



Informe Técnico

Marco Legal y Regulatorio del Sector Eléctrico en los Países de la CIER

Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación
con Implicancias en la Rentabilidad e Inversión

Sudamérica, Centroamérica y República Dominicana

Transmisión de Energía Eléctrica

Secretaría Ejecutiva de la CIER

Grupo de Trabajo CIER 08
Regulación del Sector Eléctrico

Julio de 2017



COMISIÓN DE INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

Fundada el 10 de julio de 1964

Autoridades de la CIER

Presidente

Ing. Víctor Romero

Paraguay - PACIER

Vicepresidente

Ing. Jaime Astudillo

Ecuador – ECUACIER

Vicepresidente

Ing. Luis Pacheco

CECACIER

Vicepresidente

Ing. César Ramírez

Colombia – COCIER

Vicepresidente

Ing. Alejandro Sruga

Argentina - CACIER

Director Ejecutivo

Ing. Juan José Carrasco

Comisión de Integración Energética Regional
Organismo Internacional del Sector Energético de América Latina y el Caribe

CONTACTÉMONOS INICIO DE SESIÓN

QUÉ ES CIER BENEFICIOS NOTICIAS EVENTOS PUBLICACIONES PROYECTOS UNIVERSIDAD CORPORATIVA

Seminario Internacional: La sostenibilidad con Responsabilidad Social y Ambiental

ACTIVIDADES DESTACADAS

- Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional entre Olade y CIER
- Construyendo Interconexión Global de Energía en América del Sur
- Vencedores del Premio CIER de Calidad - Satisfacción de Clientes 2017
- Congreso CIER de la Energía 2017
- Síntesis Informativa Energética 2015

Próximas Capacitaciones

VER TODAS

- Cables apantallados de media tensión
- Calidad de servicio
- Trabajos con Tensión, Seguridad y Gestión Eficiente

NOTICIAS DEL SECTOR

- 18/09 Mendoza sumará en los próximos años 160 MW de energías renovables
- 15/09 Anuncian una inversión de US\$ 610 millones para ampliar la potencia de
- 15/09 Colombia y Panamá buscan reactivar interconexión eléctrica
- 14/09 Presidenta Bachelet inaugura central

La CIER está integrada por los diez Comités Nacionales de los Países de Sudamérica Ibérica y el Comité Regional Cier para Centroamérica y El Caribe - CECACIER.

Participan también con carácter de Miembros Asociados, la CFE México, y como Entidades Vinculadas, URSEA de Uruguay, ADME de Uruguay, ASEP de Panamá.

Supervisión General del Informe
Cr. Juan Carlos Belza, Coordinador Internacional

Bulevar Artigas 1040 – 11300 Montevideo, Uruguay
Teléfonos: (+598) 2709-0611* – Fax: (+598) 2708-3193
E-mail: secier@cier.org – Internet: www.cier.org.uy



Tabla de contenido

| | |
|--|----------|
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 5 |
| 2. AMÉRICA DEL SUR..... | 5 |
| 2.1. RESUMEN CONCEPTUAL..... | 5 |
| 2.1.1. Un modelo heterogéneo: de la intervención estatal directa a la libertad del mercado | 5 |
| 2.1.2. Contexto actual en Generación Eléctrica | 6 |
| 2.1.3. Impulsos a la Generación Renovable..... | 8 |
| 2.1.4. Transmisión eléctrica, sin muchos cambios..... | 9 |
| 2.1.5. Distribución eléctrica en la región | 12 |
| 2.2. ARGENTINA | 15 |
| 2.2.1. Introducción | 15 |
| 2.2.2. Características de la actividad de Transmisión | 17 |
| 2.3. BOLIVIA | 20 |
| 2.3.1. Introducción | 20 |
| 2.3.2. Características de la actividad de Transmisión | 23 |
| 2.4. BRASIL | 25 |
| 2.4.1. Introducción | 25 |
| 2.4.2. Características de la actividad de Transmisión | 29 |
| 2.5. CHILE..... | 32 |
| 2.5.1. Introducción | 32 |
| 2.5.2. Características de la actividad de Transmisión | 35 |
| 2.6. COLOMBIA..... | 40 |
| 2.6.1. Introducción | 40 |
| 2.6.2. Características de la actividad de Transmisión | 42 |
| 2.7. ECUADOR | 45 |
| 2.7.1. Introducción | 45 |
| 2.7.2. Características de la actividad de Transmisión | 48 |
| 2.8. PARAGUAY | 49 |
| 2.8.1. Introducción | 49 |
| 2.8.2. Características de la actividad de Transmisión | 52 |
| 2.9. PERÚ | 54 |
| 2.9.1. Introducción | 54 |
| 2.9.2. Características de la actividad de Transmisión | 57 |
| 2.10. URUGUAY..... | 60 |
| 2.10.1. Introducción | 60 |



| | | |
|-----------|---|-----------|
| 2.10.2. | Características de la actividad de Transmisión | 63 |
| 3. | AMÉRICA CENTRAL Y EL CARIBE | 66 |
| 3.1. | RESUMEN CONCEPTUAL | 66 |
| 3.1.1. | Un período de Reformas | 66 |
| 3.1.2. | El contexto actual en el segmento Generación | 67 |
| 3.1.3. | Impulsos a la generación renovable | 68 |
| 3.1.4. | Transmisión eléctrica y la importancia del Mercado Eléctrico Regional | 71 |
| 3.1.5. | Distribución eléctrica en Centroamérica | 72 |
| 3.2. | COSTA RICA | 72 |
| 3.2.1. | Introducción | 72 |
| 3.2.2. | Características de la actividad de Transmisión | 75 |
| 3.3. | EL SALVADOR | 77 |
| 3.3.1. | Introducción | 77 |
| 3.3.2. | Características de la actividad de Transmisión | 80 |
| 3.4. | GUATEMALA | 81 |
| 3.4.1. | Introducción | 81 |
| 3.4.2. | Características de la actividad de Transmisión | 84 |
| 3.5. | HONDURAS | 86 |
| 3.5.1. | Introducción | 86 |
| 3.5.2. | Características de la actividad de Transmisión | 88 |
| 3.6. | NICARAGUA | 90 |
| 3.6.1. | Introducción | 90 |
| 3.6.2. | Características de la actividad de Transmisión | 93 |
| 3.7. | PANAMÁ | 96 |
| 3.7.1. | Introducción | 96 |
| 3.7.2. | Características de la actividad de Transmisión | 98 |
| 3.8. | REPÚBLICA DOMINICANA | 100 |
| 3.8.1. | Introducción | 100 |
| 3.8.2. | Características de la actividad de Transmisión | 103 |

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del estudio es el análisis de la regulación del sector eléctrico en 2017 con foco en aquellos aspectos normativos de incidencia en la rentabilidad e inversión del sector eléctrico en Generación, Transmisión y Distribución. Se prepararon tres documentos por negocio eléctrico, por separado, para facilitar su lectura, manteniendo la misma introducción y el resumen conceptual general.

El documento se compone de dos secciones principales: resumen conceptual por región y análisis normativo por país. En la normativa de cada país se hizo especial énfasis en la forma en cómo el sector se encuentra organizado, sus autoridades principales y temas regulatorios importantes que afectan la rentabilidad e inversión. Los gráficos y cuadros apuntan a medir, de alguna forma, el resultado obtenido a partir de las decisiones y modelos de cada país.

En 2017 hemos incorporado puntos que consideramos relevantes, como ser, para cada país, mayor profundidad en la identificación de los incentivos para las energías renovables no convencionales, presentación de precios de la energía por país y tendencia respecto al año anterior, destaque de los cambios regulatorios respecto al año 2016 y un breve concepto final sobre el impacto del modelo.

En este marco, se analiza la regulación eléctrica en Sudamérica (excluidas Las Guayanas), Centroamérica y República Dominicana. No se presenta el marco regulatorio de Venezuela.

2. AMÉRICA DEL SUR

2.1. RESUMEN CONCEPTUAL

2.1.1. Un modelo heterogéneo: de la intervención estatal directa a la libertad del mercado

Durante las últimas tres décadas los países de la región Sudamericana han experimentado de manera muy marcada las distintas etapas del ciclo económico. Momentos de auge o crecimiento económico, producto de condiciones internacionales favorables, se han ido intercalando con situaciones de recesión y/o profundas crisis. Estos vaivenes han tenido un gran correlato en la industria de cada país, y el sector eléctrico en particular no ha quedado exento. El crecimiento de la demanda de energía en etapas de bonanza se ha contrastado con límites a la producción de energía provocados por diversos motivos como lo son la falta de inversión ocurrida durante años anteriores o condiciones climáticas adversas (la gran mayoría de los sistemas son hidráulicos y dependen de la hidrología del año). Adicionalmente se suma el problema de la volatilidad de los precios de los hidrocarburos y su impacto en la generación.

Con los objetivos de poder asegurar el suministro los gobiernos de cada país han ido adoptando distintos esquemas de planificación y regulación que puedan favorecer al aprovechamiento eficiente de los recursos disponibles dentro del territorio. Dada la heterogeneidad existente, tanto en recursos como en la orientación política, el enfoque o marco regulatorio adoptado ha variado de acuerdo a cada caso puntual.

En este aspecto podemos separar los países de la región en distintos grupos de acuerdo al grado de intervención estatal adoptada:

En primer lugar, se encuentra el grupo conformado por los países con mayor intervención o participación del Estado. Este se comprende por Bolivia, Ecuador, Paraguay y Uruguay. Sin embargo, este grupo también presenta varias diferencias en su interior.

Bolivia y Ecuador se caracterizan por haber transitado un proceso de reforma social y política durante los últimos años llevando últimamente a la modificación de su Constitución Nacional en ambos casos. El sector eléctrico se ha establecido como de interés estratégico y se ha buscado que el servicio se provea intentando

maximizar el beneficio social. Ecuador ha promulgado una nueva Ley de Electricidad y en la actualidad mantiene gran parte de la generación, transmisión y distribución en manos públicas ya sea mediante participación directa o mixta. Bolivia por el otro lado mantiene el esquema legal anterior, aunque ha formado nuevas instituciones y nacionalizado la empresa de mayor importancia del sector: ENDE. Actualmente posee control o participación mayoritaria de todos los segmentos

Por otro lado, Paraguay y Uruguay tienen en común que la actividad permanece en manos de empresas estatales integradas verticalmente con posición monopólica: ANDE y UTE respectivamente. La regulación no ha cambiado demasiado en Paraguay durante los últimos años, aunque en Uruguay se ha abierto la entrada a algunos generadores privados especialmente si se trata de proyectos con base a ERNC.

En el segundo grupo de países se podrían ubicar a la Argentina y a Brasil. Los países con mayor extensión territorial del continente tienen en común una fuerte participación estatal, pero en términos regulatorios, con constantes cambios en los aspectos normativos. La participación en la propiedad de las empresas es variada en los tres segmentos. Coexisten empresas privadas, públicas y hasta algunas de capitales mixtos, aunque el primer grupo es el mayor de los tres. Actualmente Argentina se encuentra en un período de revisión de su sector tras haber decretado la emergencia energética, mientras que Brasil ha realizado algunos cambios en sus sistemas de concesiones y licitaciones.

Finalmente, Chile, Colombia y Perú integran el tercer y último grupo de países. Éste se caracteriza por encontrarse regulado con la mira puesta en una mayor participación de agentes privados en cada uno de los tres segmentos. Sin embargo, existen empresas públicas aunque, con la excepción de la generación en Colombia, no representan la mayoría del capital. En Chile, la participación pública empresarial, no existe.

2.1.2. Contexto actual en Generación Eléctrica

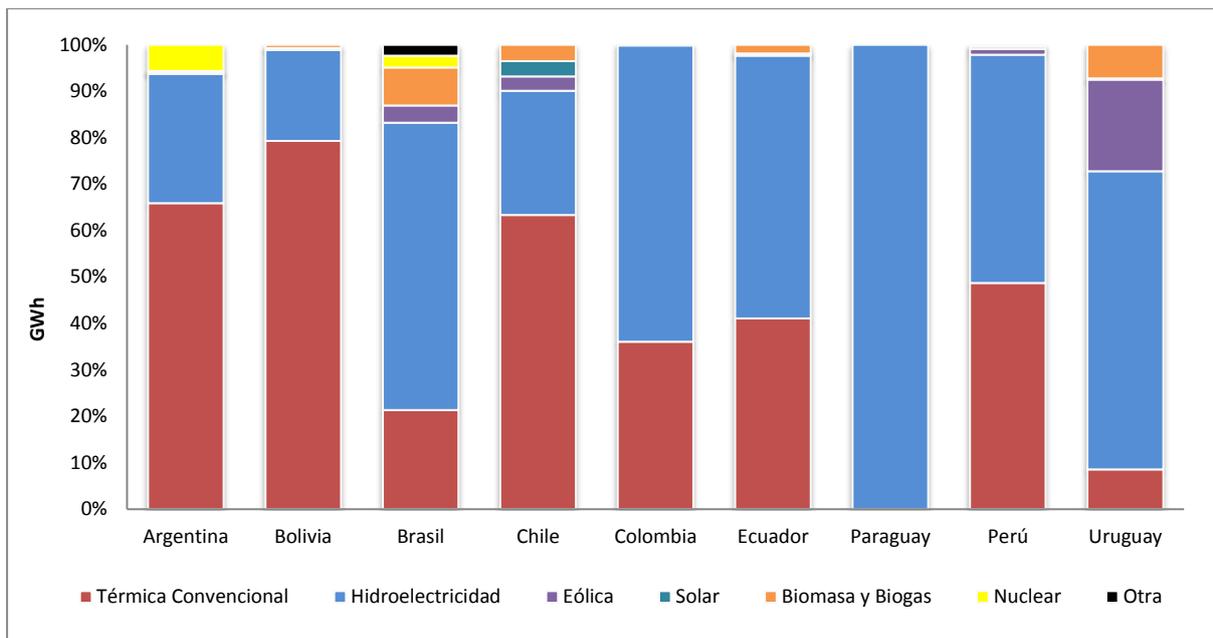
Correspondiéndose con lo comentado previamente, la actividad de generación presenta modelos muy heterogéneos de acuerdo a cada país. La competencia con empresas tanto privadas como públicas suele ser la norma, aunque en algunos casos se da de manera más oligopólica debido a los elevados niveles de concentración. En otros casos se dan situaciones de monopsonio con la existencia de un único comprador que pone a los oferentes en una situación de inferior poder de mercado.

TABLA N° 1 AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

| GENERACIÓN | ORGANIZACIÓN | RÉGIMEN DEL MERCADO MAYORISTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (GWH) | AÑO DE LOS DATOS |
|------------------|--------------------|-------------------------------|--------------------------|------------------------|------------------|
| Argentina | Monopsonio | Especial | 33 901 | 136 599 | 2016 |
| Bolivia | Oligopolio | Ordinario | 1 831 | 8 759 | 2016 |
| Brasil | Oligopolio | Especial | 151 662 | 578 897 | 2016 |
| Chile | Oligopolio | Especial | 22 979 | 72 938 | 2016 |
| Colombia | Competencia | Ordinario | 16 347 | 66 547 | 2015 |
| Ecuador | Monopsonio Parcial | Especial | 8 092 | 26 989 | 2016 |
| Paraguay | Monopolio (ANDE) | Especial | 8 834 | 55 747 | 2016/ 2014 |
| Perú | Competencia | Ordinario | 13 044 | 51 289 | 2016 |
| Uruguay | Monopsonio Parcial | Ordinario | 4 002 | 10 434 | 2016 |

En cuanto a las fuentes principales de generación, la hidráulica se mantiene como la más importante seguida luego por la térmica convencional. Las ERNC han tenido crecimiento durante los últimos años, pero, salvo el caso uruguayo, siguen representando porcentajes muy bajos del total. Argentina y Brasil son los únicos países de la región con centrales nucleares.

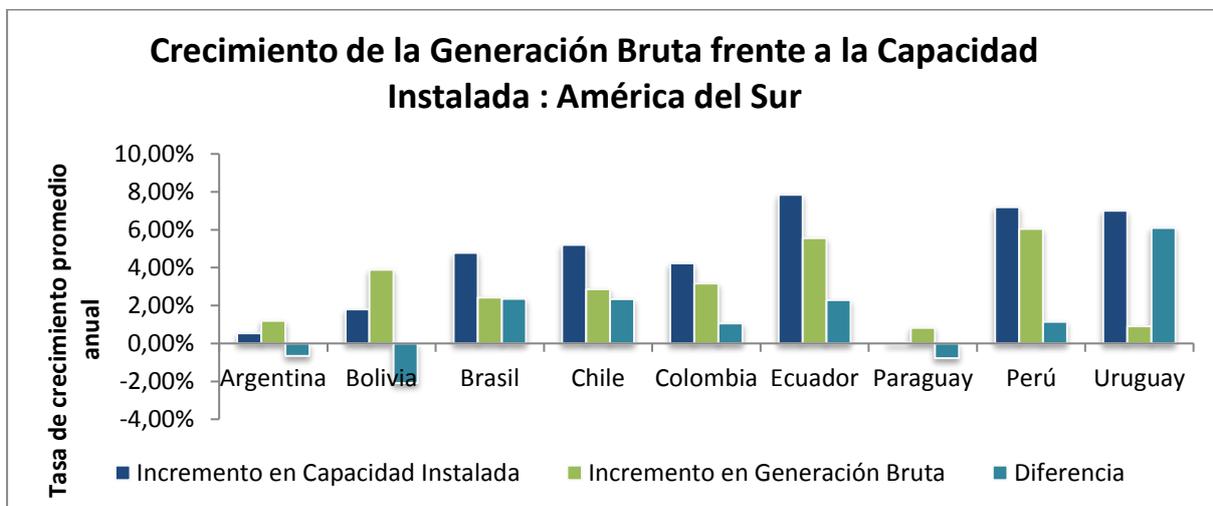
FIGURA N° 1 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE: AMÉRICA DEL SUR



Fuente: elaboración propia en base a diversas fuentes¹

El gráfico ubicado a continuación muestra el crecimiento promedio anual en porcentaje de la generación bruta de energía (como proxy de la demanda) y la capacidad instalada durante los últimos cinco años:

FIGURA N° 2 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA: AMÉRICA DEL SUR



Fuente: elaboración propia en base a diversas fuentes²

Como puede observarse, el grueso de los países de la región ha visto su demanda incrementada en tasas que rondan entre el 2 y 4% promedio anual con la excepción de Ecuador y Perú donde el aumento ha sido

¹ Este gráfico resume los presentados en cada una de las secciones posteriores. La información data de años distintos para cada país y proviene de las siguientes fuentes: CAMMESA (Arg), CNDC (Bol), EPE (Bra), CDEC (Chi), XM (Col), ARCONEL (Ecu), CIER (Par), MINEM (Per) y ADME (Uru).

² Este gráfico resume los presentados en cada una de las secciones posteriores. La cantidad de años tomada para realizar el promedio depende en cada caso según la disponibilidad y proviene de las siguientes fuentes: CAMMESA (Arg), ENDE y CNDC (Bol), ANEEL y EPE (Bra), CDEC (Chi), XM (Col), ARCONEL (Ecu), CIER (Par), MINEM (Per) y ADME (Uru).

aún mayor. Sin embargo, esto no ha sido acompañado en todos los casos por crecimientos del mismo nivel en la capacidad instalada. Cuando estas diferencias son muy grandes y persistentes en el tiempo, se puede inferir que existe una tendencia generalizada al retraso de inversiones lo cual es concomitante con posibilidades más elevadas de crisis del sector eléctrico.

2.1.3. Impulsos a la Generación Renovable

De acuerdo a la última Conferencia sobre el Cambio Climático en París ocurrida durante el pasado año (REN 21 dentro del COP 21), varios de los gobiernos de la región se han propuesto objetivos de generación renovable con nuevas tecnologías que permitan mejorar su eficiencia y combatir los efectos adversos de utilización de combustibles fósiles, además de disminuir la dependencia de los sistemas de las condiciones hidrológicas.

Mientras que en algunos casos este interés se ha manifestado en la forma de planificación indicativa del sector por parte de las instituciones gubernamentales que gobiernan la actividad, otros países han adoptado políticas más puntuales de beneficio al sector como lo son sistemas de tarifas diferenciados, incentivos fiscales o esquemas de licitaciones/subastas entre algunos ejemplos.

TABLA N° 2 - AMÉRICA DEL SUR- INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE – FUENTE REN 21³

| EJES REN 21 | | | | | | |
|--|--|--|--|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------|
| Países | Objetivos de Energías Renovables | Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables | Sistema de Tarifas diferenciado para ERNC | Medición Bidireccional | Licitaciones/ Subastas Públicas | Transmisión garantizada |
| Argentina | R | | X | X | X | X |
| Bolivia | | | | | | |
| Brasil | R | | | R | X* | R |
| Chile | R | X | | X | X | |
| Colombia | X | | | X* | | X |
| Ecuador | X | | R | | X | R |
| Paraguay | X* | | | | | X |
| Perú | X | X | X | X* | X* | X |
| Uruguay | R | | X | X | X | X |
| INCENTIVOS FISCALES O FINANCIAMIENTO PÚBLICO | | | | | | |
| Países | Subsidios Fiscales o Transferencias Directas | Exención impositiva en créditos o inversión | Exención impositiva en a la producción, ventas o emisiones | Pagos por producción de energía | Inversión pública | |
| Argentina | X | X | X | X | X | X |
| Bolivia | | | | | | |
| Brasil | | X | R | | | X |
| Chile | X | X | X | | | X |
| Colombia | | X | X | | | X |
| Ecuador | | | X | | | X |
| Paraguay | | | X | | | |
| Perú | | | X | | | X |
| Uruguay | X | | X | | X | X |

X: a nivel nacional

X*: a nivel nacional, recientemente implementadas

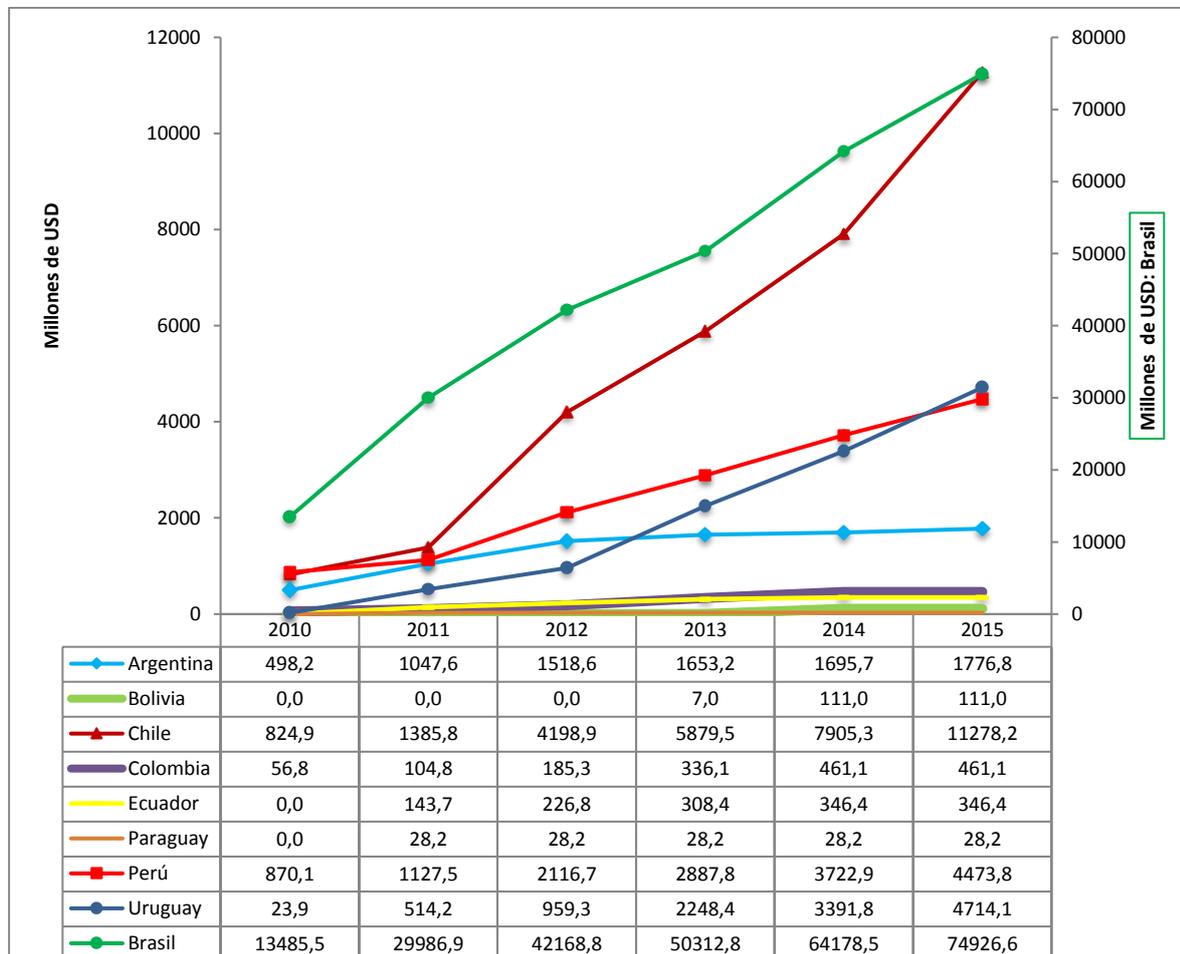
R: en revisión

En cuanto a la inversión acumulada en este tipo de generación, Brasil es el claro dominador con valores que exceden ampliamente al resto de los países (de hecho, se le ha incluido un eje adicional a dicho país en el gráfico). En segundo lugar, es seguido por Chile, aunque también se destaca la inversión realizada en Perú,

³ Fuente: REN21, Renewables 2016, Global Status Report

Uruguay y en menor medida, la Argentina. En el resto de los países de la región casi no se ha realizado inversión en el sector de generación renovable durante los últimos años.

FIGURA Nº 3 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS. AMÉRICA DEL SUR.



Fuente: Climatescope

2.1.4. Transmisión eléctrica, sin muchos cambios

A diferencia de lo ocurrido con los otros segmentos, la actividad de transmisión ha permanecido casi invariante en cuanto a su marco regulatorio y organización. Esto se encuentra directamente relacionado con las características propias de la industria que para funcionar correctamente precisa de cierta estabilidad ya que las inversiones poseen elevados costos fijos y se suelen planear con horizontes temporales de 50 años o más.

TABLA N° 3 - AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| TRANSMISIÓN | ORGANIZACIÓN | KM RED |
|------------------|--|---------|
| Argentina | Red Troncal: Monopolio (Transener) Distribución Troncal: Monopolio por región | 34.292 |
| Bolivia | Oligopolio | 4.466 |
| Brasil | Oligopolio | 135.252 |
| Chile | Oligopolio | 25.652 |
| Colombia | Oligopolio | 25.374 |
| Ecuador | Monopolio (Transelectric) | 5.037 |
| Paraguay | Monopolio (ANDE) | 5.653 |
| Perú | Oligopolio | 22.614 |
| Uruguay | Monopolio (UTE) | 4.963 |

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

La organización de la actividad depende país a país, aunque existen ciertas similitudes entre algunos casos.

Bolivia, Brasil, Chile, Colombia y Perú se caracterizan por ser mercados oligopólicos donde las empresas concesionadas pueden ser tanto privadas como públicas. En algunos casos se diferencian también de acuerdo a los niveles de tensión.

Ecuador, Paraguay y Uruguay, que son los países con menor extensión territorial del continente, tienen en común que el segmento de transmisión lo llevan a cabo empresas monopólicas de propiedad pública, dos de ellas (ANDE y UTE) integradas verticalmente.

Finalmente, Argentina se plantea como un Monopolio, pero con separación regional. Esto es debido a que el transporte por extra alta tensión es realizado por una sola empresa (TRANSENER), mientras que la denominada transmisión troncal es realizada por distintas empresas que se separan sus áreas según criterios geográficos.

En cuanto a la planificación y expansión del sistema, varios de los países de la región se caracterizan por la poseer procedimientos marcadamente centralizados. En algunos casos es realizada por entidades con dicho rol, como EPE de Brasil, COES del Perú, UPME de Colombia y un Comité en Chile con la participación del Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, además de algunos otros representantes de los agentes del mercado. En todos estos casos las obras son sujetas a licitación y concurso público, con la excepción del caso peruano en el que las empresas concesionadas poseen la obligación de preparar las obras necesarias que serán remuneradas por la demanda.

Con una perspectiva un poco diferente en Argentina existe un Consejo Federal conformado por representantes de las distintas provincias en el Plan Federal de Transmisión que es el que decide cuales son las obras que serán realizadas y que financiará el Tesoro Nacional.

Por otro lado, en los tres casos de empresas estatales; Ecuador, Paraguay y Uruguay; las mismas son las encargadas de realizar la planificación y expansión de la red, ya sea con fondos propios o del Estado directamente.

Finalmente, en Bolivia cada empresa transmisora debe hacerse cargo de las expansiones que precise.

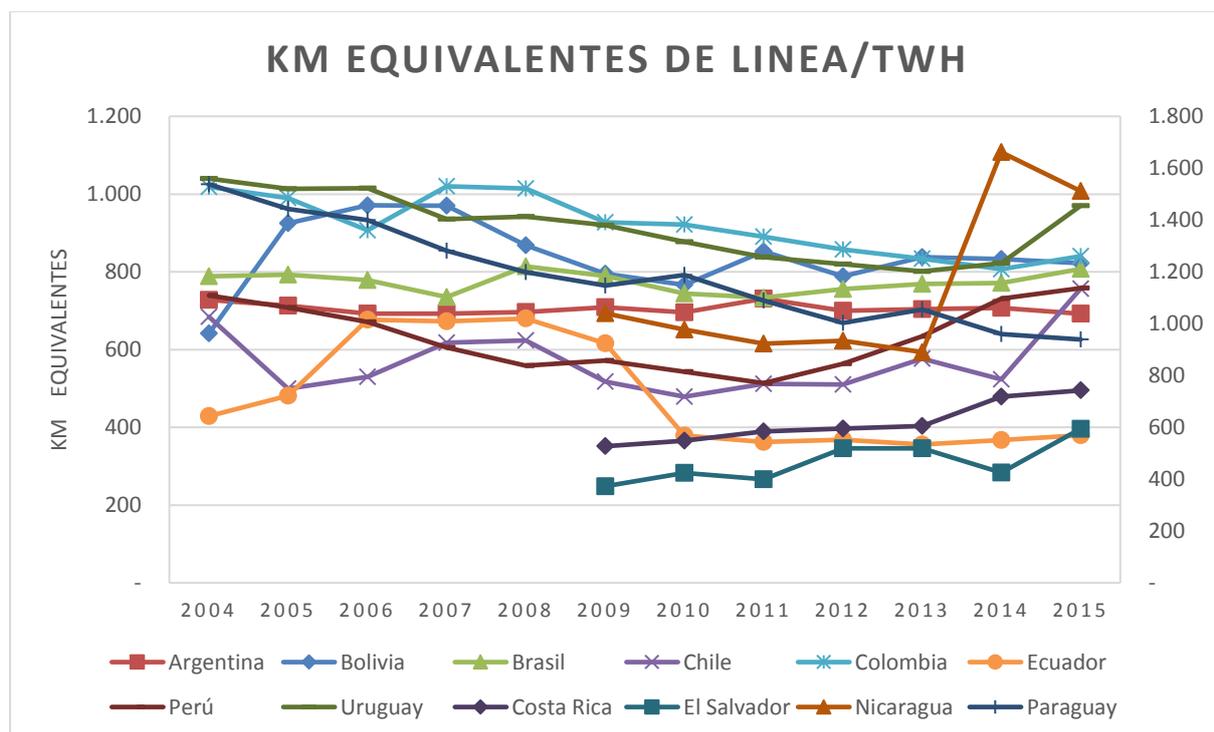
En cualquiera sea de los casos está claro que la remuneración debe asegurar cubrir los costos de inversión, operación, mantenimiento y administración. El ingreso tarifario se obtiene a partir de una combinación, según el país, de precios nodales, peajes y/o cargos de conexión.

Ahora bien, desde el punto de vista del impacto de la regulación para la transmisión, el panorama regional se expone a continuación.

En Sudamérica, se presenta un índice que permite comparar las longitudes ponderadas por nivel de tensión (Km de línea equivalentes) por unidad de demanda de energía anual, medida en TWh, para cada sistema, lo que da una idea de los requerimientos que tuvo cada país de líneas de transmisión para el suministro de energía. En general se supone que aquellos sistemas para los que este índice es alto, tienen participación de centrales hidráulicas, o líneas de interconexiones internacionales y/o centrales en boca de pozo de GN (alejadas de las demandas), y/o líneas radiales que vinculan demandas de diferente porte.

Se observa que los países desde 2012 han incrementado la inversión en transmisión, y la gran mayoría superan los 500 km equivalentes/TWh.

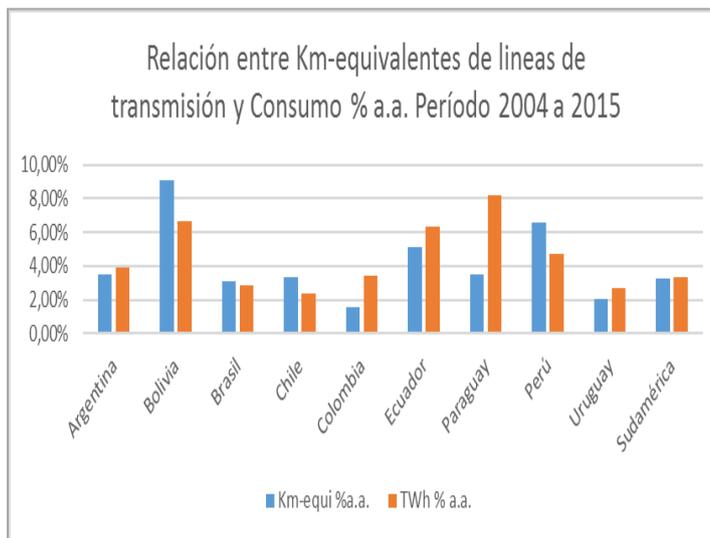
Un cálculo similar indicaba que, en 2005 para sistemas europeos, los valores del índice se hallaban en el entorno de los 300 km equivalentes/TWh y en los Estados Unidos de Norteamérica, con un valor menor aún y próximo a los 200 km equivalentes/TWh. Esto podría indicar que la región Latinoamericana requiere de tres a cuatro veces más km de transmisión por unidad de demanda. Esto nos puede llevar a concluir que las inversiones en transmisión son mucho más importantes en Latinoamérica que en Europa y EEUU, por lo cual su regulación y planificación es un tema crítico en la región.



Fuente: CIER

Desde otra perspectiva, analizando la relación entre tasas acumulativas anuales de Km-equivalentes y consumo, por el período 2004 – 2015, se observa para Sudamérica que existe una presión del consumo en Ecuador, Paraguay, Colombia, Argentina y Uruguay. Si bien es un índice, cuando éste cubre un período de tiempo suficiente, podría estar indicando una señal de que el modelo de decisión de planificación del país debe ser estudiado para encontrar aquellas razones que explican una falta de dinamismo en la inversión en transmisión.

| Período 2004-2015 | Km-equi %a.a. | TWh % a.a. |
|----------------------|------------------|------------|
| Argentina | 3,47% | 3,94% |
| Bolivia | 9,09% | 6,67% |
| Brasil | 3,10% | 2,87% |
| Chile | 3,31% | 2,37% |
| Colombia | 1,59% | 3,38% |
| Ecuador | 5,13% | 6,31% |
| Paraguay | 3,48% | 8,23% |
| Perú | 6,57% | 4,73% |
| Uruguay | 2,02% | 2,66% |
| Sudamérica | 3,24% | 3,32% |



Fuente: CIER

2.1.5. Distribución eléctrica en la región

A la hora de analizar la distribución eléctrica, ha de considerarse al menos cuatro aspectos principales.

El primero de ellos es que, siendo uno de los últimos eslabones de la cadena de valor (de acuerdo a si se considera la comercialización como el último o no), la forma en que se lleva a cabo la actividad depende fuertemente de los segmentos anteriores, especialmente, la generación. Por este motivo un aspecto que nos interesa remarcar es el del régimen en el cual opera el Mercado Mayorista en cada país (ver tabla 1).

En algunos casos como Bolivia, Colombia, Perú y Uruguay; se da un régimen ordinario caracterizado por la existencia de contratos de suministro entre generadores y distribuidores⁴ generalmente financieros y un Mercado Spot, generalmente valuado al costo marginal, en el cual se realizan las transferencias de oportunidad en casos que los generadores y distribuidores tengan excedentes o faltantes de energía. El caso de Chile también es similar, pero se ha catalogado como especial debido a que el mercado de oportunidad solo se encuentra abierto a transacciones entre generadores.

Argentina y Ecuador poseían originalmente esquemas ordinarios, pero luego fueron mutando a medida que se implementaron diversas regulaciones. En el primero los contratos entre privados ya no se encuentran permitidos y sólo se pueden realizar transacciones con el operador CAMMESA a precios fijados; mientras que en Ecuador actualmente se encuentran en proceso de transición tras la promulgación de la nueva Ley

⁴ Excepto en Bolivia que si bien reglamentado aún no se han llevado a la práctica.

Orgánica del sector. Brasil en cambio tiene el mercado de contratos dividido en dos ambientes, regulado y libre, y cuenta además con cuatro Mercados Spot distintos según la región.

Paraguay se distingue del resto de los países ya que no posee directamente un régimen de Mercado Mayorista debido a que existe una única empresa monopólica e integrada verticalmente en todas las actividades.

TABLA N° 4 - AMÉRICA DEL SUR- RESUMEN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

| DISTRIBUCIÓN | ORGANIZACIÓN | ESQUEMA TARIFARIO | CLIENTES | POBLACIÓN CON ACCESO A LA ELECTRICIDAD ⁵ |
|------------------|----------------------|-------------------------------------|---------------|---|
| Argentina | Monopolio por región | Revenue-Cap y Price-Cap | 15,8 millones | 96% |
| Bolivia | Monopolio por región | Price-Cap | 2,4 millones | 89% |
| Brasil | Monopolio por región | Price-Cap | 80.7 millones | 100% |
| Chile | Oligopolio | Yardstick Competition con Price-Cap | 5,9 millones | 100% |
| Colombia | Competencia | Revenue-Cap y Price-Cap | 11 millones | 98% |
| Ecuador | Monopolio por región | Costo de Servicio | 4,8 millones | 97% |
| Paraguay | Monopolio (ANDE) | Costo de Servicio | 1,3 millones | 99% |
| Perú | Monopolio por región | Price-Cap | 6,7 millones | 90% |
| Uruguay | Monopolio (UTE) | Price-Cap* | 1,3 millones | 99% |

* no se encuentra implementada

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

Un segundo aspecto interesante es la forma en la cual se organiza la actividad. Como puede observarse, en la mayoría de los casos las empresas distribuidoras se establecen como monopolios por región. Esto se debe a que la actividad es considerada como un monopolio natural, motivo por el cual se les otorgan áreas o zonas de concesión en las cuales operan con exclusividad. La propiedad de las empresas varía de país a país, aunque suele haber de ambos casos o mixtos. En Argentina, Brasil y Perú la mayoría de los capitales son privados, mientras que en Bolivia y Ecuador públicos. Paraguay y Uruguay serían los extremos de la región ya que la actividad es realizada por una sola empresa de capitales públicos en ambos casos.

Chile y Colombia se diferencian de los anteriores ya que la normativa no establece exclusividad territorial permitiendo superposición en las áreas de concesión que operan. Se impone así un marco orientado a la competencia, aunque en Chile es más bien un oligopolio debido a que el grueso de la actividad se concentra en unas pocas empresas.

En cuanto a los esquemas tarifarios, se destaca que el grueso de los países⁶ de la región ha optado por modelos de regulación por incentivos como lo son los de Price-Cap o Revenue-Cap. En estos casos las empresas reguladas concentran sus esfuerzos para la búsqueda de la eficiencia, dado que toda mejora en la misma durante el período tarifario implicará costos menores a los reconocidos en el año base, pudiendo la empresa apropiarse de la brecha entre los costos aprobados y los efectivamente verificados. Por otro lado, Ecuador y Paraguay son los dos únicos ejemplos que existen de regulación por Costo de Servicio.

⁵ Fuente: IEA, World Energy Outlook 2016

⁶ Uruguay tiene la peculiaridad de que la normativa establece un mecanismo de Price-Cap pero el mismo aún no se ha implementado.

| Etiquetas de fila | Tarifa Residencial Promedio muestra Clientes 200 kWh (Dólares USA con impuestos incluido IVA) | Máx. US\$ | Mín. US\$ | Casos |
|----------------------|---|--------------|--------------|-----------|
| ARGENTINA | 101 | 136 | 53 | 8 |
| BOLIVIA | 97 | 102 | 91 | 2 |
| BRASIL | 169 | 213 | 103 | 10 |
| CHILE | 227 | 244 | 201 | 3 |
| COLOMBIA | 137 | 145 | 133 | 8 |
| COSTA RICA | 140 | 149 | 131 | 2 |
| ECUADOR | 100 | 101 | 90 | 12 |
| EL SALVADOR | 205 | 240 | 178 | 5 |
| GUATEMALA | 230 | 262 | 175 | 3 |
| Panamá | 143 | 143 | 143 | 1 |
| PARAGUAY | 69 | 69 | 69 | 1 |
| PERU | 200 | 228 | 166 | 7 |
| REPÚBLICA DOMINICANA | 113 | 113 | 113 | 3 |
| URUGUAY | 198 | 198 | 198 | 1 |
| Total general | 149 | 262 | 53 | 66 |

Tomando el caso de Clientes Residenciales para consumos típicos de 200 kWh del Informe CIER de Tarifas en Distribución, vemos que la región presenta situaciones muy variadas, dependiendo de factores propios de cada país. Los valores no corresponden a un promedio nacional, sino el promedio de la muestra de empresas que participaron de la encuesta CIER.

Los esquemas tarifarios aplicados tienen su importancia en el monto facturado al cliente final, pero también incide de manera significativa aspectos propios de cada país que tiene que ver, por ejemplo, con la mezcla tecnológica de generación y combustibles utilizados; fuentes de energía utilizadas para la producción de energía: petróleo, gas, agua, viento, etc.; definición de políticas públicas con subsidios explícitos e implícitos; economía de escala por tamaño del mercado, o requerimientos de cobertura eléctrica especial para un país con empresa eléctrica monopólica; densidad de red y consumo medio de cada empresa; situación de la calidad de servicio alta, baja, media; apreciación o depreciación del dólar según ciclos. En definitiva, el modelo regulatorio en Distribución es una pieza más de un rompecabezas compuesto de variables tecnológicas, disponibilidad de recursos energéticos, políticas públicas, configuración de mercado y empresarial de cada país, que impacta la tarifa eléctrica al consumidor final.

Por último, cabe aclarar que, con las excepciones de Bolivia y Perú, la tasa de acceso al servicio eléctrico ha alcanzado valores muy cercanos al 100% de la población en todos los países analizados. Esto da cuenta de un claro desarrollo en la región.

2.2. ARGENTINA

2.2.1. Introducción

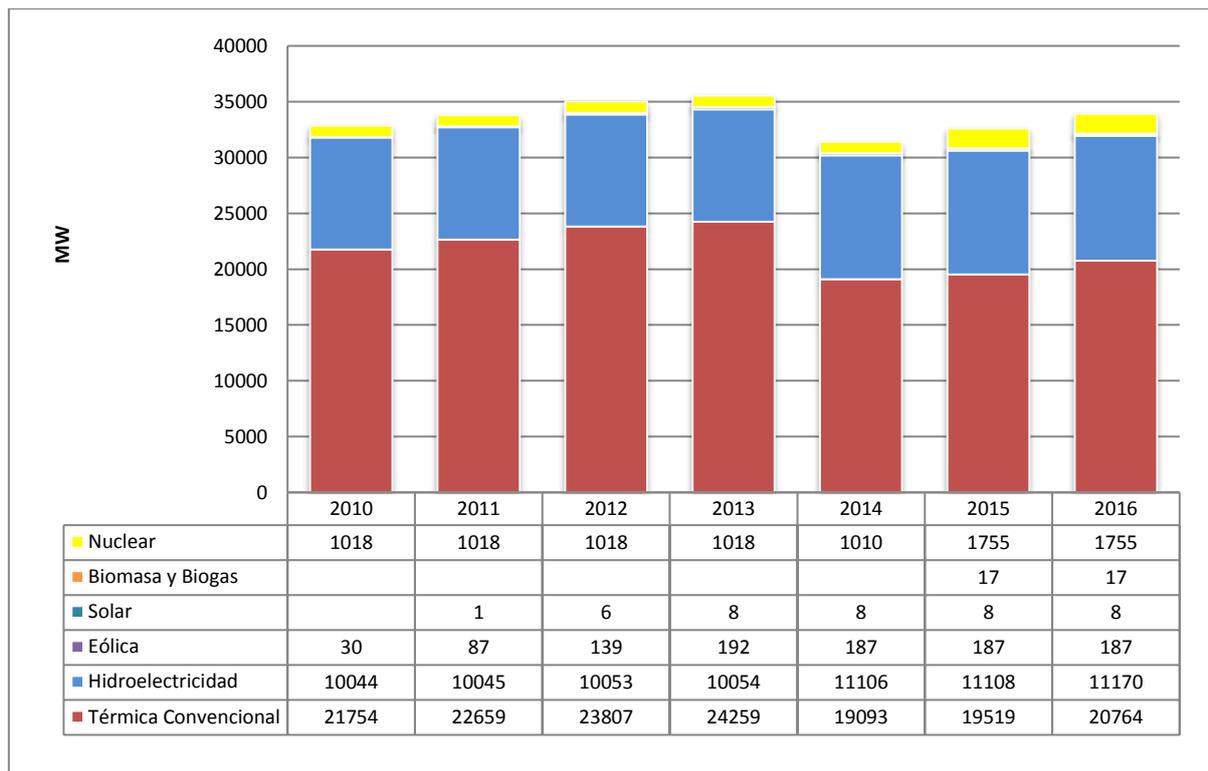
La República Argentina es el segundo país más grande de Sudamérica en lo que refiere a extensión territorial (después de Brasil) y el tercero según cantidad de habitantes (después de Brasil y Colombia). Su territorio comprende 2,78 millones de km² con una geografía muy variada y distintos climas debido a la amplitud latitudinal y su variedad de relieves (aunque predomina el templado).

En cuanto a su economía, la misma se encuentra bastante diversificada con bastante producción industrial y de servicios además de la explotación de recursos naturales. Sin embargo, siguiendo los patrones de la región el principal rubro de exportaciones proviene del sector primario agrícola, siendo la soja el principal exponente.

Su población es de 44,27 millones de habitantes y posee un PIB per cápita de USD 10514 a precios constantes del 2010, por lo que se encuentra incluido en el segmento de países de ingresos altos.

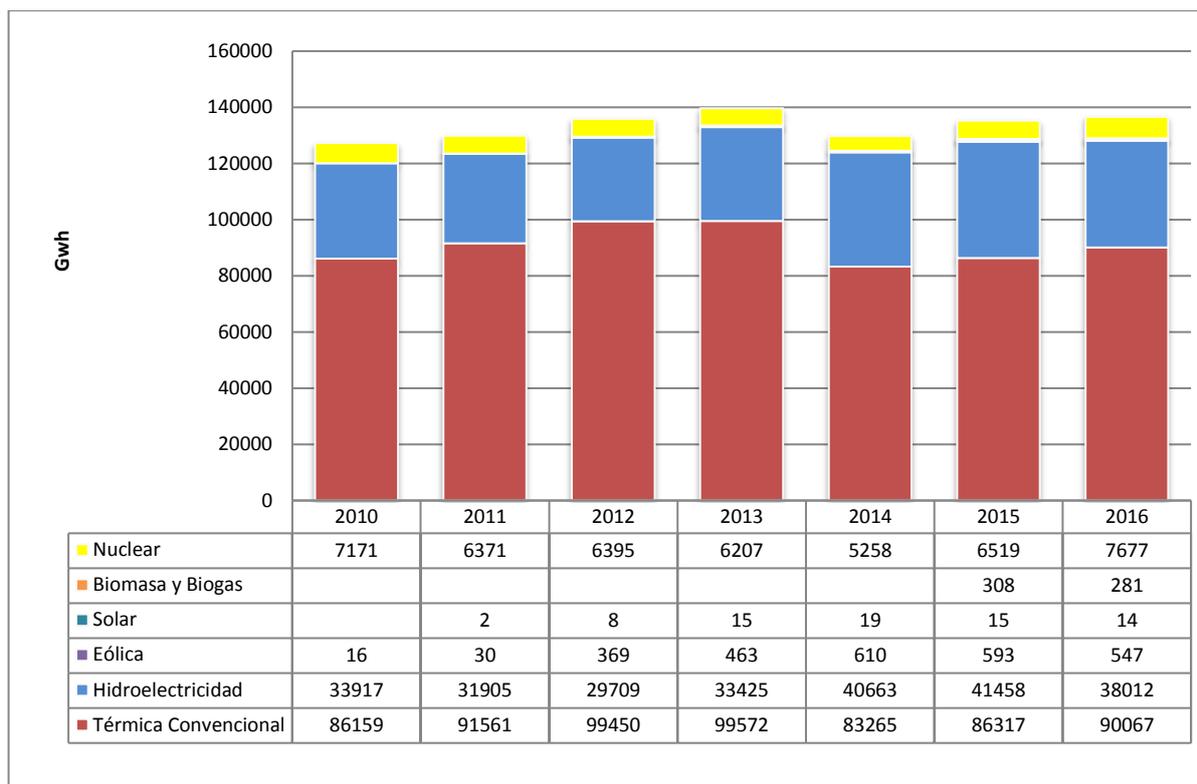
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada de 33901 MW de los cuales la mayor parte proviene de fuentes convencionales térmicas (20764 MW) e hidroeléctricas (11170 MW). Lo sigue la energía Nuclear con 1755 MW y en lo que respecta a ERNC no existe demasiado desarrollo siendo la capacidad instalada de 212 MW.

FIGURA Nº 4 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: ARGENTINA



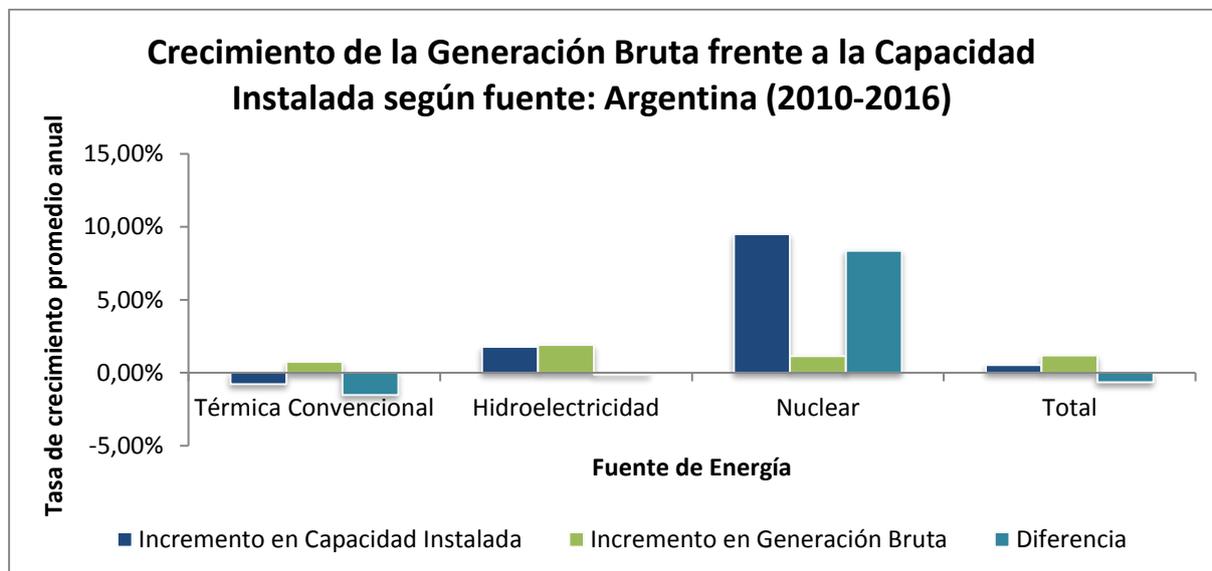
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CAMMESA

FIGURA Nº 5 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: ARGENTINA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CAMMESA

FIGURA Nº 6 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010 - 2016: ARGENTINA⁷



⁷ En este tipo de gráficos no se incluyó la categoría Renovables por separado. Esto se debe a que, cómo han tenido valores muy cercanos o iguales a cero a principio de la década, las tasas de variación de cada año dan sustancialmente altas y no ayuda a apreciar la evolución de la capacidad instalada vs. la producción de

Existen tres instituciones principales que operan en el sector. En primer lugar se destaca como órgano rector de la actividad eléctrica al recientemente creado Ministerio de Energía y Minería, que toma la posta de la ex-Secretaría de Energía.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) es el organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras Edenor y Edesur) cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión.

Finalmente se encuentra la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) la cual, como su nombre lo indica, tiene la potestad de administrar dicho mercado realizando tanto al despacho económico del sistema como supervisar el funcionamiento del mercado a término.

TABLA N° 5 - ARGENTINA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| Ente gubernamental | Ministerio de Energía y Minería: recientemente creado, es el órgano encargado de la planificación a largo plazo de la actividad y toma la posta de la ex-Secretaría de Energía. |
| Ente regulador | Ente Regulador de la Electricidad (ENRE): es el órgano regulador del sector y tiene como funciones las siguientes: a) Velar por el cumplimiento de la legislación vigente; b) Dictar reglamentos, normas y procedimientos técnicos relacionados con medición y facturación; control y uso de medidores; calidad de servicio; seguridad; interconexión y desconexión, etc.; c) Establecer las bases para el cálculo de tarifas; d) Aplicar penalizaciones; e) Realizar audiencias públicas; f) Propiciar ante la S.E. modificaciones a la normativa; y g) Velar por la defensa de los usuarios, medio ambiente, propiedad privada y seguridad pública. Es un organismo autárquico y los miembros de su directorio son seleccionados entre personas con antecedentes técnicos y profesionales en la materia y designados por el Poder Ejecutivo. Su mandato dura cinco (5) años y podrá ser renovado en forma indefinida. |
| Administrador Mercado Mayorista | Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA): originalmente diseñado como el operador del sistema y administrador del mercado mayorista, es ahora quien también concentra las compras de combustible para generación (gas oil, fuel oil y gas natural excepto gas para nuevas centrales construidas bajo el esquema de “gas plus”) y toda la logística asociada a dichas compras (barcos, camiones, ampliación de gasoductos existentes); el gerenciamiento de los fideicomisos constituidos para nuevas centrales de generación; y además es el encargado de suministrar la energía a la mayoría de los grandes usuarios a través de contratos (anteriormente en cabeza de los generadores) y auditar los costos de centrales existentes de generación. La dirección y la administración es realizada por un Directorio, integrado por diez Directores Titulares. Ocho Directores Titulares son designados a razón de dos por clase de accionista (que incluyen generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios) y los restantes dos el Estado Nacional, quien designará como Director Titular al Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (quien a su vez, podrá delegar en la persona que designe a tal efecto el ejercicio del cargo, y hasta dos Directores Suplentes). |

2.2.2. Características de la actividad de Transmisión

La actividad de transmisión es considerada un servicio público en la República Argentina y se encuentra regulada bajo esquemas de monopolio natural con contratos de concesión. Dada la extensión del territorio, el sistema se encuentra dividido en Transmisión de Alta o Extra Alta Tensión y Distribución Troncal.

energía (como proxy de la demanda).

La primera de las actividades es realizada por la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. (TRANSENER) que tiene la misión de vincular eléctricamente las distintas áreas del país. En cada una de las regiones del país la Distribución Troncal está a cargo de empresas distintas que tienen el monopolio en dicha región (Noroeste Argentino – NOA, Noreste Argentino – NEA, Comahue, Cuyo, Patagonia, Provincia de Buenos Aires). Esas empresas son mayoritariamente de capital privado. El transporte en alta y extra alta tensión cuenta principalmente con líneas de 500 kV mientras que la Distribución Troncal tiene líneas de 132 kV a 400 kV.

Además de sus líneas internas Argentina se encuentra Interconectada con cuatro de sus países vecinos Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay.

Figura N° 7 Sistema de transmisión eléctrica: Argentina (fuente: TRANSENER)

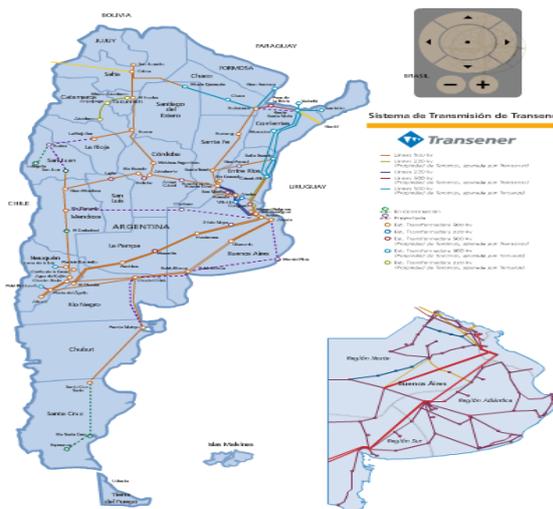


TABLA N° 6 - ARGENTINA- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|-------------------------------------|--|
| Organización de la Actividad | Monopolio / Monopolio por Región La actividad, considerada y regulada como monopolio natural, se separa en transmisión de alta o extra alta tensión y distribución troncal. |
| | Transmisión de Alta o Extra Alta Tensión (Red Troncal): es realizada en su totalidad por la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER S.A. (TRANSENER). Dicha compañía es de capitales privados aunque indirectamente el Estado Nacional posee una pequeña participación a través de la empresa ENARSA que tiene participación en una de sus controlantes. |
| | Distribución Troncal: la distribución troncal depende de empresas que se reparten la actividad según criterios geográficos, una para cada una de las regiones (Noroeste Argentino – NOA, Noreste Argentino – NEA, Comahue, Cuyo, Patagonia, Provincia de Buenos Aires). La propiedad es mixta, con parte pública pero mayoritariamente privada. |
| Planificación y expansión | Transmisión de Alta o Extra Alta Tensión: Las ampliaciones del Sistema de Transporte deben ser encaradas y abonadas por los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El Agente del MEM que requiera materializar o mejorar su conexión al Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, debe presentar ante TRANSENER, una Solicitud de Acceso y Ampliación en base a lo establecido en el Reglamento de Conexión y Uso y al Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte. |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| | <p>Distribución Troncal: el Programa Federal de Transporte Eléctrico II tiene como objetivo la financiación de proyectos destinados a la ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica por distribución troncal y planificar las obras a ejecutar entre las que se encuentran la construcción, remodelación y/o ampliación de estaciones transformadoras de ciento treinta y dos kilovoltios (132 kV) y construcciones de líneas de alta tensión de ciento treinta y dos Kilovoltios (132 kV) en diversas regiones del país.</p> <p>Desde el año 2003 en adelante las últimas expansiones de transmisión se han financiado en su mayor parte con fondos del Tesoro. Las obras que se construyen son las definidas por el Consejo Federal conformado por representantes de las distintas provincias en el Plan Federal de Transmisión y, las líneas de alta tensión construidas en la última década exceden en forma importante las obras llevadas a cabo en la década del 90, decididas de acuerdo al uso de las líneas por los privados interesados a través de licitaciones públicas (mecanismo de mercado). El reemplazo de los mecanismos de mercado para la expansión de la transmisión empleados en los 90 por los Planes Federales de Transmisión I y II responden al concepto de “infraestructura para el desarrollo que potencie el crecimiento económico” más que al mercado como decisor de las obras de infraestructura. La decisión de las nuevas ampliaciones de transmisión no es sólo económica, sino que también responde a decisiones políticas sectoriales y de las propias provincias.</p> |
| Ingresos del transportista | <p>A los generadores con contratos con CAMMESA (Nota SE 2053/13) se les debita los cargos fijos y variables que les corresponda abonar por su conexión y utilización de los sistemas de transporte en alta tensión y por distribución troncal. En lo referente a la determinación de la recaudación variable por transporte de energía y potencia, se utiliza la metodología establecida en el Capítulo 4 (4.12.3.1) de Los Procedimientos de CAMMESA: los generadores pagan el cargo variable que se computa como la energía entrega por la diferencia de precio entre el nodo de inyección y el centro de carga del sistema.</p> <p>Cabe destacar, que, si bien la metodología de cómputo de los cargos de transmisión establecida en Los Procedimientos de CAMMESA continúa vigente, estos cargos están “pesificados” y artificialmente bajos por efecto de la aplicación de las Res. 240 para el cálculo del precio spot (despacho idealizado con plena disponibilidad de gas natural y precio tope de 120 \$AR / MWh). Consecuentemente, lo recaudado por estos cargos es muy inferior a los costos reales de transmisión. Además, las obras de ampliación se financian casi en su totalidad con recursos provenientes del Tesoro.</p> |
| Remuneración para los activos | <p>No hay remuneración a los activos, dado que es una concesión de operación y mantenimiento. Para las nuevas obras se licita la ampliación y se considera un Canon como compensación de los activos.</p> |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | <p>Se remuneran los gastos de operación y mantenimiento sobre la base de los gastos realmente incurridos por la empresa.</p> |
| Cargo por conexión y uso de la red | <p>Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo)</p> <p>Se establecen cargos fijos y variables por el uso y utilización de los sistemas de transmisión.</p> <p>Los Distribuidores, Grandes Usuarios y Autogeneradores como consumidores del mercado eléctrico mayorista (MEM) comparten el pago de las diferencias que surgen debido a las pérdidas del sistema; es el llamado “Cargo por Energía Adicional”.</p> |
| Duración de las concesiones | <p>Las concesiones de transmisión tienen una duración de 95 años desde su entrada en vigencia.</p> |
| Interconexiones Internacionales | <p>Argentina posee conexiones con cuatro de sus cinco países vecinos:</p> <p>Brasil: existen dos interconexiones. La primera, Rincón Santa María (AR) - Garabí (BR) de mayor capacidad y vigente desde inicios de la década pasada; y la segunda, Paso de los Libres (AR) - Uruguayana (BR) mucho menor y ubicada en el sudeste de la Provincia de Corrientes.</p> <p>Chile: línea Termoandes Cobo (AR) – Atacama (CH) conectada al SING.</p> <p>Paraguay: Existen dos interconexiones con Paraguay, la línea EL Dorado (AR) –Carlos López (PR) y la línea Colrinda (AR) – Guarambaré (PR). Además, ambos países</p> |

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------|--|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|--------------|-------|--|-----|---|--|--|-------|----------------------|--|------|------|-------|-----|----|-------|--------------------|--|--|-----|-----|--|--|------|-----------------------|--|--|--|------|--|--|------|----------------------------|--|--|-----|------|-----|--|------|-------------------|--|--|----|------|--|----|------|-------------------|--|--|--|------|--|--|------|-------------------------|--|------|-----|------|--|--|------|
| | <p>comparten la central binacional Yacyretá.</p> <p>Uruguay: existen dos interconexiones con Uruguay, la línea Concepción del Uruguay (AR) – Paysandú (UR) y la línea Colonia Elía (AR) – San Javier (UR). Además de compartir la central binacional Salto Grande.</p> <p>Bolivia: actualmente no se encuentran interconectados, pero existe interés mutuo de avanzar en ello.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Extensión de la red | <p>Longitudes Líneas por Niveles de Tensión y Región (en km)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>500 kV</th> <th>330 kV</th> <th>220 kV</th> <th>132 kV</th> <th>66 kV</th> <th>33 kV</th> <th>TOTAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Alta Tensión</td> <td>14192</td> <td></td> <td>562</td> <td>6</td> <td></td> <td></td> <td>14760</td> </tr> <tr> <td>Distribución Troncal</td> <td></td> <td>1116</td> <td>1114</td> <td>16881</td> <td>398</td> <td>24</td> <td>19532</td> </tr> <tr> <td>Región Cuyo</td> <td></td> <td></td> <td>642</td> <td>625</td> <td></td> <td></td> <td>1267</td> </tr> <tr> <td>Región Comahue</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>1367</td> <td></td> <td></td> <td>1367</td> </tr> <tr> <td>Región Buenos Aires</td> <td></td> <td></td> <td>177</td> <td>5583</td> <td>398</td> <td></td> <td>6158</td> </tr> <tr> <td>Región NEA</td> <td></td> <td></td> <td>30</td> <td>2133</td> <td></td> <td>24</td> <td>2187</td> </tr> <tr> <td>Región NOA</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>5050</td> <td></td> <td></td> <td>5050</td> </tr> <tr> <td>Región Patagonia</td> <td></td> <td>1116</td> <td>265</td> <td>2123</td> <td></td> <td></td> <td>3504</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: CAMME, Informe anual 2015</p> | | 500 kV | 330 kV | 220 kV | 132 kV | 66 kV | 33 kV | TOTAL | Alta Tensión | 14192 | | 562 | 6 | | | 14760 | Distribución Troncal | | 1116 | 1114 | 16881 | 398 | 24 | 19532 | Región Cuyo | | | 642 | 625 | | | 1267 | Región Comahue | | | | 1367 | | | 1367 | Región Buenos Aires | | | 177 | 5583 | 398 | | 6158 | Región NEA | | | 30 | 2133 | | 24 | 2187 | Región NOA | | | | 5050 | | | 5050 | Región Patagonia | | 1116 | 265 | 2123 | | | 3504 |
| | | 500 kV | 330 kV | 220 kV | 132 kV | 66 kV | 33 kV | TOTAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Alta Tensión | 14192 | | 562 | 6 | | | 14760 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Distribución Troncal | | 1116 | 1114 | 16881 | 398 | 24 | 19532 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Región Cuyo | | | 642 | 625 | | | 1267 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Región Comahue | | | | 1367 | | | 1367 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Región Buenos Aires | | | 177 | 5583 | 398 | | 6158 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Región NEA | | | 30 | 2133 | | 24 | 2187 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Región NOA | | | | 5050 | | | 5050 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Región Patagonia | | 1116 | 265 | 2123 | | | 3504 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marco Regulatorio | <p>Expansión de la red: Resolución Secretaría de Energía N° 1/2003 y Plan Federal de Transporte. Resolución SE N° 821/2006 de la Secretaría de Energía.</p> <p>Ley 25.561 de “Emergencia Económica” que dispuso, entre otra cosa, la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a la relación de cambio 1 peso igual a 1 dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste e indexación. renegociaciones de los Contratos de Concesión de las empresas transportistas, proceso a cargo de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), que ha dado lugar a Acuerdos Resueltos Ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional mediante Decreto.</p> <p>Expansión de la red: Resolución Secretaría de Energía N° 1/2003 y Plan Federal de Transporte. Resolución SE N° 821/2006 de la Secretaría de Energía.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

2.3. BOLIVIA

2.3.1. Introducción

El estado Plurinacional de Bolivia se ubica en el centro geográfico de la región con una población de 11 millones de habitantes sobre una extensión de 1,09 millones de km². Su territorio cuenta con una topografía muy variada la cual abarca valles, llanos, selva, regiones montañosas y al altiplano, con altitudes que varían desde 500 a hasta los 6000 msnm. La estación lluviosa se presenta entre los meses de mayo y octubre, la cual es tomada como referencia en las programaciones del sector eléctrico. Las ciudades más importantes son La Paz (sede de gobierno), Cochabamba, Santa Cruz y Sucre (capital).

En cuanto a la economía del país se destaca al sector agrícola es uno de los más importante siendo la soja, el principal producto. En materia energética Bolivia también se destaca al poseer las segundas mayores reservas de gas natural del cono sur y ser exportador de gas natural a Brasil y Argentina. El PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 2,392 y da cuenta de un nivel de ingresos medio bajo. A pesar de la mejoría durante los últimos 10 años la distribución de ingresos permanece bastante desigual con un índice de Gini de 0,47 (el promedio de la región es 0,44) y un 39,06% de la población debajo del umbral de la pobreza.

Su sector eléctrico se halla compuesto por dos sistemas separados: el primero de ellos, y mayor, abarca a todo el grupo de empresas de generación, transmisión, distribución y a los consumidores del Sistema Interconectado Nacional (SIN); mientras que el segundo, mucho menor, se lo denomina como el grupo de Sistemas Aislados (SA). Cuentan en su conjunto con una potencia instalada de alrededor de 1831 MW proveniente en un 72% de centrales térmicas y un 26,4% de hidroeléctricas⁸.

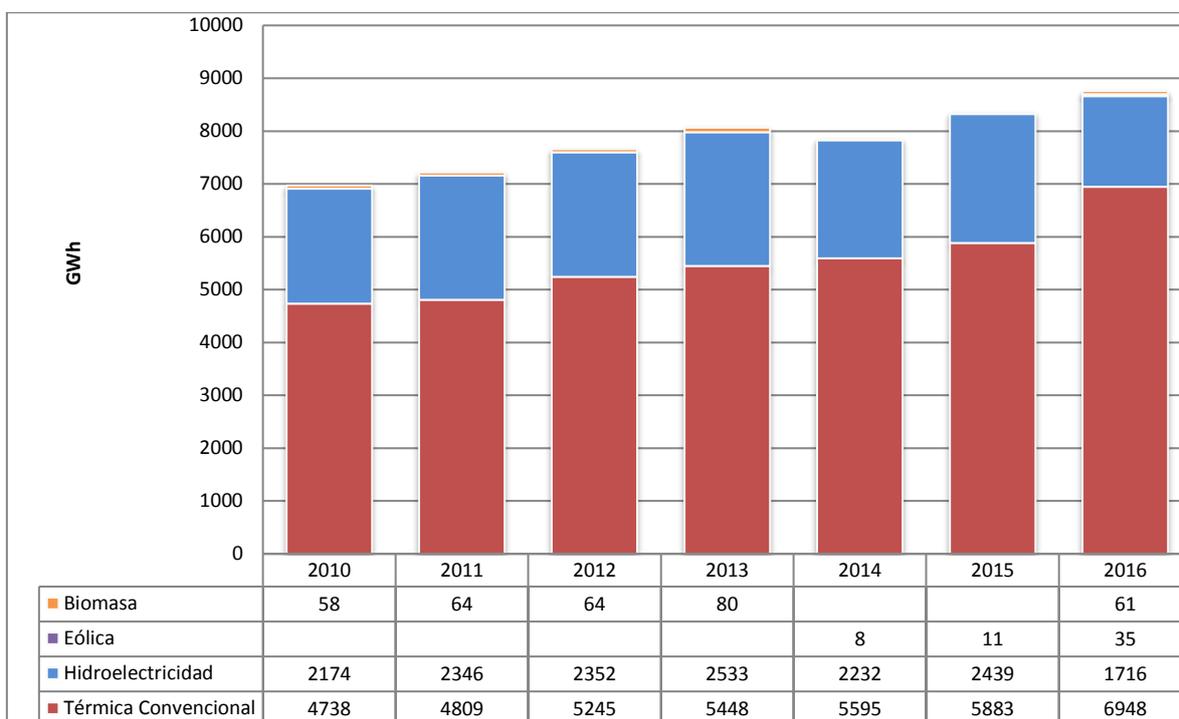
⁸ Información al 31 de diciembre del 2015, AFCSE.

FIGURA N° 8 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: BOLIVIA



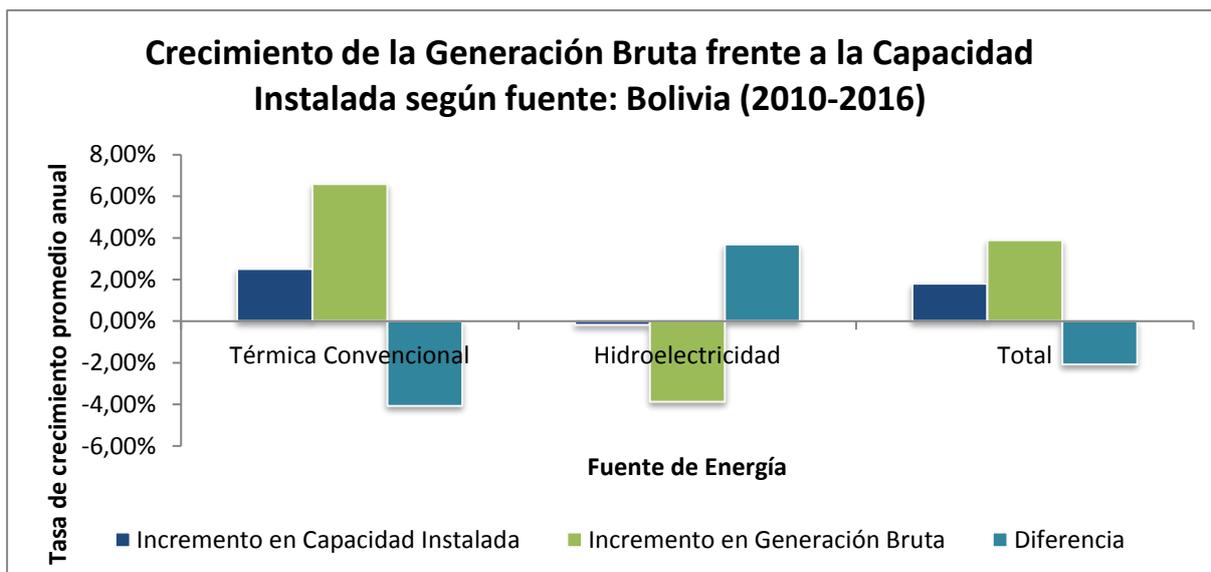
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ENDE

FIGURA N° 9 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: BOLIVIA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CNDC

FIGURA N° 10 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010 - 2016: BOLIVIA



A partir del Decreto Supremo N° 29894 emitido durante febrero del 2009 se creó al Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) como autoridad máxima en materia energética. Tal como lo establece el mencionado Decreto, el Ministerio tiene como tarea la planificación, dirección y control del cumplimiento de la política energética del país, la cual en la actualidad se encuentra definida por el “Plan Estratégico Institucional 2011-2015”.

En segundo lugar, se encuentra como órgano dependiente del MHE al Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VEEA). Sus atribuciones principales son las de definir, formular y evaluar las políticas a mediano y largo plazo del sector eléctrico; con el objetivo inmanente de mejorar la accesibilidad, calidad, eficiencia y cobertura del mismo. Asimismo, este ente posee entre sus otros objetivos al de generar un mayor incentivo hacia la incorporación de nuevas tecnologías que aprovechen la generación de energía sustentable basadas en fuentes alternativas como la eólica y la solar.

El Decreto Supremo N° 0071 emitido en abril del 2009 por el mismo Gobierno estableció la creación de las distintas Autoridades Fiscalizadoras como entes autárquicos que reemplacen a las Superintendencias encargadas hasta ese momento de regular los distintos sectores estratégicos del País. Para el caso específico del sector eléctrico, las actividades realizadas por la Superintendencia de Electricidad (SE) pasaron a ser llevadas a cabo por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AFCSE).

Entre las atribuciones principales del AFCSE, establecidas anteriormente por la LE promulgada a finales de 1994, se hallan además de las de velar por el cumplimiento de dicha Ley las de otorgar concesiones, licencias y licencias provisionales para el desarrollo de las distintas actividades (Generación, Transmisión y Distribución); realizar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas; aplicar sanciones cuando corresponda; supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); entre otros.

El CDNC es el órgano responsable de la coordinación de las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dicho comité se encuentra conformado por distintos representantes de las empresas de del sector, consumidores no regulados y de la AFCSE. Entre sus distintas labores se hallan las de planificar la operación y expansión óptima del SIN para la satisfacción de la demanda, realizar el despacho de carga a costo mínimo, determinar la potencia efectiva de las unidades de generación, calcular los precios de Nudo y recolectar toda la información técnica necesaria para las labores del AFCSE.

TABLA N° 7 - BOLIVIA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

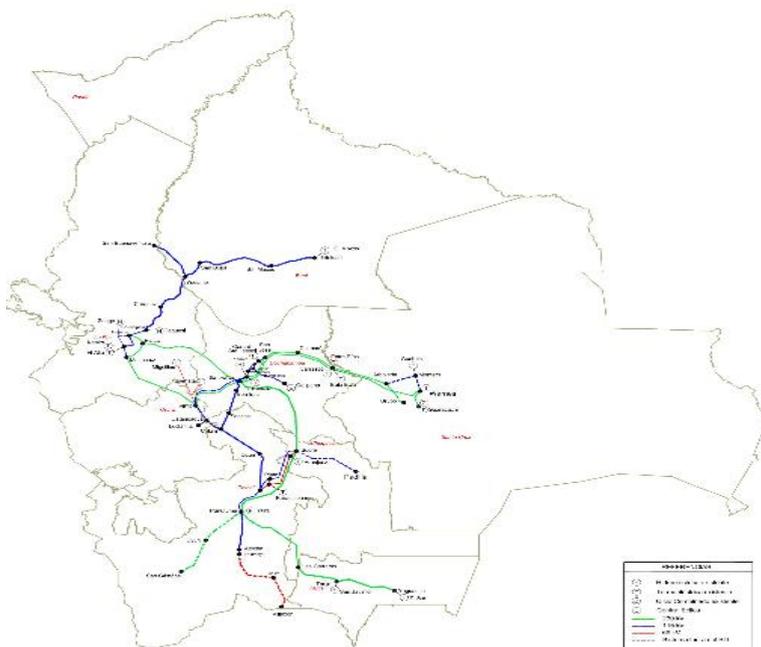
| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| Ente gubernamental | <p>Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE): es la autoridad máxima en materia energética. El ministerio tiene como tarea la planificación, dirección y control del cumplimiento de la política energética del país.</p> <p>Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VEEA): Sus atribuciones principales son las de definir, formular y evaluar las políticas a mediano y largo plazo del sector eléctrico; con el objetivo inmanente de mejorar la accesibilidad, calidad, eficiencia y cobertura del mismo. Asimismo, este ente posee entre sus otros objetivos al de generar un mayor incentivo hacia la incorporación de nuevas tecnologías que aprovechen la generación de energía sustentable basadas en fuentes alternativas como la eólica y la solar.</p> |
| Ente regulador | <p>Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AFCSE): es el órgano regulador del sector y vela por el cumplimiento la Ley de Electricidad. Tiene además la potestad de otorgar concesiones, licencias y licencias provisionales para el desarrollo de las distintas actividades (Generación, Transmisión y Distribución); realizar los procedimientos de cálculo de precios y tarifas; aplicar sanciones cuando corresponda; y) supervisar el funcionamiento del Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).</p> <p>Lo dirige un consejo en el cual se incluye al Ministro de Hidrocarburos y Energía o su representante(en rol de presidente), el Viceministro de Electricidad y Energías Alternativas, el Viceministro de Desarrollo Energético y dos representantes de las organizaciones sociales o grandes usuarios.</p> |
| Administrador Mercado Mayorista | <p>Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC): es el órgano responsable de la coordinación de las actividades del Mercado Eléctrico Mayorista. Se encuentra conformado por cinco representantes de las empresas de del sector (uno de generación, uno de transmisión y uno de distribución), consumidores no regulados y de la AFCSE que ejerce como presidente. Sus funciones tienen duración de un año salvo el representante del AFCSE.</p> <p>Entre sus distintas labores se hallan las de planificar la operación y expansión óptima del SIN para la satisfacción de la demanda, realizar el despacho de carga a costo mínimo, determinar la potencia efectiva de las unidades de generación, calcular los precios de Nodo y recolectar toda la información técnica necesaria para las labores del AFCSE.</p> |

2.3.2. Características de la actividad de Transmisión

En la actualidad hay dos compañías de transmisión en el SIN, la Transportadora de Electricidad (TDE), propiedad estatal, e ISA Bolivia, que fue creada en 2005. ISA Bolivia, que maneja el 53% de la red de distribución en Bolivia.

El Sistema Troncal de Interconexión a fines del año 2016 estaba compuesto por 2.701,1 km de líneas en 230 kV, 1.645,9 km de líneas en 115 kV y 119.1 km de líneas en 69 kV haciendo un total de 4.466,1 km de líneas de transmisión en alta tensión.

FIGURA N° 11 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: BOLIVIA, STI (FUENTE: CNDC)



Fuente: CNDC

A continuación, se presenta la tabla resumen con la información referida al sector transmisión de Bolivia:

TABLA N° 8 - BOLIVIA- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| Organización de la Actividad | Oligopolio Las principales empresas que transportan electricidad son: Transportadora de Electricidad S.A., ISA Bolivia S.A. y Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). |
| Planificación y expansión | La expansión del sistema de Transmisión puede ser ejecutada bajo solicitud directa del Transmisor interesado o bajo procesos de licitación pública de proyectos identificados por el Estado. Dentro del sector han existido ampliaciones en la parte Sur y Oriental del país por parte de la Transportadora de Electricidad TDE. |
| Ingresos del transportista | El precio fijado sobre la base de los costos de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). El costo anual de transmisión se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un STEA. La remuneración de la Transmisión considera la aplicación de un precio de Peaje y la determinación del Ingreso Tarifario que resulta de la valorización de las pérdidas. |
| Remuneración para los activos | Sobre la base de los costos de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado (STEA). El costo anual de transmisión se determina como la sumatoria del costo anual de inversión y los costos anuales de operación, mantenimiento y administración de un STEA. Según Reglamento de Precios y Tarifas: El costo anual de inversión será igual a la anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión correspondientes a un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado y será calculado multiplicando el indicado valor de la inversión por el factor de recuperación del capital obtenido con la tasa de actualización que establece la Ley de Electricidad y una vida útil de 30 años. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Según Reglamento de Precios y Tarifas: Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración corresponderán, como máximo, al tres por ciento (3%) de la inversión indicada en el inciso anterior. Este porcentaje podrá ser |

| CONCEPTO | DESCRIPCION | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---------------|-----------------|---------------|-------------------------|-----|--------|-----|--------|----|-------|--------------------|-----|-------|-------------|-----|-------|-----|--------|--------------|--|--------|
| | modificado en base a estudios que serán encargados por la Superintendencia a empresas consultoras especializadas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargo pagado por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo) Los agentes generadores y consumidores pagan por el uso del STI mediante el peaje de transmisión. El monto del peaje correspondiente al uso atribuible a los generadores es igual al 25% del peaje total del STI en proporción a la energía que cada uno inyecta al sistema. El monto del peaje atribuible a los consumos representa el 75% del valor del peaje de transmisión, misma que se determina en proporción a la Potencia de Punta que cada uno demanda en el año. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Duración de las concesiones | Según Ley de Electricidad, en todos los casos (Generación, Transmisión y Distribución), la Concesión de servicio público se otorgará por un plazo máximo de cuarenta (40) años. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interconexión Internacional | Bolivia es el único país de Sudamérica que no está interconectado con otros países, por este motivo, el ENDE busca consolidar la interconexión con Argentina, Brasil, Perú y Paraguay tendiendo más de 1359 km de líneas de transmisión eléctrica, inversión que demandará 622 millones de dólares. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Extensión de la red | <p>Sistema Troncal de Interconexión a Diciembre 2016:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Empresa</th> <th>Componente (kV)</th> <th>Longitud (km)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="3">ENDE TRANSMISIÓN</td> <td>230</td> <td>1063,7</td> </tr> <tr> <td>115</td> <td>1154,8</td> </tr> <tr> <td>69</td> <td>119,1</td> </tr> <tr> <td>ISA BOLIVIA</td> <td>230</td> <td>587,0</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">ENDE</td> <td>115</td> <td>491,1</td> </tr> <tr> <td>230</td> <td>1050,4</td> </tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td></td> <td>4466,1</td> </tr> </tbody> </table> <p>Fuente: CNDC.</p> | Empresa | Componente (kV) | Longitud (km) | ENDE TRANSMISIÓN | 230 | 1063,7 | 115 | 1154,8 | 69 | 119,1 | ISA BOLIVIA | 230 | 587,0 | ENDE | 115 | 491,1 | 230 | 1050,4 | TOTAL | | 4466,1 |
| Empresa | Componente (kV) | Longitud (km) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ENDE TRANSMISIÓN | 230 | 1063,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 115 | 1154,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 69 | 119,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ISA BOLIVIA | 230 | 587,0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ENDE | 115 | 491,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 230 | 1050,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOTAL | | 4466,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marco Regulatorio | Ley Nº 1604 de Electricidad de 21 de diciembre de 1994 y Reglamento de Precios y Tarifas. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

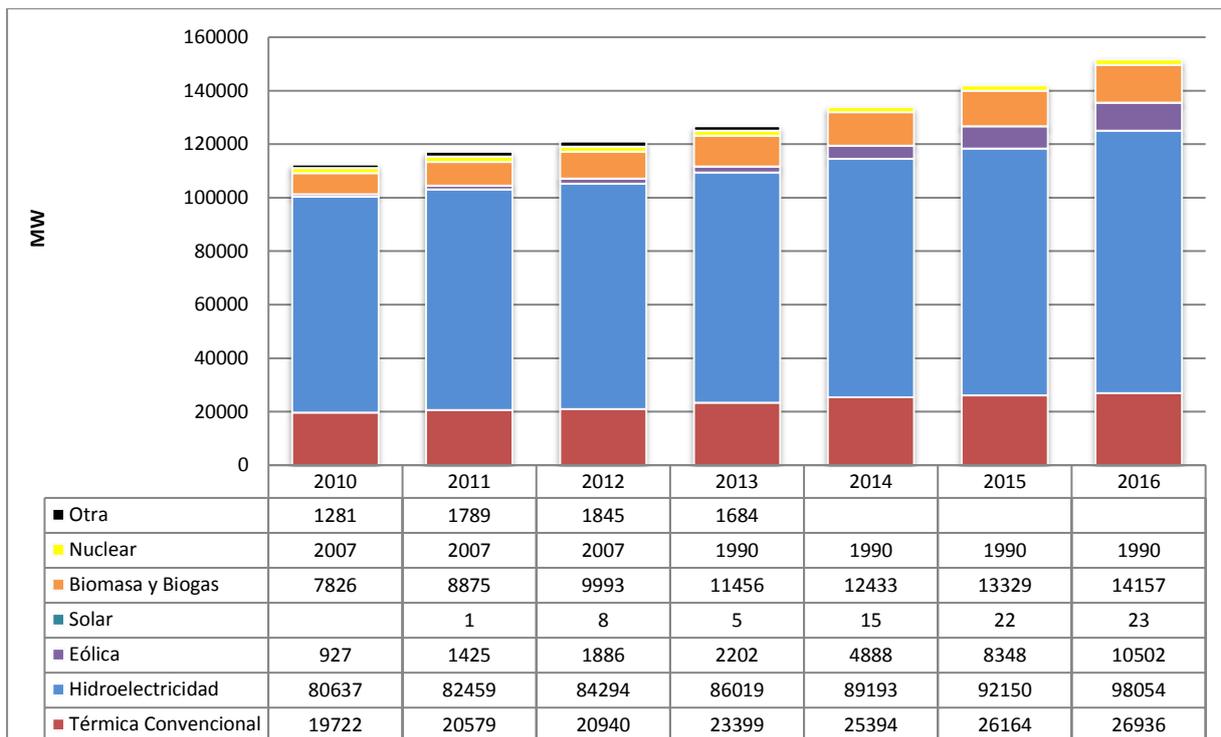
2.4. BRASIL

2.4.1. Introducción

La República Federativa del Brasil es el mayor país del continente Sudamericano tanto en extensión territorial (8,5 millones de km²) como en su cantidad de habitantes (211,24 millones de habitantes). Debido a su tamaño, el país tiene marcadas diferencias regionales. La región sudeste tiene clima tropical y concentra a la mayoría de la población, incluidas las dos mayores ciudades, Río de Janeiro y São Paulo, y a la mayoría de su capacidad industrial. La región sur tiene un clima más templado, también se encuentra industrializada y cuenta con un importante sector agropecuario. La región nordeste tiene clima semiárido con un único sistema fluvial, el de San Francisco; es la segunda región más poblada, pero tiene un nivel de industrialización y un estándar de vida relativamente bajos. La región del centro-oeste incluye la capital, Brasilia. Por último, la región norte, con la mitad de la superficie del país, se encuentra poco poblada y corresponde mayormente a la selva amazónica. Posee un nivel de ingresos mediano alto y su PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 11159,3.

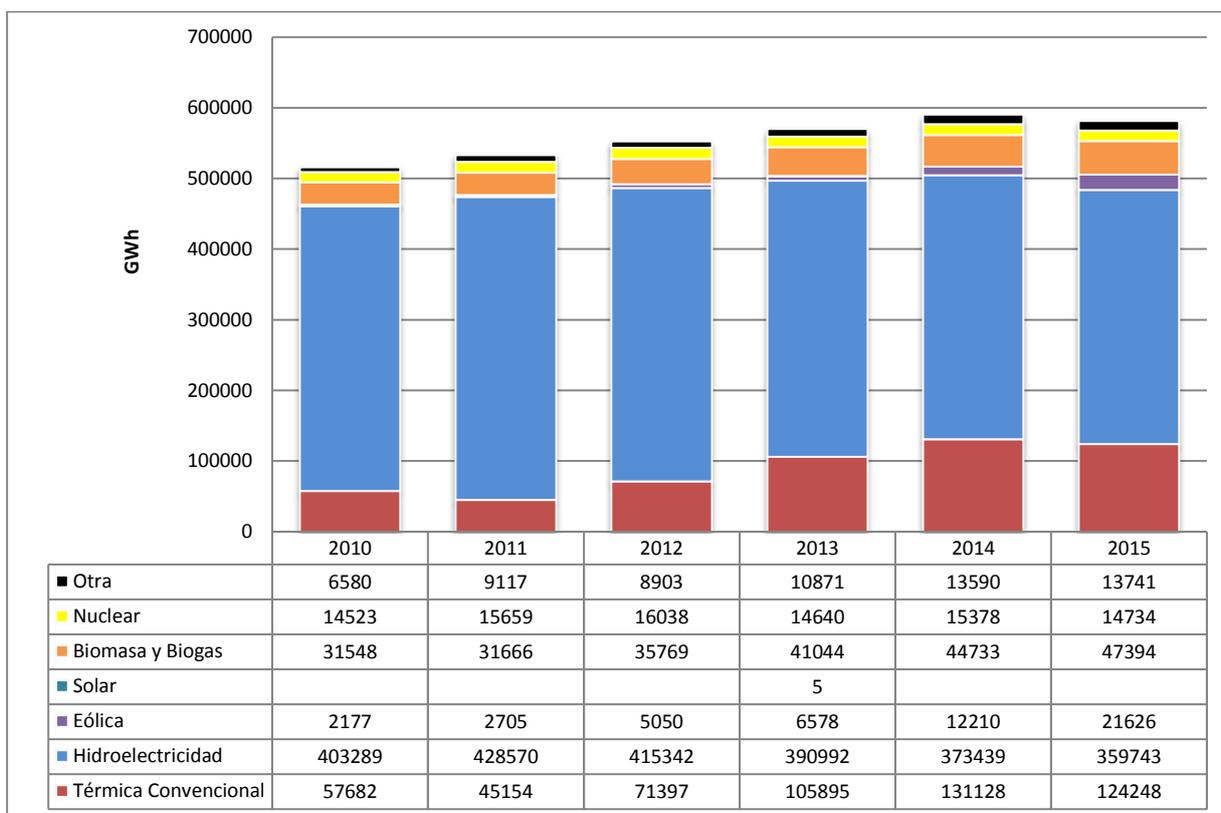
Su sector eléctrico se caracteriza por estar dividido en cuatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste y Sur) que interconectados entre sí conforman el Sistema Integrado Nacional (SIN). Posee en su conjunto una capacidad instalada de 151662 MW de los cuales la mayor parte proviene de centrales hidroeléctricas con el 64,7% del total. Se destacan también el importante rol del parque térmico (17,8%) y las centrales nucleares ubicadas en Angra do Reis (1,3%). Finalmente, en cuanto a ERNC, Brasil lidera en lo referente a la capacidad instalada en la región, la cual es de 24682 MW y se compone por biomasa, eólica, solar y undimotriz.

FIGURA N° 12 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: BRASIL



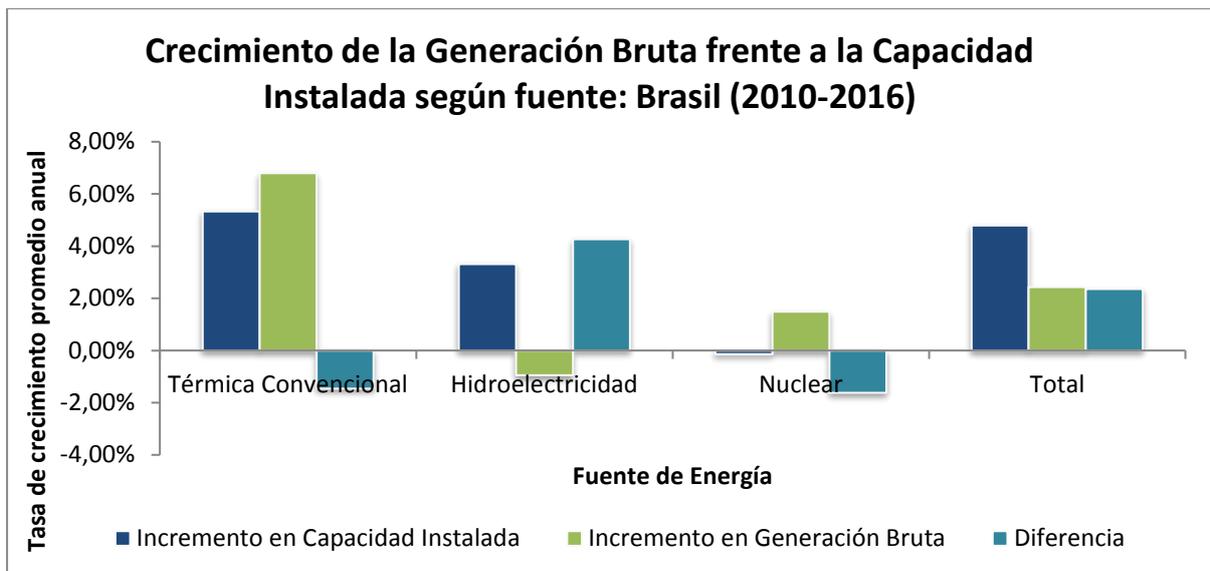
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ANEEL

FIGURA N° 13 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: BRASIL



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y EPE

FIGURA N° 14 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010 - 2016: BRASIL



La organización institucional del sector eléctrico brasileño es relativamente más compleja que la del resto de los países de la región. En primer lugar, se encuentra al Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) que cumple una labor de asesoría al Presidente con nivel ministerial.

Seguido al CNPE se ubica el Ministerio de Minas y Energía (MME), el cual se encuentra a cargo de formular e implementar las directivas aprobadas por el primero y se ocupa de la planificación del sector.

La Empresa de Pesquisa Energética (EPE), creado por las regulaciones dictadas en 2004, tiene como objetivo dar soporte técnico al MME en sus estudios de planificación de energía. Con anterioridad, esos estudios eran realizados por empresas estatales de servicios, especialmente Eletrobrás.

El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) es un órgano controlador que tiene como labor monitorear la confiabilidad del suministro de corto plazo y anticipar cualquier problema de suministro.

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es el regulador del sector eléctrico y la agencia supervisora. Su mandato incluye, entre otras funciones, mediar, regular y monitorear el correcto funcionamiento del sector eléctrico.

El Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS) es un agente privado que actúa con la autorización de la ANEEL y es supervisado por dicha institución. Además de realizar el despacho mismo del sistema ("Despacho Físico"), el ONS también provee los modelos computacionales y datos requeridos por el llamado "Despacho Comercial", utilizado para liquidaciones financieras en el mercado de corto plazo.

Finalmente se encuentra la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) creada por la Ley No. 10848 para reemplazar al anterior MAE (Mercado Mayorista de Energía). Continúa siendo una empresa privada bajo la regulación de la ANEEL.

TABLA N° 9 - BRASIL - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--------------------|--|
| Ente gubernamental | Consejo Nacional de Política Energética (CNPE): es una comisión asesora del Presidente con nivel ministerial. Es coordinado por el Ministro de Minas y Energía con participación de varios ministros, presidentes de entes reguladores y otros funcionarios importantes. Sus responsabilidades incluyen: a) Proponer al Presidente la política energética nacional; b) Proponer el criterio de confiabilidad de la oferta de generación (riesgo de racionamiento) para el país; y c) Aprobar la |

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|---|--|
| | <p>subasta de ciertos proyectos de energía que no resultan competitivos en términos económicos pero que son considerados “estratégicos” para el país.</p> <p>Ministerio de Minas y Energía (MME): El MME, está a cargo de formular e implementar las directivas aprobadas por el CNPE. También se ocupa de la planificación del sector y asume la función de poder concedente. Las nuevas funciones introducidas por el nuevo modelo del sector incluyen el monitoreo del suministro del sector a través del Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) y la definición de medidas preventivas para la reinstalación de la seguridad de suministro del sistema en periodos de desequilibrio coyuntural entre oferta y demanda.</p> <p>Además, nombra al presidente y a algunos directores del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) y del Mercado de Energía de Corto Plazo (CCEE).</p> |
| <p>Ente regulador</p> | <p>Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL): la ANEEL es el regulador del sector eléctrico y la agencia supervisora. Su mandato incluye, entre otras funciones, mediar, regular y monitorear el correcto funcionamiento del sector eléctrico. Sus responsabilidades incluyen las siguientes: a) Regular tarifas; b) Establecer las condiciones generales para contratar el acceso y uso de instalaciones de distribución y transmisión de energía eléctrica a las empresas de servicios y consumidores desregulados; c) Promover las subastas para la contratación de empresas de servicios públicos para la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica y la concesión para utilizar potenciales hidráulicos bajo las órdenes del MME; d) Administrar la concesión o contratos de habilitación de servicios públicos de energía eléctrica; emitir las habilitaciones e inspeccionarlos; e) Definir las reglas de participación en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) (ver sección “g” más abajo) y ratificar el Acuerdo de Mercado de sus miembros; y f) Autorizar las actividades del ONS.</p> <p>Las decisiones de la ANEEL son tomadas por una comisión de cinco directores con mandatos no coincidentes de cuatro años. Estos directores son nombrados por el Presidente y sus nominaciones deben ser aprobadas por el Senado Nacional. Además, la ANEEL puede firmar acuerdos con agencias reguladoras estatales para delegar algunos de sus poderes.</p> |
| <p>Ente controlador</p> | <p>Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE): el CMSE es un comité asesor coordinado por el MME y compuesto por representantes de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) y otros. Su objetivo es monitorear la confiabilidad del suministro de corto plazo y anticipar cualquier problema de suministro debido a, por ejemplo, demoras en la construcción de nueva capacidad de generación. El CMSE no tiene el requisito formal de emitir informes públicos. Aun así, los resultados de las reuniones del CMSE son generalmente subidos al sitio web del MME.</p> |
| <p>Administrador Mercado Mayorista</p> | <p>Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS): El ONS es un agente privado que actúa con la autorización de la ANEEL y es supervisado por dicha institución. Además de realizar el despacho mismo del sistema (“Despacho Físico”), el ONS también provee los modelos computacionales y datos requeridos por el llamado “Despacho Comercial”, utilizado para liquidaciones financieras en el mercado de corto plazo.</p> <p>El ONS tiene las siguientes funciones: a) Planificación de la operación, programación y despacho de la generación del sistema con el objeto de optimizar el sistema nacional de energía eléctrica; b) Supervisar y coordinar los centros de control del sistema eléctrico; c) Supervisar y controlar la operación del sistema de interconexión nacional de energía eléctrica y las interconexiones internacionales; d) Contratar y administrar los servicios de transmisión de energía eléctrica y sus respectivas condiciones de acceso, incluidos los servicios auxiliares; e) Proponer nuevas incorporaciones al sistema eléctrico de interconexión (instalaciones básicas de la red de transmisión), así como refuerzos del sistema existente, a considerar en la ampliación del sistema de transmisión; y f) Definir las reglas operativas para las instalaciones básicas de la red de transmisión, para ser aprobadas por la ANEEL.</p> <p>Las nuevas normas publicadas en marzo de 2004 con la Ley 10848 modifican la</p> |

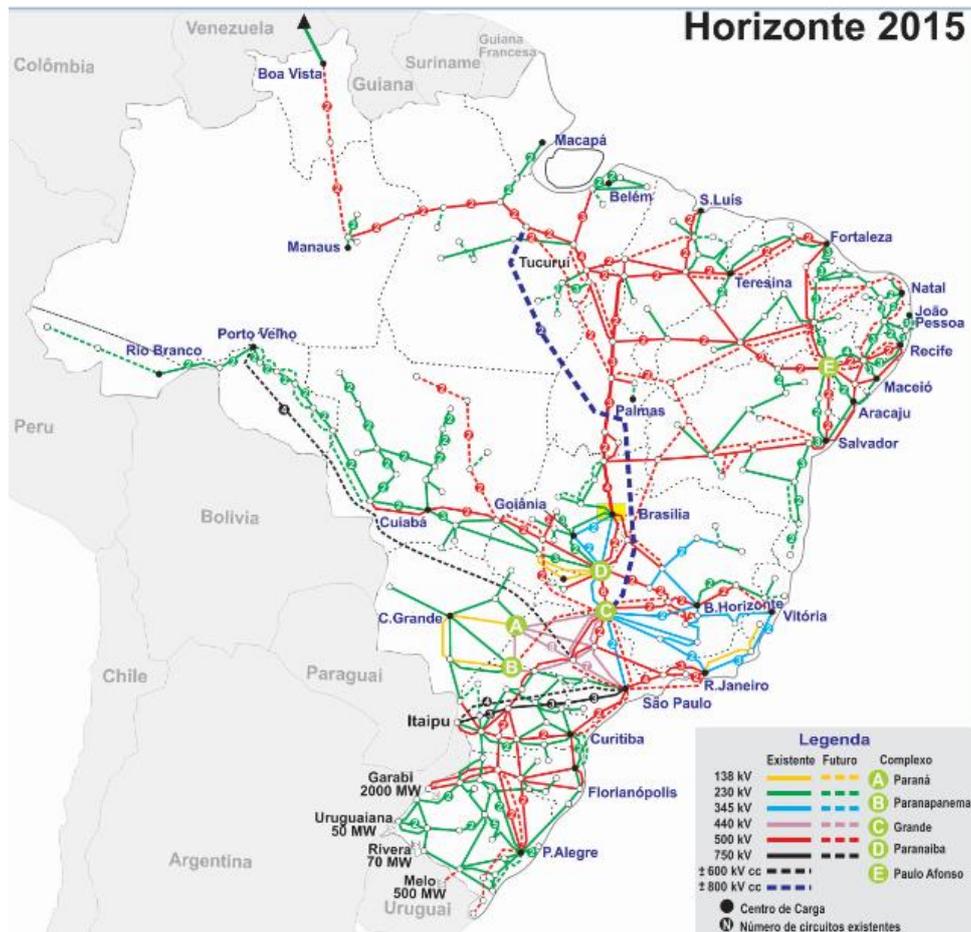
| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|---------------------|--|
| | gestión del ONS. Una vez aprobados, los funcionarios del ONS no pueden ser removidos. Los cambios apuntaron a hacer al ONS más inmune a las presiones políticas de los agentes de generación. Tres de los directores, incluido el Presidente, son nombrados por el MME. |
| Otras Instituciones | <p>Empresa de Pesquisa Energética (EPE): La EPE fue creado por las nuevas regulaciones dictadas en 2004 y su objetivo es dar soporte técnico al MME en sus estudios de planificación de energía.</p> <p>EPE tiene las siguientes responsabilidades: a) Formular estudios para definir la matriz energética, indicando las estrategias a seguir y los objetivos a cumplir en el largo plazo; b) Realizar estudios técnicos para las subastas de suministro de energía (nueva); c) Realizar estudios para la planificación integrada de recursos energéticos; d) Preparar estudios de ampliación del sistema (generación y transmisión), incluido el plan de ampliación de la generación y transmisión en 10 años; e) Promover estudios potenciales de energía, incluidos los estudios de factibilidad de las cuencas hídricas; y f) Obtener la licencia ambiental previa y la declaración de disponibilidad hidráulica requeridas para la subasta de nuevos proyectos hidroeléctricos y de transmisión.</p> <p>Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE): creada por la Ley No. 10848 para reemplazar al anterior MAE (Mercado Mayorista de Energía). Continúa siendo una empresa privada bajo la regulación de la ANEEL. Las funciones de la CCEE son bastante parecidas a las del anterior MAE: a) Administrar la contratación de energía; b) Promover subastas de compra de energía cuando la tarea es delegada por la ANEEL; y c) Realizar la liquidación del mercado tanto en los ambientes regulados de contratación como en los desregulados.</p> |

2.4.2. Características de la actividad de Transmisión

El Sistema de Transmisión brasileño, si bien operado por el ONS, se encuentra concesionado a distintas empresas de transporte. Éstas son responsables del mantenimiento y de garantizar la libre disponibilidad siempre y cuando se remunere el servicio prestado y se cumplan con los procedimientos operativos y de contratación.

El sistema de cuenta con más de 100.000 km de líneas de tensión mayor o igual a 230 kV y capacidad de transformación superior a 222.000 MVA, y el Estado Federal mantiene una participación importante en el sector, a través de la propiedad de la mayor parte de la red de transporte troncal. Existen interconexiones con Argentina, Paraguay y Uruguay.

FIGURA N° 15 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: BRASIL (FUENTE: ANEEL)



La tabla siguiente resume las características de la actividad:

TABLA N° 10 - BRASIL- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|------------------------------|--|
| Organización de la Actividad | <p>Oligopolio</p> <p>El sistema se encuentra concesionado a distintas empresas de transporte responsables del mantenimiento y la garantía de acceso.</p> <p>Se encuentra separado en:</p> <p>Red Básica (red troncal): instalaciones con tensión mayor o igual a 230 kV. El Estado mantiene fuerte participación en el sector a través de la propiedad de la mayor parte de la Red básica.</p> <p>Frontera: instalaciones de transformación con primario mayor o igual a 230 kV que alimentan la red de distribución en tensión inferior a 230 kV.</p> <p>Demás Instalaciones de Transmisión DIT (distribución troncal): líneas y transformadores en cualquier nivel de tensión pero de uso exclusivo o compartido de generadores o de uso exclusivo de un consumidor libre; o interconexiones internacionales; o líneas de transmisión y transformadores con tensión inferior a 230 kV.</p> |
| | <p>Planificación y expansión</p> <p>Red Básica: La planificación de la expansión del sistema de transmisión es realizada de forma centralizada y determinativa por la EPE. Los principales estudios están contenidos en: El Plan Decenal de Energía – PDE, que estudia con horizonte de 10</p> |

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|--|
| | <p>años los sistemas de generación y transmisión y el Plan de Expansión de Largo Plazo (PELP).</p> <p>Las nuevas obras para la expansión de la Red Básica son licitadas por medio de una subasta de transmisión, mientras que los refuerzos en las concesiones existentes son autorizados por la ANEEL.</p> <p><u>Red Básica y Red de Frontera:</u> El Programa de Expansión de la Transmisión (Programa de Expansão da Transmissão – PET) es un estudio de medio plazo con un horizonte de 5 años y planifica la expansión de tanto la red Básica como la de Frontera.</p> <p><u>Red Básica, Red de Frontera y DIT:</u> El Plan de Ampliación y Refuerzos (PAR) realizado por el ONS presenta una visión sobre las ampliaciones y refuerzos requeridos para preservar la seguridad y confiabilidad de la red de transmisión en cada uno de sus niveles. Es realizado teniendo en vista períodos de tres años.</p> |
| Ingresos del transportista | El ingreso anual permitido (Receita Anual Permitida – RAP) es el pago recibido por las concesionarias por la disponibilidad de sus instalaciones para el servicio público de transmisión. |
| Remuneración para los activos | Para los proyectos antiguos , calculada a partir de la cuota de depreciación más una tasa de retorno sobre los activos netos, en lugar de emplear una anualidad. Para los proyectos nuevos , la contratación según precio más bajo y remuneración ajustada por revisión. Para el cálculo de la tasa de retorno regulada la ANEEL adopta la metodología del WACC. A los efectos de la remuneración, las instalaciones de la Red Troncal se dividen en: a) Operación y mantenimiento de las instalaciones de transmisión incluidas en la extensión de los contratos de concesión bajo la Ley nº 12.783/2013; b) Nuevas Instalaciones Autorizadas; y c) Nuevas Instalaciones Licitadas. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | La ANEEL remunera a la empresa un costo operativo eficiente estándar, que se calcula teniendo en cuenta las condiciones reales del área geográfica de la concesión. Los costos cubiertos incluyen la operación y mantenimiento de las redes eléctricas, gestión comercial, dirección y administración. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo) La remuneración por el uso de los sistemas de transmisión se da mediante la Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión (TUST) que es fijada por la ANEEL. La TUST se calcula a partir de la simulación del Programa Nodal, sistema computacional que implementa la Metodología Nodal. Esta metodología atribuye tarifas por el uso de la red de transmisión a la generación y a la demanda en cada nodo, que dependen de la intensidad de uso que hacen esas inyecciones o retiros de potencia. |
| Duración de las concesiones | Las nuevas concesiones tienen una duración de 30 años. |
| Interconexiones Internacionales | Brasil posee conexiones con: Argentina: existen dos interconexiones. La primera, Rincón Santa María (AR) - Garabí (BR) de mayor capacidad y vigente desde inicios de la década pasada; y la segunda, Paso de los Libres (AR) - Uruguayana (BR). Paraguay: se encuentra conectada a través de la represa binacional de Itaipú. Uruguay: existe una línea que une Livramento (BR) y Rivera (UR). |
| Extensión de la red | El sistema se encuentra comprendido por 125640 km de línea que se dividen de la siguiente forma: 52450 km de 230 Kv; 10303 km de 345 Kv; 6728 km de 440 Kv; 40659 km de 500 Kv; 12816 km de 600 Kv y por último 2683 km de 750 Kv. Fuente: EPE. |
| Marco Regulatorio | LEI 9427/1996 – Establece la Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL, el régimen de la disciplina de las concesiones del Servicio Público de Energía Eléctrica, y otras medidas. LEI 12783/2013 – Dispone sobre concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad, en la reducción de las tarifas y los aranceles bajos; REN - RESOLUÇÃO NORMATIVA 589/2013 – Define los criterios para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión, a los efectos de la compensación. |

2.5. CHILE

2.5.1. Introducción

Chile es un país de ingresos altos ubicado en la región suroeste de América del Sur. Su territorio comprende una larga y estrecha franja de tierra conocida como Chile continental, entre el Océano Pacífico y la Cordillera de los Andes, limitando al norte con Perú, al este con Bolivia y Argentina, y al sur con el Paso Drake. Además, posee territorios insulares en el Océano Pacífico, como el Archipiélago Juan Fernández, Sala y Gómez, Islas Desventuradas y la Isla de Pascua (ubicada en la Polinesia), totalizando una superficie de 756 mil km².

Chile es un mercado abierto al mundo, con una economía caracterizada por la exportación y la explotación de materias primas. Su PIB per cápita de USD 14.660,5, a precios constantes de 2010, y cuenta con una población 18,31 millones de habitantes. Su sector energético posee con una limitada capacidad en materia de recursos: la producción de electricidad depende principalmente de cuestiones hidrológicas y de las importaciones de hidrocarburos para suplir sus necesidades (alrededor del 60% de su producción de energía requiere de insumos importados). Su sistema eléctrico se encuentra físicamente separado en dos grandes mercados mayoristas no interconectados entre sí que operan de forma independiente: El Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

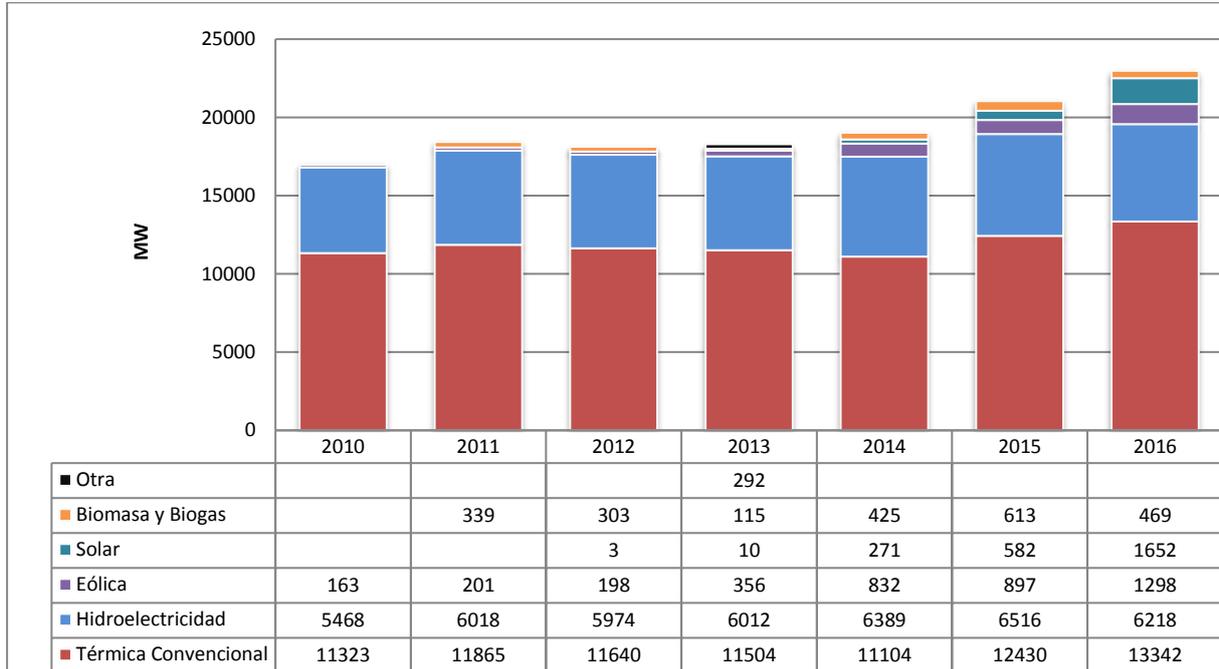
Tal como su nombre lo indica, el SIC se encuentra ubicado en la región central y abarca al 93% de la población. Posee una capacidad instalada de 17.570 MW de la cual alrededor del 45,4% proviene de centrales térmicas (7.983 MW), 35,4% de hidroeléctricas (6.220 MW) y el porcentaje restante de energías renovables no convencionales (1256 MW Solar, 1205 MW Eólica, y 469 MW repartidos entre Biomasa y Biogás)⁹. El 60% de la energía generada se destina a clientes regulados.

Por otro lado, ubicado al Norte del país, más precisamente en la zona comprendida entre la Primer y Tercer Región, se encuentra el SING. El mismo abastece alrededor del 5% de la población y cuenta con una capacidad instalada 5246 MW de los cuales la gran mayoría proviene de centrales térmicas (4744 MW) y el restante se divide entre Solares (396 MW), Eólicas (89 MW) e Hidroeléctricas (17 MW). Dado que se trata de una zona mayoritariamente industrial, el 90% de la energía generada en el SING es vendida directamente a los grandes clientes industriales.

Además de los anteriores, existen sistemas medianos aislados que operan de forma regulada y proveen de energía a las regiones más australes del país, así como a la Isla de Pascua. Estos sistemas suman entre todos alrededor de 165 MW de capacidad instalada, siendo en su mayoría de origen térmica.

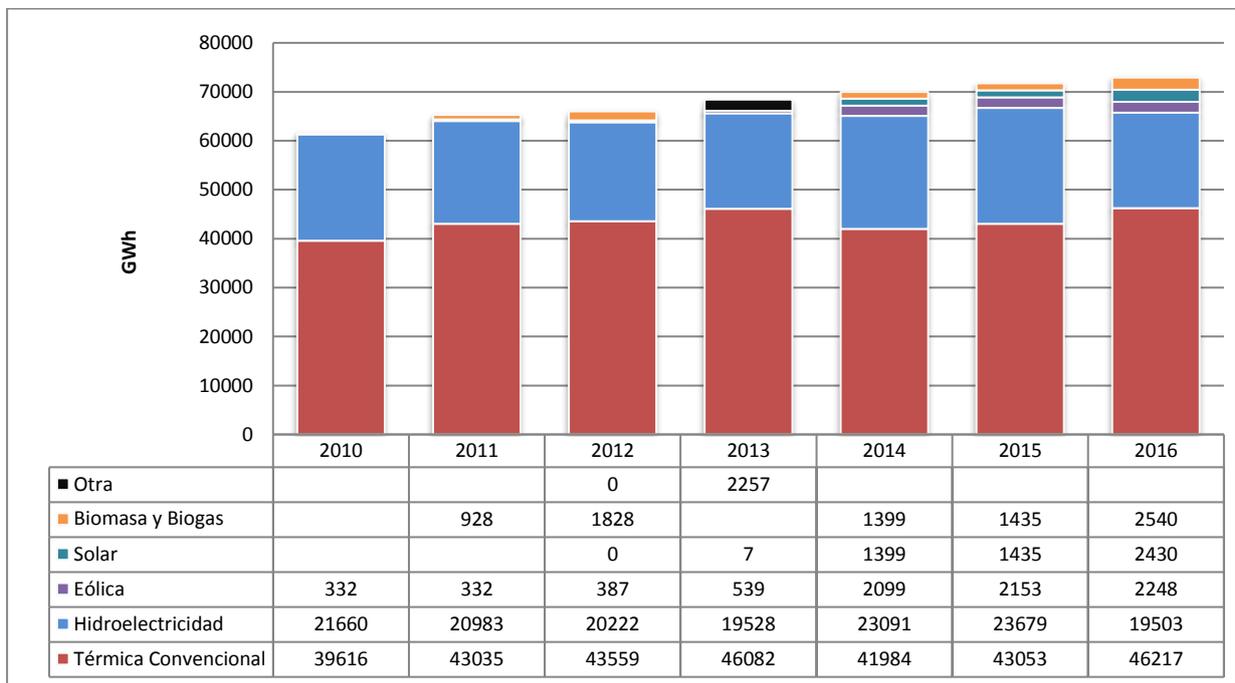
⁹ Valores de Abril del año 2015.

FIGURA N° 16 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: CHILE



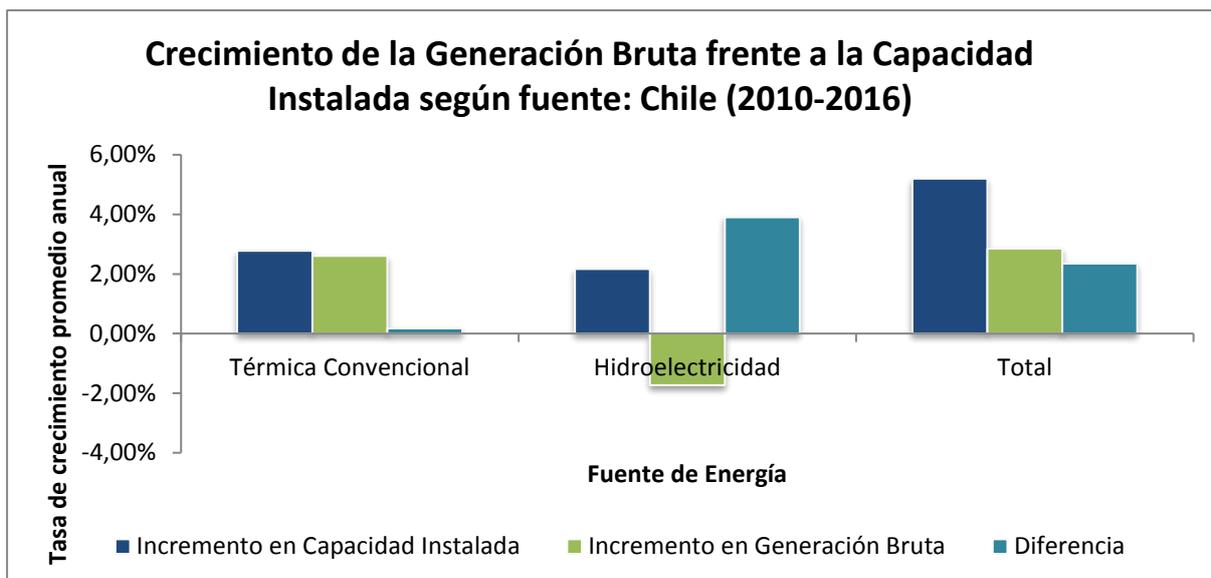
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y CDEC

FIGURA N° 17 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: CHILE



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y CDEC

FIGURA N° 18 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: CHILE



Por otro lado, en lo referido a los aspectos institucionales, el ente gubernamental de mayor importancia y encargado de la planificación y administración del sector es el Ministerio de Energía. En segundo lugar, se encuentra el ente regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), que tiene la finalidad de emitir la normativa y fijar tarifas; y finalmente se ubica la Superintendencia de Energía y Combustibles (SEC), como principal órgano controlador.

Adicionalmente, existen otras dos instituciones propias del sector eléctrico: el Panel de Expertos, como primera instancia para la resolución de conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica entre las empresas eléctricas y los organismos de regulación (incluido los Centros de Despacho Económico de Cargas (CDEC) encargados de coordinar la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión para los grandes sistemas -uno para cada uno de ellos-).

La tabla ubicada a continuación resume las funciones principales de las instituciones de interés en el mercado:

TABLA N° 11 - CHILE - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--------------------|---|
| Ente gubernamental | Ministerio de Energía: Es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector de energía. |
| Ente regulador | Comisión Nacional de Energía (CNE): Es un organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Sus funciones son: a. Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley. b. Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley. c. Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia. d. Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo. La administración de la Comisión corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial. |
| Ente controlador | Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): es una institución descentralizada que se relaciona con el gobierno a través del Ministerio de |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| | <p>Economía.</p> <p>Su función principal es fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, transporte y distribución de electricidad.</p> <p>La Superintendencia de Electricidad y Combustibles se somete a la fiscalización de la Contraloría General de la República.</p> |
| Administrador Mercado Mayorista | <p>Centros de Despacho Económico de Cargas (CDEC): Los CDEC coordinan la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión. Existen dos CDEC, uno para el SIC y otro para el SING.</p> <p>Se encuentran integrados por todas aquellas empresas de generación, transmisión y consumidores de precio no regulado (clientes libres) que cumplen con los requisitos establecidos en el artículo N° 16 y N° 17 del Decreto Supremo N°291/2007.</p> <p>Su Directorio se encuentra conformado por representantes elegidos por cada uno de los segmentos que integran el CDEC y a su vez posee dos Direcciones: la de Dirección de Operación y la Dirección de Peajes. Ambas son entidades eminentemente técnicas y ejecutivas, y cumplen sus cometidos de acuerdo con los criterios generales fijados por el Directorio. La primera en lo relativo a la Operación física del sistema, y la segunda en lo referente al acceso y administración del mercado.</p> |
| Otras Instituciones | <p>Panel de Expertos: es un órgano colegiado autónomo. Su función es la de pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, en aquellas situaciones de discrepancias y conflictos cuando la ley lo disponga.</p> <p>El Panel está integrado por siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica y que han acreditado, en materias técnicas, económicas o jurídicas del sector eléctrico, dominio y experiencia laboral mínima de tres años. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, mediante un concurso público, por periodos de seis años. El Panel de Expertos se renueva en forma parcial cada tres años.</p> <p>Los integrantes del Panel de Expertos, el Secretario Abogado y el personal auxiliar no tienen la calidad de personal de la Administración del Estado ni son jerárquicamente dependientes de ésta. No obstante, les son aplicables las normas sobre responsabilidad administrativa y probidad contenidas en la Ley Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado.</p> |

2.5.2. Características de la actividad de Transmisión

El sistema de transmisión chileno es de propiedad privada. La ley de electricidad establece que el regulador, (CNE), es el encargado de diseñar el Plan de Transmisión para un período de 15 años. El plan se actualiza cada cuatro años. Las obras necesarias contempladas en el plan pertenecen al sistema troncal. Hay sistemas de transmisión adicionales, fuera del sistema de troncal, que comprende instalaciones de transmisión que se interconectan al sistema troncal pero que se dedican esencialmente a usuarios específicos.

En julio de 2016 se promulgó una nueva Ley de Transmisión eléctrica con el objetivo de robustecer el sistema de transmisión de energía desde Arica a Chiloé y favorecer energías más limpias y a menor precio. Sus principales objetivos son:

- Fortalecer el rol del Estado en la planificación energética del país, en la expansión de la transmisión y en la definición de trazados para las líneas de transmisión, conciliando objetivos económicos, ambientales y sociales, en pro del bien común. Hasta hace algunos años, el desarrollo eléctrico del país era decidido exclusivamente por el sector privado, orientado por las señales del mercado.
- Involucrar a las comunidades locales en la planificación energética de Chile de las próximas décadas.

FIGURA Nº 20 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: CHILE, SIC (FUENTE: CDEC-SIC)



En la siguiente tabla se resumen los principales aspectos de la actividad de transmisión de electricidad para Chile:

TABLA N° 12 - CHILE- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|-------------------------------------|--|
| Organización de la actividad | <p>Oligopolio En la transmisión de energía eléctrica no existe un monopolio legal a favor de una única empresa de transporte. Por ejemplo en el caso de la transmisión troncal en alta y extra alta tensión participan 10 empresas privadas mientras que en algunos sistemas de subtransmisión compiten hasta cinco empresas con instalaciones. La actividad se encuentra prácticamente en manos de capitales privados. A los efectos regulatorios el sistema se divide en tres sistemas:</p> <p><u>Sistema Troncal (Red Troncal)</u>: constituido por las líneas y subestaciones eléctricas económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo. Se caracteriza por instalaciones en voltajes de 220 kV y superiores y con una variabilidad relevante en la magnitud y dirección de los flujos de potencia para diferentes escenarios de disponibilidad del parque generador. Si bien no existe monopolio legal a su favor, casi la totalidad del sistema de transmisión de alta y extra alta tensión (154-220 y 500 kV), pertenece a la empresa privada Transelec S.A. junto a su filial Transelec Norte. Esta empresa es la propietaria y operadora de la gran mayoría de las instalaciones troncales de transmisión eléctrica que conforman el Sistema Interconectado Central, SIC, como asimismo de una fracción del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING.</p> <p><u>Sistema de Subtransmisión (Distribución Troncal)</u>: cada sistema de subtransmisión está constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras. Actualmente Chile posee 7 sistemas de subtransmisión: SING, SIC1, SIC2, SIC3, SIC-4, SIC 5 y SIC-6.</p> <p><u>Sistema Adicional(Distribución Troncal)</u>: constituidos por las instalaciones de transmisión que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico. Los sistemas de transmisión adicional solo están sometidos al régimen de acceso abierto para aquellas líneas que hagan uso de servidumbre por concesión eléctrica y las que usen bienes nacionales de uso público, siempre que exista capacidad técnica disponible, determinada por el CDEC.</p> |
| Planificación y expansión | <p><u>Sistema Troncal</u>: Un comité con representantes del Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, las empresas generadoras, de transmisión troncal, las distribuidoras y los clientes no sujetos a fijación de precios contratan la realización de un estudio a un consultor independiente con el objeto de valorizar cada tramo del sistema de transmisión troncal y definir sus ampliaciones y expansiones para cada escenario previsto de expansión de la generación. Las obras de ampliación de las instalaciones existentes deben ser ejecutadas en forma obligatoria por sus propietarios, mientras que las nuevas obras deben ser licitadas por los CDEC y adjudicadas a las empresas que ofrezcan hacerlas por la menor remuneración anual.</p> <p><u>Sistema de Subtransmisión</u>: La valorización de las instalaciones debe ser determinada mediante un consultor independiente, contratado por las empresas propietarias de tales sistemas. La CNE debe luego revisar estos informes y proceder a su aprobación o corrección.</p> |
| Ingresos del transportista | <p>Troncal: Para las instalaciones existentes el concepto por el que se remunera el activo es el AVI: es la anualidad del valor nuevo de inversión de las instalaciones a precios de mercado vigentes. La tasa de descuento para el cálculo de la anualidad es</p> |

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|--------------------------|---------------------------|--------------------------|-----|---|--------|-----|-------|---|-----|--------|--------|-----|---|--------|-----|---|-----|-----|--------|--------|-----|------|---|----|-------|---|----|-------|--------|----|---|-------|----|------|-------|----|-----|---|----|-----|---|--|---------------|----------------|
| | <p>del 10% real anual, determinada por ley y la vida útil se determina por cada componente de la instalación.</p> <p>En las instalaciones existentes se remunerarán los costos de operación, mantenimiento y administración (COMA). Este valor, junto con sus fórmulas de indexación es determinado por consultores independientes cada cuatro años, como una remuneración estándar.</p> <p>Subtransmisión: se remunerará la anualidad del valor de inversión del conjunto de instalaciones económicamente adaptadas a la demanda, y el COMA.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Remuneración para los activos | <p>La anualidad del valor de inversión (AVI) de un tramo es la suma de las anualidades del valor de inversión de las instalaciones que lo componen más la anualidad de la servidumbre correspondiente a dicho tramo. Se calculará considerando la vida útil económica de cada tipo de instalación que lo componga.</p> <p>El valor de inversión (VI) de las instalaciones de un tramo del sistema troncal es la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | <p>Costos de Operación, Mantenimiento y Administración (COMA).</p> <p>El COMA es la suma de los costos anuales de la operación, mantenimiento y administración de los componentes del tramo respectivo. Esta anualidad se expresa en dólares norteamericanos según la tasa de cambio promedio del dólar observado del mes de diciembre de 2013.</p> <p>Los costos de Mantenimiento, los de Operación y los de Administración pueden estar constituidos por gastos y/o por los costos anualizados de la eventual infraestructura asociada a estas labores, esto es, los activos de infraestructura que eventualmente se determine en el curso del análisis de la empresa modelo eficiente, como necesarios para las funciones de operación, mantención y administración, tales como los que señalan las Bases.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cargo por conexión y uso de la red | <p>Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo)</p> <p><u>Troncal</u>: simulación de la diferencia resultante de valorar a los costos marginales de energía y potencia las inyecciones y retiros en los extremos del tramo. La diferencia que no es cubierta por este ingreso tarifario, se define como el peaje.</p> <p><u>Subtransmisión</u>: los generadores pagan por concepto de inyección anual esperada de energía y potencia a los sistemas de subtransmisión y los demandantes por concepto de retiro de energía y potencia.</p> <p><u>Sistema adicional</u>: peajes establecidos en los contratos de transporte entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Duración de las concesiones | Plazo Indefinido. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Interconexión Internacional | El SING cuenta con una interconexión en 345 kV con una central generadora emplazada en Argentina, cuya capacidad instalada es de 642,8 MW. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Extensión de la red | <p>Longitud de las líneas de transmisión del SIC y SING (2013):</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión (kv)</th> <th>Longitud Aprox. SING (km)</th> <th>Longitud Aprox. SIC (km)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>500</td><td>0</td><td>1002,1</td></tr> <tr><td>345</td><td>408,0</td><td>0</td></tr> <tr><td>220</td><td>4144,2</td><td>7826,8</td></tr> <tr><td>154</td><td>0</td><td>1496,7</td></tr> <tr><td>123</td><td>0</td><td>1,4</td></tr> <tr><td>110</td><td>1360,2</td><td>3935,7</td></tr> <tr><td>100</td><td>54,8</td><td>0</td></tr> <tr><td>69</td><td>110,3</td><td>0</td></tr> <tr><td>66</td><td>411,6</td><td>4107,1</td></tr> <tr><td>44</td><td>0</td><td>583,1</td></tr> <tr><td>33</td><td>42,6</td><td>166,6</td></tr> <tr><td>23</td><td>0,7</td><td>0</td></tr> <tr><td>13</td><td>0,2</td><td>0</td></tr> <tr><td></td><td>6532,5</td><td>19119,5</td></tr> </tbody> </table> <p>Fuente: CNE</p> | Tensión (kv) | Longitud Aprox. SING (km) | Longitud Aprox. SIC (km) | 500 | 0 | 1002,1 | 345 | 408,0 | 0 | 220 | 4144,2 | 7826,8 | 154 | 0 | 1496,7 | 123 | 0 | 1,4 | 110 | 1360,2 | 3935,7 | 100 | 54,8 | 0 | 69 | 110,3 | 0 | 66 | 411,6 | 4107,1 | 44 | 0 | 583,1 | 33 | 42,6 | 166,6 | 23 | 0,7 | 0 | 13 | 0,2 | 0 | | 6532,5 | 19119,5 |
| Tensión (kv) | Longitud Aprox. SING (km) | Longitud Aprox. SIC (km) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 500 | 0 | 1002,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 345 | 408,0 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 220 | 4144,2 | 7826,8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 154 | 0 | 1496,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 123 | 0 | 1,4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 110 | 1360,2 | 3935,7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 100 | 54,8 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 69 | 110,3 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 66 | 411,6 | 4107,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 44 | 0 | 583,1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 33 | 42,6 | 166,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 23 | 0,7 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 13 | 0,2 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 6532,5 | 19119,5 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Marco Regulatorio | <p>Las Leyes y regulaciones que rigen la transmisión de electricidad en Chile son:</p> <p>- D.S N° 48 de 2009, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Aprueba reglamento que fija el procedimiento para la realización del estudio de transmisión troncal.</p> | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|----------|---|
| | -DFL N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, denominado "Ley General de Servicios Eléctricos". |

2.6. COLOMBIA

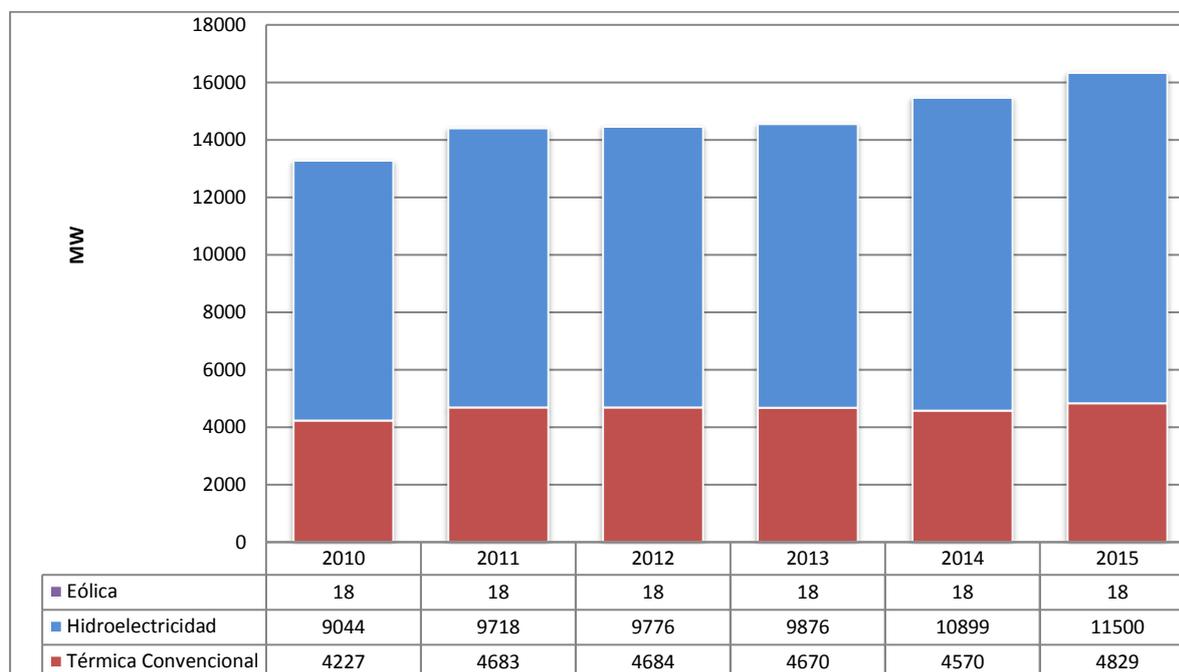
2.6.1. Introducción

Colombia es un país ubicado en la región norte del continente Sudamericano que posee fronteras con Ecuador, Perú, Brasil, Venezuela y Panamá. Es uno de los pocos países con salida a los dos océanos del continente y se ubica segundo en cantidad de habitantes con una población de 49,06 millones. La superficie del país es de 2,1 millones de km², de los cuales 1,1 millones corresponden a su territorio continental y los restantes a su extensión marítima. Posee diferentes zonas climáticas, aunque más del 80% del territorio se encuentra en clima cálido.

Sus principales productos de exportación son el petróleo, refinados del mismo y el carbón; y cuenta con PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 7447,8 lo cual la ubica en el grupo de países de ingresos medianos altos.

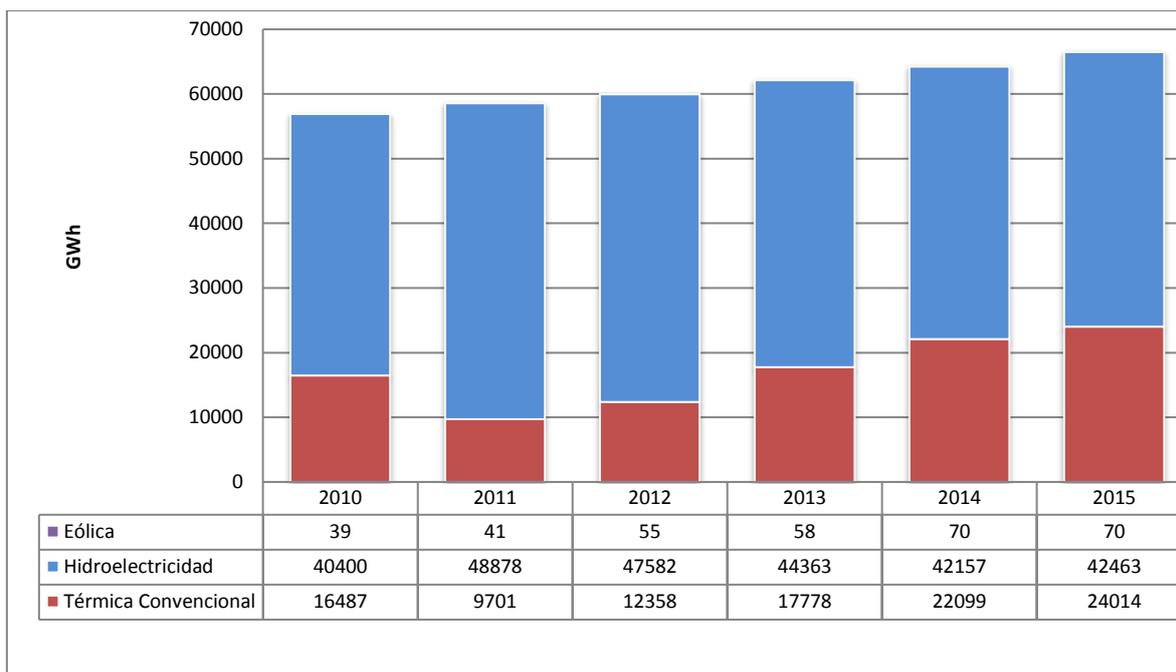
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada total de 16347 MW, de los cuales el 70,3% provienen de sus centrales hidroeléctricas, situación que lo deja muy vulnerable ante eventos climáticos adversos (como los ocurridos durante con el fenómeno de El Niño durante los años 1997, 2009 y 2013). En orden de importancia le siguen el parque térmico (29,5%) y eólica (0,1%).

FIGURA N° 21 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: COLOMBIA



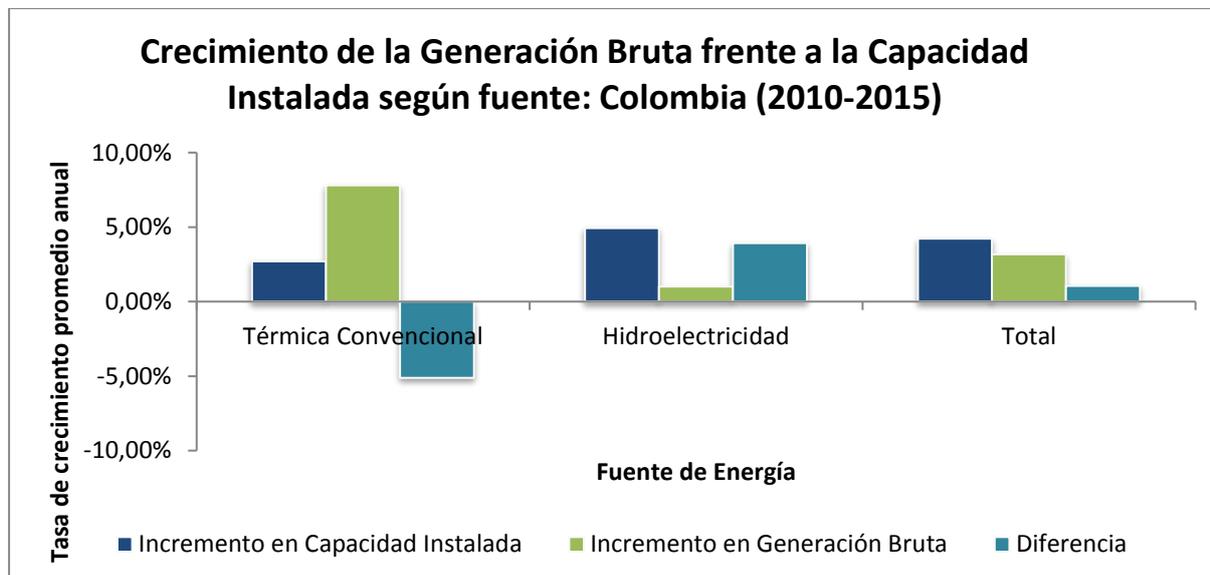
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y XM

FIGURA N° 22 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: COLOMBIA



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y XM

FIGURA N° 23 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: COLOMBIA



Entre las instituciones del sector se destaca en primer lugar al Ministerio de Minas y Energía (MME), el cual se encarga de definir las políticas energéticas y tiene la responsabilidad de analizar la expansión del subsector eléctrico, como parte del sector energético, con el fin de determinar los ajustes necesarios en la regulación.

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), es una unidad administrativa del MME que tiene por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos.

En conjunto con el marco general establecido por las leyes 142 y 143 de 1994, se establecieron reglamentos que completaron la normativa que rige al sector eléctrico. Éstos están contenidos en las resoluciones emitidas por el regulador la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En particular, la CREG es responsable de emitir las reglas para organizar y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), incluyendo la regulación de las actividades de generación, comercialización y distribución, como así también establecer los criterios generales para la realización de contratos bilaterales entre los participantes del mercado. Todos estos poderes y funciones fueron atribuidos con el objetivo general de permitir la apertura del mercado a la competencia privada siempre que sea posible, evitando la creación de regulación excesiva.

XM Compañía de Expertos en Mercados SAESP (XM) se encarga operación y la administración del mercado. Tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND), Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administrador de Cuentas de cargos por Uso de las Redes del SIN (LAC).

TABLA N° 13 - COLOMBIA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| Ente gubernamental | <p>Ministerio de Minas y Energía (MME): se encarga de definir las políticas energéticas y tiene la responsabilidad de analizar la expansión del subsector eléctrico.</p> <p>Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): unidad administrativa del MME que tiene por objeto planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos; producir y divulgar la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones; y apoyar al MME en el logro de sus objetivos y metas. Entre sus funciones se incluyen, en coordinación con el Plan Nacional de Desarrollo, la elaboración y actualización del Plan de Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico.</p> |
| Ente regulador | <p>Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): es el órgano responsable de emitir las reglas para organizar y administrar el Mercado Eléctrico Mayorista. Sus funciones incluyen a) Preparar proyectos de ley; b) Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión; c) Fijar normas; d) Definir en qué eventos es necesario que las empresas se sometan a normas para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros; y e) Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad.</p> <p>Se encuentra integrada por el Ministro de Minas y Energía, o el Viceministro de Energía como su delegado, quien la presidirá; el Ministro de Hacienda y Crédito Público, o un Viceministro como su delegado; el Director del Departamento Administrativo de Planeación Nacional o el Subdirector del mismo, como su delegado; y por cinco (5) Expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años.</p> |
| Administrador Mercado Mayorista | <p>XM Compañía de Expertos en Mercados SAESP (XM): es una filial de la firma colombiana de transmisión ISA y se encarga de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la Administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM), incluyendo las transacciones internacionales de electricidad con Ecuador.</p> <p>El directorio de ISA se encuentra compuesto por 9 directores nombrados por los Ministerios de Minas y Energía, de Hacienda y Crédito Público y otros independientes de diversas empresas o entes del sector.</p> |

2.6.2. Características de la actividad de Transmisión

La actividad de Transmisión Nacional en Colombia es desarrollada por varias empresas de transporte de energía, si bien ISA y su filial Transelca son propietarias del 80% de la infraestructura de transmisión. El Sistema de Transmisión Nacional (STN) está compuesto por el conjunto de líneas y equipos asociados que

operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, siendo las tensiones empleadas en Colombia 220, 230 y 500 kV. El sistema es operado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y administrado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). En general la red del STN es bastante enmallada, aunque se presentan restricciones eléctricas en algunas áreas eléctricas (limitaciones en la capacidad de transmisión) asociadas con la capacidad de transporte de los circuitos.

FIGURA N° 24 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: COLOMBIA (FUENTE: UPME)



Fuente: UPME (Plan de expansión de referencia de generación y transmisión, 2014-2028)

Se resumen en la siguiente tabla las principales características de la actividad transmisión para Colombia:

TABLA N° 14 - COLOMBIA- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|-------------------------------------|---|
| Organización de la Actividad | <p>Oligopolio La actividad de Transmisión es desarrollada tanto por empresas públicas como privadas. Se considera transmisión a la actividad de transporte de bloques de energía (cantidades mayoristas) utilizando una red que opera a un voltaje mínimo de 220 kV. Las principales empresas son ISA, EEB, Transelca, Distasa, EPM, EPSA y ESSA. ISA, Transelca y Distasa sólo realizan transmisión mientras que EPM, EPSA y ESSA están integradas verticalmente. El SIN comprende los subsistemas Central y de la Costa Atlántica que están interconectados por líneas de 500kV.</p> |
| Planificación y expansión | <p>La Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la entidad encargada de la</p> |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| | planeación del Sistema de Transmisión Nacional STN; debe identificar los refuerzos y ampliaciones del sistema. Los proyectos de expansión son ejecutados por inversionistas seleccionados a través de convocatorias públicas internacionales, cuyo ganador recibe la remuneración que ha ofertado por un período de 25 años. |
| Ingresos del transportista | Si los activos forman parte de la red existente al 31/12/99, el ingreso se determina como la suma de la remuneración de la inversión y la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento. En caso de que sean activos de convocatoria, el ingreso para los primeros veinticinco años corresponde al Ingreso Anual Esperado propuesto por el transportador que resulta adjudicatario de la ejecución del proyecto. Una vez cumplido el año veinticinco, el ingreso se calcula con el procedimiento que aplica para la remuneración de los activos existentes. Además, se remuneran a la inversión en activos no eléctricos requeridos para prestar el servicio de transmisión, cuya remuneración equivale al 5% de la correspondiente a los activos eléctricos; el segundo aplica para los activos de subestación y corresponde a la inversión en los terrenos que ellos ocupan, cuya remuneración se calcula como el 5.69% de su valor catastral (pesos por metro cuadrado) multiplicado por el área eficiente que es definida por el regulador para cada tipo de equipos. |
| Remuneración para los activos | Activos existentes: anualidad calculada sobre el Valor de Reposición a Nuevo (VRN) de los activos eléctricos, utilizando costos unitarios aprobados para cada unidad constructiva, vidas útiles de 10, 30 y 40 años -esta última para el caso de líneas- y una tasa de remuneración regulada. Activos de convocatoria: la remuneración de la inversión, incluida su tasa de rentabilidad, son parte del ingreso que oferta y recibe el adjudicatario. Según la Resolución CREG 083 de 2008, la tasa empleada para remunerar los activos existentes es del 11.50% en pesos constantes antes de impuestos |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Activos existentes: una metodología de incentivos orientada a reconocer anualmente los gastos de AOM contables del año anterior. Activos de convocatoria: forman parte del ingreso esperado que presenta el oferente de la convocatoria pública y que recibe el adjudicatario |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por la Demanda (Comercializador) Con base en la metodología para el cálculo de los Cargos por Uso del STN (Resolución CREG 011 de 2009), los comercializadores pagan un "cargo estampilla" nacional, nacional monomio y con diferenciación horaria por periodo de carga, que permite remunerar la totalidad del Ingreso Regulado de los transportadores. Los generadores no pagan cargos por concepto de Uso del STN. El Cargo por Uso Monomio del STN, que es pagado por la demanda |
| Duración de las concesiones | Según artículo 62 de la Ley 143 de 1994: El término de duración del contrato de concesión será fijado, en cada caso, por la entidad concedente y no podrá exceder de treinta (30) años, contados desde la fecha fijada contractualmente o, a falta de ella, desde el momento de perfeccionamiento del contrato. Así mismo, el concesionario podrá solicitar su renovación hasta por veinte (20) años, con una anticipación no mayor de treinta y seis (36) meses ni menor de doce (12) meses al vencimiento del plazo del contrato. El concedente resolverá sobre el otorgamiento de la prórroga dentro de los seis (6) meses siguientes a la petición, atendiendo a criterios técnicos, económicos, operativos y ambientales. |
| Interconexión Internacional | Colombia está interconectada con Ecuador a través de las 4 líneas de transmisión entre las subestaciones Jamondino (Col) y Pomasqui (Ec) de 220 kV y un Enlace a Nivel de 138 kV entre las subestaciones Panamericana (Col) y Tulcán (Ec). También se conecta a Venezuela a través de los circuitos de 220 kV entre Cuestecitas - Cuatricentenario en el norte del país y de San Mateo - Corozo en el Este. Se encuentra bajo análisis la interconexión de Colombia con Panamá, y a través de Panamá con el SIEPAC (red regional de Centroamérica) que implicaría la construcción de una interconexión de al menos 300 MW con Panamá. En 2009 Panamá y Colombia crearon una empresa binacional (Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá) para interconectar Colombia con Panamá. |
| Extensión de la red | El Sistema Interconectado Nacional (SIN) comprende a los subsistemas de la costa central y del atlántico que están interconectados por tres líneas de transmisión de |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--------------------------|---|
| | 500 kV. El SIN tenía un total de 25.374 kilómetros de líneas totales dividido en 2489,5 kilómetros de 500 kV (10% del total de líneas), 12.572,4 kilómetros de líneas 220-230 kV (49% del total de líneas), 10.296,6 kilómetros de 110 a 115 kV (41% del total de líneas) y 15,5 km de líneas de 138 kV (0,1%). |
| Marco regulatorio | Resolución CREG 011 de 2009 establece la metodología de remuneración de la actividad de transmisión. LEY 143 DE 1994, la cual establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. |

2.7. ECUADOR

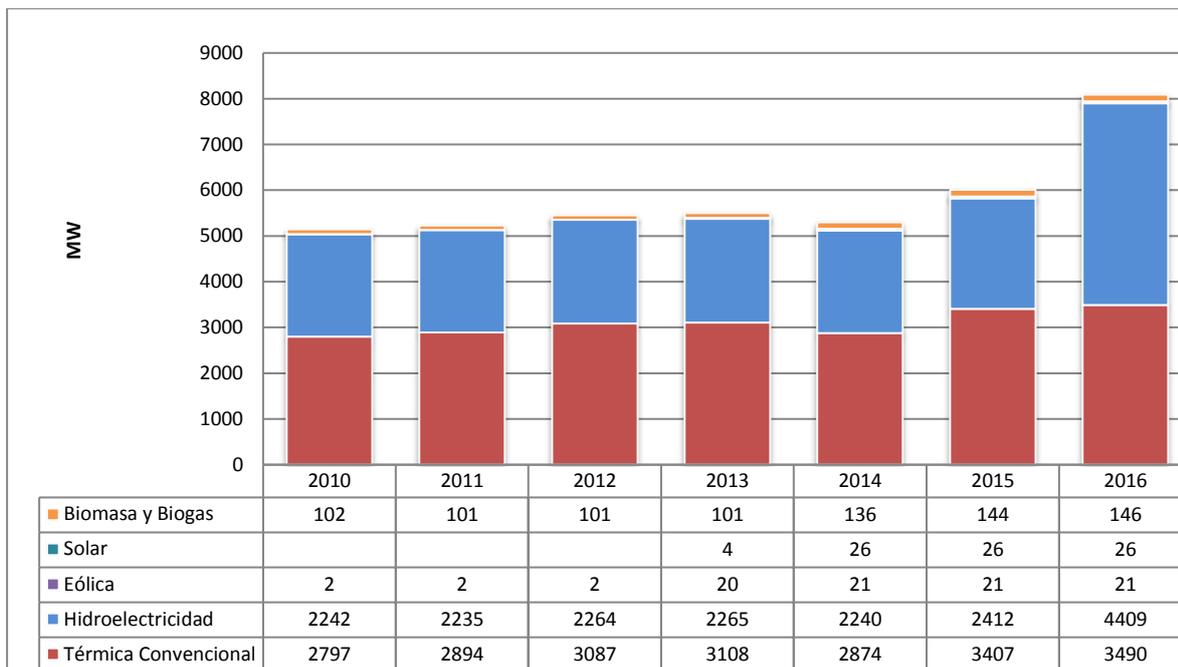
2.7.1. Introducción

La República de Ecuador es un país ingresos medianos altos de Sudamérica, con fronteras con Colombia en el Norte, Perú en el Este y Sur, y el Océano Pacífico al Oeste (junto con Chile es uno de los dos países en Sudamérica que no tiene fronteras con Brasil). Además de la parte continental el territorio de Ecuador también abarca a las Islas Galápagos ubicadas a 1000 km al Oeste del mismo. Su población es de 16,62 millones de habitantes y su PIB es de 5366,5 USD a precios constantes del 2010.

Desde finales de los años 60, la explotación del petróleo fue uno de los dinamizadores de la economía y representando gran parte de sus exportaciones. Esto contribuyó a mantener una balanza comercial positiva durante primeros años del milenio, pero esta situación se revirtió con la llegada de la crisis internacional del 2008.

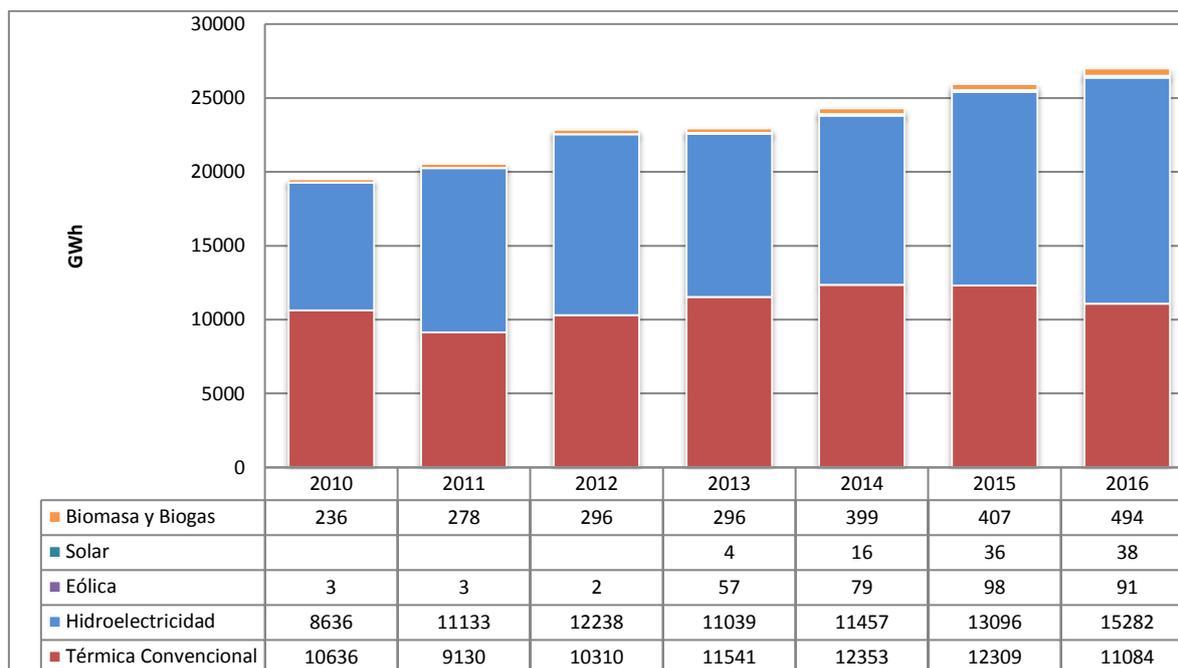
En cuanto a su sector eléctrico, el mismo posee una capacidad instalada de 8092 MW y se caracteriza por poseer una fuerte dependencia de combustibles fósiles: su parque térmico representa alrededor del 43,1% de la potencia instalada total (4409 MW) y está principalmente impulsado por ciclos abiertos y diesel. A partir de la puesta en marcha de la represa Coca Codo, se destaca un aumento en la capacidad hídrica que actualmente alcanza 3490 MW. Las fuentes renovables representan solo 193 MW.

FIGURA N° 25 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: ECUADOR



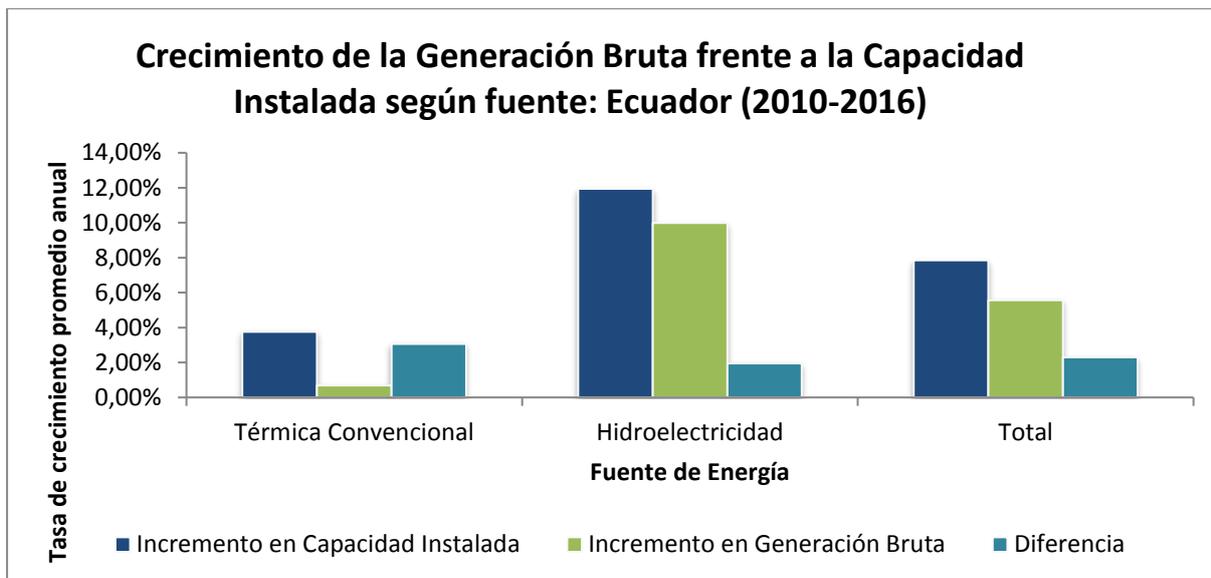
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ARCONEL

FIGURA N° 26 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: ECUADOR



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ARCONEL

FIGURA N° 27 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: ECUADOR



En cuanto a las instituciones que participan del sector, se remarca como ente gubernamental al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. El mismo actúa como órgano rector del sector eléctrico, de energía renovable y nuclear, responsable de satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, mediante la formulación de normativa pertinente, planes de desarrollo y políticas sectoriales para el aprovechamiento eficiente de sus recursos.

La Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) es el órgano regulador tiene las responsabilidades de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general. La ARCONEL reemplaza al Consejo Nacional de Electricidad desde la promulgación de la nueva Ley Orgánica del Servicio Público de Energía eléctrica.

El Centro Nacional de Energía (CENACE) opera centralmente el sistema interconectado en tiempo real y se encarga del despacho económico, minimizando el costo variable de producción energética del sistema a cada hora.

TABLA N° 15 - ECUADOR - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--------------------|---|
| Ente gubernamental | Ministerio de Electricidad y Energía Renovable: Es el órgano superior. Su responsabilidad es la de formular los planes de desarrollo, políticas y normas que rigen la actividad del sector. |
| Ente regulador | Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) (ex Consejo Nacional de Electricidad): tiene las responsabilidades de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses de la ciudadanía. Se encarga de la regulación de los aspectos técnico-económicos y operativos del sector, elaborando pliegos tarifarios, emitiendo regulaciones y efectuando los controles correspondientes. Además, enfatiza su accionar en la emisión de regulaciones para la calidad, confiabilidad, seguridad y alumbrado público; y, estableciendo mecanismos para la protección de derechos de los consumidores finales. La Agencia de Regulación y Control de Electricidad es una institución de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica y patrimonio propio; está adscrita al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Su directorio se encuentra conformado por el Ministro de Electricidad y de Energía Renovable, el Secretario Nacional de Planificación y Desarrollo y un profesional |

A continuación se resume la información del sector transmisión para Ecuador:

TABLA N° 16 - ECUADOR- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|---|
| Organización de la Actividad | Monopolio. Transelectric (CELEC EP) opera el Sistema Nacional de Transmisión, su objetivo fundamental es el transporte de energía eléctrica, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a sus potenciales clientes, como son: generadores, distribuidores y grandes consumidores. |
| Planificación y expansión | CELEC EP, tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes preparados por él y aprobados por el CONELEC. El plan de expansión tiene un horizonte de 10 años, pero con revisiones y actualizaciones anuales, a cargo del transmisor y sujeto a la aprobación del CONELEC. Los costos son asumidos por el Estado. |
| Ingresos del transportista | Por el uso del sistema de transmisión se considerará la anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el Directorio del CONELEC. |
| Remuneración para los activos | Cubrir los costos de depreciación del capital, sin una tasa de retorno positiva por los activos, y como contrapartida, el costo de las expansiones de la red es asumido por el presupuesto general del Estado. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Las tarifas que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión estarán conformadas por dos componentes, cuyos costos deberán ser aprobados por el CONELEC: El de Operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC; y, El de Expansión, que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por la Demanda (Distribuidores/Consumo) Únicamente distribuidores y grandes consumidores pagan un valor estampillado (los generadores no pagan cargo por transporte). |
| Duración de las concesiones | El artículo 49 del Reglamento de las Concesiones establece que la duración del contrato de concesión que se otorgue a favor de la empresa única de transmisión será indefinida, en tanto el Estado no transfiera a los particulares ningún porcentaje de su tenencia accionaria en dicha empresa, en cuyo caso con anticipación a dicha transferencia el CONELEC deberá establecer la vigencia de dicha concesión, por un tiempo que permita la amortización de la compra de las acciones y de la inversión que lleve a cabo el particular. |
| Interconexión Internacional | Ecuador está interconectada con Colombia través de las 4 líneas de transmisión entre las subestaciones Jamondino (Col) y Pomasqui (Ec) de 220 kV y un Enlace a Nivel de 138 kV entre las subestaciones Panamericana (Col) y Tulcán (Ec). La interconexión con Perú DE 220 Kv, se ha utilizado únicamente en situación de emergencia para resolver una contingencia en dicho país. |
| Extensión de la red | El Sistema Nacional de Transmisión está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión a lo largo de todo el territorio nacional, dispone de: 58 subestaciones a nivel nacional (incluye 4 subestaciones móviles), 264 km de líneas de transmisión de 500 kV, 2.595 km de líneas de transmisión de 230 kV , 2.178 km de líneas de transmisión de 138 kV y 13.375 MVA de capacidad instalada de transformación Fuente: Celec |
| Marco Regulatorio | Reglamento de concesiones, permisos y licencias para la prestación del servicio de energía eléctrica. Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica. |

2.8. PARAGUAY

2.8.1. Introducción

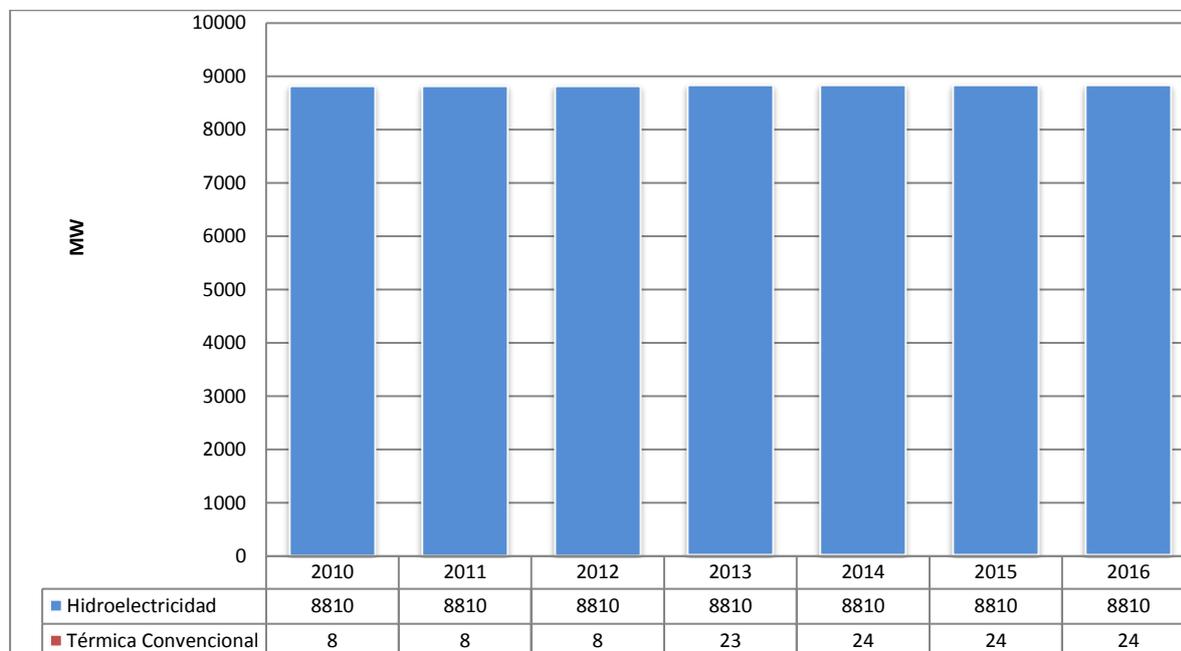
Paraguay es un país sudamericano de 6,81 millones de habitantes que se encuentra situado en la región central del continente. Posee una extensión territorial de 406 mil km² que se encuentra dividida en dos

grandes regiones por el río Paraguay. Estas poseen diferente geología y topografía. Mientras que la Región Oriental tiene el 39% del territorio nacional, y consta de suelos ferralíticos y mayormente ácidos sobre rocas antiguas cristalinas, presentando un paisaje ondulado de colinas con lluvia abundante (hasta 1700 mm/año), la Región Occidental o Chaco, con el 61% del territorio nacional, geológicamente joven con suelos neutros a alcalinos, constituye una planicie aluvial extensiva semiárida a subhúmeda con sedimentos de los Andes.

Los productos agrícolas son sus principales exportaciones, de entre las cuales se destaca en primer lugar y con más del 40% la Soja. El PIB per cápita de USD 3822,9 a precios constantes del 2010 lo sitúa dentro del segmento de países de ingresos medios bajos.

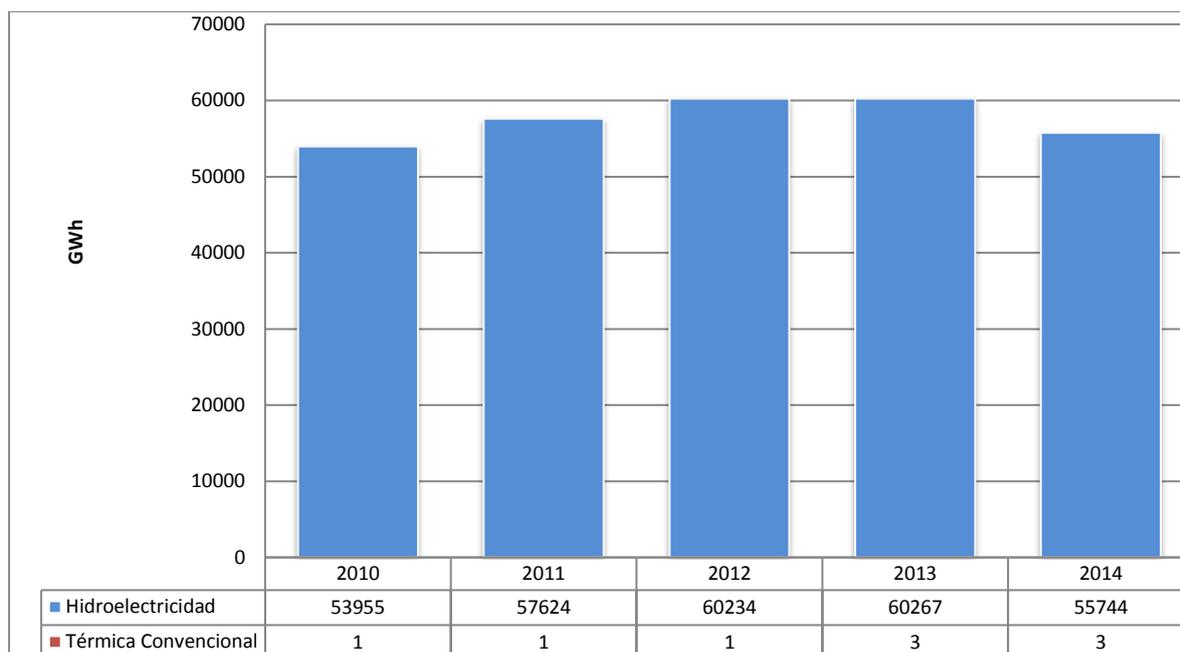
Su sector eléctrico se caracteriza por poseer una capacidad instalada hidroeléctrica de 8810 MW la cual excede en amplio margen sus necesidades energéticas posicionándolo como un exportador neto dentro de la región. Dicha capacidad proviene de sus dos centrales binacionales Itaipú y Yaciretá (la primera con Brasil y la segunda con Argentina). Además, existe un pequeño parque térmico que tiene una potencia instalada de 24 MW.

FIGURA N° 29 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PARAGUAY



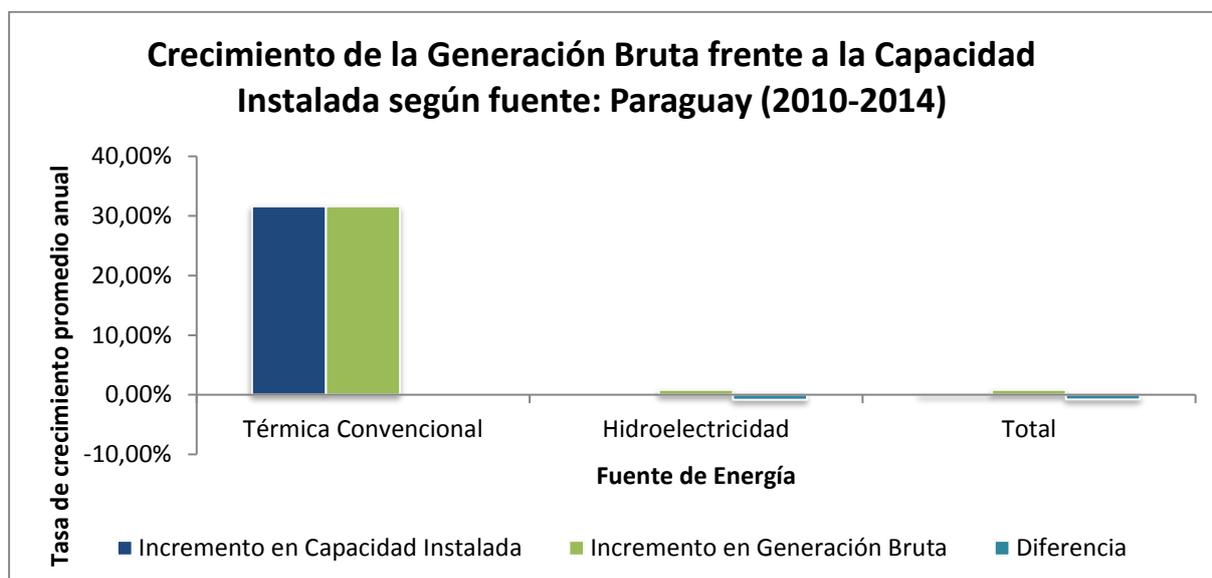
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ANDE

FIGURA N° 30 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: PARAGUAY



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER

FIGURA N° 31 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2014: PARAGUAY



Entre las instituciones del sector se destaca como órgano gubernamental y vínculo con el Poder Ejecutivo al Viceministerio de Minas y Energías.

En segundo lugar, se encuentra la Administración Nacional de Electricidad, Su objeto primordial es satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación. La misma se constituye como una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio.

Existía un proyecto de crear la Agencia Nacional de Regulación de Energía Eléctrica que se encargaría de recomendar la concesión de los servicios a ser prestados en generación, distribución, transmisión y comercialización de la energía, pero el mismo fue vetado recientemente.

TABLA N° 17 - PARAGUAY - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

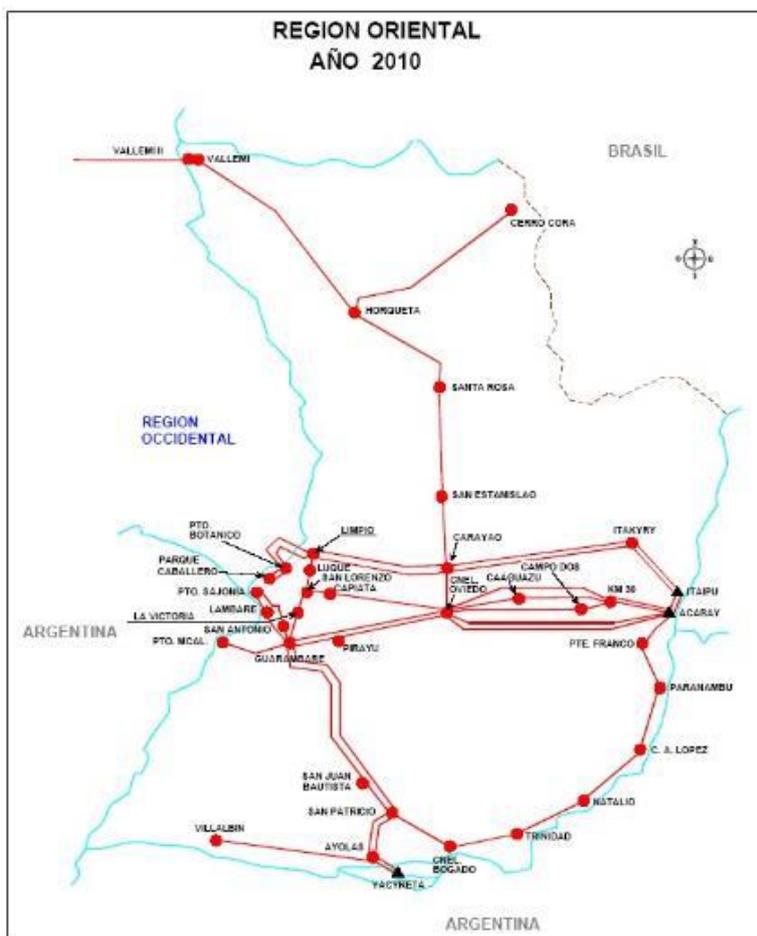
| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|--|
| Ente gubernamental | <p>Viceministerio de Minas y Energías: tiene como funciones: establecer y orientar la política referente al uso y el manejo de los recursos minerales y energéticos; b) Estudiar los aspectos técnicos, económicos, financieros y legales para promover el aprovechamiento industrial de los recursos disponibles en el país; y c) Fiscalizar sobre el uso adecuado de los recursos correspondientes a sus funciones. Es parte del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones.</p> |
| Administrador Mercado Mayorista | <p>Administración Nacional de Electricidad (ANDE): es una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio.</p> <p>Entre sus funciones se encuentran: a) Elaborar planes y programas de desarrollo eléctrico. Al efecto ANDE propondrá al Poder Ejecutivo, para su aprobación, un plan Nacional de Electrificación, que será actualizado por lo menos cada cinco años; b) Proyectar, construir y adquirir obras de generación, transmisión y distribución eléctrica, y otras instalaciones y bienes necesarios para el normal funcionamiento de los servicios eléctricos; c) Explotar los sistemas de abastecimiento eléctrico de su propiedad o los de terceros que tome a su cargo, suministrar energía a los consumidores y proporcionar servicio de alumbrado público, de acuerdo con tarifas aprobadas conforme a las disposiciones de la presente Ley; d) Comprar y vender, dentro y fuera del territorio nacional, energía eléctrica, a otras empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado, e intercambiar energía con ellos; e) Reglamentar todo lo pertinente a la energía eléctrica que genere, transforme, transmita, distribuya y/o suministre; f) Coordinar y orientar el desarrollo eléctrico del país y fomentar el consumo de la energía; y g) Realizar, en general, todos los demás actos y funciones concernientes con el cumplimiento de sus fines.</p> <p>Según la Ley N°966, la administración y dirección de la ANDE es realizada por el Presidente de la Entidad y cuatro Consejeros, los cinco nombrados por el Poder Ejecutivo aunque bajo propuesta de diversos entes como el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones, el Ministerio de Hacienda, el Organismo Intermunicipal, o en su defecto de la Municipalidad de Asunción; las entidades jurídicamente organizadas de la producción, la industria y el comercio; y, finalmente, uno a propuesta de la Confederación Paraguaya de Trabajadores.</p> <p>El cargo de presidente tiene una duración de 5 años mientras que los de consejeros 4 años.</p> |

2.8.2. Características de la actividad de Transmisión

El sistema eléctrico paraguayo se caracteriza por encontrarse en manos de una única empresa estatal que tiene el monopolio de la actividad: La ANDE.

El sistema comprende 5653 km de línea a tres niveles de tensión distintos, 500, 230 y 66 kV. Existen interconexiones con Argentina y Brasil, tanto por medio de líneas como por sus centrales binacionales Yacyretá e Itaipú.

FIGURA N° 32 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: PARAGUAY, REGIÓN ORIENTAL (FUENTE: ANDE)



A continuación, se enuncian las principales características de la actividad transmisión para Paraguay:

TABLA N° 18 - PARAGUAY- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--------------------------------------|--|
| Organización de la Actividad | Monopolio La transmisión de la energía eléctrica se encuentra a cargo de una única empresa, ANDE, ente autárquico, propiedad del Estado Paraguayo. |
| Planificación y expansión | ANDE realiza la revisión periódica de los requerimientos de obras, los cuales de acuerdo a su priorización se sintetizan en informes que abarcan un periodo quinquenal/decenal, los que son remitidos a consideración del Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC) y la Secretaría Técnica de Planificación. |
| Ingresos del transportista | No existe una remuneración separada por la función de transmisión ejercida por ANDE. La Ley 966/64-Cap. IX, establece el modo de fijación de las tarifas a los consumidores finales por el conjunto de todos los servicios eléctricos. Se establece el criterio de Ingreso Neto Anual, por el que las tarifas deben cubrir los costos de operación y mantenimiento, depreciación de inversiones y una remuneración adecuada de la Inversión Inmovilizada. El Ingreso Neto anual debe generar una rentabilidad no inferior al ocho por ciento (8%) ni superior al diez por ciento (10%) de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio. Actualmente, como consecuencia, entre otras, de la falta de aplicación de esta normativa, existe un desfase entre el costo y la tarifa, siendo esta última de menor monto. |
| Remuneración para los activos | Según Ley N° 966/64 Art. 87º: Para determinar la Inversión Inmovilizada, ANDE efectuará cada cinco años, en base al criterio del costo de reposición en moneda nacional, la revaluación de todos los bienes físicos e intangibles y el correspondiente ajuste de la depreciación acumulada. Estas operaciones se |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| | <p>registrarán en los libros e inventarios de la contabilidad de la Empresa.</p> <p>A los efectos del cálculo del costo de reposición de bienes que no se produzcan en el Paraguay, se utilizará el tipo de cambio que resultare de la aplicación del artículo 52º de la Ley.</p> <p>Después de transcurrido un año desde la última revaluación de los bienes, y mientras no se efectúe una nueva revaluación, al comienzo de cada ejercicio anual, ANDE hará el ajuste correspondiente para establecer la Inversión Inmovilizada que servirá de base para determinar la rentabilidad del mismo ejercicio.</p> |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | <p>Según Ley Nº 966/64 Art. 85º y 86: Las tarifas se determinarán en forma tal que los ingresos resultantes de su aplicación permitan a ANDE cubrir todos los gastos de explotación y obtener una rentabilidad razonable sobre las inversiones afectadas a las actividades de abastecimiento eléctrico, con el objeto de asegurar a la empresa la disponibilidad de los recursos necesarios para la atención de sus deudas y para la normal expansión de sus servicios.</p> <p>Gastos de explotación: todos los gastos imputables a las actividades de abastecimiento de energía eléctrica, desde la producción hasta la venta, incluidos los de administración y generales, la depreciación de bienes físicos y la amortización de activos intangibles. No se consideran gastos de explotación los intereses y demás cargos financieros relacionados con el servicio de las deudas.</p> |
| Cargo por conexión y uso de la red | <p>Inexistente</p> <p>No existen cargos de transporte separados dentro de las tarifas.</p> |
| Duración de las concesiones | <p>Se trata de una empresa estatal que se encarga de llevar la actividad por lo cual no existe régimen de concesiones.</p> |
| Interconexiones Internacionales | <p>Paraguay está interconectado con Argentina mediante dos líneas:</p> <p>Línea El Dorado (AR) – Carlos Lopez (PR): tiene una capacidad de 34 MW, se extiende entre la central hidroeléctrica Acaray – Carlos Lopez en Paraguay, cruza el río Paraná a la altura de la localidad de El Dorado en Argentina, hasta la ciudad de Posadas. Esta línea ha tenido como principal objetivo, abastecer la provincia de Misiones que se encontraba aislada del SIN.</p> <p>Línea Clorinda (AR) – Guarambaré (PR): tiene una capacidad de 80MW y existe desde 1995.</p> <p>Además, comparte conexión a través de sus dos centrales binacionales, Yacretá con Argentina e Itaipú con Brasil.</p> |
| Extensión de la red | <p>El sistema de Transmisión está constituido por 90 estaciones y subestaciones (76 corresponden a ANDE), y 5653 kilómetros de líneas totales dividido en 364 km de 500 Kv, 4022 km de 220 kV y 1267 km de 66 kV.</p> <p>Fuente: ANDE.</p> |
| Marco Regulatorio | <p>LEY Nº 966/64: Que crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como ente autárquico y establece su Carta Orgánica.</p> <p>PLIEGO DE TARIFAS Nº 20: Aprobado por el Decreto Nº 5.400 del Poder Ejecutivo de la Nación con fecha 24 de mayo de 2005.</p> |

2.9. PERÚ

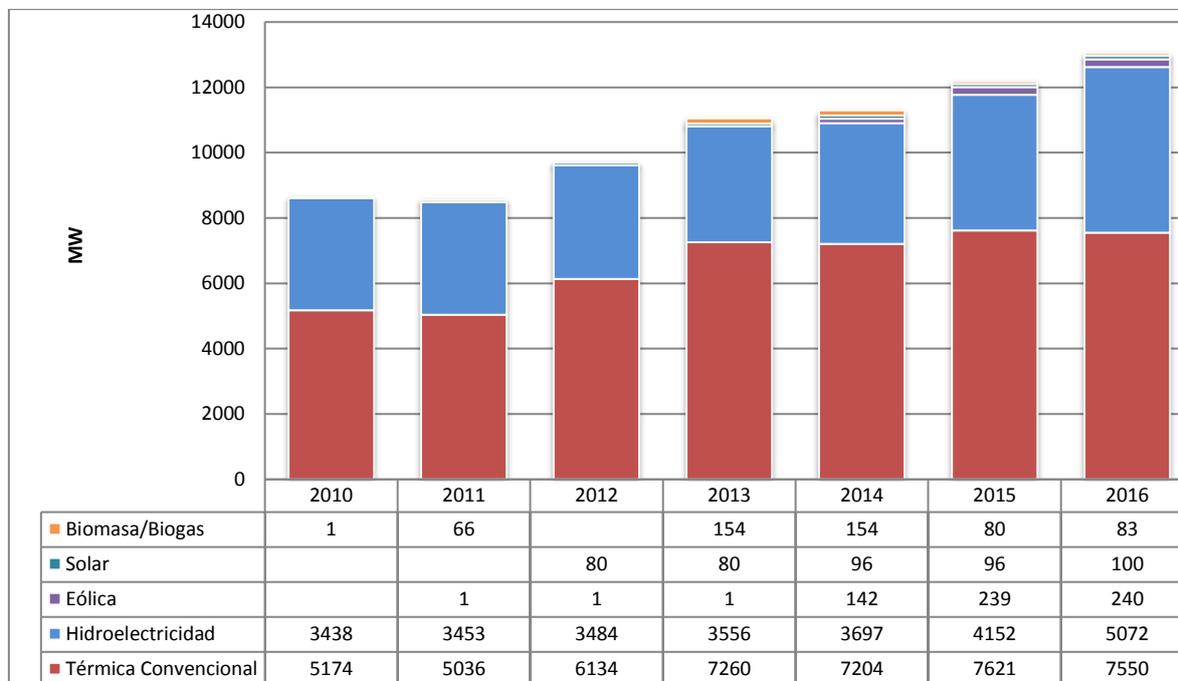
2.9.1. Introducción

Perú es un país de 32,16 millones de habitantes ubicado en la región Noroeste de Sudamérica. Limita con Chile, Bolivia, Brasil, Colombia y Ecuador, además de poseer costas con el Océano Pacífico. El territorio peruano tiene una superficie continental de 1,28 millones de km² que son atravesados por la cordillera de los Andes, un sistema montañoso que estructura el país en tres regiones geográficas muy diferentes entre sí: costa, sierra o montaña y selva. El pico más alto del Perú es el Huascarán en la Cordillera Blanca, con una altura de 6768 msnm; la zona más profunda es el cañón de Cotahuasi.

Su PIB per cápita, a precios constantes del 2005, es USD 5934,5 lo cual lo ubica dentro del segmento de países de ingresos medios bajos. Las actividades principales de su economía se basan en el procesamiento y exportación de recursos naturales, principalmente mineros, agrícolas y pesqueros

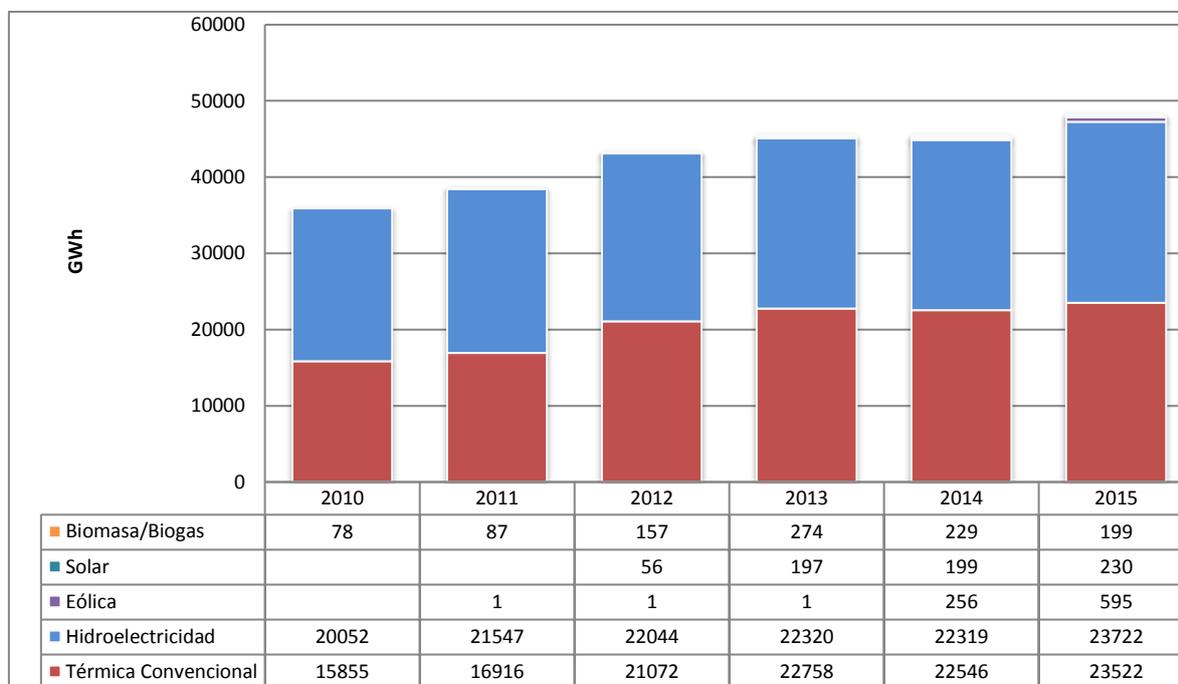
Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 12188 MW de los cuales gran parte corresponde al parque térmico (7621 MW) en el cual priman las centrales de ciclo combinados o turbinas a gas por sobre las de bunker u otros combustibles líquidos. Siguiendo en el orden de importancia se encuentra las centrales hidroeléctricas (4152 MW) y las de fuentes de energías renovables como solar y eólica (415 MW).

FIGURA N° 33 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PERÚ



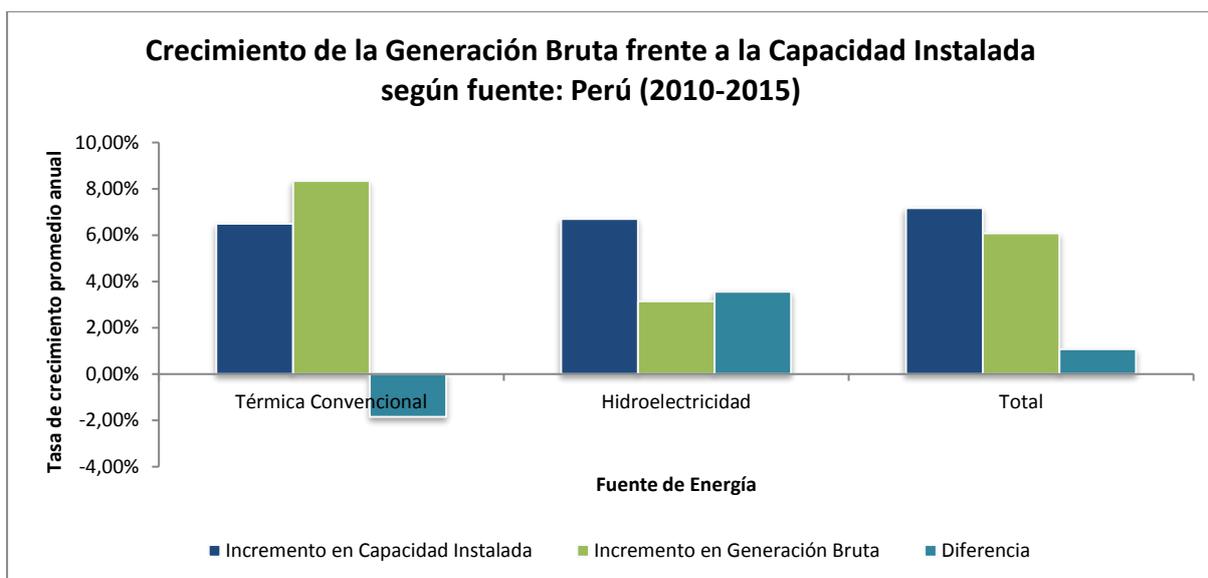
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y MINEM

FIGURA N° 34 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: PERÚ



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y MINEM

FIGURA N° 35 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: PERÚ



En cuanto a las instituciones relevantes para el sector se ubica en primer lugar al Ministerio de Energía y Minas como órgano responsable de la coordinación y planificación de la actividad del sector.

La autoridad reguladora del sector es el OSINERGMIN el cual tiene como función el determinar los precios mayoristas que se transfieren a los clientes regulados (por la cantidad de energía no adquirida en licitaciones públicas). Además, establece las tarifas reguladas de transmisión y distribución y define las pautas para las licitaciones públicas.

Finalmente se destaca al Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), el cual es entidad privada sin fines de lucro que tiene como funciones el coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo. Debe preservar la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

TABLA N° 19 - PERÚ - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|---------------------------------|---|
| Ente gubernamental | Ministerio de Energía y Minas: es el órgano gubernamental responsable de la planificación y coordinación del sector al largo plazo. |
| Ente regulador | OSINERGMIN: Es la autoridad reguladora y supervisora del sector que tiene como función principal aprobar las bases y precios máximos para las licitaciones de largo plazo para la generación eléctrica y la regulación de la generación no licitada (tarifas en barra) y de las tarifas de transmisión y distribución conforme a su marco jurídico así como a los contratos de concesión resultantes de los procesos de promoción de inversiones. Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía técnica, funcional, administrativa, económica y financiera. El Consejo Directivo está integrado por seis miembros, nombrados por Resolución Suprema, resultantes de concursos de méritos conducidos por una Comisión Ad-Hoc (conducida por la Presidencia del Consejo de Ministros) conforme a los requisitos para ser Director establecidos en las normas así como exclusividad a la función en el sector. Se nominan en función a algunos sectores, luego del concurso de méritos por un período de 5 años de manera escalonada para cada director lo que le otorga continuidad en sus funciones. |
| Administrador Mercado Mayorista | Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES): el COES, como todo operador del sistema, tiene la función de coordinar la operación |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|----------|--|
| | <p>de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo garantizando la seguridad y eficiencia del suministro. Entre otras funciones también se encarga del planificar la expansión y desarrollo del SEIN.</p> <p>Es una institución sin fines de lucro y se conforma por todos los agentes que integran el SEIN. El Directorio está compuesto por nueve Directores, ocho elegidos por los Integrantes generadores y uno por los Integrantes de transmisión, para servir por un período de un año.</p> |

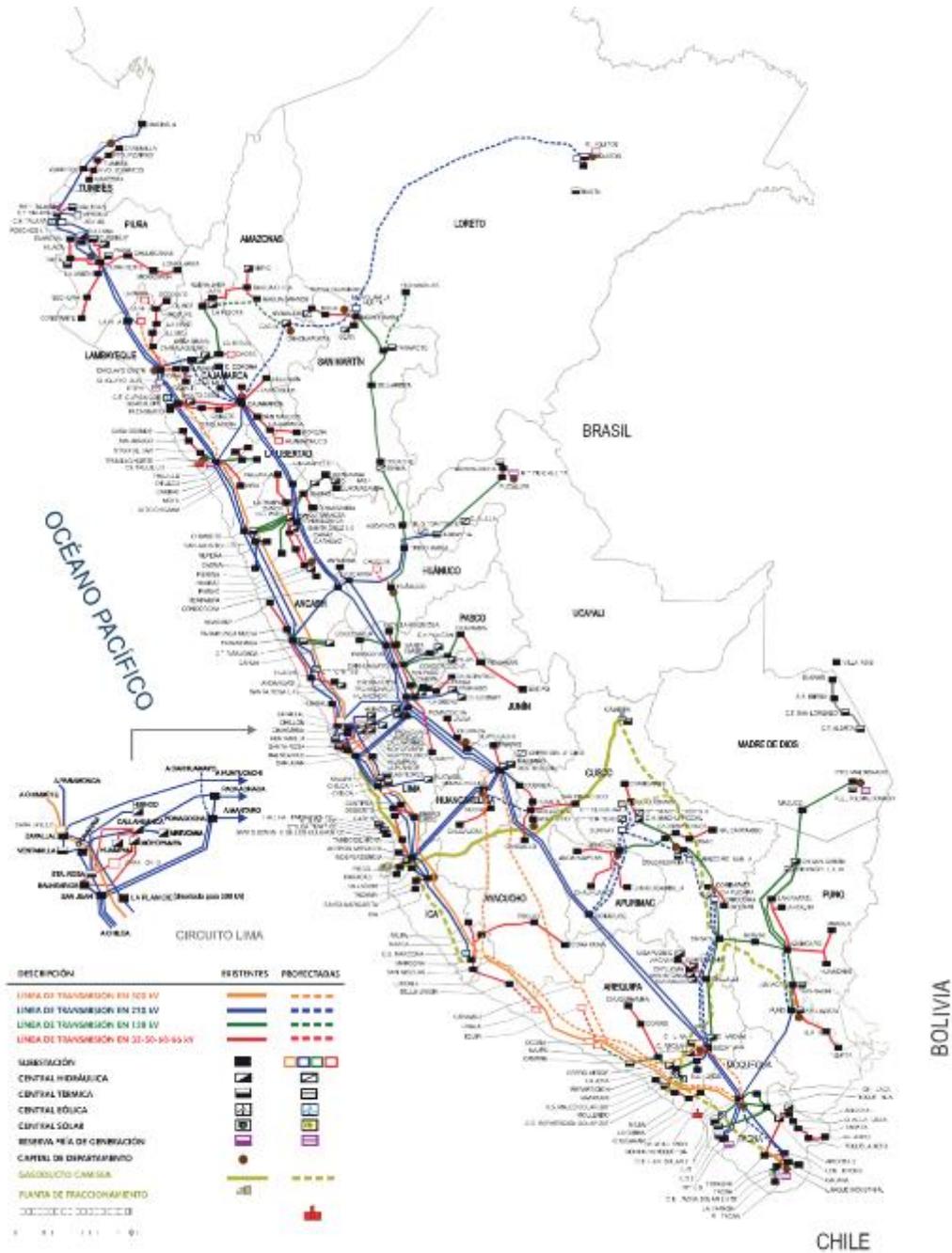
2.9.2. Características de la actividad de Transmisión

Perú cuenta con una extensa red de transmisión en 220 kV (5.711 km), 138 kV (3.451 km) y voltajes menores, que conecta diferentes regiones eléctricas, formando el llamado Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Dadas las características geográficas del país, el sistema de transmisión es radial. Se distinguen tres regiones:

- Centro: donde se localiza la mayor parte de la carga, incluye la ciudad de Lima. Representa el 70% del consumo total de energía.
- Sur/Norte: ambas regiones tienen una porción similar de las ventas totales de energía, los enlaces de transmisión son relativamente débiles respecto de la región Centro.

La actividad de transmisión se encuentra en manos privadas. Las principales empresas concesionarias que desarrollan la actividad de transmisión eléctrica son: Red de Energía del Perú S.A. que dispone de 4 660 km (21% del total nacional); Consorcio Transmantaro S.A. (14%), el Grupo Abengoa compuesto por ATN, ATS, ATN1 y ATN2 (10%), Red Eléctrica del Sur. S.A., Eteselva S.R.L., Interconexión Eléctrica ISA Perú, Consorcio Energético Huancavelica S.A., Etenorte S.R.L. y Transmisora Eléctrica del Sur S.A. totalizando una longitud de 11 994 km de líneas (53% del total nacional).

FIGURA N° 36 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: PERÚ (FUENTE: MINEM)



Finalmente, se resumen en la siguiente tabla las principales características de la actividad transmisión para Perú:

TABLA N° 20 - PERÚ- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| Organización de la actividad | <p>Oligopolio</p> <p>La actividad de transmisión se encuentra en manos de nueve empresas privadas. La Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, establece que el Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por cuatro categorías de instalaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) : está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean el resultado de un proceso de licitación pública - Sistema Complementario de Transmisión (SCT): está conformado por instalaciones que son parte del Plan de Transmisión, pero cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes o instalaciones aprobadas por OSINERGMIN, mediante el Plan de Inversiones que resulte de un estudio de planeamiento - Sistema Principal de Transmisión (SPT): SPT es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica. - Sistema Secundario de Transmisión (SST): es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. |
| Planificación y expansión | <p>La Ley 28832 establece que COES está a cargo de diseñar el Plan de Transmisión (PT) para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Las obras necesarias para desarrollar el Plan pertenecen al Sistema Garantizado de Transmisión (SGT). Una vez aprobadas por COES, también se agregan al Plan de Transmisión las instalaciones propuestas por los participantes del mercado (SCT). Plan de Inversiones: se establece cada cuatro años y está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un período de fijación de Peajes y Compensaciones. Será aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.</p> |
| Ingresos del transportista | <p>Las tarifas reguladas comprenden la anualidad de los costos de inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento correspondientes a un Sistema Económicamente Adaptado (SEA).</p> |
| Remuneración para los activos | <p>Los activos de la transmisión eléctrica se remuneran a través de la anualidad del valor nuevo de reemplazo (a VNR) del “sistema económicamente adaptado” a la demanda, que corresponde al costo de abastecer la demanda de transporte al menor costo de mercado. La anualidad del valor nuevo de reemplazo se calcula considerando una vida útil de 30 años y la tasa de actualización fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas (12%).</p> |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | <p>Los Costos de Operación y Mantenimiento (CO&M) se determina a partir de la valorización de los costos de operación, mantenimiento, gestión y seguridad eficientes para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a todas las instalaciones de la misma.</p> |
| Cargo por conexión y uso de la red | <p>Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo)</p> <p>En el Sistema Principal de Transmisión, los generadores y demandantes de energía del sistema interconectado nacional pagan un “Ingreso Tarifario” y un “Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión”. El Ingreso Tarifario se calcula en función de la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra, sin incluir el respectivo peaje.</p> <p>El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario.</p> <p>En el Sistema Garantizado de Transmisión: la remuneración es asignada a los Usuarios por OSINERGMIN.</p> |
| Duración de las concesiones | 25 años. |
| Interconexión Internacional | Existe una línea de interconexión a 220 kV con Ecuador, pero que se ha utilizado |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|----------------------------|---|
| | únicamente en situación de emergencia para resolver una contingencia en dicho país. |
| Extensión de la red | La longitud de líneas de alta tensión es de 22.614 km, los cuales corresponden a: Líneas de 500kV: 1956 km; Líneas de 220 kV: 8970 km ; Líneas de 138kV : 4387 km; Líneas de 60/75kV : 5022 km y Líneas de 30/50kV : 2279 km. Fuente: MINEM. |
| Marco Regulatorio | Ley N° 25844/92, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece como principio general la división de las actividades en el sector eléctrico en tres segmentos básicos: generación, transmisión y distribución. Decreto Supremo N° 017-2000-EM, aprobó cambios en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. |

2.10. URUGUAY

2.10.1. Introducción

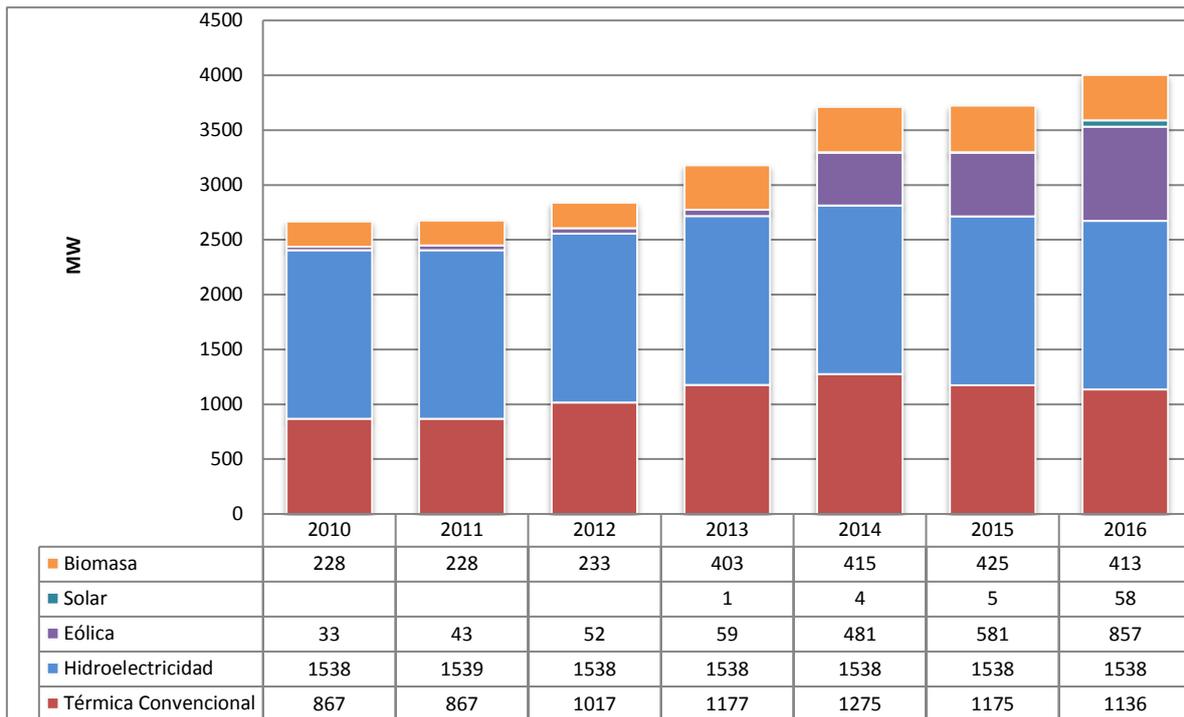
La República Oriental del Uruguay es un país de 3,45 millones de habitantes que se encuentra situado en la región sureste del continente americano. Limita al Noreste con Brasil, al Oeste con Argentina, y posee costas tanto en el Océano Atlántico como en el Río de la Plata. Su PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 13.943,9 lo cual lo sitúa como uno de los países de Ingresos Altos de la región según la clasificación Banco Mundial.

El sector agrícola y ganadero tiene una gran importancia en la economía nacional, aunque los servicios y el turismo explican un porcentaje elevado del PIB adquiriendo este último cada vez mayor relevancia.

El territorio es una llanura con ondulaciones, sin grandes irregularidades (altura máxima 533 metros) y el clima es templado, con variación estacional. La temperatura media mensual mínima es de 12,5°C y la media mensual máxima es de 23°C, con mínimas absolutas de hasta -4°C y máximas absolutas de hasta 41°C.

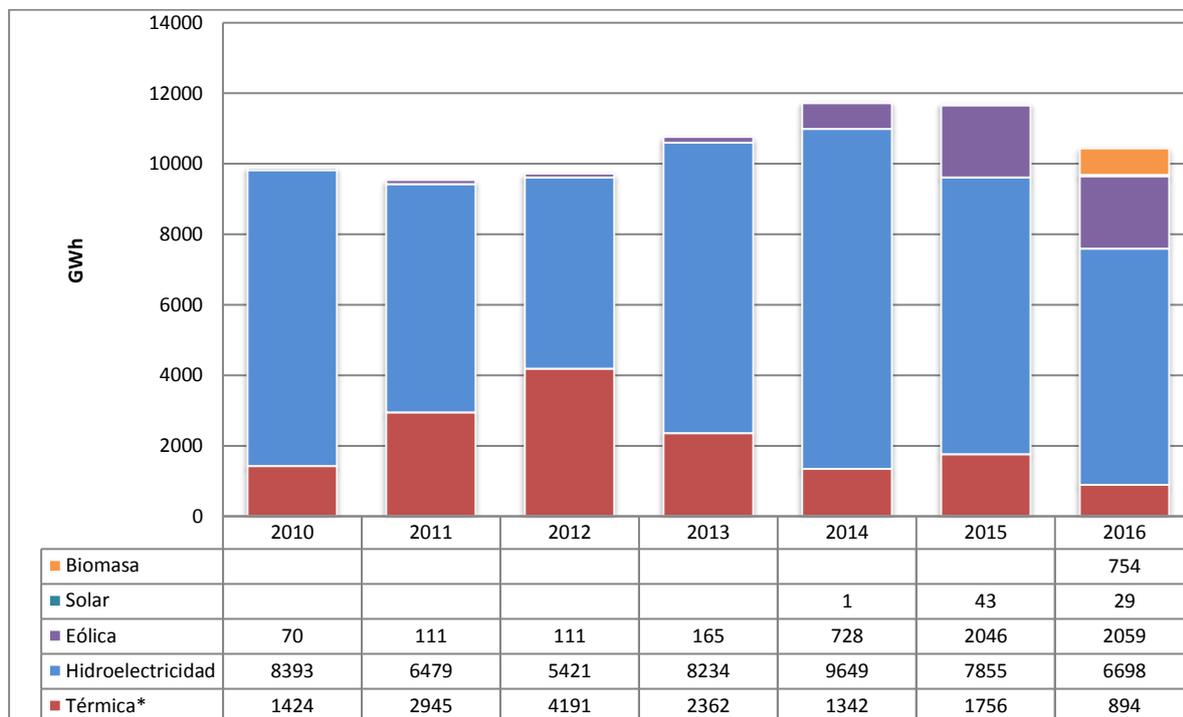
Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 4002 MW de los cuales de los cuales el mayor porcentaje proviene de fuentes hidroeléctricas (38,4%), seguido por térmicas convencionales (28,4%) y luego energías Renovables (33,2%). Si bien ha existido un notable desarrollo en la generación a partir de las fuentes eólica y biomasa durante los últimos años, dado que la energía generada sigue siendo mayoritariamente de origen hidroeléctrica, la producción de electricidad se encuentra fuertemente correlacionada de las condiciones hidrológicas del año.

FIGURA Nº 37 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: URUGUAY



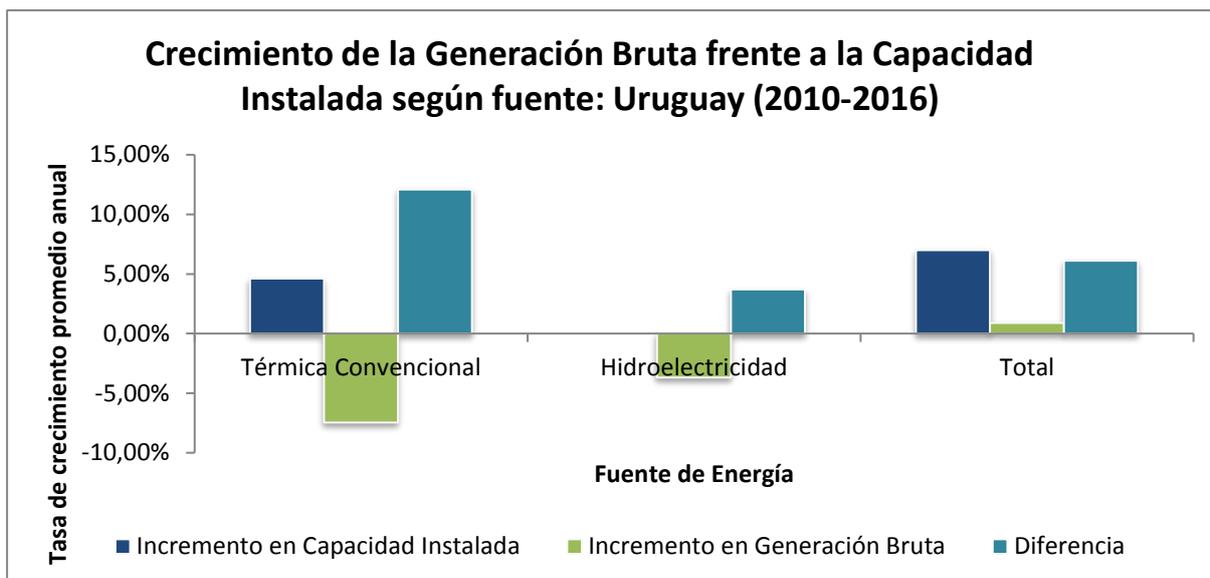
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y ADME

FIGURA Nº 38 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: URUGUAY



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y ADME

FIGURA N° 39 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2016: URUGUAY



Entre los actores principales del sector se destaca en primer lugar al Ministerio de Industria, Energía y Minería. El mismo se encuentra a cargo de la planificación y desarrollo de las políticas relacionadas con el sector a nivel Nacional y cuenta con dos direcciones específicas para ello: la Dirección Nacional de Energía (DNE) y la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear (DNTE).

El órgano regulador por excelencia es la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA). La misma se encarga desde diciembre del 2002 de la supervisión y control del cumplimiento de la regulación de los servicios eléctricos y de agua, arbitraje en conflictos, defensa de la competencia entre generadores y asesoramiento en temas tarifarios al poder ejecutivo.

La Administración del Mercado Eléctrico (ADME) es la institución encargada del manejo y administración del Despacho Nacional de Cargas y del Mercado Mayorista. Sus responsabilidades incluyen el despacho económico de la generación eléctrica (basada en los costos variables), el cálculo de precios spot y el manejo de las transacciones del Mercado Mayorista.

Finalmente se destaca a la Oficina de Planeamiento y Presupuesto la cual tiene como tarea relevante en el sector el asesorar al poder ejecutivo en los temas referidos a presupuestos, planes de inversión y tarifas de los organismos comprendidos en el artículo 221 de la Constitución de la República (entes industriales o comerciales del Estado).

TABLA N° 21 - URUGUAY - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--------------------|--|
| Ente gubernamental | Ministerio de Industria, Energía y Minería: Es el órgano principal y se encarga de la planificación y desarrollo de las políticas del sector. Cuenta con dos direcciones específicas que le prestan asesoría: la Dirección Nacional de Energía y la Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear. |
| Ente regulador | Unidad Reguladora de Servicios de energía y agua (URSEA): es una institución estatal que busca contribuir al desarrollo del país, a través de la regulación, fiscalización y asesoramiento en los sectores de energía, combustible y agua. Sus funciones abarcan: controlar el cumplimiento de las normas vigentes, establecer los requisitos a cumplir, resolver las denuncias y reclamos de los usuarios y proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados. La URSEA es un organismo del estado uruguayo que depende del Poder Ejecutivo y actúa con autonomía técnica. Se vincula administrativamente con la Presidencia de la República a través del Ministerio de Industria, Energía y Minería, excepto en temas referidos a agua y saneamiento que lo realiza a través del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente. |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| | El Directorio está formado por tres integrantes que trabajan por un período de seis años y son designados por el Presidente de la República en Consejo de Ministros. |
| Administrador Mercado Mayorista | Administración del Mercado Eléctrico (ADME): es una institución pública, pero de personería no estatal que opera y administra el Despacho Nacional de Cargas, para el despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y a su vez también administra el Mercado Mayorista. Se ajusta a las normas establecidas por el Poder Ejecutivo y debe: a) Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores. b) Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia. La Dirección de la Administración del Mercado Eléctrico se encuentra a cargo de un Directorio integrado por cinco miembros. Los mismos son designados uno por el Poder Ejecutivo -que lo presidirá-, otro por la UTE, otro por la Delegación Uruguaya de la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande y los otros dos representarán a los demás agentes del mercado. El Poder Ejecutivo reglamenta el procedimiento para la selección de los restantes integrantes del Directorio y la toma de decisiones. |
| Otras Instituciones | Oficina de Planeamiento y Presupuesto: es una unidad ejecutora de la Presidencia de la República. Su tarea relevante en el sector es la de asesorar al Poder Ejecutivo en cuestiones referidas a presupuestos, planes de inversión y tarifas de los organismos comprendidos en el artículo 221 de la Constitución de la República (entes industriales o comerciales del Estado). |

2.10.2. Características de la actividad de Transmisión

El sistema de transmisión uruguayo está compuesto por 4963 km de líneas que van desde los 500kV a los 30kV. Las redes de transmisión se encuentran ubicadas en un corredor de Norte a Sur, donde el Norte y Centro proveen energía al Sur del país cuya demanda es mayor. En el siguiente gráfico se puede observar como las dos líneas de 500kV enlazan la Planta Hidroeléctrica de Salto Grande con la Central Eléctrica Palmar y el área de Montevideo.

FIGURA N° 40 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: URUGUAY (FUENTE: UTE)



Se resume en la siguiente tabla las principales características de la actividad transmisión para la República Oriental del Uruguay:

TABLA N° 22 - URUGUAY- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|-------------------------------------|---|
| Organización de la Actividad | Monopolio UTE, de propiedad pública, mantiene el monopolio de la actividad de transmisión eléctrica, excepto por las líneas de 500 kV relacionadas con la represa binacional Salto Grande. |
| Planificación y expansión | Realización anual de un Plan de Expansión de la Trasmisión, con propuestas y estudios a cargo de UTE y de otros transportistas que reciban concesiones en el futuro, y sujeto a la aprobación del Regulador. Para la ampliación de la transmisión zonal (redes de tensión menor a 500 kV), la modalidad obligatoria es que UTE aporte los fondos de inversión, opere y mantenga las instalaciones. Interconexiones internacionales: los agentes interesados que tengan acordados contratos de importación o exportación, se presenten ante el Regulador, para que éste apruebe la construcción de las instalaciones de interconexión y licite la construcción, operación y mantenimiento de la misma, que se concede a un transportista de interconexión internacional, que recibe a cambio el pago de un canon |
| Ingresos del transportista | Se prevén mecanismos distintos para remunerar las instalaciones existentes a la puesta en funcionamiento del mercado y las instalaciones con entrada posterior a esa fecha. Para las instalaciones existentes a la puesta de funcionamiento se remunera al transportista la suma de: a) Una anualidad a Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones existentes, calculada con una vida útil de 30 años, a la tasa de retorno regulada de la transmisión. La tasa de retorno regulada se calcula mediante el método WACC, y debe ser aprobada por el Poder Ejecutivo. |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| | <p>b) Los costos reconocidos de administración, operación y mantenimiento, correspondientes a una empresa eficiente, cuyo cálculo se debe basar en comparaciones internacionales (benchmarking).</p> <p>c) Otros gastos, incluso tributos.</p> <p>d) Un monto de compensaciones por confiabilidad.</p> <p>Instalaciones Nuevas: se le reconoce a UTE y a sus subcontratistas una remuneración que depende del papel respectivo que hayan cumplido. Si UTE aporta el capital para la misma, la remuneración por la inversión es una anualidad del monto de las obras calculada a la tasa de retorno regulada.</p> |
| Remuneración para los activos | Se remuneran en forma conjunta con la distribución y la generación en una tarifa única. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Se remuneran en forma conjunta con la distribución y la generación en una tarifa única |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo) Ingreso Tarifario (en forma implícita en la comercialización de energía a precio de nodo) + Peajes de Localización, pagados por los generadores + Peajes de Potencia, pagados por todas las demandas, con cargos diferenciados según el nivel de tensión al que están conectadas, y los contratos de exportación + Cargos de Conexión. |
| Duración de las concesiones | Al ser una empresa estatal, no hay limitación temporal sobre la concesión. |
| Interconexión Internacional | Uruguay está interconectado con Argentina y Brasil: -Con Argentina existe una fuerte interconexión, mediante dos líneas de transmisión transfronterizas de 500 kV, y la represa binacional Salto Grande. -Con Brasil, desde 2001 existe una interconexión en la ciudad de Rivera-Livramento (150/230 kV, 50/60 Hz) con una capacidad de 70 MW. Recientemente se finalizó el trazado de la línea de que une la estación San Carlos 500 kV, 50 Hz (Uruguay) con la región del sur de Brasil, donde actualmente está la estación Presidente Médici (230 kV, 60 Hz). |
| Extensión de la red | El sistema está compuesta por 57 subestaciones, tiene 1078 km de Líneas de 500kV, 11 km de 230kV, 3813 km de 150kV y 61 km de 60kV , concluyendo en un total de 4963 km. |
| Marco Regulatorio | Decreto del Poder Ejecutivo Nº 135/012 del 24 de abril de 2012, Decreto del Poder Ejecutivo 136/012, del 24 de abril de 2012. Decreto del Poder Ejecutivo Nº 135/012 y la metodología establecida en el Decreto del Poder Ejecutivo Nº 228/007. |

3. AMÉRICA CENTRAL Y EL CARIBE

3.1. RESUMEN CONCEPTUAL

3.1.1. Un período de Reformas

Durante los 90' la industria se caracterizaba por encontrarse en manos de empresas de propiedad estatal que estaban integradas verticalmente y concentraban la producción y el suministro de energía eléctrica. La escasez de energía; los cortes recurrentes de suministro (especialmente en países hidro-dependientes como Guatemala y Honduras) y la falta de inversión y mantenimiento de las plantas, debidas a la escasez de recursos financieros públicos, fueron problemas típicos de este período.

A partir de ello se inició un proceso de reforma del sector en la mayoría de los países que tuvo como objetivo el lograr impulsar las inversiones en generación, transmisión y distribución que fuesen necesarias para satisfacer el crecimiento esperado de la demanda. Sin embargo, este proceso no fue homogéneo, sino que más bien se ha caracterizado por divergir según cada país en aspectos como la organización del mercado, esquemas regulatorios o propiedad de las empresas. Básicamente se pueden separar los países en dos grandes grupos:

- El primero, integrado por El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Panamá y República Dominicana, que han reformado su sector eléctrico y poseen en la actualidad mercados de generación competitivos.
- El otro tiene como máximo exponente a Costa Rica, y hasta hace poco Honduras, que se han caracterizado por mantener un servicio público integrado verticalmente y competencia limitada a contratos de generación con un único comprador del mercado. Recientemente Honduras ha iniciado un proceso de reforma hacia un esquema más parecido a los países del primer grupo.

Como miembro del grupo de reforma más activo, Panamá y República Dominicana han tenido el mayor éxito en términos de atracción de la inversión privada en el segmento de generación y mejoras de la eficiencia operativa. El Salvador por otro lado ha implementado una estructura altamente desregulada que ha encontrado algunas dificultades en el contexto de un pequeño sector, y ha migrado recientemente de un mercado mayorista basado en ofertas hacia un mercado basado en costos. Nicaragua también ha tenido algunas dificultades, y los operadores privados no han podido reducir el alto nivel de pérdidas de electricidad.

Por otro lado, en lo que respecta a la transmisión eléctrica, salvo el caso de Guatemala, el conjunto de los países ha mantenido el control de la actividad bajo empresas monopólicas de capitales estatales.

Para el caso de distribución la actividad se encuentra mayoritariamente en manos de empresas privadas y se destacan algunos grupos de capitales internacionales como EPM de Colombia o TSK-Melfosur o Unión Fenosa de España. Solo en República Dominicana la distribución sigue siendo realizada por empresas controladas por el Estado.

En lo que respecta al segundo grupo Costa Rica y Honduras siguieron operando mediante sistemas de planificación centralizada, con el sector privado participando sólo en algunos casos de generación a base de fuentes renovables y/o centrales de tamaño relativamente pequeño (principalmente a través de acuerdos de compra de energía). Recién en los últimos años se ha dado inicio a un proceso de reforma para el caso de Honduras, aunque en la actualidad la empresa estatal integrada verticalmente ENEE sigue manteniendo una participación importante en generación (alrededor del 30%) y controla las actividades de transmisión y distribución.

Por último, se remarca que, a comparación con la situación previa a la época de reformas, la mayoría de los países han mejorado sus sectores energéticos, teniendo éxito en la atracción de nuevas inversiones privadas (de corresponder), aumentos de la eficiencia y mejoras en la confiabilidad y la calidad de servicio del sistema. Sin embargo, en la actualidad algunos de los países carecen del desarrollo institucional y los recursos

humanos necesarios para llevar a cabo la supervisión regulatoria que los modelos adoptados requieren. Aunque el segmento de generación es, hasta cierto punto, abierto a la competencia en el primer grupo de los países del istmo, el logro de una fuerte competencia en los mercados relativamente pequeños sigue siendo un desafío. La tendencia a la contratación de una parte significativa de la demanda es una forma de minimizar el ejercicio de poder de mercado y reducir la volatilidad de precios mientras se proporcionan incentivos para las nuevas inversiones.

3.1.2. El contexto actual en el segmento Generación

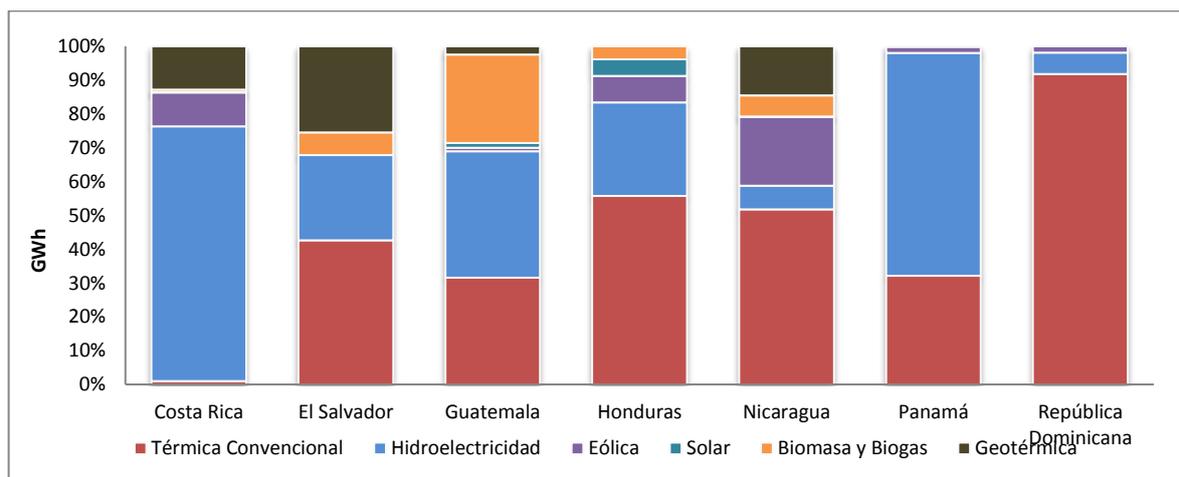
En línea con lo comentado en el apartado anterior, se puede decir que el sector de generación eléctrica se encuentra organizado en la forma de libre competencia en la región Centroamericana y del Caribe. Con la excepción de Costa Rica, donde se permite la generación privada, pero de forma limitada y con el ICE como único comprador, existe libertad a la entrada de nuevos oferentes. Sin embargo, cabe destacar que de todas formas existen en los países empresas que dominan la actividad del sector y poseen más del 30% de la cuota de mercado como lo son el CEL en El Salvador, o Anel, o AES en República Dominicana o ENEL en Nicaragua y Panamá.

TABLA N° 23 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- RESUMEN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

| GENERACIÓN | ORGANIZACIÓN | RÉGIMEN DEL MERCADO MAYORISTA | CAPACIDAD INSTALADA (MW) | GENERACIÓN BRUTA (GWH) | AÑO DE LOS DATOS |
|----------------------|--------------------|-------------------------------|--------------------------|------------------------|------------------|
| Costa Rica | Monopsonio Parcial | Especial | 3066 | 10713 | 2015 |
| El Salvador | Competencia | Ordinario | 1632 | 5625 | 2015 |
| Guatemala | Competencia | Ordinario | 3724 | 10301 | 2015 |
| Honduras | Competencia | Ordinario | 2307 | 8459 | 2015 |
| Nicaragua | Competencia | Ordinario | 1329 | 4169 | 2015 |
| Panamá | Oligopolio | Ordinario | 2985 | 9503 | 2015 |
| República Dominicana | Competencia | Ordinario | 3553 | 14957 | 2015 |

La generación suele ser principalmente en base a fuentes convencionales como grandes hidroeléctricas y centrales térmicas, aunque las energías renovables han tenido un notable crecimiento en la región. Se destacan así la producción de energía geotérmica, eólica y a partir de biomasa.

FIGURA N° 41 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE: CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE



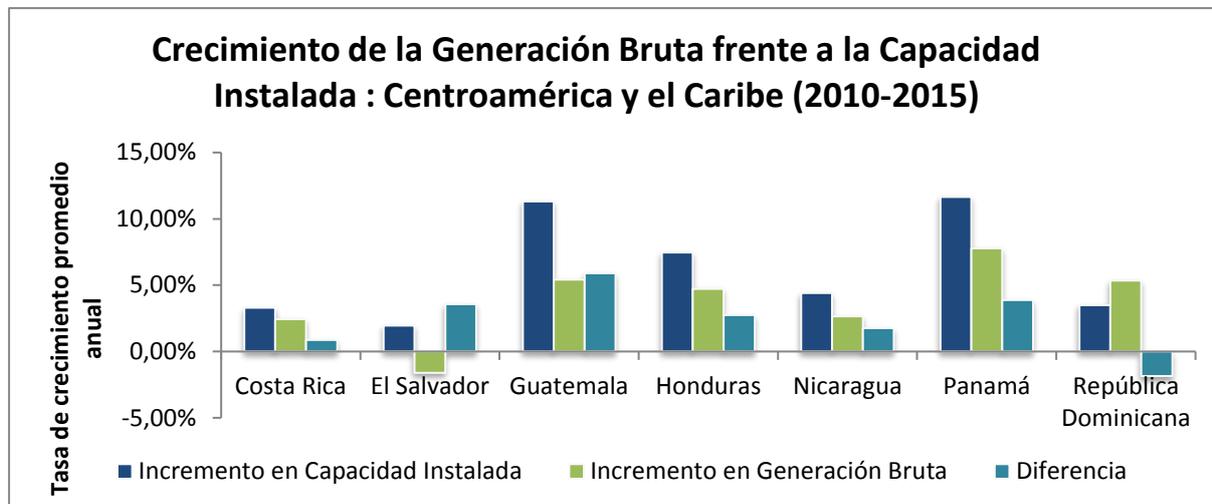
Fuente: elaboración propia en base a datos de la CIER, CEPAL y la Oficina Nacional de Estadística¹⁰

El gráfico ubicado a continuación muestra el crecimiento promedio anual en porcentaje de la generación

¹⁰ Para el caso de República Dominicana. Los datos son del 2014.

bruta de energía (como proxy de la demanda) y la capacidad instalada durante los últimos cinco años:

FIGURA N° 42 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015:
CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE



Fuente: elaboración propia en base a datos de la CIER, CEPAL y la Oficina Nacional de Estadística¹¹

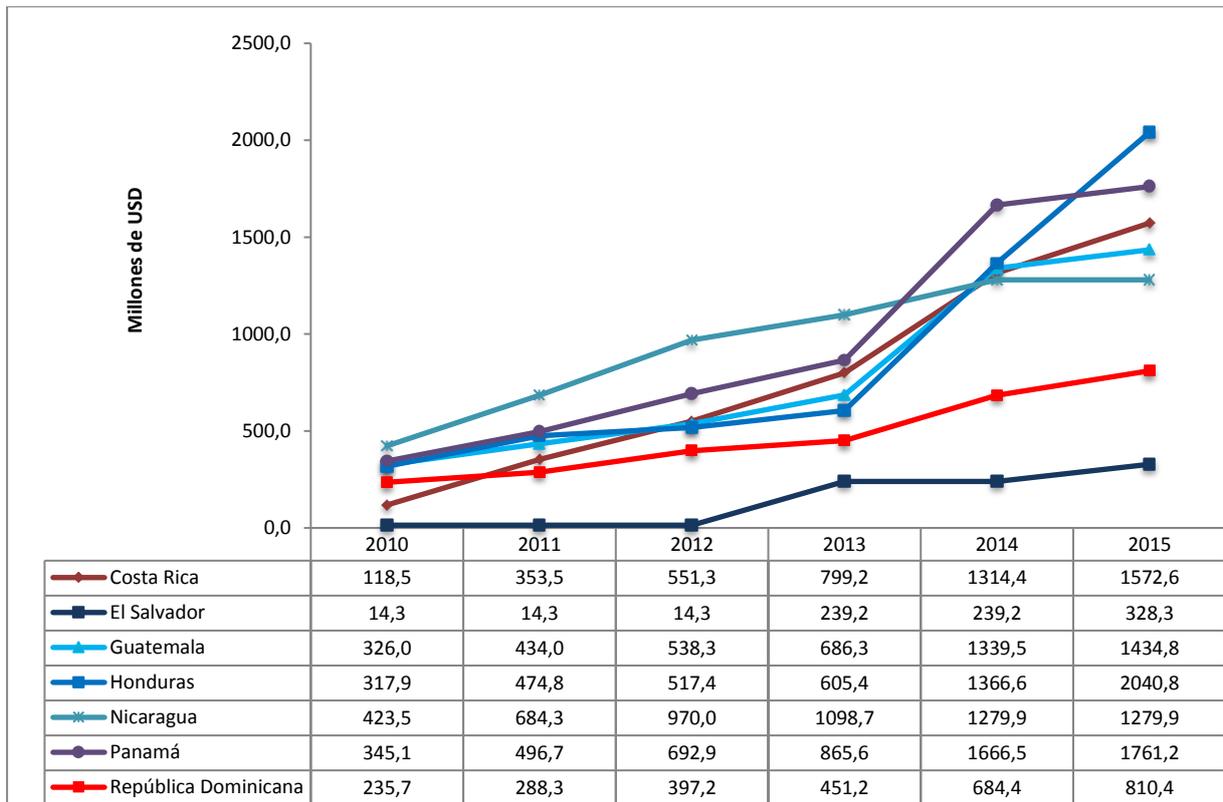
Como puede observarse, con la salvedad del caso de El Salvador y Costa Rica, la demanda ha crecido en tasas que rondan alrededor del 5% o son incluso mayores. Este proceso parece haber sido acompañado por incrementos generales en la capacidad de generación, lo cual puede implicar a priori que ha habido inversión en el sector.

3.1.3. Impulsos a la generación renovable

Teniendo en cuenta la importancia que posee la incorporación de fuentes de energía renovable dentro de la matriz de generación, destacada durante la última Conferencia sobre el Cambio Climático en París el pasado año (REN 21 dentro del COP 21), se ha observado un interés creciente en el desarrollo de generación ERNC por parte de los países de la región. Como se puede observar en el gráfico a continuación elaborado en base a datos de Climatescope Panamá lidera la inversión acumulada en dichas fuentes aunque es seguida de cerca por otros países como Costa Rica, Honduras, Nicaragua y Guatemala.

¹¹ Para el caso de República Dominicana.

FIGURA N° 43 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

En cuanto a las fuentes puntuales, las mismas varían de acuerdo al país. En algunos casos se observa preponderancia de inversiones en tecnología más novedosa como eólica y solar (tal es el caso de Panamá) mientras que otros existe más variedad y se combinan además energía geotérmica y biomásica (como Nicaragua o Guatemala).

En general en la región existen objetivos de generación a partir de dichas fuentes, con regulación implementada a nivel nacional y hasta incentivos fiscales en forma de exenciones impositivas en algunos casos:

TABLA N° 24 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- INCENTIVOS A LA GENERACIÓN RENOVABLE¹²

| EJES REN 21 | | | | | | |
|----------------------|----------------------------------|--|---|------------------------|---------------------------------|-------------------------|
| Países | Objetivos de Energías Renovables | Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables | Sistema de Tarifas diferenciado para ERNC | Medición Bidireccional | Licitaciones /Subastas Públicas | Transmisión garantizada |
| Costa Rica | R | | R | X | X | X |
| El Salvador | | | | | X* | |
| Guatemala | R | | | X | X | X |
| Honduras | X | | X | X | X | |
| Nicaragua | X | | X | | | X |
| Panamá | X | | X | X | X | X |
| República Dominicana | X | | X | X | X | |

¹² REN21, Renewables 2016, Global Status report



| INCENTIVOS FISCALES O FINANCIAMIENTO PÚBLICO | | | | | |
|--|--|---|--|---------------------------------|-------------------|
| Países | Subsidios Fiscales o Transferencias Directas | Exención impositiva en créditos o inversión | Exención impositiva en la producción, ventas o emisiones | Pagos por producción de energía | Inversión pública |
| Costa Rica | | | X | | |
| El Salvador | | X | R | X | X |
| Guatemala | | X | X | | |
| Honduras | | X | X | | |
| Nicaragua | | R | X | | X |
| Panamá | | X | X | X | |
| República Dominicana | X | X | X | | X |

X: a nivel nacional

X*: a nivel nacional, recientemente implementadas

R: en revisión

3.1.4. Transmisión eléctrica y la importancia del Mercado Eléctrico Regional

Como se ha mencionado anteriormente, con la excepción del caso de Guatemala, los países de la región han optado por mantener la propiedad de las redes de transmisión eléctrica. La condición de acceso abierto a la red de transporte se mantiene en todos los casos y ello es crucial para la expansión de la capacidad de generación. La planificación y expansión de las redes de transmisión se encuentran en todos los casos a manos de las empresas estatales encargadas de proveer el servicio, aunque a veces existe planificación indicativa¹³ por parte de las instituciones que gobiernan los sectores.

TABLA N° 25 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- RESUMEN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| TRANSMISIÓN | ORGANIZACIÓN | KM RED | KM RED SIEPAC |
|----------------------|---------------------|--------|---------------|
| Costa Rica | Monopolio (ICE) | 2.146 | 493 |
| El Salvador | Monopolio (ETESAL) | 1.072 | 286 |
| Guatemala | Oligopolio | 5.122 | 283 |
| Honduras | Monopolio (ENEE) | 2.260 | 270 |
| Nicaragua | Monopolio (ENATREL) | 2,985 | 307 |
| Panamá | Monopolio (ETESA) | 2.410 | 150 |
| República Dominicana | Monopolio (ETED) | 4.903 | - |
| | | | 1.799 |

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

Por otro lado, un aspecto relevante en cuanto la transmisión de energía eléctrica en Centroamérica, es que los países mencionados se encuentran interconectados a través de la red denominada SIEPAC. En la misma opera el Mercado Eléctrico Regional (MER) el cual consiste en una suerte de séptimo mercado que coexiste con los seis sistemas nacionales existentes.

El MER cuenta reglas independientes y a través del mismo, generadores y demandantes ubicados en cualquiera de los países miembros pueden realizar libremente operaciones de compra y venta entre ellos. El proyecto fue construido para que la energía pueda fluir entre los países involucrados en las transacciones en el MER y consiste en un circuito de 230 kV con una longitud de 1790 km de red y capacidad de transmisión de 300 MW. Actualmente se encuentra operativo, aunque con capacidad limitada debido a condiciones técnicas de las redes internas de los países.

¹³ Para el caso de Guatemala existe planificación indicativa por parte del Ministerio de Energía y Minas y en algunos casos se realizan licitaciones por la expansión de las líneas.

3.1.5. Distribución eléctrica en Centroamérica

En lo que respecta a la actividad de distribución eléctrica se destaca que, a partir del período de reforma, se ha visto incrementada la participación de capitales privados. En algunos casos los mismos son provenientes de empresas transnacionales como son los mencionados casos del grupo EPM, TSK-Melfosur o Unión Fenosa.

TABLA N° 26 - CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE- RESUMEN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

| DISTRIBUCIÓN | ORGANIZACIÓN | ESQUEMA TARIFARIO | CLIENTES | POBLACIÓN CON ACCESO A LA ELECTRICIDAD ¹⁴ |
|----------------------|--------------------------|-------------------|---------------|--|
| Costa Rica | Monopolio por región | Costo de Servicio | 1,5 millones | 100% |
| El Salvador | Oligopolio | Price-Cap | 1,7 millones | 94% |
| Guatemala | Monopolio por región | Price-Cap | 2,2 millones | 90% |
| Honduras* | Monopolio (ENEE) | Costo de Servicio | 1,7 millones | 89% |
| Nicaragua | Monopolio (TSK-Melfosur) | | 1,0 millones | 76% |
| Panamá | Monopolio por región | Revenue-Cap | 1,0 millones | 91% |
| República Dominicana | Monopolio (CDEEE) | | 1,95 millones | 97% |

*Actualmente se encuentra en transición

Nota: última información disponible del Ente regulador de cada país

Para los casos de Guatemala, Nicaragua y Panamá el mercado se encuentra concesionado en manos de distintas empresas privadas que cuentan con zonas de exclusividad para la realización de sus actividades y se aplican esquemas de regulación por incentivos. Curiosamente si bien El Salvador también se encuadra en este tipo de esquema, a través de un Price-Cap, tiene la salvedad que la actividad se declara según la ley como de libre competencia y las empresas no poseen exclusividad dentro de las zonas en la que operan. Esto trae aparejados serios problemas de eficiencia económica dada la condición típica de monopolio natural de la actividad.

En cuanto a Costa Rica, Honduras y República Dominicana prima la participación estatal ya sea de forma directa a partir de una única empresa dedicada a la actividad, como es el caso de la ENEE en Honduras o la CDEEE en Dominicana, o de forma directa e indirecta como lo realiza el ICE a través de la CNFL en Costa Rica. El esquema en estos casos suele ser el de Costo de Servicio.

3.2. COSTA RICA

3.2.1. Introducción

Costa Rica es un país de ingreso mediano alto ubicado en la región Sur de América Central. Su territorio es de 51 mil km² y cuenta con una topografía constituida por varios sistemas montañosos, con una altura predominante en el intervalo de 900 a 1800 msnm. La temperatura media anual es de 28°C en las llanuras costeras, y de entre 15 y 25°C en las distintas zonas de la meseta central. Presenta un clima tropical con una estación de lluvias se presenta entre mayo y noviembre. Su población es de 4,9 millones de habitantes y posee un PIB per cápita de USD 9237,9 a precios constantes del 2010.

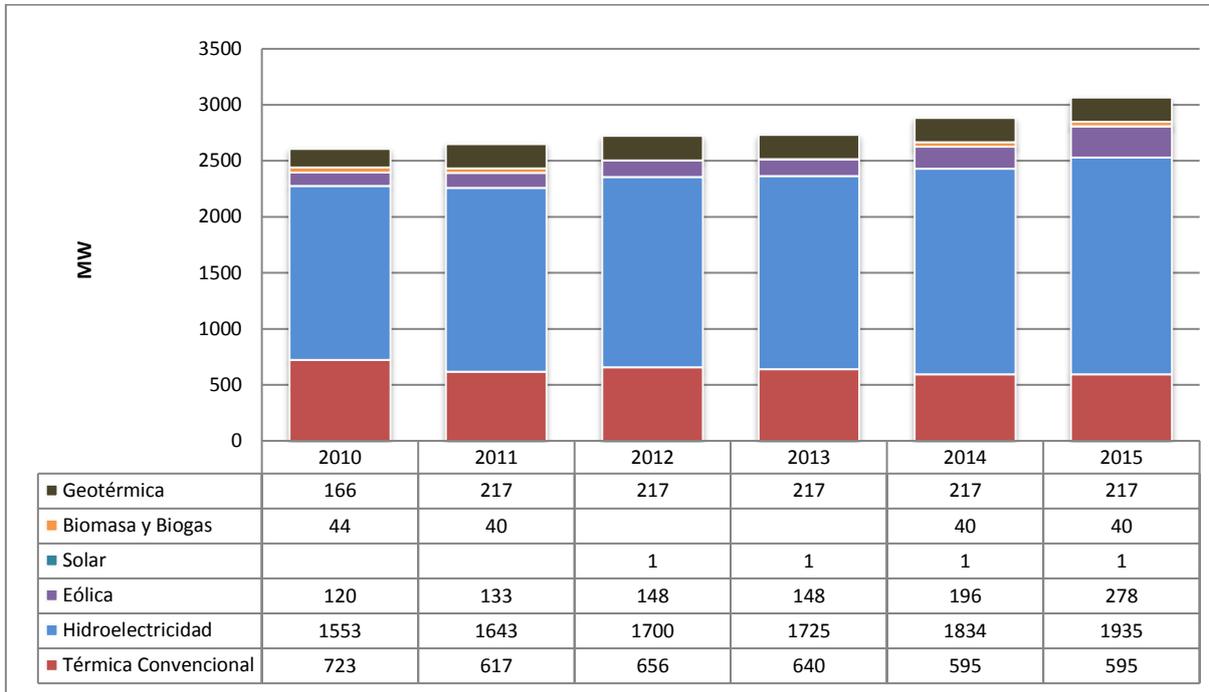
El sector agrícola es el sector económico más importante siendo el café, las bananas y el azúcar los productos principales, seguido por el turismo y un desarrollo industrial mayor al de los demás países del istmo centroamericano, iniciado desde la década del 60'.

Su sector eléctrico se caracteriza por poseer una capacidad instalada de 3066 MW, de la cual la mayor parte proviene de fuentes hidroeléctricas (63,1%). En segundo lugar, se destaca la energía térmica convencional (con un 19,4% de capacidad) seguida por el conjunto de las fuentes de energías renovables

¹⁴ Fuente: IEA, World Energy Outlook 2016

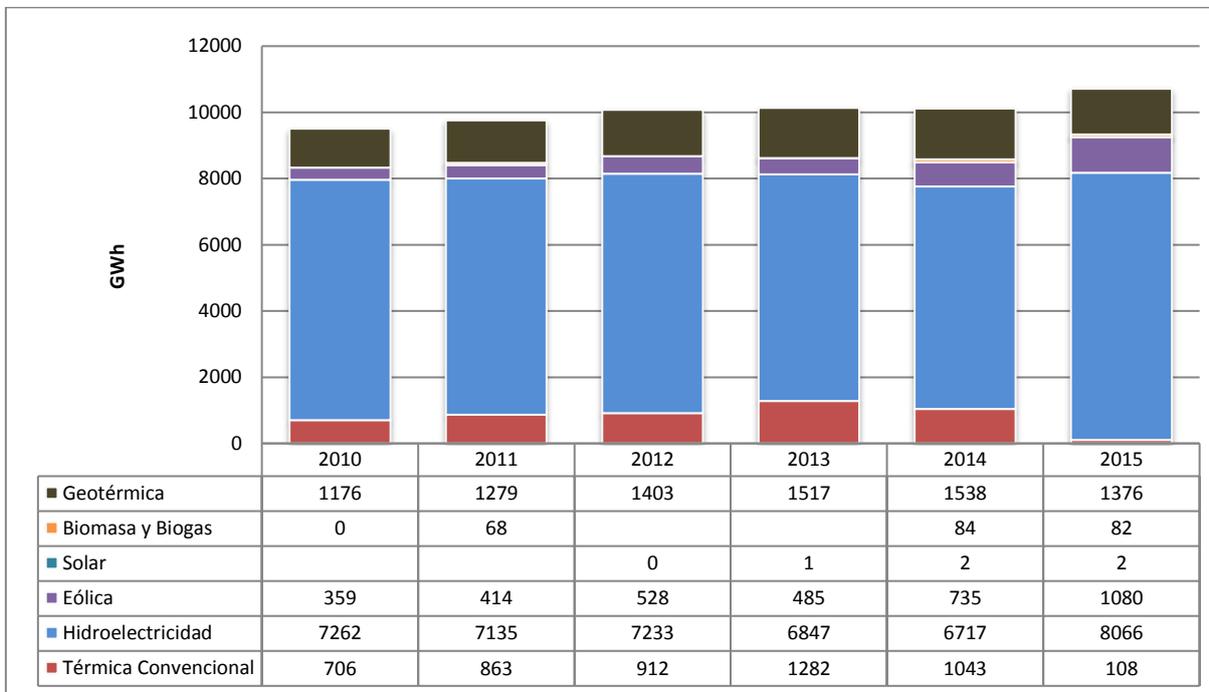
no convencionales (eólica 9,1%; geotérmica 7,1% y biomasa 1,3%). Existe también una incipiente generación solar pero aún es mínima y no representa valores significativos.

FIGURA N° 44 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: COSTA RICA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

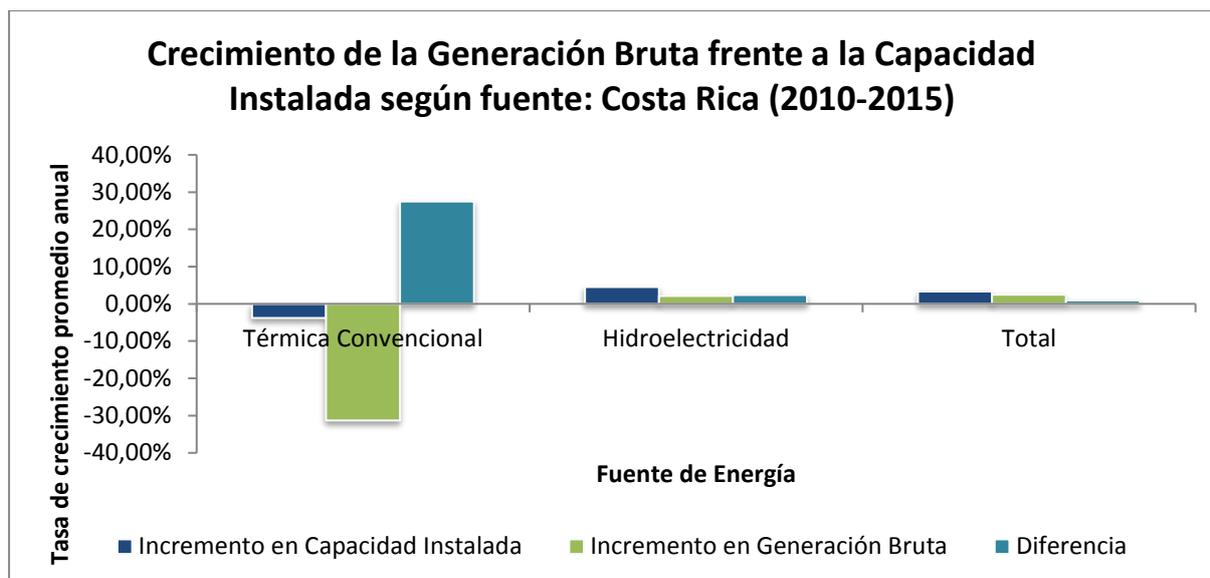
FIGURA N° 45 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: COSTA RICA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 46 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: COSTA

RICA



Entre las instituciones del sector se destaca en primer lugar a la Dirección Sectorial de Energía (DSE). El mismo es un órgano adscrito al Ministerio de Ambiente y Energía, el cual es responsable de formular y promover la planificación energética nacional, mediante políticas y acciones estratégicas que integran los combustibles y la energía eléctrica. Los planes nacionales de energía son elaborados por dicho órgano.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) vela por la calidad y el precio de los servicios públicos prestados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y las demás empresas del sector eléctrico.

El sistema de generación está organizado como un servicio público regulado, donde el ICE es el responsable, por mandato legal, de procurar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica que el desarrollo del país demande. El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense, verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Además de poseer la mayor capacidad en plantas generadoras, maneja la red de transmisión y distribuye cerca del 40% de la energía eléctrica. También es el propietario accionario de la empresa distribuidora más grande del país, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Además, el ICE participa como único agente del sistema costarricense en el Mercado Eléctrico Regional.

Finalmente, la Unidad Estratégica de Negocios Centro Nacional de Control de Energía (UEN CENCE) del ICE es el órgano encargado de la administración y operación del Sistema Eléctrico Nacional.

TABLA N° 27 - COSTA RICA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|-------------------------------|--|
| Ente gubernamental | Dirección Sectorial de Energía (DSE): es la institución responsable de formular y promover la planificación energética nacional, mediante políticas y acciones estratégicas que integran los combustibles y la energía eléctrica. Se encuentra adscrita al Ministerio de Ambiente y Energía. |
| Ente regulador | Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP): vela por la calidad y el precio de los servicios públicos prestados por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y las demás empresas del sector eléctrico. La ARESEP es presidida por una Junta Directiva integrada por cinco miembros, con una duración de 6 años en su cargo y que podrán ser nombrados por un nuevo período igual y consecutivo. Uno de ellos será el regulador general y presidirá la Junta. Su nombramiento es realizado por el "Consejo de Gobierno" que incluyen al Presidente y el resto de su gabinete. |
| Responsable del sector | Instituto Costarricense de Electricidad (ICE): el ICE es una institución autónoma |

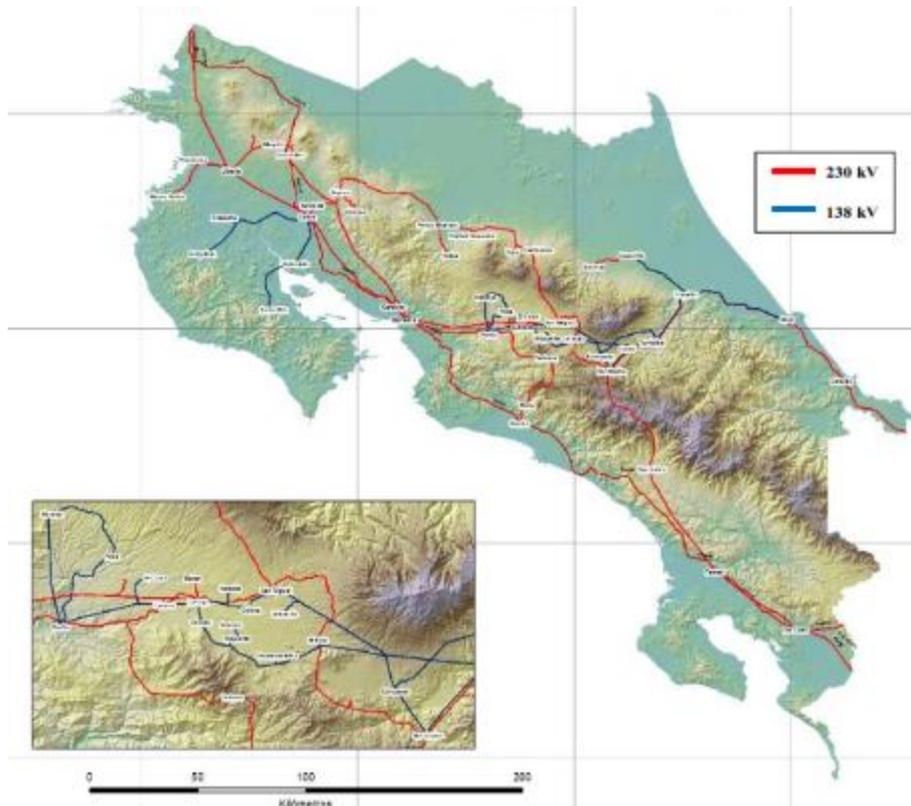
| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|---|
| | del Estado costarricense, verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Es el responsable legal de proveer el suministro de energía eléctrica que se demande en el país. Asimismo, es el único operador del MER. |
| Administrador Mercado Mayorista | Unidad Estratégica de Negocios Centro Nacional de Control de Energía (UEN CENCE): es el órgano encargado de la administración y operación del sistema eléctrico del país. Es parte del ICE. |

3.2.2. Características de la actividad de Transmisión

La red de transmisión es planeada, expandida y operada por la empresa integrada verticalmente ICE (de capitales estatales). El sistema de transmisión se compone en redes de alta tensión de 230 y 138 kV, subestaciones, transformadores y equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales existentes con Nicaragua y Panamá.

Desde 1996 el Sistema Nacional Interconectado (SNI) abarca el 100% del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y desaparecieron los sistemas de distribución aislados. Se organiza en un corredor principal norte-sur y un mallado en el centro del país que une las principales centrales eléctricas y demandas. Asimismo, existen vínculos con Nicaragua y Panamá, tanto de la SIEPAC como otros previos.

FIGURA Nº 47 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: COSTA RICA (FUENTE: ICE)



La tabla resumen ubicada a continuación señala las características principales del sector transmisión para Costa Rica:

TABLA N° 28 - COSTA RICA- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| Organización de la Actividad | Monopolio La transmisión es realizada por la empresa estatal ICE que se encuentra integrada verticalmente en todas las actividades de la cadena de valor del sector eléctrico. |
| Planificación y expansión | El ICE desarrolla el Plan de Expansión de la Transmisión que tiene como objetivo garantizar el desarrollo de la red de transmisión nacional desde los centros de generación hasta los centros de consumo, de manera que no se comprometa la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico del país. Además, cumple con los criterios económicos y ambientales dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética. El actual Plan de Expansión de Transmisión cubre el período 2014 – 2025; en el corto plazo (2014 – 2018) se ubica el período constructivo mientras el período de toma de decisiones de inversión corresponde al 2019-2025 en donde se identifica la infraestructura que debe ser desarrollada. Los hitos principales de este plan coinciden con la entrada en servicio de bloques importantes de generación, tal es el caso del proyecto hidroeléctrico Reventazón y los geotérmicos Pailas 2 y Borinquen 1 y 2. Tiene un impacto significativo la entrada del proyecto Diquís en 2025. |
| Ingresos del transportista | Anualmente el ICE-Sector Electricidad presenta una solicitud de ajuste ordinario a la tarifa del Sistema de Transmisión ante la ARESEP. La solicitud de tarifas se basa en el principio de servicio al costo y se realiza con base en la metodología “tasa de retorno”. La tarifa consiste en un cargo fijo por cada KWh que retiren del Sistema de Transmisión del ICE y deberá ser cancelada por los clientes de alta tensión y las empresas distribuidoras, incluyendo el sistema de distribución del ICE. |
| Remuneración para los activos | Servicio al costo y se realiza con base en la metodología “tasa de retorno”. El costo del capital es estimado utilizando el CAPM. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | El servicio de transmisión es realizado al costo. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Demanda (Distribuidores/Consumo) Los generadores privados que venden energía al ICE no hacen ningún pago por uso de la red, pero tienen que asumir la construcción de la línea de interconexión desde su planta hasta el lugar que le es asignado como punto de interconexión. |
| Duración de las concesiones | Se trata de una empresa estatal que se encarga de llevar la actividad por lo cual no existe régimen de concesiones. |
| Interconexiones Internacionales | Costa Rica se encuentra conectada al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) a través de sus subestaciones Cañas, Parrita, Palmar Norte y Río Claro. Posee alrededor de 499 km de línea. El SIEPAC consiste en una línea de transmisión eléctrica de 1790 Kilómetros de longitud de 230 Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La red dispone de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, aunque esta no ha sido utilizada del todo ya que las redes internas de los países no soportan más energía que entre 120 y 160 MW. Actualmente se estudia la posibilidad y existe interés de ampliar la capacidad del SIEPAC. Adicionalmente Costa Rica ya presentaba dos conexiones previas a la SIEPAC con Nicaragua y Panamá. La primera data de 1986, mientras que la segunda es más reciente y data del 2011. |
| Extensión de la red | La red cuenta con un total de 2146 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1487 km de enlaces en 230 kV y 659 km en 138 kV. Fuente: ICE. |
| Marco Regulatorio | Ley 449 de creación del ICE Ley 7200 y 7508 que abren el mercado de generación al sector privado para proyectos de hasta 20 MW y 50 MW de capacidad |

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|----------|---|
| | Ley 7593 de creación del ARESEP, Agencia de regulación de los servicios públicos. Ley 7508 que autoriza a ICE a realizar interconexiones con otros mercados de América Central. Ley 7848 que aprueba el MER |

3.3. EL SALVADOR

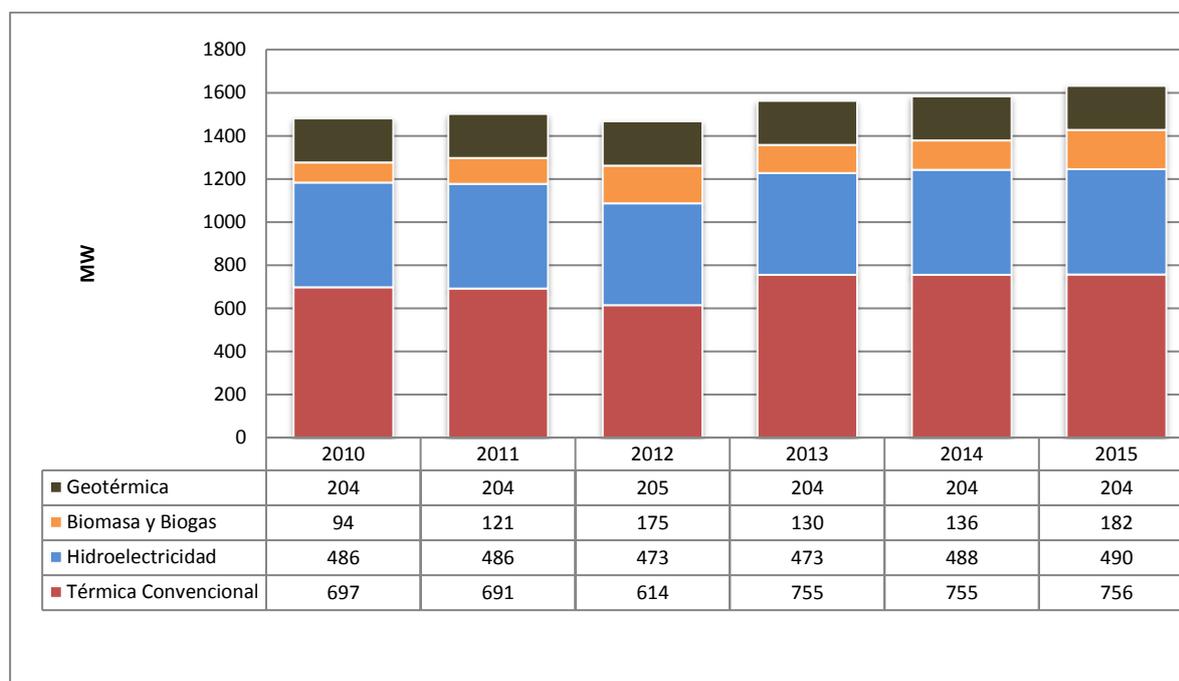
3.3.1. Introducción

La República de El Salvador se halla situada en la oeste de América Central, siendo una de las menores de América Central. Limita al Norte con Honduras; al Sur con el Océano Pacífico; y al Este con Honduras y Nicaragua. La extensión del litoral salvadoreño, entre la desembocadura del río Paz y la entrada al golfo de Fonseca, es de 275 km. En la plataforma continental, que es el área más cercana a la costa, existen varias depresiones y abombamientos. En el talud existen algunas montañas submarinas y volcanes. El territorio está constituido, en gran parte, por materiales volcánicos distinguiéndose dos cordilleras que atraviesan el país en dirección Oeste-Este. Una al norte haciendo frontera con Honduras y otra al sur próxima a la costa del Pacífico, prolongación del eje volcánico guatemalteco con conos volcánicos muy altos. Entre ambas cordilleras se extiende una meseta de unos 600 metros de altitud, arenada por el río Lempa y sus afluentes. Las ciudades más importantes son San Salvador (capital), Santa Ana, San Miguel y San Vicente.

Posee 6,16 millones habitantes y su PIB per cápita a dólares constantes del 2010 es de USD 3853,1 y se encuentra clasificado por la OECD como un País de ingreso mediano bajo. El sector agrícola es uno de los sectores económico más activos siendo el café y la caña los más importantes, junto con la maquila como mayores ítems de exportación.

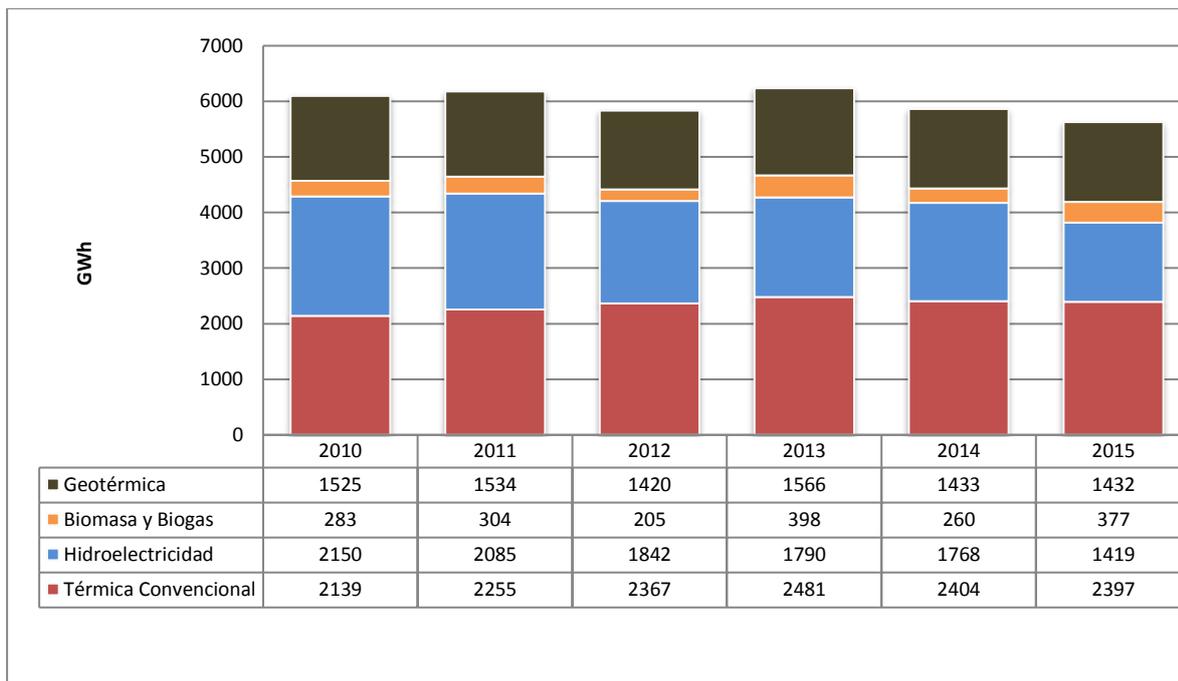
Su sector eléctrico se caracteriza por depender principalmente de tres fuentes: energía geotérmica, hidráulica y, en tercer lugar, térmica convencional (a partir de combustibles fósiles). La capacidad instalada es de 1.632 MW. La generación térmica es la fuente más importante (46,3% en 2015), seguida por la hidroeléctrica (30% en 2015), la geotérmica (12,5% en 2015) y por último la Biomasa (11,2% en 2015):

FIGURA N° 48 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: EL SALVADOR



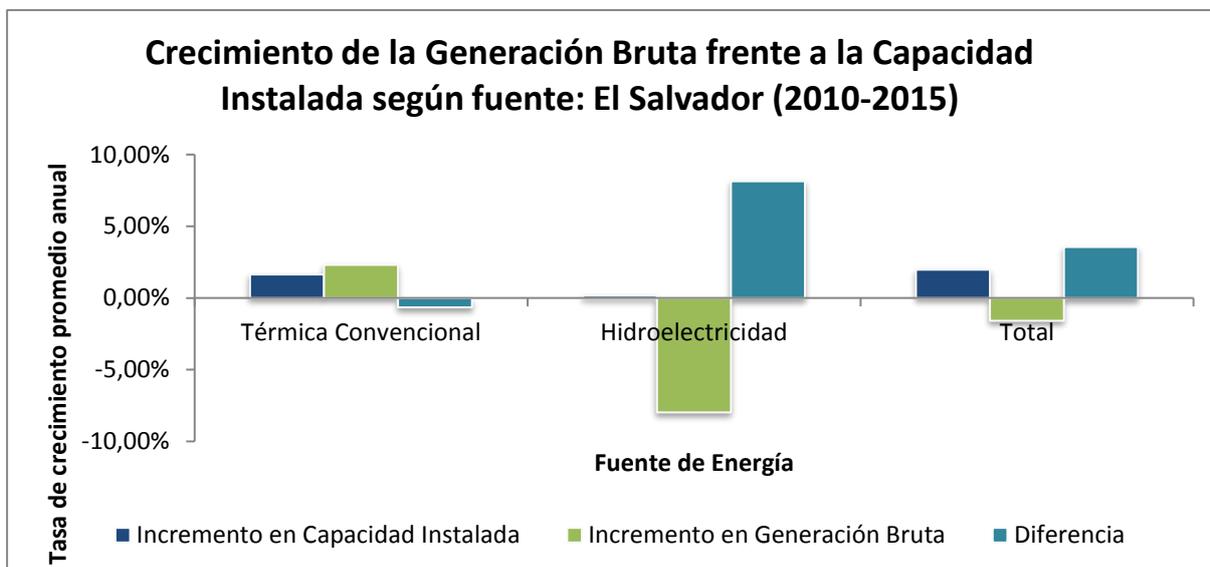
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 49 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: EL SALVADOR



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 50 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: EL SALVADOR



Entre las instituciones del sector se destaca en primer lugar al Consejo Nacional de Energía (CNE). El mismo, creado en 2007 por el Decreto 404/2007, es una institución estatal autónoma encargada de establecer las pautas de la política energética y su planificación

Cómo órgano regulador autónomo se encuentra la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) el cual está a cargo de aplicar las reglas contenidas en los tratados internacionales, las leyes y reglamentos que gobiernan el sector eléctrico. Tiene potestades para defender la competencia y determinar la existencia de condiciones que garanticen la competitividad de los precios

ofrecidos en el Mercado Regulador del Sistema¹⁵ (MRS).

Por último, la Unidad de Transacciones (UT) es la institución responsable de la operación del Sistema Eléctrico, asegurando la calidad de suministro y administrando el Mercado Eléctrico Mayorista. La UT es una entidad privada y sus accionistas son los generadores, las empresas de transmisión, los distribuidores, los comercializadores y los usuarios finales.

TABLA N° 29 - EL SALVADOR - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|---|
| Ente gubernamental | <p>Consejo Nacional de Energía (CNE): es la institución estatal autónoma encargada de establecer las pautas de la política energética y su planificación.</p> <p>Sus objetivos incluyen: alentar el uso adecuado y el consumo racional de las fuentes de energía; promover el desarrollo económico y social mediante el aumento de la producción de energía, la productividad de la energía y el uso racional de los recursos; garantizar a los ciudadanos la provisión de los servicios esenciales; obteniéndolos en las mejores condiciones; y promover y proteger la iniciativa privada con medidas para aumentar la riqueza nacional y asegurar los beneficios a toda la población.</p> |
| Ente regulador | <p>Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET): es el órgano regulador a cargo de aplicar las reglas contenidas en tratados internacionales, leyes y reglamentos que gobiernen el sector eléctrico.</p> <p>Sus principales funciones relativas a la electricidad son las siguientes: (a) supervisar el desarrollo y el comportamiento del mercado eléctrico; (b) regular los cargos por el uso de los sistemas de transmisión y distribución; (c) resolver disputas entre los operadores del sector; (d) regular los cargos de la Unidad de Transacciones (UT); (e) otorgar concesiones para operar recursos hidroeléctricos y geotérmicos; (f) supervisar la exclusión de prácticas en contra de la competencia en el libre mercado; y (g) publicar datos estadísticos sobre el sector.</p> <p>La SIGET no participa en disputas entre participantes privados del Mercado. Por ejemplo, si el proyecto firma un PPA con un gran usuario y hay una disputa entre ellos, la disputa debe ser resuelta mediante un arbitraje privado o en la justicia comercial.</p> <p>La máxima autoridad de la SIGET es la Junta de Directores que se compone por 3 Directores. Dos nombrados por el Poder Ejecutivo y otro por la Corte Suprema de Justicia. Su cargo tiene una duración de siete años y pueden ser reelectos o reconfirmados.</p> |
| Administrador Mercado Mayorista | <p>Unidad de Transacciones (UT): es la institución responsable de la operación, administración del Sistema Eléctrico.</p> <p>La UT está estructurada como una empresa privada donde los generadores (con más de 5 MW de capacidad instalada), los transportistas, distribuidores (con más de 5 MW de demanda), grandes usuarios (más de 1 MW de demanda) y comercializadores (con ventas anuales superiores a 1 GWh) pueden ser accionistas (divididos por series de acciones). Es administrada por un Directorio con Directores y suplentes para cada serie de acciones.</p> <p>El Directorio se integra por dos representantes por cada serie o grupo de acciones, excepto los transportistas, que tendrán un solo representante; un representante del Consejo Nacional de Energía (CNE) y un representante de la Dirección de Protección al Consumidor (DPC), todos con voz y voto. La participación de la empresa estatal CEL en la UT es la misma que la de cualquier otro generador privado, con una proporción de acciones según el valor contable de sus activos y cualquier nueva generadora tiene derecho a una porción de acciones de la UT, según el valor contable de sus acciones.</p> |

¹⁵ Es un Mercado de Equilibrio de corto plazo (tiempo real), basado en ofertas diarias de generación y carga. Será profundizado en siguientes apartados.

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| | costos eficientes y la anualidad del programa de inversiones y los activos existentes por la vida útil de los mismos. |
| Remuneración para los activos | Las anualidades se calculan considerando la vida útil típica de los equipos correspondientes y la tasa de descuento real. La misma según lo define la Ley General de Electricidad es del 10%. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Para el cálculo de los costos de operación y mantenimiento se utilizan estándares internacionales de eficiencia, considerando costos promedios locales y niveles mínimos de calidad que establecidos por la SIGET. Los costos de operación deben incluir el valor esperado de las compensaciones por fallas correspondientes a una red de transmisión operada eficientemente, y éste deberá basarse en datos históricos de lo realmente pagado por este concepto en el sistema salvadoreño. Los costos de mantenimiento deben tomar en cuenta la anualidad del valor nuevo de reemplazo de los equipos necesarios para el mantenimiento eficiente de la red. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Oferta (Generadores) El Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) es pagado por los operadores que inyectan energía en el Mercado Mayorista en cada uno de los transmisores. El mismo se calcula considerando los requerimientos de ingresos aprobados para el año en vigencia y la energía inyectada en la red durante el año inmediato anterior de vigencia del cargo. |
| Duración de las concesiones | Se trata de una empresa estatal que se encarga de llevar la actividad por lo cual no existe régimen de concesiones. |
| Interconexiones Internacionales | El Salvador se encuentra conectado al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) a través de sus subestaciones Ahuachapán, Nejapa y 15 de septiembre. Posee alrededor de 286 km de línea. El SIEPAC consiste en una línea de transmisión eléctrica de 1790 Kilómetros de longitud de 230 Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La red dispone de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, aunque esta no ha sido utilizada del todo ya que las redes internas de los países no soportan más energía que entre 120 y 160 MW. Actualmente se estudia la posibilidad y existe interés de ampliar la capacidad del SIEPAC. |
| Extensión de la red | El sistema está compuesto por 38 líneas de 115 kV, que tienen una longitud total de 1072,48 km, y 24 subestaciones de potencia; más otras 4 líneas de 230 kV, de las cuales dos interconectan el sistema de transmisión de El Salvador con el de Guatemala y Honduras. La longitud en el caso de la línea hacia Guatemala es de 14,6 km y hacia Honduras es de 92,9 km. Las longitudes que corresponden al tramo que pertenece a El Salvador; y las otras 2 son de 191,9 Km. Fuente: SIGET. |
| Marco Regulatorio | Ley General de Electricidad Acuerdo No. 184-E-2010 y Acuerdo No. 203-E-2010 |

3.4. GUATEMALA

3.4.1. Introducción

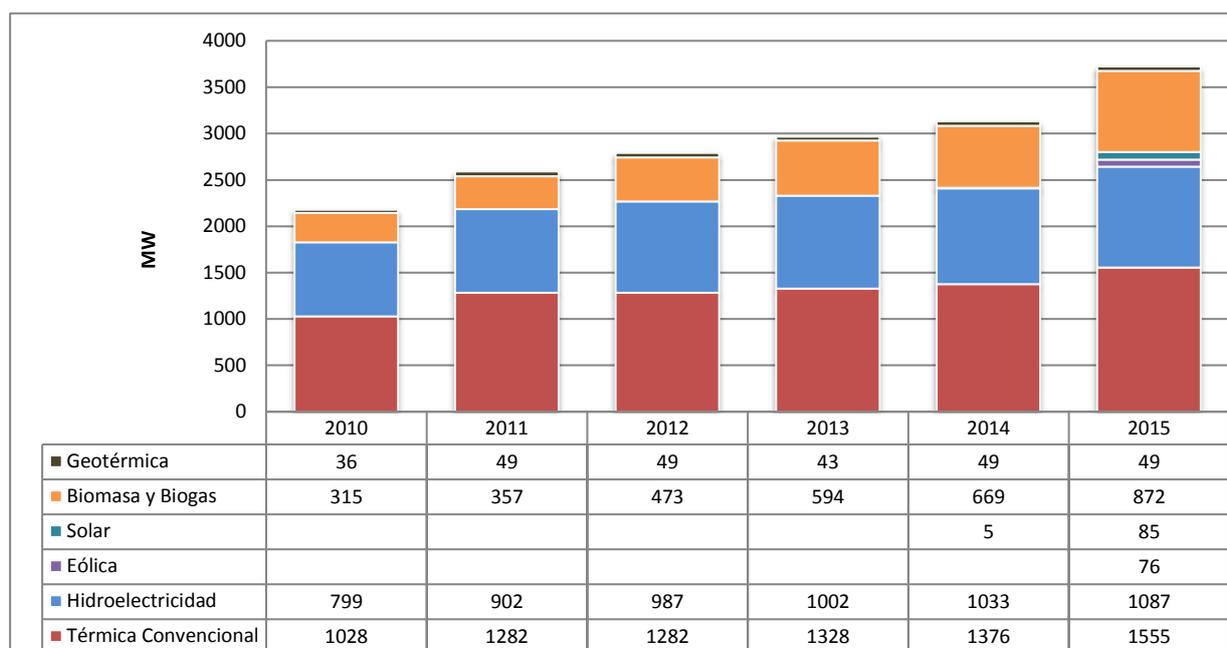
La República de Guatemala se encuentra situada en su extremo noroccidental de América Central. Su territorio continental es de 108 mil km², mientras que su mar territorial, que se extiende hasta 12 millas náuticas de la costa, tiene una extensión de 7,6 miles de km². La topografía del territorio es en su mayoría irregular, con altitudes que van desde el nivel del mar hasta 4,220 msnm. La temperatura media al nivel del mar es de 27°C para el Océano Pacífico y 28,2°C para el Atlántico. Posee un clima tropical con una estación de lluvias que se presenta entre mayo y noviembre.

El sector agrícola es el sector económico más importante siendo el café, el azúcar y las bananas los productos principales. Posee un PIB per cápita de 3052,2 USD, a precios constantes del 2010, repartidos en una población de 17 millones de habitantes.

Su sector eléctrico posee una capacidad de 3724 MW de los cuales el 1087 provienen de centrales hidroeléctricas, 1555 de centrales térmicas convencionales (TV, TG, motores); 872 de biomasa (ingenios azucareros principalmente), y los 209 MW restantes de otros recursos renovables (principalmente solar y geotérmica).

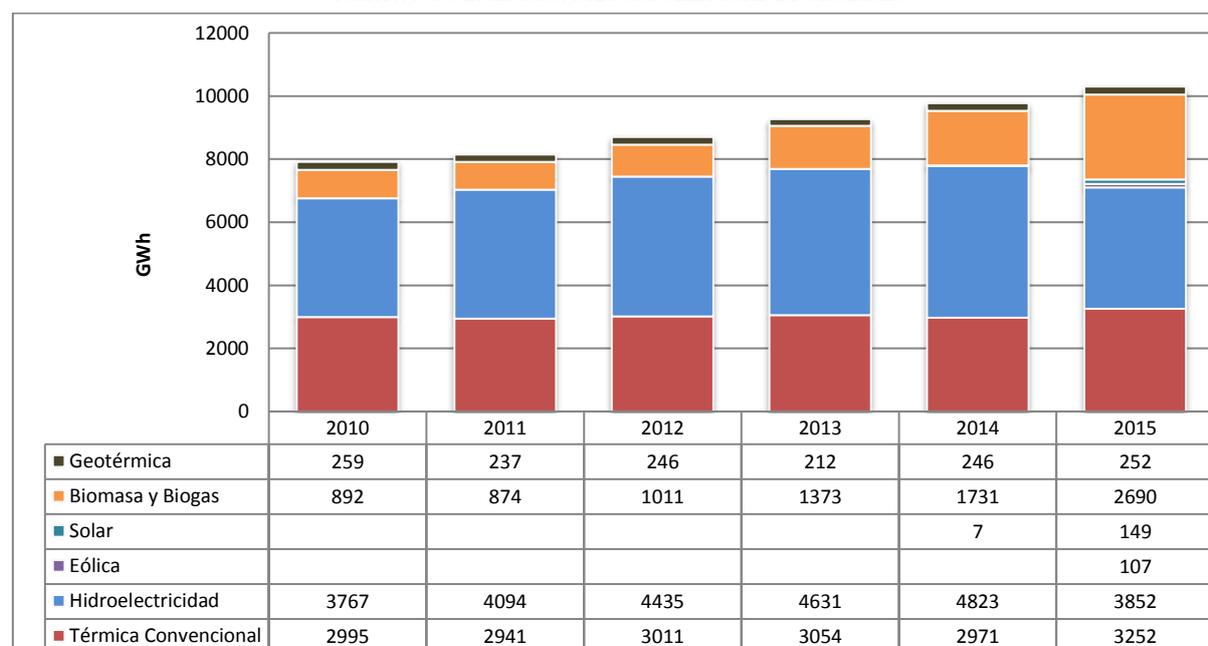
La capacidad instalada hídrica representa el 29,2% del total de capacidad, pero debido a su comportamiento variable, la generación hidroeléctrica real fluctúa entre el 30% y el 70% del total de generación.

FIGURA N° 52 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: GUATEMALA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

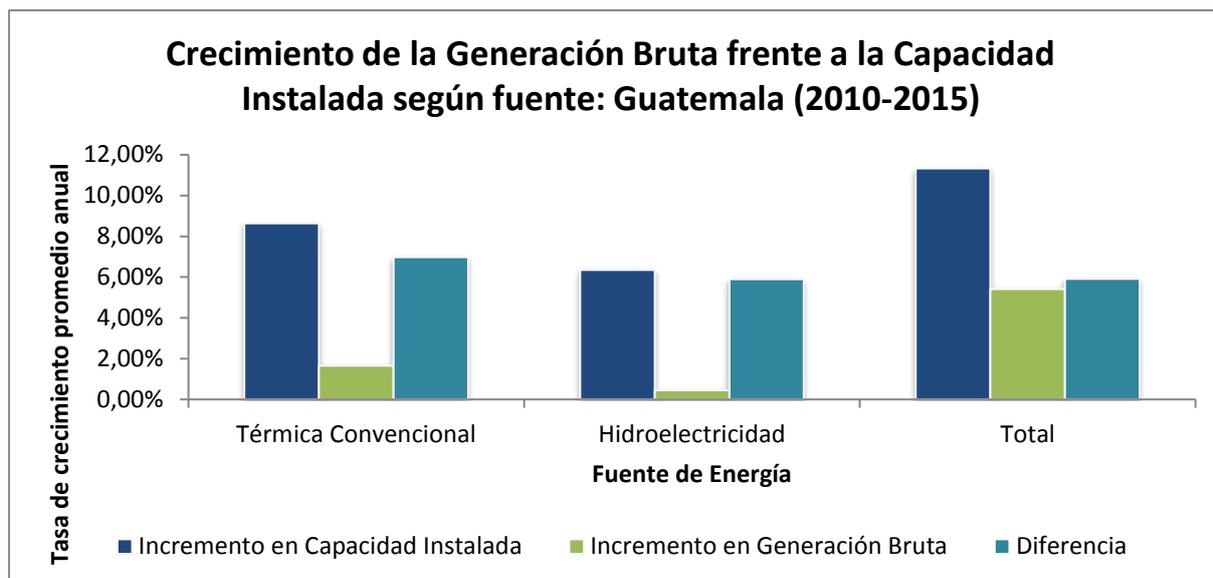
FIGURA N° 53 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: GUATEMALA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 54 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015:

GUATEMALA



La institución que gobierna el sector es el Ministerio de Energía y Minas, el cual es responsable de las políticas de desarrollo y coordinación, como así también de los planes y programas energéticos y mineros. Sus principales funciones relativas al sector energético son: el diseño de políticas energéticas y propuestas regulatorias; promover el desarrollo y la explotación racional de recursos energéticos; estudiar y promover el uso de fuentes renovables de energía; y proponer políticas ambientales y supervisar su cumplimiento.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es la agencia reguladora del sector eléctrico y se encuentra vinculada al Ministerio de Energía y Minas. Sus funciones abarcan principalmente al monitoreo de la competencia y operación del sector además de la emisión de regulaciones técnicas y resolver conflictos que pudieran surgir entre los agentes del mercado.

Finalmente se ubica el Administrador del Mercado Mayorista Eléctrico (AMM). La misma es una organización privada sin fines de lucro a cargo de la administración y operación del Mercado Mayorista Eléctrico.

TABLA N° 31 - GUATEMALA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| Ente gubernamental | Ministerio de Energía y Minas: es la institución principal del sector y la encargada de la coordinación y emisión de las políticas de desarrollo, planes y programas energéticos. |
| Ente regulador | Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): es el órgano regulador del sector y se encuentra vinculado al Ministerio correspondiente. Sus funciones abarcan: a) Monitorear la competencia en el sector y penalizar comportamientos no competitivos; b) Monitorear la operación del MME e investigar denuncias de los agentes del mercado; c) Regular los cargos de transmisión y distribución; d) Emitir regulaciones técnicas; e) Supervisar el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y la regulación. Aplicar penalidades ante incumplimientos; f) Supervisar el cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios y proteger a los consumidores; g) Resolver conflictos entre agentes del sector eléctrico; y h) Realizar los Planes de Expansión de la Generación y Transporte con supervisión del Ministerio previamente mencionado. Los tres miembros de su directorio son elegidos por el Poder Ejecutivo entre los candidatos propuestos por universidades, el Ministerio y agentes del Mercado Mayorista Eléctrico. Todas las decisiones deben ser tomadas por la mayoría de los miembros del directorio. El nombramiento de los miembros es por 5 años. |
| Administrador Mercado Mayorista | Administrador del Mercado Mayorista Eléctrico (AMM): se encuentra a cargo de la administración y operación del Mercado Mayorista Eléctrico. Sus funciones abarcan: a) Programar, supervisar y coordinar las actividades de operación; b) |

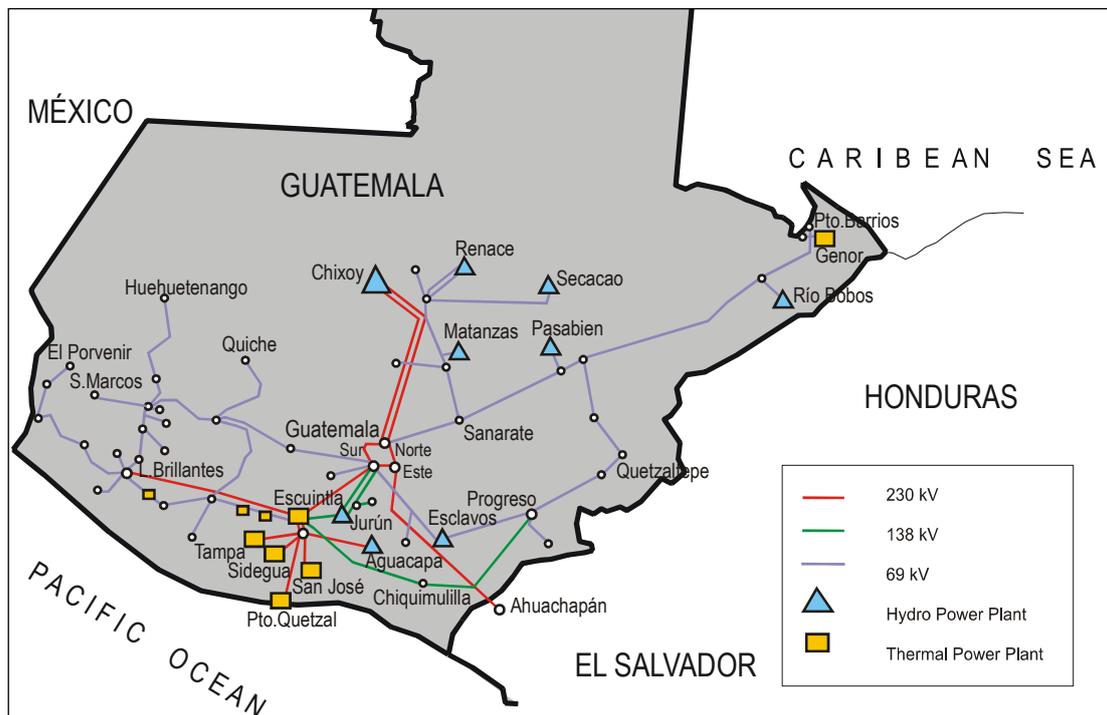
| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|----------|--|
| | <p>Calcular los precios de oportunidad (spot); c) Coordinar procedimientos entre agentes; d) Identificar y medir los riesgos de cortes; e) Calcular la oferta y demanda de potencia firme; f) Calcular los costos mayoristas que serán trasladados a las tarifas de usuario final (pass through); g) Diseñar la expansión del sistema de transmisión; h) Administrar las transacciones económicas; y al final de cada mes, i) Determinar las transacciones de energía (generada, utilizada, contratada), las transacciones de potencia (mercado de desviaciones), cargos de servicios auxiliares y cargos de transmisión.</p> <p>El directorio del AMM está formado por dos representantes de cada agente del Mercado Mayorista Eléctrico: generadores, empresas de transmisión, distribuidoras, comercializadoras y grandes usuarios.</p> |

3.4.2. Características de la actividad de Transmisión

El Sistema de Transporte de electricidad Guatemalteco se encuentra conformado por dos segmentos: el denominado Sistema Principal, que es compartido por generadores y las interconexiones a otros países y opera a 69, 138 y 230 kV; y por el otro lado, el Sistema Secundario que funciona como medio de interconexión de generadores a la red principal.

Guatemala además se encuentra conectada con El Salvador y Honduras a través de la red del SIEPAC y con México mediante la interconexión ubicada al sur del país. Sin embargo los intercambios de energía de importación y exportación no han sido significantes durante los últimos años.

FIGURA N° 55 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: GUATEMALA



La tabla a continuación resume las características principales del sector:

TABLA N° 32 - GUATEMALA- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| Organización de la Actividad | <p>Oligopolio</p> <p>La actividad de transporte de energía eléctrica se encuentra en manos de 8 empresas diferentes y existe propiedad tanto pública como privada. La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE) posee el 66,8% del total de km de líneas del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y le siguen y EPR con el 12,2% y 7,1% respectivamente.</p> |
| Planificación y expansión | <p>El Ministerio de Energía y Minas realiza planificación indicativa del sector además de que puede licitar expansiones de la red de transmisión.</p> |
| Ingresos del transportista | <p>Durante el Período de Operación, el Transportista recibe anualmente por sus instalaciones dedicadas al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), una remuneración, dividida en doce pagos mensuales y anticipados, denominada peaje, que la CNEE establecerá sobre la base de los siguientes conceptos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un Factor de Recuperación de Capital (FRC) obtenido con la tasa de actualización establecida por la CNEE de conformidad con la LGE y una vida útil de treinta (30) años, sobre el VNR de las instalaciones. • Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que son como máximo el 3% del costo total de la inversión. Este porcentaje puede ser modificado por la CNEE, sobre la base de estudios técnicos. <p>El Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y de mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.</p> |
| Remuneración para los activos | <p>La definición del VNR de las instalaciones está sujeta a las evaluaciones que haga un Consultor contratado por la CNEE. La tasa de actualización para la determinación de tarifas será igual a la tasa de costo de capital que determine la CNEE, debiendo reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Si la tasa de actualización resultase inferior a 7% real anual o bien superior a 13% real anual, se aplicarán estos últimos valores, respectivamente.</p> |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | <p>Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, serán como máximo el 3% del VNR total. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, sobre la base de estudios técnicos.</p> |
| Cargo por conexión y uso de la red | <p>Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Importadores)</p> <p>Todos los generadores e importadores de energía eléctrica conectados al sistema deben pagar el peaje por el uso del sistema principal. Dicho peaje, y su fórmula de ajuste automático, son fijados por la Comisión cada dos (2) años, en la primera quincena de enero.</p> <p>Para el cálculo del peaje, él o los propietarios de los sistemas de transmisión involucrados y el Administrador del Mercado Mayorista informan a la Comisión la anualidad de la inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema de transmisión principal y las potencias firmes de las centrales generadoras, acompañando un informe técnico.</p> <p>Adicionalmente al peaje principal, todo generador, importador, exportador y comercializador debe pagar un peaje secundario a los transmisores o distribuidores involucrados en los casos de: conectarse del sistema eléctrico o comercializar electricidad en subestaciones ubicadas fuera del sistema principal o utilizar instalaciones de distribución.</p> |
| Duración de las concesiones | <p>Las concesiones tienen una duración de 50 años.</p> |
| Interconexiones Internacionales | <p>Guatemala se encuentra conectada al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) a través de sus subestaciones Aguacapa, Guatemala Norte y Panaluya. Posee alrededor de 282,8 km de línea.</p> <p>El SIEPAC consiste en una línea de transmisión eléctrica de 1790 Kilómetros de longitud de 230 Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La red dispone de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, aunque esta no ha sido utilizada del todo ya que las</p> |

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|----------------------------|---|
| | <p>redes internas de los países no soportan más energía que entre 120 y 160 MW. Actualmente se estudia la posibilidad y existe interés de ampliar la capacidad del SIEPAC.</p> <p>Adicionalmente Guatemala también se encuentra conectada con México mediante una red de 103 km (71 km en Guatemala) a 400 Kv y a través de su subestación Los Brillantes en Retalhueu.</p> |
| Extensión de la red | <p>El sistema se encuentra comprendido por 5122,92 km de línea que se dividen de la siguiente forma: 2717,01 km de 69 Kv; 399,07 km de 138 Kv; 1935,69 km de 230 Kv y por último 71,15 km de 400 Kv (estos pertenecientes a la interconexión con México).</p> <p>Fuente: CNEE.</p> |
| Marco Regulatorio | <p>Ley General de Electricidad Reglamento de la Ley General de Electricidad NCC 09 Cálculo del Peaje en los Sistemas de Transporte Principal y Secundario</p> |

3.5. HONDURAS

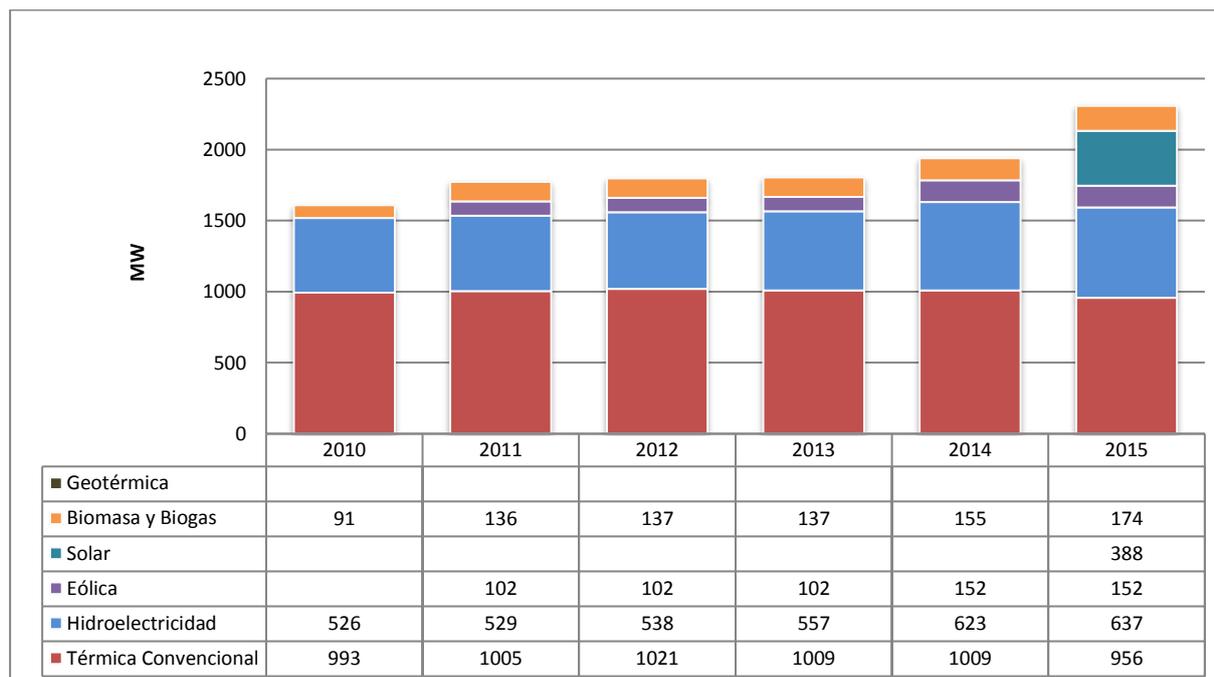
3.5.1. Introducción

La República de Honduras es un país de 8,3 millones de habitantes ubicado en el istmo Centroamericano. Tiene una extensión territorial de 112 mil km² de las cuales más de 65% del se ubican en terreno montañoso, con un promedio de altura de 1000 msnm. La Cordillera Centroamericana divide al territorio en tres regiones (Occidental, Central y Oriental), aunque las tres cuentan con condiciones climáticas similares.

El café, las bananas y los metales preciosos son los productos que más se exportan y cuenta con un PIB per cápita de USD 2313 a precios constantes del 2010, lo cual la cataloga como un país de ingresos medianos bajos.

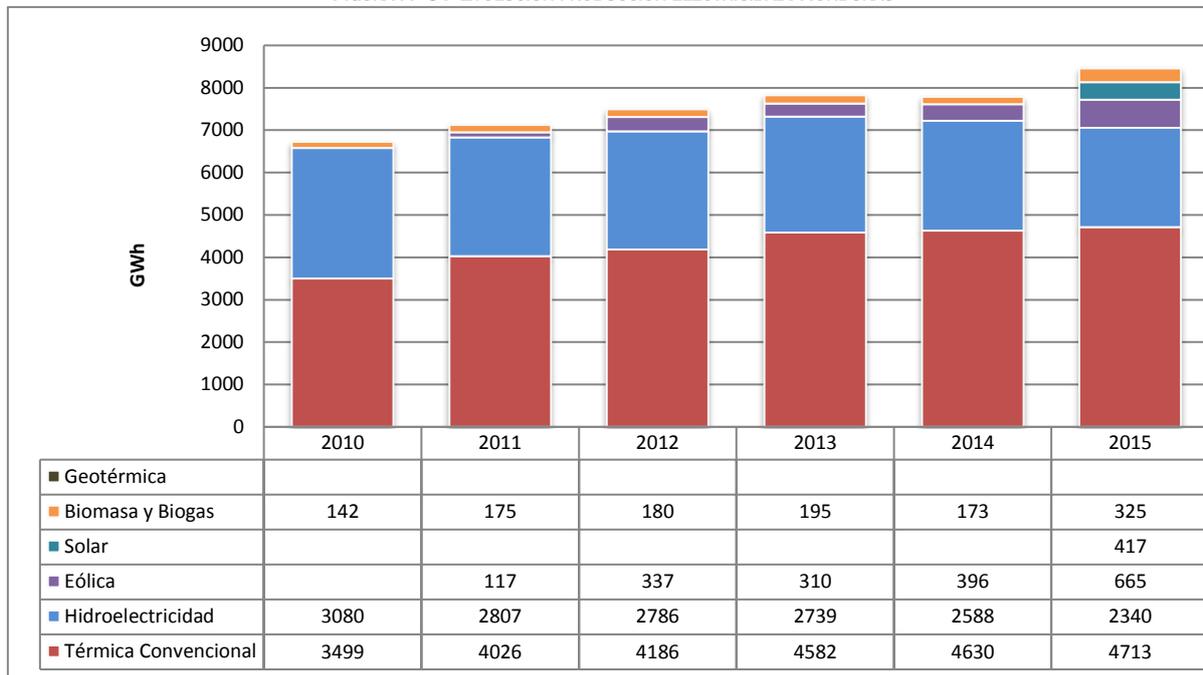
Su sector eléctrico se caracteriza por tener una capacidad instalada de 2307 MW de los cuales la fuente más importante es la térmica convencional (956 MW) seguido por la hidroeléctrica (637 MW). El resto de la capacidad instalada se encuentra conformada por ERNC (388 solar, 152 MW de eólica y 174 MW biomasa).

FIGURA N° 56 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: HONDURAS



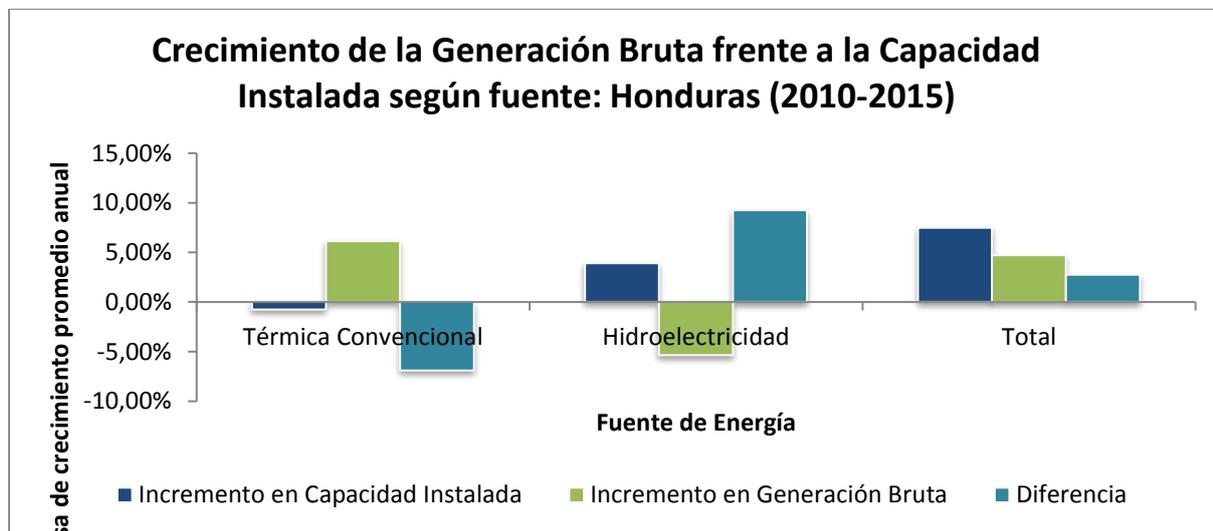
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 57 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: HONDURAS



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 58 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: HONDURAS



Entre las instituciones relevantes para el sector eléctrico se encuentra en primer lugar como ente gubernamental al Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica (MSCRE).

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es una entidad desconcentrada del MSCRE con independencia funcional y presupuestaria que tiene como funciones: a) aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y regulatorias; b) aplicar sanciones; c) expedir regulaciones; d) otorgar licencias de

transmisión y distribución; e) definir la metodología para las tarifas de transmisión y distribución; y f) aprobar bases para licitaciones.

Finalmente se encuentra al Operador del Sistema como órgano sin fines de lucro responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, asegurando la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo.

TABLA N° 33 - HONDURAS - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

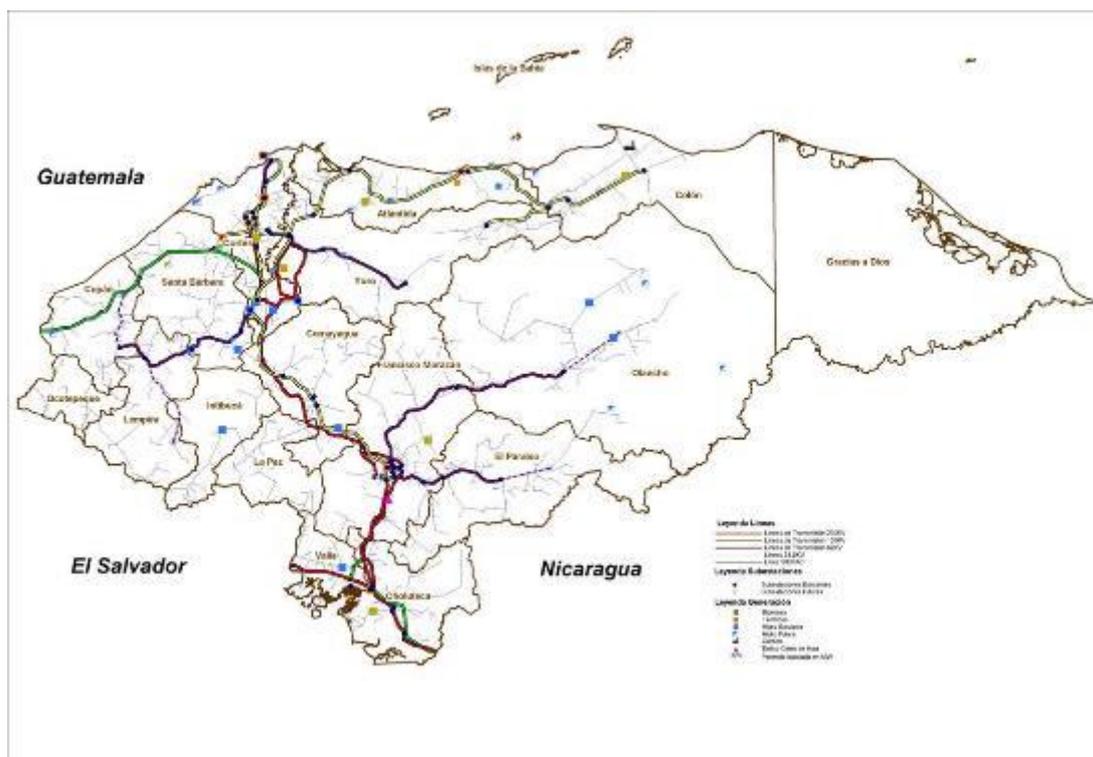
| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| Ente gubernamental | Ministerio Sectorial de Conducción y Regulación Económica (MSCRE): es el órgano máximo del sector encargado de la planificación. |
| Ente regulador | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE): es el órgano regulador que tiene como funciones a) aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y regulatorias; b) aplicar sanciones; c) expedir regulaciones; d) otorgar licencias de transmisión y distribución; e) definir la metodología para las tarifas de transmisión y distribución; y f) aprobar bases para licitaciones. Es una entidad desconcentrada del MSCRE y su directorio se conforma por tres comisionados nombrados por el Presidente de la República. |
| Administrador Mercado Mayorista | Centro de Despacho (CND) de la ENEE: la administración del mercado es actualmente llevada a cabo por el CND de la ENEE. La ley establece que el operador del sistema debe ser un órgano sin fines de lucro responsable de la operación y administración del sistema a fin de garantizar la continuidad y seguridad del suministro al mínimo costo. Debe incluir entre su organización a un Comité de Agentes del Mercado que provee evaluaciones periódicas de su accionar y desempeño. El Comité se encuentra formado por representantes de las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras y de los consumidores calificados. |

3.5.2. Características de la actividad de Transmisión

El sector eléctrico hondureño se encuentra actualmente en una etapa de transición producto de la reciente implementación de la Ley General de la Industria Eléctrica. Según la misma establece la actividad de transmisión, ejercida hasta el momento por la ENEE, debe ser realizada por empresas que no posean participación (ya sea directa o indirecta) en actividades de generación, distribución y comercialización.

El sistema está conformado por un corredor principal en 230 kV, parcialmente tendido en un doble circuito, con un circuito paralelo en 138 kV en la mayoría de su extensión. Este corredor conecta las principales centrales y demandas del país. Las interconexiones con El Salvador y Nicaragua comienzan en su extremo sur.

FIGURA N° 59 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: HONDURAS (FUENTE: ENEE)



La tabla a continuación resume las características principales del sector:

TABLA N° 34 - HONDURAS- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--------------------------------------|--|
| Organización de la Actividad | Monopolio La actividad de transporte de energía eléctrica es realizada hasta el momento por la ENEE de propiedad estatal. El sector actualmente se encuentra en una etapa de reforma. |
| Planificación y expansión | La actual Ley establece que el Operador del Sistema debe preparar cada dos años un plan de expansión de la red de transmisión para un horizonte de estudio de diez años. Para ello, elaborará un plan indicativo de expansión de la generación y de las interconexiones internacionales, tomando en cuenta a los generadores existentes y potenciales. Una vez completado el estudio, deberá comunicarlo a los agentes para que éstos emitan sus comentarios y sugerencias y luego se somete a la aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). El transmisor es responsable también de llevar a cabo las licitaciones competitivas respectivas para la construcción de las obras dentro de los plazos previstos en el plan. Las bases de licitación deben ser aprobadas por la CREE, la cual también debe dar su no objeción a la adjudicación del contrato o contratos. La decisión de la CREE, se basa exclusivamente en el costo ofertado y en su incidencia en la tarifa. |
| Ingresos del transportista | La empresa transmisora calcula cada tres años los costos de transmisión y de operación del sistema que entran en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales e incluyen las anualidades de las inversiones correspondientes a una red económicamente adaptada y calculadas con base en el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil, la tasa de actualización; y los costos de operación y mantenimiento correspondientes a una gestión eficiente de la transmisión. |
| Remuneración para los activos | La tasa de actualización que se usa para el cálculo de las tarifas es la tasa real anual de costo del capital, determinada mediante estudios que la CREE contrata con firmas consultoras especializadas en la materia. |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| | La tasa de actualización refleja la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país. Si la tasa de actualización resultare inferior a siete por ciento (7%) real anual o bien superior a trece por ciento (13%) real anual, se aplica el límite a la misma. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Los costos de operación de la transmisión incluyen entre otros: a) El costo de las pérdidas de potencia y de energía en la red reconocidas por el Reglamento, basadas en porcentajes de pérdidas estándar aprobados por la CREE; b) El valor esperado de las indemnizaciones que el transmisor deberá pagar si la calidad del servicio corresponde exactamente a la norma fijada reglamentariamente. La empresa transmisora tiene derecho de trasladar a los usuarios finales los impuestos de todo tipo que deban pagar, salvo el impuesto sobre las utilidades. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Demanda (Consumo) La tarifa a ser cobrada a los usuarios debe remunerar los costos que surgiesen de la transmisión. |
| Duración de las concesiones | Las Licencias de Operación para empresas transmisoras y distribuidoras son de 30 años. |
| Interconexiones Internacionales | Honduras se encuentra conectada al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) a través de sus subestaciones Aguacaliente y Buenaventura. Posee alrededor de 275 km de línea. El SIEPAC consiste en una línea de transmisión eléctrica de 1790 Kilómetros de longitud de 230 Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La red dispone de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, aunque esta no ha sido utilizada del todo ya que las redes internas de los países no soportan más energía que entre 120 y 160 MW. Actualmente se estudia la posibilidad y existe interés de ampliar la capacidad del SIEPAC. Adicionalmente Honduras posee una interconexión previa con Nicaragua, la cual data de 1976. |
| Extensión de la red | La red de transmisión de Honduras comprende 2260,45 km de red repartidos de la siguiente forma: 392,53km de 69 Kv; 884,93 km de 138 Kv y 982,99 km de 230 Kv. Fuente: ENEE. |
| Marco Regulatorio | Ley General de la Industria Eléctrica. |

3.6. NICARAGUA

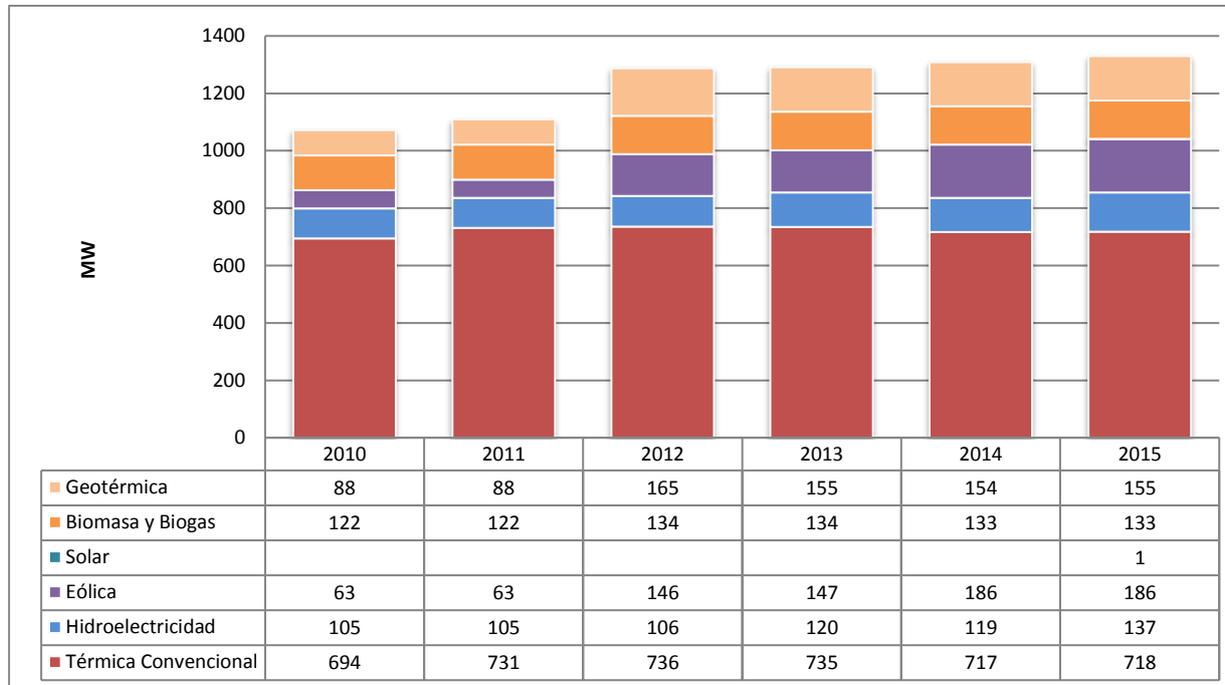
3.6.1. Introducción

Nicaragua se encuentra ubicada en la región media del continente Centroamericano, teniendo fronteras con Honduras, al Norte, y con Costa Rica, al Sur. Posee además costas en el océano Pacífico y en el Mar Caribe. El territorio nicaragüense es de 129 mil km² y presenta tanto una geografía plana, con una extensa costa marítima, como una topografía más accidentada con numerosos volcanes en las tierras montañosas y violentos terremotos ocasionales. Nicaragua se divide en tres regiones bien diferenciadas geográfica y climáticamente: la región pacífica es la más desarrollada y poblada, con suelos de alta fertilidad; la región central es la más accidentada geográficamente con suelos volcánicos y de alto potencial productivo; y la región atlántica es la más extensa, con una topografía suave y baja fertilidad. El clima es tropical en la parte baja, y frío en las montañas.

El sector agrícola es el sector económico más importante siendo el café, las bananas y la caña de azúcar. Su población es de 6,21 millones de habitantes con un PIB per cápita de USD 1849 (a precios constantes del 2010) lo cual la posiciona en el segmento de países de ingresos medianos bajos según la categoría de la OECD.

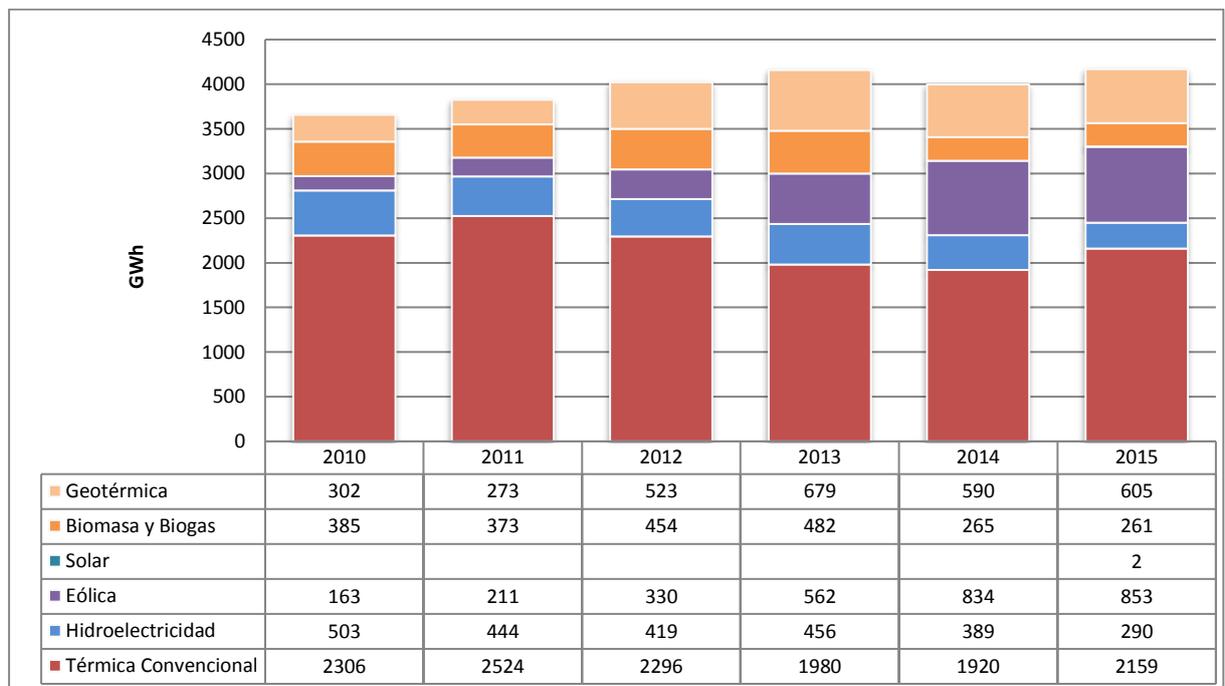
Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 1329 MW de los cuales la mayoría (718 MW) provienen de centrales térmicas convencionales, especialmente de tecnología Bunker y con cierta capacidad de centrales geotérmicas (155 MW) y de biomasa (133MW). Se destaca también una fuerte presencia de capacidad instalada en energía eólica (186 MW) y en centrales hidroeléctricas (137 MW). Los gráficos ubicados a continuación dan cuenta de ello:

FIGURA N° 60 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: NICARAGUA



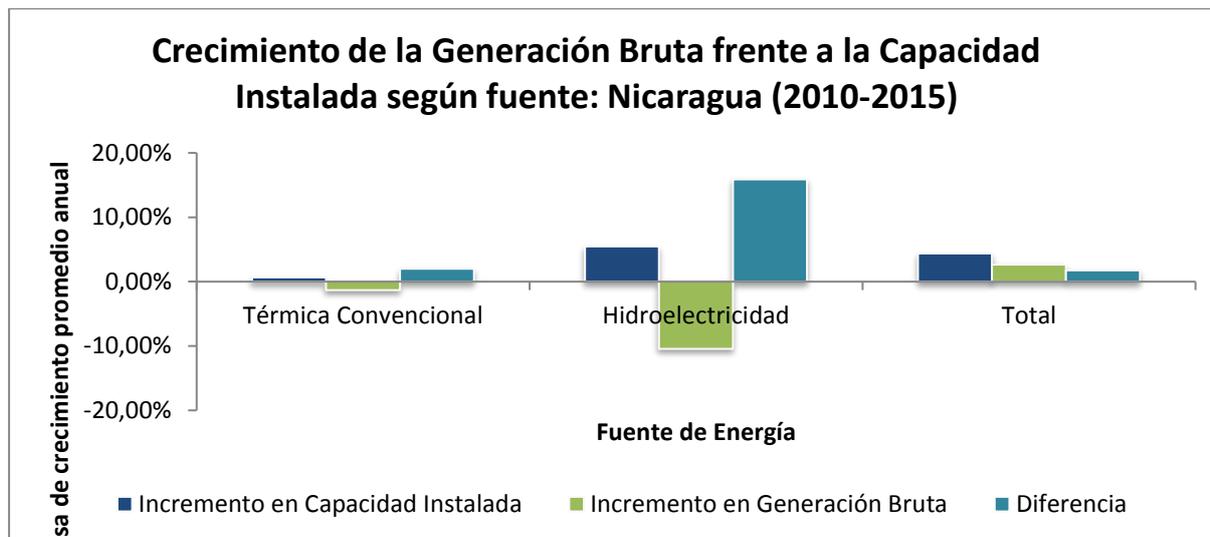
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 61 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: NICARAGUA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 62 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015:
NICARAGUA



En cuanto a las instituciones del sector, el Ministerio de Energía y Minas aparece como autoridad máxima y encargado principal de la planificación de la estrategia a largo plazo del sector.

Posteriormente se destaca a la Comisión Nacional de Energía, encargada de la formulación de objetivos, políticas y pautas para todo el sector energético, y también de su planificación indicativa para la promoción del desarrollo y el uso óptimo de los recursos.

El Instituto Nicaragüense de Energía (INE) es el órgano regulador y su labor principal es la de promover los mercados competitivos con el fin de obtener precios más bajos y mejor calidad de servicio.

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) es el operador y administrador del sistema. Sus metas son mantener la calidad y confiabilidad del sistema y administrar el Mercado de Energía Nacional (MEN) en forma oportuna, según los procedimientos y criterios definidos en las Reglas de Operación adoptadas por el INE.

TABLA N° 35 - NICARAGUA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|-----------------------------------|---|
| Ente gubernamental | Ministerio de Energía y Minas: es la autoridad máxima del sector. Se encarga de elaborar, instituir, conducir y promover política energética y minera del país, fomentar su desarrollo con criterios ambientales de sustentabilidad y sostenibilidad, como vigilar y verificar su cumplimiento la seguridad jurídica de todos los actores económicos y el establecimiento de estrategias que permitan el aprovechamiento integral de los recursos en beneficio de la sociedad. |
| Organismo de Planificación | Comisión Nacional de Energía (CNE): es la encargada de la planificación indicativa para la expansión del sistema (incorporando nueva capacidad para satisfacer la demanda). Se encuentra integrada por el Presidente de la República o su delegado, el Ministerio de Economía y Desarrollo, el Instituto Nicaragüense de Energía y dos representantes de la Sociedad Civil, nombrados por el Presidente de la República. |
| Ente regulador | Instituto Nicaragüense de Energía (INE): es el órgano encargado de la regulación del sector. Entre sus funciones se encuentran; a) Velar por los derechos de los consumidores de energía eléctrica; b) Aprobar y controlar las tarifas de ventas al consumidor final y servicios conexos (peajes); c) Vigilar el cumplimiento de Normativas, Criterios y Especificaciones para garantizar la operación eficiente y confiable; d) Prevenir y adoptar las medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia; e) Autorizar licencias provisionales, de generación y transmisión, así como concesiones de distribución; f) Aplicar sanciones en los casos previstos por las leyes y normativas; y g) Resolver controversias entre los |

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|--|
| | <p>agentes económicos que participan en la industria eléctrica.</p> <p>La Dirección del INE está a cargo de un Consejo de Dirección, integrado por tres miembros de reconocida capacidad profesional, de nacionalidad nicaragüense, electos a través de ternas propuestas por el Presidente de la República a la Asamblea Nacional. Estos miembros ejercerán su cargo en periodos alternos respecto a las elecciones presidenciales, con el objetivo de evitar influencia política en la dirección del INE.</p> <p>Su patrimonio goza de autonomía administrativa y financiera bajo la aprobación directa de la Presidencia de la República.</p> |
| Administrador Mercado Mayorista | <p>Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC): es el administrador del Mercado Eléctrico Nacional y se encuentra encargado de la programación y operación del Sistema Interconectado Nacional, cumpliendo con los criterios de seguridad confiabilidad y calidad en el suministro a la demanda.</p> <p>Cuenta con un Consejo de Operación integrado por cuatro representantes: uno de la empresa de transmisión, uno de las empresas de distribución, uno de los generadores y uno de los Grandes Consumidores.</p> |

3.6.2. Características de la actividad de Transmisión

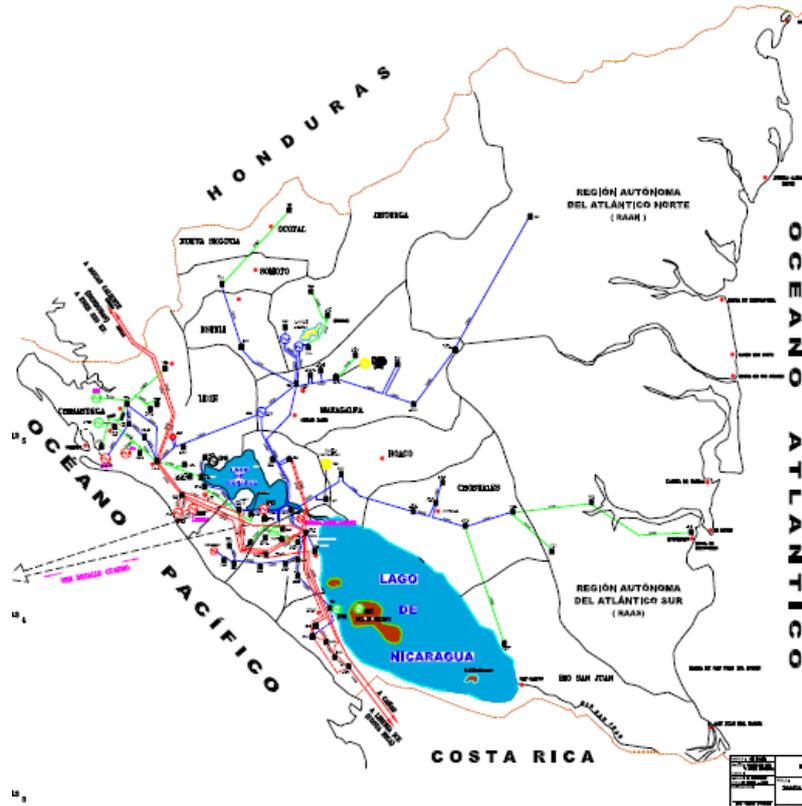
El Sistema Interconectado Nacional de Nicaragua se encuentra comprendido por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), las centrales generadoras y los sistemas de distribución. En cuanto al transporte de electricidad, la Empresa Nacional de Transmisión (ENATREL) de capitales estatales es la institución responsable de la operación del Sistema.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas con niveles de tensión de 230, 138 y 69 kV (Kilovoltios), que transmiten la energía, la transforman y la entregan al distribuidor en voltajes de 24.9 y 13.8 kV, y a los grandes consumidores en voltajes de 138 y 69 kV.

La interconexión con Honduras ha estado operativa desde septiembre de 1976 a través de una línea de transmisión que conecta la subestación León con la subestación Pavana en Honduras y la interconexión con Costa Rica comenzó a operar a mediados de 1982 a través de una línea de transmisión entre la subestación Los Brasiles en Nicaragua y la subestación Liberia en Costa Rica (aunque actualmente debido a una serie de mejoras y expansiones realizadas en Nicaragua, la conexión se cambió a la subestación Másaya). Además de la misma existen otras dos conexiones paralelas pertenecientes a la red del SIEPAC.

La red de transmisión está compuesta por 2404,87 km de líneas estatales y 580,11 km de líneas privadas, con un total de 91 subestaciones (73 de Enatrel y 18 privadas).

FIGURA N° 63 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) NICARAGUA (FUENTE: ENATREL)



La tabla a continuación resume las características principales del sector:

TABLA N° 36 - NICARAGUA- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|---|
| Organización de la Actividad | Monopolio La actividad es realizada por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) de capitales públicos. Existen algunos km de línea pertenecientes a generadores privados, pero representan alrededor del 7,3% del total nomás. |
| Planificación y expansión | ENATREL lleva a cabo la planificación de todos aquellos proyectos del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) que garantizan la operación del sistema de manera confiable y que son necesarios para atender el crecimiento de la oferta y demanda de energía eléctrica. Con este fin, se somete anualmente a aprobación del Ente Regulador, un Plan de Obras, que contiene todos los estudios técnicos y económicos de las obras propuestas. Adicionalmente planifica la gestión del financiamiento y que los proyectos a ejecutarse sean factibles con el medio ambiente. |
| Ingresos del transportista | La remuneración a pagarse por el uso de los sistemas de transmisión existentes es calculada por la Empresa de Transmisión y aprobados por el INE en base a sus costos de reposición, operación y mantenimiento de un sistema modelo incluyendo un beneficio. |
| Remuneración para los activos | Se considera el costo de oportunidad del capital usando como tasa de descuento a la tasa prevaleciente en el mercado de capitales. Si ésta no estuviese disponible, dicha tasa se fija por el INE en base a rentabilidades de actividades de riesgo similar realizadas en el país. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Los costos de operación y mantenimiento del sistema son reconocidos para el cálculo de la tarifa. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo) Existe un cargo único aplicado a los agentes en función de la energía inyectada/extraída al /del sistema de transmisión. Este cargo denominado Costo Medio (CMT), es calculado a partir del Costo Total de Transmisión (CTT= a la suma de las anualidades de los costos reconocidos de inversión, operación y mantenimiento y funcionamiento del Centro de Despacho), dividido por la energía transporta en el período. |
| Duración de las concesiones | Se trata de una empresa estatal que se encarga de llevar la actividad por lo cual no existe régimen de concesiones. |
| Interconexiones Internacionales | Nicaragua se encuentra conectada al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) a través de sus subestaciones Sandino y Ticuantepe. Posee alrededor de 307,5 km de línea. El SIEPAC consiste en una línea de transmisión eléctrica de 1790 Kilómetros de longitud de 230 Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La red dispone de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, aunque esta no ha sido utilizada del todo ya que las redes internas de los países no soportan más energía que entre 120 y 160 MW. Actualmente se estudia la posibilidad y existe interés de ampliar la capacidad del SIEPAC. Adicionalmente Nicaragua ya poseía dos interconexiones anteriores con Honduras y Costa Rica, la primera desde 1976 y la segunda desde 1986. |
| Extensión de la red | La red de transmisión de Nicaragua comprende 2984,98 km de red repartidos de la siguiente forma: 646,85 km de 69 Kv; 1305,07 km de 138 Kv y 1033 km de 230 Kv. Fuente: ENATREL |
| Marco Regulatorio | Ley 272 de la Industria Eléctrica: establece que la Empresa Nacional de Transmisión, propiedad del Estado realiza la transmisión eléctrica. |

3.7. PANAMÁ

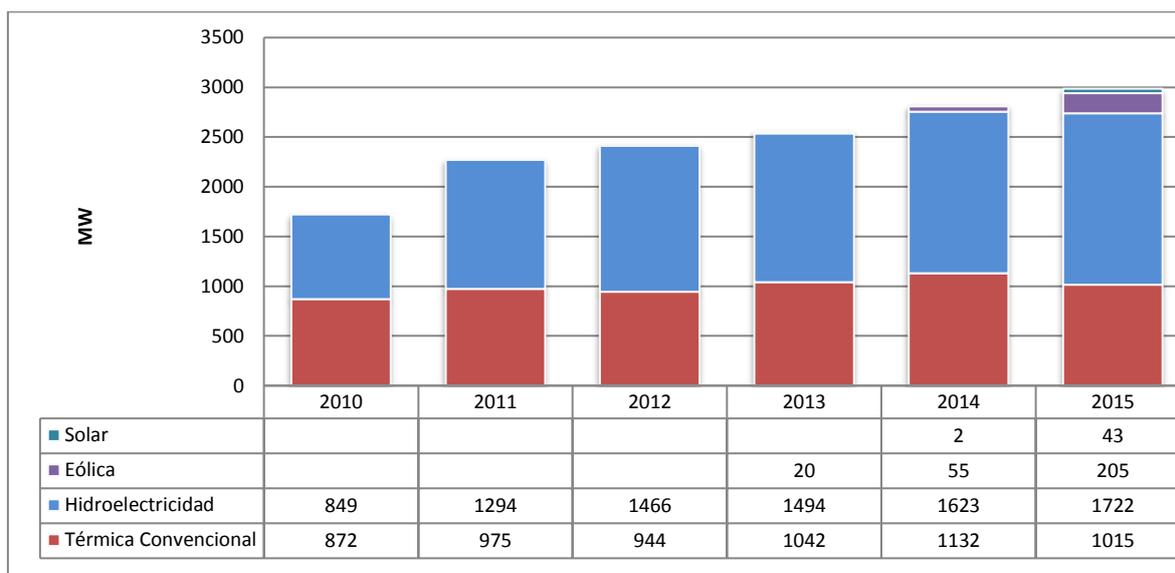
3.7.1. Introducción

Panamá es un país de ingreso mediano alto ubicado en la región Sur de América Central, con fronteras con Colombia y Costa Rica. Su territorio es de 78 mil km² y posee un clima es tropical marítimo; caliente, húmedo, nublado; con temporada lluviosa prolongada (mayo hasta enero), y temporada seca corta (enero a mayo). El terreno tiene áreas costeras en gran parte de llanuras y en el interior montañas cuyo extremo de elevación es el Volcán Baru de 3475 msnm.

Posee una población de 4,05 millones de habitantes y su PIB per cápita a precios constantes del 2010 es de USD 10750,9. El sector servicios es el sector más importante en el producto bruto de Panamá

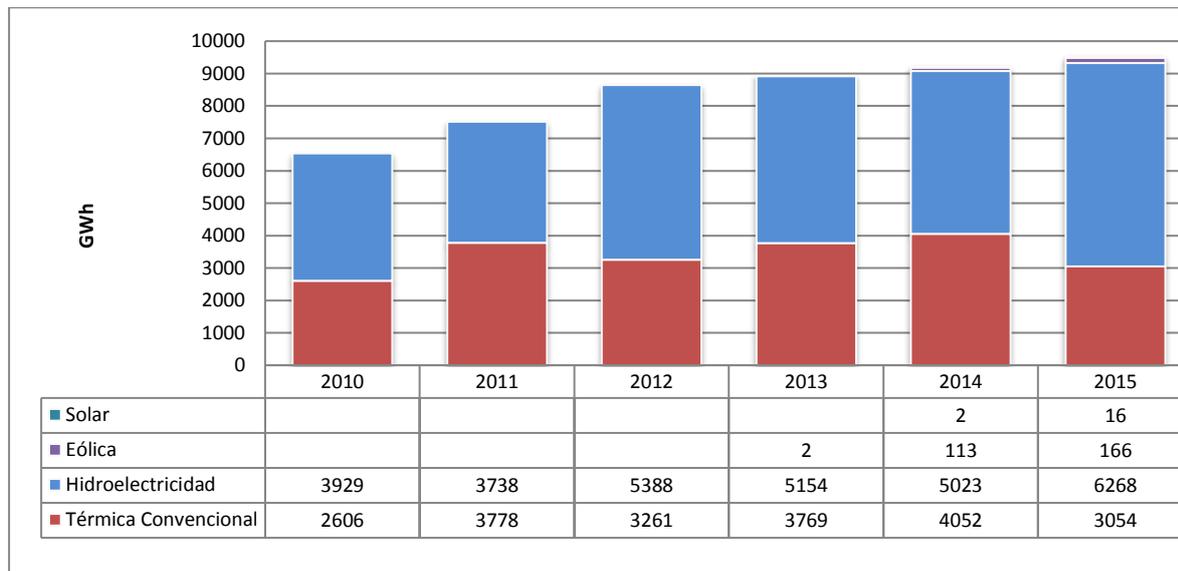
Su sector eléctrico posee una potencia instalada actual es de 2985 MW donde las centrales hidroeléctricas representan más del 57,7% de la capacidad instalada, seguidas por las térmicas con el 34% (mezcla de Diesel, bunker y carbón). Finalmente, la energía eólica y la reciente solar representan el 8,3% restante. Fortuna (Grupo ENEL, 300 MW) y Bayano (AES, 260 MW) son las dos principales centrales hidroeléctricas del parque con embalse regulador. Juntas producen el 50% del total de la generación hidroeléctrica en condiciones promedio (la generación hidroeléctrica representa cerca del 60% del total en dichas condiciones). A continuación, se presentan gráficamente la evolución de la capacidad instalada y generación eléctrica durante los últimos años:

FIGURA N° 64 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PANAMÁ



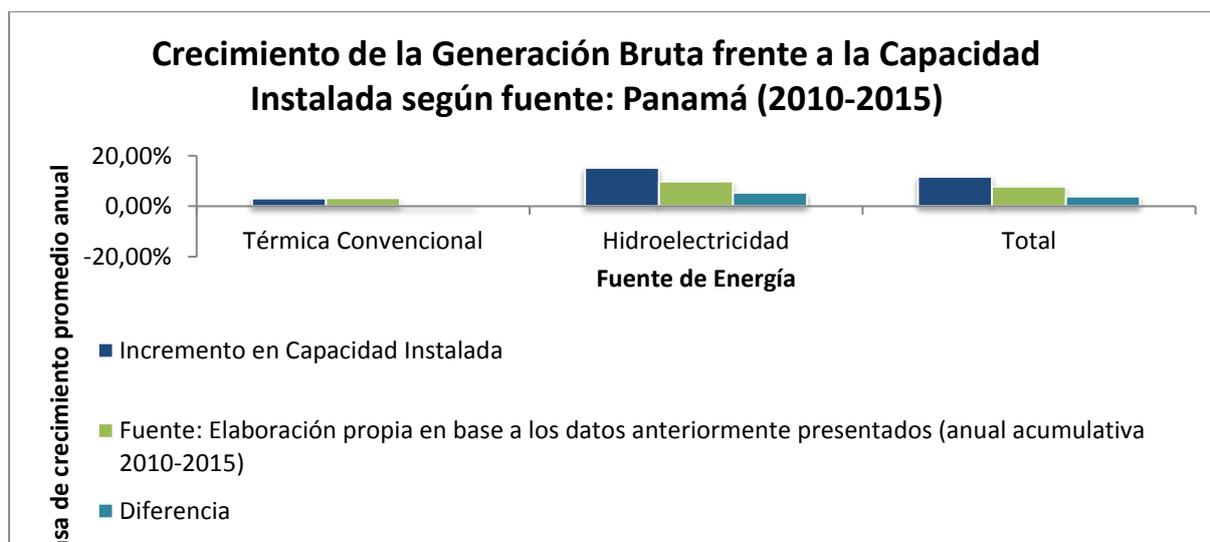
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 65 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: PANAMÁ



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 66 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015: PANAMÁ



En lo referido a las instituciones que forman parte del sector se destaca en primer lugar a la Secretaría Nacional de Energía como órgano responsable de la política energética a nivel nacional.

La Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) es la autoridad regulatoria encargada de monitorear los servicios públicos (electricidad, agua y servicios sanitarios, comunicaciones). Establece las tarifas reguladas de transmisión y distribución y supervisa y define las bases para las licitaciones públicas de energía y potencia para atender a los clientes regulados.

La Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) es la que otorga la concesión del uso del agua para proyectos hidroeléctricos y campos geotérmicos, conforme a la legislación ambiental. La mayoría de las plantas solares requieren una evaluación ambiental que debe ser aprobada por ANAM.

El Centro Nacional de Despacho (CND) coordina las operaciones del sistema en forma centralizada y administra las transacciones comerciales entre los agentes del mercado. El CND es parte de la Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA). Esta última es una empresa estatal de transmisión encargada de la operación y mantenimiento de la red de transmisión de alta tensión. ETESA debe permitir el acceso no discriminado de terceros a la red de transmisión (acceso libre). También elabora un plan de expansión indicativo (no obligatorio) del sistema eléctrico que debe ser aprobado por ASEP. Desde la promulgación de la Ley N° 57/09, ETESA coordina las subastas públicas para garantizar el suministro a los clientes regulados.

TABLA N° 37 - PANAMÁ - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|--|--|
| Ente gubernamental | Secretaría Nacional de Energía: es el órgano principal y se encarga de la política energética a nivel nacional. |
| Ente regulador | Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP): es el Ente Regulador de los Servicios Públicos, creado mediante la Ley 26 de 1996, que se reestructuró bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio, con derecho a administrarlo y con fondos separados e independientes del Gobierno Central. La ASEP tiene a su cargo el control y la fiscalización de los servicios públicos, con sujeción a las disposiciones de la Ley 26 de 1996 y las respectivas normas sectoriales vigentes en materia de servicios públicos La Autoridad del ASEP es dirigida por un Administrador General nombrado por el Órgano Ejecutivo y ratificada por la Asamblea Nacional por un período de siete años. Existe además un órgano supervisor denominado Consejo de Administración integrado por dos Ministros de Gabinete, tres personas designadas por el Presidente de la República y el Director Ejecutivo de la Autoridad. |
| Administrador Mercado Mayorista | Centro Nacional de Despacho (CND): coordina centralizadamente la operación del sistema y administra las transacciones comerciales entre agentes del mercado. El CND depende de la Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA) y está obligado a llevar una adecuada separación contable de los ingresos y costos correspondientes a este servicio. |
| Otras Instituciones | Empresa de Transmisión Eléctrica SA (ETESA): es una empresa estatal de transmisión encargada de la operación y mantenimiento de la red de transmisión de alta tensión. El CND depende ella. Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM): otorga la concesión del uso del agua para proyectos hidroeléctricos y campos geotérmicos, conforme a la legislación ambiental. La mayoría de las plantas solares requieren una evaluación ambiental que debe ser aprobada por ANAM. |

3.7.2. Características de la actividad de Transmisión

La actividad de transmisión eléctrica es reconocida como un monopolio natural por el Estado Panameño y por dichos motivos regulada como tal. La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de propiedad estatal es la responsable de operar y mantener el sistema de transmisión de alta tensión. A cambio, recibe una tarifa regulada basada en un retorno razonable por la transmisión activa y costos operativos eficientes.

El país se encuentra dividido en 10 zonas con un sistema de transmisión que recorre Panamá está de Este a Oeste, permitiendo interconectar la generación existente en el oeste del país con los principales centros de carga en el área metropolitana. Además de ello Panamá se encuentra conectada a Costa Rica mediante dos conexiones distintas, una primera que data del 2011 y otra más reciente perteneciente al SIEPAC.

FIGURA N° 67 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: PANAMÁ (FUENTE: ETESA)



El siguiente cuadro resume las características del sector transmisión:

TABLA N° 38 - PANAMÁ- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|--|
| Organización de la Actividad | Monopolio La actividad es realizada en su totalidad por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) de capitales 100% públicos. |
| Planificación y expansión | ETESA es responsable de elaborar un plan de expansión de la transmisión. El último plan de expansión presentado es el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015, el cual fue aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la Resolución AN No. 9515-Elec del 30 de diciembre de 2015. El plan es presentado por ETESA en forma simultánea con el plan de expansión de la generación. Contiene un análisis del sistema actual de transmisión, la oferta adicional proyectada y un programa con los requisitos de transmisión necesarios para satisfacer la demanda con el necesario nivel de confiabilidad. |
| Ingresos del transportista | La Empresa de Transmisión recibe un ingreso anual permitido para cubrir los costos del sistema principal. La Tarifa, que es aprobada por ASEP, cubre los cargos por el acceso y uso de la red de transmisión, por el servicio de operación integrada por los servicios de la red meteorológica e hidrológica y por los estudios básicos que se pongan a disposición de posibles inversionistas. Anualmente se efectúa una revisión a las Tarifas de ETESA considerando la ejecución del Plan de Expansión, el IPC y otros elementos determinados en la reglamentación. |
| Remuneración para los activos | Se divide el Sistema Principal de Transmisión en dos subsistemas: El subsistema denominado "Equipamiento Inicial" aprobado por el ASEP mediante Resolución y el subsistema denominado "Refuerzos del Sistema" que comprende el resto de los activos que forman parte del Sistema Principal de Transmisión que están en servicio en cada año del periodo tarifario. Los activos a considerar en cada año calendario son los existentes (incluyendo los criterios de eficiencia), más aquellos cuya incorporación está prevista en el plan de expansión aprobado por la ASEP. Se consideran asimismo que los Activos No Eléctricos que se necesitan adicionalmente para prestar el servicio de transmisión, tales como informática, vehículos, edificios, terrenos y que forman parte del Plan de Expansión de la Planta General, el cual es indicativo, serán remunerados de acuerdo al valor eficiente establecido como un porcentaje de los activos eléctricos. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Para calcular el Ingreso Máximo Permitido de la Empresa de Transmisión se consideran: a) Costos de operación y mantenimiento como porcentaje del activo fijo bruto |

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|---|---|
| | eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, (OMT% M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora. b) Los costos de administración como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión, (ADMT%M*), calculados sobre la base de los respectivos costos de la Empresa Comparadora. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo) Cargo por servicio de conexión que refleja los costos de los activos de conexión asignados a un usuario es único y los activos son propiedad de ETESA. Cargos por uso del Sistema de Transmisión que reflejan los costos que se le asignan a cada usuario por el uso del sistema principal de transmisión; correspondiendo el sistema principal de transmisión a los equipamientos que son propiedad de ETESA y que son usados por dos o más agentes del mercado. Además, existe el SOI que es un cargo por Servicio de Operación Integrada que igualmente es regulado por la ASEP. |
| Duración de las concesiones | Se trata de una empresa estatal que se encarga de llevar la actividad por lo cual no existe régimen de concesiones. |
| Interconexiones Internacionales | Panamá se encuentra conectada al Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) a través de sus subestaciones Veladero. Posee alrededor de 150 km de línea. El SIEPAC consiste en una línea de transmisión eléctrica de 1790 Kilómetros de longitud de 230 Kv y 28 bahías de acceso en 15 subestaciones, a través de 6 países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. La red dispone de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, aunque esta no ha sido utilizada del todo ya que las redes internas de los países no soportan más energía que entre 120 y 160 MW. Actualmente se estudia la posibilidad y existe interés de ampliar la capacidad del SIEPAC. También existe un proyecto interconexión con Colombia, pero el mismo se ha puesto en duda y se encuentra notablemente atrasado. Por último, existe una interconexión previa a la SIEPAC con Costa Rica denominada "Anillo de la Amistad" que vincula la subestación Changuinola (del lado panameño) con la subestación Sixaola (del lado costarricense) y data del 2011. |
| Extensión de la red | El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 Kv que en total suman 2409,89 km. La longitud total de las líneas de 230 Kv en líneas de doble circuito es de 1765,98 km, y en líneas de circuito sencillo de 337,01 km. Para las líneas de 115 Kv la longitud total de líneas de doble circuito es de 155,6 km y para líneas de circuito sencillo de 151,3 km. Fuente: ETESA. |
| Marco Regulatorio | Ley 6 de 3 febrero de 1997 establece a ETESA como empresa de transmisión. Régimen tarifario. Reglamento de Transmisión, junio 2005. |

3.8. REPÚBLICA DOMINICANA

3.8.1. Introducción

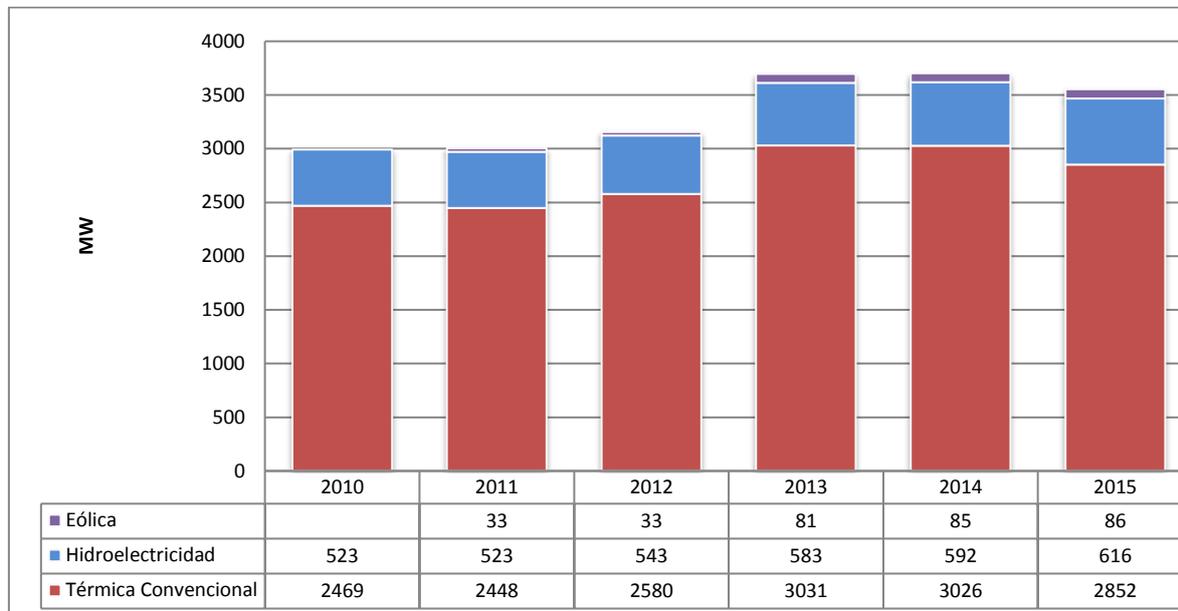
La República Dominicana es un país de la región del Caribe, ubicado en la Isla de Santo Domingo o La Española, dentro del Archipiélago de las Antillas Mayores. Su superficie territorial es de algo más de 48 mil km² con un relieve montañoso en su mayor parte, y cuatro ejes orográficos principales, orientados de Oeste a Este. La Cordillera Central es la más importante de la isla y allí se localiza el Pico Duarte con 3087 msnm de altura. El clima es predominantemente tropical con lluvias abundantes y una temperatura media entre los 25 y 35 °C, con pocas excepciones en regiones de mayor altitud.

En lo que respecta a su economía, por más que el sector servicios haya sobrepasado a la agricultura como principal demandante de empleo, la agricultura todavía se mantiene como el sector más importante en términos de consumo doméstico y está en segundo lugar (detrás de la minería) en términos de

exportaciones. El país posee una población de 10,76 millones de habitantes y un PIB per cápita a precios constantes del 2010 de USD 6552,5 que lo ubican como un país de ingresos medianos altos.

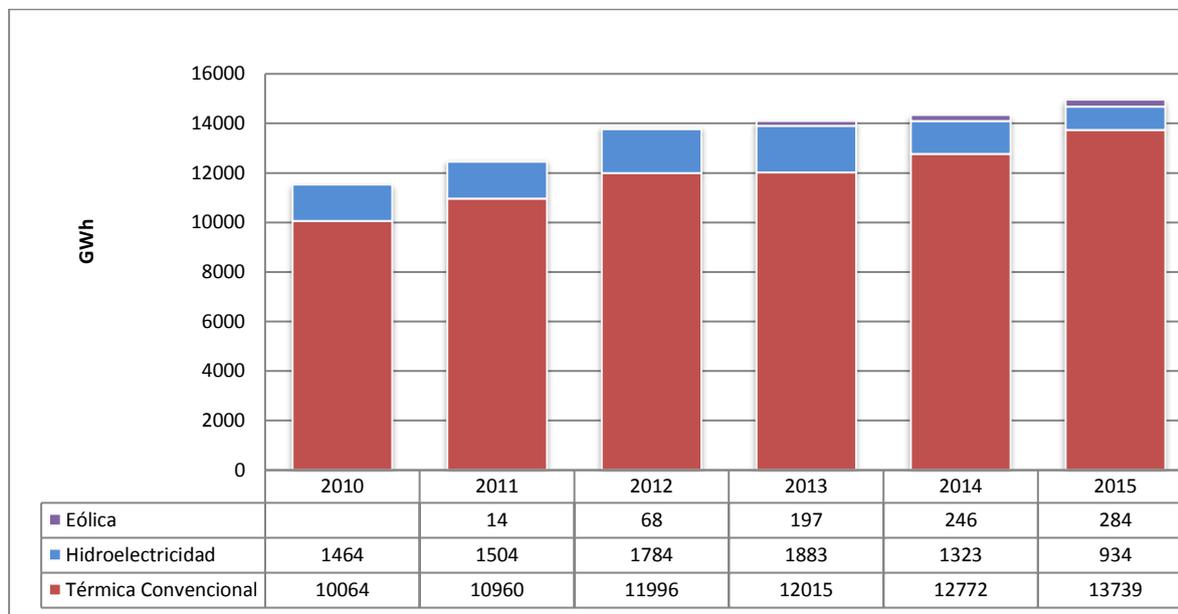
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada de 3553 MW de los cuales el 80,3% proviene de centrales térmicas convencionales (a base de combustibles líquidos). En segundo lugar, en importancia se destaca la energía hidroeléctrica con el 17,3% de la capacidad y finalmente la eólica con el porcentaje restante.

FIGURA N° 68 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: REPUBLICA DOMINICANA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y Oficina Nacional de Estadística

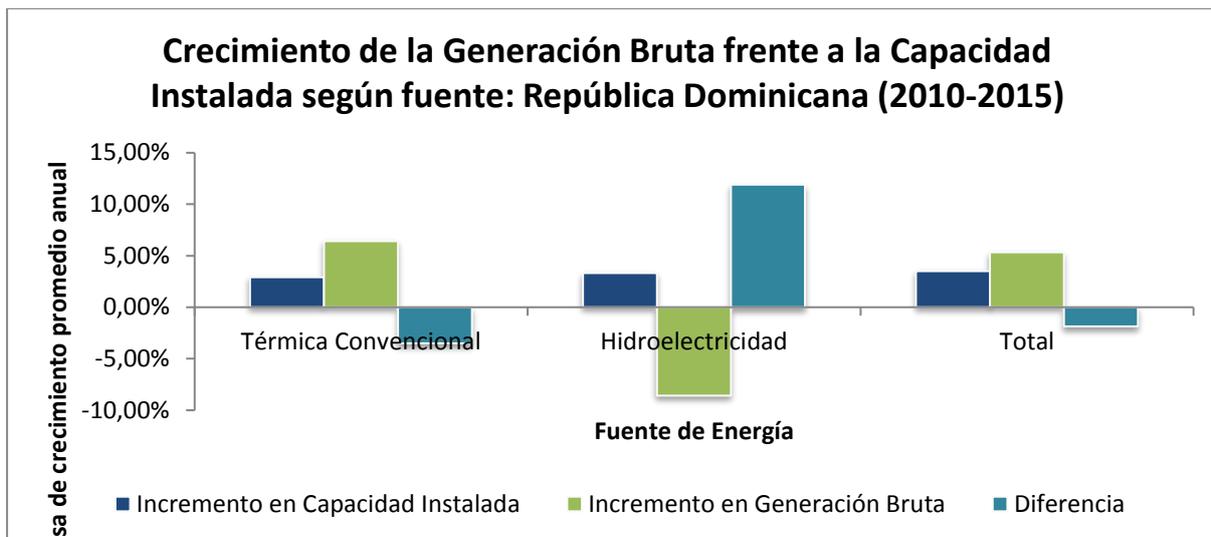
FIGURA N° 69 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: REPÚBLICA DOMINICANA



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y Oficina Nacional de Estadística

FIGURA N° 70 COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA 2010-2015:

REPÚBLICA DOMINICANA



En cuanto a las instituciones del sector se destaca en primer lugar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) como el órgano encargado de asesorar al Poder Ejecutivo en materia energética a nivel nacional. Dentro de sus funciones principales se destacan: establecer las políticas energéticas del país, velar por el aprovechamiento y cuidado de los recursos nacionales y emitir las recomendaciones a favor o en contra de las concesiones de explotación de obras eléctricas.

La autoridad en materia de regulación es la Superintendencia de Electricidad (SIE). Su principal función es verificar el cumplimiento de la LGE y su reglamento. Otras funciones generales son: emitir mensualmente los pliegos tarifarios para usuarios regulados, establecer normas y procedimientos de operación.

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (OC-SENI) es la entidad encargada de planificar la operación del sistema procurando garantizar un servicio confiable y de mínimo costo. Además, calcula mensualmente las transacciones económicas entre los agentes del Mercado Mayorista Eléctrico de acuerdo a lo establecido en la Ley General Eléctrica y su reglamento.

Finalmente se destaca al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARENA) que tiene la potestad de otorgar los permisos para el uso de los recursos naturales (agua, viento, etc), de acuerdo a las leyes medio ambientales vigentes.

TABLA N° 39 - REPÚBLICA DOMINICANA - INSTITUCIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO

| CONCEPTO | DESCRIPCION |
|---------------------------|---|
| Ente gubernamental | Comisión Nacional de Energía (CNE): es la institución responsable del planeamiento sectorial y de emisión de normativas para el buen funcionamiento del sector. Asesora al Poder Ejecutivo y vela por el aprovechamiento y cuidado de los recursos nacionales, emitiendo las recomendaciones a favor o en contra de las concesiones de explotación de obras eléctricas. |
| Ente regulador | Superintendencia de Electricidad (SIE): una institución descentralizada del Estado Dominicano con personalidad jurídica de derecho público, con patrimonio propio y capacidad para adquirir, ejercer derechos y contraer obligaciones, que se relacionará con el Poder Ejecutivo por intermedio de la Comisión Nacional de Energía. Funciones: fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, así como las normas técnicas en relación con la generación, la transmisión, la distribución y la comercialización de electricidad. La administración de la Superintendencia de Electricidad corresponde a un Consejo integrado por un presidente y dos miembros, designados por el Poder |

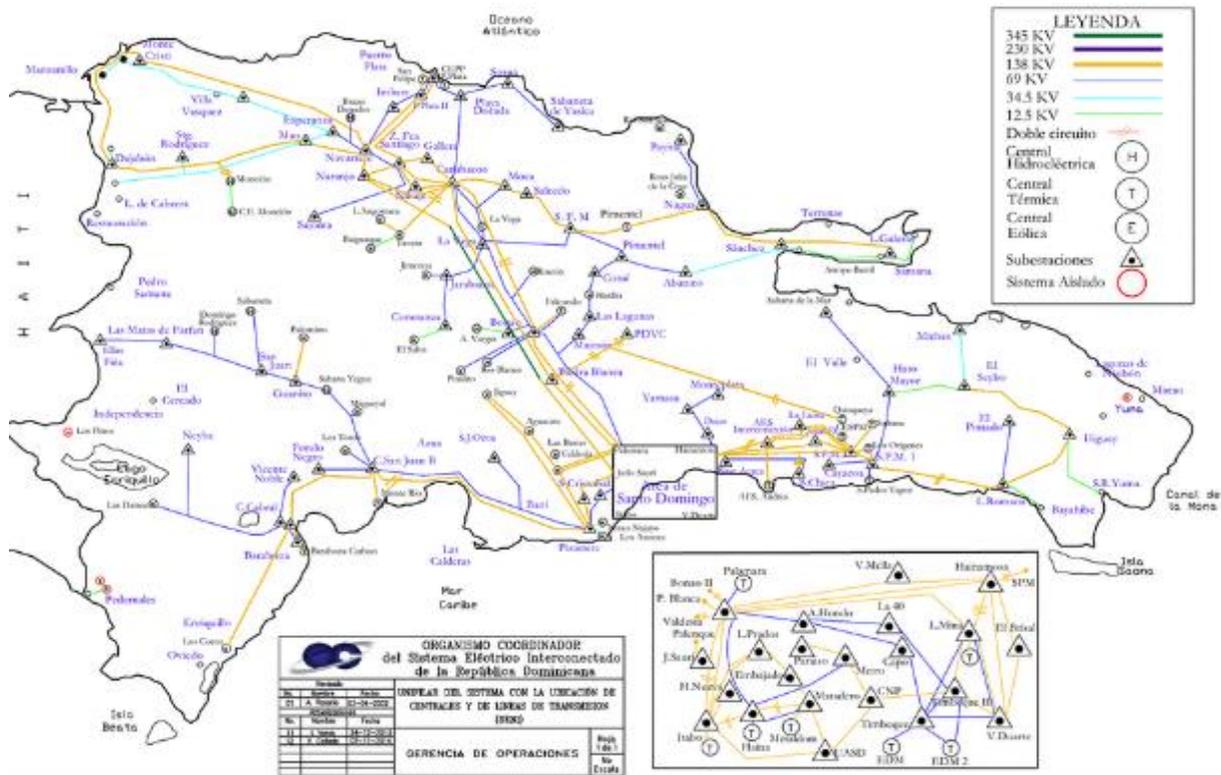
| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|--|
| | Ejecutivo y ratificados por el Congreso Nacional. Ostenta el cargo de Superintendente quien sea señalado como presidente del Consejo. La duración de los cargos es de cuatro años. |
| Administrador Mercado Mayorista | Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional (OC-SENI): es el ente encargado de la planificación de la operación de corto, y mediano del sistema y como operador comercial del sistema realiza las transacciones económicas entre los agentes del Mercado Mayorista Eléctrico. El Consejo de Coordinación es la autoridad máxima del OC-SENI y tiene la responsabilidad de velar por el cumplimiento de las disposiciones y funciones que establece la normativa que regula al sector eléctrico. El Consejo de Coordinación está conformado por: Un representante de la Superintendencia de Electricidad (SIE) que lo preside; un representante del Bloque de Generación; un representante del Bloque de Generación Hidroeléctrica; un representante del Bloque de Transmisión; y un representante del Bloque de Distribución. |
| Otras Instituciones | Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARENA): su función en cuanto al sector es la de poseer la potestad de otorgar los permisos para el uso de los recursos naturales (agua, viento, etc), de acuerdo a las leyes medio ambientales vigentes. |

3.8.2. Características de la actividad de Transmisión

El transporte de energía eléctrica en alta tensión a través del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana se encuentra en manos de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) de propiedad pública. La actividad se considera un monopolio natural y por eso mismo se trata de un caso regulado.

El sistema de transmisión actualmente tiene 4900 km de línea de los cuales el 35% del total es de 69 kV; el 54% de 138 kV y el porcentaje restante se reparte entre líneas de 230 y 345 kV.

FIGURA N° 71 SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA: REPÚBLICA DOMINICANA (FUENTE: OC-SENI)



El siguiente cuadro resume las características del sector transmisión:

TABLA N° 40 - REPÚBLICA DOMINICANA- CARACTERÍSTICAS DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

| CONCEPTO | DESCRIPCIÓN |
|--|--|
| Organización de la Actividad | Monopolio La actividad es realizada en su totalidad por la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) de capitales 100% públicos. |
| Planificación y expansión | ETED es la responsable de armar un plan de expansión de la red para presentar a la CNE. Plan Indicativo de Expansión de la Transmisión Eléctrica (PIETE). |
| Ingresos del transportista | Se regulan tarifas por períodos de cuatro años basadas en costos de operación y mantenimiento eficientes más un retorno sobre los activos. |
| Remuneración para los activos | Se reconoce una tasa de costo del capital que es estimada por el Banco Central de República Dominicana, en general en base al WACC. |
| Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento | Se consideran costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas. |
| Cargo por conexión y uso de la red | Cargos pagados por Oferta (Generadores) y Demanda (Distribuidores/Consumo) Los cargos por transmisión incluyen: a) cargo de conexión pagado solamente por los generadores y b) cargo de uso (capacidad y energía) cuando cualquier usuario utilice el sistema de la ETED. Estos cargos son fijos y se encuentran expresados en USD/Kw-mes. |
| Duración de las concesiones | Se trata de una empresa estatal que se encarga de llevar la actividad por lo cual no existe régimen de concesiones. |
| Interconexiones Internacionales | Solo existen conexiones de baja tensión con Haití. Hay interés de ambas partes por realizar una interconexión en niveles de mayor tensión. |
| Extensión de la red | La red de transmisión Dominicana tiene una extensión de 4903 km, de los cuales 1699 son a 69kV; 2669 km a 138 kV; 275 km a 230 kV; y 260 km a 345 kV. Fuente: OC-ETED. |
| Marco Regulatorio | Ley General de Electricidad No125-01, modificada por la la Ley No186-07. Ley 57-07 de promoción de energías renovables. |