ⁶² que el precio de la energía a trasladar a los usuarios finales se corresponde con el costo de la potencia y la energía adquiridas en el mercado de contratos y en el MRS. De manera que las tarifas aplicadas reflejen los precios obtenidos en el mercado y puedan mantenerse en los niveles más bajos posibles, y así promover el acceso universal al servicio.
- ¹¹⁷. Sin embargo, además del costo de la energía en contratos de libre competencia y el MRS, el cálculo de las tarifas incorpora el costo de la energía adquirida por medio de contratos suscritos de forma bilateral entre una distribuidora y otro agente del mercado, pero reconocido al precio del MRS. Esto implica que, ante las fluctuaciones de los precios en el MRS, las distribuidoras podrían beneficiarse del margen resultante en casos que el precio pactado sea menor al reconocido. A priori, esto parecería contravenir la idea de evitar ganancias de las distribuidoras por la venta de energía y crea incentivos para que estas dificulten la movilidad de los usuarios particularmente de mayor consumo ⁶³.
- ¹¹⁸. Al respecto, hay que tomar en cuenta que, de la energía demandada, las transacciones bilaterales representaron únicamente el 14.6% al 2016 y han experimentado una tendencia decreciente (del 53%) desde 2010 ⁶⁴. Esto responde a la creciente importancia de los contratos de libre competencia a partir de la obligación de las distribuidoras de adquirir el 80% de la energía a través de dichos procesos⁶⁵. Ese porcentaje debe ser alcanzado a más tardar el 31 de diciembre de 2017. Por lo cual, cabe esperar que la participación de los contratos bilaterales se reduzca aún más.
- ¹¹⁹. Además, es necesario considerar que el reconocimiento a las distribuidoras del precio real pactado en los contratos bilaterales, con el objetivo de eliminar márgenes por dicha vía, podría crear incentivos contraproducentes. Esto podría motivar a los agentes, tanto generadores como

⁶² Artículo 79, literales a) y b), de la Ley General de Electricidad, y artículo 90, literal a), de su reglamento,

⁶³ En algunos casos podrían ofrecer mejores condiciones contractuales, incluso rebajas en los costos por el uso de la red, para retener contratos de largo plazo con usuarios de gran demanda.

⁶⁴ Estudio de Competencia en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. Superintendencia de Competencia, 2017.

⁶⁵ Dichas obligaciones están contenidas en los art. 79, literal a), de la LGE y 86-A del RLGE.

distribuidoras, a suscribir ese tipo de contratos con precios artificialmente elevados, para obtener ganancias extraordinarias, perjudicando así a los usuarios finales. En ese sentido, la metodología actual podría conllevar un menor riesgo para las tarifas finales y trasladarlo a las distribuidoras, ya que estas deben asumir posibles pérdidas en caso que los precios reales resulten mayores que los reconocidos.

VI. Conclusiones

- ^{120.} Luego de analizar los planteamientos y las observaciones formuladas por el señor Chávez, se concluye que estos no invalidan ni trastocan el contenido del “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador”. En ese sentido, este Consejo Directivo no considera necesario realizar correcciones sobre las conclusiones y recomendaciones derivadas del Estudio, pues las mismas son adecuadas para interpretar las actividades de la distribución y la comercialización bajo los supuestos y alcances establecidos.
- ^{121.} Cabe advertir que el Estudio está dotado de rigurosidad científica, fue meticulosamente elaborado y sus resultados son adecuados para interpretar las actividades de la distribución y la comercialización. La investigación generada al respecto permite a esta Superintendencia aportar elementos a la discusión sobre la búsqueda de un marco normativo que promueva la eficiente estructura y dinámica de los mercados del sector eléctrico salvadoreño. Dichos aspectos se puntualizan a continuación.
- ^{122.} El marco regulatorio sectorial autoriza la actividad de la comercialización. De tal forma, los agentes interesados están facultados para participar en (i) el mercado minorista, suministrando energía eléctrica al usuario final, o en (ii) el MMEE, como revendedores mayoristas a los agentes participantes en dicho mercado (distribuidoras o grandes usuarios). Sin embargo, el mismo régimen sectorial establece la integración vertical entre la distribución y la comercialización, obligando a las distribuidoras a suministrar energía eléctrica a cualquier usuario final que le solicite el servicio, siempre y cuando éste se encuentre en territorio donde desplieguen sus redes.
- ^{123.} Este diseño regulatorio resulta ambiguo pues, a pesar que, *prima facie* representa un modelo de competencia en el mercado minorista que autoriza al comercializador a disputar el suministro para los usuarios finales, las obligaciones impuestas a las distribuidoras para atender la demanda de energía eléctrica en los lugares donde tienen sus redes condicionan la misma organización del



mercado eléctrico. Así, la participación de las distribuidoras en la comercialización minorista resulta mayoritaria, mientras que la de los comercializadores es marginal y focalizada en la gran demanda.

- ^{124.} A pesar de la ambigüedad preliminar de la normativa, el modelo regulatorio que impera es el de competencia en el mercado mayorista, por cuanto se encuentra más próximo al esquema teórico formal. Este esquema supone una evolución del modelo de comprador único y promueve la competencia, por una parte, en la generación y, por otra, cuando incentiva la disputa entre las distribuidoras y los grandes usuarios por las fuentes de suministro mayorista de energía eléctrica.
- ^{125.} En caso se optase por reorganizar el sistema eléctrico salvadoreño para ajustarse a algún otro modelo, debería considerarse, al menos, las siguientes variables relevantes del mercado: volúmenes de consumo, número de usuarios por cada tipo de demanda, gastos medios y totales de la demanda en el servicio eléctrico, oferta real y potencial, facilidad de acceso a los insumos, así como las pérdidas/ganancias de economías de escala y alcance. Además, la interpretación de los valores que muestren dichas variables deberá realizarse en virtud de los objetivos estratégicos perseguidos por la política energética nacional, ya sea eficiencia productiva, acceso generalizado, eficiencia energética, u otro que se establezca, sin perder de vista que estos pueden contraponerse entre sí.
- ^{126.} Con relación a los beneficios económicos resultantes de la diferencia del precio de los contratos bilaterales y el reconocido en las tarifas a usuario final (precio del MRS), cabe advertir que, al firmar un contrato el distribuidor asume un riesgo, pues si luego el MRS resulta menor que el precio del contrato tendrá una pérdida. Lo importante aquí es que el riesgo no se traslade al consumidor. De tal forma, la regulación traslada el riesgo a la parte que mejor lo puede administrar, que ciertamente en este caso no es el consumidor.
- ^{127.} Considerando tanto la disminución del peso de las transacciones mediante contratos bilaterales, como los riesgos de su incorporación directa en la tarifa, es más conveniente que los cambios futuros en la normativa sean tendientes a reducir los incentivos de su uso, tal como han significado los contratos de libre competencia, y a transparentar el precio y/o criterios para la estipulación del mismo.

128. El señor Chávez señaló que el informe no considera los beneficios que obtendrían los consumidores al promover la competencia a nivel minorista, ya que no se estiman los resultados en el precio de la energía al consumidor final al incrementar la competencia. Al respecto hay que mencionar lo siguiente:

- a) El fomento de la competencia en la compra de energía para su posterior traslado a los consumidores se puede realizar sin que se produzca una separación entre las actividades de distribución y comercialización. Por ejemplo, la implementación de subastas competitivas para la compra de energía en el MMEE, para luego trasladar el precio resultante de las mismas a la demanda final.
- b) La experiencia internacional ha demostrado que la separación de las actividades de distribución y comercialización ofrece ganancias para los consumidores marginales.
- c) Se menciona el caso de España, pero cabe recordar que el consumo total y *per cápita* de los países desarrollados es varias veces el consumo total y *per cápita* de El Salvador, lo que hace más atractivo el mercado de la actividad de comercialización. El Salvador es un mercado muy pequeño, lo cual indiscutiblemente limita la cantidad óptima de jugadores en ese mercado.

129. También se argumentó que el Estudio soslaya los beneficios derivados de la comercialización mayorista y su papel en la importación de energía proveniente del MER. Al respecto, cabe enfatizar que el Estudio no pone en duda los beneficios económicos y ambientales resultantes de una mayor integración energética. Sin embargo, promover la desintegración de usuarios de gran demanda en la comercialización minorista también podría acarrear costos para el mercado que deben ser sopesados a priori. Además, el MER supone dinámicas en el mercado mayorista y no en el mercado de suministro al usuario final, aguas abajo, lo cual no fue objeto del Estudio.

POR TANTO, luego de haber analizado y evaluado los planteamientos vertidos por el señor Gustavo Enrique Chávez, con las razones técnicas, jurídicas y económicas, expuestas en este instrumento, y de acuerdo a los artículos 1 y 4 de la Ley de Competencia y 7 de su reglamento, este Consejo Directivo **RESUELVE**:

- A. Confirmase que, según el análisis llevado a cabo, las consideraciones expuestas por el señor Chávez no contravienen los conceptos vertidos en el “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador”, así como las



conclusiones y recomendaciones formuladas en el mismo y por ende no requieren una modificación al respecto.

- B. Ténganse por evacuadas las solicitudes expresadas por el señor Gustavo Enrique Chávez, dándose respuesta a sus observaciones, a través del presente instrumento. Tanto el contenido de la nota generadora, como de este documento, pueden considerarse una ampliación en la discusión sobre la búsqueda de mercados más eficientes en el sector eléctrico salvadoreño que aporten a las decisiones de política pública pertinentes.
- C. Confírmase los conceptos vertidos y la rigurosidad aplicada en el “Estudio sobre la distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador”, así como las conclusiones y recomendaciones formuladas en el mismo.
- D. Comuníquese al señor Gustavo Enrique Chávez, al Consejo Nacional de Energía y a la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

