



Informe Final

Experiencias de Comercio Internacional de Energía Eléctrica en la Región: Exportación - Importación - Comercialización

Análisis de casos en Sudamérica y Centroamérica

Preparado por:

Escuela Iberoamericana de Regulación Eléctrica

Dirección de la Investigación: Andrés Romero Celedón, Director de Desarrollo de EIRE

05 de agosto de 2020

Contenido

1. Introducción	3
2. Objetivo	5
2.1. Objetivos Específicos	5
3. Metodología	6
4. Desarrollo	8
4.1. SIEPAC, El Salvador y Guatemala	8
4.1.1. Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central, SIEPAC	8
4.1.2. Mercado Eléctrico de El Salvador	13
4.1.3. Mercado Eléctrico de Guatemala	22
4.2. Interconexión Colombia – Ecuador	29
4.2.1. Mercado Eléctrico Ecuador	31
4.2.2. Mercado Eléctrico de Colombia	36
4.3. Interconexión eléctrica en el Mercado Común del Cono Sur (MERCOSUR)	43
4.3.1. Interconexión Argentina-Uruguay	44
4.3.2. Interconexión Uruguay – Brasil	45
4.3.3. Interconexión Argentina – Brasil	46
4.3.4. Mercado Uruguayo de Electricidad	48
4.3.5. Mercado Argentino de Electricidad	53
4.3.6. Mercado Brasileño de Electricidad	60
5. Conclusiones	67

1. Introducción

La interconexión eléctrica regional representa una oportunidad para los países de Latinoamérica. En general, si se revisan los diversos estudios que se han realizado sobre oportunidades o beneficios de interconexiones binacionales o regionales, se concluye que los potenciales beneficios justifican los costos, que las inversiones son rentables, y que la integración energética y los intercambios internacionales de electricidad, se pueden convertir en un elemento dinamizador de la economía cuando estos intercambios responden a principios económicos y de generación de valor para los países.

De la misma manera, los cambios que se avecinan en el sector de energía eléctrica marcan una transformación hacia un sector descarbonizado, digital, con fuentes de recursos distribuidos y mercados competitivos. En este contexto, el comercio internacional de electricidad se torna cada vez más importante para hacer más flexible y eficientes los mercados de energía eléctrica.

La experiencia internacional de integración e intercambios en los mercados eléctricos, ha demostrado que es un proceso dinámico en el tiempo y varía ampliamente según las circunstancias nacionales y regionales. En este sentido, los países tienen distintas motivaciones y los sistemas eléctricos nacionales tienen distintos esquemas de organización sectorial y de mercado. Con todo, el objetivo final de todo proceso de integración *“debiera ser el de lograr un sistema eléctrico integrado robusto, que permita la utilización óptima de los recursos de generación y de transmisión con intercambios comerciales competitivos, con un despacho económico centralizado y con la realización concertada de la planificación de las futuras inversiones.*¹ No obstante, pocos mercados han conseguido un nivel de integración tan elevado (Europa, PJM), después de procesos de crecimiento que duraron décadas.

La experiencia en la región demuestra que variadas motivaciones nacionales y objetivos en materia de integración subregional llevan a distintos niveles de integración. Algunos esquemas como el SIEPAC están diseñados desde el inicio para avanzar hacia una forma más elevada de integración, otros sólo son acuerdos comerciales para realizar transacciones de corto plazo como la interconexión Colombia-Ecuador o para aprovechar recursos compartidos mediante acuerdos bilaterales para el desarrollo de proyectos binacionales específicos, como son los casos de las centrales de Salto Grande entre Uruguay y Argentina, de Itaipú entre Paraguay y Brasil o el de Yacyretá entre Argentina y Paraguay.

Dada esta diversidad de modelos, es de interés de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), hacer un análisis del funcionamiento y el marco normativo de diversas experiencias de integración en la región, el rol que juegan los comercializadores de energía en estos mercados y la evaluación de las mejores prácticas de mercado y comercialización de Energía Eléctrica, en el marco de la exportación e importación de energía eléctrica en la región. El público al cual se dirige el informe serán las empresas, reguladores y entidades de gobierno asociados a la CIER.

¹ Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar, Olade, 2013.

Para ello, se estudiaron los siguientes sistemas interconectados y los países que se involucran

1. Siepac: El Salvador - Guatemala;
2. Interconexión Ecuador – Colombia;
3. Interconexión Argentina - Uruguay;
4. Interconexión Brasil - Uruguay;
5. Interconexión Argentina – Brasil.

En cada una de estas experiencias, se realizó una breve descripción de la infraestructura de interconexión, el nivel de intercambio de los mercados y una explicación del funcionamiento de los mercados internos y externos de los países involucrados, de manera de identificar si la figura del comercializador es incidente en el comercio internacional de electricidad de los respectivos países.

En el último capítulo, se presentan las conclusiones, asociadas a un juicio experto respecto de el o los modelos donde comercio internacional y comercialización se presentan más robustos, junto con una recomendación de avance regulatorio para aquellas experiencias donde no se presenta.

2. Objetivo

El objetivo general del estudio es identificar la regulación de la actividad de comercialización o venta de energía eléctrica entre diversos sistemas interconectados de la región, asociado a los intercambios internacionales de electricidad, identificando buenas prácticas de mercado y regulatorias en la región.

Para ello, se estudiaron los siguientes sistemas interconectados y los países que se involucran

6. Siepac: El Salvador - Guatemala;
7. Interconexión Ecuador – Colombia;
8. Interconexión Argentina - Uruguay;
9. Interconexión Brasil - Uruguay;
10. Interconexión Argentina – Brasil.

2.1. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos desarrollados en el estudio fueron los siguientes:

- Identificar y analizar el marco normativo de cada uno de los mercados relativo a la comercialización de electricidad en cada país, entre generadores y grandes consumidores.
- Identificar y analizar el Marco normativo en el mercado mayorista para las transacciones internacionales de energía eléctrica: exportación e importación de energía eléctrica; sus barreras normativas y comerciales.
- Identificación de las mejores prácticas regulatorias para dinamizar la comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista y negocios de exportación e importación de electricidad.

3. Metodología

El trabajo metodológico tuvo tres etapas de investigación:

- a) La primera fase consistió en una revisión de la información abierta y disponible en los sitios web relevantes (Ministerios de Energía, Autoridades Regulatorias, Coordinadores de los sistemas, Organismos Internacionales), con el objeto de caracterizar cada uno de los mercados en estudio, la regulación relativa a la comercialización de electricidad y la exportación e importación de ésta. De esta manera, en esta etapa se identificaron y analizaron las normas legales y acuerdos internacionales de cada uno de los países estudiados, que regulan la materia objeto de análisis, junto con las características generales de los mercados en estudio.
- b) La segunda fase consistió en un análisis crítico y comparativo entre las regulaciones estudiadas, para lo cual además se realizó una revisión de estudios realizados con anterioridad. El objeto de esta etapa fue identificar que podrían significar un “push” a la comercialización internacional de electricidad, o bien una barrera a este objetivo.

De esta manera, junto con la revisión del equipo consultor, se analizaron los siguientes informes o estudios:

- Comisión de Integración Energética Regional, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe, Datos 2017.
- Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, Alberto Levy, Jesús Alberto Tejeda, Lorena Di Chiara, Banco Interamericano de Desarrollo, 2019.
- Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de América Latina. Sergio Díaz-Pérez; Yulineth Gómez-Charris; Jorge Silva-Ortega; Eliana Noriega-Angarita Isaac A. Castillo R. Revista Espacios Vol. 38, año 2017.
- Apuntes sobre la Integración Eléctrica Regional y Propuestas para Avanzar, Olade, año 2013.
- Interconexión eléctrica regional con miras hacia una integración energética en Sudamérica, Enzo Sauma, Concurso Políticas Públicas año 2016, Propuestas para Chile.
- Evolución Reciente y Desafíos de los Mercados mayoristas de Electricidad en El Salvador, Guatemala y Panamá, Comisión Económica para América Latina (CEPAL), Julio 2001.
- “Evaluación del Modelo de Mercado Eléctrico Vigente en el Ecuador a Partir de 1999 y Planteamiento de un Nuevo Modelo”, Escuela Politécnica Nacional, F. Santiago, abril 2010.
- Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas. Grupo de Estudios del Sector Eléctrico, Nivalde de Castro, Roberto Brandao, Rubens Rosental, Paola Dorado, agosto de 2015.



- “Análisis de Mercados Eléctricos a Largo Plazo en Contexto de Integración Regional”, Foro Latinoamericano de Competencia, José Luis Lima, año 2014.
- c) Al finalizar la consultoría, se presentará a los reguladores de cada uno de los países, de tal manera de corroborar los hallazgos obtenidos o de modificar algunas conclusiones.

4. Desarrollo

4.1. SIEPAC, El Salvador y Guatemala

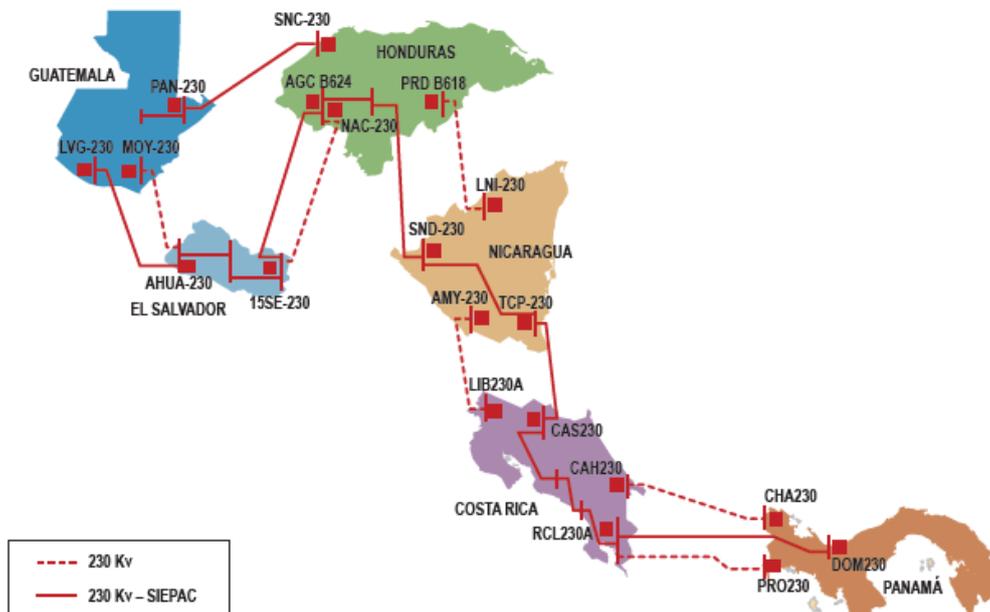
4.1.1. Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central, SIEPAC²

Antecedentes

Centroamérica cuenta con el Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central (SIEPAC) que interconecta 6 países desde Guatemala hasta Panamá, con una infraestructura de transmisión eléctrica común.

El SIEPAC con 1.800km de longitud en 230 kV, cuenta con una capacidad de intercambio de hasta 300 MW y con un Mercado Eléctrico Regional que entró en operación comercial en 2014. Los países de Centroamérica al 2017 alcanzan una capacidad instalada de generación de 16000 MW y una demanda peak de aproximadamente 8200 MW. Cabe precisar que previo a la construcción del SIEPAC la región ya contaba con interconexiones bilaterales que permitían intercambios de electricidad limitada a 100 MW y sin reglas de mercado definidas. Igualmente, Guatemala avanzó en una interconexión eléctrica bilateral con México que opera en 400 kV y que forma parte de la Red de Transmisión Regional, sin ser parte del SIEPAC.

Figura 1 Países y Sistemas de Transmisión parte del Sistema de Interconexión Eléctrica de América Central



Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, BID 2019

El Mercado Eléctrico Regional (MER) tiene como normativa fundamental el Tratado Marco aprobado por representantes de los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá en mayo de 2000. Su diseño general conceptualiza al MER como un séptimo

² El presente capítulo ha sido elaborado en base a la información que provee la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), en su sitio web www.crie.org.gt y a los análisis realizados por el estudio “Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, Alberto Levy, Jesús Alberto Tejeda, Lorena Di Chiara, Banco Interamericano de Desarrollo, 2019”

mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana. Nace con la creación del mercado eléctrico de América Central, suscrito el 30 de diciembre de 1996, por medio del tratado marco establecido por los presidentes de los seis países miembros y ratificado por sus respectivos organismos legislativos.

De dicho tratado marco se establece un primer protocolo, suscrito el 11 de julio de 1997, y luego un segundo protocolo suscrito con fecha 10 de abril de 2007.

Los organismos regionales que conforman el MER, sobre el cual funciona el SIEPAC son:

5. Unidad Ejecutora del Proyecto SIEPAC: su misión ha sido la ejecución de las cooperaciones técnicas para la ejecución del proyecto.
6. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas. La CRIE tiene su sede en Ciudad de Guatemala.
7. Empresa Propietaria de la Red (EPR): entidad público-privada responsable de la ejecución del proyecto y de la operación del sistema, integrada por las empresas eléctricas de los países miembros y asociados. La EPR tiene su sede en San José, Costa Rica.
8. Ente Operador Regional (EOR): responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado. El EOR tiene su sede en San Salvador, El Salvador.
9. Consejo Director del MER (CD MER): es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos en el Segundo Protocolo al Tratado Marco del MER, así como coordinar la interrelación con el resto de organismos regionales: la CRIE y el EOR.

Estas instancias son apoyadas también por el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), el cual, entre otras actividades, realiza estudios en materia de planeación indicativa y de proyectos regionales de electrificación para incentivar el desarrollo de los mismos.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico prevé, mediante un proceso de crecimiento gradual, la creación de un Mercado Eléctrico Regional (MER) basado en los principios de:

- Competencia con reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.
- Gradualidad, tanto en el desarrollo y requerimientos del Mercado como de las redes de interconexión y regionales y en las estructuras y fortalecimiento de los organismos regionales requeridos por el Mercado.
- Reciprocidad entre los Estados, en particular avanzar hacia la armonización de las reglas para el sector eléctrico de cada país buscando compatibilizar las condiciones y criterios básicos.

Cada uno de los Estados signatarios del tratado, se ha obligado a cumplir con los siguientes aspectos:

- a. Requisitos que deben cumplir las regulaciones nacionales:
 - Permitir intercambios internacionales y promover la eficiencia
 - No discriminación y reciprocidad
 - Respetar los contratos
 - Despacho económico incluyendo los retiros e inyecciones internacionales
 - Respetar la coordinación del Ente Operador Regional (EOR) en la operación de la Red de Transmisión Regional (RTR)
 - Respetar la normativa regional de seguridad y calidad
 - Permitir el acceso abierto a la transmisión
 - Disposición de recursos para la coordinación de la operación
 - Acceso abierto a la información
- b. Obligaciones específicas de los Operadores de Sistemas y de Mercado (OS&M)
 - Establecer enlaces de comunicación en tiempo real con el EOR
 - Intercambio de información técnica y comercial con el EOR
 - Conexión de los SCADA y Sistemas de Medición Comercial (SIMEC) de cada OS&M con el EOR
 - Participar en la planificación y ejecución de los intercambios internacionales
 - Incorporar al despacho nacional las ofertas de inyección y retiro internacionales
 - Operación en tiempo real en coordinación con el EOR
 - Programar con el EOR los intercambios en situaciones de emergencia
 - Respetar el cumplimiento de los contratos nacionales e internacionales
 - No permitir exportación de oportunidad en condiciones de déficit nacional de generación

Mercado Eléctrico Regional (MER)

El Mercado Eléctrico Regional (MER) que rige las transacciones en el SIEPAC, define 6 zonas de control, regidas por sus propias reglas, con diversos grado de armonización, y sus mercados mayoristas de electricidad a través de sus Operadores locales de Sistema o de Mercado, según sea el caso (OS/OM), los que se coordinan con el MER en un Mercado de Contratos o Mercado de Ocasión diario, para concretar intercambios de energía entre los agentes autorizados de mercado que hoy suman 253 en toda la región (ver tabla siguiente).

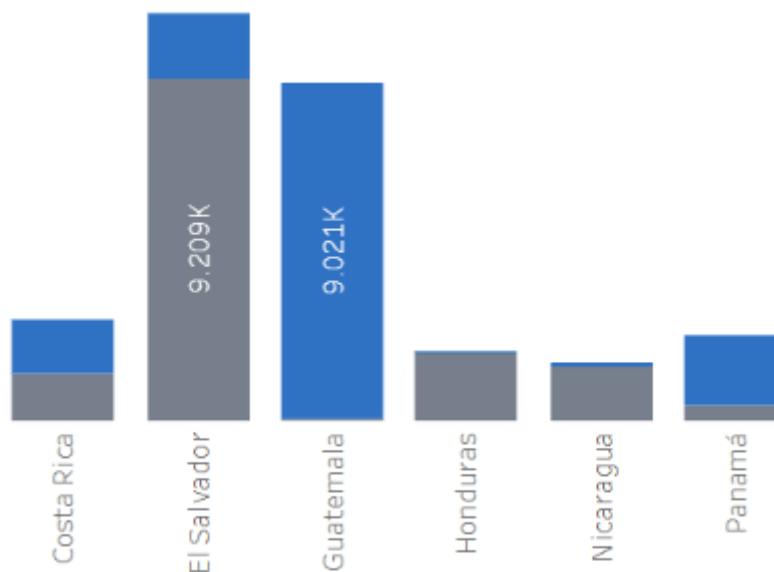
Tabla 1 Agentes autorizados para operar en el MER

Pais	Comercializadores	Generadores	Grandes Usuarios	Distribuidoras	Total
Guatemala	23	57	23	3	106
El Salvador	38	10	1	8	57
Honduras	0	1	0	1	2
Nicaragua	0	16	19	5	40
Costa Rica	0	1	0	1	2
Panamá	0	46	0	0	46
Total	61	131	43	18	253

Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, BID 2019

Como se puede apreciar en la tabla, la actividad de mayor intercambio se produce entre los países de El Salvador y Guatemala, siendo estos dos países los que han desarrollado un mercado de agentes dinámico para este intercambio, de hecho, la figura del Comercializador sólo se ha manifestado en Guatemala y El Salvador. Es así como de acuerdo con el gráfico siguiente, en los últimos seis años Guatemala representa ser un exportador neto de electricidad, siendo el principal comprador del MER El Salvador, totalizando 9.209 Gwh de electricidad importada. En efecto, este país ha importado en los últimos años entre un 25% a 30% de la electricidad que demanda.

Gráfico 1 Inyecciones y Retiros, SIEPAC, Enero 2014 a Enero de 2020, en MWh



Gris: Importaciones / Azul: Exportaciones

Fuente: www.crie.org.gt/mer

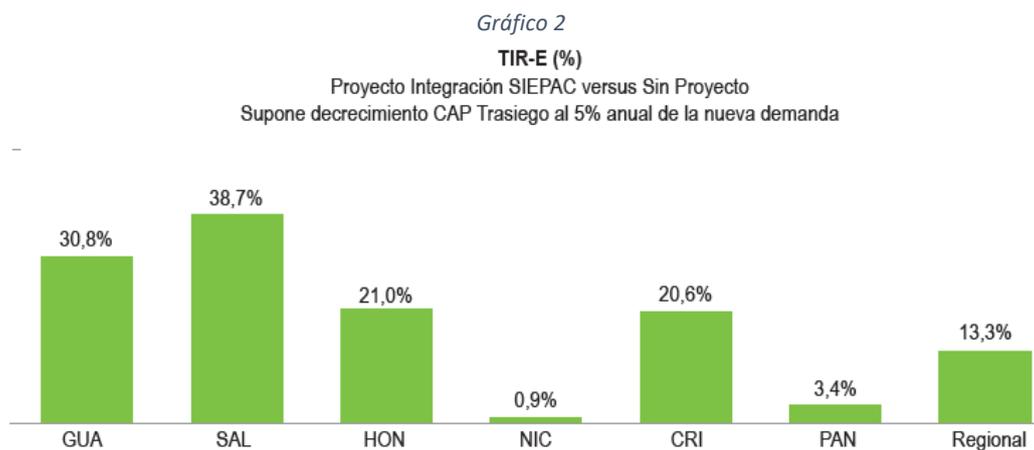
Las transacciones de energía en el MER se realizan en dos tipos de mercado:

- a) Mercado de Contratos Regional: conformado por el conjunto de contratos de inyección y retiro de energía eléctrica en el MER, celebrados entre agentes. Los contratos pueden ser, en función de su prioridad de suministro, Contratos Firmes o Contratos No Firmes. Este mercado brinda a los agentes instrumentos que les permitan gestionar los riesgos de suministro y precio de la energía en el MER y posibilitar las inversiones de largo plazo en la infraestructura regional. Los agentes tienen libertad para establecer los precios y demás condiciones contractuales.
- b) Mercado de Oportunidad Regional: mercado de corto plazo, basado en ofertas diarias de inyección y retiro de energía eléctrica para cada periodo de Mercado (el periodo de mercado es de una hora), en los nodos habilitados comercialmente de la RTR. Comprende las transacciones de oportunidad programadas con un día de antelación a la operación, y las que se producen derivadas de las desviaciones en tiempo real de las inyecciones y retiros programados para cada periodo horario.

En el año 2017, del total de inyecciones, un 74,5% se hicieron a través del Mercado de Contrato Regional (MCR) y un 25,5% correspondió a transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR).

En cuanto a la “evaluación del SIEPAC” desde el punto de vista social, esto es el beneficio que genera para la “sociedad”, de acuerdo con el estudio “Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina” (BID 2019), el resultado es muy positivo.

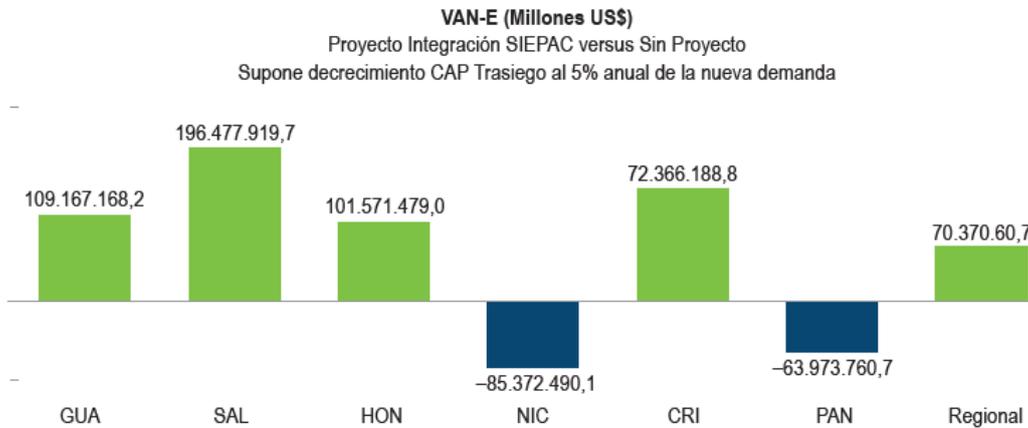
En efecto, los flujos para la valoración integral del proyecto SIEPAC, incluyendo el “Beneficio del Consumidor” (regulado), “Utilidad de Producción” (grandes usuarios), y los beneficios económicos para los dueños de capital del mercado (Generador, Transmisor y Distribuidor) comercializadores (como intermediarios ocasionales), tomando como valores de referencia los obtenidos por la metodología para el año 2015, el resultado es el siguiente³:



Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, BID 2019

³ Los valores corresponden para ese año a la diferencia de la situación Con Proyecto (Integración Regional – Interconexiones Robustas), con respecto a la situación sin proyecto (Desarrollo Individual – Interconexiones Precarias).

Gráfico 3



Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, BID 2019

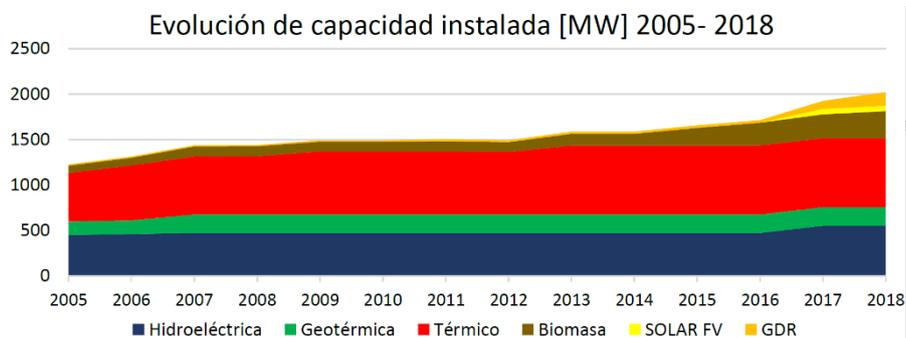
Conforme dicho estudio, tanto el TIR como el VAN del SIEPAC para Guatemala y El Salvador, representan valores muy relevantes desde el punto de vista económico, lo que se ve reflejado en el nivel de actividad de intercambio que se desarrolla. Por ello, vamos a presentar las regulaciones de ambos países, de manera de determinar las fortalezas que el marco regulatorio entrega en estos mercados para el comercio internacional de electricidad.

4.1.2. Mercado Eléctrico de El Salvador

Antecedentes

El parque de generación de El Salvador ha tenido un crecimiento durante los últimos 15 años enfocado en las energías renovables, donde estas fueron principalmente de biomasa, centrales hidroeléctricas, geotermia y energía solar fotovoltaica. La generación distribuida tiene una participación importante en la matriz energética de El Salvador, alcanzando un total de 140 MW al 31 de diciembre de 2018⁴, lo que equivale a un 7% de la capacidad instalada total a nivel Nacional.

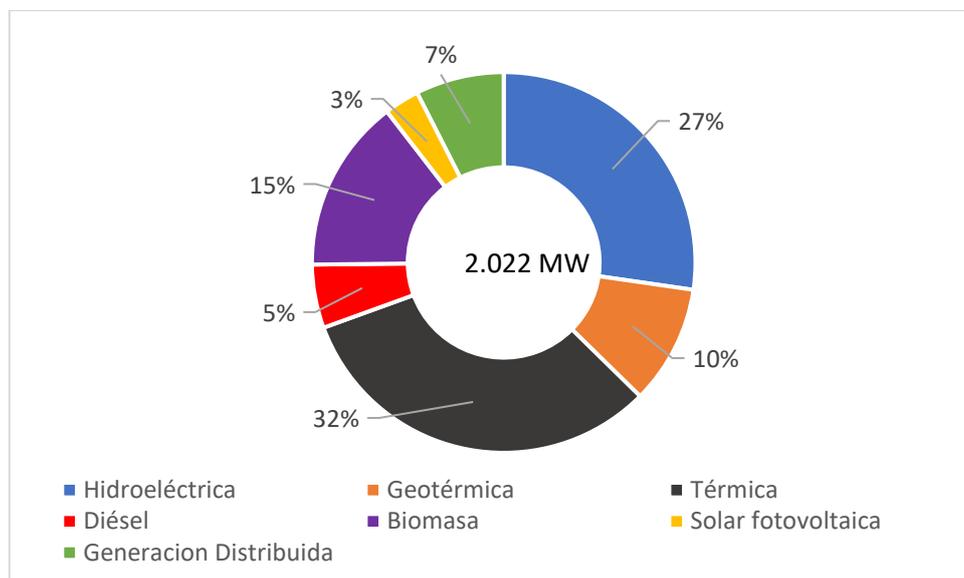
Gráfico 4. Capacidad instalada histórica del Sistema Eléctrico del Salvador



Fuente: Consejo Nacional de Energía

⁴ Fuente: Boletín Estadístico SIGET 2018

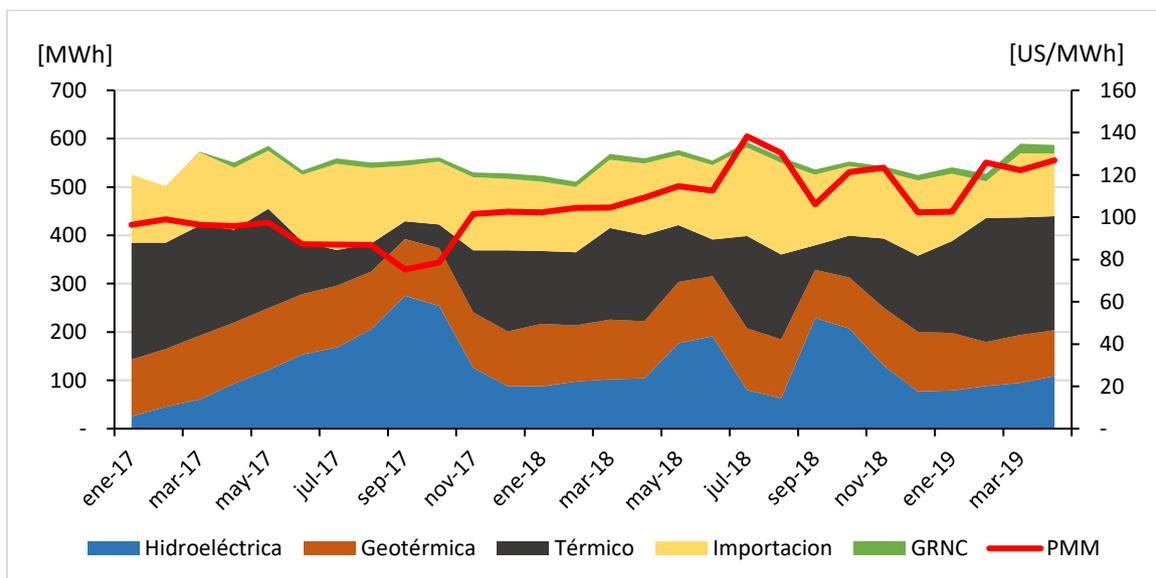
Gráfico 5. Capacidad instalada del Salvador a 2018



Fuente: Consejo Nacional de Energía.

En cuanto al tipo de generación y los costos marginales del sistema, en el siguiente gráfico se muestra la generación histórica por tipo de tecnología y la evolución del precio promedio mensual de la energía.

Gráfico 6. Generación histórica por tipo de tecnología (Megawatt hora-MWh) y precio promedio mensual (Dólares por Megawatt hora-US/MWh)



Fuente: Unidad de Transacciones.

A partir del gráfico anterior, se observa que las importaciones tienen una gran participación en el mercado eléctrico de El Salvador, donde en 2018 constituyó el 25% de toda la energía inyectada al sistema. El costo marginal lo están marcando máquinas térmicas de alto costo, lo

que permite un mercado de arbitraje de precios importante con las oportunidades que ofrece el mercado de Centro América, en especial Guatemala.

Estructura del Mercado eléctrico de El Salvador⁵

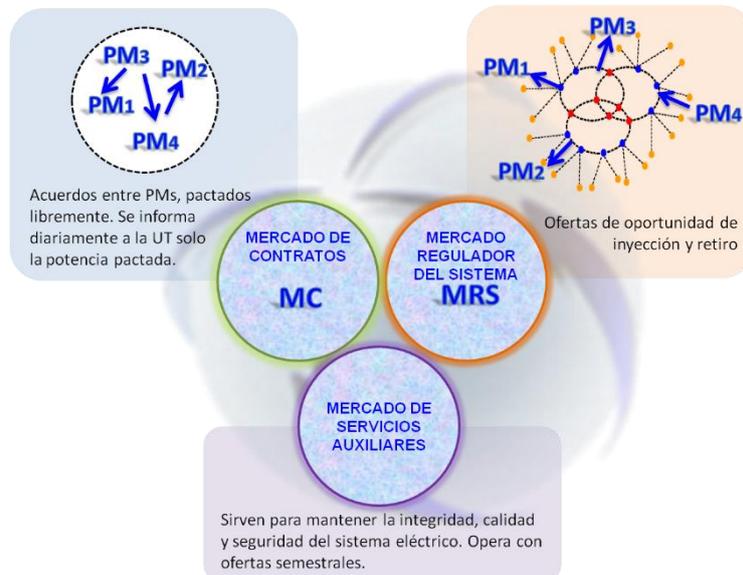
La regulación general de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en El Salvador se encuentra recogida en la Ley General de Electricidad, D.L. No. 843 del 10 de octubre de 1996 y en el Reglamento de la Ley, Decreto 70 del año 2008.

El mercado de la generación eléctrica en El Salvador se compone de un mercado de contrato, un mercado Spot (llamado Mercado Regulador del Sistema MRS) y un mercado de servicios auxiliares. De acuerdo con la reglamentación vigente, las unidades generadoras serán despachadas conforme a sus respectivos costos variables de operación, independientemente de los contratos de energía celebrados, los que son contratos financieros.

Los cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares, son reportados por el generador a la Unida de Transacciones por separado, para ser trasladados posteriormente al consumidor de forma directa y sin recargo.

Esta operación se grafica en la siguiente figura:

Figura 2 Esquema Mercado Eléctrico El Salvador



Fuente: Unidad de Transacciones.

El sector eléctrico de El Salvador está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran el Mercado Mayorista de Energía. Estos agentes pueden ser de características públicas o privadas y que tienen funciones específicas en un mercado con reglas bien definidas.

Entre los agentes antes mencionados se pueden resaltar:

⁵ Consejo Nacional de Energía (CNE), Sector Eléctrico de el Salvador. Fuente: <https://www.cne.gob.sv/wp-content/uploads/2016/11/sector-electrico-de-el-salvador-2015.pdf>

- i. Empresas generadoras, las cuales poseen las centrales de producción de energía eléctrica y la comercializan en forma total o parcial.
- ii. Agente transmisor, es la entidad poseedora de instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje. Esta es una sola empresa de figura pública-privada, ya que a este nivel de mercado la competencia no es factible.
- iii. Empresas distribuidoras, son las poseedoras y operadoras de las instalaciones de distribución. Su finalidad es transformar la energía de un nivel de voltaje mayor a uno adecuado para los usuarios finales en sus redes de suministro.
- iv. Comercializador de energía eléctrica, entidad que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla. Estos agentes hacen transacciones de compra venta de energía a nivel nacional o regional para satisfacer demandas de algunos otros agentes como los usuarios finales. Los comercializadores también están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad entre los países centroamericanos, así como a la normativa nacional.
- v. Finalmente, para que exista una coordinación entre los agentes se requiere la participación de un Operador del Mercado, que ejecuta las acciones necesarias y realiza las conciliaciones económicas que resultan de las transacciones entre agentes.
- vi. De la misma manera el Ente Regulador tiene las funciones de aplicar normas y reglamentos que establezcan reglas claras para el buen funcionamiento del mercado.

La Ley General de Electricidad de El Salvador, establece que las actividades de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, se realizarán previa inscripción en el Registro de Operadores del Sector Electricidad que llevará la SIGET. Dicha inscripción deberá actualizarse anualmente. Una misma entidad podrá desarrollar actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, toda vez que establezca sistemas de contabilidad separados para cada una de ellas y se encuentren registrados como tales en la SIGET.

Mercado mayorista eléctrico salvadoreño⁶

La Unidad de Transacciones es la entidad responsable de la operación del Sistema de Transmisión, así como de asegurar la calidad del suministro y administrar el mercado mayorista de electricidad, este último se subdivide en Mercado de Contratos y Mercado Regulado del Sistema (MRS), el cual tiene por objetivo equilibrar la oferta y la demanda. La UT es un ente privado cuyos accionistas son todos los participantes del mercado, generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores independientes y los usuarios finales.

El Mercado Mayorista (MM) salvadoreño ofrece dos mecanismos básicos para la compraventa de electricidad, tal como se comentó anteriormente:

- i. El Mercado de Contratos (MC) en el que se establecen acuerdos libremente pactados entre participantes del MM.

⁶ Comisión Económica para América Latina y El Caribe (CEPAL), Evolución Reciente y Desafíos de los Mercados mayoristas de Electricidad en El Salvador, Guatemala y Panamá.

- ii. El Mercado Regulador del Sistema (MRS), en el que se saldan las diferencias entre la realidad y los compromisos adquiridos, como faltantes y sobrantes.

Podrán participar en el despacho programado a los mercados que administre la UT, todos los operadores conectados directamente o a través de otros operadores, al sistema de transmisión coordinado por ésta, incluyendo a los comercializadores.

El Mercado de Contratos es establecido en forma bilateral entre las partes, y tiene carácter confidencial. Los agentes únicamente deben informar a la UT las características generales de la contratación y las características de las transacciones bilaterales que pueden surgir (montos de inyección y retiro, así como puntos de entrega). La UT verifica la validez de esas transacciones y rechaza aquellas técnicamente inviables. Las entregas y retiros aprobados son comunicados a los agentes y forman parte de las transacciones bilaterales que se asignan como condición inicial del predespacho.

En cuanto al MRS, éste funciona con base en ofertas con precios monómicos correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía establecidas en el despacho programado. En estas ofertas participan todos los agentes productores inscritos en la UT, tanto los que tienen contratos como los que no los poseen; para estos últimos se considera un despacho programado inicial igual a cero. El precio monómico incluye tanto el cargo por energía como por potencia, definido para un período establecido. Por su parte, el precio del MRS en un plazo dado lo fija la unidad marginal que la UT tenga que despachar para cubrir la demanda. Dicho precio se pagará a todos los participantes del mercado que inyecten energía al MRS y se les cobrará a aquellos participantes que retiren energía del MRS. Conviene mencionar que el despacho de las centrales de generación toma en cuenta, tanto los contratos bilaterales entre los distintos agentes como las ofertas de precio para el MRS. Asimismo, se incluyen las exportaciones e importaciones de energía eléctrica, a los precios acordados por las partes.

Cada día, considerando las ofertas incrementales/decrementales de generación y demanda, las transacciones bilaterales que resultan del MC, y la precisión de la demanda, la UT realiza un predespacho para el día siguiente, y obtiene el precio del MRS (\$MRS ex ante) para cada hora. Durante la operación en tiempo real, la UT realiza un despacho de carga convencional, considerando las restricciones de transmisión y los servicios auxiliares requeridos para aumentar la calidad y seguridad del sistema, y lleva a cabo un registro de la operación.

El precio de la energía en el MRS para cada hora se calcula un día después de la operación real (\$MRS ex post), con un despacho con restricciones de transmisión, considerando la generación real disponible y la demanda registrada, y excluyendo incumplimientos a las instrucciones de la UT. Este precio corresponde al Precio Marginal de Corto Plazo (PMCP), calculado con base en las ofertas incrementales/decrementales. De existir congestión en la transmisión, se determina cada MRS como conjunto de nodos con igual precio. Las diferencias entre la generación y el consumo real, y los compromisos derivados de los contratos, se saldan en MRS.

Por otro lado, los sobrecostos de la operación real, que se considera los incumplimientos a las instrucciones de la UT y los servicios auxiliares, se recuperan a través de cargos/pagos por servicios auxiliares y generación obligada (debido a condiciones del sistema). Al final de cada mes la UT realiza el balance comercial para cada participante del MM, integrando sus

transacciones en el MRS, así como la generación obligada, los cargos por congestión y los servicios auxiliares. Se adicionan también los cargos por los servicios de la UT. Con respecto a las pérdidas, la UT determina el método para calcularlas y cada generador deberá ser responsable de pagar sus costos, de acuerdo con su participación en el despacho.

Los generadores y comercializadores podrán exigir de los transmisores y distribuidores la suscripción de contratos que en forma total o parcial se apeguen a los que hayan sido registrados en la SIGET y se encuentren vigentes. La determinación de los cargos se realiza por parte de la SIGET.

Comercialización de electricidad

La regulación de la actividad de comercialización se encuentra fundamentalmente en la Ley General de Electricidad, su reglamento y el “Reglamento aplicable a las actividades de comercialización”, Decreto 90, del año 2000.

De acuerdo con el marco normativo señalado, el comercializador podrá:

- a) Suscribir contratos de suministro y de abastecimiento de energía eléctrica; de transmisión; y, de distribución;
- b) Comprar y vender energía eléctrica en las redes de bajo voltaje; y,
- c) Comprar y vender energía eléctrica en el mercado mayorista.

Toda persona, natural o jurídica, que desee adquirir la categoría de participante en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, deberá presentar la solicitud de inscripción de acuerdo al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP). Esta solicitud deberá ser presentada en las oficinas de la Unidad de Transacciones (UT), donde será revisada y evaluada de conformidad a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el ROBCP, contando con un mes a partir de la fecha de recepción de la solicitud para su revisión y aprobación, en caso de no existir inconveniente alguno.

Para los comercializadores, en caso de prever el uso de redes de distribución de terceros, deberá presentar una constancia que existe un acuerdo con el Distribuidor para dicho uso; lo mismo se requerirá en caso de prever el uso de redes de transmisión para inyectar energía. De la misma manera, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas, por transacciones en el Mercado, sanciones y penalizaciones, cargos de la UT, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación o en el Contrato de Servicios que al efecto suscriban; éstos rendirán por su cuenta y a favor de la UT, la o las garantías que ésta le determine, pudiendo ser las siguientes:

- a) Apertura de Crédito Restringido: conocido en el Sistema Bancario como “sobregiro”. El comercializador acreditado, no podrá disponer del importe del crédito, quedando éste disponible única y exclusivamente a favor de la UT. El plazo de la Apertura de Crédito será igual que en el plazo de vigencia del Contrato de Servicios que suscriban el comercializador con la UT;
- b) Fianza Mercantil: emitida por Bancos, Aseguradoras o Afianzadoras aprobadas por la UT;

c) Depósito en efectivo: en una cuenta asignada por la UT.

d) Para casos excepcionales, debidamente justificados, otro tipo de garantía aprobada por la Junta Directiva de la UT

Por su parte, todo usuario final deberá contratar y elegir el suministro de energía eléctrica con un comercializador, el que puede o no ser la compañía distribuidora. En todo caso, los comercializadores en conjunto con los usuarios finales, deberán notificar por escrito al distribuidor, con treinta días calendario de anticipación, la fecha en la que ha de iniciarse o concluirse cada contrato de suministro de energía que hayan suscrito.

Para estos efectos, la regulación establece tres tipos de contratos:

- Contrato de suministro: es el acuerdo por medio del cual un comercializador se obliga a entregar al usuario final en un punto determinado, energía eléctrica en forma continua o periódica durante un plazo determinado o indeterminado, por un precio y en las condiciones fijadas o a fijarse.
- Contrato de abastecimiento: es el acuerdo por medio del cual un generador o comercializador, nacional o extranjero, se obliga a entregar a un comercializador en un punto determinado, energía eléctrica en forma continua o periódica durante un plazo determinado o indeterminado, por un precio y en las condiciones fijadas o a fijarse.
- Contrato de distribución: es el acuerdo por medio del cual un distribuidor se obliga a permitir el uso de sus redes por parte de un comercializador o un generador, para el suministro de energía eléctrica a comercializadores o usuarios finales conectados a la red de distribución o en el caso de generador conectados a la red de distribución el transporte de la energía eléctrica a las redes de alto voltaje.

Asimismo, las cláusulas contenidas en los contratos de adhesión o contratos de suministro de energía eléctrica elaborados por el comercializador o distribuidor que actúa como comercializador, deberán cumplir los términos y condiciones de los pliegos tarifarios y las normativas establecidas por la SIGET, y podrán modificarse, siempre y cuando preceda una real negociación y cuando las condiciones pactadas incorporen mayores beneficios al usuario que los contenidos en los términos y condiciones del pliego tarifario.

En los contratos de suministro de energía que un usuario final suscriba con un comercializador distinto al distribuidor propietario de la red, deben pactarse garantías de cumplimiento e incluir la compensación por parte del comercializador por energía no entregada.

Salvo pacto en contrario entre distribuidor y comercializador, las responsabilidades del distribuidor incluyen el suministro, instalación, mantenimiento y lectura del equipo de medición. Los comercializadores podrán realizar lecturas de dicho equipo cuando lo consideren necesario, en coordinación con el distribuidor de la zona, el que estará obligado a poner a disposición todos los medios a su alcance para facilitar tal actividad. Durante la vigencia del contrato de suministro el comercializador es el responsable de pagar al distribuidor los cargos por el uso de la red del distribuidor y las desviaciones de las cantidades de energía demandadas respecto a las contratadas; así como a realizar los trámites comerciales y a exigir el cumplimiento de las normas de operación y de calidad, emitidas por la SIGET.

Por otra parte, las operaciones de comercialización darán origen a transacciones de capacidad firme⁷, las que serán determinadas anualmente por la Unidad de Transacciones, a través de un balance de capacidad firme que considere lo siguiente:

- Los operadores generadores cuya capacidad comprometida en contratos en el período de control sea inferior a la suma de las capacidades firmes reconocidas a sus unidades de generación, se consideran vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se consideran compradores.
- Los operadores distribuidores, clientes o comercializadores cuya demanda de potencia en el período de control sea inferior a la capacidad firme comprometida en contratos en las mismas horas, se consideran vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se consideran compradores. Para los comercializadores, la demanda de potencia en el período de control corresponderá a la capacidad comprometida a suministrar en contratos en el mismo período.

Con relación a la venta de electricidad a clientes regulados, los cargos de comercialización incluyen los costos de atención al cliente, facturación y cobranza, los cuales están basados en los registros contables de los costos que enfrentó la empresa para atender su demanda durante el año inmediatamente anterior al de su cálculo (año base). Los cargos se calculan para los segmentos de (i) pequeña y mediana demanda y (ii) gran demanda, y se obtienen dividiendo los Costos de Atención al Cliente (CoAC) entre el promedio anual de usuarios de cada segmento. Estos cargos se ajustan por inflación trimestralmente.

Comercio Internacional

La UT es la responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de las Inyecciones y Retiros Regionales de energía eléctrica. La UT considerará al Ente Operador Regional (EOR) como la contraparte regional para coordinar las Transacciones Regionales de energía eléctrica y utilizará la Reglamentación Regional. En caso de existir contradicciones entre las normas de la Regulación Regional y las del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, la UT analizará la situación específica y propondrá a la SIGET, de ser necesario, las adecuaciones a este último Reglamento para la armonización de la norma nacional respecto a la regional. Todas las Transacciones Regionales de contratos estarán sujetas a las mismas condiciones que las del mercado nacional, en la medida en que les aplique.

Para la presentación de Ofertas, las cantidades físicas asociadas a contratos regionales y las ofertas asociadas a Transacciones Regionales serán realizadas en los nodos de la red de transmisión de El Salvador. Las cantidades físicas asociadas a contratos firmes regionales tendrán prioridad en la asignación sobre la atención de las cantidades físicas asociados a contratos no firmes físicos flexibles y las ofertas de oportunidad. A su vez las cantidades físicas

⁷ El precio para valorar las transacciones de capacidad firme que resulten del balance anual, se denominará cargo por capacidad y se determinará igual al costo por Kilowatt de inversión anualizado más costo fijo de operación de una unidad eficiente para otorgar respaldo y capacidad adicional en el período de control del sistema, amplificado en un margen de reserva y en un factor de pérdidas correspondiente a las horas de mayor demanda. El cargo por capacidad y la fórmula de reajuste del mismo serán determinados y actualizados cada cinco años por la SIGET.

asociados a contratos no firmes físicos flexibles tendrán prioridad sobre las ofertas de oportunidad regional. Los cargos o abonos que surjan dentro del Mercado como resultado de las Transacciones Regionales serán asignados al PM nacional que realiza el Retiro o Inyección bajo el contrato regional.

Para el envío de ofertas de oportunidad de inyección al MER, la UT deberá verificar que la sumatoria de todas las cantidades de energía ofertadas no supere la cantidad de energía disponible reportada en el predespacho nacional inicial considerando las cantidades físicas de contratos regionales. Si esta cantidad de energía disponible es superada, se deberán modificar las cantidades asociadas a las ofertas de oportunidad hasta alcanza el valor de energía disponible, eliminando de las mismas todos aquellos bloques, en forma total o parcial, comenzando desde los bloques de mayor precio hacia los de menor precio. En caso de empate de precio para el último bloque a eliminar, la UT asignará la energía disponible en proporción a las ofertas declaradas.

En cuanto al Predespacho Nacional Definitivo, considerando transacciones regionales, la UT deberá incorporar en el predespacho nacional inicial las Transacciones Regionales programadas y coordinadas con el EOR, dichas transacciones corresponden a las ofertas de oportunidad casadas en el MER y las componentes físicas de los contratos no firmes físicos flexibles y de los contratos firmes programados por el EOR, de manera horaria.

Todas las Inyecciones y Retiros, nacionales y regionales de PMs, serán transadas a los precios respectivos en el MRS. Los PMs con Transacciones de Retiro Regional deberán tener en cuenta que de ser despachado en el MER el Retiro, la UT le asignará una remuneración igual al Retiro Regional programado valorado al Costo Marginal de Operación.

De conformidad a las estadísticas publicadas por la Unidad de Transacciones (UT), los generadores locales reportaron, durante el año 2018, un volumen de inyecciones de 4778,5 GWh e importaciones netas (Importaciones menos Exportaciones) que alcanzaron un nivel de 1759,3 GWh, sumando un total de inyección de 6537,8 GWh. Esto significa que las inyecciones totales en el mercado mayorista experimentaron un incremento de 1,44% respecto al volumen registrado el año 2017.

Tabla 2: Inyecciones totales (GWh). Fuente: Unidad de Transacciones

Inyecciones	2017	2018	Var. %
Generadores Locales	4878,7	4778,5	-2,1%
Importaciones netas	1585,3	1759,3	11,0%
Total	6464,0	6537,8	1,44%

Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas de UT

A partir de los datos reflejados en el cuadro anterior se observa que las Importaciones netas reportan una variación positiva del 11%, en cambio las inyecciones provenientes de recursos locales reflejan una disminución de 2,1%, lo que representa 100,2 GWh menos de lo inyectado

en el año 2017. La reducción de la energía proveniente del recurso fósil ha sido sustituida por la importación de energía.

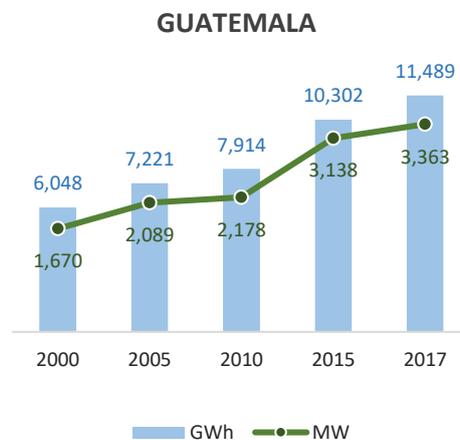
Con relación a la comercialización mayorista, la misma se ha enfocado principalmente a arbitrar entre los precios spot de los mercados de El Salvador y Guatemala, importando de este último cada vez que la oportunidad lo amerita. La apropiación de la diferencia en los costos marginales va directamente al comercializador mayorista, con escasos beneficios en la demanda final salvadoreña.

4.1.3. Mercado Eléctrico de Guatemala

Antecedentes

La capacidad instalada de generación eléctrica a diciembre de 2017 fue de 3,363 MW en Guatemala, con una demanda máxima de 1,750 MW, lo que se tradujo en una generación de energía eléctrica anual de 11,489 GWh. El 68% de la generación provino de fuentes renovables, siendo la de mayor participación la energía hidráulica con un 50%, seguido de biomasa y cogeneración con un 12% para finalizar con un 6% entre generación solar, eólica y geotérmica en conjunto. La energía térmica convencional alcanzó el 32%. El siguiente gráfico muestra la evolución tanto de la capacidad instalada de energía eléctrica como de la generación.

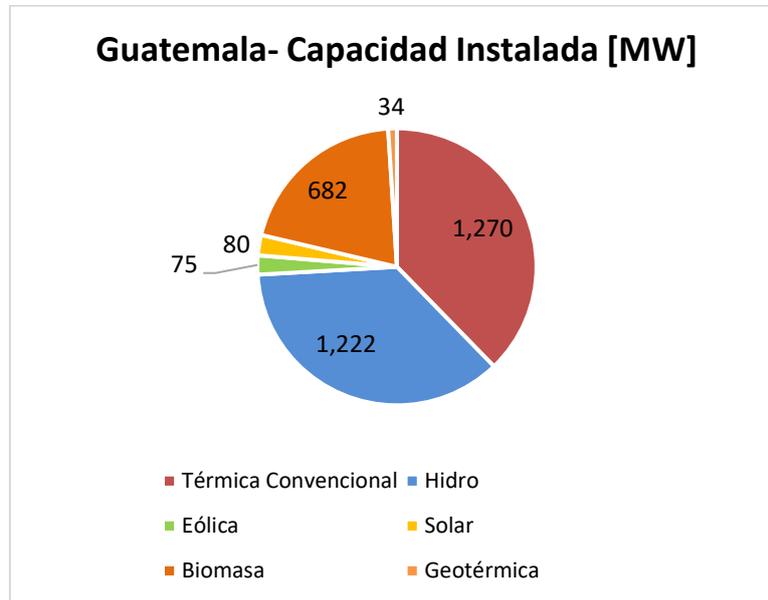
Gráfico 7 Evolución de la potencia instalada (MW) y energía bruta anual generada (GWh).



Fuente: Comisión de Integración energética y los intercambios internacionales de electricidad Regional.

La capacidad instalada por tecnología al año 2017 fue la siguiente:

Gráfico 8 Capacidad instalada en MW por tecnología



Fuente: Comisión de Integración de Energía Eléctrica

La cobertura eléctrica en Guatemala supera el 92,1%. El consumo eléctrico total durante el 2017 fue de 10.5 TWh (lo que supone un saldo eléctrico positivo, es decir, exportador de energía eléctrica).

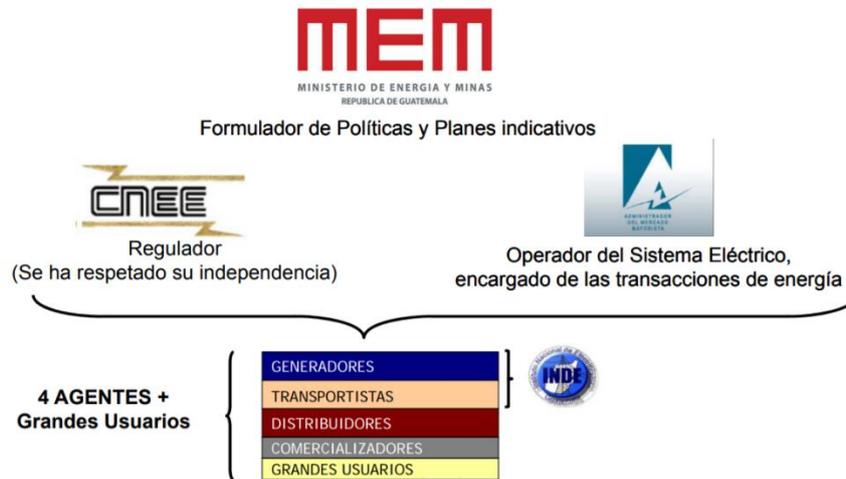
Estructura del Mercado⁸

El marco regulatorio en el que se apoya el subsector eléctrico de Guatemala está basado en un modelo de mercado competitivo de costos, que permite el acceso al Sistema Nacional Interconectado a cualquier persona individual o jurídica que así lo desee cumpliendo con los requisitos legales, establecidos en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, estableciendo un sistema equilibrado de precios de oferta y demanda para crear así las condiciones necesarias para la competencia. Las tarifas son fijadas por el ente regulador cuando se da la existencia de monopolios naturales, distribuidor o transportista.

En el subsector eléctrico guatemalteco se distinguen cinco participantes: Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios. La figura a continuación muestra la estructura del mercado:

⁸ Perspectivas de mediano plazo (2010-2015) para el suministro de electricidad del sistema eléctrico nacional, Planes de expansión Sistema Eléctrico Guatemalteco, Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Fuente: <http://www.cnee.gob.gt/PEG/Docs/Perspectivas%20PEG.pdf>

Figura 3 Estructura del Mercado Guatemalteco



Fuente: CNEE, Comisión Nacional de Energía Eléctrica

En cuanto a los agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios, al 31 de diciembre de 2018 el número de grandes usuarios ascendió a 1394, los Agentes Generadores eran 91 y Agentes Comercializadores 52. En cuanto al número de participantes en las redes, existen 14 agentes transportistas, mientras que agentes distribuidores 4, según la Secretaría General del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Es necesario destacar que se considera como Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios, aquellos que cumplen con los siguientes requisitos⁹:

- Generadores: que tiene una potencia máxima mayor a los cinco megavatios (5 MW). Este requisito no será aplicable a los Generadores Distribuidos Renovables.
- Comercializadores, importadores y exportadores: que compran o venden bloques de energía eléctrica, asociados a una Oferta Firme Eficiente¹⁰ o Demanda Firme¹¹, de por lo menos 2 MW. Los mismos límites se aplican a los importadores y exportadores.
- Distribuidores: que cuenten con un mínimo de quince mil usuarios. Este requisito no será aplicable a las Empresas Eléctricas Municipales, quienes únicamente deberán tener la autorización otorgada por el Ministerio de Energía y Minas, para constituirse como distribuidores. Para el caso de los distribuidores privados, deberán tener una demanda de por lo menos 100 kW.
- Transportistas: que tienen capacidad de transporte mínima de 10 MW.

⁹ Artículo 39 del Reglamento de la ley General de Electricidad.

¹⁰ Es la cantidad máxima de potencia que una central generadora o Transacción Internacional puede comprometer en contratos para cubrir la Demanda Firme que se calcula en función de su Oferta Firme y de la eficiencia económica de la central generadora o Transacción Internacional con respecto al conjunto de centrales generadoras instaladas en el Sistema Nacional Interconectado y Transacciones Internacionales.

¹¹ Es la demanda de potencia calculada por el Administrador del Mercado Mayorista, que debe ser contratada por cada Distribuidor o Gran Usuario, en el Año Estacional correspondiente. La demanda firme del Sistema Nacional Interconectado, es la suma de las demandas firmes de todos los Distribuidores y Grandes Usuarios.

- Gran Usuario: consumidor de energía, cuya demanda de potencia debe estar arriba de 100 kW.

El Ministerio de Energía y Minas es el órgano del Estado responsable de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes de estado y programas indicativos relativos al sector eléctrico. Asimismo, es el encargado de velar que el proceso de autorización de instalación de centrales y prestación del servicio de Transporte y Distribución se realice conforme a la Ley.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el ente regulador del subsector eléctrico responsable de velar por el cumplimiento de la Ley general de Electricidad y sus Reglamentos con funciones de planificación; licitación de nueva Generación; ampliación del Sistema de Transporte para satisfacer las necesidades del SIN; y emite las normas técnicas y medidas disciplinarias, así como definir las tarifas y metodología de cálculo.

La generación se lleva a cabo en un contexto libre y competitivo conformado por un mercado de oportunidad o de corto plazo, que se basa en el despacho de energía a costo marginal, y por un mercado a término o de largo plazo, en donde se pactan libremente las condiciones en lo que se refiere al plazo, el precio, la cantidad de potencia y de energía eléctrica a contratar.

Las actividades de transmisión y distribución son reguladas por las normas que emite el ente regulador del sistema, en este caso la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, es el encargado de realizar el despacho o programación de la operación, la coordinación del Sistema nacional Interconectado -SNI-, dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el post despacho y la administración de las transacciones comerciales de Mercado Mayorista.

Funcionamiento del mercado mayorista eléctrico guatemalteco¹²

El Precio Spot de la energía, es el precio que se pacta para las transacciones de compra y venta en el mercado de oportunidad de manera inmediata. Es también uno de los parámetros más representativos del Mercado mayorista, ya que en el mercado la convocación de centrales generadoras se da de manera marginal para cubrir la demanda; de menor a mayor costo, los cuales son declarados para que el operador (AMM) los convoque.

El Mercado Mayorista cuenta con el Centro de Despacho de carga que corresponde a la dependencia del Administrador del Mercado Mayorista y está encargada de la coordinación de la operación en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala y de sus interconexiones Internacionales.

Las operaciones de compra y venta del Mercado mayorista se realizan a través de:

- a) Un Mercado de Oportunidad o Mercado Spot, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria, o el precio que defina la Comisión, en caso que la misma considere necesario reducir éste. En este mercado cada

¹² Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Centro de Control de Empresas Eléctricas de Guatemala S.A, Acuerdo Gubernativo Número 299-98 <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>

- comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado en base al costo marginal de corto plazo, que resulta del Despacho de la Oferta Disponible.
- b) Un Mercado a Término, para contratos entre Agentes o Grandes Usuarios, con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes. En este mercado los Agentes del Mercado Mayorista y Grandes Usuarios pactarán libremente las condiciones de sus contratos. El artículo 18 del Reglamento de la Ley general de Electricidad, dispone que los Grandes Usuarios no requerirán autorización y estarán facultados a contratar el suministro de electricidad con un Generador o Comercializador. En este caso deberán pagar un Peaje al Distribuidor.
 - c) Un Mercado de Transacciones de Desvíos de Potencia diarios y mensuales. En las Transacciones diarias, se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la Potencia firme de los Participantes Productores, valoradas al Precio de Referencia de la Potencia, el que se utilizará en la liquidación mensual de dichas transacciones. En las Transacciones mensuales, se liquidan las diferencias entre la Demanda Firme Efectiva de cada Distribuidor, Gran Usuario o Exportador y su demanda Firme efectivamente contratada durante el Año Estacional correspondiente.

En cuanto a la Comercialización, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista dispone que es *“Es la actividad por medio de la cual se compra y vende potencia y energía eléctrica en el Mercado Mayorista”*, distinguiendo Comercialización de la Demanda, como la actividad por medio de la cual un Comercializador, a través de un Contrato de Comercialización, asume todas las responsabilidades comerciales de un Gran Usuario ante el Administrador del Mercado Mayorista; y Comercialización de la Oferta, como la actividad por medio de la cual un Comercializador, a través de un Contrato de Comercialización, asume las responsabilidades comerciales de un Participante Productor, por la venta total o parcial de su potencia y energía, ante el Administrador del Mercado Mayorista.

Comercio Internacional

La demanda máxima de potencia entre enero y noviembre de 2018 se presentó en marzo, con 1762,5 MW mientras que la demanda máxima de menor valor se presentó en junio con 1649,9 MW. Esto implica que la demanda de energía es bastante menor a la generación, más aún la mayor diferencia se presentó en agosto, con una generación que alcanzó los 1142,41 GWh mientras que la demanda fue de 928,86 MW. Esto implica que Guatemala es un país mayoritariamente exportador, de hecho, la exportación de energía en el mercado eléctrico regional fue de 1653,8 GWh.¹³

Los Agentes y Grandes Usuarios del Mercado mayorista (MM) pueden realizar transacciones de Importación o Exportación, según corresponda, con el Mercado Eléctrico Regional (MER) o con

¹³ Estadísticas Subsector Eléctrico 2018. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Energía, República de Guatemala. Fuente: <https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2019/01/Estad%C3%ADsticas-Subsector-El%C3%A9ctrico.pdf>

cualquier otro mercado o país con los que el Sistema Nacional Interconectado esté conectado, según lo establecido en las Normas de Coordinación.

Un importador es el Participante del MM que realiza actividades de importación desde el MER o desde cualquier otro país no miembro del MER, al Sistema Nacional que esté interconectado, de conformidad con lo siguiente:

- a) Un Distribuidor, que importa a través de Contratos Firmes o Contratos Firmes del MER suscritos según las bases de licitación aprobadas por la CNEE para el abastecimiento de los usuarios finales.
- b) Un Generador, que importa electricidad para el respaldo de sus contratos de venta en el MM. Para el caso del MER podrá realizar retiros de energía a través de contratos regionales no firmes, retiros a través de ofertas de oportunidad o retiros a través de Contratos Firmes del MER. Para el caso de países no miembros del MER, podrá importar energía mediante contratos firmes, no firmes y Ofertas de Oportunidad.
- c) Un Comercializador, que importa electricidad para su comercialización en el MM. Para el caso del MER un Comercializador podrá realizar retiros de energía a través de contratos regionales no firmes, retiros a través de ofertas de oportunidad o retiros a través de Contratos Firmes del MER. Para el caso de países no miembros del MER, podrá importar energía mediante contratos firmes, no firmes y Ofertas de Oportunidad.
- d) Un Gran Usuario Participante, que importa electricidad del MER a través de contratos No Firmes, retiros a través de ofertas de oportunidad o retiros a través de Contratos Firmes del MER para su propio consumo de energía. Para el caso de países no miembros del MER, podrá importar energía mediante contratos firmes, no firmes y Ofertas de Oportunidad.

Un exportador es el Participante del MM que realiza actividades de Exportación al MER o hacia cualquier otro país miembro del MER al que el SIN esté interconectado, de conformidad con lo siguiente:

- a) Un Generador o Comercializador que realiza transacciones de exportación de corto plazo o bien a través de Contratos Firmes del MER, para lo cual deberá contar con Ofertas Firmes Eficientes no comprometida en contratos, exportaciones o en la prestación de Servicios Complementarios, como mínimo por la cantidad máxima que desea exportar en cada día, incluyendo el Coeficiente Adicional de la Demanda -CAD-. Para las transacciones de Oportunidad de inyección al MER se ofertará la generación no despachada en el Predespacho Nacional.
- b) Un Generador o Comercializador que realiza Transacciones de Exportación a países no miembros del MER a través de Contratos Firmes, o Transacciones de Exportación a través de Contratos Firmes del MER con duración de un año estacional completo, para lo cual deberá contar con Oferta Firme Eficiente para

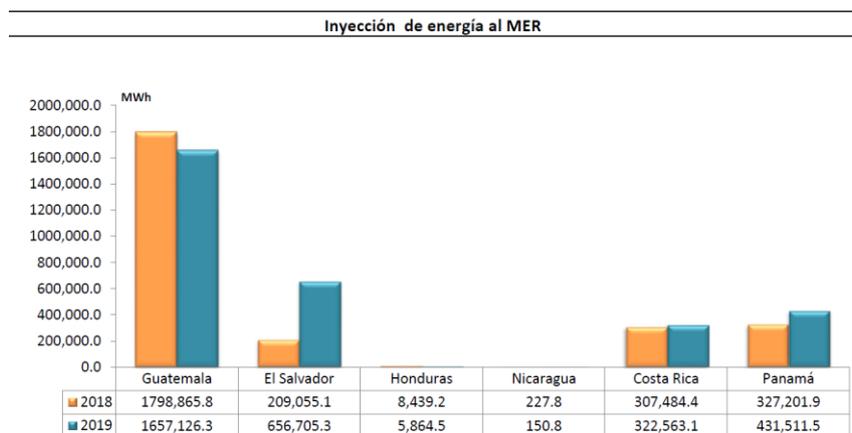
cubrir Demanda Firme, que no se encuentre comprometida en contratos, exportaciones o en la prestación de Servicios Complementarios, como mínimo por la cantidad que desea exportar, incluyendo el Coeficiente de la Demanda - CAD-.

- c) Un Distribuidor que realiza transacciones de exportación de corto plazo cuando, derivado de los contratos suscritos resultado de las licitaciones establecidas en el artículo 65 Bis de Reglamento de la Ley General de Electricidad, resulta con excedentes de energía y potencia.
- d) Un Gran Usuario que realiza transacciones de exportación de oportunidad al MER cuando se encuentre habilitado para la prestación del Servicio Complementario de Demanda Interrumpible según lo establecido en las Normas de Coordinación, y podrá exportar como máximo la cantidad de demanda a interrumpir ofertas al MM. Los Grandes Usuarios con Contratos de Comercialización, presentarán sus ofertas de oportunidad a través del Comercializador.

El Exportador, para hacer transacciones de exportación de corto plazo, deberá contar con contratos de potencia con Oferta Firme Eficiente que no esté comprometida en contratos para cubrir Demanda Firme o reserva de Potencia en Guatemala.

Dentro del Mercado de Energía Regional (MER) Guatemala se caracteriza por ser un ente que realiza la mayor cantidad de inyecciones, mientras que sus retiros son mínimos. De hecho, en el año 2019 Guatemala inyectó energía al MER por una totalidad de 1657,126 GWh mientras que sus retiros alcanzaron los 9,48 GWh. En la gráfica a continuación se puede ver el comportamiento de Guatemala con el resto de los países miembros según el MER.¹⁴

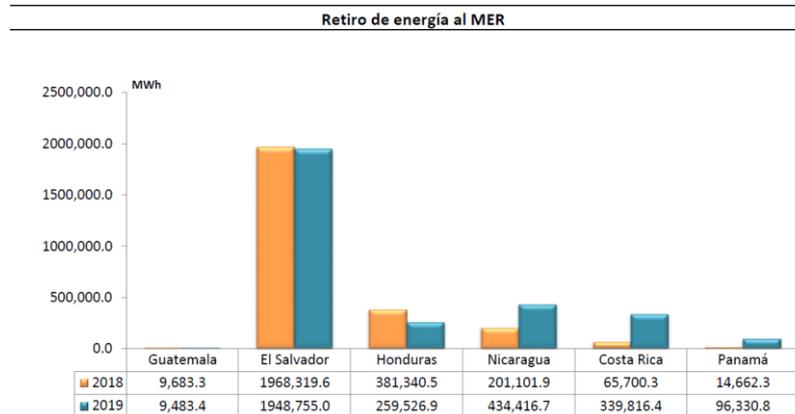
Gráfico 9



Fuente: Operador Regional del Mercado Eléctrico de América Central, Informes de Transacciones

¹⁴ Ente Operador Regional del Mercado Eléctrico de América Central, Informes de Transacciones: Diario, Mensual y Anual. Fuente: https://www.enteoperador.org/mer/gestion-comercial/informes-de-transaccion-diario-mensual-y-anual/#elf_l1_Lw

Gráfico 10



Fuente: Operador Regional del Mercado Eléctrico de América Central, Informes de Transacciones

4.2. Interconexión Colombia – Ecuador

En mayo 1997 fue inaugurada la interconexión eléctrica entre Colombia y Ecuador, con una línea de transmisión de 138 kV entre las subestaciones de Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia. No hubo mayores transacciones debido a que no existió un Acuerdo Comercial para aprovecharla. No obstante, el 4 de octubre del 2001, se suscribe un contrato de compra-venta de energía eléctrica entre Empresas Públicas de Medellín y la Empresa Eléctrica Quito, iniciando la operación comercial de la interconexión a 138 kV con Colombia, de forma radial. En el contrato se tomaba en cuenta el despacho centralizado de acuerdo con las necesidades energéticas internas. Esta actividad marcaría el inicio del intercambio de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador.

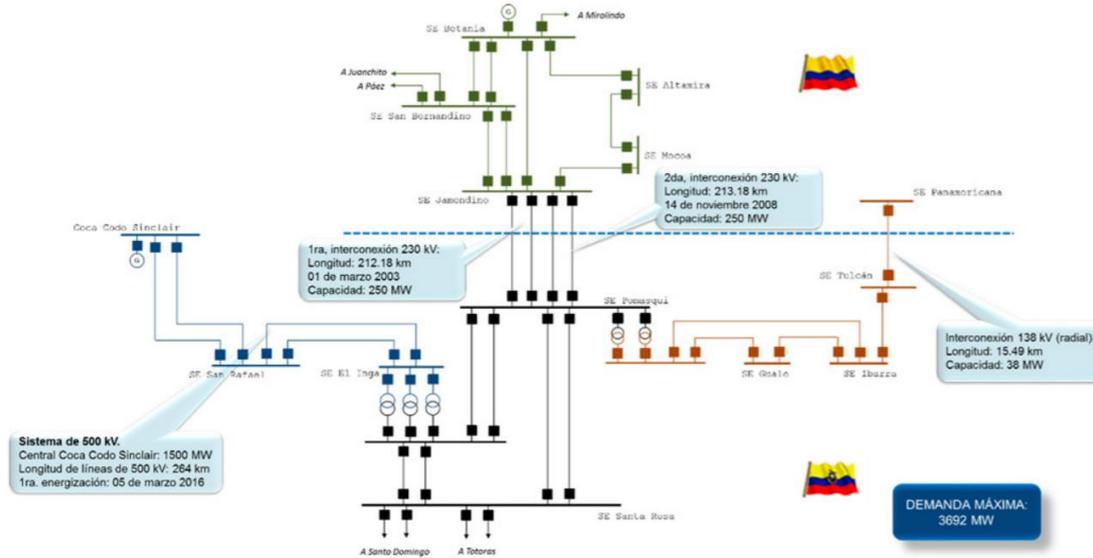
La falta de inversiones en nueva capacidad de generación en el Ecuador obligó a este país a hacer uso de centrales térmicas con altos costos de operación, que incrementaron el costo marginal del sistema, además de que se aumentó la probabilidad de desabastecimiento. En Colombia, con un parque de generación más holgado con respecto a su demanda interna y con una mayor diversidad de fuentes de generación (hidroelectricidad, gas natural, carbón y derivados de petróleo), los costos marginales del sistema eran mucho más bajos que en Ecuador, creándose así las condiciones propicias para el intercambio de energía.

Fue así como el 27 de febrero del 2003 el Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC (Ecuador) y el Directorio de CENACE (Operador Eléctrico de Ecuador) autorizaron al Director Ejecutivo de la institución la suscripción de los Acuerdos Operativo y Comercial con Interconexión Eléctrica S.A., ISA de Colombia para continuar con el inicio de las Transacciones Internacionales de Electricidad, TIE, entre los dos países. De esta manera, la interconexión entre ambos países se materializó en 2003, y requirió una inversión del lado ecuatoriano de USD 30 (una línea de transmisión de 135.5 km) y de USD 15 millones del lado colombiano (una línea de 78 km de longitud). Por un acuerdo entre las partes Ecuador paga el 100% de la inversión en su territorio y el 36% en el lado colombiano.

Con la experiencia de la interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia, así como a la necesidad del país de contar con un mayor número de fuentes de generación, la empresa de

transmisión ecuatoriana analizó la factibilidad de construir una segunda línea de transmisión de características similares a la primera. De esta manera, a fines del 2008 se puso en operación una segunda línea, con lo que la transferencia de potencia entre sistemas puede alcanzar hasta los 500 MW.

Figura 4 Interconexión Ecuador - Colombia



Fuente: Interconexión Eléctrica Ecuador – Colombia. Revista Cier, Nov 2017

Los acuerdos comerciales que han permitido los intercambios de energía se denominan Transacciones Internacionales de Energía o TIE, que se fundamenta simplemente en aprovechar las diferencias en los costos marginales de corto plazo de los sistemas, resultando exportador aquel país que presente en el punto de interconexión el menor costo de la energía. El precio de la oferta de energía en el punto de interconexión, además del costo marginal del sistema de generación incluyen las pérdidas, los cargos por transmisión y los cargos por potencia.

En breve las TIE establecen los siguientes acuerdos generales:

- No discriminación de precios (entre sus mercados y los mercados externos) y en el tratamiento a los agentes internos y externos (demanda y oferta).
- Uso físico de las interconexiones debe ser consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados.
- Libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
- Contratos de compraventa internacional de energía de carácter financiero, elimina vinculación entre el flujo físico y los contratos.
- Asegura condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes.
- Ninguna clase de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad.
- Eliminación de aranceles, gravámenes, impuestos y restricciones específicas a las importaciones y exportaciones de electricidad.

- La exportación se administra como un generador virtual en el punto de interconexión y el precio de venta corresponde al costo marginal del país importador.
- El país exportador es el beneficiario de las rentas de congestión que corresponde a la diferencia de los costos marginales de los dos sistemas en el momento de la operación de exportación.
- Las pérdidas de la interconexión las asume el país importador.
- El exportador recibe además del precio de exportación, que equivalente al costo marginal del país importador, percibe además un cargo por capacidad igual al que reciben los agentes generadores en el país.
- El precio de exportación en la frontera es en definitiva el costo marginal del país importador más otros costos (remuneración de los costos de transmisión y los costos por capacidad).

Por la estructura del parque colombiano, en general, el costo marginal del sistema es en la mayor parte del tiempo menor que el del sistema ecuatoriano, produciéndose un flujo mayoritario de energía de Colombia hacia Ecuador. Esto provoca que las rentas de congestión, que representa la diferencia entre los costos marginales de ambos sistemas, sean asignadas mayoritariamente a Colombia como país exportador.

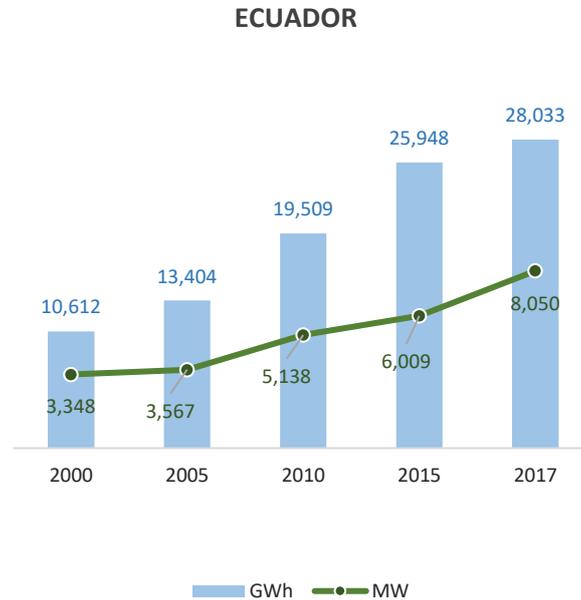
Por este motivo, los beneficios de la interconexión entre Colombia y Ecuador superan ampliamente las inversiones que fueron necesarias para conectar ambos sistemas. En efecto, al año 2003, con una inversión de USD 30 millones en la línea de interconexión, Ecuador dispuso de 250 MW de capacidad de generación, en un plazo de 11 meses. Una planta de generación de igual capacidad hubiera costado cerca de US\$ 200 millones y un período de ejecución no menor a 3 años.

Las rentas que se originen como resultado de la congestión del enlace internacional, no serán asignadas a los propietarios del sistema de transmisión. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace, serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50% para el sistema importador y el 50% para el sistema exportador. De esta forma, la remuneración que percibe el dueño del enlace vendrá como un cargo que viene incorporado directamente en el escalón de la curva de oferta.

4.2.1. Mercado Eléctrico Ecuador

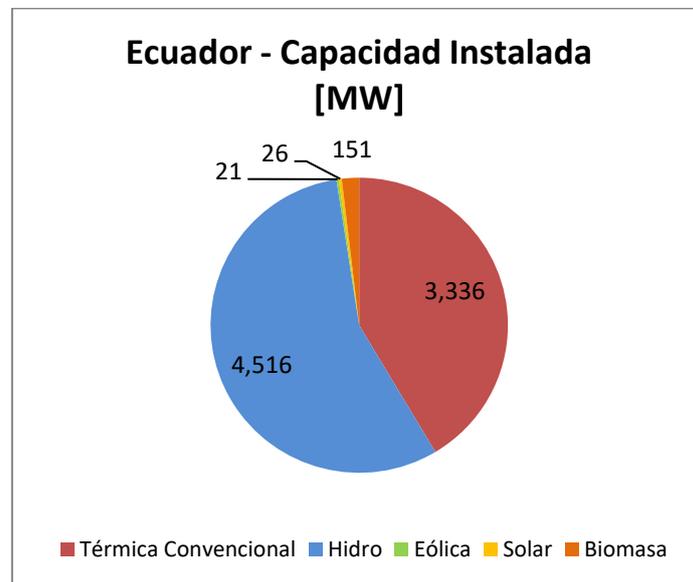
La capacidad instalada de generación eléctrica a diciembre de 2017 fue de 8,050 MW en Ecuador, con una demanda máxima de 3,746 MW, lo que se tradujo en una generación de energía eléctrica anual de 28,033 GWh. El 74% de la generación provino de fuentes renovables, siendo la de mayor participación la energía hidráulica con un 72%, seguido de biomasa con un 2%. La energía térmica convencional alcanzó el 26%. Las siguientes figuras muestran la evolución tanto de la capacidad instalada de energía eléctrica como de la generación, además de la capacidad instalada por tecnología al año 2017.

Gráfico 11 Evolución de la potencia instalada (MW) y energía bruta anual generada (GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Comisión de Integración energética y los intercambios internacionales de electricidad Regional.

Gráfico 12 Capacidad instalada en MW por tecnología.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Comisión de Integración de Energía Eléctrica

El consumo eléctrico total durante el 2017 fue de 28.000 GWh. Dicho consumo se distribuyó entre los distintos sectores de la siguiente manera en 2017: el 25% corresponde a consumo del

sector industrial, un 38% corresponde al consumo residencial, un 20% corresponde a consumos comerciales y un 38% representa el alumbrado público y otras componentes.¹⁵

Con el propósito de impulsar el cambio de la matriz energética se ha continuado con la construcción de centrales de generación hidroeléctricas y centrales eficientes de generación termoeléctricas, además de estudios y desarrollo de nuevos proyectos que permiten aprovechar la energía proveniente de los recursos renovables que posee el país.

El indicador “Aumentar la capacidad instalada para la generación eléctrica a 8569 MW”, inició el 2017 con una línea base de 8226 MW; para diciembre de 2017 registró un valor final de 8036 MW, esta reducción se debió a una disminución de 264 MW correspondiente a la salida de operación de dos centrales térmicas y al ingreso de 74 MW de potencia renovable de participación privada: Sigchos (19 MW), DUE (50 MW), El Inga (4 MW) y Pichancay (1 MW).

El indicador “Duplicar la capacidad de energías renovables” tenía planificado, para el cumplimiento de sus metas, el ingreso de las siguientes centrales:

- Minas San Francisco: 275 MW
- Delsitanisagua: 180 MW
- Mazar Dudas (San Antonio): 7,19 MW
- Toachi Pilatón (Sarapullo): 47 MW

Al momento estos proyectos no han ingresado al Sistema Nacional Interconectado¹⁶.

Estructura del Mercado

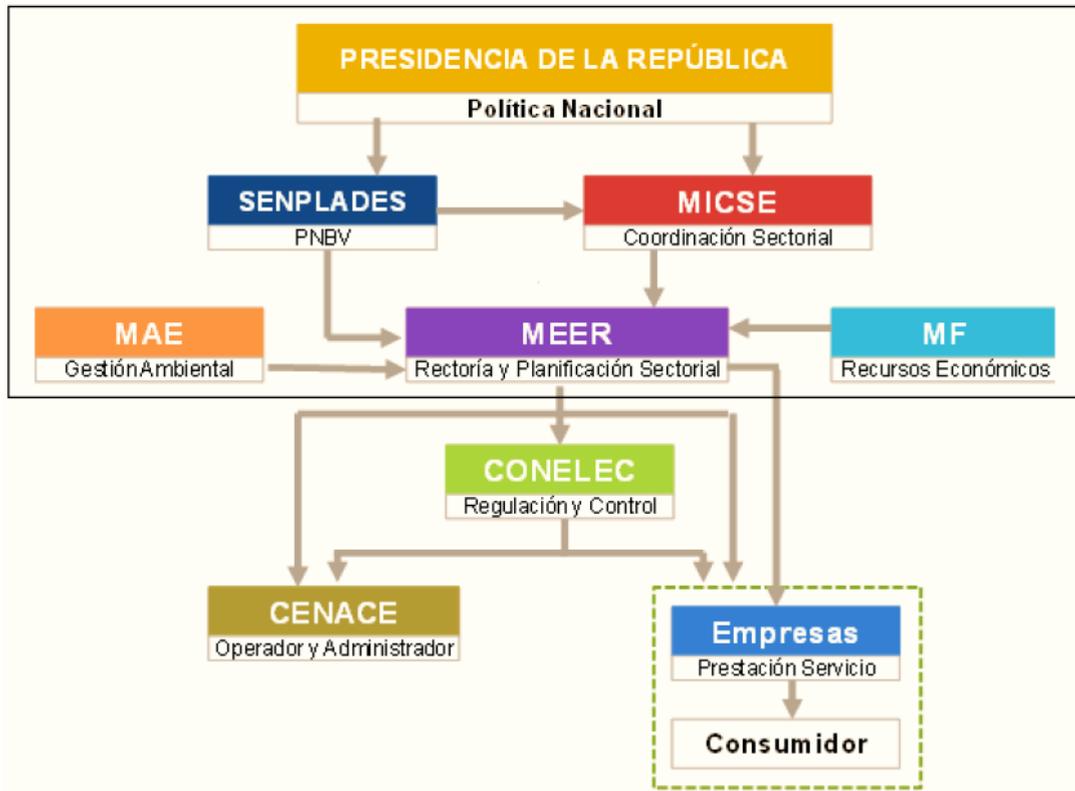
En 1996 se crea la ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) puesta en vigencia a partir de octubre de 1998, ley que crea un modelo de mercado basado en el Mercado Eléctrico Mayorista y que se encarga de regular todo lo concerniente a la generación de energía eléctrica, sea esta convencional o no convencional cuando se entrega en forma parcial o total en el Sistema Nacional Interconectado, o cuando es entregada directamente a sistemas de distribución, o a los servicios públicos de transmisión, distribución, comercialización así como también de su importación y exportación¹⁷. La operación y la administración del mercado la realiza el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el siguiente cuadro esquematiza el mercado eléctrico:

¹⁵ Comisión de Integración Energética Regional, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe, Datos 2017.

¹⁶ Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Informe de Rendición de Cuentas 2017. Fuente: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/01/Informe-RC-2017-MEER.pdf>

¹⁷ F. Santiago, “Evaluación del Modelo de Mercado Eléctrico Vigente en el Ecuador a Partir de 1999 y Planteamiento de un Nuevo Modelo”, Escuela Politécnica Nacional, Fuente: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2013/1/CD-2840.pdf>

Figura 5 Estructura del Mercado Eléctrico Ecuatoriano



Fuente: CONELEC (consejo Nacional de Electricidad)

Las entidades que participan en el Mercado Eléctrico Mayorista son: los generadores, autoprodutores, distribuidores y grandes consumidores. Las transacciones que pueden realizarse en este tipo de mercado son: contratos a plazo, transacciones en mercado ocasional (prácticamente eliminadas en la actualidad), exportación e importación de energía y potencia.

El MEM comprende el número total de transacciones de compra y venta de energía eléctrica que se celebran entre generadores; entre generadores y distribuidores; entre generadores y grandes consumidores e incluye también las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Mercado mayorista eléctrico ecuatoriano¹⁸

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está constituido por las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, los grandes consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con una concesión, permiso, licencia, o registro, otorgado por el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Las transacciones que se realicen entre quienes intervengan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) serán aquellas permitidas por la ley.

¹⁸ Reglamento Sustitutivo al Reglamento para el Funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, Agencia de Regulación y Control de Electricidad. Fuente: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/reglamentos/>

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones:

- a) Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM);
- b) Compra-venta en el mercado ocasional; y,
- c) Exportación e importación de energía.

El marco conceptual del funcionamiento del MEM se basa en los siguientes principios¹⁹:

- Establecer la libre competencia para el abastecimiento de la demanda tanto para la generación existente cuanto para la expansión del parque generador.
- Alcanzar la eficiencia a través de precios y cargos que reflejan los costos económicos, que hagan viables el establecimiento de los negocios de generación, así como se propenda al mejoramiento y desarrollo del sector eléctrico.
- Las condiciones de la oferta y la demanda sean las que determinan los precios.
- Garantizar un acceso a la información, transparencia en las transacciones del mercado y el trato no discriminatorio a sus agentes.
- Posibilitar la importación y exportación de energía.
- Estructuración de un mercado eléctrico que brinde un servicio con calidad, seguridad y confiabilidad.

Comercio Internacional

Ecuador dispone de varias interconexiones para el intercambio de energía, con Colombia por medio de dos líneas de doble circuito Jamondino – Pomasqui 230 kV y de una línea de simple circuito Tulcán – Panamericana 138 kV; y, con Perú se interconecta a través de la línea de doble circuito Machala – Zorritos 230 kV.

Como ya lo señalamos, las transacciones internacionales de electricidad se realizan en el mercado de corto plazo (ocasional) de los países interconectados, originadas por las diferencias de precios entre los nodos terminales de dichos enlaces y cuya participación en el mercado, será producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados. En este sentido, la importación o exportación de electricidad serán evaluadas en función de la diferencia de precios de la electricidad en los nodos frontera de los países interconectados.

Para situaciones de desabastecimiento de energía eléctrica que pudieren presentarse en el mercado ecuatoriano, se aplicará lo establecido en el Reglamento para el Funcionamiento del MEM para esta situación, valorando la energía con el costo de la energía no suministrada.

¹⁹ Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, El Directorio del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, Regulación N° CONELEC-010/99, Fuente: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/CONELEC-010-99-MERCADO-ELECTRICO-MAYORISTA2_compressed-1.pdf

De esta manera, no existe un agente “comercializador” de la energía, sino que es CENACE a quién le corresponde efectuar el despacho económico coordinado con el operador del sistema del país involucrado a través de los enlaces internacionales, tomando en cuenta la oferta disponible y la demanda internacional, según sea el caso, en los nodos frontera, a efectos de programar los recursos de generación y transmisión del país. El despacho económico coordinado para la realización de una TIE es un proceso secuencial, realizado el día anterior al de la operación real.

La realidad de las importaciones realizadas por Ecuador desde el año 2008 a 2017, puede verse en la siguiente tabla:

Tabla 3 Balance multianual de electricidad 2008 - 2017

CONCEPTO	AÑO	Unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Energía generada bruta (1)		GWh	18.608,53	18.264,95	19.509,85	20.544,14	22.847,96	23.260,33	24.307,21	25.950,19	27.313,86	28.032,91
Energía importada desde Colombia		GWh	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92	18,52
Energía importada desde Perú		GWh	-	62,22	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,75	-
Energía bruta total		GWh	19.108,69	19.385,37	20.382,76	21.838,73	23.086,16	23.922,67	25.143,95	26.462,01	27.395,52	28.051,43
Energía generada no disponible para servicio público (2)		GWh	2.322,48	2.488,24	2.705,55	2.925,93	3.307,45	3.347,09	3.444,47	3.606,85	4.140,90	4.544,87
Energía generada e importada para servicio público		GWh	16.786,21	16.897,12	17.677,21	18.912,80	19.778,70	20.575,58	21.699,48	22.855,16	23.254,62	23.506,56

(1) La energía generada bruta es producida por todo el parque generador del país (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público).

(2) La energía generada no disponible para el servicio público corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación, predominando las empresas petroleras.

Fuente: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/balance-multianual-de-energia/>

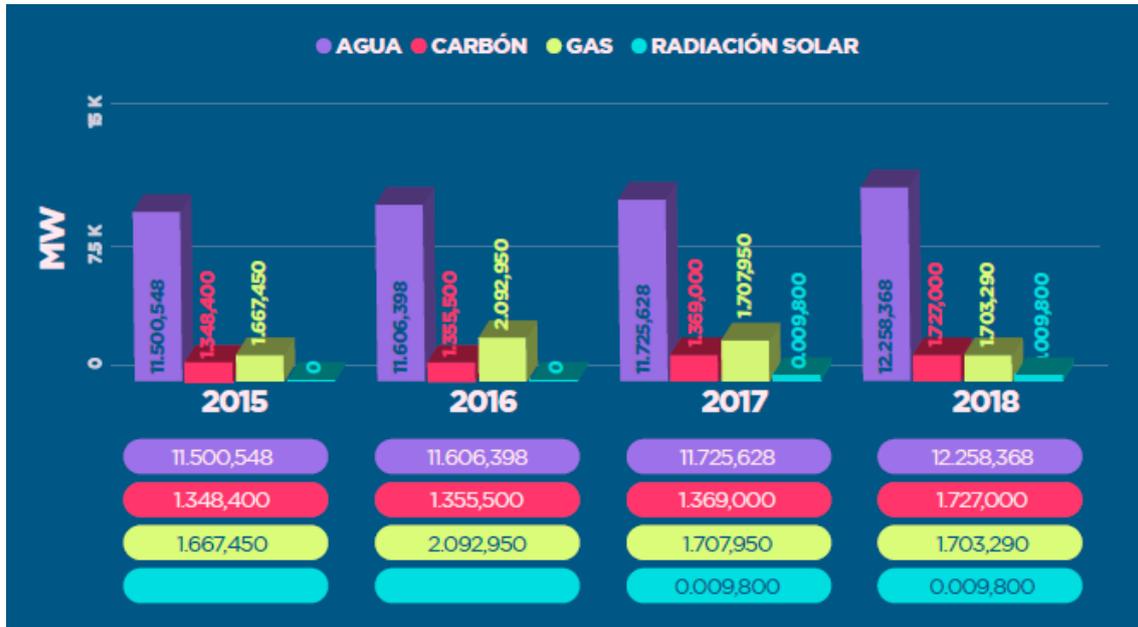
En el 2017 las importaciones de energía fueron de 18,52 GWh, de los cuales el 99,99% fueron importados desde Colombia, lo que representa apenas el 0,06% de la energía generada. Lo anterior refleja la importancia de la puesta en servicio de un parque renovable, en especial centrales hidroeléctricas a partir del año 2016.,

4.2.2. Mercado Eléctrico de Colombia

La capacidad instalada de generación eléctrica a diciembre de 2017 fue de 16.837 MW en Colombia y una generación de energía eléctrica anual de 66.667 GWh.

El 74% de la generación provino de fuentes renovables, siendo la de mayor participación la energía hidráulica con un 73%, seguido de biomasa con un 1%. La energía térmica convencional alcanzó el 26%. Dada la importancia de las centrales hidroeléctricas, Colombia es un país vulnerable ante eventos climáticos adversos (como los ocurridos durante el fenómeno de El Niño durante los años 1997, 2009 y 2013). La siguiente figura muestra la evolución de la capacidad instalada por tecnología.

Gráfico 13 Evolución Capacidad Instalada por Energía Primaria



Fuente: Boletín Estadístico UPME, 2018.

Tabla 4 Generación Eléctrica GWh por Fuente, año 2017

AÑO	2017
ACPM	10,6
AGUA	57.341,9
BAGAZO	626,4
BIOGAS	5,5
BIOMASA	0,6
CARBON	2.399,5
COMBUSTOLEO	50,4
GAS	6.195,8
GAS NI	27,9
QUEROSENE	5,4
VIENTO	3,1
TOTAL GENERAL	66.667,0

Fuente: Boletín Estadístico UPME, 2018.

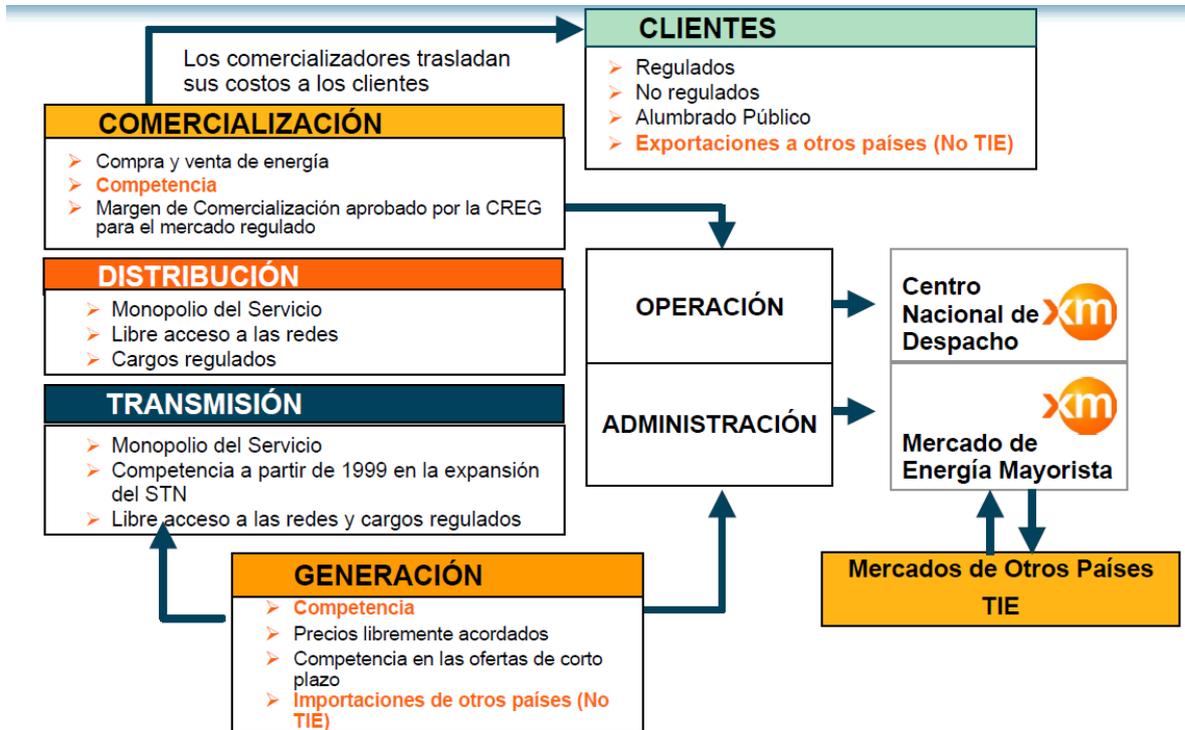
La entidad reguladora corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas entre los agentes del mercado. Las Empresas de Servicios Públicos constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes, pueden desarrollar simultáneamente las actividades complementarias: Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización. Cuando la actividad sea la Transmisión de energía eléctrica, no pueden desarrollar actividades diferentes a ésta. Existen 44 compañías en el segmento de generación en Colombia. Sin embargo, sólo 6 de ellas concentran más del 80% de la generación: EPM (estatal), Emgesa (Endesa), Isagen (estatal), Celsia (Merilétrica, Tflores, EPSA, varias hidroeléctricas), Gecelca (estatal) y AES.

En Colombia, conforme a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, los usuarios de energía eléctrica pueden elegir libremente el prestador del servicio de energía. La actividad de comercialización en Colombia está definida como la actividad consistente en la compra de energía en el mercado mayorista y la venta con destino a otros agentes del mercado o usuarios finales, los comercializadores ejercen la actividad de manera independiente o generalmente en conjunto con la actividad de distribución o generación de energía.

Estructura del Mercado

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores adquieren la energía y potencia en un mercado de grandes bloques de energía, el cual opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Para promover la competencia entre generadores, se permite la participación de agentes económicos, públicos y privados, los cuales deberán estar integrados al sistema interconectado para participar en el mercado de energía mayorista. Como contraparte comercializadores y grandes consumidores actúan celebrando contratos de energía eléctrica con los generadores. El precio de la electricidad en este mercado se establece de común acuerdo entre las partes contratantes. La operación y la administración del mercado la realiza XM, el siguiente cuadro esquematiza el mercado eléctrico:

Figura 6 Mercado Eléctrico Colombiano



Fuente: XM, El mercado de energía mayorista y su administración

En Colombia existe un Mercado de Energía Mayorista - MEM en donde generadores y comercializadores públicos, privados y mixtos, venden y compran energía en grandes bloques dentro de un marco regulatorio establecido por la CREG. Dentro de este modelo existe un mercado de corto plazo (Bolsa de Energía o spot) donde los generadores mediante subastas diarias ofertan precios y declaran disponibilidades de su energía y un mercado de contratos de largo plazo de carácter financiero, mediante el cual los agentes obtienen cobertura frente a la alta volatilidad de los precios de la energía del mercado de corto plazo.

La operación y administración del mercado está a cargo de la empresa XM, cuya actividad de operación del Sistema Interconectado Nacional es ejecutada por el Centro Nacional de Despacho (CND), mientras que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) se encarga de realizar las liquidaciones de todas las transacciones del mercado y de administrar el registro de los contratos de energía a largo plazo y de las fronteras comerciales, así como también de la administración de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE).

Mercado mayorista eléctrico colombiano²⁰

El mercado mayorista eléctrico en Colombia es un mercado competitivo creado por la reforma Eléctrica (leyes 142 y 143 de 1994) en el cual participan generadores, transmisores,

²⁰ La información respecto de la regulación se encuentra en el sitio de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. <https://www.creg.gov.co/>

distribuidores, comercializadores y grandes consumidores de electricidad o usuarios no regulados. El ente regulador CREG, establece las reglas aplicables a este mercado.

El mercado se divide en dos segmentos: mercado de contratos bilaterales (largo plazo) y la bolsa de energía (corto plazo). La energía puede ser transada en bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con los grandes consumidores o usuarios no regulados (aquellos cuya demanda es 100 kW o 55 MWh/mes).

La bolsa de energía (mercado de corto plazo) es un mercado para las 24 horas al día siguiente con obligación de participación para todos los generadores registrados en el mercado con reglas explícitas de cotización y en que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo.

Los comercializadores son los que atienden a usuarios y les prestan el servicio de facturación. Les pueden vender a los usuarios no regulados a precios libres y los otros a precios regulados. Los comercializadores y usuarios no regulados celebran contratos de energía con los generadores, estableciendo el precio de electricidad sin intervención del Estado. En total se registran al año 2019 un total de 193 comercializadores de energía, de acuerdo al registro de la CREG.²¹

La actividad de comercialización solo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la comisión de regulación de energía y gas. La empresa encargada del servicio de interconexión nacional no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.

Solo las empresas de servicios públicos, o los otros agentes económicos a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, pueden prestar el servicio público de comercialización de energía eléctrica. Las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha más la actividad de comercialización, con excepción de Interconexión Eléctrica S.A que, de acuerdo con artículo 32 de la Ley 143 de 1994, no podrá participar en dicha actividad.

Las empresas que se constituyan a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994 podrán realizar, simultáneamente, actividades de generación o distribución, y de comercialización; pero no las de transmisión y comercialización.

Los comercializadores solo podrán suministrar energía, a precios acordados libremente, a los usuarios no regulados. La Comisión establecerá por medio de resoluciones los niveles de demanda mínima que deben cumplir los usuarios no-regulados. Los comercializadores de electricidad en el mercado regulado tendrán la obligación de atender todas las solicitudes razonables de suministro de electricidad para los usuarios residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen, de acuerdo con lo previsto en la ley 142 de 994 y en los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes.

²¹ http://cregas.creg.gov.co/pls/directdcd/directorio_fmt.listar_sector_pub?sectact=EC

En Colombia, ninguna empresa puede tener más del 25% del mercado de la comercialización, distribución o generación, sumando este porcentaje si la empresa realiza actividades de distribución y comercialización.

Los usuarios regulados tienen relación con el mercado mayorista a través del comportamiento de precios del mercado y de los precios a los cuales realice transacciones su comercializador para atenderlo.

Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del cargo por confiabilidad cuyo pago depende del aporte que la energía que cada generador aporta a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

Comercio Internacional

Como lo señalamos, las TIE se pueden definir mediante el modelo de acoplamiento o *market splitting*, el cual consiste en un método de subasta implícita, segmentado en mercados cuya interconexión es limitada y obtiene precios marginales por áreas. Bajo este modelo cada país conserva cierta autonomía en su regulación en cuanto a la formación de precios y las exportaciones e importaciones son determinadas vía precio.

Estas transacciones tienen su origen en las diferencias de precios en los nodos frontera de los enlaces internacionales y son producto del despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas de ambos países, en Colombia es XM-filial de ISA y en Ecuador el responsable es CENACE.

En el mercado de energía eléctrica colombiano se debe garantizar primero la cobertura de la demanda nacional, usando los recursos con menor precio de oferta, seguido de la demanda TIE Ecuador, usando el exceso de capacidad de algún recurso ya despachado o, en caso de ser necesario, utilizando un recurso más caro, y por último las exportaciones a Venezuela.

Los generadores que entraron en el despacho ideal y abastecieron la demanda nacional se remuneran con base en el MPO (Máximo Precio Ofertado) nacional, el cual es el precio de oferta del recurso más costoso que fue necesario para atender dicha demanda, este se diferencia del precio de bolsa en que tiene en cuenta un diferencial que corresponde a la remuneración de los arranques de los recursos térmicos. Los generadores que atendieron demanda TIE se remuneran al MPO-TIE, el cual es el precio de oferta del recurso más costoso que fue necesario para atender la demanda nacional más TIEs. En el caso de una importación, en Colombia se considera una generación por lo que entra en el despacho ideal.

Al comparar ambos precios en la frontera se identifica si el precio al que está dispuesto a importar un país es mayor que el precio al cual está dispuesto a exportar el otro país. Si esta diferencia entre ambos precios es mayor al 8% entonces se activa la transacción TIE del país de menor precio al país de mayor precio.

En 2018, las exportaciones fueron 16,06 GWh y las importaciones 121,96 GWh, lo que corresponde a un 0,02% y a un 0,17%, respectivamente, de la generación total de electricidad para el año.

Tabla 5

Importaciones Energía
GWh
2016 -2018 S1

ENLACE POR PAÍS	2016	2017	2018 - S1
ECUADOR	377,67	78,16	110,50
ECUADOR 138	377,63		
ECUADOR 230	0,04	78,16	110,50

Fuente: Boletín Estadístico UPME, 2018

Tabla 6

Exportaciones Energía
GWh
2016 -2018 S1

ENLACE POR PAÍS	2016	2017	2018 - S1
ECUADOR	43,89	9,05	0,23
ECUADOR 230	43,89	9,05	0,23
VENEZUELA	0,83	0,16	0,13
CUATRICENTENARIO 1	0,83	0,16	0,13
TOTAL GENERAL	44,72	9,21	0,36

Fuente: Boletín Estadístico UPME, 2018

Gráfico 14 Evolución Exportaciones e Importaciones Electricidad Colombia 2016 - 2018



Fuente: Boletín Estadístico UPME, 2018

Como puede apreciarse en los datos expuestos, Colombia realiza Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) con Ecuador, las que progresivamente han ido disminuyendo,

principalmente por la materialización de proyectos hidroeléctricos en Ecuador, por lo que el diferencial de precios entre mercados no aparece como una oportunidad.

4.3. Interconexión eléctrica en el Mercado Común del Cono Sur (MERCOSUR)

El MERCOSUR está formado por Brasil, Argentina, Paraguay y Uruguay, mientras que Chile y Bolivia son países asociados. Los países miembros del MERCOSUR cuentan con interesantes experiencias en materia de interconexiones eléctricas, que tradicionalmente han estado vinculadas con el desarrollo de proyectos hidroeléctricos binacionales en los ríos que forman parte de sus fronteras comunes. Tales son los casos de las centrales de Salto Grande entre Uruguay y Argentina, Itaipú entre Brasil y Paraguay y Yacretá entre Argentina y Paraguay.

Una de las decisiones más importantes del MERCOSUR en materia de interconexión eléctrica es la Decisión MERCOSUR/CMC/DEC No. 10/98 en la cual se acuerdan los siguientes puntos:

- Asegurar las condiciones competitivas del mercado de generación, evitando subsidios y prácticas discriminatorias, con precios que reflejen los costos reales de producción.
- Permitir que agentes distribuidores, comercializadores y grandes demandantes, ubicados en cualquier país miembro del MERCOSUR, puedan contratar libremente sus fuentes de abastecimiento.
- Permitir la realización de contratos de compra y venta de electricidad libremente pactados entre compradores y vendedores de acuerdo con la legislación nacional vigente y dentro de los acuerdos internacionales suscritos, sin aplicar restricciones al cumplimiento de los mismos más allá de lo pactado en los contratos.
- Asegurar que la reglamentación nacional asegure la garantía de suministro, requerida por los compradores de vendedores en otro estado miembro independientemente de los requisitos del mercado de origen del suministro.
- Posibilitar, dentro de cada estado miembro, que la demanda que sea abastecida por despacho económico de cargas incluya ofertas de excedentes de energía de las interconexiones nacionales; para lo cual deberá desarrollar la infraestructura informática y de comunicaciones para recibir en los tiempos necesarios la información para la coordinación física del flujo físico de energía en las interconexiones internacionales y de las operaciones comerciales asociadas.
- Respetar el principio de libre acceso a las redes de transporte incluyendo las interconexiones internacionales, sin ningún tipo de discriminación más que aquellas que sean de origen técnico, obligándose los usuarios de las redes a pagar los cargos regulados correspondientes.
- Respetar los criterios de calidad y seguridad acordados y permitir el acceso a la información técnica y de sus transacciones en materia de energía eléctrica.
- Elaborar estudios conjuntos con miras a la operación conjunta de los mercados así como para identificar y aplicar los ajustes necesarios para viabilizar la integración eléctrica.

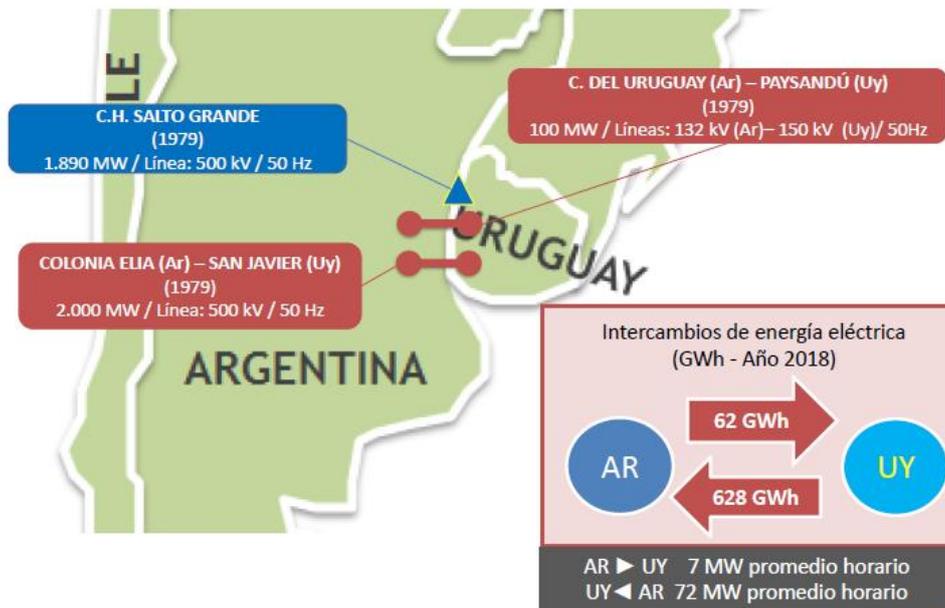
De todas las interconexiones actualmente en servicio en el MERCOSUR la más importante por el volumen de transacciones es la que une la ciudad de argentina de Santa María con Itá en Brasil, que consiste en una línea de doble circuito de 500 kV, con una capacidad de transporte de 2,000 MW y una unidad convertidora de frecuencia, ya que los dos países trabajan con frecuencias de operación diferentes. La interconexión entró a operar en 2000 con la idea de suministrar energía eléctrica de Argentina a Brasil haciendo uso de gas natural.

4.3.1. Interconexión Argentina-Uruguay

La interconexión entre Argentina y Uruguay viene operando desde hace casi 30 años, y tiene como marco legal el Acuerdo de Interconexión Energética firmado por ambos países en 1974 y de su Convenio de Ejecución en 1983 y una entidad binacional: la Comisión de Interconexión administra las operaciones y vela por el cumplimiento de los acuerdos.

Las interconexiones son bastante robustas, lo cual les permitiría tener gran flexibilidad en la cobertura de demanda de cada uno de los países. En la siguiente figura se muestran las principales conexiones y la central binacional que está ubicada en la frontera.

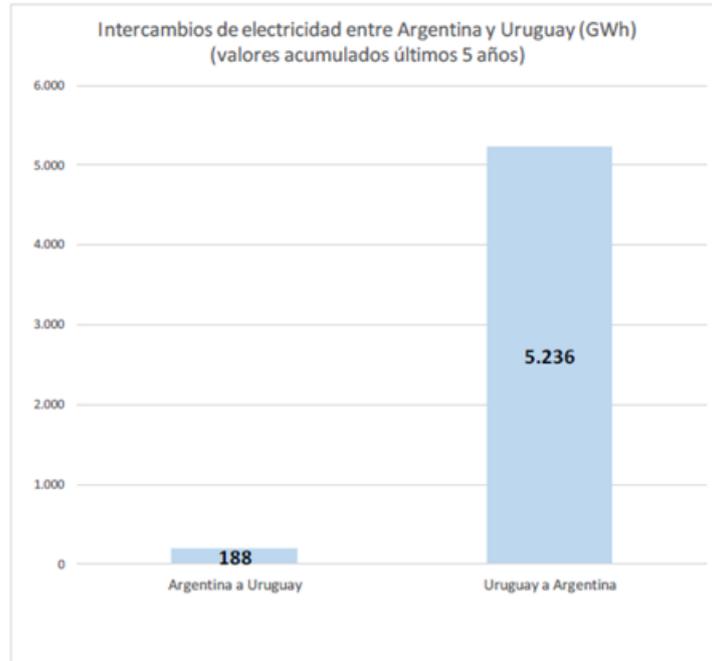
Figura 7 Infraestructura Existente Interconexiones Argentina - Uruguay



Fuente: Identificación de Oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, BID-OLADE-CIER, año 2020.

Descartando las inyecciones de electricidad provenientes de la central binacional Salto Grande, podemos observar que el intercambio ha sido mayoritariamente desde Uruguay a Argentina, producto básicamente de los excedentes generados por los parques eólicos introducidos en el mercado eléctrico de Uruguay. Asimismo, no obstante contar con enlaces robustos, no existe un comercio internacional intenso, ya que las transacciones de los últimos años representan un porcentaje muy pequeño de la demanda de ambos países. Con todo, considerando que la producción de electricidad en 2018 en Uruguay fue de 12.625 GWh, la exportación a Argentina representó cerca de 5% de este valor, por lo que representa una oportunidad interesante de desarrollo.

Gráfico 15

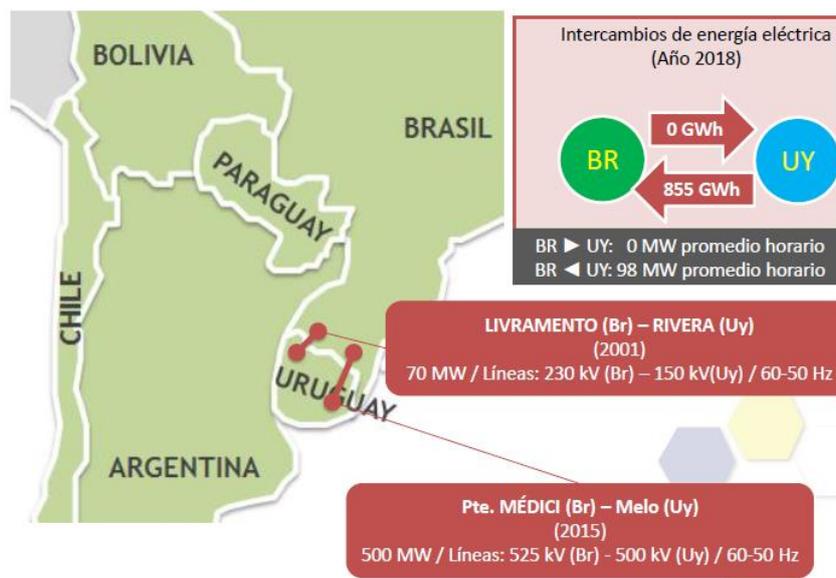


Fuente: Identificación de Oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, BID-OLADE-CIER, año 2020.

4.3.2. Interconexión Uruguay – Brasil

Brasil y Uruguay cuentan con dos enlaces internacionales con niveles distintos de tensión por cada línea de transmisión (230 kV, 525 kV). Con todo, podrá apreciarse que uno de los enlaces, Pde Médici – Melo, del año 2015, constituye un sistema de interconexión robusto que permitiría contar con un activo intercambio de electricidad entre ambos países.

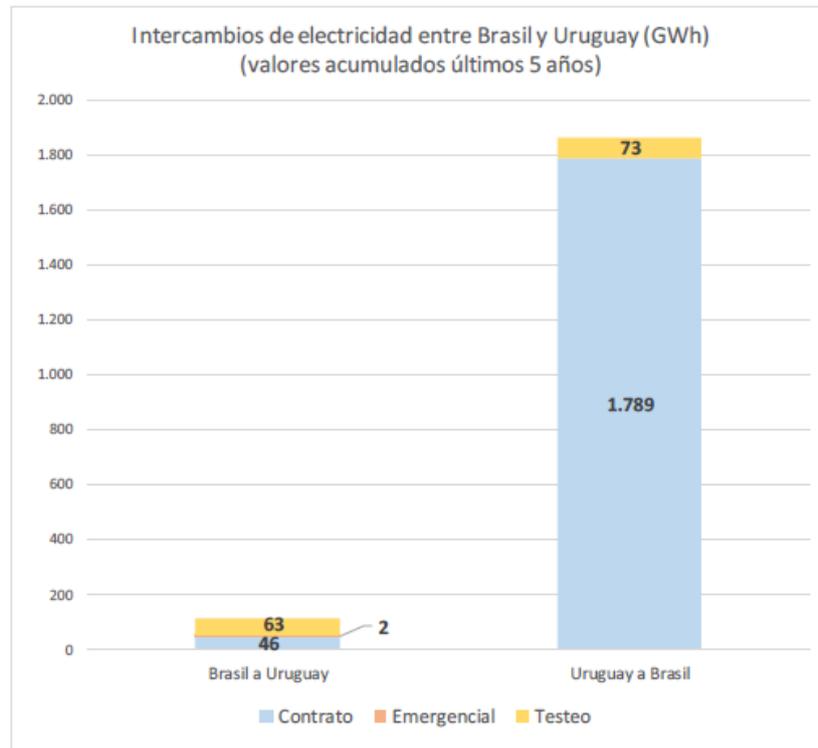
Figura 8 Infraestructura de interconexión entre Brasil y Uruguay



Fuente: Identificación de Oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, BID-OLADE-CIER, año 2020.

No obstante la magnitud de los enlaces con que cuentan estos países, la realidad del intercambio internacional es bastante reducida. En efecto, como se visualiza en el siguiente gráfico, los intercambios entre ambos países durante los últimos 5 años no alcanzan a representar ni el 1% de la demanda interna. Con todo, considerando que la producción de electricidad en 2018 en Uruguay fue de 12.625 GWh, la exportación a Brasil de los últimos 5 años representó cerca de 155% de este valor, por lo que podría representar una oportunidad interesante de desarrollo.

Gráfico 16

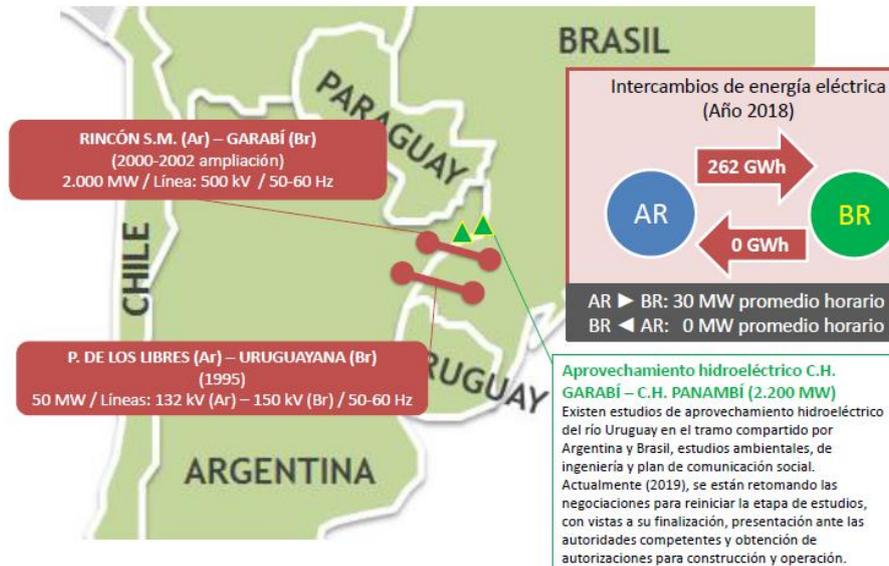


Fuente: Identificación de Oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, BID-OLADE-CIER, año 2020.

4.3.3. Interconexión Argentina – Brasil

Argentina y Brasil cuentan con una interconexión robusta, lo cual permitiría a los dos países contar con un mercado internacional activo que permitiera cubrir las demandas internas de manera relevante. En la siguiente figura se muestran las principales interconexiones y las centrales binacionales ubicadas en la frontera entre Argentina y Brasil, junto con las centrales hidroeléctricas que están en período de estudio.

Figura 9 Infraestructura de Interconexión Argentina - Brasil



Fuente: Identificación de Oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, BID-OLADE-CIER, año 2020.

El enlace más robusto que presentan se trata del proyecto de interconexión entre Brasil y Argentina CIEN, mediante contratos de suministro por dos líneas de transmisión (CIEN I y CIEN II) en HVDC *back to back* con capacidad de 2,000 MW en la dirección Argentina-Brasil y 700 MW Brasil-Argentina. Mientras funcionó el ingreso que producían los contratos remuneraban tanto el costo de las líneas como el costo de la compra de la energía.

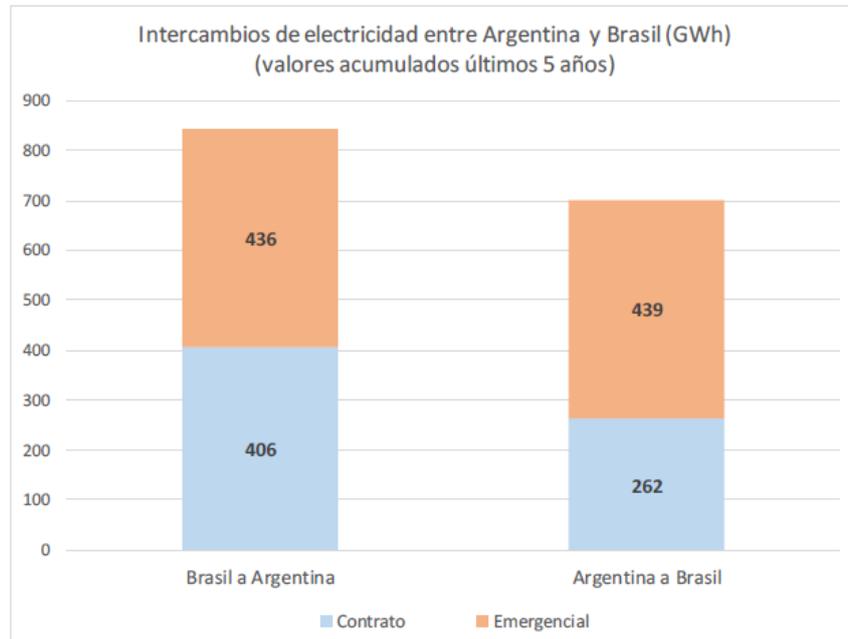
En 2004 debido a las restricciones del suministro de gas en Argentina la agencia reguladora de Brasil (ANEEL) rebajó el llamado Certificado de Energía Firme (CFE) de la interconexión del CIEN de 2,000 MW promedio antes de 2004 a 400 MW en 2005. Posteriormente, debido a la persistente escasez de gas en Argentina, el CFE fue rebajada a cero en 2006 y los contratos de suministro quedaron anulados como consecuencia de lo cual la situación financiera del CIEN se deterioró y la interconexión dejó de ser utilizada.

Además de la suspensión de los contratos de importación, que significaron para Brasil la pérdida de 1,700 MW de generación firme, la escasez de gas en Argentina llevó a la salida de la central de termoeléctrica Uruguaiana de 600 MW, alimentada con gas por un gasoducto desde Argentina.

Los problemas de abastecimiento de gas en Argentina son estacionales, debido al aumento del consumo para calefacción en invierno (mayo a septiembre), mientras que en ese mismo período los embalses en Brasil están a plena llenos con cierta capacidad excedentaria para el sistema. Esto permitió operar desde 2007 un esquema de intercambios de energía llamado "intercambio modulado" que consiste en utilizar la gran capacidad de modulación de los embalses brasileños para vender a Argentina en períodos de invierno, cuando hay escases de gas en este país, y durante el resto del año Argentina exporta energía al Brasil.

No obstante lo señalado y la magnitud del enlace con que cuentan estos países, la realidad del intercambio internacional es bastante reducida. En efecto, como se visualiza en el siguiente gráfico, los intercambios entre ambos países durante los últimos 5 años no alcanzan a representar ni el 1% de la demanda interna. Asimismo, más del 50% de la electricidad inyectada de un mercado a otro tiene como origen situaciones excepcionales de emergencia, lo que no constituye en si mismo un mercado.

Gráfico 17



Fuente: Identificación de Oportunidades para intensificar los intercambios de energía entre los países del cono sur, BID-OLADE-CIER, año 2020.

4.3.4. Mercado Uruguayo de Electricidad

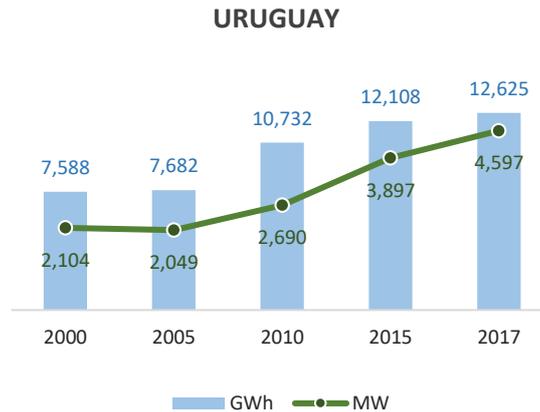
La regulación legal y administrativa que regula el mercado uruguayo de electricidad, se encuentra contenida en los siguientes cuerpos normativos:

- Decreto Ley 15031 de 1980, Ley Orgánica de UTE
- Ley 16832 de 1997, Actualización del Sistema Eléctrico Nacional y Creación de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica – UREE.
- Decreto 360 de 2002, Aprobación del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica
- Decreto 217 de 2015, Modificación De Los Reglamentos: "Reglamento General Del Marco Regulatorio Del Sistema Eléctrico Nacional" y "Reglamento Del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica"

La capacidad instalada de generación eléctrica a diciembre de 2017 fue de 4,597 MW en Uruguay, con una demanda máxima de 1,916 MW, lo que se tradujo en una generación de energía eléctrica anual de 12,625 GWh. El 98% de la generación provino de fuentes renovables,

siendo la de mayor participación la energía hidráulica con un 58%, seguido de eólica con un 31% para finalizar con energía en base a biomasa con un 7%. La energía térmica convencional alcanzó el 2%, mismo nivel que alcanzó la tecnología solar. Las siguientes figuras muestran la evolución tanto de la capacidad instalada de energía eléctrica como de la generación, además de la capacidad instalada por tecnología al año 2017.

Gráfico 18 Evolución de la potencia instalada (MW) y energía bruta anual generada (GWh).



Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas de Comisión de Integración energética y los intercambios internacionales de electricidad Regional.

Gráfico 19 Capacidad instalada en MW por tecnología

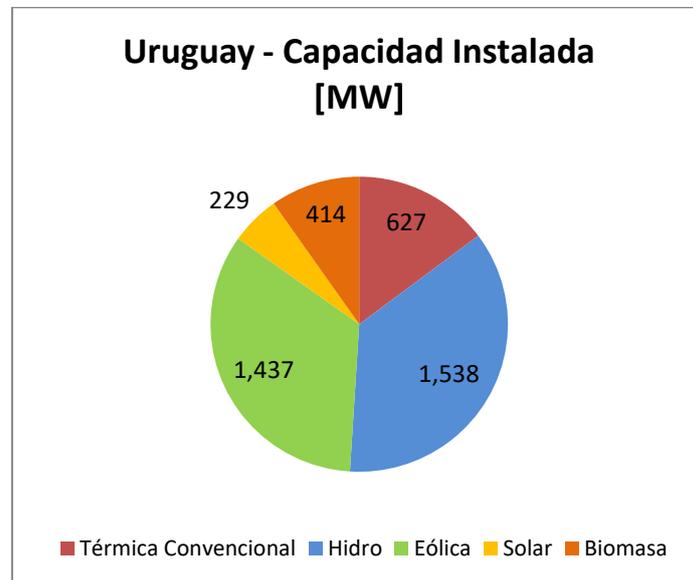


Fig. 1.: Fuente: Comisión de Integración de Energía Eléctrica

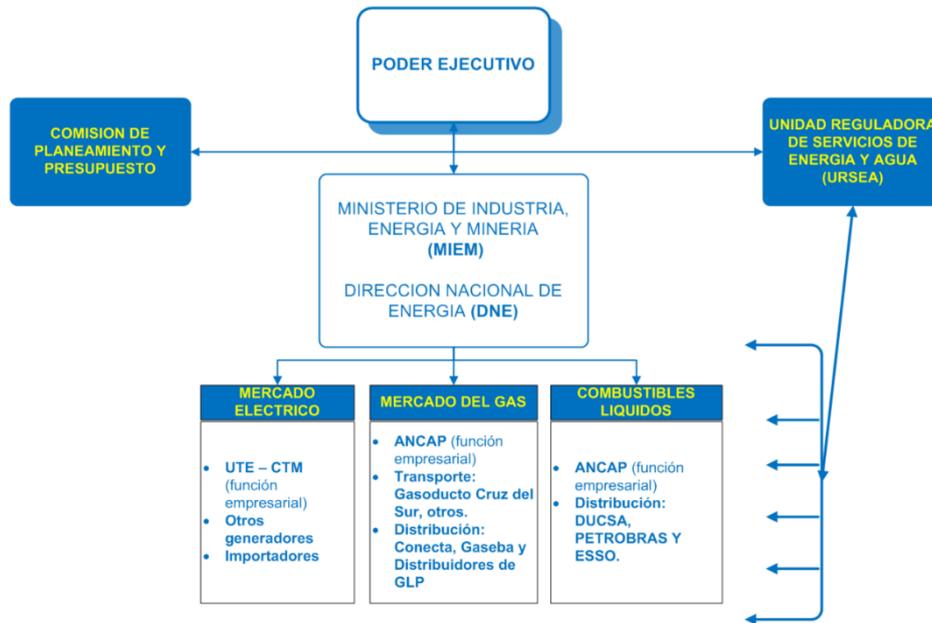
El consumo eléctrico total durante el 2017 fue de 100.700 GWh. Dicho consumo se distribuyó entre los distintos sectores de la siguiente manera en 2017: el 42% corresponde a consumos

residenciales, un 28% corresponde a consumos comerciales, un 26 corresponde a consumos industriales y un 4% representa el alumbrado público y otras componentes.²²

Estructura Institucional del Mercado Energético de Uruguay

El siguiente cuadro esquematiza la estructura institucional del mercado energético Uruguayo:

Figura 10 Estructura Institucional del Mercado Energético Uruguayo



Fuente: Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua (URSEA)

La Ley N° 16.832 de junio de 1997 (Ley Marco), creó un marco Regulatorio para la Energía Eléctrica que determinó que la generación de energía eléctrica no constituyera un servicio público y habilitó a que dicha actividad pueda ser realizada por cualquier agente, inclusive para su comercialización total o parcial a terceros en forma regular o permanente. De esta manera, se creó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica ("MMEE") como un nuevo mercado en Uruguay, inexistente hasta entonces, por ser objeto de monopolio estatal. A su vez, la ley marco se encuentra reglamentada en el decreto 360/2002, Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, que fija principios, procedimientos, criterios, derechos y obligaciones referidos a la programación, despacho y operación integrada del Sistema Interconectado Nacional y la administración centralizada del MMEE.

Adicionalmente, la Ley Marco dispuso:

- i. Creó la UREE (Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica), posteriormente Unidad de Regulación de Servicios de Energía y Agua (URSEA), como entidad reguladora del MMEE;

²² Comisión de Integración Energética Regional, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe, Datos 2017.

- ii. Creó la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), como entidad administradora del MMEE;
- iii. Definió que el MMEE funcionaría con uso compartido del sistema de transmisión (monopólica) y en régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los distribuidores y grandes consumidores;
- iv. Definió como agentes del MMEE a los generadores, transmisores, distribuidores y grandes consumidores (en adelante, “Agentes”), y determinó que los generadores podrán celebrar contratos de suministro directamente con distribuidores y grandes consumidores.

Mercado Eléctrico

Los participantes del MME pueden vender y comprar energía eléctrica en el mercado de contratos en las condiciones que libremente pacten las partes (sujeto a las restricciones normativas) o en el mercado spot, esto es, un mercado de intercambios ocasionales, donde generadores, distribuidores y grandes consumidores intercambian energía a un precio que varía hora a hora.

En el Mercado Spot se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y la realidad del consumo. Los precios en este mercado son horarios y por nodos del sistema, siendo un despacho al mínimo costo disponible (en función de la información que le proveen los Participantes), por lo que no siempre los Generadores serán convocados a despachar la energía que generan.

Sin perjuicio de que materialmente el Generador sea o no convocado a despachar energía, en el Mercado de Contratos la remuneración comprometida es pagada por el comprador, sea que se convoque al Generador a inyectar o no (contratos financieros). Al ser la generación de energía eléctrica una actividad libre, los Generadores pueden celebrar contratos de suministro directamente con “distribuidores y grandes consumidores”, en las condiciones que libremente pacten las partes, ya sea por sí o a través de agentes comercializadores. A tales efectos, los Grandes Consumidores, los Generadores y el Comercializador (si lo hubiere) deben inscribirse en la ADME.

Para inscribirse en el ADME, el Generador o Comercializador deberán acreditar que cumplen con ciertos requisitos de Potencia Firme. La Potencia, esto es, la cantidad de energía que puede ser entregada o distribuida a un sistema en una unidad de tiempo, puede clasificarse en Potencia “Instalada”, “Efectiva” o “Firme”²³ (Garantía de Suministro), lo que se justifica porque ADME debe asegurar el abastecimiento de toda la demanda nacional.

²³ Para la regulación Uruguaya, la “Potencia Instalada” es la cantidad de energía que puede entregar una central en condiciones ideales (escenario óptimo); La “Potencia Efectiva” en cambio, indica la capacidad real de la central generadora para inyectar energía de forma continua; La “Potencia Firme” es la energía que efectivamente puede ser entregada, pero que además reviste un alto nivel de seguridad en la medida que tiene garantizados los insumos a partir de los cuales se genera energía.

En el caso de los Generadores o Comercializadores de Generación, el respaldo puede ser aportado con generación propia o comprándola con Contratos de Respaldo a las centrales térmicas e hidroeléctricas

Comercializador

El artículo 79 del Reglamento MMEE prevé la figura del “Comercializador” como aquel Participante del MMEE que compra o vende para uno o más Agentes. El Agente continúa siendo el responsable de la operación, calidad y seguridad del equipamiento de su propiedad que se conecta a la red, pero el Comercializador asume sus obligaciones y derechos comerciales, de pago y de intercambio de información asociada, y es responsable del pago de todos los cargos que resulten para cada Agente que representa.

Existen dos tipos de comercializador: el Comercializador de Generación y el Comercializador de Demanda. El Comercializador de Generación (Participante Productor a los efectos del MMEE) es el que compra de un Agente Productor o en importación, energía y potencia firme de terceros para venderla en el MMEE. El Comercializador de Demanda o de Grandes Consumidores por su parte (Participante Consumidor a los efectos del MMEE) es el que vende generación propia o comprada de terceros, a Grandes Consumidores a nivel mayorista, o en exportaciones.

Cada vez que un Comercializador realice un Acuerdo de Comercialización, deberá presentar a la ADME una solicitud de autorización. La solicitud deberá incluir:

- a) Identificación del Agente, generación de importación o demanda de exportación para quien comercializa.
- b) Plazos del Acuerdo.
- c) En caso de generación, identificación de la o las centrales o autoproducción firme involucradas.
- d) En caso de autoproducción firme, copia de la autorización del Ministerio asociada al contrato correspondiente.
- e) En caso de importación o exportación, copia de la autorización del Ministerio asociada al contrato correspondiente.
- f) En caso de uno o más Grandes Consumidores, para aquellos que ejercen la opción y no eran Agentes, documentación que acredite que califican como Grandes Consumidores y copia de la nota enviada al Distribuidor informando que dejaron de comprar a dicho Distribuidor
- g) En caso de uno o más Grandes Consumidores, carta de intención de celebrar un Contrato de Suministro, o generación propia que comercializa, con lo que cubrirá los requerimientos de contratos para la Garantía de Suministro de dichos Grandes Consumidores.
- h) Carta suscrita por el Agente, por el generador de la importación, o por quien requiera la exportación, confirmando la información presentada en la solicitud del Comercializador.

Mercado Internacional.

El comercio de electricidad con Argentina se encuentra amparado por el “Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética del 12 de febrero de 1974 entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, suscrito el 27 de mayo de 1983”. Este acuerdo es ley interna en ambos países.

No obstante existir un marco jurídico vigente entre los países, éste ha resultado insuficiente para asegurar la fluidez del comercio. Ante problemas de escasez energéticas por algunas de las partes participantes, el comercio se transforma en un tema de política energética y las transacciones a veces necesitan de decisiones políticas para llevarse a cabo.

En el caso de Uruguay, el Generador y/o el Comercializador pueden vender en el Mercado Spot Nacional y también tienen la posibilidad de vender energía al exterior, en el Mercado Spot Internacional siempre que hubiera sido autorizado como “Exportador Spot” por el Poder Ejecutivo. Sin perjuicio de ello, el Decreto 217/2015 designó a UTE como Exportador Spot para realizar exportaciones spot a otros mercados eléctricos. En su calidad de tal, se asignó a UTE la responsabilidad de garantizar los pagos que correspondan en el MMEE, así como fijar el precio de las ofertas de exportación, buscando obtener el mayor precio posible.

La Exportación Spot solo existe en virtud de que ha existido suministro suficiente y eficiente para abastecer la demanda interna, que genera excedentes que pueden ser exportados.

A su vez, la remuneración de la Exportación se distribuye entre todos los Generadores que contribuyeron a abastecer la demanda interna, no solo aquel generador que efectivamente fue despachado, sino que se realiza entre las centrales generadoras requeridas por el despacho para el abastecimiento de la demanda nacional y las centrales requeridas para la Exportación Spot, en proporción a su generación.

Bajo este régimen, Uruguay en 2018 exportó a Argentina 628 GWh (excluyendo las inyecciones provenientes de la central Binacional de Salto Grande).

En el caso de las inyecciones provenientes de la central Binacional de Salto Grande, el acuerdo de ambos países es fijar el precio en función del promedio de los costos marginales en cada país, de tal manera que la “mitad” del beneficio, queda en cada uno de los países.

En el caso de Brasil, no existe marco jurídico general que ampare el comercio de electricidad entre ambos países, por lo que las exportaciones o importaciones que se producen, reflejan acuerdos puntuales entre los operadores de los respectivos países.²⁴

4.3.5. Mercado Argentino de Electricidad

Al 31 de diciembre de 2018, la capacidad instalada de Argentina reportada por CAMMESA fue de 38.538 MW (+2.033 MW respecto al año 2017), compuesta por 63,7% térmica, 28,0% hidroeléctrica, 4,6% nuclear y 3,8% renovable.

²⁴ A la fecha del presente informe, se encuentra en Consulta Pública por el Gobierno de Brasil una nueva Reglamentación para la exportación de energía de BRASIL hacia Argentina y Uruguay.

Tabla 7 Capacidad Instalada SADI Argentina MW 2018

Principales Variables MEM	Unidad	ENE-DIC 2017	ENE-DIC 2018	% VAR
POTENCIA INSTALADA	MW	36,150	38,538	6.6%
Térmica	MW	22,896	24,531	7.1%
Hidráulica	MW	10,746	10,790	0.4%
Nuclear	MW	1,755	1,755	0.0%
Renovables	MW	753	1,462	94.1%

Fuente: CAMMESA

Asimismo, durante el año 2018 se registró un aumento del 0,4% en la energía generada, con volúmenes de 137.199 GWh en 2017 y 137.825 GWh para el año 2018. La demanda, por su parte, registró un consumo de 133.008 GWh en 2018.

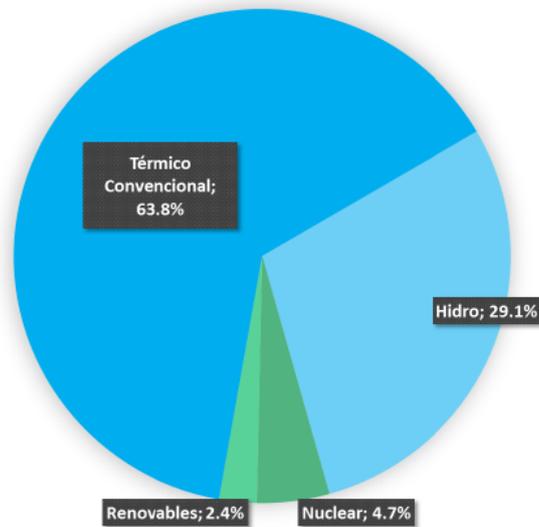
La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, aportando un volumen de energía de 87.727 GWh (64%), seguido por el parque hidroeléctrico que aportó 39.952 GWh (29%), el nuclear con 6.453 GWh (5%) y la generación renovable con 3.350 GWh (2%). Asimismo, se registraron importaciones por 344 GWh (53% inferiores al 2017), exportaciones por 280 GWh (superiores a los 69 GWh registrados en el 2017) y pérdidas por 4.337 GWh (3% superiores al 2017).

Tabla 8 Generación SADI Argentina 2017 - 2018 GWh

Principales Variables MEM	Unidades	ENE-DIC 2017	ENE-DIC 2018	% VAR
OFERTA TOTAL [GWh]	GWh	137,199	137,825	0.4%
Térmica	GWh	88,838	87,727	-1.2%
Hidráulica	GWh	39,584	39,952	0.9%
Nuclear	GWh	5,716	6,453	12.9%
Renovable	GWh	2,635	3,350	27.2%
Importación	GWh	734	344	-53.2%

Fuente: CAMMESA

Gráfico 20 Generación SADI Argentina 2018 GWh



Fuente: CAMMESA

El Sector Eléctrico argentino cuenta con cuatro grandes categorías: la generación, el transporte, la distribución y la demanda. Se organizó el nuevo Mercado a partir de los lineamientos establecidos en el Decreto 634/91. En términos generales, si bien tuvo muchas modificaciones, el espíritu de ese marco se mantiene vigente en la actualidad.

Los actores reconocidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son:

- GENERADORES: los productores de energía;
- TRANSPORTISTAS: los que vinculan la generación hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario;
- DISTRIBUIDORES: los que abastecen a los consumidores dentro de una zona de concesión;
- GRANDES USUARIOS: los que negocian su suministro en forma libre;
- COMERCIALIZADORES: los intermediarios de compra venta.

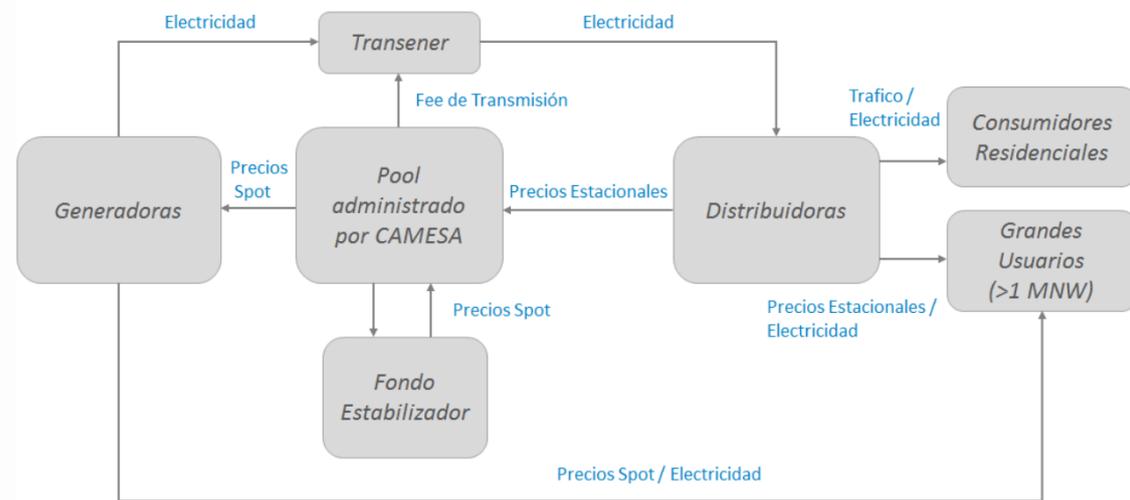
Para el negocio de Generación, se creó un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) librado a condiciones de competencia. Para los negocios de Transporte y Distribución, por sus características monopólicas, se estableció Contratos de Concesión.

Las transacciones económicas el MEM comprenden:

- MERCADO A TÉRMINO (MAT): generadores, distribuidores y grandes usuarios celebran contratos a plazo que estipulan cantidades, precios y condiciones;
- MERCADO SPOT: los precios se sancionan sobre base horaria como función de los costos económicos de producción y puesta de disposición en un Nodo Mercado definido como centro de carga y demanda del sistema;

- FONDO DE ESTABILIZACIÓN: absorbe las diferencias entre las compras en el Mercado Spot efectuadas por las Distribuidoras a Precios Estabilizados Estacionalmente y los pagos a Generadores por ventas de energía a precio spot horario.

Figura 11 Mercado Eléctrico Argentino



Fuente: www.pampaenergia.com

La entidad encargada de la gestión del MEM y el envío de la electricidad al Sistema Argentino de Interconexión («SADI»), es CAMMESA («Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista»), empresa privada que tiene por objetivo el control de la operación del mercado a término y administrar el despacho técnico de energía eléctrica, junto con actuar como agente de los distintos agentes del MEM, la compra y/o venta de energía eléctrica en el extranjero mediante la realización de las operaciones de importación / exportación pertinentes; y la compra y administración de combustibles para los generadores aplicables del MEM.

Los accionistas de CAMMESA son el Estado Nacional y las asociaciones que representan a las empresas de generación, transmisión, distribución y a los grandes usuarios.

Los generadores son empresas que explotan plantas de generación de electricidad que venden su producción ya sea en forma parcial o total a través del SADI. Los generadores están sujetos a la programación y a las normas de despacho dadas CAMMESA y las resoluciones de la Secretaría de Energía. En teoría, los Generadores privados pueden acceder a contratos directos con distribuidores o con grandes usuarios, sin embargo, esta posibilidad fue suspendida por la Resolución SE N° 95/2013, limitándose a los contratos celebrados bajo el Programa de Energía Plus, posteriormente adicionándose los contratos celebrados bajo el MAT ER de acuerdo a la Resolución N° 281/2017 del ex Ministerio de Energía y Minería.

En efecto, la señalada resolución SE N° 95/2013 dispone que *“los Grandes Usuarios del MEM deberán adquirir su demanda de energía eléctrica al Organismo Encargado del Despacho, quedando suspendida transitoriamente la incorporación de nuevos contratos de compra de energía eléctrica en bloque celebrados con los Agentes Generadores afectados por las disposiciones de la presente norma...”*

Los consumidores de energía eléctrica, vinculados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), pueden adquirir la energía para abastecer su demanda, de dos formas distintas:

- A través del distribuidor de su área (modo tradicional)
- Directamente a un Generador o Comercializador reconocido del MEM

De optar por la segunda alternativa el usuario debe cumplir con las condiciones requeridas para ingresar al MEM como Agente Gran Usuario del mismo.

Los Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista responden a tres categorías, definidas por su nivel de consumo:

- Grandes Usuarios Mayores (GUMA)
- Grandes Usuarios Menores (GUME) y
- Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Requisitos para ingresar al MEM como GUMA:

- Tener, como mínimo, en cada punto de conexión física una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o mayor que 4380 MWh anuales.
- Tener contratado en el Mercado a Término (MAT), por lo menos el 50% de su demanda de energía eléctrica con Generadores o Comercializadores de Generación, considerando el mínimo de energía previsto en el punto anterior, o bien tener Acuerdos con Comercializadores de Demanda, que cubran por lo menos el 50% de su demanda. El resto de la demanda puede ser adquirida directamente al Mercado, al precio que se verifique en forma horaria.
- La duración mínima de cada contrato en el MAT es de cuatro (4) o más períodos trimestrales coincidentes con los utilizados para las Programaciones o Reprogramaciones Estacionales.
- Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, y que pueda leído en forma remota por CAMMESA (equipamiento SMEC).
- Disponer de un Esquema de Alivio de Carga por Subfrecuencia (relé de corte o convenio con otro GUMA para compartir cortes).
- Las empresas que no tengan otros suministros operando como GUMA del MEM deben constituir un Depósito de Garantía que cubra el importe a facturar por CAMMESA en un período de tres meses (3) desde su ingreso, con una vigencia de seis (6) meses. Si el GUMA no ha registrado moras en sus pagos, el Depósito le será devuelto al término de su vigencia.
- No tener deudas pendientes con la Distribuidora.
- Adjuntar a la documentación de ingreso la información referida a la Demanda Base 2005, avalada por el Distribuidor de su área.



Dadas las normativas actualmente vigentes en el mercado argentino, la realidad es que el 97% de la demanda no está contratada con contratos a término, siendo un 81,6% clientes de distribuidora, un 14,5% Grandes Usuarios (GUMA) y un 3,5% menores (GUME).

Tabla 9 Demanda con / sin contratos a término 2018 en GWh

Con/Sin contratos a Término

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	PART.
Con contrato	307	296	339	325	332	307	322	332	317	333	230	237	3,678	3%
Sin contrato	12,043	11,108	10,908	10,168	10,333	11,618	12,286	11,390	9,476	9,571	9,805	10,624	129,330	97%
TOTAL	12,350	11,404	11,247	10,493	10,665	11,926	12,608	11,721	9,792	9,904	10,035	10,861	133,008	100%

Fuente: CAMMESA

Tabla 10 Demanda por tipo de agente MEM 2018 en GWh

Por tipo Agente MEM

GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	PART.
Distribuidor	10,249	9,373	9,042	8,348	8,514	9,903	10,588	9,673	7,836	7,923	8,042	8,990	108,482	81.6%
GUME	402	420	401	402	391	371	368	380	359	365	380	365	4,603	3.5%
GUMA	1,637	1,557	1,746	1,688	1,705	1,606	1,612	1,622	1,543	1,571	1,560	1,465	19,313	14.5%
AutoGenerador	62	54	58	55	56	46	39	47	55	46	53	41	610	0.5%
TOTAL	12,350	11,404	11,247	10,493	10,665	11,926	12,608	11,721	9,792	9,904	10,035	10,861	133,008	100.0%

Fuente: CAMMESA

El Precio Spot del MEM se determina en base al costo variable de producción con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible, conforme lo dispone la Resolución de la Secretaría de Energía 240/2003. El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como Sobrecosto Transitorio de Despacho. El precio spot máximo que permitió la Secretaría de Energía es 240 AR\$/MWh (Resolución SE 20/2017).

Intercambio Internacional

En el año 2018, se registraron importaciones por 343.5 GWh (53% inferiores al 2017), exportaciones por 280 GWh (superiores a los 69 GWh registrados en el 2017) y pérdidas por 4.337 GWh (3% superiores al 2017). De esta manera, las importaciones (descontados los aportes de las centrales binacionales), representan apenas el 0,25% de la demanda interna de argentina. Por su parte, las exportaciones representan un 0,2% de la producción.

Tabla 11 Importaciones y Exportaciones de electricidad Argentina 2018

Importación	GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
	Brasil	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Paraguay	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.2	0.0	0.0	6.9	0.0	11.3	26.1
Uruguay	5.2	5.7	6.2	5.6	17.7	10.6	12.0	11.4	21.0	17.9	23.7	180.0	317.1	
Chile	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.6	0.0	0.1	
TOTAL	5.8	5.7	6.2	5.6	17.7	11.3	12.3	11.4	21.0	24.8	30.0	191.3	343.5	

Exportación	GWh	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
	Brasil	93.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	143.8	123.1	0.0	0.0
Paraguay	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uruguay	0.0	0.0	2.8	10.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	13.2
Chile	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL	93.4	0.0	2.8	10.3	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	143.8	123.1	0.0	11.0	280.3

Fuente: CAMMESA

De acuerdo con la regulación argentina, los intercambios internacionales pueden abordarse a través de convenios bilaterales o multilaterales, o en el marco del "Anexo 30: "Importación y Exportación de energía eléctrica" de los procedimientos de CAMMESA, contenido en la Resolución de la Secretaría de Energía 21 del año 1997.

En términos generales, entre los agentes del mercado eléctrico mayorista (MEM) y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países, se pueden realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica. Las condiciones que se imponen a estos intercambios buscan garantizar que existan condiciones simétricas y recíprocas en la transacción, de tal manera que el mercado de generación y despacho se encuentre basado en costos económicos y existan condiciones no discriminatorias para demandantes y oferentes entre los dos países.

De acuerdo con la regulación vigente, se podrían realizar dos tipos de operaciones de importación y exportación. Por una parte, intercambios firmes, acordados en contratos con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del Mercado a Término del MEM. Por otra, se pueden realizar Intercambios de Oportunidad, mediante transacciones en el Mercado Spot, de carácter interrumpibles.

La importación es considerada generación que se adiciona al MEM, y debe pagar los cargos de transmisión que le correspondan. La exportación es considerada una demanda adicional que se agrega al MEM en la frontera y debe pagar los cargos de transmisión que le correspondan y el cargo mensual por Energía Adicional correspondiente a las pérdidas.

4.3.6. Mercado Brasileño de Electricidad

La capacidad instalada de generación eléctrica a diciembre de 2017 fue de 157,580 MW en Brasil, con una demanda máxima de 85,283 MW, lo que se tradujo en una generación de energía

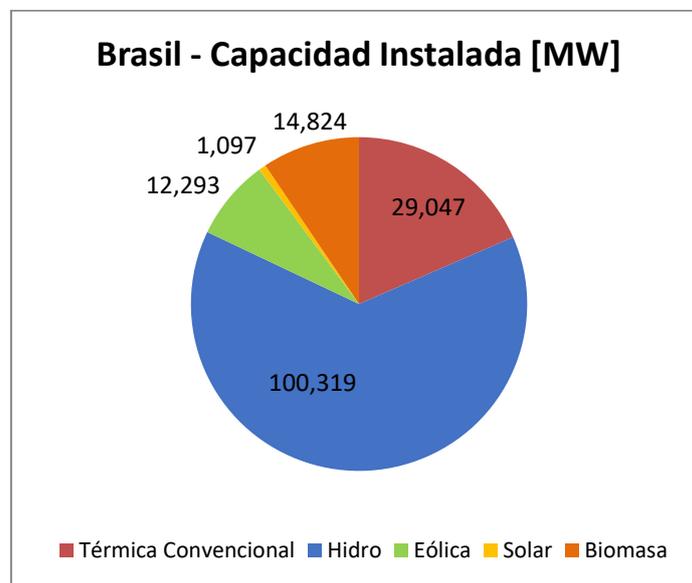
eléctrica anual de 587,962 GWh. El 79% de la generación provino de fuentes renovables, siendo la de mayor participación la energía hidráulica con un 63%, seguido de biomasa con un 9% para finalizar con energía eólica con un 7%. La energía térmica convencional alcanzó el 21%. Estas cifras revelan la gran dependencia del sistema eléctrico brasileño del recurso hídrico. Las siguientes figuras muestran la evolución tanto de la capacidad instalada de energía eléctrica como de la generación, además de la capacidad instalada por tecnología al año 2017.

Gráfico 21 Evolución de la potencia instalada (MW) y energía bruta anual generada (GWh).



Fuente: Comisión de Integración energética y los intercambios internacionales de electricidad Regional.

Gráfico 22 Capacidad Instalada por tecnología, año 2017



Fuente: Comisión de Integración energética y los intercambios internacionales de electricidad Regional.

El consumo eléctrico total durante el 2017 fue de 624.300 GWh (lo que supone un saldo eléctrico negativo, es decir, importador de energía eléctrica). Dicho consumo se distribuyó entre los distintos sectores de la siguiente manera en 2017: el 40% corresponde a consumo del sector

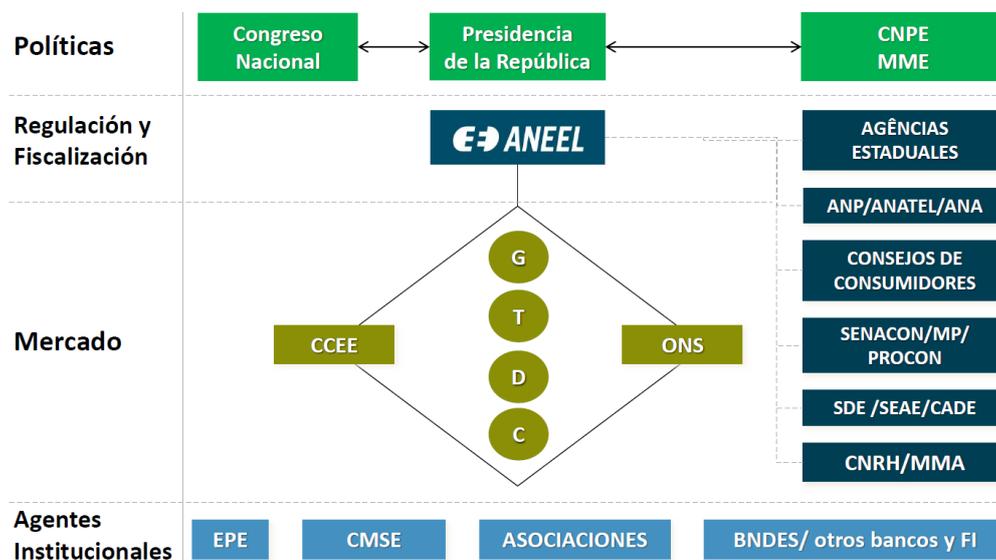
industrial, un 27% corresponde al consumo residencial, un 18 corresponde a consumos comerciales y un 15% representa el alumbrado público y otras componentes.²⁵

El gobierno brasileño ha jugado un papel fundamental en el sector eléctrico. Hasta la década de 1990, la propiedad del sector era de carácter estatal. A partir de 1996 se inició un proceso de privatización y desregulación que culminó en 2003 y 2004 con el establecimiento de las bases de un nuevo modelo para el sector eléctrico. Brasil tiene un marco institucional que incluye entre otros: autoridades gubernamentales implementadoras de políticas, agencias reguladoras, compañías públicas, y compañías privadas todos ellos operando en un mercado dinámico.

Estructura del Mercado

En términos generales, la estructuración del sector se ancla en dos instituciones relacionadas con la operación del sistema, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE). El ONS realiza el despacho y maneja el sistema de transmisión. Por su parte, la CCEE es responsable de coordinar y controlar la operación de las instalaciones de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El siguiente diagrama esquematiza la estructura institucional del mercado eléctrico brasileño:

Figura 12 Estructura del Mercado Brasileño



Fuente: Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL

Las reformas realizadas en los años 2003-2004, tuvieron por objeto el desarrollo de un modelo que fomenta las condiciones de competencia en la generación de energía, la cual no se da en el mercado de energía física, sino en el mercado de contratos financieros de “garantías físicas”. Los contratos no son propiamente de energía, sino de energía garantizada, ya que cada planta eléctrica, recibe diferentes certificados del Ministerio de Minas y Energía (MME) que pueden ser comercializados a través de contratos con los consumidores, independientemente de la fuente.

²⁵ Comisión de Integración Energética Regional, Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER. Información del sector energético en países de América del Sur, América Central y El Caribe, Datos 2017.

Estos certificados representan, por regla general, sólo una fracción de la energía producida por la central eléctrica.

El número de certificados que recibe cada planta de energía se calcula mediante una metodología oficial que radica en modelar el funcionamiento óptimo del SIN, con todas las instalaciones contratadas y los nuevos proyectos que quieran inscribirse en la subasta. En la primera etapa, el propósito del modelo es calcular la carga más alta (carga crítica, o garantía física) que pueda ser atendida por el sistema, teniendo en cuenta un criterio de seguridad (riesgo de déficit del 5% en un año determinado) y operando en condiciones de economicidad. En la segunda etapa, la carga crítica del sistema se divide entre todas las unidades productivas del modelo, en donde la cuota que corresponde a cada unidad es su garantía física, correspondiente a los certificados de energía que pueden ser comercializados mediante contratos con los consumidores.²⁶

Esta estructura comercial da señales económicas para las necesidades de expansión de la capacidad instalada, y permite promover dicha ampliación a través de subastas para el mercado regulado. Los contratos financieros tienen como base la capacidad del sistema para garantizar el cumplimiento de la carga. Dado que los consumidores deben adquirir contratos de energía con antelación – sobre todo los consumidores cautivos - cualquier crecimiento previsto de la demanda de electricidad conduce a la necesidad de ampliar el número total de certificados de energía, lo cual sólo se puede hacer contratando la construcción de nuevas plantas eléctricas que, a su vez, permitirán al sistema responder por esta nueva carga de forma segura.

Mercado mayorista eléctrico brasileño²⁷

En el mercado mayorista brasileño, para ser considerado como comprador libre en el mercado brasileño, el usuario debe tener una capacidad conectada al sistema superior a 3000 kW. Los usuarios con capacidad conectada entre 500 kW y la señalada anteriormente, pueden optar libremente por ser un cliente libre o uno de tipo regulado. Por su parte el despacho de las centrales eléctricas y el mercado spot son similares a los de Perú y Chile; la única diferencia importante es que en Brasil no existe pago alguno por capacidad firme.

En cuanto a la comercialización, el modelo se basa en la celebración de contratos financieros entre el comercializador de electricidad y el cliente final, por lo que los agentes pueden comprar y vender contratos que representan una garantía de suministro de energía y no la energía propiamente dicha.

La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, CCEE, creada en 1999, es el administrador del mercado brasileño de energía eléctrica, siendo una institución privada y sin fines de lucro, que tiene como asociadas todas las empresas que actúan en la comercialización de energía en Brasil.

Sus funciones son:

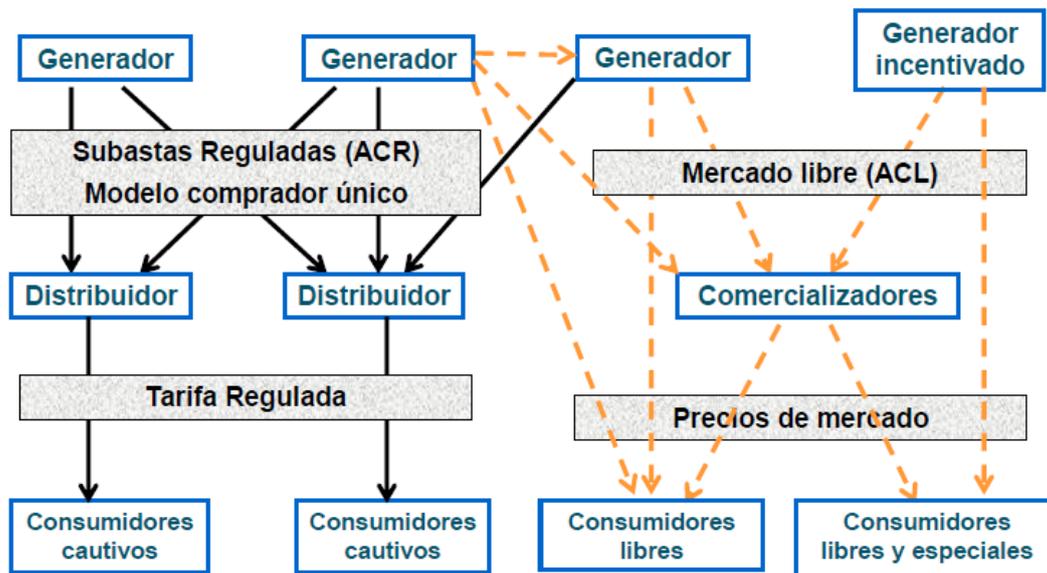
²⁶ Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas. Grupo de Estudios del Sector Eléctrico, Nivalde de Castro, Roberto Brandao, Rubens Rosental, Paola Dorado, agosto de 2015

²⁷ J. Lima, “Análisis de Mercados Eléctricos a Largo Plazo en Contexto de Integración Regional”, Foro Latinoamericano de Competencia, 2014.

- Registro de los contratos de compra y venta
- Recolección de Medición (generación/consumo)
- Contabilidad y liquidación
- Divulgación de información y resultados

El esquema general de los actores del mercado eléctrico brasileño se puede verificar en la siguiente figura:

Figura 13 Comercialización de electricidad Brasil



Fuente: Diseño, resultados y supervisión de los mercados mayoristas y minoristas de electricidad en Brasil, André Pepitone da Nóbrega, octubre de 2015.

En el caso de los clientes regulados, Brasil cuenta mecanismos de Subasta de contratos de energía. En este sistema, los contratos a largo plazo para abastecer clientes regulados en empresas de distribución son subastados por la autoridad. Existen tres tipos de contratos que pueden ser vendidos, contratos a un año, a tres años y a cinco años.

En el mercado libre, la negociación puede ser bilateral o someterse a plataformas electrónicas de negociación, debiendo registrarse en la CCEE con información de duración y monto. Adicionalmente, los consumidores libres pueden negociar cesiones de montos de energía con otros agentes del mercado libre, incluyendo otros consumidores.

En la siguiente figura, se puede observar los tipos de contrato que se comercializan en el mercado eléctrico brasileño:

Figura 14 Comercialización de electricidad en Brasil - Contratos



Fuente: Diseño, resultados y supervisión de los mercados mayoristas y minoristas de electricidad en Brasil, André Pepitone da Nóbrega, octubre de 2015.

Comercio Internacional

Brasil tiene interconexión eléctrica con Argentina, Uruguay y Paraguay. Conforme lo señala el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), los intercambios ocurren cuando hay "falta de energía y recursos de generación en un país y se necesitan en otro, o para responder a emergencias".

Existe una importación contratada de 5650 MW con Paraguay y 200 MW con Venezuela. Junto con estas dos líneas, existen líneas de interconexión bidireccionales con Argentina y Uruguay. En este sentido, el año 2017 las importaciones de energía eléctrica alcanzaron los 36.500 GWh/año, siendo la mayor componente las importaciones provenientes de Paraguay con 34.300 GWh, mientras que las exportaciones fueron de 158 GWh/año, principalmente hacia Argentina.

En cuanto a los tipos de las transacciones internacionales de energía eléctrica, es posible observar que las exportaciones de energía de Brasil para sus vecinos del Mercosur, se realizaron alternando tres modelos de negocio:²⁸

- i. El primer tipo de exportación involucra la ejecución de una subasta con la participación de los generadores térmicos brasileños que no se estén utilizando en ese momento por el ONS. Dicha exportación está sujeta a las condiciones de tráfico de la red interna, como en el caso de las plantas generadoras ubicadas en el sureste o noreste de Brasil que solamente pueden exportar cuando el sistema de transmisión es capaz de transferir energía al sur del país, desde donde se realizará la exportación. Un factor diferencial importante es que los generadores térmicos no son obligados a ofrecer, en la subasta

²⁸ Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas. Grupo de Estudios del Sector Eléctrico, Nivalde de Castro, Roberto Brandao, Rubens Rosental, Paola Dorado, agosto de 2015

- de venta de energía para Argentina o Uruguay, los mismos costos variables que rigen en el mercado brasileño. De esta forma, los precios reflejan las oportunidades dictadas por el mercado de importación y son el resultado de negocios entre agentes privados, dado que no existe información oficial y pública disponible acerca de los valores monetarios de tales operaciones. La única información conocida es que los precios de exportación son, generalmente, más altos que los cobrados en el mercado brasileño.
- ii. El segundo tipo de exportación consiste en enviar energía hidráulica durante los meses más fríos del año (entre junio y julio), cuando crece el consumo de energía en Argentina, para la devolución de la misma cantidad de energía física un poco más tarde (durante agosto y septiembre), época en la cual las temperaturas comienzan a aumentar en ese país, a la vez que Brasil se encuentra en plena estación seca. Otros esquemas de comercio similares se han practicado con Uruguay.
 - iii. Por último, Brasil puede exportar la energía hidráulica correspondiente a vertimientos cuando se presentan situaciones hidrológicas favorables, sujeta a posterior devolución. Si los embalses de las centrales hidroeléctricas no tienen más capacidad para almacenar agua, el sistema será obligado a verterla y podrá ser turbinado y exportada a su país vecino en ese caso, la cantidad exportada se contabiliza para su respectiva devolución.

Estas categorías de exportación de energía practicadas con Argentina y Uruguay son ocasionales, de carácter interrumpible, sin contratos a largo plazo, que aprovecha las oportunidades a corto plazo. No existe ningún compromiso de Brasil relacionado con la contratación de energía firme para exportar grandes cantidades de energía garantizada, simplemente, son contratos puntuales y temporales.

La situación es más complicada cuando se trata de importación. La importación de excedentes de energía por agentes brasileños es mucho más difícil de incorporar al modelo de acuerdos comerciales actual. Recientemente, además del intercambio de vertimientos sujetos a su devolución posterior, sin involucrar transacciones en dinero, existe la importación interrumpible de energía eléctrica de Argentina y Uruguay. Este tipo de importación involucra oferta de energía semanales en la frontera de Brasil, tienen como destino el mercado de corto plazo y son remuneradas mediante el precio de liquidación de diferencias (PLD). En este contexto, la importación de energía firme no se puede prever porque la optimización de la generación siempre se lleva a cabo mediante la simulación del funcionamiento de un sistema cerrado. Al tomar como referente dicha optimización, cualquier importación alteraría necesariamente el orden de mérito de un generador con “derecho de generar”. Para mantener este derecho, no hay ningún mecanismo comercial para la importación de excedentes de energía, inclusive si fuera posible comprar energía a precios más bajos que los de la generación térmica nacional en alguno de los países vecinos.²⁹

²⁹ Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas. Grupo de Estudios del Sector Eléctrico, Nivalde de Castro, Roberto Brandao, Rubens Rosental, Paola Dorado, agosto de 2015

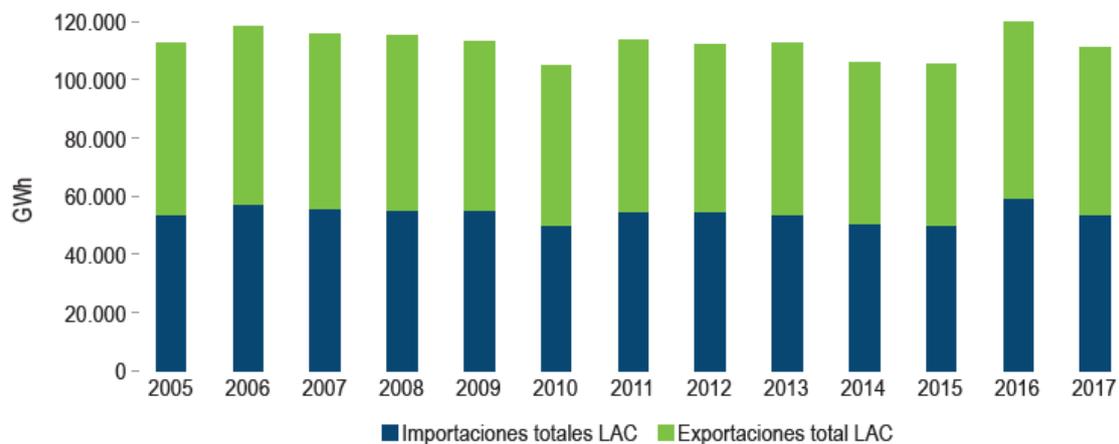
Se puede autorizar a uno o más Agente Comerciales a ser responsables de la importación de electricidad ante la Cámara de Comercio Eléctrico (CCEE), siempre que cumplan y estén autorizados de conformidad con la ordenanza MME No. 596 del 19 de octubre de 2011.

5. Conclusiones

La interconexión eléctrica regional representa una oportunidad para nuestros países. En la gran mayoría de los casos, estudios previos concluyen que los potenciales beneficios justifican los costos, que las inversiones son rentables, y que la integración energética y los intercambios internacionales de electricidad se pueden convertir en un elemento dinamizador de la economía cuando estos intercambios responden a la racionalidad económica.

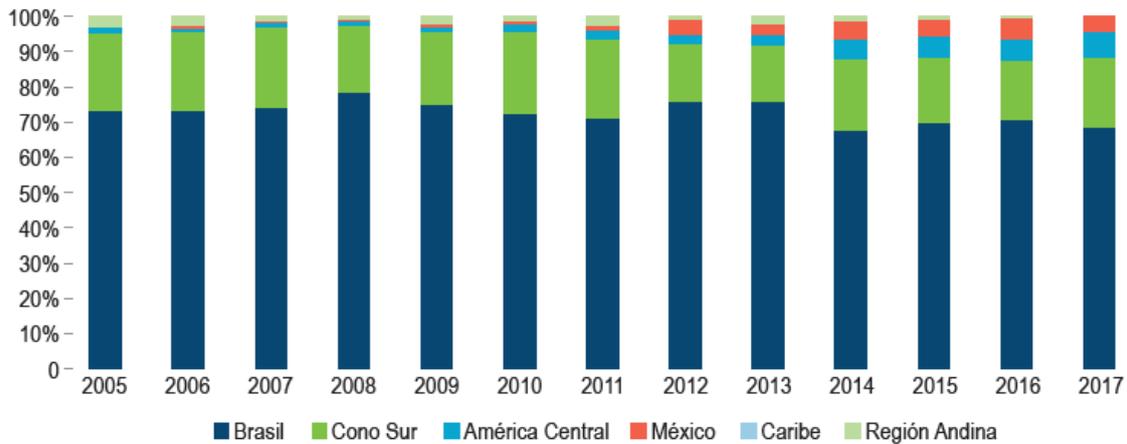
Si sólo observamos los datos agregados que presentan las siguientes gráficas, podríamos afirmar que la región goza de un mercado de intercambio internacional robusto y activo. Sin embargo, como se analizó en el capítulo previo, la mayor parte del intercambio que se presenta en las gráficas corresponde a inyecciones de electricidad provenientes de proyectos de generación hidroeléctrica binacionales, desarrollados en las fronteras de Brasil, Paraguay, Argentina y Uruguay.

Gráfico 23 Comercio de electricidad en América Latina



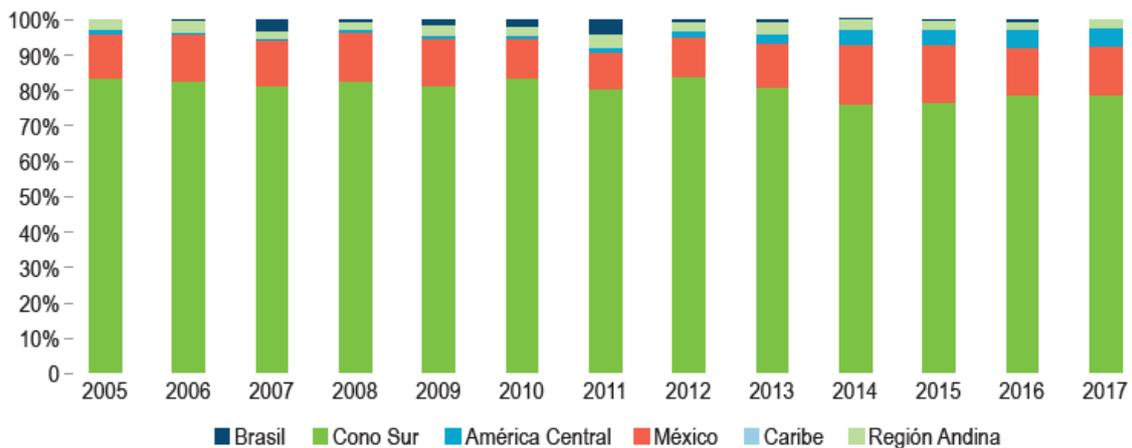
Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, Alberto Levy, Jesús Alberto Tejada, Lorena Di Chiara, Banco Interamericano de Desarrollo, 2019.

Gráfico 24 Importaciones de electricidad



Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, Alberto Levy, Jesús Alberto Tejeda, Lorena Di Chiara, Banco Interamericano de Desarrollo, 2019.

Gráfico 25 Exportaciones de electricidad



Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, Alberto Levy, Jesús Alberto Tejeda, Lorena Di Chiara, Banco Interamericano de Desarrollo, 2019.

En la realidad, los niveles de integración energética y los intercambios internacionales de electricidad actuales son muy inferiores a los que podrían lograrse. Los países del Cono Sur, básicamente Paraguay (centrales binacionales Itaipú y Yacyretá), son los mayores exportadores de electricidad en la región alcanzando valores cercanos al 80% del total, a partir de 2014 siguen los países de SIEPAC y en tercer lugar México (Belice y Guatemala).

Como se puede apreciar en la tabla siguiente, no obstante contar con infraestructura de interconexión robustas, los países no han aprovechado al máximo dichos enlaces, ni han fomentado la creación de un mercado de comercialización de electricidad robusto, salvo el caso del SIEPAC y muy especialmente El Salvador y Guatemala.

Tabla 12 Porcentaje de la demanda de electricidad cubierta con importaciones eléctricas

Países	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Argentina*	7,6%	6,6%	8,9%	6,9%	6,9%	7,9%	8,1%	5,8%	5,8%	7,0%	6,0%	6,5%	6,9%
Belize*	62,9%	50,2%	51,3%	53,5%	45,7%	27,8%	30,5%	28,8%	38,7%	36,6%	37,9%	37,0%	26,6%
Bolivia	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Brasil*	9,2%	9,3%	8,8%	8,8%	8,4%	6,9%	7,1%	7,2%	6,9%	5,7%	5,9%	7,0%	6,2%
Chile*	4,1%	4,1%	2,8%	2,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Colombia*	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,6%	0,1%
Costa Rica*	1,0%	1,7%	2,2%	1,0%	1,6%	1,7%	2,9%	4,2%	5,2%	5,2%	4,9%	7,4%	5,0%
Ecuador*	11,1%	9,4%	4,7%	2,7%	5,8%	4,3%	6,0%	1,0%	2,8%	3,4%	1,9%	0,3%	0,07%
El Salvador*	6,6%	0,2%	0,8%	1,6%	4,0%	3,3%	4,7%	2,9%	4,6%	8,9%	14,5%	15,5%	28,5%
Guatemala*	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,4%	4,3%	6,5%	2,4%	2,8%	7,0%	5,6%	6,8%	8,0%
Guyana	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Honduras*	1,1%	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	0,3%	2,6%	2,4%	1,4%	9,5%	7,5%	6,8%	3,4%
México*	0,1%	0,3%	0,1%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,8%	0,6%	0,9%	0,8%	1,2%	0,7%
Nicaragua*	0,9%	1,8%	2,1%	0,9%	0,1%	0,3%	0,3%	0,5%	1,4%	0,5%	0,8%	4,4%	7,3%
Panamá*	0,9%	0,6%	0,1%	1,6%	1,0%	1,0%	0,9%	0,2%	0,9%	2,1%	0,2%	0,3%	0,06%
Paraguay*	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Perú*	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,04%	0,04%
Suriname	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Uruguay*	19,2%	34,7%	8,7%	10,2%	15,1%	3,8%	4,5%	6,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,03%
Venezuela*	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,0%	0,2%	0,4%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fuente: Integración Eléctrica Regional, Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina, Alberto Levy, Jesús Alberto Tejeda, Lorena Di Chiara, Banco Interamericano de Desarrollo, 2019. *Países con interconexiones operativas

No siendo el objeto de este estudio realizar un análisis de las barreras que limitan los procesos de integración de los mercados entre los países de la región, entendemos que la “seguridad energética”, entendida como autoabastecimiento para evitar incertidumbres asociadas con inestabilidad política, desastres naturales, dependencia de otro país, entre otros, ha provocado que los países no hayan avanzado en el desarrollo de los mercados internacionales, a pesar de contar con la infraestructura y los incentivos económicos para contar con un comercio internacional de electricidad.

De la misma manera, es probable que algunos actores desde la oferta, dado que los activos en generación tienen costos hundidos relevantes, tendrán mayores incentivos a proteger la producción interna a precios más elevados, antes de permitir las importaciones a precios menores.

En tercer lugar, los esquemas regulatorios que han amparado intercambios internacionales, han demostrado debilidad o falta de mecanismos de resolución de controversias eficaces, por lo que finalmente los esquemas de intercambio terminan siendo “de oportunidad”, aprovechando excedentes de los sistemas, evitando vertimientos o en caso de emergencias. Asimismo, el trabajo de “armonización regulatoria” que requiere un proceso de integración, ha significado en

muchos casos evitar avanzar a procesos de mayor desarrollo, para no “afectar” los mercados internos.

Por ello, en la mayoría de los casos estudiados, los actores que deciden el intercambio son los operadores de los mercados (dejando fuera al mercado competitivo que asume riesgos de comercialización), para aprovechar las ventajas que el mercado de oportunidad de corto plazo puede generar en el respectivo país. En algunos casos el mercado es más sofisticado y tiene alcance incluso en los costos marginales internos (Colombia – Ecuador); en otros representa una ganancia más “sistémica” que evita la pérdida de energía eficiente (Uruguay – Argentina)

No obstante lo señalado, existe una experiencia regulatoria y de mercado que ha demostrado vencer las barreras, desarrollando un mercado activo de comercialización de electricidad a nivel internacional, representando una parte importante de la producción y demanda de energía.

Nos referimos al caso de Siepac, como mercado regional, y las transacciones que se producen entre los mercados de Guatemala y El Salvador. A nuestro entender, los factores claves que han permitido este desarrollo se debe a los siguientes elementos:

1. El Tratado Marco del Mercado Eléctrico dispuso **un proceso de crecimiento gradual** para la conformación del Mercado Eléctrico Regional (MER) basado en los principios de competencia, gradualidad y reciprocidad.
2. **Su diseño general conceptualiza al Mercado Eléctrico Regional (MER) como un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados o sistemas nacionales existentes.** El MER que rige las transacciones en el SIEPAC, define 6 mercados o zonas de control (cada país), regidas por sus propias reglas, con diversos grado de armonización, y sus mercados mayoristas de electricidad a través de sus Operadores locales de Sistema o de Mercado, según sea el caso (OS/OM), los que se coordinan con el MER para concretar intercambios de energía entre los agentes autorizados de mercado (hoy suman 253 en toda la región). De esta manera, ningún país renuncia a su “singularidad de mercado” ni hace una renuncia completa de la soberanía sobre el mercado eléctrico.
3. **Cuenta con organismos regionales que permiten operar el mercado, solucionar controversias y armonizar progresivamente las regulaciones respectivas.** En especial la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), responsable de regular las relaciones comerciales entre las instituciones públicas y privadas que se conectan al sistema y de fijar las tarifas, un Ente Operador Regional (EOR), responsable del despacho e intercambios de energía entre países, en su calidad de administrador del mercado y un Consejo Director del MER (CD MER), la cual es la instancia que tiene por objetivo desarrollar el Mercado Eléctrico Regional (MER) y facilitar el cumplimiento de los compromisos establecidos.
4. **Las transacciones de energía en el MER son flexibles, para mercados de corto plazo,** representados por el Mercado de Contratos Regional y el Mercado de Oportunidad Regional.

5. **El Salvador cuenta con la figura del comercializador de energía eléctrica, mediante una regulación flexible y de libre mercado. Todos los agentes, una vez inscritos en el mercado pueden hacer transacciones de compra venta de energía a nivel nacional o regional para satisfacer demandas de usuarios finales.** En el mercado mayorista de El salvador, existe un Mercado de Contratos, en el que se establecen acuerdos libremente pactados entre participantes del MM y un Mercado Regulador del Sistema (MRS), en el que se saldan las diferencias entre la realidad y los compromisos adquiridos, como faltantes y sobrantes (operación diaria).
6. El MRS funciona con base en ofertas con precios monómicos correspondientes a incrementos o decrementos de las cantidades de energía establecidas en el despacho programado. **El despacho de las centrales de generación toma en cuenta, tanto los contratos bilaterales entre los distintos agentes como las ofertas de precio para el MRS, incluyendo las exportaciones e importaciones de energía eléctrica, a los precios acordados por las partes.** El Precio Marginal de Corto Plazo (PMCP), calculado con base en las ofertas incrementales/decrementales son horarios y las diferencias entre la generación y el consumo real, y los compromisos derivados de los contratos, se saldan en MRS. De esta manera, se aprovecha la eficiencia de la interconexión en la determinación de los costos marginales.
7. **Las cantidades físicas asociadas a contratos firmes regionales tendrán prioridad en la asignación sobre la atención de las cantidades físicas asociados a contratos no firmes físicos flexibles y las ofertas de oportunidad..** A su vez las cantidades físicas asociados a contratos no firmes físicos flexibles tendrán prioridad sobre las ofertas de oportunidad regional. Los cargos o abonos que surjan dentro del Mercado como resultado de las Transacciones Regionales serán asignados al PM nacional que realiza el Retiro o Inyección bajo el contrato regional.
8. **Todas las Inyecciones y Retiros, nacionales y regionales de PMs, serán transadas a los precios respectivos en el MRS.** Los PMs con Transacciones de Retiro Regional deberán tener en cuenta que de ser despachado en el MER el Retiro, la UT le asignará una remuneración igual al Retiro Regional programado valorado al Costo Marginal de Operación. Esto permite que el comercializador maneje sus riesgos y opere comercialmente con relación a los márgenes de venta y compra de electricidad entre los distintos mercados, de acuerdo a sus compromisos.
9. **En el caso de Guatemala, también contempla la figura del comercializador de energía,** considerando a aquellos que compran o venden bloques de energía eléctrica, asociados a una Oferta Firme Eficiente o Demanda Firme, de por lo menos 2 MW. Los mismos límites se aplican a los importadores y exportadores. La regulación distingue la Comercialización de la Demanda, como la actividad por medio de la cual un Comercializador, a través de un Contrato de Comercialización, asume todas las responsabilidades comerciales de un Gran Usuario ante el Administrador del Mercado Mayorista; y Comercialización de la Oferta, como la actividad por medio de la cual un Comercializador, a través de un Contrato de Comercialización, asume las responsabilidades comerciales de un Participante

Productor, por la venta total o parcial de su potencia y energía, ante el Administrador del Mercado Mayorista.

10. Los comercializadores pueden realizar transacciones de Importación o Exportación, según corresponda, con el Mercado Eléctrico Regional (MER) o con cualquier otro mercado o país con los que el Sistema Nacional Interconectado esté conectado, según lo establecido en las Normas de Coordinación.
11. **El Exportador, para hacer transacciones de exportación de corto plazo, deberá contar con contratos de potencia con Oferta Firme Eficiente que no esté comprometida en contratos para cubrir Demanda Firme o reserva de Potencia en Guatemala.** Esta norma aísla el problema de la suficiencia del abastecimiento interno a precios eficientes.

De esta manera, la experiencia real de SIEPAC nos demuestra que es posible construir mercados de energía para el comercio internacional, que puedan actuar de manera compatible con los mercados nacionales, bajo la estructuración de “un tercer mercado”. Esta conclusión es relevante, ya que en la región parece valorarse por parte de las autoridades políticas mantener cierta “autonomía” o “independencia” energética, por lo que la construcción de los mercados internacionales puede contemplar las características de los sistemas eléctricos/económicos/institucionales de los países que lo integran. Sin perjuicio de lo señalado, en caso de que la estructura económica del funcionamiento del mercado interno no sea acorde con principios de competencia, resultará complejo organizar un mercado internacional que responda a esas características. Con todo, cabe señalar que en la medida que los mercados de Latinoamérica se “planifiquen” mirando exclusivamente el mercado nacional, sin considerar la creación progresiva de mercados internacionales, será muy complejo que se pueda aprovechar el verdadero potencial y beneficios que tiene un comercio internacional de electricidad robusto. En este sentido, aunque el proceso de comercio parta en una etapa preliminar, se requerirá desde el inicio incorporar en los análisis de planificación de la transmisión de los sistemas, la necesidad de contar con la infraestructura que requiere el crecimiento progresivo de este nuevo mercado.

De no existir una institucionalidad supranacional que “ampare” el comercio internacional de electricidad, se requiere una robusta coordinación entre los distintos agentes, tales como organismos reguladores, operadores de los sistemas y de mismos agentes de mercado, que permita una efectiva supervisión de las transacciones internacionales y la coordinación en el desarrollo de infraestructuras para este propósito.

Por tanto, como conclusión final cabe señalar que, para una dinámica de comercio internacional robusta, se requiere como base que los países parte cuenten con mercados eléctricos internos alienados con una libre competencia de los agentes, tanto desde la generación, la demanda y la comercialización. No obstante, no es incompatible distintos tipos de organización interna de los mercados, con la configuración de un “mercado internacional”, que pueda conciliarse con reglas distintas a las nacionales. Al



respecto, existe una notable experiencia en la región, como es el caso de SIEPAC, por lo que el camino se encuentra trazado. Los beneficios económicos, sociales y ambientales del comercio internacional de electricidad se encuentran ampliamente estudiados en la región, por lo que no obstante las aprehensiones que puedan existir desde la esfera política, se encuentra demostrado que se puede avanzar en comercio internacional sin perder las reglas propias del mercado interno ni la autonomía energética.