

Unclassified

DAF/COMP/LACF(2014)26

Organisation de Coopération et de Développement Économiques
Organisation for Economic Co-operation and Development

16-Sep-2014

Spanish - Or. English

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

Cancels & replaces the same document of 10 September 2014

**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**

-- Contribución de Costa Rica --

16-17 de septiembre 2014, Montevideo, Uruguay

Se hace circular el documento adjunto elaborado por Costa Rica PARA SU 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.

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

JT03362063

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.

DAF/COMP/LACF(2014)26
Unclassified

Spanish - Or. English

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

EL MERCADO ELÉCTRICO COSTARRICENSE: UN MODELO CON LIMITADA PARTICIPACION PRIVADA

-- CONTRIBUCIÓN DE COSTA RICA --

1. Introducción

1. Si bien Costa Rica ha logrado una amplia cobertura eléctrica y una buena situación tanto en la generación, como en la transmisión y distribución de electricidad en todo el país, el subsector eléctrico enfrenta riesgos y retos (alta vulnerabilidad, poca inversión, barreras legales, estructura no competitiva, entre otros) que deben ser resueltos con el fin de garantizar a los habitantes del país una energía accesible para todos; de calidad, y con precios estables y razonables.

2. El desarrollo eléctrico nacional se ha basado en la utilización de fuentes renovables, particularmente hidroelectricidad, geotermia y viento. El uso de energías limpias tiene grandes beneficios económicos, ambientales y sociales para el país. Sin embargo, desde hace unos años ha aumentado la dependencia en el petróleo para generar electricidad, lo que ha encarecido el servicio afectando el desarrollo de las empresas y la calidad de vida de los habitantes.

3. Hacer la transición hacia un modelo de generación eléctrica basada totalmente en energías renovables, requiere de la instalación de mayores reservas de potencia que las habituales. El rol que el Mercado Eléctrico de América Central puede jugar es relevante, pues es el destino comercial ideal para colocar dichos excedentes de reserva cuando no se requieran en el sistema nacional.

2. Sistema eléctrico nacional

4. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) es una institución autónoma del Estado con el mandato legal de proveer la energía eléctrica que la sociedad requiera para su desarrollo. El Decreto-Ley No.449 que crea al ICE en 1949, establece que la gestión técnica, los programas de trabajo, las obras y proyectos que emprenda son su responsabilidad y no dependen de ningún otro órgano del Estado. Sin menoscabo de lo anterior, el ICE armoniza sus esfuerzos con el resto del Sector Energético del país, cuyo ente rector es el Ministerio de Ambiente y Energía.

5. Los planes de desarrollo eléctrico del país son elaborados por el ICE de conformidad con las políticas y lineamientos generales del Plan Nacional de Desarrollo (PND) y del Plan Nacional de Energía (PNE).

6. Otros actores importantes en el subsector energía de Costa Rica son:

- La Compañía Nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), empresa pública de derecho privado, principal distribuidor de electricidad, subsidiaria del ICE que posee el 98% de las acciones de la CNFL S.A. El 2% restante está en manos de privados.
- La Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), institución municipal, distribuidora de electricidad; genera pequeñas cantidades de electricidad en plantas propias.
- La Empresa de Servicios Públicos de Heredia S.A. (ESPH) S.A., empresa municipal, distribuidora de electricidad, alumbrado público, proveedora de agua potable, servicios de alcantarillado sanitario, servicio de hidrantes; que ha realizado y se encuentra desarrollando proyectos de generación de energía eléctrica.
- Las cooperativas de electrificación rural: Los Santos (COOPESANTOS, R.L.), San Carlos (COOPELESCA R.L.), Alfaro Ruiz (COOPEALFARORUIZ R.L.) y COOPEGUANACASTE R.L. personas jurídicas de conveniencia y utilidad pública y de interés social regidas por el derecho privado. Estas cooperativas se desarrollan en la distribución de electricidad, de las que algunas resultan ser generadoras.
- A su vez estas cooperativas han creado consorcios a partir de la unión de todas o parte de las cooperativas de electrificación rural, tales como el Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación Rural de Costa Rica (CONELÉCTRICAS R.L.) y CONSORCIO CUBUJUQUÍ, R.L., figuras bajo las cuales se ha obtenido financiamiento para el desarrollo de proyectos de generación que les permiten abastecer a los abonados del área de distribución.
- Empresas privadas de generación eléctrica: operan bajo el marco del Capítulo I y Capítulo II de la Ley de Generación Autónoma o Paralela, No. 7200 y sus reformas. La mayoría de ellos incorporados a la Asociación Costarricense de Productores de Electricidad, ACOPE.
- La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), la entidad encargada de la fijación de tarifas en la cadena de electricidad: generación, distribución, comercialización y transmisión; además de las tarifas de compra de energía eléctrica a los generadores privados bajo la Ley de Generación Autónoma o Paralela, No. 7200 y sus reformas. Asimismo, corresponde a la ARESEP, la fijación de las normas de calidad de la prestación de los servicios públicos, conforme lo establece la Ley de su creación No. 7593 y el Decreto Ejecutivo No. 29732-MP de 16 de agosto de 2001.

7. En líneas generales la política adoptada en el sector eléctrico costarricense ha consistido en lo siguiente:

- Mantenimiento de la propiedad pública de las principales empresas (ICE y CNFL).
- Participación y fortalecimiento de empresas públicas municipales y cooperativas en las fases de producción y distribución de la cadena de valor de los servicios eléctricos.
- Permitir la participación privada en el segmento de generación eléctrica hasta un 15%. (Ley N°7200)

- Permitir a las empresas privadas generar a través de fuentes renovables un 15% adicional de electricidad al permitido por la Ley N°7200. En este caso la compra de la electricidad deberá realizarse mediante licitación.
- Único comprador a los generadores privados: el ICE.
- Planificación de corto, mediano y largo plazo realizada por un ente estatal, responsable del suministro eléctrico, el ICE.
- Transmisión y centro de control de energía propiedad y dirigida por el ICE.
- Mantenimiento del ICE como una empresa verticalmente integrada, es decir que planifica, diseña, construye, genera, transporta y distribuye en el sector eléctrico.
- Sistema con precios regulados bajo el principio de servicio al costo (el precio debe cubrir los costes más un margen que permita invertir para cubrir el aumento futuro de la demanda).

8. El siguiente cuadro resume los diferentes actores que participan en el sector eléctrico y sus principales actividades.

Actividad o competencia	Organizaciones participantes
Rectoría y definición de políticas nacionales	El Poder Ejecutivo por medio del Ministerio de Ambiente y Energía sustentado en la Dirección Sectorial de Energía
Regulación de los servicios públicos	La Autoridad Reguladora de Servicios Públicos para todas las fases del subsector eléctrico.
Planificación de largo plazo del subsector eléctrico	El ICE basado en el plan nacional de energía del MINAE.
Centro de control y despacho del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	El ICE, con base en criterios técnicos de operación del SEN
Producción de electricidad	ICE, Generadores privados, Cooperativas, Empresas municipales, Cogeneradores
Transporte de electricidad	ICE
Distribución	Distribución ICE, Cooperativas, Empresas municipales, CNFL

9. El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución. Todos los elementos del SEN están completamente interconectados en un solo sistema de transmisión.

2.1 Sistema de Generación

10. La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y 30 generadores privados. Las empresas de servicio público que tienen generación son: el ICE; CNFL, JASEC, ESPH, COOPELESCA, COOPEGUANACASTE, COOPESANTOS.

11. A partir de la de las Leyes N°7200 y N°7508 se permite la generación privada de electricidad para la venta a terceros en las siguientes condiciones:

- Desde 1990, a través de la Ley N°7200, se autoriza la generación privada a través de fuentes renovables en Costa Rica, limitada a una escala de hasta 20 MW de capacidad instalada máxima por cada empresa; además, el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional. Toda empresa que quiera generar electricidad para vender al ICE debe tener como mínimo un 35% de su capital social propiedad de ciudadanos costarricenses.

- En 1995, por medio de la Ley N°7508 se modificó la ley antes citada y se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación. La ley permite a las empresas privadas generar un 15% adicional al 15% (permitido por la Ley N°7200) de la energía del Sector Eléctrico Nacional (SEN), siempre y cuando lo hagan a través de fuentes renovables. Este régimen permite a las plantas privadas tener una capacidad instalada máxima de 50 MW pero el proceso de contratación se hace a través de licitación pública.

12. No hay ninguna restricción sobre la inversión extranjera directa en la generación de electricidad para consumo propio.

13. El sistema eléctrico a diciembre del 2012 tenía una capacidad instalada efectiva de 2682 MW, de los cuales un 66 % corresponde a plantas hidroeléctricas, un 20% a plantas térmicas, un 7% a plantas geotérmicas, un 5% a plantas eólicas y un 2% a biomasa.

14. De la capacidad instalada, el ICE opera un 76% con plantas propias y un 13% con plantas contratadas a generadores privados independientes. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 11% de la capacidad instalada.

2.2 Sistema de Transmisión.

15. El ICE a través de su dependencia UEN Transporte de Electricidad es el encargado de la planificación, operación, mantenimiento y ampliación de la red de transmisión (líneas y subestaciones de transmisión) a nivel nacional; lo cual supone un monopolio de hecho. Realiza estudios de alternativas de red, asociadas a los proyectos de generación para encontrar la mejor alternativa que permita proveer al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) una infraestructura capaz de dar los servicios de transporte e interconexión, conexiones de alta tensión, transformación y conexiones de media tensión.

2.3 Sistema de Distribución.

16. Actualmente las cooperativas de electrificación rural y las empresas municipales son las únicas que pueden vender la energía que generen directamente a los clientes de su área de concesión. La Ley No. 8345, que entró en vigor en 2003 autoriza a los consorcios cooperativos y las empresas de servicios públicos municipales para que generen, distribuyan y vendan energía a los usuarios establecidos en el área geográfica de cobertura definida por su concesión, además las autoriza a suscribir entre ellas y las otras empresas públicas y municipales convenios de cooperación, inversión y operación conjunta.

17. Las regiones no concesionadas a ninguna empresa y generalmente más alejadas y dispersas le corresponden al ICE.

18. El grado de cobertura del sector eléctrico de Costa Rica es de 99,4% (estimado a junio del 2012).

3. Normativa aplicable

19. La legislación que rige al sector de electricidad en Costa Rica es básicamente la siguiente:

- Ley N°449 para la Creación del Instituto Costarricense de Electricidad
- Ley N°8660 “Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones”
- Ley N°7593 “Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos”

- Ley N°7200 que autoriza la generación privada hasta un 15% de la capacidad total instalada con contratos de compra – venta al ICE
- Ley N°7508 que modifica la anterior y permite desarrollo de generación con fuentes renovables mediante el modelo BOT con contratos de venta de electricidad al ICE. Adiciona hasta otro 15 % de la capacidad instalada a nivel nacional.
- Ley N°8345 “Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional” (Coopelesca, Coopealfaro, Coopeguanacaste, Coopesantos, Coneléctricas), la cual establece el marco jurídico para la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica por parte de asociaciones cooperativas de electrificación rural, a consorcios formados por estas y a empresas de servicios públicos municipales utilizando recursos energéticos renovables y no renovables en el territorio nacional
- Ley N°7789 que regula el funcionamiento de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia
- Ley N°7799 “Reforma a la Ley de Creación de la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago”
- Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central

4. Mercado Eléctrico Centroamericano

20. La región centroamericana ha experimentado reformas importantes en sus sectores eléctricos. Desde finales de la década de los ochenta la reestructuración eléctrica sustituyó el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas por mercados liberalizados, particularmente en la actividad de generación.

21. En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se hicieron profundos cambios en relativamente poco tiempo, en los segmentos de generación, transmisión y distribución, mientras que en Honduras y Costa Rica, la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación.

22. En los cuatro países que reestructuraron su sector, funciona un mercado de generación. En Honduras, se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada.

23. Los Gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, dentro del marco del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), suscribieron en 1996 el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano que tiene por objeto la creación y desarrollo gradual de un mercado eléctrico competitivo regional, basado en el tratamiento recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región de América Central. El Tratado fue ratificado por los congresos nacionales de los países miembros y constituye un tratado internacional legalmente vinculante desde 1999.

24. El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano está concebido para crear un sétimo mercado, que convive superpuesto a los mercados internos particulares de cada país, y que respeta las diferencias que entre ellos existen.

25. El Mercado Eléctrico Regional (MER) se rige por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER), sus protocolos y el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – (RMER).

26. La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), conformada con representantes de los organismos reguladores de cada país, actúa como regulador región. Sus objetivos son: a) hacer cumplir el

tratado marco, sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios, b) promover el desarrollo y consolidación del mercado y c) promover la competencia entre los agentes del mercado.

27. El Ente Operador de la Red (EOR) organismo regional creado en el artículo 18 del Tratado marco, en coordinación con los entes nacionales de despacho de energía eléctrica, realiza las funciones de operación coordinada de los sistemas eléctricos con criterio de despacho económico.

28. Los intercambios se realizan entre los agentes habilitados por cada país ante el EOR. Por ley, en Costa Rica el único agente regional es el ICE. Todas las transacciones deben ser coordinadas con el Operador de Mercado (OM) de cada país y comunicadas con anticipación al EOR, que verifica la factibilidad técnica y comercial de los intercambios. Hechos los ajustes, el EOR coordina con los OM el pre despacho del día siguiente. El EOR coordina la operación de los seis sistemas y realiza las liquidaciones del mercado regional.

4.1 Integración de Redes

29. Los países del istmo centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos y la infraestructura energética. Con este propósito, desde 1985 se crearon organismos regionales, como el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), para promover la cooperación, la construcción de infraestructura, los intercambios de energía y la planificación conjunta.

30. Las primeras interconexiones son previas al Mercado Eléctrico Regional. En 1976 se enlazaron Honduras-Nicaragua; en 1982 se unieron Nicaragua-Costa Rica; en 1986 se interconectaron Guatemala-El Salvador y Costa Rica-Panamá. Más recientemente se completó en el 2002 la interconexión entre El Salvador-Honduras. En el 2011 Costa Rica-Panamá pusieron en operación el Anillo La Amistad, línea que une ambos países por la costa del Caribe y forma un anillo con el sistema existente.

31. Con la adopción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano, suscrito por los seis países de América Central a finales de la década de los noventa, la integración se refuerza. El proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) construyó una nueva línea de transmisión, cuyos propietarios son las empresas eléctricas estatales de la región, más otros socios extra regionales.

32. En el pasado, la poca capacidad de las interconexiones entre los países vecinos y la ausencia de un mercado organizado, limitaban los intercambios de energía. Sin embargo, el mercado eléctrico centroamericano ha avanzado significativamente y con la finalización de la línea SIEPAC, se espera un mayor volumen de transacciones.

33. El sistema de transmisión de Centro América está conformado por los sistemas nacionales y las interconexiones de país a país. El voltaje de las interconexiones actuales es de 230 kV, aunque al interno de cada sistema se utiliza también 138 kV, 115 kV y otros voltajes menores.

34. La Empresa Propietaria de la Red (EPR) es la encargada de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el primer sistema de transmisión regional, denominado línea SIEPAC, con una longitud de 1 800 km.

35. La línea SIEPAC en conjunto con las redes nacionales permite intercambios de potencia con mayor confiabilidad. En su primera etapa, consta de un solo circuito sobre torres previstas para doble circuito.

36. Los países del área se han comprometido a reforzar sus sistemas para que al completarse la línea SIEPAC exista una capacidad de intercambios de hasta 300 MW.

5. Actuaciones de la Agencia de Competencia en el Mercado Eléctrico Nacional

37. Las actuaciones de la Comisión para Promover la Competencia en el mercado eléctrico nacional se han centrado en la búsqueda de un mercado más competitivo y abierto a la empresa privada. Lo anterior por cuanto si bien tiene competencia para investigar y sancionar conductas anticompetitivas que se presenten en el mercado de generación eléctrica, se trata de un mercado muy limitado y regulado.

38. Existen por el momento dos iniciativas que buscan adaptar el mercado eléctrico nacional a las necesidades crecientes del país. El proyecto de ley N°17.812 Ley General de Electricidad, que pretende crear el marco legal e institucional para promover el desarrollo eléctrico del país con base en energías renovables, garantizando precios competitivos y calidad en el servicio, aprovechando las ventajas competitivas del modelo actual e incorporando la competencia regulada en el mercado eléctrico mayorista, consolidando la universalidad y solidaridad del servicio de forma no discriminatoria y modernizando las redes eléctricas.

39. En vista de que el proyecto antes mencionado busca cambios a largo plazo que no permiten una ágil implementación, el Poder Ejecutivo presentó el proyecto N°18.093 Ley de Contingencia Eléctrica con el fin de garantizar en el corto plazo el suministro de energía en beneficio del consumidor, y la toma de acciones que permitieran incorporar al sistema eléctrico nacional, en el corto plazo, una mayor capacidad de generación con energías renovables mediante una participación más activa del sector privado en el desarrollo de proyectos; la puesta en marcha de proyectos de generación distribuida en pequeña escala con acceso a la red y el desarrollo de programas y proyectos de eficiencia energética, ahorro y uso racional de la energía.

40. En ambos casos la Comisión para Promover la Competencia fue consultada por la Comisión Especial Dictaminadora de la Asamblea Legislativa y sus recomendaciones se orientaron a la mejora del régimen de competencia que se busca implementar en el sector ante los cambios que enfrentaría, así como a asegurar la aplicación de los principios de igualdad y no discriminación para los nuevos entrantes.

41. Por otra parte, recientemente se atendió una consulta relacionada con este sector, ante la duda de si se debía notificar previamente una compra de activos entre una empresa exceptuada de la aplicación de la ley, por tratarse de una concesionaria de servicio público en virtud de una ley, y un generador privado. El criterio de la Comisión para Promover la Competencia señaló la obligación legal de notificar dicha operación, dadas las facultades que tiene este órgano en ese mercado.

BIBLIOGRAFÍA

Proyecto de Ley N°17.812 Ley General de Electricidad. Publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 1° de setiembre de 2010.

Proyecto de Ley N° N°18.093 Ley de Contingencia Eléctrica. Publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 10 de junio de 2011.

Plan de Expansión de Generación Eléctrica. Período 2014-2035. Centro Nacional de Planificación Eléctrica. Instituto Costarricense de Electricidad. Abril 2014.

Sector eléctrico de Costa Rica: aplicación del Análisis Estructural para definir variables claves de una reforma neoclásica. Roberto Jiménez Gómez, Centro Nacional de Planificación Eléctrica, Instituto Costarricense de Electricidad. Cuadernos de Investigación Universidad Estatal a Distancia (Edición en Línea, ISSN: 1659-441X) Vol. 2(2): 205-230, Diciembre, 2010.

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).