

**DIRECTORATE FOR FINANCIAL AND ENTERPRISE AFFAIRS
COMPETITION COMMITTEE**

**LATIN AMERICAN COMPETITION FORUM (Spanish Version)
FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA**

**Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América Latina:
Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia**

-- Documento de base elaborado por la Secretaría de la OCDE --

16-17 de septiembre 2014, Montevideo, Uruguay

Se hace circular el documento adjunto elaborado por la Secretaría de la OCDE como aportación para el debate en la Sesión II del Foro Latinoamericano de Competencia que se llevará a cabo los días 16 y 17 de septiembre de 2014 en Uruguay.

Las opiniones expresadas en este documento son responsabilidad del autor y no deberán atribuirse al BID, a la OCDE ni sus países miembros respectivos.

Contacto: Ania Thiemann, Gerente de relaciones globales, División de la Competencia de l'OCDE
Tel: +33 1 45 24 98 87, Correo electrónico: Ania.Thiemann@oecd.org

JT03361689

Complete document available on OLIS in its original format

This document and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

FORO LATINOAMERICANO DE COMPETENCIA



16-17 de septiembre de 2014 • Montevideo • Uruguay

Sesión II - Los Mercados de la Electricidad en América Latina: Integración Regional y Cuestiones Relativas a la Competencia

-- DOCUMENTO DE BASE ELABORADO POR LA SECRETARÍA DE LA OCDE * --

*

Este documento fue escrito por Ania Thiemann con la valiosa contribución de Ezster Danitz, División de Competencia de la OCDE. El autor agradece los comentarios recibidos de Sabine Zigelski y Sean Ennis (también de la División de competencia de la OCDE), así como de Joerg Husar de la Asociación Internacional de Energía.

INDICE

1.	Introducción	5
1.1	El desafío de la electricidad en América Latina.....	5
1.2	Integración de los mercados y comercio regional.....	8
2.	Cuestiones relativas a la competencia en el sector de la electricidad.....	9
3.	El sector de la energía eléctrica en la región de Latinoamérica y el Caribe	12
3.1	El desafío de la electricidad en ALC	14
4.	Beneficios e inconvenientes de la integración regional de mercados.....	15
4.1	Obstáculos comunes para la integración de mercados.....	20
5.	La integración regional de mercados en ALC – modelos de integración.....	21
6.	Requisitos para una integración regional de mercados exitosa	27
6.1	Cómo asegurar una inversión suficiente en capacidades de generación y en interconexión física	28
6.2	Políticas estructurales – cómo separar elementos competitivos y no competitivos	31
6.3	El operador de sistema	33
6.4	Cuestiones sobre la fijación de precios	35
6.5	Manejo de la congestión	36
6.6	Un marco regulatorio apropiado: Mitigación del poder de mercado	38
6.7	Competencia en la venta al por menor.....	40
7.	El papel de las autoridades de defensa de la competencia.....	41
8.	Conclusión:.....	44
Anexo A.	Compañías binacionales de generación eléctrica	45
1.	Central eléctrica binacional de Itaipú (Brasil y Paraguay)	45
2.	Central eléctrica binacional de Yacyretá (Argentina y Paraguay)	46
3.	Central eléctrica bi/trinacional de Corpus Christi (Argentina, Brasil y Paraguay)	47
4.	Central eléctrica binacional de Salto Grande (Argentina y Uruguay).....	47
5.	Central eléctrica binacional de Garabí (Argentina y Brasil).....	47
Anexo B.	Datos del proyecto regional de energía	49
Tabla 1.B	Los más relevantes futuros proyectos de interconexión en Latinoamérica.....	49
Tabla 2.B	2012 Mercado Regional de Electricidad - Transacciones de Energía.....	49
Tabla 3.B	Interconexiones Internacionales y SIEPAC (infraestructura)	49
Tabla 4.B	Conexiones Internacionales (infraestructura)	50
Bibliografía		51

Recuadros

Recuadro 1. Un ejemplo de integración de mercado exitosa - NordPool.....	19
Recuadro 2. Región de america central (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá)	23
Recuadro 3. Región de sudamerica (comunidad Andina, CAN).....	25
Recuadro 4. Ejemplos de comercio transfronterizo en Norteamérica	27
Recuadro 5. Las Asociaciones público-privadas como un motor para la inversión en infraestructura eléctrica.....	29
Recuadro 6. Derechos financieros de transmisión	37

1. Introducción

1. Este documento examina el potencial para la integración de los mercados de la electricidad en la región latinoamericana y del Caribe. Hay muchas razones para que los productores y usuarios latinoamericanos de energía integren la producción, el transporte y el consumo de energía dentro de la economía regional. Se puede demostrar que los mercados integrados aportan estabilidad en el suministro y la producción y seguridad para apoyar precios más estables y para proporcionar un clima apreciablemente más atractivo para la inversión en infraestructura de gran escala. Sin ese clima acogedor, faltarán los recursos necesarios para proyectos a gran escala de infraestructura, en detrimento del mantenimiento de un suministro eficiente y seguro. Especialmente en economías donde los consumidores de energía no pueden o no están dispuestos a financiar el desarrollo de su producción, la necesidad de construir mercados competitivos que sean atractivos a productores y consumidores por igual es esencial. El documento analizará las razones por las que la integración regional puede ser de interés particular para Latinoamérica y cuáles son las condiciones para una exitosa integración, incluyendo cómo tratar con asuntos de competencia que pueden presentarse. Las autoridades de la competencia en ALC tendrán un papel que jugar en el camino hacia la integración regional y en (un) mercado(s) integrado(s). Cuál puede ser este papel y en qué medida las autoridades de competencia tendrán que tomar responsabilidad regulatoria o cooperar con los reguladores dependerá en gran medida del modelo de mercado que se elija. Lo mismo es cierto para la pregunta respecto a qué problemas de competencia surgirán probablemente y de qué manera será mejor tratar con ellos. Estaría más allá del objeto de este documento ofrecer una guía completa. Pero lo que tratará de conseguir es proporcionar bases consistentes para las autoridades de competencia en marcos reales y potenciales para la integración de mercados. Sólo con una buena comprensión básica de los mercados en cuestión podremos diseñar y recomendar leyes de competencia y respuestas institucionales adecuadas. Para facilidad de análisis, este documento se enfoca casi enteramente en Latinoamérica, pero la mayoría de las conclusiones también serían aplicables al Caribe, donde la integración de mercados puede darse entre islas mediante cables submarinos de transmisión o dentro de islas más grandes (especialmente islas que están divididas entre jurisdicciones)..

1.1 *El desafío de la electricidad en América Latina*

2. La región de Latinoamérica y el Caribe (ALC) ha experimentado una electrificación extensiva desde los años setenta, que ha contribuido a un desarrollo económico y social substancial. Hay amplia evidencia que demuestra los lazos entre el desarrollo económico y la disponibilidad de energía eléctrica. Verdaderamente, la causalidad es doble, en la medida en que la disponibilidad de electricidad determina el crecimiento del PIB mientras que el crecimiento del PIB es un determinante clave para el consumo de electricidad.

3. Las actividades industriales y comerciales requieren electricidad, y eso mismo sucede con el desarrollo de las ciudades modernas, que necesitan energía, no sólo para la calefacción, el alumbrado y la refrigeración, sino también para los sistemas de transporte de energía, etcétera. Y las modernas tecnologías de la informática, cruciales para el desarrollo y la integración social estos días, dependen de la disponibilidad de un suministro constante, seguro y creciente de energía. La electricidad es también un componente esencial para el desarrollo rural y para sacar a las poblaciones más pobres de la pobreza. Un estudio realizado en 2003 (Barnes et al, 2003) hace énfasis en la importancia de la luz eléctrica para permitir la continuación de actividades después del anochecer, como leer, estudiar o llevar a cabo quehaceres domésticos y operar maquinaria de pequeño formato para industrias artesanales domésticas. Típicamente, las mujeres y los niños son los principales beneficiarios de la electrificación (varios estudios del Banco Mundial mencionan este hecho).

4. El crecimiento del PIB y la demanda de electricidad están estrechamente relacionados. Como tal, se prevé que la gestión de una demanda de electricidad continuamente creciente -- resultado del crecimiento económico -- sea un desafío cada vez mayor para los gobiernos de los países de ALC. Utilizando pronósticos del FMI sobre el crecimiento del PIB y datos de OLADE¹ sobre los precios de la electricidad, el Banco Mundial estima que la demanda de electricidad en toda la región de ALC alcanzará alrededor de 2.500 TWh en 2030, casi dos veces el nivel de 2008.² Un pronóstico más reciente de la Agencia Internacional de Energía³ (AIE) proyecta un aumento de la demanda más modesto de 1109 TWh a 1860 TWh durante el período 2011-2030 (un aumento de aproximadamente 68%).⁴ El Banco Mundial⁵ llega a resultados completamente coherentes con la teoría económica, en la medida en que la demanda de electricidad está en correlación positiva con los ingresos y una correlación negativa con los precios a largo plazo (la demanda a corto plazo de electricidad es relativamente inelástica). Cuanto más alto es el ingreso nacional de un país, mayor será también la cantidad de energía que consume. Para la región de ALC (el estudio evaluó la demanda de electricidad de 17 países de ALC), el Banco Mundial estima que la elasticidad entre PIB y demanda de electricidad es siempre mayor que la unidad, con la excepción de Paraguay y Venezuela. Según el Banco Mundial, las elasticidades PIB-electricidad pueden ser interpretadas como una medición de la intensidad de energía, ya que representan el aumento porcentual en la demanda de electricidad para cada aumento porcentual en el PIB.⁶

¹ La Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, es una organización de apoyo político y técnico para los países de América Latina y el Caribe que están realizando esfuerzos comunes para lograr la integración y el desarrollo en el mercado regional de energía. Entre otros, aloja una gran base de datos con datos regionales sobre energía. La OLADE fue formada en respuesta a la crisis energética de los años setenta y agrupa a 26 países de Latinoamérica y el Caribe. Para obtener más información, consulte www.olade.org.

² Yopez-Garcia, R. A., Johnson, T. M. y Andrés, L. A, (2010), 'Meeting the Electricity Supply/Demand Balance in Latin America & the Caribbean', Banco Mundial, Washington DC.

³ AIE (2013), 'World Energy Outlook 2013' OECD/IEA, Paris, 2013., p. 638. <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>

⁴ Las estimaciones de la AIE se basan en una proyección de un crecimiento económico más lento que la estimación del Banco Mundial.

⁵ Para estimar la demanda de electricidad, el Banco Mundial utilizó un modelo logarítmico lineal que utiliza el PIB y los precios de electricidad como variables explicativas. Trabajando con datos de la OLADE (el conjunto más completo de datos sobre energía), y los pronósticos del FMI para el crecimiento a largo plazo, se modeló una predicción de demanda de electricidad para la región al año 2030. Luego se elaboró la predicción del suministro para encontrar la demanda estimada. Vea Banco Mundial, 2010 págs. 45-65 para un análisis completo.

⁶ Banco Mundial, 2010.

Tabla 1: PIB y Coeficientes de precios*

	Coef PIB	Coef Precio
Argentina	1.02	-0.78
Bolivia	2.06	-0.62
Brasil	1.55	-0.91
Chile	1.14	0.03
Colombia	1.17	-0.36
Costa Rica	1.26	-0.84
Ecuador	1.60	-1.06
El Salvador	1.52	-0.55
Guatemala	1.45	-0.70
Honduras	1.66	-1.67
México	1.28	-0.76
Nicaragua	2.24	-0.36
Panamá	1.29	-0.36
Paraguay	0.95	-1.38
Perú	1.13	-0.72
Uruguay	1.64	-1.83
Venezuela	0.48	-0.05

* Los coeficientes del PIB fueron estadísticamente importantes para todos los países. Los coeficientes de precios no fueron estadísticamente importantes para Chile, Colombia, Nicaragua y Venezuela. Los resultados derivados del PIB y los coeficientes de precios son enteramente coherentes con la teoría económica: El crecimiento del PIB está en correlación positiva con la demanda de electricidad y los precios de la electricidad están relacionados negativamente a largo plazo.

Fuente: Banco Mundial, septiembre de 2010.

5. El mismo estudio estima que otros 239 GW de capacidad instalada serán necesarios en el mismo lapso de tiempo con el fin de satisfacer dicha demanda. La capacidad instalada es una medida de las demandas máximas por hora pico que pueden ser satisfechas. La cantidad estimada por el Banco Mundial es aproximadamente igual a dos veces la capacidad instalada disponible en 2008 (295 GW). Esto es en gran medida coherente con la estimación⁷ de la AIE de que 201 GW de capacidad adicional serán necesarios entre 2011 y 2030, un aumento de 80%. Es por lo tanto imprescindible para los gobiernos poder satisfacer esta necesidad de energía y mantener un mercado de electricidad en correcto estado de funcionamiento que asegure la seguridad de suministro y la eficiencia de las redes eléctricas de la región. Para lograr esto, es necesario encontrar un marco regulatorio adecuado que permita dar estímulos suficientes a los operadores del mercado para invertir en capacidad y en calidad, en las redes de transmisión y distribución requeridas para suministrar la energía a las poblaciones en toda la región.

6. Sin embargo, la misma naturaleza de la electricidad implica que no es una tarea sencilla la de asegurar un abastecimiento pleno y confiable de energía en toda una vasta y variada región. Hasta este momento no existe una tecnología completamente eficiente o económica que permita almacenar la electricidad. Esto significa que en todo momento, la demanda de electricidad debe satisfacerse instantáneamente con una cantidad igual de suministro. Por otra parte, las líneas de transmisión y redes de distribución (que transmiten la energía generada a los usuarios finales) son monopolios naturales. De ahí que la respuesta tradicional a las especificidades del sector fuera la planificación centralizada y la propiedad estatal para asegurarse de que el suministro satisficiera la demanda. En otras palabras, el sector de la electricidad se desarrolló dentro de estrictos marcos regulados por el gobierno. El sector ha tendido por lo tanto a ser parcial o totalmente propiedad del estado, con un planificador central del sistema que

⁷ AIE (2013), 'World Energy Outlook 2013' OECD/IEA, Paris, 2013., p. 638. <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>

evalúa las necesidades de energía y cómo satisfacerlas, mientras que los costos son sufragados total o parcialmente por los consumidores. Además, la mayoría de las sociedades más desarrolladas tienen una tolerancia muy baja a los apagones y esperan que la demanda sea completamente cubierta en todo momento.

7. Aun así, el sector ha sido liberalizado gradualmente en todo el mundo, comenzando con Chile en 1982. A pesar de que esto era parte de una tendencia más amplia hacia la desregulación en varios sectores controlados por el estado en las décadas de 1980 y de 1990, dentro del propio sector el impulso de liberalización también fue motivado por ineficacias del sistema, especialmente en la generación de energía eléctrica y a nivel de la venta final a los consumidores, debido a la falta de incentivos adecuados y de presión competitiva para invertir suficientemente en infraestructura.

8. A pesar de una liberalización de gran alcance, el estado sigue siendo un actor importante en el sector en América Latina y el Caribe, en particular ya que sigue siendo propietario de las empresas involucradas en la generación y la transmisión. Además, la calidad y la eficiencia de la transmisión y suministro de energía son todavía problemáticas en ALC, ya sea a causa de las características tecnológicas del mercado de energía o porque muchos países de ALC carecen del desarrollo institucional y de los recursos humanos implícitos en los modelos que han adoptado.^{8 9} En toda la región, hay por lo tanto grandes disparidades en la calidad del suministro, así como en los regímenes adoptados por los gobiernos. Algunos países (como Costa Rica o Uruguay) – donde el Estado ha seguido siendo el único o principal proveedor de electricidad – casi nunca tienen apagones o cortes de energía eléctrica. Por otro lado la calidad del suministro sigue siendo un problema grave en muchas de esas economías. Cuba ha alcanzado una cobertura de electricidad casi universal, pero su mercado de la electricidad casi se desplomó entre 2005 y 2006. Venezuela – que renacionalizó su mercado de electricidad en 2007 – también experimentó una crisis profunda de energía con largos períodos de apagones durante todo 2009 y 2010 (se consideró que la principal causa de la crisis fue el exceso de confianza en la capacidad hidroeléctrica).

1.2 *Integración de los mercados y comercio regional*

9. Con el fin de hacer frente a algunos de los retos del sector, y para hacer un uso productivo de las ventajas comparativas en la producción de electricidad y las diferencias en las pautas de consumo, varios países y regiones se han orientado hacia la integración del mercado o se han abierto al comercio transfronterizo para aumentar la seguridad y eficiencia de las redes eléctricas. Los primeros ejemplos de esto son los países nórdicos en Europa (Nord Pool); el mercado PJM (Pennsylvania, New Jersey y Maryland) en los EE.UU. y Australia. En el contexto de este trabajo, definimos "integración del mercado" para referirnos a la interconexión transfronteriza (para el comercio de electricidad) de dos o más redes eléctricas nacionales anteriormente independientes. Por lo tanto, no nos referimos, por ejemplo, a la integración vertical de los diversos niveles de suministro de electricidad (como generación, transmisión y distribución). La tendencia hacia un mayor comercio o integración está también presente en ALC, aunque esto es todavía un desafío importante para muchos países de la región, especialmente en la región del Mercosur¹⁰. Dicho lo cual, hay ya algunos vínculos, en especial entre compañías eléctricas mediante acuerdos intergubernamentales bilaterales, pero una integración más profunda y sistemática a través del comercio transfronterizo o regional puede ser una herramienta útil para prevenir una frecuente escasez de

⁸ McDonald, D. A., Ruiters G. (2012) 'Alternatives to Privatization', HSRC Press, Chapter 16: Chavez, D., Alternatives in the electricity sector in Latin America págs. 453-491.

⁹ Millan, J. (2005), 'Power Sector Reform in Latin America: Accomplishments, Failures and Challenges', Economic and Political Weekly, vol. 40, No. 50., págs. 5291-5301.

¹⁰ Los miembros de pleno derecho del Mercosur son Argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay y Venezuela; los miembros asociados son Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú.

energía¹¹. Es también probable que la integración favorezca el bienestar social en todos los mercados participantes, gracias al efecto multiplicador del acceso a un suministro regular y confiable de electricidad y a una mayor competencia en mercados que anteriormente eran insuficientemente competitivos.

10. Este documento describe algunas de las cuestiones relacionadas con la integración de los mercados en América Latina y el Caribe. Después de un breve recuento de algunos de los problemas de competencia del mercado tradicional en el sector de la electricidad, en la segunda parte se examina someramente el actual sector de la energía en América Latina y el Caribe, y se discuten algunos de los desafíos relacionados con las futuras necesidades de expansión. En la tercera parte, se discute la integración del mercado (utilizamos las fórmulas "comercio transfronterizo" e "integración del mercado" más o menos indistintamente), y en especial las razones por las que ésta tiene el potencial de aliviar algunas de las dificultades que enfrenta la región para atender las futuras necesidades de energía. En la cuarta parte, volvemos a los requisitos necesarios para la integración de los mercados, incluyendo el financiamiento de la infraestructura, las políticas estructurales, la fijación de precios y la regulación. También analizaremos brevemente la competencia en los niveles de menudeo para tratar de identificar los posibles beneficios para los consumidores de América Latina y el Caribe. Por último, planteamos algunas preguntas sobre cuál es el papel de las autoridades nacionales de competencia en un mercado regional.

2. Cuestiones relativas a la competencia en el sector de la electricidad

11. El sector de la electricidad tiene características particulares, la mayoría de las cuales tienen implicaciones para la forma en que funciona el mercado, y en particular para los problemas de competencia que puedan surgir. Entre las características centrales, se debe mencionar:

- **Generación de energía:** utiliza una variedad de fuentes, algunas de las cuales están sujetas a grandes fluctuaciones en los precios del mercado internacional (combustibles fósiles, especialmente petróleo y gas); o a cambios estacionales o climáticos (energía hidroeléctrica, eólica y solar); o pueden enfrentarse a presiones políticas (energía nuclear). Lo más importante es que no hay una sola fuente, y no hay un solo mercado para el combustible que se usa en la generación de electricidad; esto varía de un país a otro y a veces incluso dentro de un país, entre regiones y de una ciudad a otra. Históricamente la energía era producida y suministrada por monopolios locales o regionales.
- **Oferta limitada:** la limitación de las fuentes, en conjunción con la capacidad individual de cada empresa generadora de energía eléctrica, restringe la capacidad en el punto de generación. Además, puede haber congestión de las líneas de transmisión, sobre todo en redes en malla. El hecho de que la electricidad no pueda ser almacenada de manera eficiente y económica añade a las limitaciones. Las líneas de transmisión son monopolios naturales, semejantes a las vías férreas o a los puentes.
- **Inversión en capacidad,** ya sea para la generación o para la transmisión de energía, es costosa y debe ser planeada a largo plazo. A menudo una falta de estímulos de inversión suficientes significa que este eslabón es descuidado, lo que lleva a pérdidas de transmisión, capacidad insuficiente y finalmente a apagones.

¹¹ McDonald, D. A., Ruiters G. (2012) 'Alternatives to Privatization', HSRC Press, Chapter 16: Chavez, D., Alternatives in the electricity sector in Latin America págs. 453-491.

- **Equilibrio de la oferta y la demanda:** debido a la ausencia de almacenamiento, la oferta y demanda de electricidad debe ser equilibrada perfectamente en cualquier punto en el tiempo, lo que requiere de mercados de futuros (o de planeación), así como de una capacidad de reserva para respaldo que puede ser utilizada en cualquier momento (también conocida como servicios auxiliares).
- **La demanda es inelástica** a corto plazo, pero puede variar apreciablemente durante el día, y en el curso de un año con variaciones estacionales significativas. Como ya quedó mencionado, puede esperarse que crezca apreciablemente a largo plazo, en paralelo con el desarrollo económico.
- Debido a **la estructura del mercado**, en la que el suministro de electricidad a los consumidores finales está separada de la generación, y con el suministro generalmente determinado en mercados de futuros (mercados de día siguiente o de ½ día siguiente), no hay señales en tiempo real sobre los precios para los consumidores, que tienden a pagar mensual, trimestral o anualmente su electricidad. Como tal no hay competencia directa de precios cuando la demanda es igual al suministro; más bien los precios son negociados en el nivel de mayoreo mediante una variedad de mecanismos y por varios actores, lo que lleva a un grado de falta de transparencia para los consumidores finales; y una resistencia concomitante a aumentar la elasticidad individual de la demanda adaptando de manera inteligente el consumo a las señales de cambios en los precios.

12. Estas características son bien conocidas, y los problemas típicos de competencia en el sector de la electricidad tienden a ser bien comprendidos. La OCDE ha dedicado varias mesas redondas a este asunto¹². En resumen, observamos que los mercados de la electricidad liberalizados son propensos al ejercicio del poder de mercado, como resultado de los factores expuestos más arriba.¹³ Examinaremos más adelante algunas de las consecuencias de este hecho.

13. Aún en mercados supuestamente competitivos en los que operan muchos generadores de energía, la presencia de limitaciones de capacidad impide que algunas empresas ya en operación casi a plena capacidad respondan a aumentos en la demanda, y de ahí que no puedan disciplinar el mercado inyectando un suministro adicional, lo que permite que las compañías con capacidades mayores y menos restringidas ejerzan un poder de mercado significativo en períodos pico de demanda. La congestión en el sistema de transmisión puede tener un efecto semejante, permitiendo que algunas empresas generadoras de energía pierdan substancialmente su poder de mercado local en momentos pico de la demanda, aun cuando una ojeada a un HHI convencionalmente calculado no permite suponer esto.^{14 15}

¹² Entre otros, consulte OCDE (1996), Policy Roundtables on Competition Policy in the Electricity Sector, OCDE/GD(97)132, <http://www.oecd.org/regreform/sectors/1919993.pdf>; OCDE (2002), Policy Roundtables on Competition Policy in the Electricity Sector II., DAF/COMP(2003)14, <http://www.oecd.org/regreform/sectors/6095721.pdf>; cuyo texto completo está publicado bajo el título "Competition Issues in the Electricity Sector", en la publicación OECD Journal: Competition Law and Policy 2005, Vol. 6/4.

¹³ Para una discusión integral del problema del poder de mercado en el sector de la electricidad, vea la nota de fondo de Darryl Biggar: OCDE (2005), 'Competition Issues in the Electricity Sector', OECD Journal: Competition Law and Policy, Vol. 6/4.

¹⁴ Vea por ejemplo Creswell, J. and Gebeloff, R. (2014), 'Traders Profit as Power Grid Is Overworked', The New York Times, 15 de agosto de 2014., http://www.nytimes.com/2014/08/15/business/energy-environment/traders-profit-as-power-grid-is-overworked.html?emc=edit_th_20140815&nl=todaysheadlines&nid=63254955

14. Ya que el nivel del poder de mercado puede variar rápidamente con el tiempo según los cambios en la congestión de transmisión y según la fluctuación de los niveles de carga, el análisis del mercado relevante y del poder de mercado requiere por lo tanto de un estudio cuidadoso. Como la electricidad no puede ser almacenada, los mercados ocurren en el punto de entrega y uno debe distinguirse condiciones de mercadotecnia diferentes en tiempos diferentes de día, mes o año.

15. El poder de mercado en los mercados de electricidad puede no estar limitado a los períodos de máxima demanda. Es también posible que el poder de mercado surja en momentos de baja demanda. Un generador de base grande que opera en condiciones de bajo costo (por ejemplo una central nuclear instalada) puede tener que enfrentar la competencia de un sector de generadores más pequeños y con costos más altos. Sin embargo, la competencia sólo estará presente en horas pico cuando la fuerte demanda puede absorber el costo más elevado de la generación de electricidad. El generador base en cuestión sólo tendrá que vérselas con la entrada en su mercado de nuevos participantes si estos pueden igualar su estructura de bajo costo. De lo contrario puede ser que no haya nuevas entradas, incluso si hay ventajas supercompetitivas en horas fuera del pico.

16. La inelasticidad a corto plazo de la demanda significa que retener incluso pequeñas cantidades de producción puede tener un impacto muy sustancial en los precios de la electricidad al consumidor. Cuando la red de transmisión está congestionada, puede surgir un mercado geográfico aparte, donde algunos generadores pueden tener un poder de mercado significativo en su área local. Otros generadores pueden obtener un poder de mercado significativo porque su producción es utilizada para aliviar las presiones que surgen de la congestión en otra área.

17. La influencia disuasoria del poder de mercado y su abuso potencial son perjudiciales para la eficiencia de los mercados en conjunto. Distorsiona la producción a corto plazo y las decisiones sobre distribución, y puede dar lugar a decisiones ineficientes de inversión a largo plazo, por ejemplo decisiones sobre la ubicación de una planta de energía; o la elección de tecnologías de nueva generación. El poder de mercados también puede afectar adversamente los precios de mercados spot de electricidad, socavando los esfuerzos de reforma de mercado de los responsables de las políticas públicas.

18. Frente a las preocupaciones sobre el poder de mercado, los encargados de la formulación de políticas han adoptado diversas medidas para mitigarlo, incluyendo la liberalización y la regulación, la mejora de la capacidad de transmisión, los topes en las licitaciones por parte de las empresas generadoras y un intento por mejorar la sensibilidad de la demanda ante los precios de la electricidad, por ejemplo mediante el uso de medidores inteligentes. En general, los remedios para el poder de mercado en los mercados de la electricidad son semejantes a los que se busca en otros mercados. Estos han sido examinados en varias Mesas redondas de la OCDE¹⁵, e incluyen:

- Aumentar la competencia de productos de la competencia—permitiendo a los consumidores utilizar formas rivales de energía (no siempre posible dependiendo de la estructura del mercado y de la disponibilidad de fuentes alternativas de energía);

¹⁵ Biggar (2005) indica que a consecuencia de estas características, para capturar la concentración de mercados en mercados con limitaciones de capacidad, el Índice tradicional de Herfindahl-Hirschman (HHI) puede prestar a confusión, ya que los mercados que parecen competitivos (es decir con muchas empresas presentes) pueden de hecho estar altamente concentrados en varios puntos del ciclo de operaciones. Así pues, Biggar propone una medida alternativa (el "HHI ajustado"), que tiene en cuenta el poder de mercado ejercido por unas pocas empresas (o sólo una empresa única) en horas de máxima demanda para generar un índice de ajuste (Vea Biggar (2005) p. 111).

¹⁶ Esta lista en particular está tomada de OCDE (2002), Policy Roundtables on Competition Policy in the Electricity Sector II., DAF/COMP(2003)14. Vea www.oecd.org/daf/competition para más información

- Aumentar la competencia entre períodos de tiempo — aumentando la capacidad de almacenamiento de electricidad (costoso y poco práctico para consumidores de venta al por menor);
- Aumentar la sensibilidad de la demanda al precio — utilizando una medición según la hora del día o la auto-generación (esto se está probando en algunos países, por ejemplo en Italia);
- Promover la entrada de nuevas empresas de generación;
- Reducir los precios o aumentar las cantidades mediante una intervención regulatoria directa;
- La separación estructural de compañías de electricidad (horizontal o verticalmente);
- Cambiar las reglas para los mercados de electricidad a través de una regulación que reduzca los incentivos para retener capacidad; y
- Aumentar la competencia a través de las áreas geográficas — en particular mediante la construcción de lazos de transmisión entre regiones o a través de fronteras, o aliviar las restricciones en los lazos existentes.

19. Mientras que algunas de estas soluciones pueden ser útiles, otras parecerían poco prácticas o difíciles de imponer y vigilar por los responsables de las políticas públicas. Sin embargo, especialmente los países de América Latina y el Caribe con su gran riqueza en energía hidroeléctrica tienen un gran potencial para el desarrollo de soluciones de almacenamiento (plantas de almacenamiento por bombeo), para explotar recursos energéticos naturales como el sol y el viento, para instalar dispositivos de medición inteligente desde el principio. Este documento sin embargo se enfoca principalmente en la última propuesta de políticas de integración regional que, si resulta exitosa, podría aumentar la capacidad y con ello ayudar a mitigar el poder de mercado. En las siguientes secciones se analizarán las características particulares de los mercados de la electricidad de América Latina y el Caribe y algunos de sus desafíos particulares¹⁷, antes de pasar a hablar de las ventajas e inconvenientes de la integración regional de mercados.

3. El sector de la energía eléctrica en la región de Latinoamérica y el Caribe

20. El sector de la energía en América Latina y el Caribe ha experimentado un crecimiento continuado desde el final de la década de 1970, muy por encima de la media mundial. La producción de electricidad aumentó un 4.34% por año en promedio entre 1980 y 2011, comparado con un crecimiento medio mundial de 3.18% en el mismo período. Este fue acompañado por un aumento en el consumo de electricidad, que creció a un promedio de 4.25 % al año en América Latina y el Caribe entre 1980 y 2011, en comparación con el promedio mundial de crecimiento de 3.19 % en el mismo período.¹⁸ El consumo per capita de electricidad aumentó entre 1994 y 2011 un promedio de 2.76% en la región latinoamericana, según el Banco Mundial.¹⁹

¹⁷ Los mercados de electricidad basados en energía hidroeléctrica, como muchos de los que se encuentran en América Latina y el Caribe, tienen algunas características especiales que uno debe tener presentes cuando piensa en cuestiones relativas a la competencia. Puede encontrar más detalles en: Rangel, L. (2008) 'Competition Policy and Regulation in Hydro-Dominated Electricity Markets', Energy Policy, vol. 36.2008, 4, p. 1292-1302 and Kauppi, O. y Liski, M. (2008) 'An Empirical Model of Imperfect Dynamic Competition and Application to Hydroelectricity Storage', CEEPR Working Papers.

¹⁸ U.S. Energy Information Administration <http://www.eia.gov/countries/data.cfm>

¹⁹ Banco Mundial, 2010.

21. La producción de electricidad es distribuida desigualmente en toda la región. Siete países representan 89% de la producción total de electricidad, pero para sólo 75% de la población: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Paraguay y Venezuela. Paraguay vende la mayor parte de su producción a Brasil. Brasil, con 32% de la población de la región, produce 36% de toda la electricidad en la región (datos de 2008).

22. La penetración o las tasas de "acceso a la electricidad" varían apreciablemente entre países y al interior de ellos. En términos generales, la tasa de la electrificación de la región fue en casi 95% en 2011 (comparado con una tasa de 43% en África, y 82% para el mundo entero). Aun así, el Banco Mundial informa que los países en ALC padecen desequilibrios importantes entre el suministro y la demanda, y que hay grandes diferencias en las tasas de conexión y en la asequibilidad. A pesar de las tasas medias altas de penetración, el Banco Mundial estima que 24 millones de personas, o aproximadamente 4% de la población de ALC de alrededor de 591 millones de habitantes²⁰, no tiene acceso a la electricidad. Puede haber grandes disparidades entre áreas rurales y urbanas, como en Perú que tiene una tasa general de electrificación de 78%, pero sólo 50% en la tasa de acceso a la electricidad en áreas rurales, comparada con una tasa de 98% en áreas urbanas.

Tabla 2: Acceso a la electricidad en 2011 – Latinoamérica

	Población sin electricidad millones	Tasa de electrificación %	Tasa urbana de electrificación %	Tasa rural de electrificación %
Argentina	1.1	97	100	68
Bolivia	1.3	87	99	62
Brasil	1.4	99	100	96
Colombia	1.2	97	99	91
Costa Rica	0.0	99	100	98
Cuba	0.3	98	99	92
(República) Dominicana	0.4	96	99	89
Ecuador	0.7	96	98	90
El Salvador	0.5	92	97	82
Guatemala	2.7	82	95	69
Haití	7.3	28	44	9
Honduras	1.3	83	95	70
Jamaica	0.2	93	98	87
Nicaragua	1.3	78	98	50
Panamá	0.4	88	97	62
Paraguay	0.1	98	100	96
Perú	3.0	90	98	60
Trinidad y Tobago	0.0	99	100	99
Uruguay	0.0	99	100	87
Venezuela	0.1	100	100	96
Resto de Latinoamérica	0.2	91	93	89
Latinoamérica	24	94.8	98.5	81.1

Fuente: OCDE/AIE, World Energy Outlook 2013, Electricity Access Database

23. A pesar de una electrificación de gran alcance, a menudo hay problemas con la calidad del suministro en toda la región, con apagones frecuentes en las redes eléctricas nacionales. Incluso Chile y Argentina han experimentado problemas del sector eléctrico en la última década, aunque se encuentran entre los ejemplos más ilustrativos de reformas de mercado exitosas en Latinoamérica. Las pérdidas de transmisión y distribución en porcentaje de la producción en muchos países latinoamericanos siguen siendo mucho más altas que en Europa y en Australasia, una indicación de que hay todavía un potencial significativo para mejorar la eficiencia de la red.

24. La capacidad de generación instalada en la región ha aumentado de 93 GW en 1980 a alrededor de 295 GW en 2008. Según la OLADE (citada por el Banco Mundial), 53% de la capacidad total de generación de electricidad era hidroeléctrica en 2009, seguida por 44% de termoeléctrica (carbón, gas natural y petróleo). La energía nuclear y otros tipos en conjunto sólo representaban el 3% de la capacidad instalada total.

25. El modelo de combinación en la generación ha evolucionado con el tiempo, con un descenso en la contribución de "petróleo" (generación con petróleo combustible y diesel), y un aumento concomitante en el gas natural, de menos de 10% del total en 1992, a aproximadamente 17% en 2012. En términos generales, la hidroelectricidad sigue siendo la única fuente mayoritaria, y representaba el 61% de la producción en 2012. En contraste la generación nuclear está restringida a Argentina, Brasil y México.

Tabla 3: Modelo de combinación de generación de electricidad en ALC, 1972 - 2012

	1972	1982	1992	2002	2012
Carbón	2.6%	2.2%	2.1%	1.9%	2.3%
Crudo, LGN y materias primas	0.0%	0.0%	0.3%	1.1%	0.6%
Productos del petróleo	34.2%	20.5%	13.3%	12.7%	12.4%
Gas natural	9.9%	8.9%	8.9%	12.1%	16.9%
Nuclear	0.0%	0.6%	1.7%	2.6%	1.9%
Hidroeléctrica	51.9%	66.1%	71.9%	67.5%	60.9%
Geotérmica	0.0%	0.3%	0.3%	0.3%	0.3%
Solar, marea, viento, etc.	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.6%
Biocombustibles y basura	1.4%	1.4%	1.5%	1.8%	3.9%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Memorándum: Total de renovables	53.2%	67.7%	73.6%	69.7%	65.8%

Fuente: AIE (2014), World Energy Statistics and Balances, online database, Paris

3.1 *El desafío de la electricidad en ALC*

26. El sector de la energía se caracteriza por la necesidad de una planificación e inversión a largo plazo, que se complican aún más como consecuencia de varios riesgos e incertidumbres. Entre éstos se encuentra el hecho de que los insumos utilizados para la generación de energía son múltiples; y cada insumo tiene sus propios costos y beneficios; la incierta y fluctuante demanda de corto – y largo plazo y los impactos ambientales y sociales de la elección de tecnología de generación utilizada. Sin embargo, es indudable que esa demanda de energía en ALC continuará aumentando, tal como se vio más arriba. Esto implica los siguientes desafíos para los responsables de la política en la región.²¹

²¹ Veá Banco Mundial (2010) para un análisis más detallado.

- Asegurar energía suficiente para el crecimiento económico, así como el acceso a la electricidad para la población creciente de la región.
- Asegurar que la oferta y la demanda se mantengan en equilibrio, a pesar de las tasas de crecimiento desiguales.²²
- Una dependencia cada vez mayor de los hidrocarburos importados (especialmente el gas natural) implica un grado de riesgo de interrupciones en el suministro, fluctuaciones de precio o crisis de precios; mientras que el uso de fuentes nacionales o regionales renovables (ya sea la fuerza hidráulica o la transición a utilizar viento o energía solar) implica otras limitaciones en función de la falta de previsibilidad y la necesidad de una tecnología adecuada, lo que incluye redes inteligentes y redes que pueden funcionar con energía intermitente.
- La Eficiencia económica es un criterio esencial para los responsables de la política en la región, especialmente tras la crisis financiera global. El costo de las nuevas necesidades de electricidad debe ser contenido, por ejemplo mediante la promoción de licitaciones y financiamientos competitivos por el sector privado; debe garantizarse la eficiencia del suministro y minimizarse las pérdidas de transmisión; y debe favorecerse la eficiencia y flexibilidad de la demanda.
- Aunque la región de ALC haya sido tradicionalmente un emisor de carbón de poca importancia, las preocupaciones ambientales deben ser tenidas en cuenta al decidir sobre la nueva capacidad y la inversión en infraestructura y servicios auxiliares.
- El marco regulatorio debe ser llevar a satisfacer estos objetivos, con políticas y regulaciones que por una parte permitan al sector energético responder a la demanda creciente y también hacer frente a las cada vez mayores preocupaciones ambientales y conseguir atraer la inversión del sector privado para reducir la presión sobre las finanzas públicas.

27. Lo que es más importante, para la planificación de la futura capacidad de generación de energía, los responsables de las políticas públicas deben tener una perspectiva de largo plazo: la planificación del sector de la energía toma años para garantizar que quede instalada la infraestructura correcta, incluyendo líneas de transmisión y redes de distribución. En la actualidad, los márgenes de reserva de la región de ALC se han reducido, en parte porque las reservas hídricas disminuyen al tiempo que la demanda de electricidad crece más rápido de lo que la nueva capacidad se pone en marcha, y tal como lo señala el Banco Mundial: "una infravaloración de la demanda de electricidad o una infrainversión en alimentación pueden llevar a apagones parciales o totales. Las interrupciones de corta duración pueden resultar de una demanda imprevista (un verano caliente...) o de interrupciones en el suministro (sequía), y ser exacerbadas por bajos márgenes de reserva."

28. Muchos de estos problemas pueden ser enfrentados o al menos aliviados por la integración regional y una mayor competencia.

4. Beneficios e inconvenientes de la integración regional de mercados

29. La liberalización de los mercados de la electricidad ha creado nuevas oportunidades para los participantes para comerciar entre áreas diferentes, con lo cual incrementan la liquidez y contribuyen al uso óptimo de las capacidades de red (y de generación) existentes. Sin embargo, en muchas regiones,

²² En México por ejemplo la capacidad de generación en conjunto creció 48% entre 1999 y 2010, mientras que la demanda de consumo creció sólo 2.8% durante el mismo período (Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report No.174.; Capítulo 6: Cross-Border Cooperation: Assessing Regulatory and Political Challenges to the US-Mexico Electricity Market).

incluyendo la de ALC, esto ha tenido como resultado una congestión severa, ya que las capacidades de red existentes han sido insuficientes para satisfacer toda la demanda del mercado.

30. Algunos países, entre ellos las naciones insulares del Caribe, son además demasiado pequeños para que sea posible el desarrollo de una competencia suficiente. Sin embargo, estos problemas pueden resolverse uniendo a los países individuales, a los grupos de islas, o a las áreas en un único mercado regional. Esto reduce el margen de las compañías para obtener poder de mercado y el mercado puede sostener a un número mayor de participantes. Bergman (2002) opina que la integración de los mercados nacionales en los países nórdicos lleva a una dilución del poder de mercado anteriormente obtenido por los principales generadores en su respectivo mercado nacional, y a pesar de importantes barreras de ingreso, el poder de mercado no era un problema.²³ Además, la integración regional contribuye aún más a optimizar la operación del sistema general, eliminando problemas de fronteras y permitiendo teóricamente la optimización de la producción, la operación en red y el comercio, todos ellos integrados. La integración regional también contribuye a aliviar las preocupaciones acerca de la seguridad y la eficiencia del suministro.²⁴

31. Por lo tanto el foco está cada vez más en la integración de mercados vecinos o en la creación de mercados regionales. Ya hay ejemplos de integración de mercado exitosos (como el Nord Pool entre los países nórdicos de Europa, o la interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland en los EE. UU. (mercado PJM); y una serie de fracasos comparativos (como en el Sur de África en donde la integración regional no ha podido echar raíces hasta ahora).²⁵

32. La integración regional de mercados tiene diversos beneficios que responden a los desafíos discutidos. Por lo general se puede esperar que la integración de mercado responda a cinco objetivos²⁶:

- garantizar un suministro seguro de electricidad y obtener ganancias de las ventajas comparativas;
- promover la competencia en el mercado de la electricidad;
- minimizar los costos de transacción para los participantes y los clientes;

²³ Bergman, L. (2002), 'The Nordic electricity market – continued success or emerging problems?', Swedish Economic Policy Review, vol. 9, pp. 51-88.

²⁴ Ochoa, C., Dyer, I., Franco, C. J. (2013), 'Simulating power integration in Latin America to assess challenges, opportunities, and threats', Energy Policy, vol. 61, pp. 267–273.

²⁵ Varios documentos tratan de los desafíos de la integración regional en la región africana del sur. La FAO, por ejemplo, destaca los obstáculos siguientes para la integración regional de mercados (no sólo de electricidad, sino también el comercio en general): "La mayoría de los estados africanos han sufrido desequilibrios macroeconómicos severos, cargas de servicio de la deuda externa, sobrevaloración de divisas, falta de financiamiento para el comercio, y una base impositiva estrecha, en la que los derechos aduanales constituyen una fuente substancial de ingresos. Las estrategias protectoras de sustitución de importaciones adoptadas por la mayoría de los países desde su independencia tuvo como resultado una multitud de regulaciones que restringen el comercio, como licencias, asignación administrativa de divisas, impuestos especiales para adquirir divisas, depósitos por adelantado para la importación, etc. Así pues, el contexto económico ha sido desfavorable al desarrollo de compromisos regionales". Matthews, A (2003), 'Regional Integration and Food Security in Developing Countries', FAO, Training Materials for Agricultural Planning 45., Capítulo 6: 'Regional integration in Africa'. Disponible en <http://www.fao.org/docrep/004/y4793e/y4793e0a.htm> ; vea también Banco Africano de Desarrollo (2011), 'Southern Africa regional integration strategy paper 2011-2015', que examina algunos de los desafíos para la integración regional de mercados de electricidad en la región. Documento disponible en: <http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/2011-2015%20-%20Southern%20Africa%20-%20Regional%20Integration%20Strategy%20Paper.pdf>

²⁶ Vea Conlon, P. (2009), 'The Integration of Electricity Markets in Ireland under the ISO Model', ESB International White Paper.

- fomentar el uso de fuentes renovables, sostenibles o alternativas de energía;
- permitir la gestión por el lado de la demanda; y
- permitir que haya economías de escala, con lo cual aumenta la atracción del sector para la inversión.

33. Examinaremos brevemente estos temas uno por uno.

- La seguridad del suministro: el comercio transfronterizo permite a los países beneficiarse de una cartera más grande de energía y manejar mejor la congestión mediante la diversificación de las fuentes de suministro, así como repartir los riesgos utilizando ventajas comparativas de generación entre países (es decir mucha lluvia/poca lluvia, etc.).
 - Una suficiente interconexión entre países (o regiones) tiene un papel importante en asegurar la seguridad del suministro tanto a corto como a largo plazo²⁷. Inicialmente, los interconectores (líneas de transmisión que conectan a dos naciones o regiones) fueron contruidos para mejorar la seguridad operacional y reducir el costo de la seguridad de la red nacional. Hoy son utilizados cada vez más para propósitos comerciales con el fin de utilizar mejor los recursos de generación.
 - Los interconectores pueden usarse para reemplazar las unidades de generación en horas pico para garantizar la seguridad del suministro. Dicho lo cual, hay dos características que no permiten que un interconector sea un sustituto completo de las unidades de generación en horas pico: 1) dado que los períodos/cargas máximos son típicamente de muy corta duración, su mera existencia no proporciona necesariamente a los responsables de las políticas públicas una base económica para el establecimiento de un interconector; 2) los interconectores (a otro país) pueden ser considerados menos seguros en una situación de suministro constreñido, que tener un generador local de reserva.
 - Dicho lo cual, es posible que haya contradicción entre la gestión nacional de la congestión y los sistemas transfronterizos de asignación de capacidad: Dentro del marco tradicional de cálculo de capacidad, a menudo se acusa a los operadores nacionales de sistemas de poner a disposición muy poca capacidad de transmisión transfronteriza, para evitar la congestión doméstica.
- Promoción de la competencia en el mercado²⁸: Los mercados más grandes pueden apoyar a los mercados al por mayor más líquidos, los cuales favorecen una fijación de precios que refleja los costos. Este puede atraer a su vez a los inversionistas para invertir en tecnología que favorece la eficiencia de energía. El comercio de la electricidad permite la sustitución de generadores de más alto costo con generadores de más bajo costo dentro del marco regional.
 - En pequeños países donde los sistemas de electricidad verticalmente integrados son demasiado pequeños para la competencia intranacional, los usuarios industriales y residenciales y los responsables de las políticas públicas están generalmente a favor de la integración regional de mercados, ya que es una manera muy efectiva de reducir la concentración de mercado y ejercer presión competitiva en los participantes dominantes. Dada la distribución desigual de países en la región de ALC en cuanto a su tamaño, sus

²⁷ La seguridad de corto plazo significa minimizar los apagones y las perturbaciones del sistema, mientras que la seguridad de largo plazo se refiere al objetivo de mantener la capacidad suficiente de generación y transmisión mediante inversiones en centrales eléctricas y sistemas de transmisión (por lo tanto puede dividirse en un objetivo de generación y de adecuación de la transmisión).

²⁸ Hooper, E. y Medvedev, A. (2008), 'Electrifying Integration: Electricity Production and the South East Europe Regional Energy Market', CCP Working Papers 08-6.

atributos naturales en fuentes de energía y sus etapas del desarrollo, puede ser del interés general de la mayoría de las economías participar en alguna forma de comercio en red.

- Expandir la capacidad de interconexión también puede ser atractivo, cuando existe bastante capacidad de generación en cada país. Esto es particularmente cierto si hay complementariedades en una región en términos de recursos y tecnologías de generación, o de diferencias en cambios estacionales, ya que puede significar diferencias estacionales de precio entre países lo suficientemente importantes como para incentivar la inversión en la expansión de la interconexión. Esto sería el caso por ejemplo si dos países de ambos lados del Ecuador (como Brasil y Colombia) integraran sus mercados (locales) de electricidad. Operando presas a ambos lados del Ecuador, podrían abastecerse el uno al otro cuando cualquier país experimente cambios estacionales en los niveles del agua en los depósitos.
- Minimizar costos de transacción²⁹: puede ser más barato y más eficiente construir Interconexiones (es decir líneas de transmisión) entre generadores existentes en cada lado de una frontera, en vez de invertir en nuevas instalaciones de generación, especialmente en el caso de países pequeños.
 - Sin inversión en plantas nuevas o ya existentes ni optimización de Interconexiones entre países, algunas regiones corren el riesgo de ser cada vez más dependientes de la electricidad importada o de encarar desabastos de energía.
 - La integración también puede ser razonable para el manejo de asimetrías de precios y dificultades de demanda y/o congestión³⁰: Resulta racional para los operadores privados comprar donde los precios son más bajos, la congestión es baja y la carga de demanda experimenta cargas máximas asimétricas.
 - Bienestar: Los interconectores entre países o subregiones dentro de un país puede permitir a los generadores de una zona de precios bajos suministrar a una zona de precios altos. Además de ser eficiente, esto también puede contribuir al bienestar social general³¹.
- Cuestiones de sostenibilidad y ambientales: La interconexión permite flujos comerciales a partir de regiones con una generación de electricidad más limpia hacia regiones donde es más caro instalar capacidades de generación más benéficas para el medio ambiente. La combinación óptima de combustibles puede conformarse mejor en el nivel regional, teniendo en cuenta una variedad más diversa de fuentes, que puede ayudar a reducir las emisiones de CO₂, y facilitar o aún propagar la utilización de energías renovables.
- Gestión del lado de la demanda: aunque la demanda de electricidad es inelástica a corto plazo, hay maneras de aumentar la elasticidad de la demanda. Una manera es facilitar la participación del lado de la demanda por parte de los compradores en el intercambio de energía. Otro es incitar a los usuarios a cambiarse a otros combustibles. En un mercado integrado grande, con una gama más amplia de generadores (y combustibles), puede ser más fácil hacer esto.

²⁹ Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report, No.174; Capítulo 1.: Ibarra-Yunez, A.: 'Introduction: Setting the Stage for International Electricity Integration'.

³⁰ La congestión de la Transmisión ocurre cuando hay energía insuficiente para satisfacer la demanda de todos los usuarios. La congestión es realmente una escasez de capacidad de transmisión para abastecer un mercado en espera, y la condición está marcada por sistemas que funcionan a plena capacidad y con la eficiencia apropiada, que no pueden dar servicio a todos los usuarios en espera.

³¹ Supponen, M. (2012), 'Cross-Border Electricity Transmission Investments', EUI RSCAS Working Paper, No. 2012/02-

Recuadro 1. Un ejemplo de integración de mercado exitosa - NordPool

El mercado nórdico de la electricidad (que integra los sistemas eléctricos de Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca) es un ejemplo de integración de mercado exitosa y de competencia eficiente en la venta al por menor. Los mercados de la electricidad de los países miembros fueron desregulados en los años 1990. Asegurar un acceso regulado de terceros a las redes de transmisión y distribución y desagregar fueron los elementos comunes de las reformas. El consumo anual de electricidad de los hogares nórdicos es dos a cuatro veces el promedio de la OCDE, lo que brinda un estímulo para que los usuarios desempeñen un papel más activo en el mercado y también puede haber contribuido al desarrollo de una competencia próspera. El mercado nórdico de electricidad al por menor no es muy concentrado. Hay aproximadamente 300 proveedores, aunque se debe notar que alrededor de dos tercios de ellos no suministran fuera de su territorio tradicional.

La regulación del mercado de electricidad al por menor es bastante leve en los países nórdicos. No hay control de precios en los precios finales al por menor; los titulares generalmente sólo están obligados a ofrecer tarifas estándar que son variables con un aviso previo de dos a cuatro semanas (tarifa variable estándar). No hay ninguna otra limitación en los precios u otros términos de contrato que puedan ofrecer los proveedores fuera de sus propias zonas. Como resultado de los ingresos en el mercado y de la competencia, los proveedores han comenzado a ofrecer también contratos de precio fijo y de precio spot, lo que ha contribuido a la disminución en los precios de electricidad. (Los precios spot están ligados directamente al precio de mercado de NordPool). Además de las tarifas, los contratos de electricidad también pueden variar, por ejemplo en duración (p. ej. precios fijos garantizados para 1, 2 o 3 años, etc.) o en la frecuencia de facturación.

Como resultado de estas innovaciones de producto, una proporción significativa de clientes residenciales o bien ha abandonado al proveedor predominante o cambiado/negociado los términos de servicio con su proveedor existente (para aplicar tarifas diferentes por ejemplo).

Fijación de precios en el mercado nórdico de electricidad

Una parte significativa del comercio de electricidad en los mercados nórdicos sucede en el mercado spot de NordPool. En resumen, mercado NordPool fue fundado por Noruega y Suecia en 1996, como un mercado conjunto de energía eléctrica, llamado NordPool ASA. Finlandia se unió en 1998, y Dinamarca en 2000. En 2002, las actividades de mercado spot de día siguiente de Nord Pool ASA fueron reorganizadas en una empresa separada, llamada Nord Pool Spot AS (Nord Pool Spot), que es propiedad de los Operadores del Sistema nacional de Transmisión (OST) de los países miembros, que en la actualidad también incluyen a Estonia, Letonia y Lituania. Nord Pool Spot fue el primer mercado multinacional de comercio de electricidad y sigue siendo el mercado más grande del mundo del día siguiente y de comercio intradía de energía eléctrica. Llega a 14 millones de usuarios finales – tanto hogares como compañías – en sus países miembros. Actualmente, aproximadamente 370 compañías miembros de 20 países comercian a través de esta plataforma en las regiones nórdicas y del Báltico y en Alemania y Gran Bretaña por igual.

El precio de energía es determinado básicamente por el equilibrio entre la oferta y demanda. El principal objetivo del mercado spot es el de crear un equilibrio entre esta oferta y demanda, dada la característica de no almacenable de la electricidad. Nord Pool Spot recibe cada día a las 24:00 horas las ofertas de los vendedores y los compradores (cuánta energía y a qué precio quieren vender/comprar hora por hora) para el día siguiente. Nord Pool Spot envía esta información a un sistema informático especial, que calcula el precio, basado en un algoritmo avanzado. Hay diferentes áreas de licitación en las que se recogen las ofertas y se calculan los precios por separado, a fin de reflejar mejor las condiciones regionales del mercado. Estos precios spot de un día adelante calculados por NordPool son considerados como precios de referencia en los mercados nórdicos. Nord Pool Spot publica cada hora los precios spot, los volúmenes y demás datos fundamentales del mercado en su página web a fin de asegurar la transparencia en el mercado.

La capacidad de transmisión también cumple un papel en la determinación de los precios. Cuando la capacidad de transmisión se ve forzada, se aumenta el precio para reducir la congestión en las áreas afectadas. Nord Pool Spot tiene un monopolio sobre toda la capacidad de transmisión disponible entre zonas de precios en el mercado nórdico para el comercio de día adelante (las transacciones bilaterales sólo pueden tener lugar dentro de una misma zona de precio), así que Nord Pool Spot recoge todas las rentas por congestión y las distribuye entre los OST de los países nórdicos según una fórmula preestablecida.

Sin embargo, como la mayoría de los intercambios comerciales de Nord Pool Spot se cotizan en el mercado de un día adelante, podría producirse ciertas circunstancias imprevistas en la planificación (por ejemplo, una planta de energía nuclear deja de funcionar; frío extremo o sequía). En tales casos Nord Pool Spot garantiza intercambios más cercanos al tiempo real para volver a poner el mercado en equilibrio. Esto se conoce como el mercado intradiario y es cada vez más importante debido a la proliferación de la generación de energía eólica, menos previsible, en la combinación energética regional.

Para obtener más información, consulte también: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/>

4.1 *Obstáculos comunes para la integración de mercados*

34. A pesar de los beneficios substanciales discutidos arriba, hay algunos factores y riesgos que pueden dificultar la evolución del proceso de integración. Estos incluyen:

4.1.1 *Costos y fijación de precios*

- Los altos costos de expansión de la interconexión y la falta de acuerdo sobre quiénes deben correr con los gastos es un factor prohibitivo mayor. Los países más pequeños (como Luxemburgo en Europa) pueden ser abastecidos enteramente a partir de países vecinos, mientras que países más grandes necesitan hasta cierto punto su propia capacidad de producción doméstica. Así pues es probable que el establecimiento de interconexiones y la integración de los mercados sean más importantes para los países más pequeños, mientras que los grandes países no deseen participar en un mercado integrado.
- Un país puede verse negativamente afectado si los subsidios a las tarifas o los precios para el usuario final no son establecidos cuidadosamente. La asimetría en la fijación de precios a través de fronteras puede influir de manera significativa en el comercio internacional y los países pueden tener que subsidiar el suministro o la demanda externos.
- Si un país de bajo costo de generación abastece a un país con limitaciones de capacidad, los precios de la electricidad pueden aumentar para el país abastecedor. Aunque esto traería consigo un aumento de las ganancias para los generadores de energía y sería en conjunto beneficioso para la región en su conjunto, llevaría también muy probablemente a precios al por menor nacionales más altos, afectando a la población doméstica.

4.1.2 *Cómo garantizar el suministro*

- Al integrar los países sus redes eléctricas, pueden sentir que pierden control sobre un servicio estratégico, aunque probablemente esto no haya sido el caso en el mercado del NordPool (vea recuadro). Algunos países que prefieren permanecer relativamente aislados con pocas interconexiones dan razones como la confiabilidad del sistema, la seguridad de energía y la negativa a depender de terceros para su elección.³²
- Cuando un país ofrece incentivos para una expansión de la red en vez de para nueva capacidad de generación, puede correr el riesgo de encarar un suministro insuficiente si otros países no abastecen sus necesidades de energía, puesto que depende de interconexiones en vez de su propia capacidad de generación. Por lo tanto, la integración implica un cierto grado de dependencia que puede ser incómodo, sobre todo en la ausencia de un marco regulatorio firme y de una tendencia general de coherencia nacional. Nuevamente, esto es una pregunta que parece haber sido resuelta razonablemente por los países nórdicos que forman parte del mercado.
- Puesto que las líneas de transmisión tienen capacidad limitada, la congestión puede ocurrir especialmente en tiempos de carga máxima, a menos que la integración se haga en paralelo con una expansión de capacidad, especialmente de líneas de transmisión.
- La Capacidad no siempre es suministrada a todos los agentes del mercado al mismo precio. Así que para garantizar la estabilidad del sistema y asignar correctamente la capacidad disponible, debe existir un marco regulatorio mutuamente concordado que establezca las reglas del juego.

³²

Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report, No.174.; Chapter 1.: Ibarra-Yunez, A.: 'Introduction: Setting the Stage for International Electricity Integration'.

4.1.3 Cuestiones regulatorias y políticas

- La integración de mercado implica mayores oportunidades, pero también riesgos en caso de problemas técnicos, inestabilidad política u otros problemas que surgen, causando interrupciones en las transacciones internacionales (los apagones, incluso relativamente cortos, conllevan altos costos económicos y políticos).
- Los cambios en los marcos o políticas regulatorios de cualquier país pueden tener un impacto significativo en la disponibilidad y el precio de la electricidad en otros países implicados.
- Como los precios están fuertemente relacionados con la estructura de mercado, para lograr los objetivos de integración de mercados, el mecanismo de mercado debe ser diseñado cuidadosamente para que promueva la expansión apropiada de la capacidad de transmisión.
- La existencia de monopolios (sobre todo si están también integrados verticalmente) y de derechos de exclusividad puede limitar la eficacia transfronteriza ya que permiten a los operadores de transmisión discriminar contra el acceso de un tercero a su sistema. Una vez más, para ello sería necesario un buen marco regulatorio que haga frente al abuso de posición dominante y/o regule los monopolios (de estado). Por esta razón, es más probable que la integración regional de mercados encuentre resistencia en los titulares de gran tamaño o participantes dominantes.³³
- Una cuestión parecida es el estímulo de países grandes, o de países con riquezas importantes en recursos naturales para la generación de energía. Hay un riesgo que los países grandes prefieran no invertir en medida alguna en la construcción de capacidad de interconexión, ya que no es imprescindible para el funcionamiento de sus sistemas nacionales de electricidad. Esto puede asociarse con un deseo político de mantener un alto grado de autonomía en el suministro de electricidad³⁴.

5. La integración regional de mercados en ALC – modelos de integración

35. Para expandir el comercio transfronterizo el desarrollo y la disponibilidad de capacidad de interconexión y de redes son esenciales. Será necesario instalar, o en ciertos casos expandir líneas de transmisión entre países y regiones para la creación de un mercado integrado de electricidad que tenga las mínimas oportunidades de alcanzar el éxito. Una insuficiente capacidad de transmisión o de interconexión puede ser una razón importante para que se limite el comercio transfronterizo de electricidad. En este contexto es importante enfatizar que el aumento de la capacidad de interconexión siempre reduce la diferencia absoluta de precios entre las zonas conectadas.

36. Hay etapas diferentes en el desarrollo de la interconexión para avanzar hacia el comercio transfronterizo y la plena integración de mercados³⁵:

1. Sistemas en los que operan redes eléctricas nacionales separadamente una de la otra, y sólo existen conexiones de emergencia con regiones vecinas (por ejemplo entre México y Tejas);

³³ Tengamos en cuenta que lo contrario también puede ser válido, es decir la exportación de la dominancia de mercado. Si un jugador dominante está activo en ambos lados de la interconexión, el aumento en la capacidad de interconexión mejora las posibilidades de uso del poder de mercado.

³⁴ Supponen, M. (2012), 'Cross-Border Electricity Transmission Investments', EUI RSCAS Documento de trabajo, No. 2012/02.

³⁵ Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report, No.174.; Chapter 1.: Ibarra-Yunez, A.: 'Introduction: Setting the Stage for International Electricity Integration'

2. Sistemas en los que el flujo de electricidad es más continuo en el día a día, generalmente con contratos de largo plazo para servicios de reserva. En este caso los sistemas no están integrados, pero los costos de infraestructura son asignados a cada país (tal es el caso por ejemplo entre el estado mexicano de Baja California — que opera separadamente del resto de la red eléctrica mexicana — y California); y
3. Sistemas que están integrados y operan como reservas de energía cuando el problema crítico es compartir los costos de expansión del proyecto transnacional (las reservas de energía más exitosas siendo Nord Pool o el sistema PJM en EE. UU.).

37. Por último, hay una posición media entre la etapa 2 y la 3 descritas más arriba, que es la de centrales eléctricas bilaterales o "binacionales" operadas conjuntamente por dos países, como la Central Eléctrica de Itaipú, operada conjuntamente por Brasil y Paraguay. Hay varios ejemplos similares en ALC, muchos de los cuales se describen en el anexo a este documento.

38. Dentro de mercados integrado o transfronterizos, se han definido tres modelos de comercio³⁶: 1) el modelo de comprador único (como el que ha existido en México); 2) el modelo de apertura-acceso o de terceros (usuarios calificados en Europa y en alguna parte de los EE. UU. y Canadá); 3) y disposiciones regulatorias para un acceso no discriminatorio a la red por cualquier productor y participante en el mercado, como en el Nord Pool. En algunos países la importación y la exportación de electricidad es regulada, o los compradores y vendedores de electricidad necesitan un permiso que quizás estorbe el desarrollo del comercio transfronterizo³⁷.

39. Los mercados latinoamericanos de la electricidad están organizados alrededor de tres bloques principales con una cooperación creciente al interior, pero también entre bloques:

- SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central: Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador, y Guatemala), una verdadera tentativa de integración de mercado;
- CAN (La Comunidad Andina: Bolivia, Colombia, Ecuador, y Perú), que avanzan hacia un grado de integración a través del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, SINEA; y
- El Cono Sur (Brasil, Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay); que está conectado de manera más laxa, pero que tiene varios acuerdos binacionales de energía, que vinculan eficazmente la generación de energía a través de las fronteras.

40. Los recuadros siguientes describen con cierto detalle los sistemas de SIEPAC, de la CAN/SINEA y del Cono Sur. Además de estas iniciativas regionales, hay en camino un proyecto de interconexión en el istmo de Centroamérica con el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Este proyecto implica la unión de todos los sistemas eléctricos del istmo, incluyendo la conexión con México a través de Guatemala, y con Colombia a través de Panamá. El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha otorgado financiamiento para cubrir el 51% del presupuesto de la infraestructura

³⁶ Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs Policy Research Project Report, No.174.; Chapter 1.: Ibarra-Yunez, A.: 'Introduction: Setting the Stage for International Electricity Integration''

³⁷ Por ejemplo las exportaciones están reguladas en los EE. UU., mientras que México exige un permiso para importar electricidad (Ibarra- Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report, No.174.; Capítulo 1: 'Introduction: Setting the Stage for International Electricity Integration').

eléctrica de SIEPAC (253,5 millones de dólares) y ha ofrecido 17.9 millones de dólares en ayuda técnica para el desarrollo del Mercado Eléctrico Regional (MER). Así pues, a través de la construcción de varios interconectores, la Comunidad Andina está siendo conectada gradualmente a SIEPAC y a México en el Norte, y al Cono Sur en el Sur, preparando el terreno para una mayor integración física en toda la región de ALC. Sin embargo, una plena integración también requiere que exista un régimen regulatorio suficiente y adecuado para asegurar reglas de comercio transparentes y mercados competitivos.

Recuadro 2. REGION DE AMERICA CENTRAL
(Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá)

El Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)

Los seis países de Centroamérica tienen una población de aproximadamente 40 millones de personas y un mercado de energía de igual tamaño al de Colombia. Toda la región ha luchado por lograr un suministro seguro y económico de energía, y es un importador neto de hidrocarburos.

La combinación de generación de energía de la región ha pasado de 66% de fuerza hidráulica, 30% térmica, y 4% renovable en 1990 a 41% de fuerza hidráulica, 47% térmica, y 13% renovable en el 2008. La región está por lo tanto cada vez más expuesta a la inestabilidad del mercado internacional del petróleo, puesto que la preponderancia de generación termoeléctrica lleva a depender de petróleo y diesel importados. Actualmente no hay plantas generadoras que operen con gas natural en Centroamérica³⁸.

En la región, el sector eléctrico y la estructura de mercado difieren mucho de los mercados al por mayor completamente competitivos, con utilidades integradas, que actúan como un comprador único con una posición monopólica. La región está dividida en seis submercados, cada uno con niveles diferentes de desarrollo económico, infraestructura energética y preferencias de energía. Durante los años noventa, Centroamérica conoció varias reformas del sector eléctrico. Cuatro de los seis países: El Salvador, Guatemala, Panamá y Nicaragua, abrieron su sector a las inversiones privadas, ofrecieron en forma desagregada segmentos de la generación, la transmisión y la distribución, y abrieron los mercados resultantes a la competencia. Costa Rica y Honduras mantuvieron un sistema basado en el monopolio vertical de propiedad estatal. Pero el mercado eléctrico de Centroamérica tiene el potencial de beneficiar de las economías de escala. En realidad, a largo plazo, Centroamérica sería más beneficiada si tuviera un único mercado regional.

Se han realizado progresos crecientes a partir de las reformas iniciales en los años noventa, hasta llegar a un proyecto regional importante de interconexión de energía, el Sistema de Interconexión Eléctrica de Los Países de Centroamérica (SIEPAC). Un objetivo (y desafío) fundamental de SIEPAC es el de establecer un mercado y un sistema regional regulatorio comunes, y la construcción de una línea de transmisión de Guatemala a Panamá.

El SIEPAC fue formalizado como un sistema en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, firmado en 1996 por los seis países implicados.

El proyecto

La línea de transmisión. Éste es un proyecto de crear una red regional de energía para interconectar los sistemas eléctricos de todos los países de Centroamérica implicados en SIEPAC. El proyecto consiste en 15 subestaciones y líneas de transmisión de alta tensión de 230KV que permitirán una capacidad de 300MW en ambas direcciones al principio, pero también incluirá infraestructura de torres para permitir un futuro segundo circuito. De la longitud de aproximadamente 1.790 km del proyecto, los países de Centroamérica tendrán los segmentos respectivos siguientes del proyecto de SIEPAC: Guatemala: 283 km; El Salvador: 286 km; Honduras: 270 km; Nicaragua: 308 km; Costa Rica: 493 km; y Panamá: 150 km. La construcción de la línea empezó en 2007 y el proyecto está en su última fase de construcción e implementación³⁹.

El mercado regional y el sistema regulatorio

El Mercado Regional de Electricidad (MER) está basado en el concepto del llamado "7º mercado", es decir un mercado regional que coexiste con los seis mercados o sistemas nacionales, gobernado por sus propias reglas, donde los participantes pueden hacer transacciones regionales de electricidad. En el MER ambos mercados coexisten, el nacional y las transacciones internacionales. En su funcionalidad óptima, esto parecería ser semejante en sus funciones al mercado NordPool presentado anteriormente.

³⁸ Martin, J. M., Posadas, J. C. (2012), 'Central America's Electric Sector: The path to Interconnection and a Regional Market', Journal of Energy Security, Julio de 2012.

³⁹ Portal Proyecto Mesoamérica, disponible en http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=171.

Tres principales instituciones han sido creadas junto con el MER:

- La Empresa Propietaria de la Red (EPR)

La EPR es un consorcio de sociedades privadas y públicas de Centroamérica, México, Colombia y España. Fue establecida en 1998, en concordancia con el tratado. El consorcio consiste en compañías nacionales de electricidad encargadas de la transmisión de cada país en la región, y en tres accionistas extrarregionales (CFE de México, Endesa de España e ISA de Colombia).

- La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE)

La CRIE sirve como regulador del nuevo mercado regional al por mayor y su consejo de administración está compuesto por un representante de cada país.

- El Ente Operador Regional (EOR)

El EOR es el operador del sistema y funge como administrador de transacciones regionales de energía; su consejo de administración está compuesto por dos miembros de cada país. La inversión total del proyecto es de 494 millones de dólares aportados por los países a través del financiamiento de bancos multilaterales (incluyendo 240 millones de dólares del BID) más cuatro elementos de cooperación técnica no reembolsable del BID (por un valor de 6.51 millones de dólares)

Proyectos de Interconexión adicionales relacionados con SIEPAC

Línea de transmisión México-Guatemala. El objetivo de este proyecto específico es crear un sistema de transmisión entre México y Guatemala; promover la integración de mercados del sur de México con el mercado de Centroamérica a través del SIEPAC, y con ello hacer más atractivo el mercado para la inversión privada.

La interconexión eléctrica entre México y Guatemala consiste en una línea de transmisión de 103km y 400KV (32 km en México y 71 km en Guatemala) y la expansión de dos subestaciones, una situada en Tapachula, México, y otra en Los Brillantes, Retalhuleu, Guatemala. La interconexión permite transacciones de energía de 200MV. Aunque se trata de un acuerdo bilateral, tiene un impacto en el MER.

Las compañías implicadas en este proyecto son CFE de México e INDE de Guatemala. El sistema de interconexión ha estado en operación desde 2009.

El 15 de septiembre de 2010 México y Guatemala firmaron un contrato para la venta de capacidad de energía y energía asociada en el que INDE toma de CFE 120 MW de energía con una posible extensión hasta de doscientos MW. Por otro lado, CFE tiene la posibilidad de adquirir energía de Guatemala si se requiere para una contingencia o cualquier necesidad.

La entrada en operación de la interconexión eléctrica mejoró el sistema de energía guatemalteco. Las desviaciones máximas de frecuencia en el sistema guatemalteco cayeron a 0.1 Hertzios. Hasta hoy, se han evitado aproximadamente 150 acontecimientos secundarios y 11 acontecimientos con riesgo de apagones cada vez que la interconexión participó favorablemente para mantener las condiciones de estabilidad.

Panamá-Colombia. El objetivo de este proyecto es construir la infraestructura necesaria para la línea de interconexión entre estos dos países con el fin de consolidar la integración de mercados regionales entre el SIEPAC y la Región de Sudamérica. El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión desde la Subestación Panamá II (en la provincia de Panamá) hasta la Subestación de Cerromatoso (en el Departamento de Córdoba en Colombia). La línea de transmisión tendrá aproximadamente 600 km de largo y una capacidad de hasta 400 MV. El proyecto será desarrollado utilizando la tecnología conocida como HVDC (Corriente Continua de Alta Tensión) que tiene beneficios desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

La compañía Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP) es responsable de la viabilidad del proyecto, de su construcción y de la operación de la línea de transmisión. ICP está basada en Panamá y sus principales accionistas son Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. de C.V. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA) de Colombia. Desde la creación de ICP y con el apoyo del BID, la compañía ha estado trabajando en la viabilidad de las actividades del proyecto, tales como económicas, financieras, de viabilidad, de ingeniería básica, ambientales de estudios sociales, y desarrollando el plan de negocios.⁴⁰

⁴⁰

Isaac, A. and Castillo R. (2013), 'Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar', Latin American Energy Organization and Foreign Affairs, Trade and Development Canada, Abril de 2013., <http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/INTEGRACION%20EL%20CTRICA%20REGIONAL%20Y%20PROPUESTAS%20PARA%20AVANZAR.pdf>

Recuadro 3. REGION de SUDAMERICA (Comunidad Andina, CAN)

Antecedentes

A la fecha, uno de los logros de la Comunidad Andina (CAN) en el campo de la energía se ha dado en el área de integración eléctrica. Por ejemplo, en 2002, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela establecieron un marco para la interconexión y el intercambio eléctricos. Mientras que el marco pronto alcanzó exitosamente sus objetivos, se notificó que surgieron desacuerdos, especialmente con respecto al reparto de los ingresos (superávit) cuando la congestión de la red hacía subir los precios. En agosto de 2009, el marco fue suspendido; sin embargo, se puso en marcha un régimen de transición entre Colombia y Ecuador, y entre Ecuador y Perú, y para finales de 2013 había supuestamente interés en establecer un nuevo marco.⁴¹

El Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, SINEA

El Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, SINEA, que lleva un paso más adelante la integración y la optimización del comercio de energía eléctrica entre los países andinos, fue constituido en abril de 2011. Los esfuerzos de SINEA fueron reforzados el 27 de septiembre de 2012, cuando los funcionarios de energía que representaban a Chile, Colombia, Ecuador, Perú y Bolivia (ésta última como observador) firmaron la Declaración de Santiago, afirmando su compromiso con la integración eléctrica regional y los intercambios de electricidad optimizados. Estos países han hecho el compromiso de preparar el terreno para un nuevo marco para el intercambio de energía eléctrica en la región andina.⁴²

Intercambio de energía entre Colombia, Ecuador y Venezuela

Colombia y Ecuador comercian energía a través de las TIE (fórmula de Transacciones Internacionales de Electricidad) mediante transacciones spot de corto plazo. La inmensa mayoría de las transacciones son transferencias de energía de Colombia a Ecuador, debido a los bajos costos marginales de producción en Colombia.

Venezuela tiene dos líneas de interconexión desde Colombia. La primera línea de la transmisión cubre contingencias en el área del Caribe; mientras que la segunda está supuestamente en uso bajo un contrato bilateral entre participantes de los dos países, en el que Colombia vende energía y electricidad a Venezuela. Desde septiembre de 2008 el comercio de electricidad entre Colombia y Venezuela ha significado un promedio diario de exportación de 2,5 GWh.⁴³

MERCOSUR

El Mercosur está compuesto por Brasil, Argentina, Paraguay, Uruguay y Venezuela, mientras que Chile y Bolivia son países asociados. Los países miembros de MERCOSUR tienen experiencias interesantes en el campo de las interconexiones eléctricas, que han estado tradicionalmente asociadas con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos binacionales en los ríos que forman parte de sus fronteras comunes como Salto Grande, Itaipú y Yacretá (vea el anexo para una descripción más detallada de los acuerdos binacionales existentes).

Una de las decisiones más importantes de MERCOSUR en cuanto a interconexión eléctrica es la Decisión MERCOSUR/CMC/DEC No.10/98⁴⁴ en la que fueron alcanzados los acuerdos siguientes:

- Garantizar condiciones de mercado competitivas en la generación, evitando subsidios y prácticas discriminatorias, con precios que reflejen los verdaderos costos,

⁴¹ Inter-American Development Bank (IDB) (2013), 'IDB and Andean energy interconnection', IDB Monthly Newsletter, No 204, <http://www10.iadb.org/intal/cartamensual/Cartas/Articulo.aspx?Id=735c0c8d-8212-477a-a5ca-583e7bbeaf38&lang=en>

⁴² Inter-American Development Bank (IDB) (2012), 'IDB supports Andean electrical interconnection', IDB Monthly Newsletter, No 194, <http://www10.iadb.org/intal/cartamensual/cartas/Articulo.aspx?Id=faeee70a-071b-424a-a08d-005860720323&lang=en>

⁴³ Nolla, J. P., (2013), 'Mejora de Acceso a Mercados Energéticos Fase I Colombia. Estudio Integral de la Situación Actual y Perspectivas del Mercado Energético de Colombia', Latin American Energy Organization and Foreign Affairs, Trade and Development Canada, Octubre 2013, <http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Colombia%20Informe%20Final%20Octubre%20V3.pdf>

⁴⁴ <http://www.sice.oas.org/trade/mrcsrs/decisions/DEC1098.asp> (sólo en español)

- Los distribuidores, comercializadores y grandes consumidores situados en cualquier país miembro de MERCOSUR pueden contratar libremente sus fuentes de suministro.
- Permitir la compra y la venta de electricidad concordadas libremente entre compradores y vendedores según la legislación nacional y dentro de los acuerdos internacionales existentes, sin aplicar restricciones.
- Respetar el principio de libre acceso a la red de transporte, incluyendo las interconexiones internacionales, sin discriminación y sin forzar a los usuarios a pagar los costos regulados de la red.

Hay 15 interconexiones internacionales entre países miembros, que incluyen a Argentina y a Chile. Los primeros de ellos, como ya se dijo, están vinculados al desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos binacionales; sin embargo, con el tiempo ha habido otros que no están necesariamente ligados a estos proyectos.

Argentina-Uruguay

La interconexión entre Argentina y Uruguay ha estado en operación por casi 30 años. Tiene su base legal en el Acuerdo de Interconexión de Energía, firmado por ambos países en 1974 y en su Acuerdo de Instrumentación firmado en 1983, y es una entidad binacional: La Comisión de Interconexión, que administra las operaciones y asegura la conformidad con los acuerdos.

Después de la reestructuración del sector eléctrico en Argentina, ambos países han adoptado nuevos acuerdos comerciales que prevén permitir un acceso abierto al tránsito de energía producida por terceros (Brasil y Paraguay).

De todas las interconexiones actualmente en servicio en el MERCOSUR, la más importante por su volumen de transacciones es la que conecta la ciudad de Santa María en Argentina con Ita en Brasil, la cual consiste en una doble línea de circuito de 500 kV, con una capacidad de transporte de 2.000 MW, y una unidad de convertidor de frecuencia, ya que los dos países trabajan con diferentes frecuencias de operación.

Las líneas entraron en pleno funcionamiento en 2000, suministrando electricidad de Argentina a Brasil y utilizando gas natural para la generación. Hay otra línea de transmisión que conecta una central eléctrica argentina de ciclo mixto de 600 MW (Provincia de Salta) con el Sistema Interconectado del Norte Grande de Chile.

41. Como lo ilustran los ejemplos recién citados, la región de ALC ha hecho grandes avances en la interconexión, regionalmente (especialmente en SIEPAC), pero también bilateralmente, especialmente en el Cono Sur. Dentro de SIEPAC y en la CAN, se promueve activamente la competencia, y los sectores nacionales de la electricidad están (por lo menos en parte) privatizados, un factor que contribuye a un comercio transfronterizo exitoso. SIEPAC es por mucho el más avanzado de los mercados, y ha estado operando comercialmente desde 2013. Como tal, ha suministrado electricidad a las redes eléctricas nacionales de los países miembros durante las escaseces locales de energía. Un hito importante se logró el 1º de junio de 2013, cuando el marco regulatorio del centroamericano Mercado Regional de Electricidad (MER) entró en funciones, proporcionando el impulso para los intercambios regionales de electricidad y estimulante la inversión privada en el sector.

42. Para ilustrar la utilidad de un mercado integrado, cuando las presas hidroeléctricas de Panamá se agotaron debido a una sequía prolongada en 2013, pudo confiar en la red de SIEPAC para importar cantidades substanciales de electricidad generada en Centroamérica, con lo cual evitó una crisis energética potencial.⁴⁵

43. Lo que más destaca en la exposición anterior es la ausencia de un marco regulatorio general, aparte del que existe en SIEPAC. Los otros proyectos regionales son gobernados por tratados y declaraciones, pero parece no haber ninguna institución regulatoria regional formal. Como tal, los sistemas

⁴⁵ Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2013), 'Energy integration in Central America: Full steam ahead', Webstories, 25 June 2013, <http://www.iadb.org/en/news/webstories/2013-06-25/energy-integration-in-central-america,10494.html>.

existentes son más bien semejantes a un simple comercio transfronterizo, que a una integración más formal de mercados, como la de los acuerdos transfronterizos existentes en Norteamérica (vea recuadro). A pesar de acuerdos intergubernamentales bilaterales que han establecido lazos fuertes entre varias empresas de electricidad en la región, sigue habiendo frecuentes escaseces de energía en toda la región de ALC, lo que indica que no existen aún todas las condiciones para una integración exitosa.

Recuadro 4. Ejemplos de comercio transfronterizo en Norteamérica

Hay cooperación en Norteamérica entre los EE. UU. y Canadá, y entre México y EE. UU. El TLCAN establece el marco legal para la constitución de un mercado integrado de electricidad en la región de Norteamérica. Sin embargo, hasta ahora el alcance de la integración de mercado está limitado a acuerdos bilaterales entre EE. UU. y Canadá y EE. UU. y México.

La infraestructura de transmisión entre estos tres países no está bien integrada. El sistema eléctrico en el norte de México está mal conectado con la región del sur, mientras que en EE. UU. los tres sistemas eléctricos existentes dentro del North American Electric Reliability Council (Consejo norteamericano de confiabilidad eléctrica - NERC) tienen capacidades limitadas de interconexión entre ellos; además estos sistemas son incompatibles con el sistema eléctrico mexicano.

Hay fuertes diferencias entre los marcos regulatorios en estos países. En Canadá, los gobiernos provinciales son los propietarios de los monopolios verticalmente integrados y controlan las líneas de transmisión para exportar, mientras que en EE. UU. hay una mayoría de empresas de servicios públicos propiedad de inversionistas, la mayor parte de ellas integradas verticalmente y gobernadas por las regulaciones estatales que fijan los precios para el uso de líneas de transmisión y distribución. En México, antes de la reforma energética de diciembre de 2013, el anterior monopolio de estado Comisión Federal de Electricidad (CFE) controlaba la generación, la transmisión y la distribución de electricidad.

El intercambio de electricidad ha sido más activo entre EE. UU. y Canadá. EE. UU. exporta 0.4% de su generación total mientras que para México esta figura sólo representa 0.04%. Canadá exporta con regularidad a EE. UU. el 9 o 10% de su producción total¹. En 2010 estos dos últimos países decidieron discutir la creación de un "Grupo de trabajo sobre Electricidad" binacional para explorar los obstáculos y oportunidades de una red más estrechamente integrada para el comercio de electricidad, pero más tarde, la iniciativa fue descuidada, dado que la electricidad pasó a un segundo plano de prioridad para ambas administraciones.

(Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report, No.174.; Capítulo 6: Cooperación transfronteriza: Evaluación de los desafíos regulatorios y políticos para el Mercado de la Electricidad EE. UU.-MEXICO.)

6. Requisitos para una integración regional de mercados exitosa

44. Como hemos visto, el desarrollo para la integración regional de mercados varía tanto en el grado de integración como en los conceptos de los instrumentos utilizados. Es posible utilizar diferentes modelos de mercado y ejemplos legales y regulatorios, así como una gran variedad de modelos organizativos, técnicos y de procedimientos. Por lo tanto, una integración regional exitosa requiere de una gran variedad de análisis conceptual y de decisiones como:

- elección del tipo de integración (como unión de mercados o separación de mercados);
- cartografía completa de las capacidades de red, incluyendo el uso de capacidades de transmisión;
- transición hacia una asignación coordinada de capacidades transfronterizas; incluyendo
- el establecimiento de mercados de equilibrio regionales e intercambio regional de reservas;
- la elección de un modelo de fijación de precios, como fijación nodal o zonal;
- modelo de mercado, análisis económico, con pronósticos de demanda; y
- gestión de riesgos.

45. En esta sección, examinaremos algunos de los requisitos para instalar la infraestructura adecuada, antes de analizar las políticas estructurales, las cuestiones de fijación de precios y la regulación de mercado para los mercados integrados. La parte final de esta sección discutirá brevemente el impacto de la integración de mercado en la competencia al por menor. La integración regional ciertamente requiere ante todo de una decisión política. Para los fines de este documento, asumiremos que los gobiernos de la región de ALC están dispuestos a comprometerse a la integración regional, poniendo de lado cualquier cuestión política que pueda interferir con el proceso. Para dar incentivos a los participantes del mercado, ya sean generadores de energía, operadores de sistema, empresas de servicios públicos o usuarios, así como inversionistas, los diversos sistemas regionales deben evolucionar para abarcar un conjunto claro de reglas, y para proporcionar los estímulos adecuados para la fijación de precios. Esta sección se centra en los elementos necesarios para que la integración regional sea un objetivo significativo para todos los implicados.

6.1 *Cómo asegurar una inversión suficiente en capacidades de generación y en interconexión física*

46. Construir interconexiones y redes de distribución es costoso. Es también un requisito previo para que pueda existir cualquier mercado: La electricidad es transportada a través de líneas eléctricas y si no hay conexión física entre dos regiones, entonces esos mercados no pueden interactuar, a menos que sean conectados indirectamente a través de otra región. Las redes de interconectores son necesarias para permitir el comercio transfronterizo de electricidad, estimular la competencia (reducir el poder de mercado) y conectar fuentes diferentes de energía a la red eléctrica nacional, incluyendo las fuentes renovables. Si hay acuerdo y voluntad política para establecer una cooperación más cercana entre países, una de las principales cuestiones es entonces el financiamiento⁴⁶ de la construcción de la infraestructura necesaria, ya que implica inmensos costos, fijos y ocultos. Esto incluye la necesidad de establecer los mecanismos para hacer frente al problema de los oportunistas, ya que ciertos países pueden beneficiarse de la nueva infraestructura de transmisión sin contribuir financieramente a su construcción⁴⁷. Las asociaciones internacionales y las agencias de desarrollo tienen un papel que jugar aquí, para coordinar el financiamiento de tales inversiones y ofrecer incentivos a la cooperación – este papel es desempeñado en Europa por la UE. En un típico esquema del pollo y el huevo, un mercado grande, integrado y más previsible, una vez que quede establecido o creíblemente planeado, también será más atractivo para los inversionistas privados.

47. Tener la capacidad suficiente de transmisión no es sólo un problema para ALC. En muchos mercados de electricidad liberalizados la inversión en redes de transmisión, especialmente en capacidad interregional de transmisión, no ha llevado el mismo paso que la expansión solicitada, la capacidad de generación o el volumen del comercio al por mayor. Esto ha llevado a un aumento de la congestión en las redes de transmisión⁴⁸, ocasionando el surgimiento o le intensificación del poder de mercado existente. La falta de inversión adecuada en transmisión es también un problema en Chile, según Joskow⁴⁹. La falta de

⁴⁶ Por 'cuestión de financiamiento' queremos decir quién (qué país, y qué inversionista privado o público) y en qué proporción proporciona las fuentes monetarias necesarias para la construcción de la interconexión física entre las redes de electricidad de dos países.

⁴⁷ Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report, No.174.; Capítulo 6: Márquez, A., Simpson, M: 'Cross-Border Cooperation: Assessing Regulatory and Political Challenges to the US-Mexico Electricity Market'.

⁴⁸ Esta congestión creciente puede ser un obstáculo para un mayor desarrollo de mercados al por mayor, competitivos y eficientes para la electricidad (Banco Mundial, 2010).

⁴⁹ Joskow, P. L. (2008), 'Lessons Learned From Electricity Market Liberalization', The Energy Journal, número especial 2008., <http://economics.mit.edu/files/2093>.

inversión fue asimismo un problema en Brasil después de la liberalización, pero las autoridades aprendieron su lección de la crisis de suministro. A partir de entonces, cambiaron a un sistema basado más bien en subastas para asegurar las ampliaciones adecuadas de la red. Las redes de distribución de electricidad son igualmente demandantes, por ser sistemas que exigen altas concentraciones de capital y requieren una inversión regular para mantener, actualizar y ampliar los activos para asegurar la certeza del suministro a largo plazo.

48. La inversión en energías renovables, fuentes más limpias de generación y programas más amplios de eficiencia energética es también esencial para la sostenibilidad a largo plazo del sistema de energía, y han llegado a ser una prioridad política en varios países de ALC. Un emprendimiento interesante puede verse en el mercado chileno con respecto al establecimiento de nuevas plantas generadoras hidroeléctricas por las dos compañías generadoras más grandes de Chile (Colbún S.A. y Endesa S.A.) en el marco del proyecto de asociación de HydroAysén para compartir los riesgos y los costos del establecimiento de nuevas centrales eléctricas.⁵⁰

49. Hay diferentes maneras de asegurar la expansión y la operación óptimas de una infraestructura de servicio público⁵¹: ya sea por aportación pública, en cuyo caso el bien es construido utilizando un proceso público de adquisición, financiado por el gobierno y administrado por el sector público, o por una plena aportación privada del bien, en cuyo caso puede establecerse contrato de construcción-propiedad-operación con un contratista privado. Muchas centrales eléctricas son construidas de acuerdo con este modelo. Otro modelo es la concesión, en la que el concesionario opera y financia el mantenimiento del bien, pero no está implicado en la construcción. La infraestructura se queda en manos públicas a través del contrato y el operador privado paga para que el gobierno opere el sistema. Por último, el gobierno puede querer ser parte de una asociación público-privado (APP).

Recuadro 5. Las Asociaciones público-privadas como un motor para la inversión en infraestructura eléctrica

Los hechos demuestran que las inversiones en APP⁵² han sido aplicadas exitosamente en los países de la OCDE para aportar inversión en servicios públicos de infraestructura. La participación de capital privada puede ser especialmente beneficiosa en el caso de proyectos grandes, de largo plazo y de infraestructura cara, en mercados en los que las condiciones de oferta y demanda o tecnológicas no cambian rápidamente. En el sector de la electricidad los consorcios APP pueden ser utilizados especialmente para aportar inversiones en generación, sistemas de transmisión o interconectores⁵³.

La participación del sector privado en un servicio público tiene varias ventajas, entre ellas los conocimientos y la pericia técnica, enfoques innovadores y capacidades directivas para coordinar la construcción y el mantenimiento de la infraestructura; la pericia financiera y una mejor gestión de riesgos aportados por empresas privadas, la introducción de presión competitiva y, en los mejores escenarios, una reducción de la presión sobre el presupuesto del estado. Los

⁵⁰ Veá Raineri, R. y Contreras, G. (2010), 'Efficient capacity investment and joint production agreements in an oligopolistic electricity market: The HidroAysés joint venture project', Energy Policy, vol. 38, pp. 6551-6559., www.elsevier.com/locate/enpol

⁵¹ Araújo, S., Sutherland, D. (2010), 'Public-Private Partnerships and Investment in Infrastructure', OECD Economics Department Working Papers, No. 803, ECO/WKP(2010)59.

⁵² Un acuerdo de APP es una relación contractual a largo plazo (en promedio 30 años) entre una institución pública y una empresa privada para la construcción y la operación de infraestructura, donde la parte privada es confiable para el financiamiento de la construcción y del mantenimiento de la infraestructura y de la provisión de servicios, a cambio de pagos regulares a largo plazo por el gobierno. Generalmente el bien es propiedad de la parte privada.

⁵³ Aunque las inversiones en transmisión son necesarias para conectar la generación (centrales eléctricas) con la red de distribución; invertir en interconectores – aunque serían muy importantes para la expansión de la integración regional – no es imprescindible para el funcionamiento del sistema eléctrico.

acuerdos de APP generalmente conjuntan la construcción y la operación. Las APPs son las más adecuadas cuando hay una externalidad positiva entre la fase de construcción y la de operación, lo que crea un estímulo para la parte privada para internalizar los costos operativos y de mantenimiento en sus decisiones de inversión durante la fase de construcción y tomar en consideración el desempeño a largo plazo del bien. Los hechos demuestran que las inversiones de APP han sido empleadas exitosamente en el caso de carreteras, puentes y prisiones, mientras que han tenido resultados negativos en el sector de tecnologías de información y comunicación (TIC). En el caso de hospitales y escuelas, las evidencias son tanto positivas como negativas.

Sin embargo este enfoque en aliviar la presión presupuestaria puede dar estímulos equivocados para elegir el modelo de APP. De ahí que sea fundamental un análisis de costo-beneficio completo antes de tomar una decisión sobre el financiamiento de un proyecto de infraestructura. Para decidir si se debe hacer un acuerdo de APP o utilizar otros métodos para financiar una inversión de infraestructura, debe considerarse los siguientes puntos⁵⁴:

- Un análisis costo-beneficio completo para ver si un acuerdo de APP es más ventajoso comparado con la adquisición tradicional.
- Determinar el tamaño apropiado de los proyectos para minimizar los costos de transacción (una APP es inadecuada para proyectos de bajo costo).
- Identificar al licitador más eficiente⁵⁵ y repartir los riesgos efectivamente y apropiadamente entre las partes⁵⁶.
- Determinar la duración apropiada del contrato, que debe proveer un flujo suficiente de ingresos para el socio privado en compensación por su inversión, pero que no crea incentivos para la sobreinversión. En sectores donde el riesgo ligado a la demanda es bajo la duración del contrato deberá ser más larga, mientras que en sectores donde es difícil pronosticar las condiciones de demanda, será más corto.
- Al hacer licitaciones: en las APP, el número de licitadores es limitado, debido a la complejidad del proyecto, que hace que la colusión sea más fácil entre licitadores. Deben tomarse medidas para prevenir la malversación de licitaciones.⁵⁷
- Las políticas tarifarias deben reflejar las necesidades de inversión (especialmente en el caso de los sectores del gas y la electricidad). Deben poder compensar a la parte privada por su inversión durante el período de concesión, sin crear estímulos para la sobreinversión.

Asegurar la verificabilidad de la calidad y las especificaciones de la producción para mejorar la calidad durante la fase de construcción y operación.

⁵⁴ Araujo, S., Sutherland, D. (2010), 'Public-Private Partnerships and Investment in Infrastructure', OECD Economics Department Working Papers, No. 803.

⁵⁵ Implica por ejemplo permitir que las compañías o los consorcios internacionales participen en licitaciones para incrementar el número de licitadores y así reducir la probabilidad de colusión.

⁵⁶ Esto es especialmente importante puesto que la parte pública enfrenta un riesgo importante al ser el proveedor de último recurso.

⁵⁷ OECD (2009), 'Guidelines for Fighting Bid Rigging in Public Procurement', DAF/COMP(2009)1/FINAL.

50. La participación de capital privada es sin embargo una de las mejores formas de asegurar un aumento de capacidad de generación y la expansión de la red⁵⁸. Los factores clave que afectan las decisiones de los inversionistas privados para participar en la transmisión y la generación de electricidad son:⁵⁹

- La existencia de gobernanza regulatoria sectorial y de una institución reguladora independiente para asegurar la certeza, la transparencia y la previsibilidad de las políticas regulatorias y ambientales;
- La existencia de factores de gobernanza en toda la economía (que incluya medidas para controlar la corrupción y las influencias políticas);
- La introducción de la capacidad renovable en el sistema de energía también puede atraer la inversión privada (los países que han integrado las energías renovables en sus sistemas tienen más probabilidades de atraer APPs hacia la transmisión y la distribución de electricidad, generalmente porque esas formas de energía se benefician de tarifas más favorables (como tarifas inyectadas), o subsidios estatales en la fase de inicio de operaciones); y
- Un mercado lo suficientemente grande y un nivel de "precios asequibles" para los consumidores.

51. Para brindar condiciones de igualdad a las empresas privadas y a los inversionistas, los gobiernos deben garantizar que ellos no utilizarán su poder para favorecer en forma oportunista a sus propias compañías ni a otros titulares poderosos. Es también importante construir instituciones fuertes y complementarias para asegurar la aplicación de la ley⁶⁰, como un sistema judicial creíble, autoridades de competencia, y otros organismos idóneos responsables de las políticas. Los reguladores tienen un papel clave en la supervisión de los sistemas de transmisión, ya que los sistemas de transmisión, tales como los interconectores, son monopolios naturales, y de ahí que tiendan a permanecer bajo el control del estado o regulatorio (independiente). El marco regulatorio y las reglas de fijación de precios deben incentivar la construcción de interconectores con el uso de capital privado^{61 62}.

6.2 *Políticas estructurales – cómo separar elementos competitivos y no competitivos*

52. Los mercados integrados tienen más probabilidades de tener éxito si son competitivos. La AIE indica que el primer requisito para introducir la competencia en el sector de la electricidad es separar o

⁵⁸ Podría observarse que los países en los que la electricidad permaneció en manos del estado tienen una penetración a veces igual o mejor que los países que privatizaron el sector. Una explicación puede ser que a veces las empresas privadas no reciben incentivos para invertir en la expansión de mercado en áreas rurales y/o localidades poco rentables. (Esto último fue también la razón para la nacionalización de los mercados de la electricidad en muchos países entre los años 1930 y 1960.)

⁵⁹ Vagliasindi, M. (2012), 'The Role of Regulatory Governance in Driving PPPs in Electricity Transmission and Distribution in Developing Countries: A Cross-Country Analysis', World Bank Policy Research Working Paper, No. 6121.

⁶⁰ Millan, J. (2005), 'Power Sector Reform in Latin America: Accomplishments, Failures and Challenges', Economic and Political Weekly, vol. 40, No. 50, pp. 5291-5301

⁶¹ Supponen, M. (2012), 'Cross-Border Electricity Transmission Investments', EUI RSCAS Working Paper, No. 2012/02.

⁶² Sin embargo con frecuencia hay una asimetría en la información entre los participantes del mercado y el regulador, por lo que deberá promoverse el diálogo entre participantes del mercado (o un organismo independiente de supervisión, comprometido con la competencia) y el regulador, para compensar tales asimetrías.

desagregar las actividades que son monopolios naturales de la red de todas las demás actividades.⁶³ La argumentación prosigue diciendo que si un generador titular o una compañía de venta al por menor mantiene el control sobre una red afiliada y puede excluir o puede limitar el acceso a esa red a generadores o detallistas competidores, el monopolio de la red puede extenderse a un monopolio de hecho en toda la cadena de valor.⁶⁴ Es necesario por lo tanto preguntarse si las autoridades de competencia en la región de ALC considerarían imponer una separación estructural de las compañías eléctricas como un requisito previo para la integración, como una política de promoción de la competencia. La AIE (2005) es bastante clara al respecto: afirma que "la transmisión y las redes de distribución deben ser operadas independientemente de la generación y de la venta al por menor. Aunque quizá parezca posible progresar lentamente con una industria verticalmente integrada dando pequeños pasos, de hecho el primer paso hacia la construcción de un mercado competitivo es el gran paso de decidir efectivamente la desagregación."⁶⁵ La división de una compañía integrada en sus partes competitivas y no competitivas es conocida como separación estructural y constituye un elemento central en la Recomendación sobre la Separación Estructural en Industrias Reguladas de la OCDE (2011)⁶⁶.

53. Para optimizar las oportunidades de que surjan mercados competitivos, esta desagregación debe por lo tanto centrarse en aumentar la competencia entre generadores, y en el nivel de la venta al por menor. La mesa redonda de la OCDE de 2002 indica que el regulador debe centrarse en separar a los generadores no restringidos, especialmente cuando los generadores no restringidos tienen costos marginales semejantes (por ejemplo si utilizan la misma fuente de combustible). La separación estructural debe además centrarse especialmente en la separación entre generación y transmisión. El principal desafío es asegurar que todos los generadores tengan oportunidades iguales de alimentar la red de transmisión, y todos los consumidores compartan la misma capacidad de extraer electricidad. Por ejemplo la principal competencia para un generador en un área geográfica específica puede ser un generador externo a través de un cable de transmisión. De ahí que el control de un generador sobre un vínculo de transmisión pueda darle control sobre sus principales rivales. Dentro de la Unión Europea, las pautas concordadas en el Foro regulatorio europeo procuran promover el uso no discriminatorio de las líneas de transmisión, especialmente en casos en los que los derechos financieros de transmisión aumentan el poder de mercado de los generadores.⁶⁷ El paso lógico es pues separar la generación y la transmisión. Tal como lo expuso la OCDE (2011), el punto crucial de la separación no es solamente una línea divisoria entre venta al por mayor/venta al por menor; sino más bien el objetivo es aislar aquellas ventajas que no pueden ser replicadas y son consideradas monopolios naturales de las actividades de generación y comercialización.

54. La separación puede adoptar una variedad de formas, desde medidas de conducta hasta medidas estructurales. La separación contable constituye la forma más débil de separación disponible, y la separación de propiedad la más fuerte. En medio de estos dos extremos, hay varias opciones funcionales/operacionales de separación: creación de una división en la venta al por mayor; separación

⁶³ Agencia Internacional de Energía (2005), "Lessons from liberalised electricity markets" OECD/IEA, Paris, 2005., <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/lessonsnet.pdf>.

⁶⁴ Ibid.

⁶⁵ Vea la nota a pie de página 62.

⁶⁶ El 26 de abril de 2001, el Consejo de la OCDE adoptó una Recomendación con respecto a Separación Estructural en Industrias Reguladas. Es un llamado a los gobiernos para considerar la separación estructural, en particular los pros y los contras de separar la estructura de actividades de una empresa regulada. Dos reportes sobre experiencias de países con la separación estructural fueron compilados en 2006 y 2011, lo que llevó a una revisión de la recomendación en 2011. Vea: www.oecd.org/daf/competition/recommendationconcerningstructuralseparationinregulatedindustries.htm

⁶⁷ Vea también la sección sobre cuestiones de fijación de precios y DFTs (Derechos financieros de transmisión).

virtual; separación de negocios; separación de negocios con estímulos localizados; separación de negocios con arreglos separados de gobernanza; y separación legal que implica personas jurídicas separadas bajo la misma propiedad⁶⁸. Sin embargo, Hilke (2001) indica que "el control independiente, no discriminatorio del acceso a la red y los estándares de conexión son un elemento fundamental de la competencia efectivo", y (...) "las reglas de conducta no son suficientes para promover un acceso no discriminatorio a la red".

6.3 *El operador de sistema*

55. Cuando se desagrega los mercados de electricidad, las partes no competitivas quedan generalmente bajo la gestión de un operador de sistema, y se sujetan a un control estricto regulatorio y/o del estado. La operación centralizada del sistema es un monopolio natural necesario que también debe ser completamente independiente de la generación, el comercio y la venta al por menor. En Irlanda, por ejemplo, los mercados de electricidad del norte y del sur fueron integrados en un Mercado Único de Electricidad (SEM, por sus siglas en inglés) que entró en vigor el 1º de noviembre de 2007. Antes de la integración, el operador en ejercicio en la República, ESB, fue reestructurado en "unidades de negocio fuertemente encerradas". Estas unidades de negocio cubrieron principalmente la Generación de energía (GE) de ESB, ESB Networks (que posee, pero no opera, la red de transmisión y es tanto propietario como operador de la red de distribución), y el Suministro al Cliente de ESB. Además, la Red Eléctrica Nacional de ESB se convirtió en una entidad legalmente separada, EirGrid plc, que tomó el relevo en el papel de operador de sistema de transmisión (bajo el modelo ISO) en julio de 2006.⁶⁹

56. En términos más generales, un organismo central para la operación de sistema manejará la interfaz entre los procesos de mercado y los productos físicos verdaderos, especialmente el equilibrio de la oferta y la demanda en todo el sistema eléctrico. La operación efectiva del sistema es por lo tanto una parte imprescindible de los estímulos financieros en un mercado liberalizado (AIE, 2005). Nótese que esta gestión en tiempo real del equilibrio entre oferta y demanda significa que el operador de sistema entrega algo semejante a un bien público. La respuesta a esto en un mercado liberalizado con actores racionales es comprometerse a acciones individuales por adelantado (mercados de futuros) y medir el resultado para garantizar la satisfacción. El operador del sistema por lo tanto debe tener pleno poder de supervisión sobre el consumo y la generación, y esto sólo puede lograrse mediante un conjunto amplio de reglas sobre la forma en que los generadores, los detallistas, los comerciantes y los consumidores deben interactuar con el sistema, también conocido como acceso de terceros regulados (Europa), o libre acceso (EE. UU., Australia).

57. La función del operador del sistema puede ser propiedad de la compañía de red de transmisión, o puede ser completamente independiente. A menudo son, enteramente o en parte, propiedad del estado o de los gobiernos nacionales. Si el sector ha sido desagregado, serán independientes de las compañías de generación de electricidad (de abajo hacia arriba) y de las compañías de distribución de electricidad (de arriba hacia abajo). Son financiados ya sea por los estados o países o cargando una cuota proporcional a la energía que transportan. Nótese que a pesar de la regulación, es imposible prescribir reglas para cada acción que de un operador de sistema (AIE, 2005). Por lo tanto, los operadores de sistema todavía mantienen ciertos poderes discrecionales, a pesar de los cuidadosos esfuerzos por regular el acceso a la red.

⁶⁸ Cave, M. (2006), 'Six degrees of Separation: Operation Separation as a Remedy in European Telecommunications Regulation', Communications and Strategies, No 64., 4º trimestre de 2006, pp. 89-103., http://mpira.ub.uni-muenchen.de/3572/1/MPRA_paper_3572.pdf.

⁶⁹ Conlon, P. (2009), 'The Integration of Electricity Markets in Ireland under the ISO Model', ESB International White Paper, <http://www.esbi.ie/news/pdf/White-Paper-Integration-Electricity-Markets.pdf>

58. Se exige del operador del sistema que mantenga un continuo (segundo a segundo) equilibrio entre el suministro de electricidad de las centrales eléctricas y la demanda de consumidores, así como asegurar la provisión de reservas que permitirán hacer frente a las contingencias repentinas mediante la gestión de servicios auxiliares. Además de sus papeles de despacho de generación en tiempo real y de manejar la seguridad, el operador de sistema también realiza investigaciones y planifica para asegurar que ese suministro pueda satisfacer la demanda y que la seguridad del sistema puede mantenerse durante futuros períodos de comercialización. Entre otros ejemplos de trabajo de planificación puede incluirse la co-coordinación del generador y las fallas de transmisión, la facilitación para comisionar una nueva planta de generación y conseguir servicios adicionales para apoyar la operación del sistema de energía.

59. La decisión sobre cómo tratar la función de operador de sistema en los mercados integrados sigue sin tomarse en ALC. La AIE indica que la cooperación entre operadores de sistemas vecinos es crítica para el desarrollo del comercio entre jurisdicciones vecinas. Tal desarrollo sólo resulta probable si todos los operadores de sistema implicados tienen estímulos para el co-operador. En EE. UU., la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) ha definido Asociaciones Regionales de Transmisión (RTO, por sus siglas en inglés) y operadores Independientes de Sistema (ISO, por sus siglas en inglés). Los Operadores independientes de Sistema fueron resultado de que la Comisión sugiriera el concepto de un Operador de Sistema Independiente como una forma de que las reservas existentes de poder cumplieran con el requisito de proporcionar acceso no discriminatorio a la transmisión. Más adelante, la Comisión favoreció la formación voluntaria de Organizaciones Regionales de Transmisión para administrar la red de transmisión sobre una base regional en toda Norteamérica (inclusive Canadá).⁷⁰

60. Como parte de un esfuerzo estructural de separación más completo para aumentar la competencia, las autoridades regulatorias en la región de ALC deberán por lo tanto definir a los operadores regionales de sistema. Dicho lo cual, las negociaciones acerca de las reglas y principios para el comercio transfronterizo pueden darse entre responsables de las políticas públicas y reguladores, pero la cooperación diaria estará en manos de los operadores de sistema implicados. Para el establecimiento de un mercado efectivo con verdadera igualdad de oportunidades y cooperación efectiva a través de las fronteras jurisdiccionales, será necesario que haya operadores completamente independientes y operadores de sistema efectivamente regulados (AIE, 2005). En EE. UU., un se exige que un RTO sea independiente de todo participante en el mercado; debe dar servicio a una región apropiada; debe tener la autoridad operativa sobre toda la transmisión bajo su control y debe tener autoridad exclusiva para mantener la certeza a corto plazo de la red que opera. Además, un RTO tiene funciones como la administración y el diseño de tarifas, la gestión de la congestión, el flujo de vías paralelas, los servicios auxiliares, la vigilancia del mercado, la planeación y la expansión, y la coordinación interregional, además de la gestión de la capacidad total en sus mercados.

61. En ALC, hasta la fecha sólo ha habido unos pocos casos de separación estructural en los mercados de electricidad. Chile, como primer país en el mundo en liberalizar su mercado de electricidad, continúa siendo considerado un ejemplo exitoso de reforma de mercado de la electricidad.⁷¹ La desagregación estructural sucedió en los primeros tiempos del proceso de liberalización. La delegación chilena en la OCDE reporta que, gracias a las reformas, la compañía de electricidad más grande propiedad del el estado e integrada verticalmente, Endesa, fue dividida en 14 compañías: Seis compañías de generación, seis compañías de distribución y dos compañías de electricidad verticalmente integradas que

⁷⁰ Vea también el sitio web del FERC: <http://www.ferc.gov/industries/electric/indus->

⁷¹ Pollitt, M. (2004), 'Electricity reform in Chile: Lessons for Developing Countries.', J. Network Ind., 5: 221, <http://18.7.29.232/bitstream/handle/1721.1/45024/2004-016.pdf?sequence=1>, and International Energy Agency (2009), 'Chile: Energy Policy Review'. Vea también OCDE (2011), 'Recent Experiences with Structural Separation: A Report to the Council on Implementation of the 2001 Recommendation Concerning Structural Separation in Regulated Industries', DAF/COMP(2011)12.

dan servicio a áreas aisladas en el sur. Chilectra, la segunda mayor compañía de electricidad propiedad del estado, fue asimismo separada en una compañía de generación y dos compañías de distribución. Estas compañías desagregadas fueron privatizadas más adelante, y la infraestructura de generación, transmisión y distribución en Chile sigue siendo por entero de propiedad privada. Sin embargo, desde entonces, ha habido también una reintegración vertical, de tal modo que algunos generadores ahora también poseen activos de transmisión y de distribución.⁷²

62. La delegación chilena de la OCDE continúa diciendo que a pesar de su éxito en la reforma del mercado eléctrico, Chile ha encarado varios desafíos, que afectan el desempeño del mercado. Sequías severas han reducido la capacidad de generación hidroeléctrica (principal fuente de Chile) mientras que las importaciones de gas de Argentina han sido limitadas, lo que ha tenido un efecto semejante en la generación. También han surgido preocupaciones acerca del mercado de energía, debido a la continuada alta concentración en el sector de la generación, así como a la falta de independencia de los operadores de sistemas de transmisión de otros participantes en el mercado.⁷³

6.4 *Cuestiones sobre la fijación de precios*

63. Los generadores, los comerciantes y los detallistas se encuentran en el mercado. Si las condiciones y los productos son estandarizados y bien definidos, los participantes en el mercado sólo tienen que convenir en el precio. Así los costos de transacción se mantendrán en un mínimo y el precio se convierte en la señal que dirige todas las acciones, ligando entre sí todas las decisiones. Si los precios reflejan los valores reales en juego y si los estímulos son los correctos, las acciones resultantes llevarán a resultados eficientes. El problema con la electricidad es su naturaleza, y el hecho de que los consumidores sin embargo esperan que la electricidad sea entregada de manera oportuna, estable y segura. En la misma ubicación, la demanda fluctúa en forma desenfrenada, en el transcurso de un día (aún cada hora), y en un año. Además, la capacidad de suministro y de transporte son variables, y el costo de generación es totalmente dependiente de su fuente que o bien puede estar sujeta a variaciones en los precios de mercado internacionales (hidrocarburos), o depender del clima (hidroeléctrica y otras fuentes renovables).

64. En un mercado competitivo, los precios se basan en subastas marginales⁷⁴. Algunas tecnologías tienen costos marginales de corto plazo muy bajos (energía hidroeléctrica y eólica, y la energía nuclear); la electricidad térmica tiende a tener costos marginales más altos. El problema es que los costos marginales de corto plazo (que determinan los precios competitivos) sólo compensan una fracción de los costos marginales a largo plazo. Para la energía nuclear, hidroeléctrica y renovable, la participación mayor en los costos es la de la inversión inicial. Esto significa que esas tecnologías sólo recuperan sus costos de inversión durante las horas en que el precio de mercado es determinado por otros recursos con costos marginales de corto plazo más altos. Cada tecnología tiene sus propias consideraciones de precio, y nosotros no los discutiremos aquí. Sin embargo, éstos determinarán si una planta será utilizada para la generación de carga de base o de cargas máximas. Por ejemplo la rentabilidad de una planta destinada a cargas máximas depende de los pagos hechos en las poquísimas horas de operación cada año que compensan tanto los costos variables como los fijos. Es decir, una planta así depende de una renta de escasez para ser rentable. Otras limitaciones a los precios pueden ser las importaciones, un tope en los precios o el consentimiento o la capacidad de los consumidores de modificar su consumo. Por último, hay

⁷² OCDE (2011), 'Recent Experiences with Structural Separation: A Report to the Council on Implementation of the 2001 Recommendation Concerning Structural Separation in Regulated Industries', DAF/COMP(2011)12, p. 48-49.

⁷³ Ibid.

⁷⁴ Vea Agencia Internacional de Energía (2005), 'Lessons from liberalised electricity markets' OECD/IEA, Paris, 2005. para un análisis más completo.

también costos implicados en el transporte de electricidad. Los precios que reflejan los costos reales de generar, transportar y consumir electricidad deben por lo tanto también justificar los costos de las redes y las pérdidas en la red. En muchos mercados de electricidad, incluyendo los de ALC, no es el caso en la actualidad.

65. La esperanza de las reformas a favor del mercado era aumentar la transparencia del mercado y reflejar mejor el costo real de la generación y del transporte en los precios; pero también ver una reducción en los precios de la electricidad, gracias a la competencia, y a la vez reducir distorsiones en los precios como la de los subsidios cruzados. El problema es que para muchos, especialmente para los países en desarrollo, los precios de la electricidad se han mantenido artificialmente bajos a través de subsidios estatales al sector, y no cubren los precios de la generación y el suministro de electricidad. En estos casos, la liberalización y la integración de mercados llevarán y deben llevar a precios al consumidor más altos.

66. Por eso muchos países todavía aplican una regulación de precios a fin de garantizar la "accesibilidad" de la electricidad, lo cual es también una cuestión de alto contenido político. Como consecuencia, en algunos países los precios de la electricidad siguen siendo demasiado bajos para cubrir los costos e impulsar la expansión del sistema a través de la inversión privada, y el sector sufre aún de constantes subvenciones cruzadas entre los clientes domésticos y los industriales. En esos casos los precios no envían las señales correctas a los participantes en el mercado y, siendo artificialmente bajos, tendrán por resultado la falta de nuevas inversiones en la red, que es crucial para la seguridad de la energía y la operación apropiada de las redes. Esto resulta en un círculo vicioso en ciertos lugares con infraestructura pobre y en una falta de interés privado por invertir para actualizar el sistema.

67. Existen diferentes sistemas para velar por la "accesibilidad" de los suministros de electricidad, por ejemplo:

- regulación de precios : tarifas predeterminadas (Francia), topes de precios (Eslovaquia)
- reglamentación selectiva (el concepto de los consumidores vulnerables, Reino Unido)
- a través de la competencia: sin regulación (países nórdicos, República Checa)

68. Nótese que si no se creyera que la última opción fuera posible de realizar por un estado, sin embargo, desde el punto de vista de la competencia los subsidios directos a los consumidores serían la manera menos distorsionante de resolver el problema del "precio asequible".

69. Algunos países latinoamericanos (Argentina, Chile, El Salvador y Perú) han introducido regulaciones basadas en la calidad de los resultados para establecer tarifas multianuales y evaluar el cumplimiento de las normas de calidad en el servicio brindado por las empresas de distribución.

70. Las condiciones y los costos del suministro de electricidad pueden variar también dentro de un mismo país, de manera que aplicar una regulación de precios unificada puede distorsionar las condiciones de suministro entre las distintas regiones de un país. Esto ha sido resuelto en algunos países, como Suecia, mediante la llamada partición de mercado, con la que se fragmenta los mercados en diferentes áreas de precios que reflejan mejor el costo de generación y transporte de electricidad, y las condiciones de demanda que prevalecen en el mercado.

6.5 Manejo de la congestión

71. Toda fijación de precios por localidades brinda estímulos al comercio. Dos áreas vecinas con precios diferentes experimentarán un beneficio neto gracias al comercio. En general, estos beneficios serán

para el consumidor del área de precios altos y para el generador en el área de precios bajos.. Pero la distribución de los beneficios también dependerá de cómo esté organizado el comercio. En los EE. UU. el acceso a estos ingresos es llamado derechos financieros de transmisión (DFT); en Australia se le llama residuo de asentamiento, y en los países nórdicos es conocido como rentas de congestión. Un primer requisito para obtener los beneficios es el acto de ligar las dos áreas con una línea de transmisión (explicado más arriba). El propietario y director de esta línea se convierte en el "portero" y obtiene el poder potencial de cobrar (todo o parte de) los beneficios. El actor que controla el flujo podrá recibir el coeficiente de ajuste de precio. Cómo asignar los DFTs que se generen en ALC será una parte crucial del avance hacia la integración de mercados.

Recuadro 6. Derechos financieros de transmisión

Los DFTs brindan dos principales oportunidades: Los participantes en el mercado los pueden utilizar para cubrir riesgos asociados con diferencias de precio entre áreas; y los DFTs pueden enviar una señal al mercado para una inversión eficiente en nueva capacidad de transmisión. En los EE. UU., el PJM asigna los DFTs a propietarios de transmisión, poseedores de viejos contratos y constructores de nueva capacidad de transmisión. Los propietarios de los DFTs pueden a su vez usarlos para cubrir diferencias de precio en el comercio bilateral, o pueden comerciar los DFTs directamente. El sistema PJM realiza subastas anuales y mensuales de DFT.

En el mercado nórdico, los operadores de sistemas de transmisión (TSOs, los operadores nórdicos de sistema) otorgan al Nord Pool un monopolio sobre toda la capacidad de transmisión disponible entre zonas de precios para el comercio de un día adelante. Es decir, todos los DFTs son asignados al Nord Pool, que cobra la renta de congestión. Depende de los TSOs administrar cualquier desviación entre la capacidad de transmisión disponible para el comercio y la transmisión física verdadera. Siguiendo el comercio, el Nord Pool asigna las rentas de congestión a los TSOs nórdicos, que son dueños del Nord Pool, según una fórmula. Nótese que los TSOs están sujetos a la regulación de la UE en cuanto al acceso de la red para intercambios transfronterizos. Ésta establece que las rentas de congestión pueden ser utilizadas para tres fines: garantizar la disponibilidad real de capacidad asignada mediante despachos en orden de prioridad; hacer contactos para la inversión, y como parte de la base de ingresos regulada que debe ser tenida en cuenta cuando se reglan las tarifas de red.

72. La regulación del precio también puede afectar la integración regional de mercados. Si los precios difieren significativamente entre países (vecinos), esto puede llevar a subsidios cruzados entre países en el mercado regional. Por último, la estructura de fijación de precios también debe proporcionar estímulos suficientes para los generadores para querer entrar en el mercado, pero sin excluir a algunos grupos de consumidor.

73. Las estructuras de precio varían apreciablemente de sistema a sistema. Muchos países (entre ellos la mayoría de los países europeos) constituyen áreas de precio único, de tal modo que las fronteras de un país son generalmente idénticas a las zonas de precio (aunque en algún caso, como en Suecia, los ISOS han fragmentado los mercados para permitir que los precios reflejen las condiciones de mercado para manejar los problemas de congestión). Los problemas pueden ocurrir cuando mercados de electricidad colindan tienen precios diferentes. No obstante hay una razón lógica para las zonas de precio diferentes. El objetivo de la UE es la creación de un mercado único europeo de electricidad a través del fomento de la integración regional de mercados; sin embargo la Comisión Europea admite que la partición de mercados puede crear condiciones de igualdad para los clientes industriales en la UE, ya que las diferentes zonas de precio reflejan las condiciones de mercado verdaderas y envían las señales apropiadas al mercado, con lo cual llevan a condiciones más homogéneas a largo plazo.

74. En la UE, la gestión transfronteriza de la congestión es regulada en el nivel de la UE, mientras que los operadores de sistemas de transmisión son libres de elegir sus métodos para tratar con la congestión interna. En el nivel nacional hay por lo general tres maneras de que los operadores de red puedan manejarla congestión interna: 1) por partición de mercados; 2) por intercambio de congestión; 3) por contra-mercado (significa que el operador de la red afecta las pautas de consumo de los participantes

en el mercado en ambos lados de la línea congestionada, tomando medidas en el mercado de equilibrio⁷⁵). El intercambio de congestión (que significa reducir las capacidades de comercio con mercados/países vecinos) está prohibido en general en la UE, porque reduce las capacidades de transmisión transfronteriza a favor de los usuarios nacionales de la red, pero puede justificarse en base a la seguridad operativa, la rentabilidad y la reducción de impactos negativos en el mercado interno de electricidad.

75. En ALC, los altos costos de la electricidad siguen siendo un problema importante. Las estimaciones colocan el precio al por mayor en Centroamérica en alrededor de 150 dólares por megavatio-hora, comparado con 50 dólares para otros sistemas comparables — lo que lo hace tres veces más caro. Con SIEPAC en pleno funcionamiento, se anticipa una reducción importante de ese costo tanto para los usuarios residenciales como de negocios, junto con una mayor seguridad y certeza, según el BID.

76. Se espera que estos avances ocurran en varios frentes. SIEPAC y MER harán posible el desarrollo de proyectos regionales de generación más grandes y eficientes, al mismo tiempo que facilitará la preparación de un número mayor de proyectos de energías renovables, tradicionales y no tradicionales, contribuyendo así a una diversificación de la matriz regional de energía. Se espera también que el sistema permita a los países reducir su necesidad de mantener una capacidad de reserva, lo que traerá ahorros adicionales.

77. Esto sugiere que la integración regional de mercados puede tener éxito en integrar las diferentes zonas de precio en un mercado, pero los precios deben ser fijados con cuidado para no enviar las señales equivocadas a los operadores de transmisión y a los inversionistas.

6.6 Un marco regulatorio apropiado: Mitigación del poder de mercado

78. Las reglas que gobiernan la operación del mercado de la electricidad tendrán un impacto substancial en los estímulos de los participantes en el mercado. Esto fue lo que resultó de la experiencia temprana del mercado conjunto de electricidad entre Inglaterra y Gales en los años noventa. Biggar (2002) cita a Wolak y a Patrick, quienes indican que la estructura de mercado y los detalles de las reglas de mercado que gobiernan su operación determinarán si el mercado "traerá beneficios a los consumidores en forma de precios de electricidad más bajos.

79. Siguen diciendo que "sutiles diferencias en las reglas del mercado pueden aumentar dramáticamente la capacidad de los generadores que venden en el mercado para fijar precios substancialmente superiores a los costos marginales y promedio... [L]as reglas que gobiernan el mercado pueden presentar oportunidades para que los grandes productores exploten su poder de mercado y muchos de estos modos de ejercer el poder de mercado son sutiles, pero poderosos en el sentido de que pueden rendir altas tasas de ganancia. Estas estrategias pueden ser difíciles de discernir y aún más difíciles de corregir."⁷⁶

80. Una preocupación clave para un mercado integrado será por lo tanto cómo tratar con el poder de mercado. Aunque se supone que la integración regional es un remedio para el poder de mercado (como se ha demostrado en el Nord Pool), con el tiempo y una vez que la capacidad llega a estar constreñida, o que los lazos de transmisión resultan insuficientes para aliviar la congestión, es probable que el poder de mercado vuelva a mostrar su cabeza.

⁷⁵ Por ejemplo paga a los generadores por el tamaño excedente para reducir su producción, mientras que a los generadores en el otro lado del cuello de botella se les paga por generar más.

⁷⁶ Wolak, F. A. and Patrick R. H. (2001), 'The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market', National Bureau of Economic Research, No. w8248.

81. La OCDE ha examinado algunos de los factores que deben escogerse para un diseño de mercado apropiado en el caso del mercado de electricidad al por mayor (Mesa redonda WP2, octubre de 2002) para ayudar a mitigar el poder de mercado. Estos factores incluyen: a) si la participación en el mercado es obligatoria o se permiten acuerdos bilaterales; b) si las ofertas del lado de la demanda están permitidas; c) si las ofertas son simples precios y cantidades o si incluyen otros términos, como la flexibilidad de la planta; d) si los precios son calculados ex-ante (sobre la base del pronóstico de la demanda y el suministro) o ex-post (sobre la base de la demanda y el suministro reales); e) si los licitadores son pagados sobre la base de su oferta (pago como ofertado) o sobre la base del precio de remate en el mercado; f) si existen pagos especiales para la disponibilidad de capacidad; y g) si las ofertas son firmes o no.

82. Conlon (2009) analiza la respuesta utilizada en el mercado integrado de Irlanda, donde las autoridades regulatorias desarrollaron una estrategia de mitigación del poder de mercado para prevenir el abuso o la distorsión del mercado por participantes dominantes, como parte del desarrollo del mercado único de electricidad (SEM, por sus siglas en inglés). El foco más importante de la estrategia de mitigación del poder de mercado ha sido la imposición de contratos personalizados a todos los generadores con un nivel significativo de poder de mercado, la imposición de una condición de licencia a los generadores para que adhieran a un código profesional de oferta y el establecimiento de una Unidad de seguimiento del mercado para vigilar el comportamiento de oferta de los participantes. Los contratos personalizados ponen bajo mandato que los generadores con una parte significativa del mercado deben firmar contratos a plazo fijo con los proveedores (es decir los compradores de electricidad) por un volumen específico en un precio basado en una fórmula predeterminada. El objetivo de los contratos personalizados es reducir el poder de mercado de estos generadores, para que no se retenga capacidad, ni se hagan ofertas por encima de los niveles competitivos para afectar los precios. La Generación de Energía ESB y la Mesa Directiva de Adquisiciones de NIE (una filial del Grupo Viridian) han sido puestos bajo mandato para suscribir contratos personalizados. Los participantes también pueden suscribir Contratos no personalizados. Ambos conjuntos de contratos son de naturaleza financiera, son conocidos como Contratos para la Diferencia y son utilizados como un medio para limitar la exposición de precios en la reserva. Ambos conjuntos de contratos son subastados trimestralmente.

83. Otras políticas para mitigar el poder de mercado serán necesarias en un mercado integrado, entre ellas políticas que promuevan el ingreso, políticas para promover el uso de contratos de largo plazo y políticas que hagan un uso adecuado de la propiedad pública como herramienta para equilibrar el mercado. La dificultad de diseñar el marco regulatorio para un mercado integrado en ALC reside en parte en el hecho de que no hay un marco uniforme para aplicar reformas en el sector de la electricidad (en muchos países las reformas están todavía incompletas, y a veces en retroceso)⁷⁷. Tampoco parece haber ninguna "mejor práctica" establecida, dado que los sistemas de energía eléctrica varían apreciablemente en tamaño, estructura y recursos (hidroelectricidad, eólica, energía geotérmica, energía nuclear, carbón, petróleo, gas y biomasa, por ejemplo) haciendo más difíciles la comparación y la transferencia de experiencias de reforma y regulación del sector. Dicho lo cual, los tres componentes más comunes del "modelo clásico" parecen ser:

- separación vertical u desagregación de los segmentos potencialmente competitivos de los segmentos de monopolio natural, tal como se expuso más arriba;
- privatización (la propiedad privada del segmento competitivo fue puesta en práctica en Chile, por ejemplo);
- creación de nuevas instituciones (idealmente) poderosas bajo la forma de reguladores independientes y agencias regulatorias; y

⁷⁷

Las reformas orientadas al mercado pueden tener beneficios significativos, pero es importante observar que las reformas incompleta o incorrectamente aplicadas pueden resultar en costos potenciales importantes y llevar a problemas de eficiencia.

- garantía de que se otorgue a las autoridades regulatorias, ya sean el regulador del mercado o la autoridad de defensa de la competencia, el poder y la independencia suficientes para poder intervenir en los mercados y prevenir la dominancia (ex-ante) o para imponer remedios (ex-post).

84. La razón detrás de la creación de autoridades independientes reside en la tentativa para aislar a los reguladores de las interferencias políticas que apuntan a influir la conducta de empresas reguladas, sus decisiones de inversión o empleo, o sus procesos de fijación de precios, en articular cuando el gobierno tiene intereses de propiedad en el sector eléctrico.

85. Hay diferencias considerables en la amplitud de la independencia de las autoridades regulatorias y de competencia en los diferentes países, inclusive en ALC. En muchos países no se ha prestado una atención adecuada a la creación de buenas instituciones regulatorias. Sin embargo, lo atractivo de un mercado tiende a aumentar si está bien regulado. La credibilidad del regulador tiende a aumentar si es independiente tanto del gobierno como de los participantes en el mercado; asimismo el marco regulatorio es más creíble en países donde existe un regulador independiente. La evidencia empírica sugiere que los países en desarrollo encaran costos más altos de oportunidad al establecer agencias regulatorias eficaces relativas al tamaño de mercado, en comparación con los países desarrollados. Por último, si la fijación de tarifas permanece en manos del gobierno central, limita los poderes efectivos de toma de decisiones de las autoridades regulatorias.

86. En ALC, la inmensa mayoría de los países ha establecido un cuerpo regulatorio independiente para el mercado de la electricidad, con grados variables de independencia respecto al gobierno. El diseño institucional de estas agencias eléctricas varía. Mientras que la mayoría se parece al sistema al estilo de los EE. UU., de gobernanza por una comisión independiente, hay otros que son diferentes. Por ejemplo, Chile y Colombia han adoptado modelos que dividen las responsabilidades regulatorias entre dos agencias, una que lleva a cabo funciones regulatorias (la Comisión Nacional de Energía) y otra encargada de la aplicación, lo que incluye las sanciones y la vigilancia de estándares de calidad en el servicio (Superintendencia).⁷⁸

87. Todas las agencias tienen poder de decisión en cuanto a tarifas, a excepción de México, Chile y Uruguay.

6.7 Competencia en la venta al por menor

88. Es esencial que los consumidores también cosechen los beneficios de la liberalización del mercado de la electricidad, y de la integración de mercados. La AIE enfatiza que "una competencia efectiva de venta al por menor crea una protección natural para los consumidores. Las compañías de menudeo bajo presión ante la competencia pueden desarrollar contratos y productos innovadores que crean aún más valor agregado a partir de la liberalización".⁷⁹ Sin embargo, es más desafiante instalar la competencia en la venta al por menor en el mercado, que en la competencia más arriba en la cadena. Instalar la infraestructura necesaria para hacer factible la competencia en la venta al por menor (como por ejemplo el bucle local), puede ser más costoso que los beneficios que puede cosechar a corto plazo.

⁷⁸ Andres, L. et al. (2007), 'Assessing the Governance of Electricity Regulatory Agencies in the Latin American and Caribbean Region: A Benchmarking Analysis', World Bank Publications, vol. 4380, www.wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP/IB/2007/11/09/000158349_20071109083355/Rendered/PDF/wps4380.pdf.

⁷⁹ Agencia Internacional de Energía (2005), 'Lessons from liberalised electricity markets' OECD/IEA, Paris, 2005., p.112, <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/lessonsnet.pdf>

89. La AIE propone que la medición inteligente, que ayuda a monitorear el uso de la electricidad en una base horaria, con lo cual ayuda a los consumidores a adaptar sus pautas de consumo, es una herramienta importante que aumenta la competencia en la venta al por menor y para ayudar a gestionar la demanda. Algunos medidores también pueden ser leídos remotamente, diariamente. Sin embargo, extender tal tecnología a los hogares es costoso, aunque estas opciones agreguen mucho valor. La AIE (2005) piensa que la alternativa para los pequeños consumidores es un sistema que utiliza perfiles de carga calculados en base a lecturas mensuales, trimestrales o anuales del medidor. Sin embargo, esto puede crear estímulos distorsionados, y además no permite que se reflejen los precios por hora, la parte más atractiva de la liberalización de la electricidad para los consumidores.

90. Dicho lo cual, el primer paso hacia la competencia en la venta al por menor es permitir a los consumidores cambiar de proveedores libremente, lo cual es posible en muchas jurisdicciones, como el Reino Unido y Australia (para nombrar sólo a unos pocos). Esto es una característica crucial de la competencia en la venta al por menor. Los hechos sugieren que los consumidores residenciales son más reacios a cambiar de proveedores que los usuarios industriales.⁸⁰ La AIE nota que el consumo no residencial representa normalmente 50%-70% aproximadamente del consumo total de electricidad y que los usuarios industriales con un consumo más alto tienen tarifas substancialmente más cambiantes.⁸¹ Esto también ha tenido alguna incidencia en los precios. Siguiendo la liberalización y la integración de los mercados nórdicos, los precios de la electricidad para los grandes consumidores bajaron. Para los consumidores residenciales el cuadro es más complejo, en parte porque muchos factores, entre ellos la inercia o una falta de comprensión del mercado entre otros, puede causar que los consumidores residenciales permanezcan con su proveedor. Sin embargo hay datos del Reino Unido que sugieren que siguiendo substanciales aumentos pico en los precios, los consumidores están más dispuestos a buscar nuevos proveedores (Littlechild, 2002). En ALC, esto es todavía una remota posibilidad en la mayoría de los países. Quizás sin embargo sea una manera de aliviar las preocupaciones sociales respecto a los precios – si lleva a un nivel más bajo de precios al por menor, lo que sería el resultado esperado de los mercados competitivos.

7. El papel de las autoridades de defensa de la competencia

91. Las leyes y las políticas de competencia apuntan a mantener a raya el comportamiento anticompetitivo y fomentar la eficiencia económica. Constituyen un pilar imprescindible del marco de políticas de una economía de mercado. Como tal, están naturalmente sujetos a la interdependencia y a la influencia recíproca que existe entre las diferentes partes de un marco de políticas de un país y su traducción en leyes y otras formas de regulación.⁸²

92. En un mercado integrado de la electricidad, será esencial permitir y favorecer la competencia para reducir los precios al por mayor y al por menor, ampliar la libertad de elegir del consumidor y favorecer la innovación en el suministro y la eficiencia energética a través de todo el mercado regional. La competencia puede ser introducida desagregando, en los mercados integrados de productos eléctricos, entre la distribución y la venta al por menor de energía, y desalentando los comportamientos anticompetitivos, como el de limitar la capacidad o explotar la congestión. En un mercado liberalizado en el que los negocios

⁸⁰ Littlechild, S.C., 2002. Competition in retail electricity supply. *Journal des Economistes et des Etudes Humaines* 12 (2/3), 379–402 and Littlechild, S.C., 2006. Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets. *Utilities Policy* 14 (3), 135–147.

⁸¹ Agencia Internacional de Energía (2005), 'Lessons from liberalised electricity markets' OECD/IEA, Paris, 2005., p. 113. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/lessonsnet.pdf>

⁸² Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (2010), 'Model Law on Competition', Capítulo VII., http://unctad.org/en/docs/tdrbpconf7L7_en.pdf

han sido separados, la producción y el suministro serán entonces muy probablemente controlados por la ley de competencia, mientras que la transmisión y la distribución permanecerán reguladas. Esto ya da una indicación de cómo hacer las partes de responsabilidad entre un regulador del sector y la autoridad de competencia (donde ésta existe); a nivel nacional y en el mercado integrado y regional.

93. Cómo dividir la responsabilidad entre el regulador del sector y la autoridad de competencia es una cuestión que variará de un sistema legal a otro. Es posible reconciliar las consideraciones de competencia y las funciones regulatorias mediante una división compartida del trabajo.⁸³ La ley de competencia y la ley del sector pueden operar en paralelo, con las autoridades de competencia que supervisan cuestiones de competencia y los reguladores de sector que tratan con cuestiones regulatorias, en un control y una supervisión de los mercados convencionales, ex ante y ex post. Esto implicaría que se otorgaría al regulador del sector poderes de control ex ante, mientras que la autoridad de competencia intervendría ex post. La UNCTAD (2006) sugiere que los asuntos de licencias deberán por lo tanto estar bajo la responsabilidad del regulador cuando momentáneamente las prácticas anticompetitivas en el mercado en cuestión requirieran de una revisión ex post.

94. Además de la división de tareas mencionada más arriba, existen varios otros modelos; cada uno plantea sus propios desafíos desde el punto de vista de la competencia:

- Las autoridades de la competencia y el regulador del sector pueden tener jurisdicción compartida en consideraciones de competencia;
- El regulador del sector puede recibir una autoridad exclusiva para tratar también los asuntos de competencia;
- Por último, en algunas jurisdicciones el sector de la electricidad (y otras empresas de servicios públicos) puede estar exento de la aplicación de la ley de competencia, como es el caso por ejemplo en Costa Rica.

95. De la discusión anterior deducimos que no es fácil identificar un modelo de "talla única" para el mercado regional integrado. Se debe tomar en cuenta varios factores al diseñar el modelo regulatorio para los futuros mercados de electricidad de ALC, teniendo en mente en particular la necesidad de permitir también a los consumidores beneficiarse de un mercado más grande, más seguro y más libre. Allí donde ya existen reguladores y autoridades, es necesario que haya un conjunto claro de reglas, que distribuyan claramente las responsabilidades y delimiten las áreas de jurisdicción; o al menos, un marco para la cooperación, en el que las reglas de compromiso estén definidas claramente. La OCDE (1998)⁸⁴ examina muchos de los asuntos que los constructores de nuevos marcos regulatorios y legales deben tener en cuenta. Lo que es más importante, las reglas deben ser claras, transparentes y no discriminatorias para los reguladores, los participantes en el mercado y los consumidores por igual.

96. Varios puntos clave deben ser resueltos para identificar la relación más apropiada entre el regulador del sector y la autoridad de competencia (o en algún caso, el papel de una autoridad conjunta). Lo mejor es dirigirlos como preguntas a las autoridades de competencia de la región. Contestar dichas preguntas ayudaría a precisar lo que debe ser la relación institucional y regulatoria:

⁸³ Veá Blumenthal, W. and Counsel, G. (2006), 'The Relationship Between Competition Agencies and Other Units of Government', In: Remarks before the Ministry of Commerce, Asian Development Bank and OECD, International Seminar Review of Anti-Monopoly Law, vol. 19., http://www.ftc.gov/sites/default/files/documents/public_statements/relationship-between-competition-agencies-and-other-units-government/20060519mofcom-adbfinal_0.pdf.

⁸⁴ OCDE (1998) Policy Roundtables on the Relationship between Regulators and Competition Authorities, DAF/CLP(99)8., <http://www.oecd.org/competition/sectors/1920556.pdf>.

- ¿Qué tipo de relación hay entre la autoridad encargada de la competencia y el regulador nacional de la electricidad? ¿Alguno de los modelos resumidos más arriba corresponde a su jurisdicción nacional?
- ¿La autoridad y el regulador pueden interactuar con electricidad en cuestiones de competencia? y, en caso afirmativo, ¿los límites de sus respectivas competencias están claramente definidos?
- Si no interactúan, entonces, ¿por qué no, y podrían hacerlo?
- ¿Ha habido cooperación con los reguladores de los mercados sobre cuestiones de poder de mercado? ¿Se tuvo éxito? ¿Qué problemas se encontraron?
- ¿Qué modelo de cooperación entre el regulador de sector y la autoridad de competencia sería el más adecuado a las condiciones de mercado en Latinoamérica y el Caribe?
- ¿Sería esto diferente en un mercado integrado?
- ¿Tiene la autoridad de competencia el poder de actuar en forma independiente en materia de energía, como por ejemplo haciendo cumplir la legislación en materia de competencia, iniciar estudios de mercado en forma unilateral, realizar labores de promoción? ¿Hay una diferencia de trato entre la generación, la transmisión y los segmentos del comercio minorista en este sentido?
- ¿Cómo se asegura usted de que los derechos de los consumidores se vean protegidos en un mercado integrado?
- ¿Cómo se puede esperar ver que cambie el papel de la autoridad nacional de competencia en un mercado integrado a nivel regional, en comparación con su papel actual en el mercado nacional de la electricidad?
- ¿Qué modelo de regulación consideraría adecuado para un mercado integrado a nivel regional? ¿Consideraría a la regulación del Mercado Único de la UE en el sector de la energía como un modelo?⁸⁵
- ¿Tiene actualmente implementado algún instrumento que permita la integración transfronteriza de los mercados de red? • ¿La regulación de las telecomunicaciones podría ser un modelo útil?
- ¿Podría un mercado integrado tener un regulador lo suficientemente fuerte para hacer frente a esas cuestiones?

97. Proporcionar o solamente buscar respuestas a estas preguntas debe ayudar a las autoridades de defensa de la competencia en la región de ALC a dar pasos para designar una ley adecuada de competencia y dar respuestas institucionales a la integración regional de los mercados de electricidad, así como a encontrar las herramientas de promoción necesarias para hacer que el proyecto tenga éxito.

⁸⁵

Vea http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/internal_market_en.htm sobre el progreso europeo hacia un mercado único europeo de la electricidad.

8. Conclusión

98. Este documento examina el potencial para la integración de los mercados de la electricidad en la región latinoamericana y del Caribe (LAC). Se puede demostrar que los mercados integrados aportan estabilidad en el suministro y la producción y seguridad para apoyar precios más estables y para proporcionar un clima apreciablemente más atractivo para la inversión en infraestructura de gran escala. Sin ese clima acogedor, faltarán los recursos necesarios para proyectos a gran escala de infraestructura, en detrimento del mantenimiento de un suministro eficiente y seguro. La región encara un desafío energético importante para el próximo par de años, y no es el menor asegurar el suministro suficiente y adecuado de electricidad a una población creciente y a una economía en expansión; integrar los mercados de la electricidad en la región puede ofrecer una parte atractiva de la solución. Algunos países ya han iniciado este proceso, pero el progreso es desigual entre el mercado integrado de SIEPAC y la cooperación mucho más laxa en todo el Cono Sur.

99. Para avanzar con la integración regional, varios asuntos deben resolverse, no menos con respecto a la regulación, y se debe definir el papel y los límites de la ley y las políticas de competencia, para asegurar que los nuevos mercados no permitan que crezca el poder de mercado, y el abuso del mismo. Tales mercados necesitan sobre todo ser competitivos. La OCDE (1998) destaca que hay cuatro tareas que necesitan normalmente atención cuidadosa durante y después de la transición entre propiedad del gobierno o fuerte regulación y una dependencia mucho mayor de las fuerzas del mercado, como sería el caso en un mercado integrado. Estos son

1. La protección de la competencia: el control de la conducta anticompetitiva y las fusiones. Hemos visto cómo se hizo esto en Irlanda y el documento también aborda el uso de rentas de congestión como solución;
2. Regulación del acceso: En un mercado desagregado debe haber mecanismos para asegurar un acceso no discriminatorio a las infraestructuras de red. El principal desafío es garantizar que todos los generadores tengan oportunidades iguales para alimentar la red de transmisión, y todos los consumidores compartan la misma capacidad de extraer electricidad. Aquí, el papel del regulador del sistema llega a ser crucial, y hemos examinado modelos, incluyendo los de los países nórdicos de Europa y de EE. UU., para saber cómo se hace esto;
3. Regulación económica: la adopción de medidas basadas en costos para controlar la fijación de precios monopólica y ofrecer incentivos a los participantes en el mercado. Posiblemente esto puede ser difícil en mercados donde los precios al consumidor son subsidiados, pero los subsidios directos a consumidores de ingresos bajos pueden ser una solución; y
4. Regulación técnica: La creación y la vigilancia de estándares para asegurar la compatibilidad y para atender las cuestiones de intimidad, de seguridad y de preocupaciones de protección ambiental.

100. Es en este último punto en particular donde la integración regional puede representar una oportunidad significativa para la región; permitiéndole aprovechar sus riquezas naturales en fuerza hidráulica, para dominarla y compartirla a través de las fronteras nacionales. Los gobiernos entonces podrían priorizar las energías renovables. Éstas requieren generalmente de respuestas muy flexibles del sistema, de redes inteligentes, etcétera. Una manera de ajustarse a pautas muy volátiles de producción y consumo sería la introducción de medidores inteligentes, la fijación de estímulos de precio para el uso flexible y adaptado de la energía. Esto sería un enfoque del lado de la demanda a los problemas de carga máxima. De ahí la creación de un "nuevo" mercado en Latinoamérica en el que los países y regiones están todavía en el proceso de instalar medidores e infraestructura, entonces quizás sea sumamente recomendable apostar a los medidores inteligentes desde el principio; mucho más barato que instalarlos después. Siempre y cuando se pueda hallar un marco regulatorio adecuado que proporcione los mejores estímulos, la integración regional de mercados de electricidad ofrece muchas oportunidades para los países de Latinoamérica y el Caribe.

ANEXO A. COMPAÑÍAS BINACIONALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

1. Central eléctrica binacional de Itaipú (Brasil y Paraguay)¹

La presa de Itaipú, actualmente la central hidroeléctrica más grande de mundo, está situada en el río Paraná en la frontera entre Brasil y Paraguay. En 2013, Itaipú produjo 98,630,035 megavatio-horas (98.6 millones de MWh), superando la generación más alta del mundo de 98,287,128 MWh alcanzada también por Itaipú en

2012. La planta opera 20 unidades de generador, cada una con capacidad valorada de 700 MW. Con su capacidad instalada de 14,000 MW, la planta produce alrededor de 17% y 75% de la energía consumida respectivamente en Brasil y en Paraguay. Aunque Itaipú garantiza 75 millones de MWh de energía, la planta produce realmente más de 90 millones de MWh todos los años. Un mantenimiento y una operación cuidadosos hicieron posible que la planta produzca energía por encima de la capacidad valorada de los generadores. Así pues no es sorprendente que los indicadores de disponibilidad de Itaipú estén entre los mejores del mundo.

Itaipú es una compañía binacional (gestionada por Brasil y Paraguay), y opera en base al tratado firmado en 1973 y que expira en 2023. Los gobiernos de Brasil y Paraguay designan la Junta Directiva a través de Eletrobrás o de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). La Junta debe conformarse a los estatutos de la compañía así como al Tratado de Itaipú. Entre sus varias funciones, la Junta gestiona la compañía y propone las pautas y regulaciones de administración a la Junta de supervisión. Itaipú tiene también una Junta de supervisión de doce miembros, que consiste en seis miembros de Brasil y seis de Paraguay y que incluye entre ellos un representante del Ministerio de asuntos exteriores de cada país.

Itaipú suministra electricidad generada por la central eléctrica a través del Sistema interconectado a los puntos de conexión que están situados en la subestación de Foz do Iguaçu (Brasil), y en la subestación de la Margen derecha (Paraguay). Esta última está situada dentro del área de la central eléctrica de Itaipú. Furnas Centrais Elétricas y ANDE (Administración Nacional de Electricidad) son respectivamente responsables de transmitir la energía a los centros de carga en Brasil y Paraguay.

Tabla 1. A Sistema de transmisión de Itaipú que conecta tres subestaciones de la planta a los sistemas interconectados de Brasil y Paraguay: datos técnicos

Subestación A	Aislada por gas – 50 Hz	Seis líneas de transmisión de 500 kV: dos líneas de 2km de largo conectan la planta con la subestación de la Margen derecha; otras dos líneas de 10 km de conectan la planta a la subestación de Foz do Iguaçu, mientras que las dos últimas (8 km de largo) conectan a ambas subestaciones.
Subestación B	Aislada por gas – 60 Hz	Cuatro líneas de transmisión de 500 kV que conectan la planta a la subestación de Foz do Iguaçu
Subestación C	Convencional – 50 Hz	

Furnas y Copel son responsables de la transmisión de energía de Itaipú al sistema brasileño. La energía a 60 Hz es transmitida por el sistema de 765kV de Furnas y el sistema de 525 kV de Copel, mientras que la energía a 50 Hz utiliza el sistema de corriente continua de Furnas. Eletrobras distribuye la energía generada por Itaipú.

¹ <http://www.itaipu.gov.br/es>

Las principales características de los sistemas de transmisión se presentan en la tabla siguiente.

Tabla 2. A Principales características de los sistemas de transmisión

Sistema de corriente continua (Furnas)	- Dos líneas de transmisión de <u>810km conectan las subestaciones de Foz do Iguaçu y Ibiuna;</u>
- necesario para integrar la energía producida en el sector de 50Hz al sistema brasileño, que tiene una frecuencia de 60Hz	- <u>Voltaje de transmisión: + 600 kV.</u>
	- <u>Ocho convertidores en cada subestación</u>
Sistema de corriente alterna (Furnas)	- Tres líneas de transmisión de aproximadamente 900 km conectan Foz do Iguaçu y Tijuco Preto, en la región metropolitana de São Paulo;
	- Cada línea tiene alrededor de 2000 torres de transmisión;
	- Dos subestaciones en Ivaiporã y en Itaberá ;
	- Voltaje de transmisión: 765 kV.
	- Siete transformadores en Tijuco Preto para 500 kV y 345 KV
Sistema de Corriente alterna (Copel)	- Línea de transmisión entre las subestaciones de Foz do Iguaçu y Cascavel Oeste

2. Central eléctrica binacional de Yacyretá (Argentina y Paraguay)

La Presa de Yacyretá es una central hidroeléctrica construida sobre las cascadas de Jasyretá-Apipé en el río Paraná, entre la provincia argentina de Corrientes y la ciudad paraguaya de Ayolas.

En diciembre de 1973 se firmó el Tratado de Yacyretá entre Paraguay y Argentina. El proyecto de Yacyretá fue uno de los mayores proyectos del sector público de Latinoamérica de los años ochenta. El proyecto estuvo detenido durante años como resultado de maniobras regionales, del cabildeo de las industrias argentinas nucleares y del petróleo, y por la inestabilidad política en Argentina. Después de diez años de demora, finalmente se otorgó el primer contrato mayor de ingeniería en junio de 1983. Como Itaipú, Yacyretá sufrió dificultades por las carencias generales en infraestructura física en el sitio de la presa. La construcción de la presa y la planta hidroeléctrica continuó durante toda la década de los años ochenta, pero la fase mayor de construcción no empezó sino hasta el final de la década, y el proyecto sólo llegó a estar en pleno funcionamiento a mediados de los 1990, más de veinte años después de la firma del tratado y con un costo de alrededor de 10 mil millones de dólares, cinco veces el cálculo original².

Los accionistas de la Central eléctrica binacional de Yacyretá son ANDES de Paraguay y EBISA de Argentina, con igual participación, y la operación es gobernada por las reglas establecidos en el tratado, sus anexos y otros instrumentos diplomáticos. Es administrada por una Junta Directiva compuesta de un número igual de nacionales de ambos países. La compañía tiene su sede en Buenos Aires y Asunción.

Las centrales eléctricas tienen 20 turbinas hidráulicas Kaplan y una capacidad instalada de 3200 Mw. A través de cada turbina pueden verse 2,630 millones de litros de agua por hora. Con las 20 turbinas por hora es un equivalente en volumen de agua al utilizado por la ciudad de Asunción como agua potable durante 13 días o 2 días de la ciudad de Buenos Aires.

Con los trabajos planeados para completar el proyecto (83 metros sobre el nivel del mar), las turbinas podrán operar en su potencial máximo y producir anualmente 19.000 GWh de energía. Si se instalan otras tres turbinas, esta cifra excederá los 20,000 GWh.

² Dannin M. Hanratty D. M. and Sandra W. Meditz, S. W. (1988), 'Paraguay: A Country Study', GPO para la Biblioteca de Congreso, Washington, <http://countrystudies.us/paraguay/>.

El flujo de energía de Yacyretá a Argentina pasa por tres líneas de 500Kv a la subestación de Rincón de Santa María y de allí a la red eléctrica nacional de Salto Grande por 2 líneas de 500Kv, y a Paraguay por una línea de 220Kv a la subestación de Ayolas³.

3. Central eléctrica bi/trinacional de Corpus Christi (Argentina, Brasil y Paraguay)

En 1971, Paraguay y Argentina crearon la Comisión Mixta del Río Paraná (COMIP), que declaró llevar a cabo diversos estudios (prefactibilidad, ambiental, etcétera) para el proyecto de Corpus Christi, que debía ubicarse río arriba del río Paraná, cerca de los pueblos de Corpus en Argentina y Puerto Bella en Paraguay. A mediados de la década de 1980, Argentina, Paraguay y Brasil firmaron un acuerdo tripartita que estableció la altura operativa del proyecto, que permitiría a los socios alinear la operación de Corpus con las de Yacyretá e Itaipú. Las diferentes alternativas para este proyecto están todavía en estudio⁴.

4. Central eléctrica binacional de Salto Grande (Argentina y Uruguay)

La Comisión Técnica Mista de Salto Grande es una organización binacional creada por Argentina y Uruguay para hacer algunas modificaciones necesarias en el uso de los rápidos del río Uruguay en el área de Salto Grande. Desde su creación, la Comisión ha estado encargada de realizar estudios y establecer proyectos, y más tarde también de la construcción y de la comisión del Complejo hidroeléctrico de Salto Grande, que fue el primero con fines de uso hidráulico en Latinoamérica.

El complejo está situado a unos kilómetros río arriba de las ciudades de Concordia (Argentina) y Montevideo (Uruguay) a 470 km de Buenos Aires, la capital de Argentina, y a 520 km de Montevideo, la capital de Uruguay.

Las turbinas convierten el movimiento constante del río en energía, que entonces es transportada a las subestaciones. La central eléctrica está equipada con catorce turbinas Kaplan.

Desde su creación en 1980, ha generado un total de 265,605 GWh, y produce 7% de la energía consumida en Argentina y 50% de la que utiliza Uruguay. El promedio anual de producción de energía es de 7,812 GWh, rebasando en un 17% la energía prevista originalmente en el diseño, que fue de 6,700 GWh.

El Complejo hidroeléctrico de Salto Grande suministra a Argentina 161,339 GWh y 97,950 GWh a Uruguay, totalizando 259,289 GWh.⁵

5. Central eléctrica binacional de Garabí (Argentina y Brasil)

EBISA y la compañía brasileña ELETROBRAS finalizaron el Estudio hidroeléctrico de inventario de la cuenca del río Uruguay, en la frontera entre Brasil y Argentina. El estudio apuntaba a la identificación de dos recursos hidroeléctricos binacionales.

Todo el proceso de estudios para el proyecto se basó en las disposiciones del Tratado de 1980, y en el primer y segundo Acuerdos de Cooperación entre EBISA y ELETROBRAS suscritos en 2008 y 2009.

Las dos compañías concordaron que cuando actúan colectivamente en proyectos hidroeléctricos serán conocidas como la Unidad Ejecutiva de Garabí.

³ <http://www.eby.gov.py/>

⁴ <http://www.comip.org.ar/organismo.html>

⁵ http://www.saltogrande.org/generacion.php#navsuministro_es

Una llamada a licitación para la adquisición de servicios relacionados con la ingeniería y los estudios ambientales, así como para el plan de servicios de comunicación social, fue publicada en la Gaceta Oficial Argentina en enero de 2011.

El tratado indica que la ejecución de los estudios y trabajos estará a cargo de EBISA y ELETROBRAS. Estas compañías han integrado una Comisión Coordinadora, de acuerdo con las disposiciones del Tratado. La Comisión está compuesta por miembros de ambos países. Para facilitar el proceso si surgieran diferencias entre las dos compañías, se creó el Comité técnico conjunto, que representa a ambos países.⁶

Tabla 3. A Compañías de generación binacionales

Países	Empresa	Río	Capacidad instalada	Estatus
Br-Py	Itaipú	Paraná	14000MW	Operando
Ar-Uy	Salto Grande	Uruguay	1890MW	Operando
Ar-Py	Yacyretá	Paraná	3200MW	Operando
Ar/Br	Garabi	Uruguay	1500MW	En estudio
Ar-Py	Corpus	Paraná	3400MW	En estudio

Fuente: <http://www.cier.org.uy/d06-sie/2013/sieCIER2013.pdf>

⁶ http://www.ebisa.com.ar/une_garabi_panambi

ANEXO B. DATOS DEL PROYECTO REGIONAL DE ENERGIA

Tabla 1.B Los más relevantes futuros proyectos de interconexión en Latinoamérica

Proyecto	Año	Voltaje (Kv)	Longitud (Km)	Capacidad (MW)	Costo (MUSD)
Perú-Brasil	2015	500	3,470	2,200	2,370
Bolivia-Brasil	2015	500	2,850	800	792
Colombia-Panamá	2014	400	614	300	207
Bolivia-Chile	2014	230	150	180	30
C. Amer	2016	230	1,800	300	500
Brasil-Uruguay	2013	500	420	500	349
Argentina-Paraguay-Brasil	2014	500	666	2,000	610
Bolivia-Perú	2014	230	215	125	65
Perú-Ecuador	2010	220/23	107	100	-
Chile-Argentina	2015	-	-	-	-
Paraguay-Argentina-Chile	2011	-	-	-	-
Brasil-Argentina	2010	500	490	2,000	-
Caribe		2300	-		-

Fuente: Isaac, A. y Castillo R. (2013), 'Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar', Latin American Energy Organization and Foreign Affairs, Trade and Development Canada, Abril de 2013., <http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/INTEGRACI%C3%93N%20EL%C3%89CTRICA%20REGIONAL%20Y%20PROPUESTAS%20PARA%20AVANZAR.pdf>.

Tabla 2.B 2012 Mercado Regional de Electricidad - Transacciones de Energía

Países	Gran total de inyección GW/H	Grand total de retiro GW/H
Costa Rica	23	34
El Salvador	76	161
Guatemala (MER)	180	12
Guatemala (México)	16	216
Honduras	1	76
Nicaragua	3	20
Panamá	58	17
Total	357	536

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (2012), 'Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe', <http://www.cier.org.uy/d06-sie/2013/sieCIER2013.pdf>

Tabla 3.B Interconexiones Internacionales y SIEPAC (infraestructura)

Región/País	Ubicación	Voltaje	Capacidad	Estatus
SIEPAC	Sistema Regional de Transmisión	230Kv	300MW	Última fase de construcción (94% de avance en noviembre 2012)
Guatemala –México	Brillantes, Guatemala-Tapachula, México. (101 Km, 71Km en Guatemala y 30 Km en México)	400Kv/ 230Kv	200MW	Funcionamiento
Colombia-Panamá	Cerromatoso, Colombia-Panamá	-	300MW	En estudio

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (2012), 'Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe'.

Tabla 4.B Conexiones Internacionales (infraestructura)

Países	Ubicación	Voltaje	Capacidad	Estatus
Colombia – Venezuela	Cuestecita (Co) – (Ve)	230 kV	150 MW	En operación (60 Hz)
Colombia – Venezuela	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115 kV	36 / 80 MW	En operación (60 Hz)
Colombia – Venezuela	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 kV	150 MW	En operación (60 Hz)
Colombia – Panamá	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa)		300 MW	En estudio
Colombia – Ecuador	Pasto (Co) – Quito (Ec)	230 kV	250 MW	En operación (60 Hz)
Colombia – Ecuador	Jamondino (Co) – Santa Rosa (Ec)	230 kV	250 MW	En construcción
Colombia – Ecuador	Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	138 kV	35/113 MW	En operación (60 Hz)
Ecuador – Perú	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230 kV	100 MW	En operación (60 Hz)
Brasil – Venezuela	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	230/400 kV	200 MW	En operación (60 Hz)
Bolivia – Perú	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220 kV	150 MW	En estudio (50/60 Hz)
Brasil – Paraguay	Binational Itaipú	500/220 kV	14.000 MW	En operación (60/50 Hz)
Brasil – Paraguay	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	220/138 kV	50 MW	En operación (60/50 Hz)
Argentina – Paraguay	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220/132 kV	30 MW	En operación (50 Hz)
Argentina – Paraguay	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	132/220 kV	80/90 MW	En operación (50 Hz)
Argentina – Paraguay	Binational Yaciretá	500 kV	3.200 MW	En operación (50 Hz)
Argentina – Brasil	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 kV	2.000/2.200 MW	En operación (60/50 Hz)
Argentina – Brasil	P. de los Libres(Ar) – Uruguayana(Br)	132/230 kV	50 MW	En operación (50/60 Hz)
Argentina – Uruguay	Binational Salto Gde.	500 kV	1.890 MW	En operación (50 Hz)
Argentina – Uruguay	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy) 132/150 kV 100 MW Op. en emerg. (50 Hz)	132/150 kV	100 MW	Opere en emergencias (50 Hz)
Argentina – Uruguay	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 kV	1.386 MW	En operación (50 Hz)
Brasil – Uruguay	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150 kV	70 MW	En operación (60/50 Hz)
Brasil – Uruguay	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	500 kV	500 MW	En construcción (60/50 Hz)
Argentina – CI	CT TermoAndes(Ar) – Sub.Andes (CI)	345 kV	633 MW	En operación (50 Hz)

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (2012), 'Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe'.

BIBLIOGRAFÍA

- Banco Africano de Desarrollo (2011), 'Southern Africa regional integration strategy paper 2011-2015', <http://www.afdb.org/fileadmin/uploads/afdb/Documents/Project-and-Operations/2011-2015%20-%20Southern%20Africa%20-%20Regional%20Integration%20Strategy%20Paper.pdf>.
- Andres, L. et al. (2007), 'Assessing the Governance of Electricity Regulatory Agencies in the Latin American and Caribbean Region: A Benchmarking Analysis', World Bank Publications, vol. 4380., http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSPContentServer/WDSP/IB/2007/11/09/000158349_20071109083355/Rendered/PDF/wps4380.pdf.
- Araújo, S., Sutherland, D. (2010), 'Public-Private Partnerships and Investment in Infrastructure', OECD Economics Department Working Papers, No. 803, ECO/WKP(2010)59, <http://dx.doi.org/10.1787/5km7jf6q8f0t-en>.
- Bergman, L. (2002), 'The Nordic electricity market – continued success or emerging problems?', Swedish Economic Policy Review, vol. 9, pp. 51-88.
- Blumenthal, W. y Counsel, G. (2006), 'The Relationship between Competition Agencies and Other Units of Government', In: Remarks before the Ministry of Commerce, Asian Development Bank and OECD, International Seminar: Review of Anti-Monopoly Law, vol. 19., http://www.ftc.gov/sites/default/files/documents/public_statements/relationship-between-competition-agencies-and-other-units-government/20060519mofcom-adbfinal_0.pdf
- Cave, M. (2006), 'Six degrees of Separation: Operation Separation as a Remedy in European Telecommunications Regulation', Communications and Strategies, No 64., 4th quarter 2006, pp. 89-103., http://mpa.ub.uni-muenchen.de/3572/1/MPRA_paper_3572.pdf
- Comisión de Integración Energética Regional (2012), 'Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe', <http://www.cier.org.uy/d06-sie/2013/sieCIER2013.pdf>
- Conlon, P. (2009), 'The Integration of Electricity Markets in Ireland under the ISO Model', ESB International White Paper, <http://www.esbi.ie/news/pdf/White-Paper-Integration-Electricity-Markets.pdf>.
- Creswell, J. and Gebeloff, R. (2014), 'Traders Profit as Power Grid Is Overworked', The New York Times, 15 de agosto de 2014., http://www.nytimes.com/2014/08/15/business/energy-environment/traders-profit-as-power-grid-is-overworked.html?emc=edit_th_20140815&nl=todaysheadlines&lid=63254955
- Cuomo, M., Glachant, J-M. (2012), 'EU Electricity Interconnector Policy: Shedding Some Light on the European Commission's Approach to Exemptions', Florence School of Regulation, Policy Brief, Vol.06. www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Publications/Policy_Briefs/PB_2012.06_digital.pdf
- Dannin M. Hanratty D. M. and Sandra W. Meditz, S. W. (1988), 'Paraguay: A Country Study', GPO para la Biblioteca del Congreso, Washington, <http://countrystudies.us/paraguay/>.

- De Nooij, M. (2011), 'Social cost-benefit analysis of electricity interconnector investment: A critical appraisal', *Energy Policy*, vol. 39, No. 6., pp. 3096–3105., <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511001418>.
- Hooper, E. and Medvedev, A. (2008), 'Electrifying Integration: Electricity Production and the South East Europe Regional Energy Market', CCP Working Papers 08-6.
- Ibarra-Yunez, A. (2012), 'Economic and Regulatory Challenges and Opportunities for US-Mexico Electricity Trade and Cooperation', Lyndon B. Johnson School of Public Affairs, Policy Research Project Report, No.174.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2012), 'IDB supports Andean electrical interconnection', IDB Monthly Newsletter, No 194, <http://www10.iadb.org/intal/cartamensual/cartas/Articulo.aspx?Id=faeee70a-071b-424a-a08d-005860720323&lang=en>.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2013), 'Energy integration in Central America: Full steam ahead', Webstories, 25 de junio de 2013, <http://www.iadb.org/en/news/webstories/2013-06-25/energy-integration-in-central-america,10494.html>.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (2013), 'IDB and Andean energy interconnection', IDB Monthly Newsletter, No 204, <http://www10.iadb.org/intal/cartamensual/Cartas/Articulo.aspx?Id=735c0c8d-8212-477a-a5ca-583e7bbeaf38&lang=en>.
- Agencia Internacional de Energía (2005), 'Lessons from liberalised electricity markets' OECD/IEA, Paris, 2005., <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/lessonsnet.pdf>
- Agencia internacional de Energía (2009), 'Chile: Energy Policy Review'.
- Agencia Internacional de Energía (2013), 'World Energy Outlook 2013' OECD/IEA, Paris, 2013., <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2013/>
- Isaac, A. y Castillo R. (2013), 'Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar', Latin American Energy Organization and Foreign Affairs, Trade and Development Canada, April 2013., <http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/INTEGRACI%C3%93N%20EL%C3%89CTRICA%20REGIONAL%20Y%20PROPUESTAS%20PARA%20AVANZAR.pdf>.
- Joskow, P. L. (2008), 'Lessons Learned From Electricity Market Liberalization', *The Energy Journal*, número especial 2008. <http://economics.mit.edu/files/2093>.
- Karova, R. (2011), 'Regional electricity markets in Europe: Focus on the Energy Community', *Utilities Policy*, vol. 19, pp. 80-86.
- Kauppi, O. y Liski, M. (2008) 'An Empirical Model of Imperfect Dynamic Competition and Application to Hydroelectricity Storage', CEEPR Working Papers.
- Laurence I; Relationship between antitrust agencies and sectoral regulators – Subgroup 2 “Who should regulate, and how should they regulate?” Bonn/ICN/7 de junio.
- Littlechild, S.C., 2002. Competition in retail electricity supply. *Journal des Economistes et des Etudes Humaines* 12 (2/3), 379–402.

- Littlechild, S.C., 2006. Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets. *Utilities Policy* 14 (3), 135–147.
- Martin, J. M., Posadas, J. C. (2012), ‘Central America’s Electric Sector: The path to Interconnection and a Regional Market’, *Journal of Energy Security*, edición de julio 2012, http://ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=375:central-americas-electric-sector-the-path-to-interconnection-and-a-regional-market&catid=128:issue-content&Itemid=402.
- Matthews, A (2003), ‘Regional Integration and Food Security in Developing Countries’, FAO, Training Materials for Agricultural Planning 45., <http://www.fao.org/docrep/004/y4793e/y4793e0a.htm>.
- Matthews, A (2003), ‘Regional Integration and Food Security in Developing Countries’, FAO, Training Materials for Agricultural Planning 45., <http://www.fao.org/docrep/004/y4793e/y4793e0a.htm>.
- McDonald, D. A., Ruiters G. (2012) ‘Alternatives to Privatization’, HSRC Press, Capítulo 16: Chavez, D., Alternatives in the electricity sector in Latin America pp. 453–491., <http://www.hsrbpress.ac.za/product.php?productid=2287cat=28page=1&freedownload=1>.
- Millan, J. (2005), ‘Power Sector Reform in Latin America: Accomplishments, Failures and Challenges’, *Economic and Political Weekly*, vol. 40, No. 50., págs. 5291–5301., <http://www.jstor.org/stable/4417521?origin=JSTOR-pdf>
- Nolla, J. P., (2013), ‘Mejora de Acceso a Mercados Energéticos Fase I Colombia. Estudio Integral de la Situación Actual y Perspectivas del Mercado Energético de Colombia’, Latin American Energy Organization and Foreign Affairs, Trade and Development Canada, Octubre de 2013, <http://www.olade.org/sites/default/files/CIDA/Colombia%20Informe%20Final%20Octubre%20V3.pdf>.
- Ochoa, C., Dynner, I., Franco, C. J. (2013), ‘Simulating power integration in Latin America to assess challenges, opportunities, and threats’, *Energy Policy*, vol. 61, pp. 267–273., <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513006721>.
- OCDE (1996), Policy Roundtables on Competition Policy in the Electricity Sector, OCDE/GD(97)132, <http://www.oecd.org/regreform/sectors/1919993.pdf>.
- OCDE (1998) Policy Roundtables on the Relationship between Regulators and Competition Authorities, DAF/COMP(99)8., <http://www.oecd.org/competition/sectors/1920556.pdf>.
- OCDE (2001), ‘Draft Council Recommendation Concerning Structural Separation in Regulated Industries’, C(2001)78.
- OCDE (2002), Policy Roundtables on Competition Policy in the Electricity Sector II., DAF/COMP(2003)14, <http://www.oecd.org/regreform/sectors/6095721.pdf>.
- OCDE (2005), ‘Competition Issues in the Electricity Sector’, *OECD Journal: Competition Law and Policy*, Vol. 6/4., <http://dx.doi.org/10.1787/clp-v6-art11-en>.
- OCDE (2006), ‘Draft Report on Experiences with Structural Separation Recommendation’, DAF/COMP(2006)4.
- OCDE (2009), ‘Guidelines for Fighting Bid Rigging in Public Procurement’, DAF/COMP(2009)1/FINAL.
- OCDE (2010), Policy Roundtables on "Electricity: Renewables and smart grids", DAF/COMP(2010)10, <http://www.oecd.org/daf/competition/sectors/46586020.pdf>.

OCDE (2011), 'Recent Experiences with Structural Separation: A Report to the Council on Implementation of the 2001 Recommendation Concerning Structural Separation in Regulated Industries', DAF/COMP(2011)12.

Portal Proyecto Mesoamérica, disponible en

http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=171.

Pollitt, M. (2004), 'Electricity reform in Chile: Lessons for Developing Countries.', J. Network Ind., 5: 221, <http://18.7.29.232/bitstream/handle/1721.1/45024/2004-016.pdf?sequence=1>.

Raineri, R. y Contreras, G. (2010), 'Efficient capacity investment and joint production agreements in an oligopolistic electricity market: The HidroAysés joint venture project', Energy Policy, vol. 38, pp. 6551-6559., www.elsevier.com/locate/enpol.

Rangel, L. (2008), 'Competition Policy and Regulation in Hydro-Dominated Electricity Markets', Energy Policy, vol. 36.2008, 4, p. 1292-1302.

Rious, V., Roques, F., Perez, Y. (2012), 'Which Electricity Market Design to Encourage the Development of Demand Response', EUI Working Papers, RSCAS 2012/12.

Sadowska, M., Bert, W (2013), 'Power Markets Shaped by Antitrust', TILEC Discussion Paper, No. 2013-007., http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2187765.

Squicciarini, G., Cervigni, G., Perekhodtsev, D., Poletti, C. (2010), 'The Integration of the European Electricity Markets at a Turning Point: From the Regional Model to the Third Legislative Package', EUI Working Papers, RSCAS 2010/56.

Supponen, M. (2012), 'Cross-Border Electricity Transmission Investments', EUI RSCAS Working Paper, No. 2012/02., http://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/20617/RSCAS_2012_02.pdf?sequence=1.

United Nations Conference on Trade and Development (2010), 'Model Law on Competition', Chapter VII., http://unctad.org/en/docs/tdrbpconf7L7_en.pdf.

Vagliasindi, M. (2012), 'The Role of Regulatory Governance in Driving PPPs in Electricity Transmission and Distribution in Developing Countries: A Cross-Country Analysis', World Bank Policy Research Working Paper, No. 6121., http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2103018.

Wolak, F. A. y Patrick R. H. (2001), 'The impact of market rules and market structure on the price determination process in the England and Wales electricity market', National Bureau of Economic Research, No. w8248., <http://www.ucei.berkeley.edu/PDF/pwp047.pdf>.

Yepez-Garcia, R. A., Johnson, T. M. and Andrés, L. A. (2010), 'Meeting the Electricity Supply/Demand Balance in Latin America & the Caribbean', Banco Mundial, Washington DC.

Sitios web y materiales adicionales utilizados:

<http://www.itaipu.gov.br/es> <http://www.eby.gov.py/> <http://www.comip.org.ar/organismo.html>

http://www.saltogrande.org/generacion.php#navsuministro_es

http://www.ebisa.com.ar/une_garabi_panambi

<http://www.cier.org.uy/d06-sie/2013/sieCIER2013.pdf>