



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

Distribución 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 Sruoga
Argentina - CACIER

Director Ejecutivo

Ing. Juan José Carrasco



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



CONTÁCTENOS INICIO DE SESIÓN

QUÉ ES CIER BENEFICIOS NOTICIAS EVENTOS PUBLICACIONES PROYECTOS UNIVERSIDAD CORPORATIVA



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



Cables apantallados de media tensión



Calidad de servicio



Trabajos con Tensión, Seguridad y Gestión Eficiente

VER TODAS

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	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 a la Secretaría de la CIER, 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
1.1. RESUMEN CONCEPTUAL.....	5
1.1.1. Un modelo heterogéneo: de la intervención estatal directa a la libertad del mercado	5
1.1.2. Contexto actual en Generación Eléctrica	6
1.1.3. Impulsos a la Generación Renovable.....	8
1.1.4. Transmisión eléctrica, sin muchos cambios.....	9
1.1.5. Distribución eléctrica en la región.....	12
1.2. ARGENTINA.....	14
1.2.1. Introducción.....	14
1.2.2. Características de la actividad de Distribución	17
1.3. BOLIVIA	18
1.3.1. Introducción.....	18
1.3.2. Características de la actividad de Distribución	22
1.4. BRASIL	24
1.4.1. Introducción.....	24
1.4.2. Características de la actividad de Distribución	28
1.5. CHILE.....	31
1.5.1. Introducción.....	31
1.5.2. Características de la actividad de Distribución	34
1.6. COLOMBIA.....	37
1.6.1. Introducción.....	37
1.6.2. Características de la actividad de Distribución	40
1.7. ECUADOR	44
1.7.1. Introducción.....	44
1.7.2. Características de la actividad de Distribución	46
1.8. PARAGUAY	48
1.8.1. Introducción.....	48
1.8.2. Características de la actividad de Distribución	51
1.9. PERÚ	52
1.9.1. Introducción.....	52
1.9.2. Características de la actividad de Distribución	55
1.10. URUGUAY.....	59
1.10.1. Introducción.....	59



1.10.2.	Características de la actividad de Distribución	61
2.	AMÉRICA CENTRAL Y EL CARIBE	64
2.1.	RESUMEN CONCEPTUAL	64
2.1.1.	Un período de Reformas	64
2.1.2.	El contexto actual en el segmento Generación	65
2.1.3.	Impulsos a la generación renovable	66
2.1.4.	Transmisión eléctrica y la importancia del Mercado Eléctrico Regional	68
2.1.5.	Distribución eléctrica en Centroamérica	69
2.2.	COSTA RICA	70
2.2.1.	Introducción	70
2.2.2.	Características de la actividad de Distribución	72
2.3.	EL SALVADOR	75
2.3.1.	Introducción	75
2.3.2.	Características de la actividad de Distribución	78
2.4.	GUATEMALA	81
2.4.1.	Introducción	81
2.4.2.	Características de la actividad de Distribución	84
2.5.	HONDURAS	87
2.5.1.	Introducción	87
2.5.2.	Características de la actividad de Distribución	89
2.6.	NICARAGUA	91
2.6.1.	Introducción	91
2.6.2.	Características de la actividad de Distribución	94
2.7.	PANAMÁ	96
2.7.1.	Introducción	96
2.7.2.	Características de la actividad de Distribución	98
2.8.	REPÚBLICA DOMINICANA	101
2.8.1.	Introducción	101
2.8.2.	Características de la actividad de Distribución	104

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 cada uno para facilitar su lectura, manteniendo la introducción y el resumen en un todo.

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 virtud del desarrollo de la inversión en tecnologías limpias, hemos puesto especial atención a la identificación de los **incentivos para las energías renovables no convencionales**. Este documento también registra los **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.

1.1. RESUMEN CONCEPTUAL

1.1.1. 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 su 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 con *joint-ventures*. 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: las históricas 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 intervención 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 de manera más laxa y con la mira puesta en una mayor intervención 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.

1.1.2. Contexto actual en Generación Eléctrica

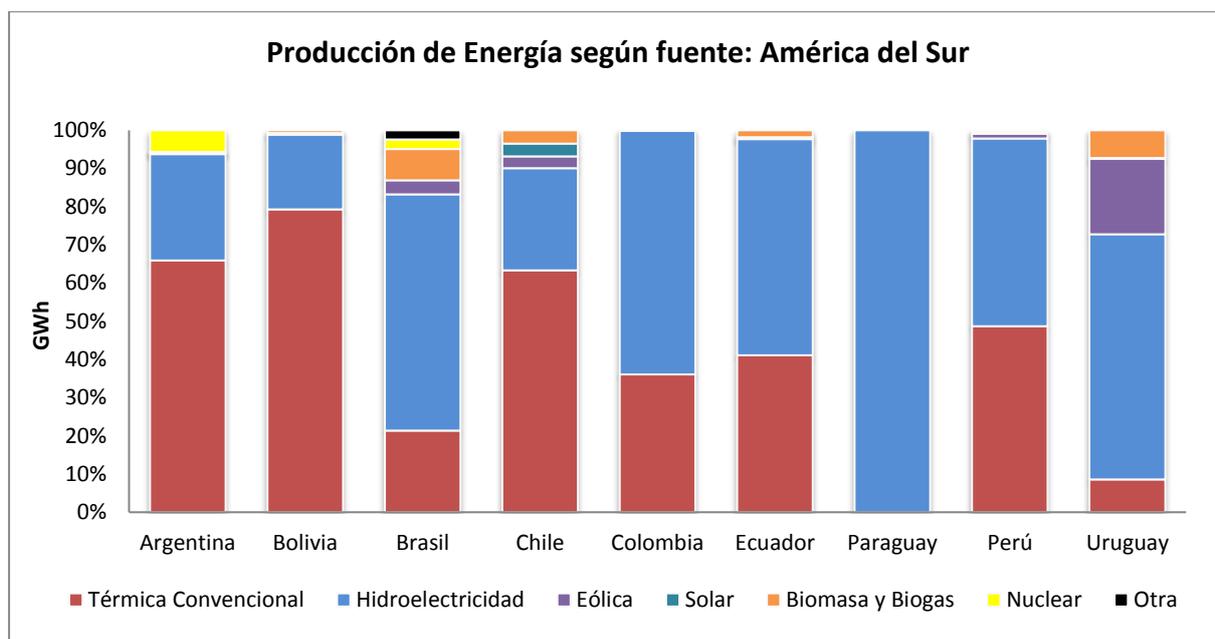
Correspondiéndose con lo comentado previamente, la actividad de generación presenta modelos muy heterogéneos de acuerdo a cada país. La competencia con empresas tanto privadas como públicas suele ser la norma, aunque en algunos casos se da de manera más oligopólica debido a los elevados niveles de concentración. 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.

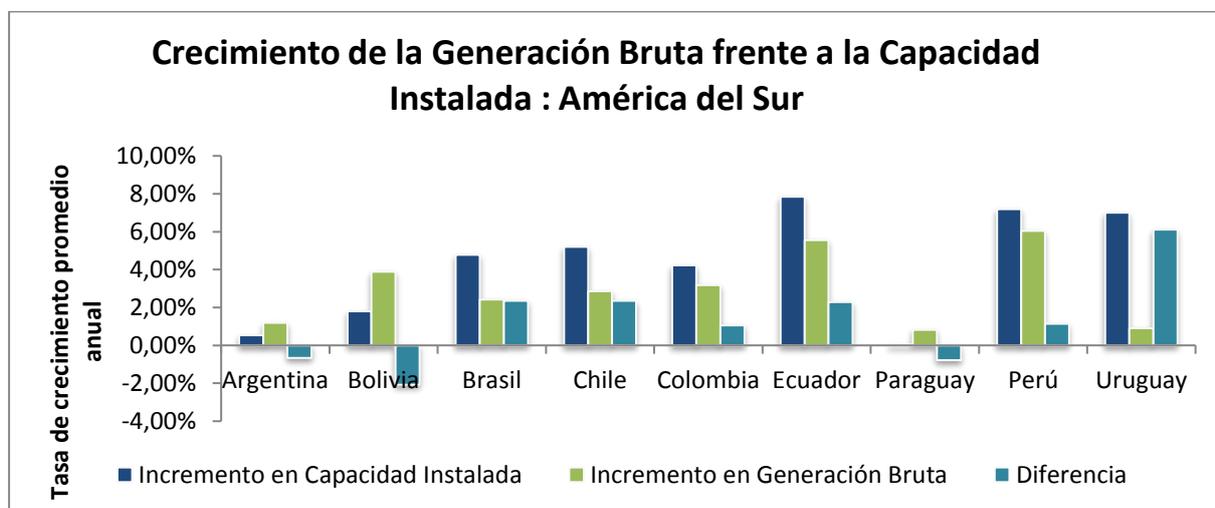
FIGURA Nº 1 PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE: AMÉRICA DEL SUR



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 Nº 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 aún mayor. Sin embargo, esto no ha sido acompañado en todos los casos por crecimientos del mismo nivel

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).

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.

1.1.3. 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

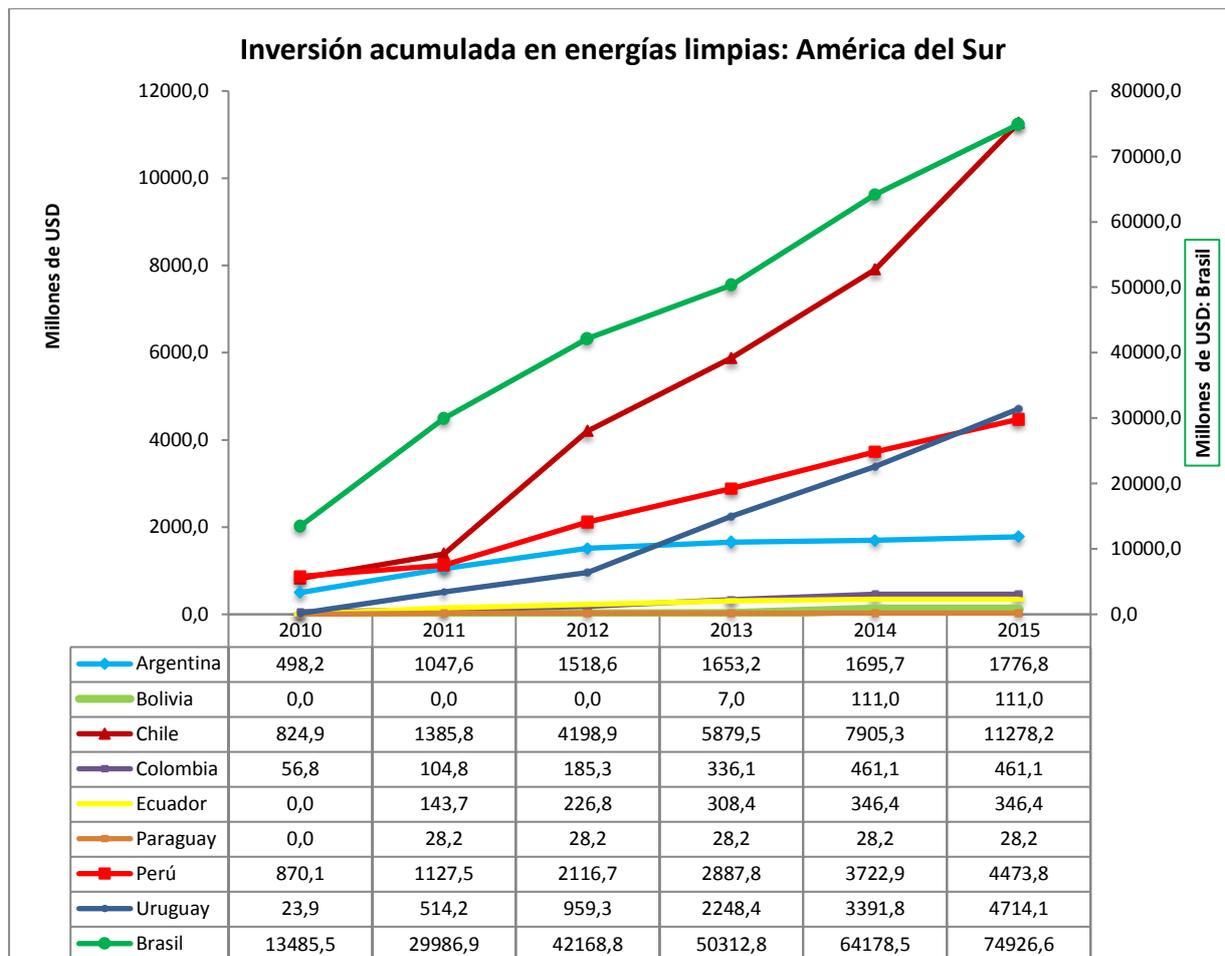
EJES REN 21						
Países	Objetivos de Energías Renovables	Obligaciones de porcentajes de energía proveniente de fuentes renovables	Sistema de Tarifas diferenciado para ERNC	Medición Bidireccional	Licitaciones/S ubastas Públicas	Transmisión garantizada
Argentina	R		X	X	X	X
Bolivia						
Brasil	R			R	X*	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 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, 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.

³ Fuente: REN21, Renewables 2016, Global Status Report

FIGURA N° 3 INVERSIÓN ACUMULADA EN ENERGÍAS LIMPIAS



Fuente: Climatescope

1.1.4. 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.

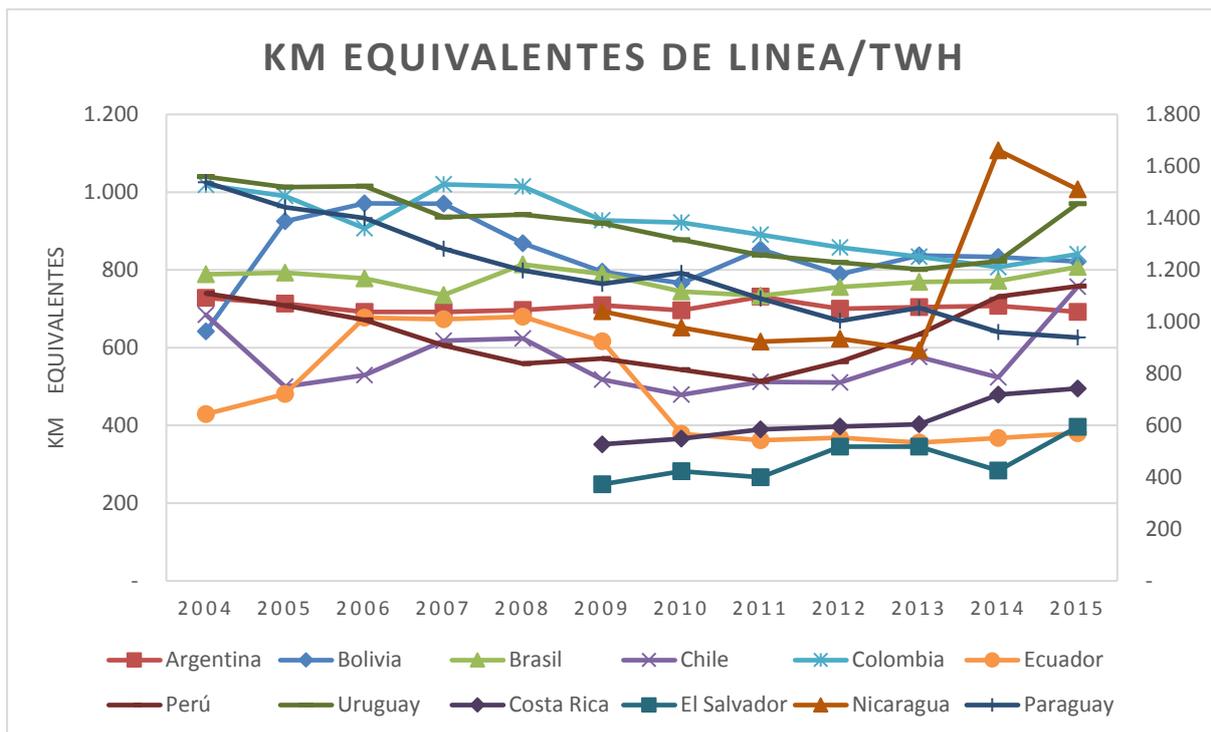
Finalmente, en Bolivia cada empresa transmisora debe hacerse cargo de las expansiones que precise.

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.

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.

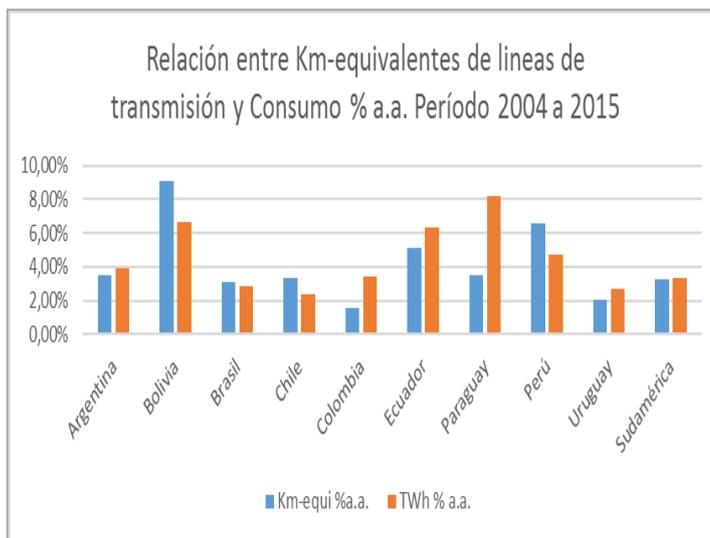


Fuente: CIER

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.

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



1.1.5. 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 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

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

⁵ Fuente: IEA, World Energy Outlook 2016

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.

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

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

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.

1.2. ARGENTINA

1.2.1. Introducción

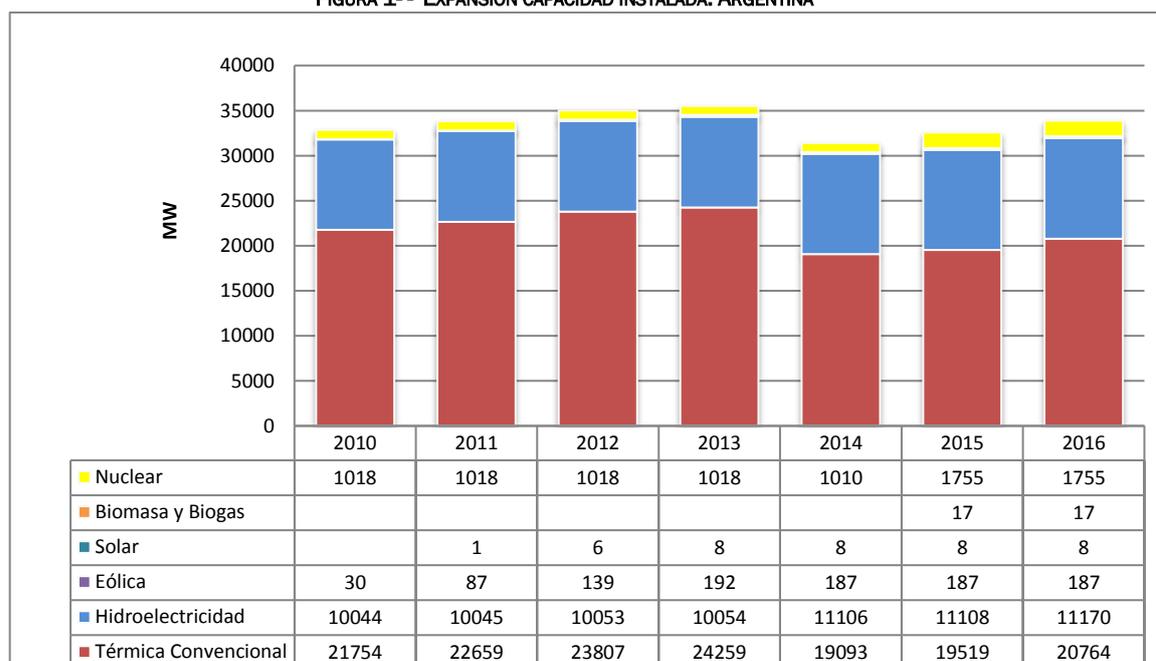
La República Argentina es el segundo país más grande de Sudamérica en lo que refiere a extensión territorial (después de Brasil) y el tercero según cantidad de habitantes (después de Brasil y Colombia). Su territorio comprende 2,78 millones de km² con una geografía muy variada y distintos climas debido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

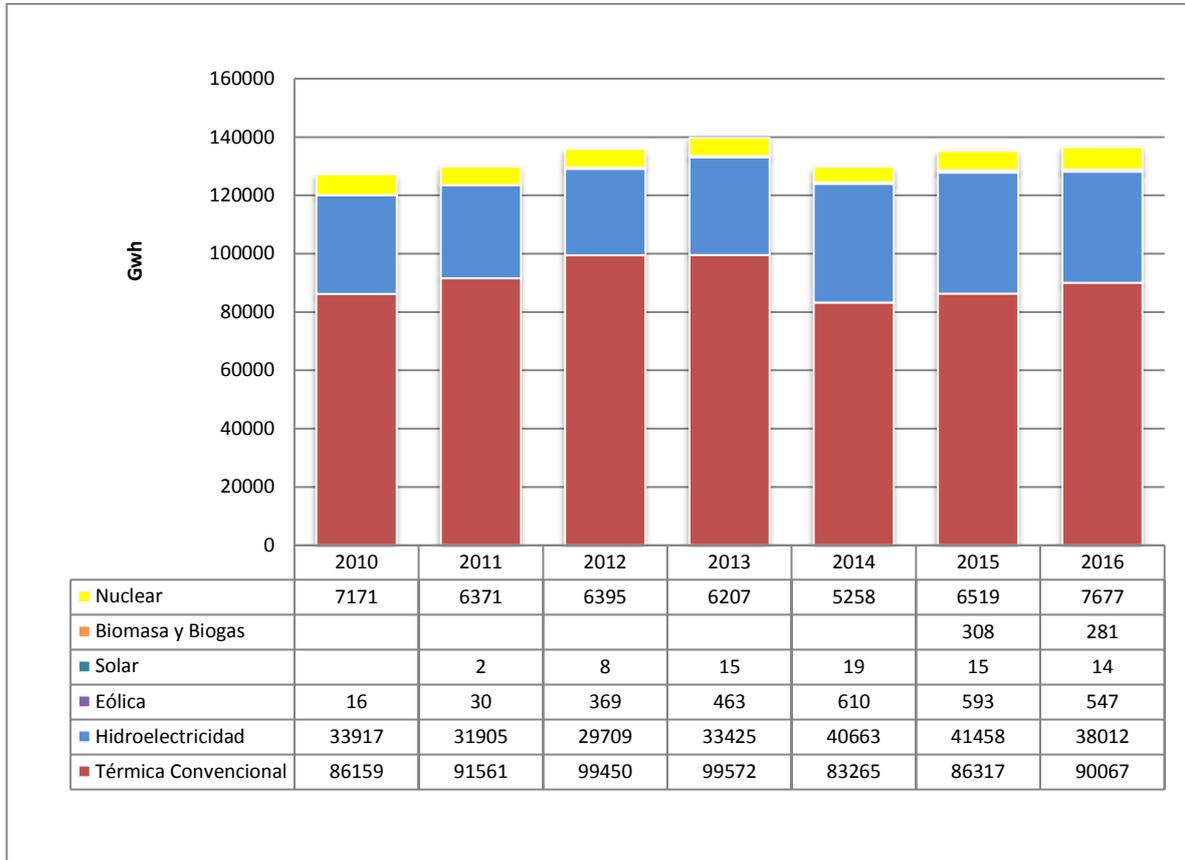
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada de 33901 MW de los cuales la mayor parte proviene de fuentes convencionales térmicas (20764 MW) e hidroeléctricas (11170 MW). Lo sigue la energía Nuclear con 1755 MW y en lo que respecta a ERNC no existe demasiado desarrollo siendo la capacidad instalada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

FIGURA 1- - EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: ARGENTINA



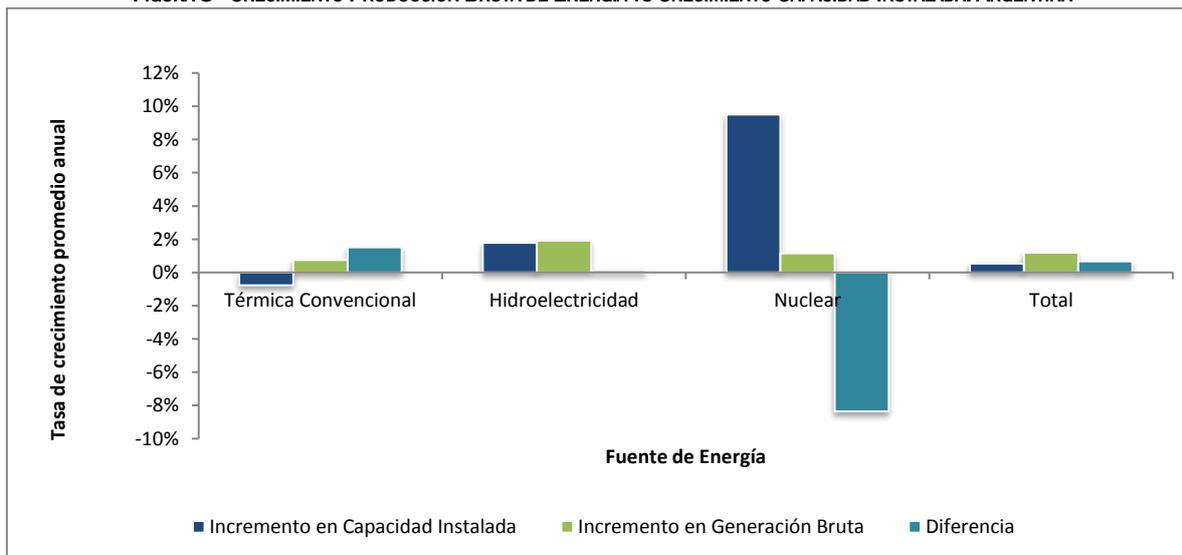
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CAMMESA

FIGURA 2 - EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: ARGENTINA



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

FIGURA 3 - CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA: ARGENTINA



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 - TABLA 1- 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).

1.2.2. Características de la actividad de Distribución

Al igual que el caso de la transmisión, la actividad de distribución eléctrica es considerada un servicio público en la República Argentina y se encuentra regulada bajo esquemas de monopolio natural con contratos de concesión. Sin embargo, cabe aclarar que dependiendo de la jurisdicción en la cual operen, Provincial o Federal, la regulación varía.

El segmento de distribución cuenta con 63 agentes en el MEM y 46 empresas distribuidoras registradas en la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA). Aproximadamente el 80% de la energía distribuida en el país es vendida por los distribuidores de los cuales los principales son Edenor y Edesur en Buenos Aires (alimentan 40% del número de clientes y de las ventas en GWh).

Luego de una década de consumo subsidiado (para usuarios residenciales principalmente), el sector eléctrico argentino se encuentra en una etapa de revisión y es probable que se desarrollen cambios en la normativa vigente.

La tabla a continuación resume las características principales de la actividad:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio por región Considerada y regulada como monopolio natural. El segmento cuenta con 63 agentes de los cuales 46 empresas se encuentran registradas en la ADEERA. Existe participación pública (30%) y privada (70%).
Cantidad de Clientes	Alrededor de 15,8 millones de usuarios.
Acceso a la Electricidad	Argentina el 96% de la población contaba con acceso al servicio eléctrico.
Esquema Regulatorio	Revenue-Cap y Price-Cap.
Remuneración por el servicio	La remuneración que recibe el distribuidor por el servicio de red se denomina VAD y sigue un procedimiento de ajuste el cual depende de acuerdo a la jurisdicción (Federal para el caso de Edenor, Edesur y Edelap; Provincial para las otras empresas distribuidoras). Las tarifas máximas fijadas para cada período tarifario constan de dos términos: a) uno representativo de los costos de adquisición de energía y potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que incluye los costos asociados de transporte y b) otro representativo del costo propio de distribución o valor agregado de distribución (VAD) constituido por el costo marginal o económico de las redes puestas a disposición del usuario más los costos de operación y mantenimiento de las redes, a los que se suman los gastos de comercialización. Los períodos tarifarios duran diez años, el primero, y cinco años los sucesivos. Durante estos períodos, las tarifas se ajustan únicamente conforme con las variaciones que experimentan los costos de compra de energía y potencia en el MEM, incluidos los costos asociados de transporte.
Activos a remunerar	No regulado y discutido en cada caso.
Remuneración para los activos	No regulado y discutido en cada caso. Más utilizado WACC/CAPM.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Evaluación de cada caso entre el Regulador y la empresa. Los métodos más utilizados son VNR o un porcentaje de incremento de costos (CIP).
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	El Art. 41 de la Ley N° 24.065 establece que las tarifas que apliquen los transportistas y distribuidores deberán posibilitar una razonable tasa de rentabilidad, a aquellas empresas que operen con eficiencia, pero asimismo, la tasa deberá: a) Guardar relación con el grado de eficiencia y eficacia operativa de la empresa. b) Ser similar, como promedio de la industria, a la de otras actividades de riesgo similar o comparable nacional e internacionalmente.
Traslado de los costos de compra en el mercado	Casi perfecto traslado de costos. Los precios estacionales son reconocidos, con una proyección trimestral. Existe un fondo de estabilización para minimizar volatilidad.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	El proceso de revisión tarifaria en la distribución fue suspendido por la Ley 25.561 de emergencia económica, de enero de 2002. Las negociaciones realizadas posteriormente por las empresas y la UNIREN se firmaron acuerdos ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional, que concedieron aumentos para el VAD, a la espera de la realización de las “revisiones tarifarias integrales” (RTI).
Ingresos por actividades no reguladas	En oportunidad de las revisiones tarifarias las empresas prestadoras de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Energía Eléctrica, Concesionarias del Estado Nacional, deberán incorporar en sus respectivas pretensiones toda la información relativa a las actividades no reguladas, a los fines de determinar la participación en los beneficios de las mismas por parte de los usuarios de las actividades reguladas y determinase que, en el desarrollo de las actividades no reguladas no se podrá afectar, el capital social y las reservas legales comprometidos en la actividad regulada. Los quebrantos que deriven de la actividad no regulada no deberán ser contabilizados en la estructura de costos para la determinación de los futuros cuadros tarifarios de la actividad regulada.
Reglas de corte de servicio	En el Reglamento de Suministro está claramente establecida la facultad de la empresa para desconectar a los usuarios morosos. No existen recursos jurídicos, intervenciones del Poder Judicial u otras autoridades, que impidan el corte a clientes morosos.
Alumbrado público	Las tarifas de alumbrado público son fijadas por la Municipalidad de cada localidad, que son las entidades concedentes del servicio.
Acceso universal al servicio eléctrico	Existen de fondos para electrificación de áreas rurales y áreas improductivas.
Estructura tarifaria	Según la legislación los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirán un cuadro tarifario inicial que será válido por un período de 5 años y se ajustará a los siguientes principios: a) Establecerá las tarifas iniciales que correspondan a cada tipo de servicio ofrecido, tales bases serán determinadas de conformidad con lo dispuesto en los artículos 40 y 41 de la Ley N° 24.065; b) Las tarifas subsiguientes establecerán el precio máximo que se fije para cada clase de servicios; c) El precio máximo será determinado por el ente de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones; d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar; e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios. Existen 3 tarifas diferenciadas: • T1 (pequeñas demandas): 2 niveles residenciales, 3 de no residenciales o generales (comercial y pequeño industrial) y 1 de Alumbrado Público. • T2 (medianas demandas): 1 nivel. • T3 (grandes demandas): BT, MT y AT.
Marco Regulatorio	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. negociaciones realizadas posteriormente por las empresas y la UNIREN se firmaron acuerdos ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional, que concedieron aumentos para el VAD, a la espera de la realización de las “revisiones tarifarias integrales” (RTI). Ley N° 24.065.

1.3. BOLIVIA

1.3.1. 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 hidroeléctricas⁷.

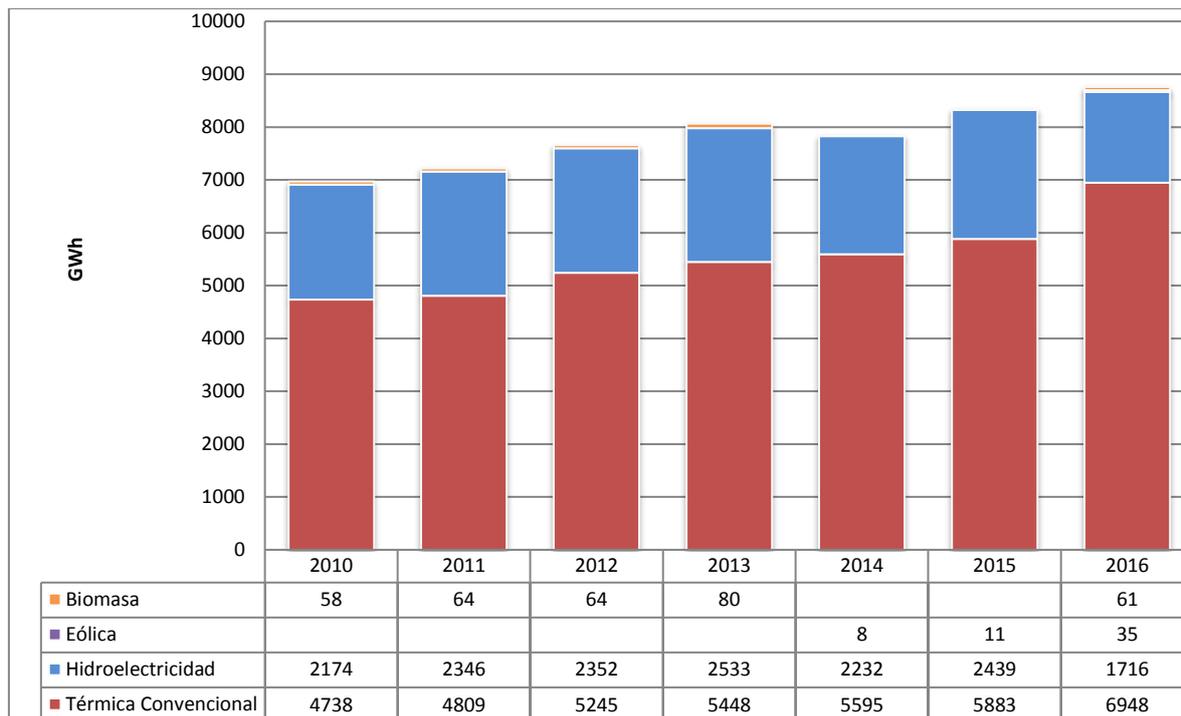
FIGURA Nº 4 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: BOLIVIA



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

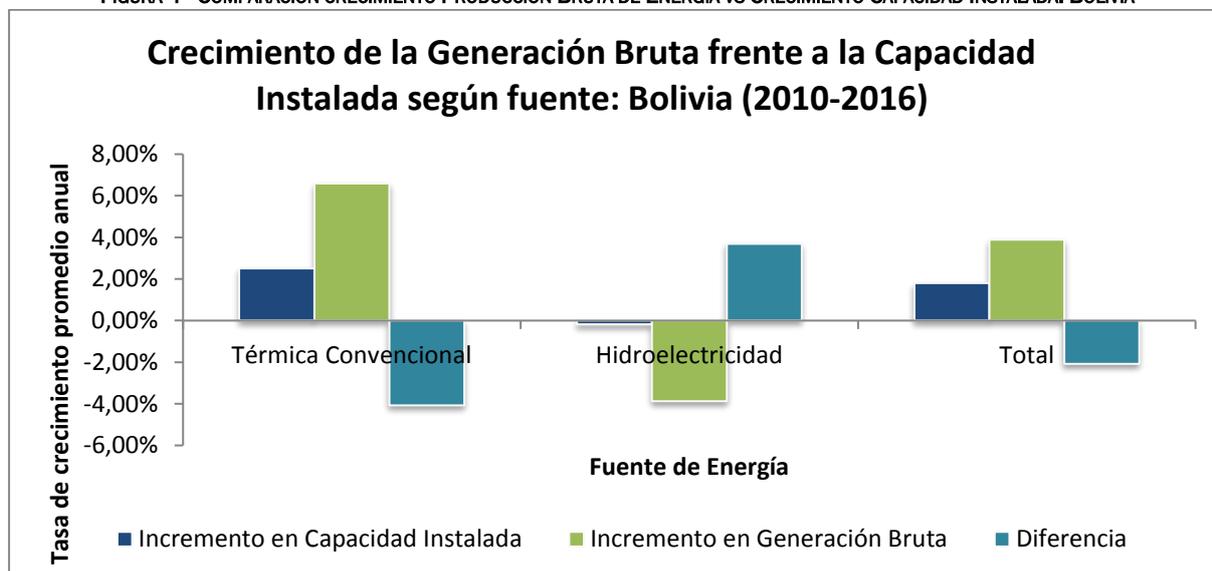
⁷ Información al 31 de diciembre del 2015, AFCSE.

FIGURA Nº 5 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: BOLIVIA



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

FIGURA 4 - COMPARACIÓN CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CRECIMIENTO CAPACIDAD INSTALADA: BOLIVIA



A partir del Decreto Supremo Nº 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 Nodo 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</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	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.

1.3.2. Características de la actividad de Distribución

La actividad de distribución eléctrica en Bolivia comprende al suministro de electricidad tanto a Consumidores Regulados como No Regulados y es considerada como un servicio público bajo concesión. Los precios se encuentran regulados y deben cubrir los costos de suministro que comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, impuestos, tasas, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación de activos tangibles, cuota anual de amortización de activos intangibles, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro y sean aprobados mediante Resoluciones por la AFCSE. Asimismo, los precios también deben reconocer una utilidad sobre el patrimonio afecto a la concesión que las distribuidoras deben percibir durante el periodo tarifario y cuya tasa de retorno es también definida por la AFCSE.

La actividad se encuentra principalmente en manos públicas a través de las siguientes empresas ENDE (Beni) que directamente tiene el 3% de la energía vendida; Cooperativa Rural de Electrificación (Santa Cruz) con el 39% de la energía vendida; Distribuidora de Electricidad de La Paz de la cual ENDE es su principal accionista (La Paz) y distribuye el 24% de la energía; ELFEC que también tiene a ENDE es su principal accionista (Cochabamba) que tiene el 17%, ELFEO (Oruro) 7%, SEPSA (Potosí) 6% y CESSA (Sucre) 4%.

La tabla a continuación resume las características principales de la actividad:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio por región La actividad es realizada bajo concesión del Estado Nacional. Las empresas principales son la CRE, DELAPAZ y ELFEC. Las dos últimas son controladas por la empresa estatal ENDE.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 2,4 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	El 89% de la población contaba con acceso al servicio eléctrico al año 2012 (BM).
Esquema Regulatorio	Price-Cap.
Remuneración por el servicio	Las tarifas base se calculan tomando: <ul style="list-style-type: none"> • El costo de las compras de electricidad, gastos de operación, mantenimiento y administración, intereses, tasas e impuestos que por ley graven a la actividad de la Concesión, cuotas anuales de depreciación de activos tangibles; amortización de activos intangibles y la utilidad resultante de la aplicación de la tasa de retorno sobre el patrimonio establecida en la presente ley. • Las previsiones de ventas de electricidad a sus consumidores; y, • Los ingresos previstos por concepto de venta y transporte de electricidad, utilización y conservación de elementos de servicio y retribuciones que, por cualquier otro concepto, obtenga la empresa de los bienes afectados a la Concesión.
Activos a remunerar	El activo fijo neto que se remunera corresponde a aquel que se encuentra en operación, incluyendo intereses durante la construcción, y el activo intangible destinado al ejercicio de la Concesión, menos el valor de los bienes retirados, menos el monto acumulado de las depreciaciones de los activos tangibles y menos el monto acumulado de las amortizaciones del activo intangible.
Remuneración para los activos	La tasa de retorno sobre el patrimonio afectado a la Concesión utilizada en la determinación de la utilidad para el cálculo de la tarifa base, es el promedio aritmético de las tasas de retorno anuales sobre el patrimonio del grupo de empresas listadas en la Bolsa de Valores de Nueva York e incluidas en el índice Dow Jones de empresas de utilidad pública de los últimos tres años. La AFCSE reglamenta los costos financieros a ser reconocidos como parte de los

CONCEPTO	DESCRIPCION
	costos de explotación de la empresa de Distribución.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Los costos remunerados a través de la tarifa son costos eficientes de consumidores, operación, mantenimiento, administración y generales.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	La normativa vigente contempla la aprobación por parte de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad de un conjunto de indicadores de eficiencia que disminuyen mensualmente los costos en la indexación mensual de las tarifas de distribución.
Traslado de los costos de compra en el mercado	Los costos de compra de energía del distribuidor se trasladan de forma automática al consumidor a través de fórmulas de indexación que se calculan mensualmente. La fórmula contempla el traspaso de los precios de nodo aprobados por el regulador de manera semestral.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	<p>El mecanismo se separa en dos partes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un primer componente que refleja el ajuste por variaciones en los costos de la empresa, establecido en función de las variaciones de los índices de precios como el CPI USA y el tipo de cambio, menos el índice de incremento de eficiencia que será determinado por la AFCSE. • Un segundo componente que transfiere las variaciones en los precios de compra de electricidad y las variaciones en las tasas e impuestos que por ley graven a la actividad de Concesión. <p>Por períodos de cuatro años, la AFCSE aprueba los precios máximos de suministro de electricidad para los Consumidores Regulados de cada empresa de Distribución. Las tarifas y sus fórmulas de indexación tienen vigencia por este período. Una vez vencido el período de cuatro años, y mientras las tarifas no sean aprobadas para el período siguiente, éstas y sus respectivas fórmulas de indexación continuarán vigentes.</p>
Ingresos por actividades no reguladas	No son considerados para efectos del cálculo de la tarifa de distribución.
Reglas de corte de servicio	La Ley de Electricidad establece en su Artículo 60 que la falta de pago de dos facturas mensuales, dará derecho al Distribuidor a proceder al corte del suministro, constituyéndose en obligaciones liquidas y exigibles.
Alumbrado público	Es competencia de cada municipio determinar los costos de estas tasas de Alumbrado Público cuando correspondan.
Acceso universal al servicio eléctrico	<p>Los distribuidores tienen la obligación de:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Dar servicio a todo consumidor que lo solicite, dentro de su zona de Concesión; b) Satisfacer toda la demanda de electricidad en la zona de su Concesión; c) Tener contratos vigentes con empresas de Generación, de acuerdo a lo establecido en la presente ley; y d) Permitir el uso de sus instalaciones a Consumidores No Regulados, Generadores y autoprodutores que estén ubicados dentro de su zona de Concesión u otros consumidores que se encuentren conectados a ésta, sujeto al pago correspondiente.
Estructura tarifaria	<p>Dependen de cada distribuidora. Para el caso puntual de la CRE, empresa de mayor importancia, se distinguen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Domiciliaria: comprende viviendas, viviendas con pequeños negocios particulares y en caso de viviendas colectivas las dependencias propias de las mismas (ascensores, bombas, equipos de calefacción, etc.). • General I: incluye actividades desde la E hasta la Q según la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de las Naciones Unidas (CIU-Rev. 3) que además correspondan a escuelas, institutos de educación, hospitales, clínicas, institutos de salud, asociaciones civiles y entidades sin fines de lucro. • General II: abarca el resto de las actividades de la E a la Q que no se encuentran en el apartado anterior (ej. Bancos, restaurantes, confiterías, etc.). • Industrial I. • Industrial II. • Granjeros: se aplica a usuarios con labores agroindustriales, pequeñas granjas y establecimientos agrícolas. • Alumbrado público. • Especial: para grandes hoteles.

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<ul style="list-style-type: none"> • Agua Potable: comprende los consumidores que utilizan el suministro para sistemas de bombeos de empresas, cooperativas o asociaciones dedicadas exclusivamente a la distribución y comercialización de agua potable. • Fuera de Punta: se aplica a consumidores que utilizan el suministro en sistemas de riego que teniendo consumos en el período de punta están en condiciones de retirar su demanda fuera de este período, mediante la instalación de un equipo de corte. • Autoprodutores: abarca consumidores que se abastecen principalmente con generación propia. • Sistemas Aislados. <p>Se destaca también la Tarifa Dignidad que consiste en un descuento del 25% respecto al importe total facturado por consumo mensual de electricidad a los usuarios domiciliarios de servicio público de electricidad de un consumo de hasta 70 kWh/mes atendidos por las Empresas de Distribución que operan en el Sistema Interconectado Nacional y en Sistemas Aislados y Menores.</p>
Marco Regulatorio	<p>Ley de Electricidad N° 1604 de fecha 21 de diciembre de 1994, que define los principios, la organización institucional, la estructura operativa y modelo económico del sector eléctrico boliviano. Reglamento de Distribución (D.S. 26.607). Reglamento de Precios y Tarifas.</p>

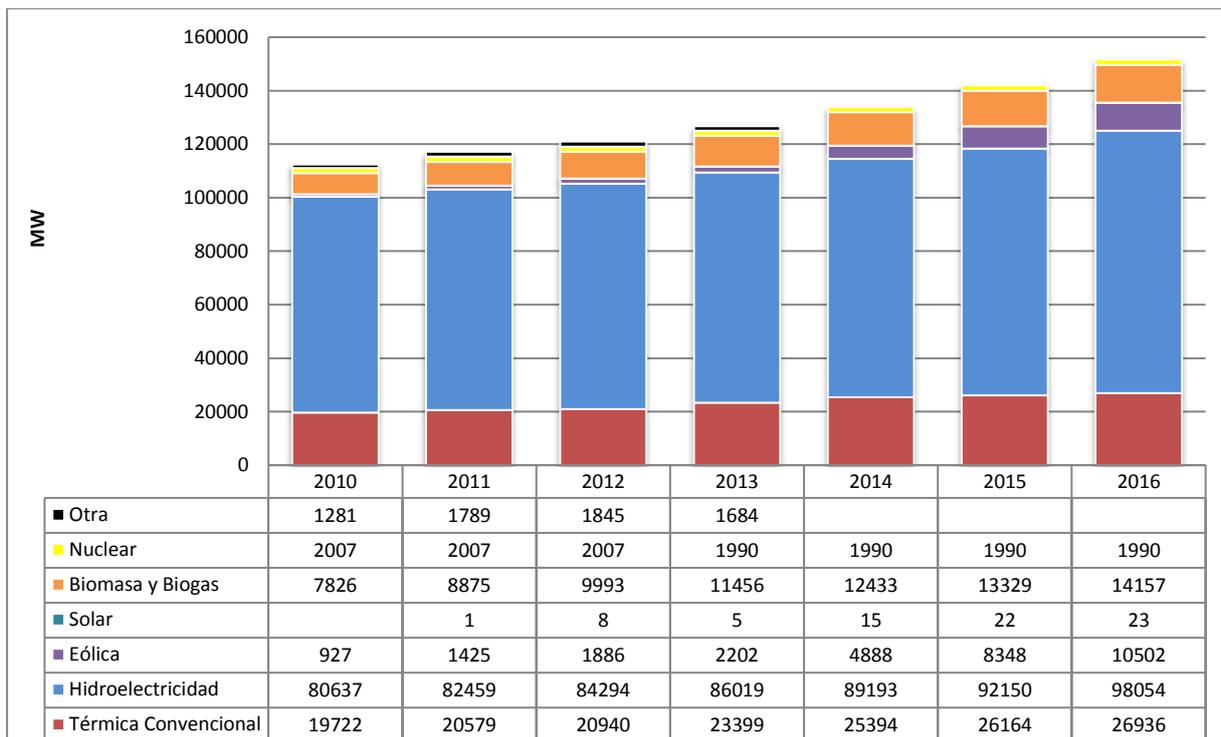
1.4. BRASIL

1.4.1. 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.

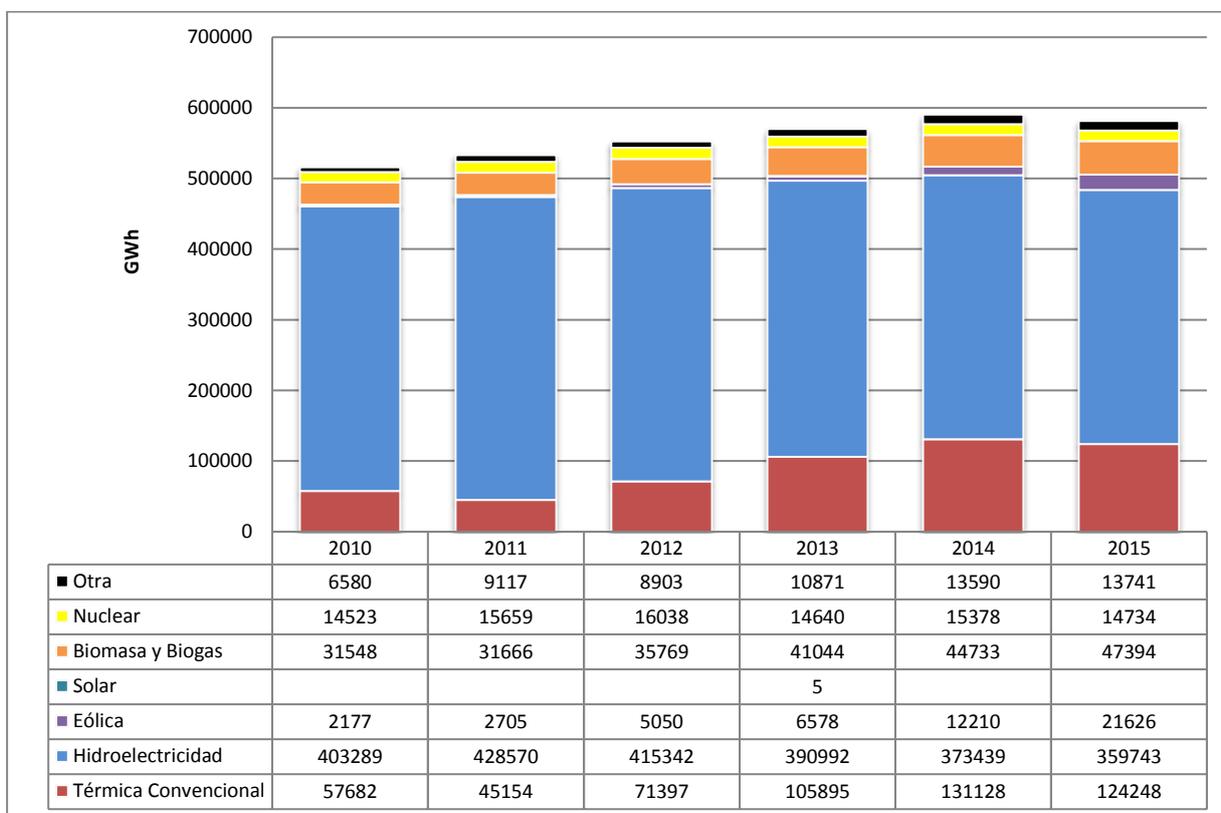
Su sector eléctrico se caracteriza por estar dividido en cuatro subsistemas (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste y Sur) que interconectados entre sí conforman el Sistema Integrado Nacional (SIN). Posee en su conjunto una capacidad instalada de 151662 MW de los cuales la mayor parte proviene de centrales 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 Nº 6 EXPANSIÓN CAPACIDAD INSTALADA: BRASIL



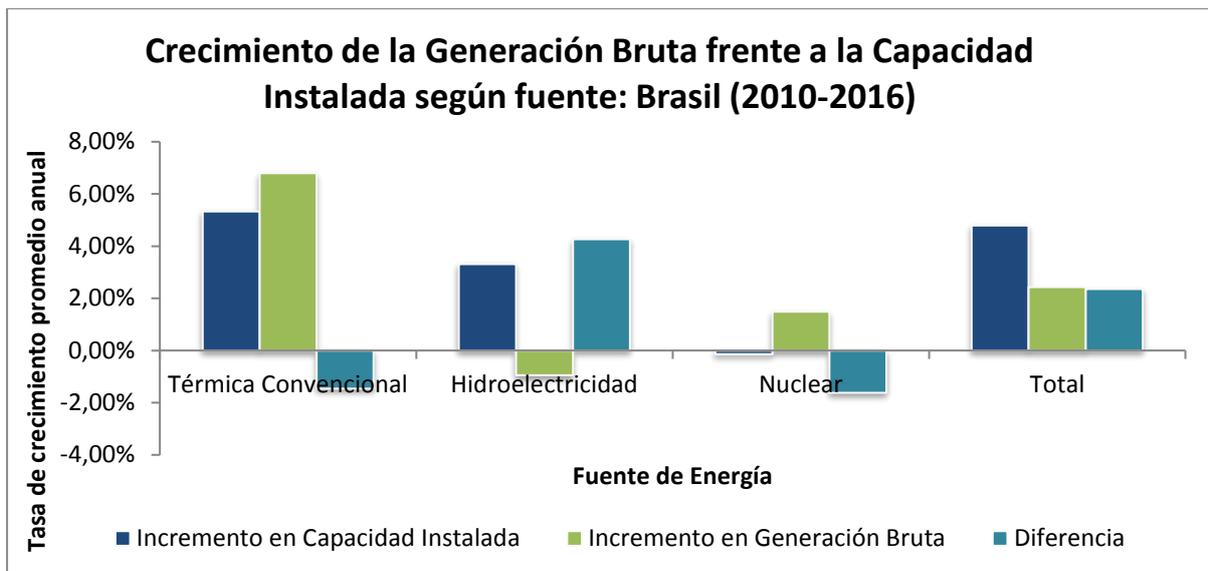
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ANEEL

FIGURA Nº 7 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA: BRASIL



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

FIGURA N° 8 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	DESCRIPCION
	<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 gestión del ONS. Una vez aprobados, los funcionarios del ONS no pueden ser</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
Otras Instituciones	<p>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.</p> <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>

1.4.2. Características de la actividad de Distribución

La actividad de distribución en Brasil se define como el segmento del sector eléctrico dedicado a la disminución de la tensión proveniente del sistema de transmisión para luego realizar el suministro a los consumidores finales. La red se compone por el conjunto de instalaciones eléctricas que operan en niveles de alta tensión (superior a 69 kV pero inferior a 230 kV), media tensión (entre 1 y 69 kV) y baja tensión igual o inferior a 1 kV.

El enfoque regulatorio adoptado por Brasil consiste en el otorgamiento de Concesiones para la prestación de los servicios de Distribución. Dichas concesiones son asignadas bajo el esquema de “exclusividad territorial”. Actualmente Brasil posee 101 distribuidoras de electricidad siendo 63 concesionarias y 38 permisionarias (además de 13 cooperativas de electrificación rural que actúan bajo autorización precaria y se encuentran en proceso de regulación).

La tabla a continuación resume las características principales del sector:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	<p>Monopolio por región</p> <p>En Brasil la distribución eléctrica es realizada por empresas que cuentan con concesiones y permisos que le otorgan exclusividad territorial. Actualmente existen 101 distribuidores de electricidad de los cuales la gran mayoría son de capitales privados. Sin embargo, algunos estados de la Federación mantienen la propiedad de las empresas.</p>
Cantidad de Clientes	Alrededor de 89,7 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	Brasil contaba para el año 2012 con un 100% de acceso al servicio eléctrico (BM).
Esquema Regulatorio	Price-Cap.
Remuneración por el servicio	<p>La remuneración del servicio debe ser igual a un nivel de ingresos que garantice a las distribuidoras de energía eléctrica cubrir todos los costos “eficientes” de prestación de los servicios, como así también obtener una adecuada tasa de rentabilidad sobre el capital invertido razonablemente.</p> <p>Dicho Ingreso Requerido (IR) surge de la suma de dos componentes de renta denominados “valor de la parcela A” (VPA) y “valor de la parcela B” (VPB).</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>El VPA se refiere a costos de distribución relacionados con las actividades de transmisión y generación de energía eléctrica, y tienen la particularidad de ser, mayoritariamente, no gestionables por parte de las distribuidoras. Sin un análisis exhaustivo de dichos costos, los mismos comprenden el costo de generación y adquisición de la energía eléctrica, el cual incluye las pérdidas reconocidas por el regulador, el costo por el uso del sistema de transmisión y los encargos sectoriales definidos por ley.</p> <p>El VPB, el mismo involucra costos asociados directamente con la actividad de distribución de energía eléctrica, básicamente se incluyen los costos de administración, operación y mantenimiento, y las anualidades de los activos. Opuestamente al VPA, estos costos son gerenciables por las empresas distribuidoras.</p>
Activos a remunerar	<p>La anualidad de los activos se determina como la suma de los siguientes tres componentes: Costo del capital, Depreciaciones (incluidas para computar una Cuota de Reintegración Regulatoria que tiene por fin reponer los activos eléctricos a lo largo de su vida útil) y el Costo anual de las instalaciones muebles e inmuebles, para remunerar la inversión en activos no eléctricos.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costo de capital: el costo del capital tiene dos componentes, por una parte, se encuentra la remuneración de la base de activos eléctricos o Base de Remuneración Regulatoria (BRR), la cual está dada por la WACC. El segundo componente es la remuneración de la Reserva Global para Reversión (RGR). La RGR es determinada por el saldo deudor de los financiamientos con recursos de encargo tarifario junto a Electrobras; esta reserva es remunerada por medio del costo de la deuda en términos reales, situación que hace sentido, debido a que se trata de activos con financiación de terceros. • Depreciaciones: se determinan como el producto entre la Base de Remuneración Regulatoria Bruta por la tasa de depreciación regulatoria • Costo anual de instalaciones muebles e inmuebles: son las anualidades de las inversiones en activos de corto plazo de recuperación y activos no eléctricos, tales como informática, vehículos y la infraestructura de edificios administrativos. El costo de las mismas se calcula a través del método de depreciación lineal y se remunera sobre el 50% de la inversión. <p>Forman parte de la Parcela B.</p>
Remuneración para los activos	<p>La tasa de retorno en términos reales es de 7,5% después de impuestos</p>
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	<p>Los CAOM incluyen costos operacionales propiamente dichos y un componente asociado a la cartera de incobrables, en virtud de que la misma representa una pérdida financiera para las empresas. La ANEEL considera que la pérdida financiera potencial por incobrables es, al menos parcialmente, “gestionable”, por tal motivo no es adecuado aplicar un esquema de pass-through sobre dicha pérdida, pues con ello se estaría desincentivando a las empresas en la búsqueda de la eficiencia en el combate de tales pérdidas.</p> <p>La metodología adoptada por ANEEL en el 2CRTP consistió en, agrupar las distribuidoras en tres clusters, y calcular un porcentaje de incobrables basado en la mediana de los valores registrados por las propias empresas para el período 2004/2006. Naturalmente, el estudio de clusters arrojó un patrón regionalizado de la incobrabilidad, que obedece a diferencias socioeconómicas de las regiones consideradas. Es así que las regiones norte y centro norte presentan condiciones socioeconómicas similares entre sí y diferenciadas del resto de las regiones, en cambio en las regiones sur y sureste se asiste una elevada heterogeneidad incluso dentro de un mismo cluster.</p> <p>En el 3CRTP se modificó y amplió la metodología del 2CRTP y se calculó, para cada cluster, un porcentaje regulatorio de incobrables por categoría tarifaria. Dicho cálculo se realizó con datos correspondientes al período 2007/2009, a través de la mediana de los incobrables a 18, 21 y 24 meses.</p> <p>Los CAOM forman parte de la Parcela B.</p>
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	<p>Se aplica el llamado Factor X, que reduce el reajuste de los costos gerenciables por la empresa que se trasladan a la tarifa (la llamada Parcela B de los costos reconocidos en las tarifas). Por medio de la componente Pd, el factor se aplica para tener en cuenta los aumentos de productividad resultantes del aumento en la escala del negocio, debidos al incremento de la demanda, tanto por mayor consumo de los clientes (crecimiento vertical) como por la incorporación de nuevos clientes en el área servida (crecimiento horizontal). El componente T, por otra parte, busca ajustar los costos de administración, operación y mantenimiento y gastos de comercialización. Por último, el componente Q del Factor X</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	hace fomentar la calidad del servicio. Los componentes Pd y T son fijados en los procesos de revisión tarifaria, mientras el componente Q es calculado anualmente en los reajustes.
Traslado de los costos de compra en el mercado	<p>El valor de la Parcela A se obtiene de la suma de los siguientes componentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costo de Generación y Compra de Energía (CE): es el monto de la energía eléctrica comprada para atender al mercado de referencia, valuado al precio de los contratos vigentes a la fecha de la revisión o al valor de la generación propia. En el monto de la energía comprada se incluyen las pérdidas eléctricas del sistema de distribución reconocidas regulatoriamente. Estas pérdidas se dividen en Técnicas y No Técnicas; y fueron definidas por ANEEL para el tercer ciclo de revisión tarifaria. • Costo de Transmisión (CT): tiene dos componentes, costo de conexión, y el costo de uso de la infraestructura de transmisión. Para calcular el costo de conexión se consideran los valores vigentes a la fecha de la revisión, en tanto que para el uso de la infraestructura de transmisión se consideran los valores de potencia contratados en el período de referencia, valorados a las tarifas vigentes. • Encargos Sectoriales (ES): Para los ES se consideran los valores vigentes a la fecha de la revisión tarifaria. Es importante destacar que la Ley 12.783/2013 dispone, entre otras cosas, una fuerte reducción de los encargos sectoriales.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	La parcela B se reajusta anualmente incrementándose por un factor IVI más o menos el factor X. El IVI es el cociente del valor del IGP-M de la Fundación Getulio Vargas en el mes anterior al del reajuste que se procesa y el mismo índice en el mes anterior a la fecha de referencia del reajuste anterior.
Ingresos por actividades no reguladas	Parte de los ingresos por actividades no reguladas son considerados como remuneración al negocio regulado.
Reglas de corte de servicio	El servicio puede ser suspendido por culpa del consumidor, para evitar perjuicios a los demás consumidores cuando aquél viola normas técnicas o administrativas, o bien por incumplimiento en los pagos del consumidor.
Alumbrado público	<p>El diseño, implementación, expansión, operación y mantenimiento de instalaciones de alumbrado público son responsabilidad del municipio o de quien ha recibido esta delegación para proporcionar tales servicios.</p> <p>El distribuidor puede proporcionar los servicios mediante la celebración de un contrato específico para este fin, siendo la persona jurídica de derecho público responsables de los costos inclusive aquellos relacionados con la capacidad de expansión o renovación de subestaciones, alimentadores y líneas existentes cuando sea necesario para cumplir las instalaciones de alumbrado público.</p>
Acceso universal al servicio eléctrico	La universalización del servicio público de electricidad fue establecida por la Ley N ° 10438, el 26 de abril del año 2002, y modificada por la Ley N ° 10762, el 11 de noviembre, 2003.
Estructura tarifaria	<p>I. TUSD - Tarifa de Uso del Sistema de Distribución: Unidad de valor monetario determinado por la ANEEL, en R\$/MWh o en R\$/kW, que se utiliza para hacer la facturación mensual de los usuarios del sistema de distribución de electricidad por el uso del sistema;</p> <p>II. TUST - Tarifa de Uso de los Sistemas de Transmisión: Red Básica TUST relativa al uso de las instalaciones de la Red Básica y Red Básica TUST Frontera, relativa al uso de las instalaciones fronterizas de la Red Básica;</p> <p>III. TE - Tarifa de Energía: Unidad de valor monetario determinado por la ANEEL, en R\$ / MWh, usado para realizar la facturación mensual relacionada al consumo de energía de los siguientes contratos:</p> <p>Para los usuarios del sistema de distribución, el TUSD difiere por subgrupo, rango y modalidad tarifaria. El TE difiere según el rango y la modalidad tarifaria.</p> <p>Los usuarios del sistema de distribución se clasifican en grupos y subgrupos tarifarios, tal como se definen en los incisos XXXVII y XXXVIII del art. 2, la Resolución Normativa N ° 414 de 09 de septiembre 2010.</p>
Marco Regulatorio	<p>Resolución de ANEEL 257/2011.</p> <p>Resolución 457/2011.</p> <p>ley 9427/1996 establece que los procedimientos de suspensión del servicio eléctrico por falta de pago a consumidores.</p>

1.5. CHILE

1.5.1. 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).

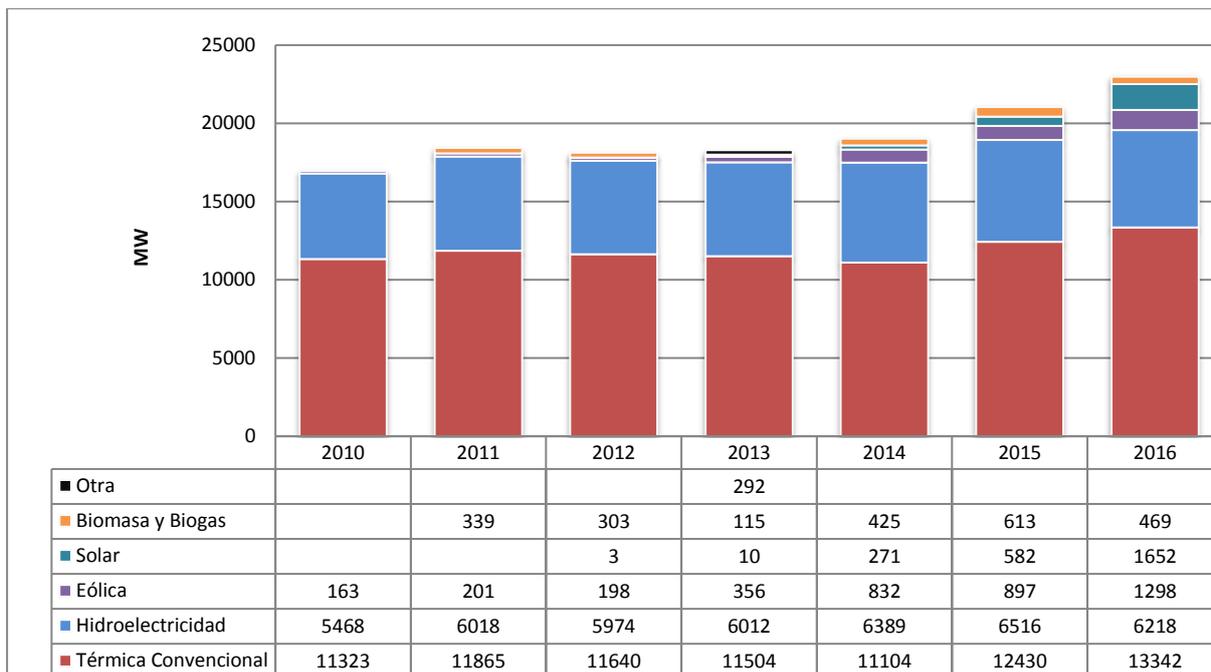
Tal como su nombre lo indica, el SIC se encuentra ubicado en la región central y abarca al 93% de la población. Posee una capacidad instalada de 17.570 MW de la cual alrededor del 45,4% proviene de centrales térmicas (7.983 MW), 35,4% de hidroeléctricas (6.220 MW) y el porcentaje restante de energías renovables no convencionales (1256 MW Solar, 1205 MW Eólica, y 469 MW repartidos entre Biomasa y Biogás)⁸. 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.

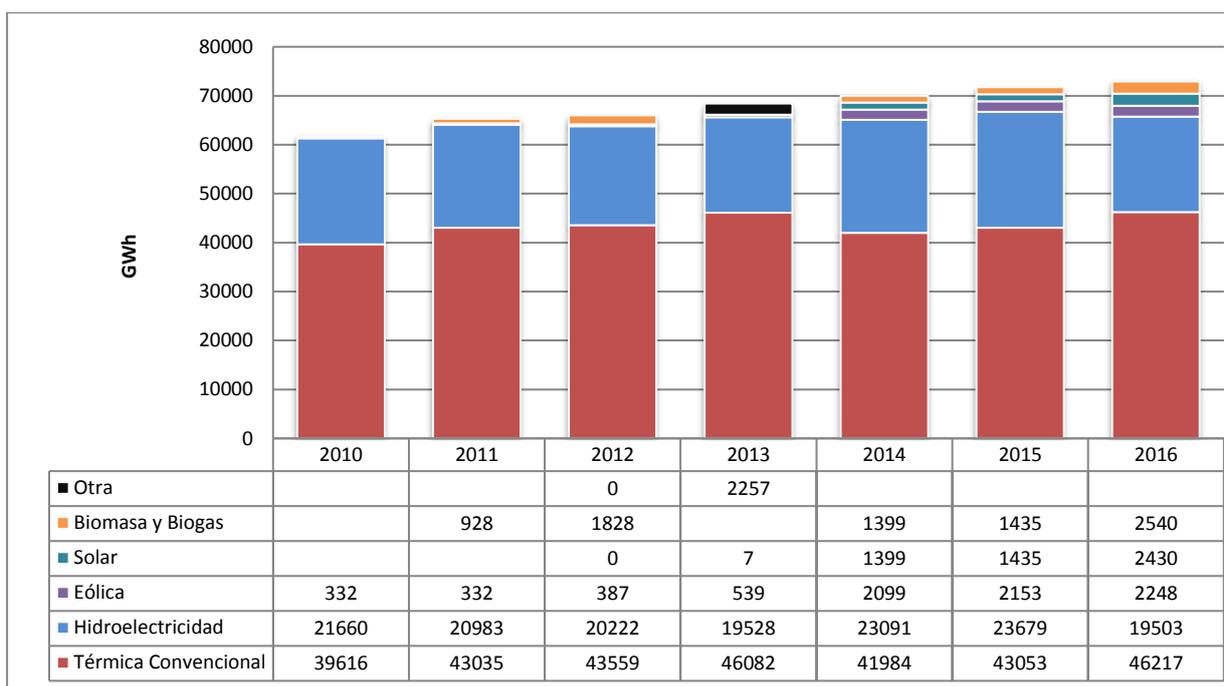
⁸ Valores de Abril del año 2015.

FIGURA N° 9 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: CHILE



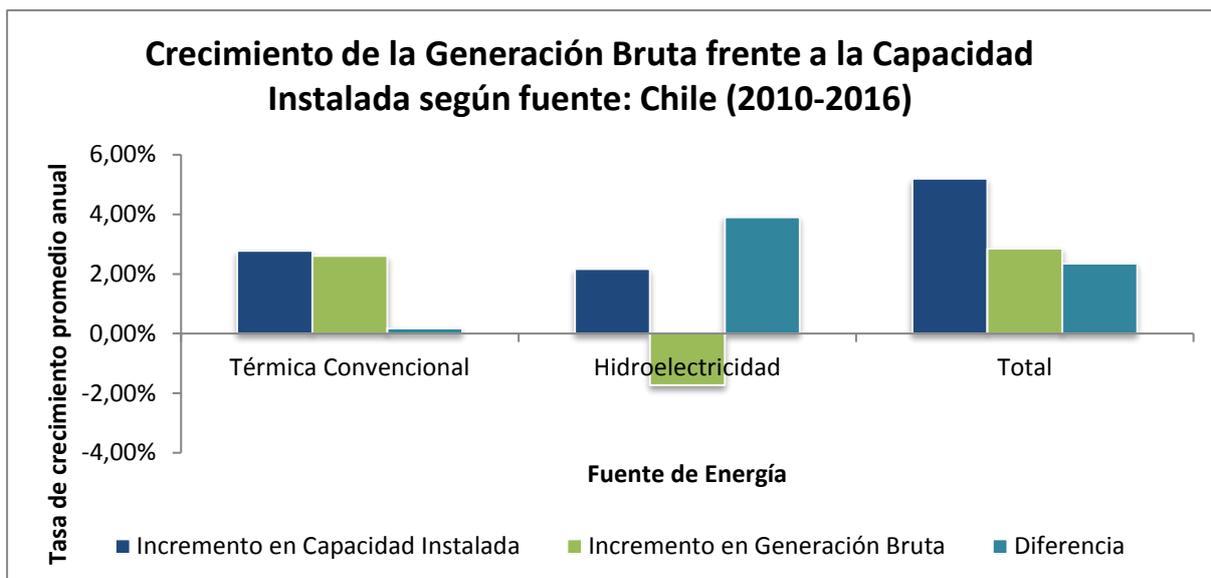
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y CDEC

FIGURA N° 10 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: CHILE



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

FIGURA N° 11 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 Economía.

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<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>

1.5.2. Características de la actividad de Distribución

En Chile los servicios públicos de distribución son prestados por empresas privadas, reservándose para el Estado el rol Regulador, Fiscalizador y Subsidiario. La distribución se encuentra sujeta a regulación de precios y se define como aquella actividad que realiza el transporte de potencia y energía eléctrica a niveles de voltaje de 23 kV o menos, y se encarga del suministro de energía a consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a los 2000 KW, con excepción de aquellos clientes que contraten condiciones especiales de suministro o que, teniendo una potencia conectada superior a los 500 KW e inferior o igual a los 2000 KW, hayan optado por suscribir un contrato libre.

En síntesis, la distribución eléctrica comprende dos actividades: transporte de potencia y energía eléctrica en redes de 23 kV o menos y suministro de energía a consumidores con potencia conectada de 2.000 KW o menos. Esto no implica que no puedan conectarse usuarios de más de 2.000 KW (con límites técnicos), sino que en ese caso son consumidores libres, a los que el distribuidor está obligado a suministrar transporte a cambio de un peaje, pero no energía a precio regulado.

En cuanto a la exclusividad territorial, la Ley admite la posibilidad de zonas de concesión superpuestas (Art 17° LGSE). Es decir, se faculta a que un nuevo distribuidor interesado pueda solicitar y obtener una nueva concesión en parte o en la totalidad del territorio ya concesionado. Naturalmente, a los fines de cumplir

con el criterio de no discriminación, se impone al nuevo concesionario las mismas obligaciones y derechos que posee la empresa incumbente.

Aunque actualmente hay 34 empresas distribuidoras, el 81% del total de los clientes es abastecido por seis empresas. Chilectra y CGED son las empresas con mayor participación de mercado; en conjunto, ambas abastecen a 2,8 millones de clientes y suministran cerca del 63% de la energía entregada al sistema.

La tabla a continuación resume las características principales de la actividad de distribución en Chile:

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

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Organización de la Actividad	<p>Oligopolio</p> <p>La actividad de distribución eléctrica es realizada por 34 empresas de capitales privados. Sin embargo, el 81% del total de clientes es abastecido solo por 6 empresas.</p> <p>Se destaca que bajo la normativa vigente no existe exclusividad territorial. La Ley admite la posibilidad de zonas de concesión superpuestas.</p>
Cantidad de Clientes	Alrededor de 5,9 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	El 100% de la población contaba con acceso a la electricidad
Esquema Regulatorio	Yardstick Competition con Price-Cap.
Remuneración por el servicio	<p>La remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica propiamente dicha está determinada por el Valor Agregado de Distribución (VAD). Conceptualmente el VAD debe generar ingresos suficientes a la Distribuidora para la cobertura de los costos eficientes de operación y mantenimiento, las inversiones requeridas para la adecuada prestación de los servicios, como así también generar una razonable rentabilidad sobre los activos.</p> <p>Dada la diversidad de tamaño y densidad de consumo de las empresas chilenas, la Ley concibió que el cálculo del VAD se realice por áreas típicas de distribución (ATD), que representan a empresas con VAD similares. Los componentes del VAD para cada área típica se calculan sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión</p> <p>Las pérdidas técnicas y no técnicas se encuentran formalmente reconocidas por la legislación como parte integrante del VAD. La regulación permite reconocer aquellas pérdidas técnicas y no técnicas que tienen sentido económico. Es decir, aquellas pérdidas cuyo costo de eliminarlas es mayor que el beneficio asociado a tal eliminación.</p> <p>Las tarifas son fijadas por períodos de cuatro años, aunque existe la posibilidad de revisiones tarifarias.</p>
Activos a remunerar	<p>La normativa establece que los costos anuales de inversión se calculan considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones adaptadas a la demanda (o sea de una empresa eficiente modelo o de referencia), la vida útil de esas instalaciones y una tasa de actualización del 10% real anual. Por otra parte, la misma normativa establece el requerimiento de verificación de rentabilidad de las empresas reales.</p> <p>Por lo tanto, en lo referente a la base de capital, en el esquema normativo chileno se determinan dos valores de base de capital, con metodologías de cálculo marcadamente diferentes y que aplican a distintas etapas del proceso de revisión tarifaria:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Base de capital tipo greenfield, aplicada en la determinación del VAD. • Base de capital VNR de activos inventariados, aplicada en el Mecanismo de Verificación de la Rentabilidad General de la Industria.
Remuneración para los activos	<p>La ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad a nivel de toda la industria dentro de una banda del 10% (real antes de impuestos) \pm 4% (cuatro puntos porcentuales) al momento de la determinación del VAD. En caso que, al momento de la determinación del VAD, la rentabilidad se encuentre fuera de los límites aquí establecidos, se debe ajustar proporcionalmente el VAD de todas las distribuidoras hasta alcanzar el límite más cercano (inferior o superior). Y dentro de una banda del 10% (real antes de impuestos) \pm 5% durante los 4 años de vigencia de la misma. En caso que la rentabilidad conjunta de las empresas de la industria se encuentre fuera de esta banda, la CNE deberá efectuar un nuevo estudio para determinar nuevas fórmulas tarifarias.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	<p>Los componentes de costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización del VAD, son determinadas por los consultores para la empresa de referencia que es objeto de modelación. Los costos reales no son considerados.</p> <p>La metodología para la determinación de los costos eficientes de explotación, a reconocer en la tarifa, es la siguiente: primero se construye una empresa de referencia lo más representativa del conjunto de empresas del ATD. Posteriormente se elige un área de Concesión determinada, a modo de referencia y se establecen los parámetros de una firma que produce la cantidad demandada al mínimo costo técnicamente posible; simulando así, el ingreso de un nuevo agente en el mercado, con gestión y tecnología moderna, pero considerando las condiciones del entorno vigente.</p> <p>Con este enfoque se busca considerar los antecedentes de territorio operacional, clientes, consumos y los puntos de inyección de energía, propios de la empresa analizada, así como las condiciones locales que la afectan, pero suponiendo operación eficiente.</p>
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	En el decreto tarifario de distribución que se dicta cada cuatro años, se establece un porcentaje de reducción del VAD para cada año de vigencia de las tarifas por concepto de economías de escala.
Traslado de los costos de compra en el mercado	A partir de las modificaciones introducidas por la Ley Corta II, el componente de precio de nudo se determina sobre la base del promedio ponderado por volumen de suministro de los precios vigentes en los contratos de compra de la distribuidora, para abastecer a los clientes regulados en la zona de concesión.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	Entre revisiones tarifarias el VAD de cada área típica es indexado mensualmente según un índice de la tasa de cambio del dólar y aranceles aplicables a los equipos importados, índices de precios locales al consumidor, índice de precios al por mayor de productos nacionales, e índice de precios del cobre.
Ingresos por actividades no reguladas	La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas no afecta las remuneraciones reguladas, puesto que la empresa modelo se dimensiona para prestar sólo el servicio de distribución y las actividades distintas a la distribución que usualmente emplean los activos de distribución (tal como el apoyo de líneas de telecomunicaciones) tienen precios regulados.
Reglas de corte de servicio	La Ley permite expresamente el corte del suministro a los consumidores morosos luego de 45 días de vencida la primera factura impaga, exceptuando sólo cárceles y hospitales. Los cortes de suministro se realizan normalmente y no hay intervenciones de autoridades que impidan el corte a clientes morosos.
Alumbrado público	Cada Municipalidad contrata a una empresa externa que preste servicios para mantener el alumbrado público en óptimas condiciones.
Acceso universal al servicio eléctrico	En Chile existen programas del gobierno de electrificación rural que han incrementado fuertemente la tasa de cobertura en esas regiones. Se observa que, en espacio de una década, la cobertura nacional de electricidad en viviendas ubicadas en el medio rural pasó de 53%, en el año 1992, a casi 86%, en el año 2002.
Estructura tarifaria	<p>Básicamente, la estructura tarifaria a nivel de cliente final de distribución, tiene la siguiente composición:</p> $T \text{ final} = \text{PNdx} + \text{VAD} + \text{CUTx}$ $T \text{ final} = \text{CFCLIENTE} + \text{PNdx} \cdot \text{FPERDg} + \text{CD} \cdot \text{FCOINcd} + \text{CUTx}$ $T \text{ final} = \text{CFCLIENTE} + \text{PNdx} \cdot \text{E} \cdot \text{FPERDg} - \text{E} + \text{PNdx} - \text{P} \cdot \text{FPERDg} - \text{P} \cdot \text{FCOINg} + \text{CD} \cdot \text{FCOINcd} + \text{CUTx}$ <p>La estructura básica considera la adición de las tres componentes, tal como lo muestra la primera ecuación, éstas son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Precios de compra de energía en el punto de conexión con las instalaciones de distribución (PNdx); • cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal (CUTx); y • valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD). <p>La combinación de dichos valores a través de fórmulas, permite que el precio resultante de suministro corresponda al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos empleados a nivel de producción, transporte y distribución.</p> <p>El término asociado al CFCLIENTE representa la componente tarifaria por concepto de recuperación de los costos fijos asociados a los gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo. Este componente tendrá distintos valores de acuerdo al tipo de medidor que posea el cliente, esto es medidor simple de energía, medidor simple de energía y demanda máxima leída, o bien, medidor simple de</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>energía y demanda máxima leída, y demanda máxima leída en horas de punta del sistema eléctrico. Se expresa en unidades monetarias por cliente.</p> <p>El término de la suma asociada a PNdx representa la componente tarifaria por concepto de recuperación de compras de energía y potencia a los suministradores, cuyos precios de nudo consideran los costos de generación incluidos los costos medios de subtransmisión hasta el punto de ingreso al sector de distribución correspondiente, los factores de coincidencia (FCOING) aplicables sólo en el caso de la potencia y los factores de pérdidas en las redes de una empresa modelo (FPERDg-E y FPERDg-P) calculados en el caso de la potencia, en la hora de demanda máxima del sistema de generación. Además, esta componente se separa en dos partes, una asociada a las compras de energía (PNdx-E, FPERDg-E) y otra a las compras de potencia en horas de punta del sistema eléctrico (PNdx-P, FPERDg-P, FCOING). Se expresa en \$/kWh para la energía y \$/kW/mes para la potencia.</p> <p>El término asociado al CD representa la componente tarifaria por concepto de recuperación de los costos de distribución en base a costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Esta componente se diferencia entre alta y/o baja tensión de distribución (CDAT y CDBT), según se aplique a clientes conectados en alta o baja tensión, respectivamente. Se expresa en \$/kW/mes.</p> <p>El término asociado a CUTx corresponde al cargo único en base a uso del sistema de transmisión troncal.</p> <p>Así, los parámetros relevantes de la estructura tarifaria de distribución son:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Precios de compra de energía en el punto de ingreso al sector de distribución; • factores de coincidencia para horas de máxima demanda de Generación y para horas de máxima demanda de Distribución; • costos de distribución; y • factores de pérdidas.
Marco Regulatorio	<p>DFL N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006, denominado "Ley General de Servicios Eléctricos".</p> <p>D.S N° 327 de 1998, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones.</p> <p>D.S N° 341 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que reglamenta la fijación de precios de los servicios no consistentes en suministro de energía.</p> <p>D.S N° 327 de 1998, del Ministerio de Minería, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos y sus modificaciones (Calidad de servicio y penalizaciones).</p> <p>Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de mayo del 2005.</p>

1.6. COLOMBIA

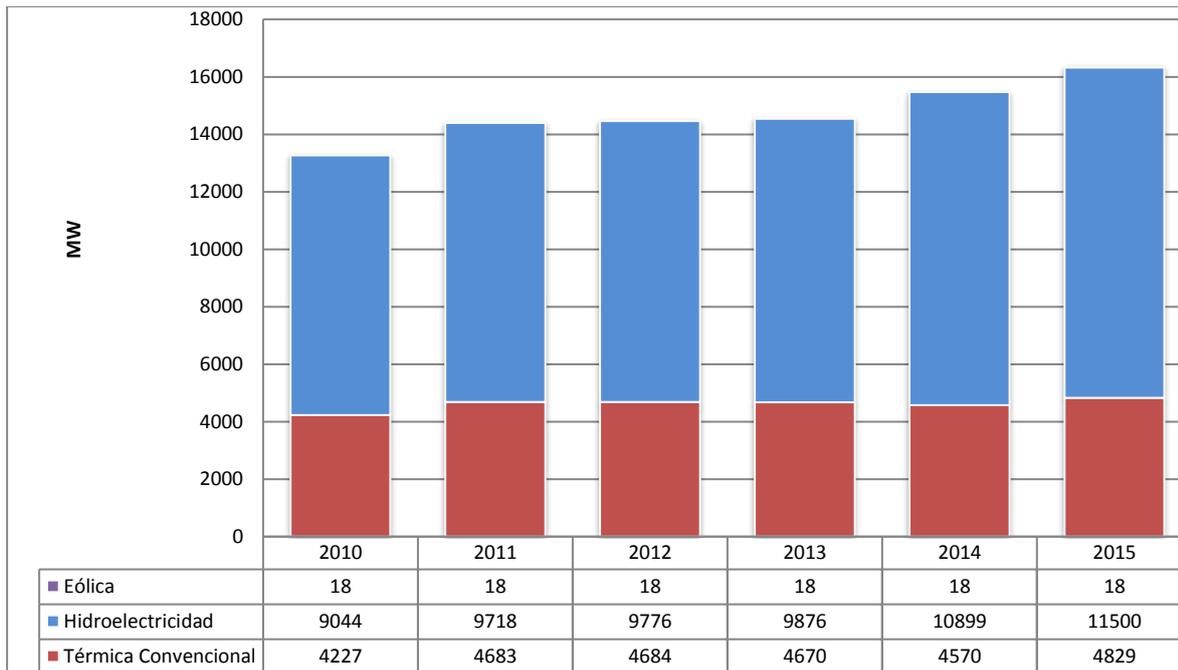
1.6.1. Introducción

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.

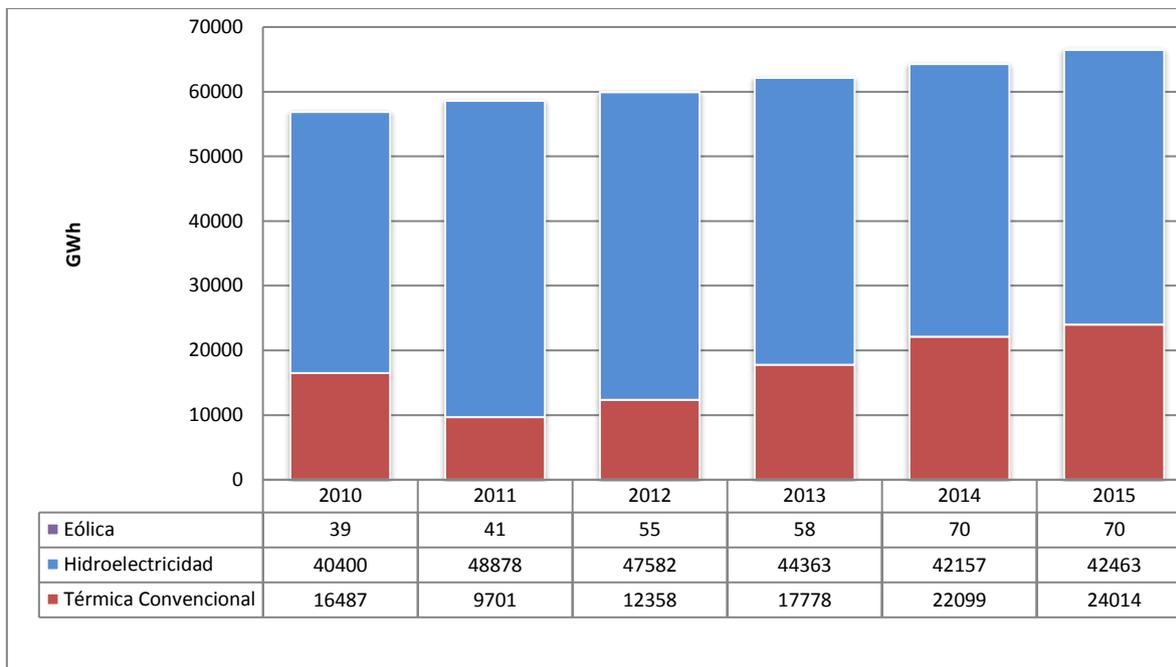
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada total de 16347 MW, de los cuales el 70,3% provienen de sus centrales hidroeléctricas, situación que lo deja muy vulnerable ante eventos climáticos adversos (como los ocurridos durante con el fenómeno de El Niño durante los años 1997, 2009 y 2013). En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

FIGURA Nº 12 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: COLOMBIA



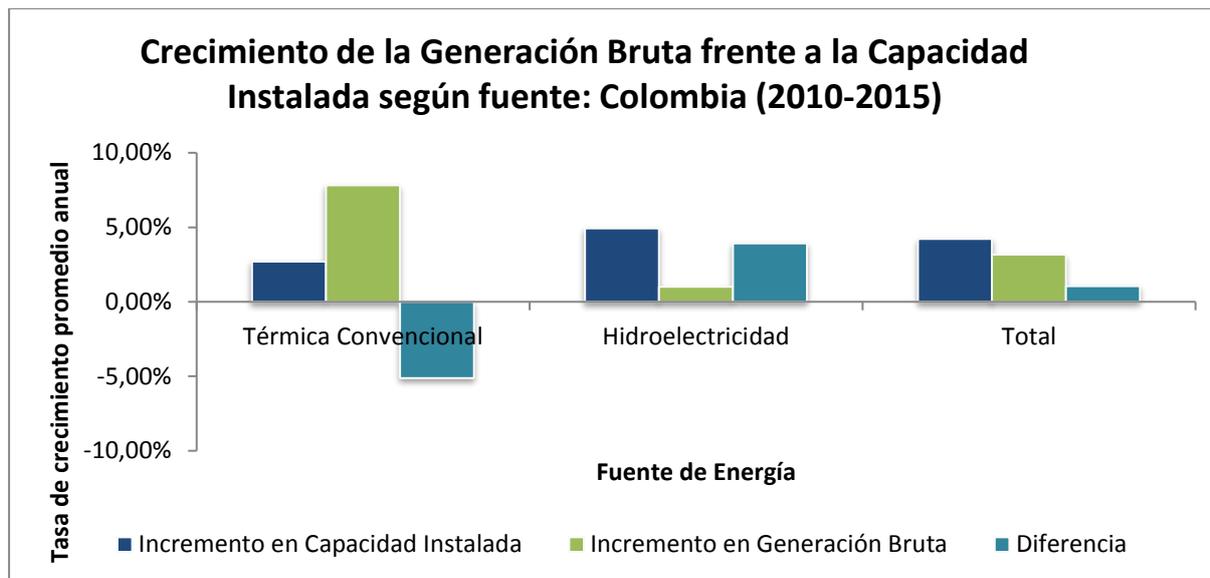
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y XM

FIGURA Nº 13 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: COLOMBIA



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

FIGURA N° 14 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</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	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.
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>

1.6.2. Características de la actividad de Distribución

La red de distribución de Colombia se encuentra compuesta por aquellas líneas con tensión inferior a 220kV. No existen concesiones ni franquicias por lo que puede haber más de un distribuidor por área operando con redes paralelas y la actividad sólo incluye a la transmisión de energía a través de la red. El distribuidor es llamado Operador de Red y no actúa como intermediario de energía ya que dicha función es realizada por empresas comercializadoras que operan bajo régimen separado (contablemente).

Por otro lado, la actividad de comercialización de energía consiste en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados; y su representación ante el mercado de energía. En Colombia, la comercialización se puede realizar conjuntamente por generadores, distribuidores o de manera independiente, bajo un régimen de separación contable entre actividades.

El comercializador que atiende el mercado regulado, el cual generalmente coincide con el distribuidor comercializador, es remunerado mediante un cargo máximo por mercado (costo base de comercialización), que reconoce los costos de todos los procesos comerciales desde la lectura de contadores hasta el recaudo, atención al cliente, gestión de compra de energía, y un margen del 15% sobre los anteriores costos.

El costo de comercialización se hace variable utilizando el consumo medio de cada mercado, sin embargo, en la fórmula tarifaria vigente se prevé la aplicación de un cargo fijo y otro variable con el fin de remunerar los costos y riesgos de la actividad.

Existen más de 20 empresas distribuidoras aunque las principales empresas son EPM (Medellín), Codensa (Bogotá) y Electricaribe (Costa Atlántica). En cuanto a Comercialización esa cifra se incrementa a alrededor de 60.

La tabla a continuación resume las características principales de la actividad de distribución en Colombia:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	<p>Competencia La actividad se encuentra en manos de empresas privadas que no poseen exclusividad territorial ni concesiones otorgadas. Su labor es de Operador de Red (OR) y no de intermediario ya que esa tarea la realiza el comercializador. Actualmente existen más de 20 empresas distribuidoras de las cuales EPM, Codensa y Electrocaribe son las principales.</p>
Cantidad de Clientes	Alrededor de 11 millones de usuarios.
Acceso a la Electricidad	El 98% de la población contaba con acceso al servicio.
Esquema Regulatorio	Según nivel de tensión. NT 1, 2 y 3 Price-Cap. NT4 Revenue-Cap.
Remuneración por el servicio	<p>Actualmente se distinguen 4 niveles de tensión a efectos del cálculo de remuneraciones: NT1: tensión menor a 1 kV; NT2: tensión mayor o igual a 1 kV y menor a 30 kV; NT3 tensión mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV y NT4 tensión mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV. a los niveles de tensión 1, 2 y 3, se determinan mediante un mecanismo de Price-Cap, donde la CREG determina para cada nivel de tensión un cargo máximo unitario que puede cobrar el distribuidor por unidad de energía distribuida. Para subtransmisión o nivel 4 de tensión se determina un ingreso máximo o Revenue-Cap.</p> <p>Cabe mencionar que la CREG sometió a consulta la Resolución 197/2014 la cual establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional. Si bien dicha normativa aún no se encuentra vigente, se resumen a seguir las principales consideraciones en ella contenidas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Un OR será remunerado mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene en desarrollo de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, independientemente de que sea o no propietario de los mismos y sin perjuicio de la remuneración que deberá pagar al propietario por su inversión. ▪ Nuevos sistemas de distribución. Quienes pretendan operar nuevos sistemas de distribución que se constituyan con posterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberán obtener previamente la aprobación de costos y cargos por parte de la CREG. Cuando se trate de la conformación de nuevos sistemas a partir de la división de activos de un OR existente, los respectivos agentes deberán someter en forma previa, para la aprobación de la CREG. Un OR que entra a reemplazar a otro OR que opera una red existente, que ya tiene cargos aprobados para un STR o SDL, no requiere una nueva aprobación de costos por parte de la Comisión. ▪ Se incorporarán a la tarifa los costos eficientes de planes de reducción y mantenimiento del nivel de pérdidas. ▪ Los Operadores de Red, en función de las mejoras o desmejoras en la calidad media del servicio prestado respecto de las metas establecidas, podrán obtener un aumento o disminución de sus ingresos y deberán compensar a los usuarios a quienes no les entregue una calidad mínima. Es decir hay un esquema de incentivos para la mejora en la calidad de los servicios a través de aumentos o reducciones de tarifas. ▪ Se establece un esquema para la migración de usuarios a niveles de tensión superior. ▪ La base de activos regulatoria se compone de los activos eléctricos y no eléctricos, valuados por el costo de reposición de la inversión. Para el caso de los activos correspondientes a los niveles de Tensión NT4, NT3 y NT2 dichos activos son los inventariados, en tanto que para el NT1 se recurre a un muestreo. ▪ Los activos no eléctricos se determinan como un porcentaje de los activos eléctricos existentes y los nuevos, dicho porcentaje es determinado en 2%. ▪ Se incorporan mecanismos de incentivos a la eficiencia tanto en AOM como en Inversiones.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Activos a remunerar	<p>La Resolución CREG N° 097/2008, aprueba los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos, de transmisión y distribución, para el período tarifario 2008-2013. Posteriormente, en el año 2014 la CREG pone en consulta la Resolución 197/2014 por medio de la cual se define la metodología para la determinación de la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el período tarifario que debía iniciar en el año 2014.</p> <p>En lo relacionado con la base de capital los puntos a analizar son básicamente dos; por un lado se encuentra la identificación de los activos a incorporar en la base, y por otro lado la valoración que se le da a dichos activos.</p> <p>Con respecto a la identificación de los activos a incorporar, se implementa un esquema del tipo blindaje, que consiste en lo siguiente: se reconocen los activos aprobados por la Res. CREG N° 082/2002, pero se efectúan ajustes y adecuaciones de dichos activos en función de las nuevas Unidades Constructivas (UC), estas adecuaciones están dadas en la conformación de las UC, la vida útil y la tasa de descuento.</p> <p>A dicha base se le incorporan los proyectos incrementales aprobados por UPME y se le restan los activos que finalizaron su vida útil.</p> <p>Los Activos No Eléctricos (ANE), se determinan como porcentaje de los activos eléctricos, con base en la relación existente.</p> <p>En los aspectos correspondientes a la valuación de los activos, las UC se valúan por el método de costos de reposición a nuevo, con base en el valor promedio de mercado para el año anterior al período tarifario, y a los fines de evitar la volatilidad propia de las valuaciones del mercado se establece un esquema de estabilización por medio del cual el costo de las inversiones se define como un promedio ponderado entre la valuación de la Res CREG 082/2002 y el nuevo valor de mercado; los ponderadores son 90% y 10% respectivamente.</p>
Remuneración para los activos	<p>Se determina una tasa de rentabilidad para el segmento con regulación por Ingresos Máximos y otra tasa de rentabilidad para el segmento regulado mediante Precios Máximos.</p> <p>El método utilizado para el cálculo de dicha tasa de rentabilidad es el de Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC), el costo del capital propio se determina con el método del CAPM, y el costo del endeudamiento es obtenido a partir del mercado doméstico.</p>
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	<p>El porcentaje a reconocer se determina con base en la información anual de gastos en AOM presentados por el OR, en los valores referencia de gastos de AOM de dicho OR y en el comportamiento en los indicadores de calidad.</p> <p>Se establece un límite superior y uno inferior al porcentaje de AOM a reconocer, los cuales están dados por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Límite inferior: 1% respecto del Costo de Reposición de la Inversión (VNR) • Límite superior: PAOMj, ref incrementado en un 0,7 punto porcentual <p>En virtud de que el porcentaje de AOM a reconocer se determina con base en la información contable suministrada por las empresas, las mismas deben contratar auditorías</p>
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	<p>Ley 142 de 1994 en su Artículo 87 "(...) 87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente (...)"</p>
Traslado de los costos de compra en el mercado	<p>De acuerdo a las compras promedio del distribuidor y al precio promedio de mercado.</p>
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	<p>Los períodos tarifarios son de 5 años, al cabo de los cuales se revisa la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La revisión abarca la totalidad de los componentes de costo a saber, el WACC, los costos unitarios de reposición a nuevo de los activos, los costos y gastos de operación y mantenimiento, las productividades asociadas, las energías y la nueva base de activos que resulta de las inversiones adicionales en el periodo tarifario.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
Ingresos por actividades no reguladas	La Resolución CREG 225 de 1997 establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio para usuarios regulados. Las actividades asociadas con el servicio de conexión y que se someten al régimen tarifario de libertad son el suministro e instalación del equipo de medida, el suministro de los materiales de la acometida y la ejecución de la obra de conexión. Por su parte, las actividades que se someten al régimen tarifario de libertad regulada son la calibración inicial del medidor, la configuración y programación del medidor. La compañía debe publicar un pliego tarifario con los precios de las actividades del régimen regulado.
Reglas de corte de servicio	La falta de pago por el término que fije la entidad prestadora, sin exceder en todo caso de dos períodos de facturación en el evento en que ésta sea bimestral y de tres períodos cuando sea mensual y el fraude a las conexiones, acometidas, medidores o líneas.
Alumbrado público	Las empresas de distribución captan ingresos por el servicio de alumbrado público, alquiler de postes para empresas de telecomunicaciones, y servicio de respaldo a las conexiones. La regulación vigente establece las tarifas máximas que se aplican en cada caso, excepto el caso del alumbrado público cuya remuneración es acordada con el municipio responsable de su prestación.
Acceso universal al servicio eléctrico	Con el fin de que se universalizar el acceso al servicio eléctrico el gobierno garantiza la implementación de proyectos considerados en el plan de inversiones que no son rentables para los inversores, financiados por el Fondos de Soporte a la Electrificación Rural
Estructura tarifaria	<p>El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y otros costos relacionados con la operación y administración del sistema interconectado nacional.</p> $CU = CU_f + CU_v \text{ con } CU_v = G + T + D + C_v + PR + R$ <p>Dónde:</p> <p>CU_f = costo base de comercialización que remunera los costos fijos de la actividad de comercialización. Este costo es igual a cero hasta que se expida la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización para el próximo período tarifario.</p> <p>CU_v = componente variable del costo unitario de prestación del servicio.</p> <p>G = corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del sitio donde sea generada.</p> <p>T = con este valor se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.</p> <p>D = valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final.</p> <p>C_v = remunera el margen de comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización, asociados con la atención de los usuarios tales como facturación, lectura, atención, reclamos, etc.</p> <p>PR = costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas.</p> <p>R = costos por restricciones y servicios asociados con la generación.</p> <p>Independientemente que un usuario pueda estar físicamente ubicado en las proximidades de un embalse o de una central de generación, él enfrenta costos iguales que otro de las mismas condiciones socioeconómicas, ubicado en cualquier parte del mismo sistema, en el mismo nivel de tensión y atendido por el mismo comercializador de energía.</p>
Marco Regulatorio	<p>Resolución CREG 097 de 2008 definió un esquema de incentivos y compensaciones.</p> <p>CREG 093 de 2008: tasa de retorno.</p> <p>Resolución CREG 225 de 1997 establece la regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio para usuarios regulados.</p> <p>CREG 172 de 2011 la CREG definió la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos en Baja Tensión.</p>

1.7. ECUADOR

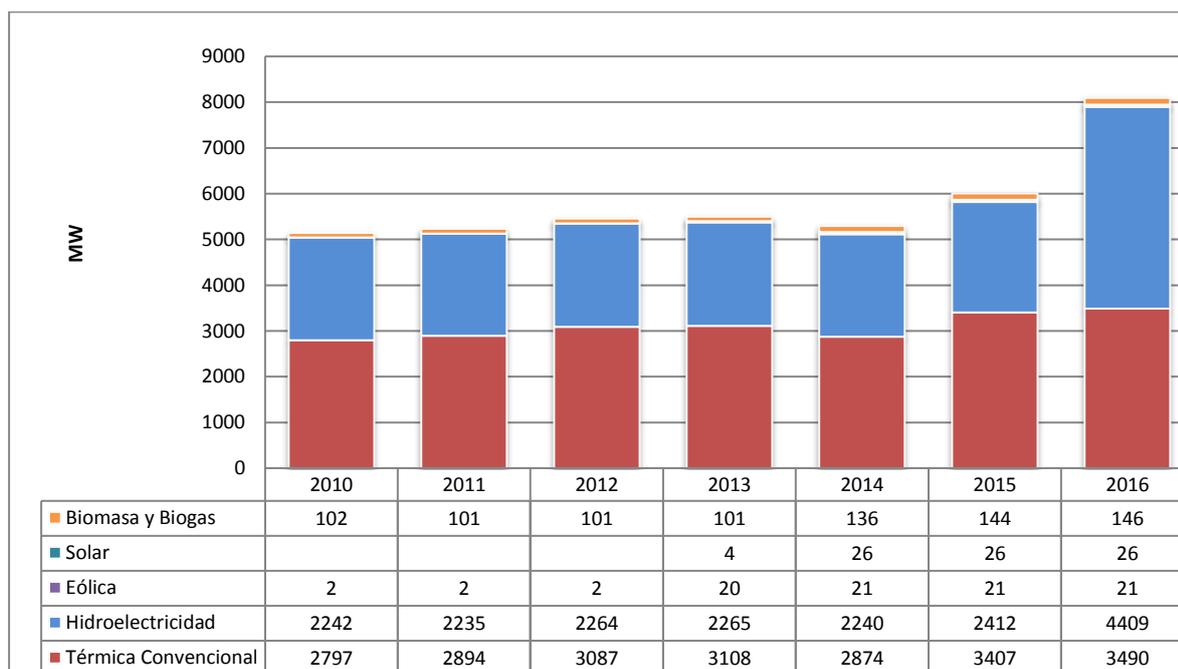
1.7.1. Introducción

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.

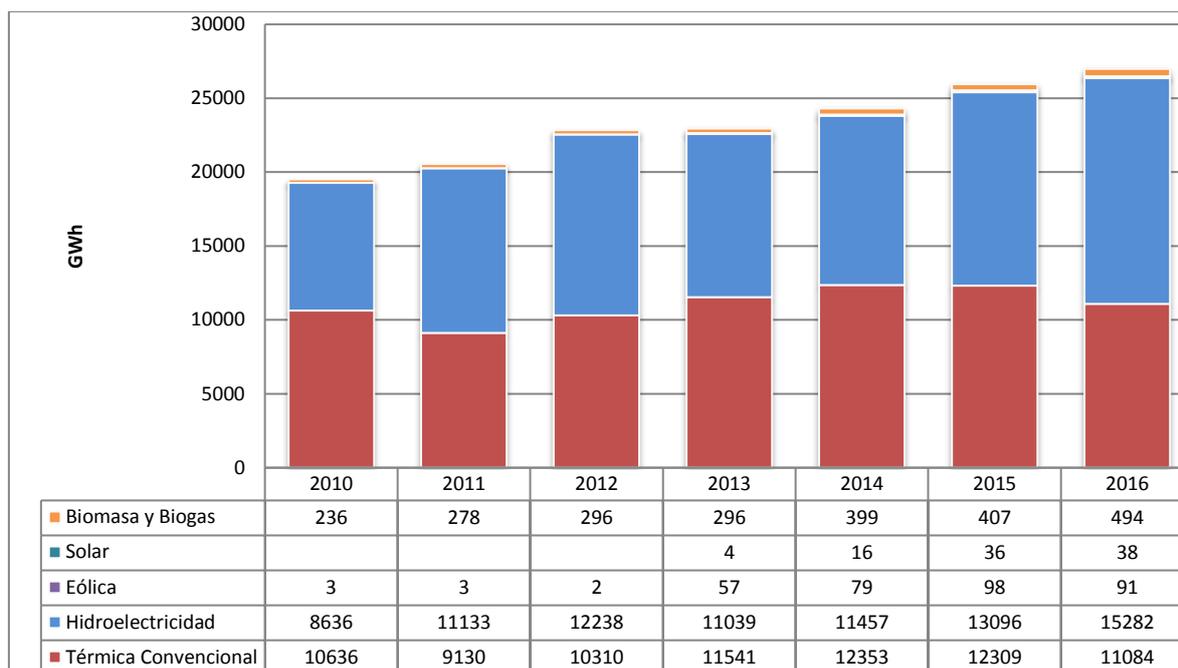
En cuanto a su sector eléctrico, el mismo posee una capacidad instalada de 8092 MW y se caracteriza por poseer una fuerte dependencia de combustibles fósiles: su parque térmico representa alrededor del 43,1% de la potencia instalada total (4409 MW) y está principalmente impulsado por ciclos abiertos 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° 15 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: ECUADOR



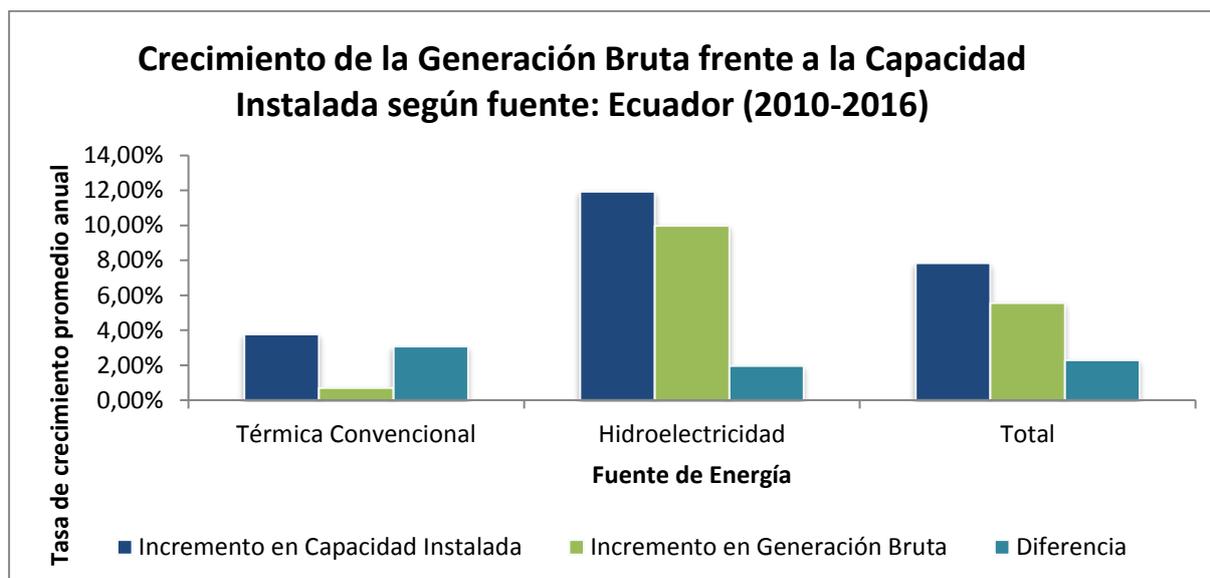
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ARCONEL

FIGURA N° 16 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: ECUADOR



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

FIGURA N° 17 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 delegado permanente de la Presidencia de la República.
Administrador Mercado Mayorista	Centro Nacional de Energía (CENACE): Corporación Civil de derecho privado y sin fines de lucro que opera centralmente el sistema interconectado en tiempo real y se encarga del despacho económico. Es una institución de derecho público con personalidad jurídica; de carácter eminentemente técnico, con patrimonio propio, autonomía operativa, administrativa, económica y técnica, se financiará a través del Presupuesto General del Estado y de los aportes de las empresas participantes del sector eléctrico. El Director Ejecutivo de este ente es seleccionado por el Ministro de Electricidad y Energía Renovable.

1.7.2. Características de la actividad de Distribución

A partir de la Constitución del 2008, el sector eléctrico es considerado como un sector estratégico y además, el servicio de energía eléctrica se configura como un servicio público. En este contexto, la Constitución dispone que el Estado asuma el control total sobre los sectores estratégicos –administración, regulación, control y gestión- y la responsabilidad en la prestación de los servicios públicos a través de sus empresas

La distribución de la energía está a cargo de empresas con participación accionaria mayoritaria del Estado, que son consideradas en todos los aspectos como empresas públicas, excepto en lo societario.

En cuanto a las tarifas de distribución la Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica, publicada en enero del 2015, establece que las mismas son fijadas por ARCONEL en función a los costos y previo estudio correspondiente.

La tabla a continuación resume las características principales de la actividad de distribución en Ecuador:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio por región La distribución de la Energía Eléctrica para todo el territorio ecuatoriano se lo realiza a través de las 11 empresas de distribución, cuya participación accionaria mayoritaria es del Estado.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 4,8 millones de clientes.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Acceso a la Electricidad	El 97 % de la población cuenta con acceso al servicio.
Esquema Regulatorio	Costo de Servicio
Remuneración por el servicio	El costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprenderá los costos vinculados a las etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización; y del servicio de alumbrado público general, los mismos que serán determinados por la ARCONEL. Los costos de distribución y comercialización y alumbrado público general cubrirán el valor correspondiente a los rubros por concepto de calidad, confiabilidad, administración, operación y mantenimiento, y la expansión de cada sistema resultantes del estudio técnico-económico elaborado por la ARCONEL.
Activos a remunerar	Para el cálculo del componente de distribución, se considerará lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> a. Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC; b. Valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC. Los distribuidores mantendrán, en sus estados financieros, una cuenta plenamente identificada como costos de reposición. En cuanto al componente de Expansión de las Distribuidoras, elaborado por las distribuidoras dentro de su correspondiente plan de expansión y aprobado por el CONELEC, será asumido por el Estado asumirá y constará obligatoriamente en su Presupuesto General. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos. Las distribuidoras presentarán sus costos operativos auditados, para cada año y someterán el estudio resultante a consideración del CONELEC, el cual lo analizará dentro de los términos que señale la normativa específica.
Remuneración para los activos	En el caso de las empresas públicas cubren sólo la depreciación de las inversiones y no conceden una tasa de retorno positiva, pero a la vez el presupuesto del Estado cubre los costos de expansión de la red. Las empresas privadas, la Regulación pertinente establece que la tasa de descuento se calcula como un promedio ponderado de la rentabilidad que los accionistas esperan de su capital propio y el retorno que deben pagar por el financiamiento obtenido
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	El proceso de validación contempla tres componentes preliminares: <ol style="list-style-type: none"> 1. Los costos de operación y mantenimiento asignados a las empresas distribuidoras en el estudio del VAD del año 2000 ajustados por coeficientes de inflación. 2. Los costos de operación y mantenimiento estandarizados. 3. Los costos de operación y mantenimiento reportados por las empresas distribuidoras en los estudios del VAD correspondientes y que se sustentan en balances y presupuestos.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	No existe una reducción de este tipo.
Traslado de los costos de compra en el mercado	El costo del servicio de electricidad comprende a los costos vinculados a las etapas de generación. Corresponde al precio promedio ponderado de las compras efectuadas por los distribuidores en contratos regulados con los generadores.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	Las tarifas son determinadas dentro del primer semestre de cada año.
Ingresos por actividades no reguladas	La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas, no reduce las remuneraciones reguladas.
Reglas de corte de servicio	En caso de mora en el cumplimiento de las obligaciones por parte de las entidades y organismos del sector público por el consumo de energía eléctrica, las empresas eléctricas en ejercicio de la jurisdicción coactiva, podrán ordenar al Ministerio de Finanzas, el débito de los valores correspondientes con cargo a las transferencias que correspondan a dichas entidades y organismos, y su transferencia directa a las empresas eléctricas.
Alumbrado público	El Estado, a través de las empresas públicas que realizan a actividad de distribución, será responsable de la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de alumbrado público general. Además, dichas empresas suministrarán la energía eléctrica para la semaforización, sistemas destinados a la

CONCEPTO	DESCRIPCION
	seguridad ciudadana, alumbrado público ornamental e intervenido.
Acceso universal al servicio eléctrico	El distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los consumidores ubicados en su zona de concesión, de acuerdo a las normas establecidas. Debiendo mantener el suministro de energía y la atención al consumidor, dentro de los límites de calidad previstos en la regulación que corresponda.
Estructura tarifaria	La estructura tarifaria se encuentra organizada según dos variables: categorías de consumidores y niveles de tensión. En cuanto a los consumidores se distinguen las categorías Residencial, reservada para las unidades familiares y consumidores de escasos recursos económicos, y la General que comprende al resto de los clientes (industriales, comerciales, servicios públicos, etc.). En cuanto a los niveles de tensión se distinguen Baja Tensión (inferiores a 600 V), Media Tensión (entre 40kV y 600V) y Alta Tensión (mayor a 40 kV).
Marco Regulatorio	Ley para la Transformación Económica del Ecuador. Ley No. 4. RO/ SUP 34 de 13 de marzo del 2000. Ley para la promoción de la inversión y la participación ciudadana. Ley 2000-1 publicada en el suplemento del registro oficial no.144 de 18 de agosto de 2000. Reglamento sustitutivo del Reglamento de suministro del servicio de electricidad. Reforma 22 de noviembre de 2005. Regulación del CONELEC 001/06 y 008/11. Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica.

1.8. PARAGUAY

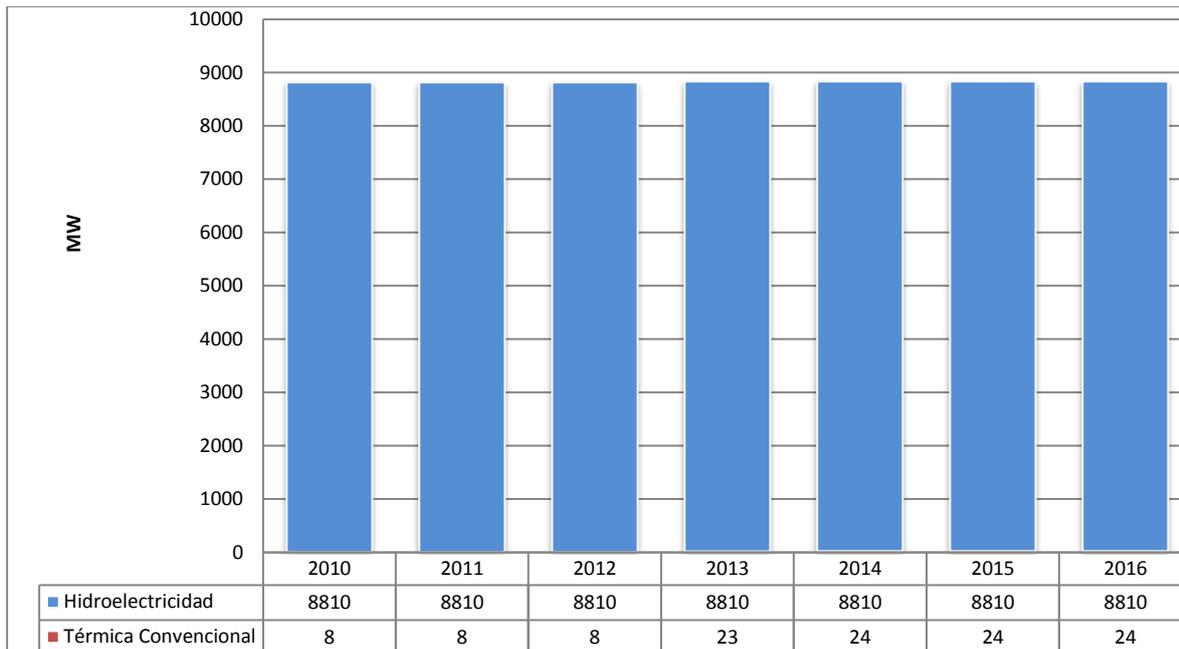
1.8.1. Introducción

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.

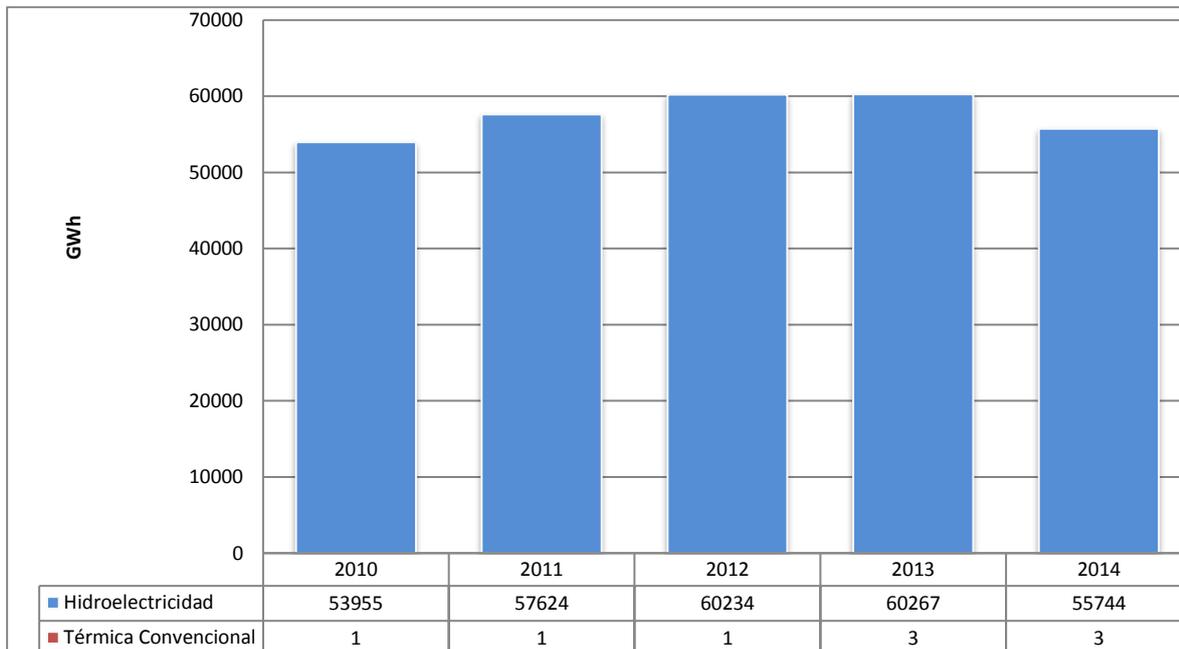
Su sector eléctrico se caracteriza por poseer una capacidad instalada hidroeléctrica de 8810 MW la cual excede en amplio margen sus necesidades energéticas posicionándolo como un exportador neto dentro de la región. Dicha capacidad proviene de sus dos centrales binacionales Itaipú y Yaciretá (la primera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

FIGURA Nº 18 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PARAGUAY



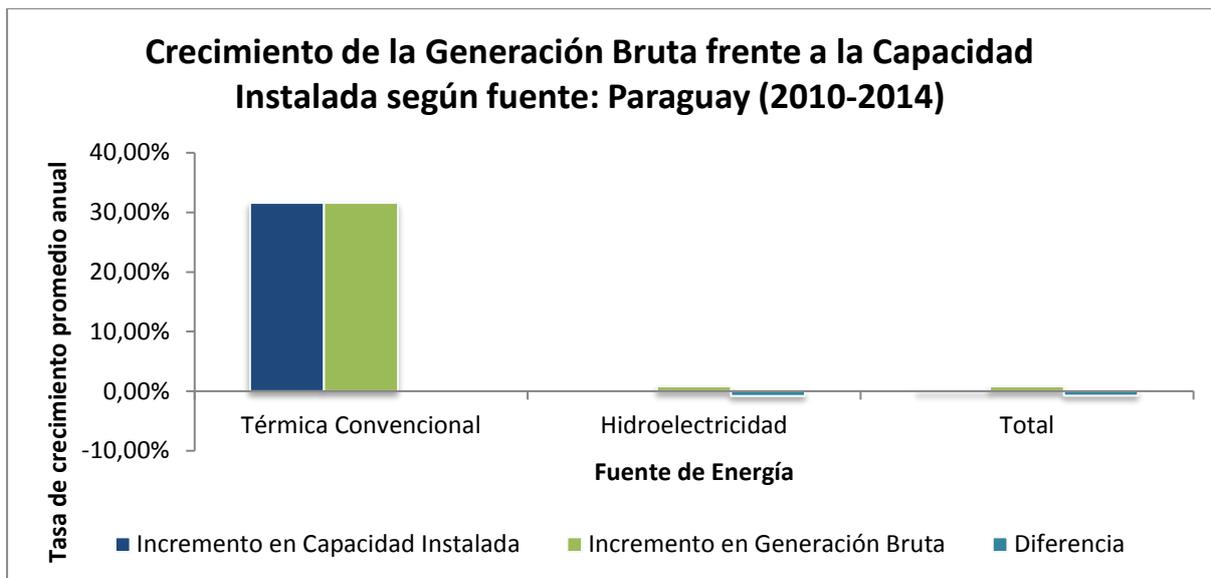
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y ANDE

FIGURA Nº 19 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: PARAGUAY



Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER

FIGURA N° 20 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	DESCRIPCION
Ente gubernamental	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.
Administrador Mercado Mayorista	Administración Nacional de Electricidad (ANDE): es una institución autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio. 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.

Según la Ley Nº966, 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.

El cargo de presidente tiene una duración de 5 años mientras que los de consejeros 4 años.

1.8.2. Características de la actividad de Distribución

La actividad de distribución eléctrica en Paraguay es realizada de manera monopólica por la empresa integrada verticalmente ANDE. Los precios de la energía eléctrica al consumidor final están regulados y establecidos en los Pliegos Tarifarios de ANDE los que dependen de la aprobación del Poder Ejecutivo.

La siguiente tabla informa las características principales de la actividad:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio La actividad es realizada en su totalidad por la empresa estatal integrada verticalmente ANDE.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 1,3 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	99% de la población contaba con acceso al servicio.
Esquema Regulatorio	Costo de Servicio.
Remuneración por el servicio	No existe una remuneración separada por la función de distribución ejercida por ANDE, sino que la norma establece tarifas a los consumidores finales por el conjunto de los servicios eléctricos.
Activos a remunerar	Para determinar la Inversión Inmovilizada, ANDE debe efectuar 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 registrarán en los libros e inventarios de la contabilidad de la Empresa. A los efectos del cálculo del costo de reposición de bienes que no se produzcan en el Paraguay, se utilizará el tipo de cambio. 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.
Remuneración para los activos	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 8% ni superior al 10%.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	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. 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.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	ND.
Traslado de los costos de compra en el mercado	No existe un mercado de energía ya que ANDE es una empresa integrada verticalmente. Toda la energía es vendida directamente por el distribuidor.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	<p>Cuando el Ingreso Neto anual resultare inferior al 8% de la Inversión Inmovilizada, ANDE procederá, si fuere necesario, a reajustar sus tarifas, para alcanzar por lo menos dicha rentabilidad en el ejercicio siguiente.</p> <p>La insuficiencia del Ingreso Neto resultante con respecto al 8% de la Inversión Inmovilizada se debitará a una cuenta especial de la contabilidad de ANDE.</p> <p>A esta misma cuenta se acreditará el exceso del Ingreso Neto que se produjere con respecto al diez por ciento (10%) de la Inversión Inmovilizada. El saldo deudor o acreedor acumulado en esta cuenta, servirá de antecedente para determinar la conveniencia u oportunidad de nuevas tarifas.</p>
Ingresos por actividades no reguladas	ND.
Reglas de corte de servicio	<p>Si el pago del suministro eléctrico no se efectuare en los 15 días de recibida la factura, ANDE puede suspender el suministro eléctrico a la propiedad afectada, sin perjuicio de ejercer las acciones legales procedentes y de hacer efectivo el Depósito de Garantía, en su caso.</p> <p>El incumplimiento por parte del usuario de cualquiera de las disposiciones de la Ley de Electricidad o de los reglamentos pertinentes, faculta a ANDE a suspender el suministro. Una vez corregidas las causas que motivaron la suspensión, el usuario podrá obtener la reconexión del servicio.</p>
Alumbrado público	La legislación vigilante establece que ANDE suministrará el servicio de alumbrado público en las calles de acuerdo con las normas de iluminación. La extensión de este servicio se establecerá en consulta con la Municipalidad respectiva, dentro del perímetro servido por las redes de baja tensión.
Acceso universal al servicio eléctrico	Con fin de universalizar el acceso al servicio se ha establecido una Tarifa Social que permite a los usuarios de escasos recursos y/o rurales acceder a un subsidio de hasta el 75% del consumo de energía eléctrica.
Estructura tarifaria	<p>Existen:</p> <p>Tarifas en Baja Tensión: diferenciando si es residencial, comercial, industrial, general o de reparticiones gubernamentales.</p> <p>Tarifas en Media Tensión: diferenciando si es residencial, comercial, industrial, general o de reparticiones gubernamentales.</p> <p>Tarifas en Alta y Muy Alta Tensión.</p> <p>Tarifas de Alumbrado Público.</p>
Marco Regulatorio	<p>Decreto Nº 2.109 del 24 enero de 1994.</p> <p>Decreto Nº 12.507 de marzo del 2001.</p> <p>Pliego de tarifas Nº 20 – Aprobado por Decreto Nº 5.400 del Poder Ejecutivo de la Nación, con el 24 de mayo de 2005.</p> <p>LEY Nº 966/64 - Que crea la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) como ente autárquico y establece su Carta Orgánica.</p>

1.9. PERÚ

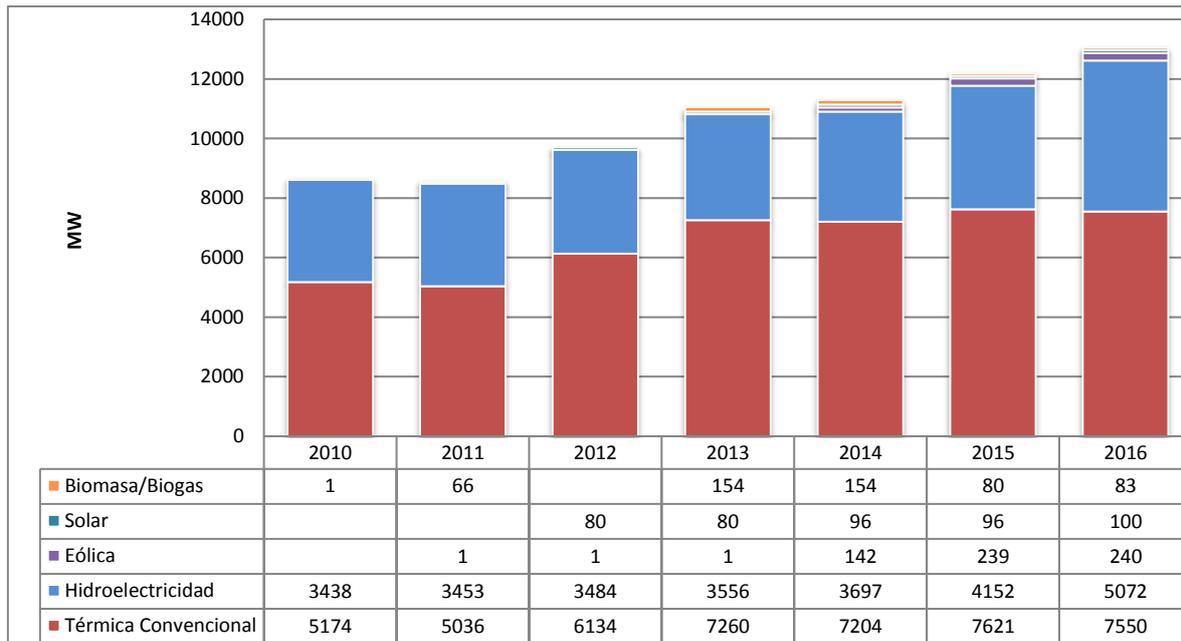
1.9.1. Introducción

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

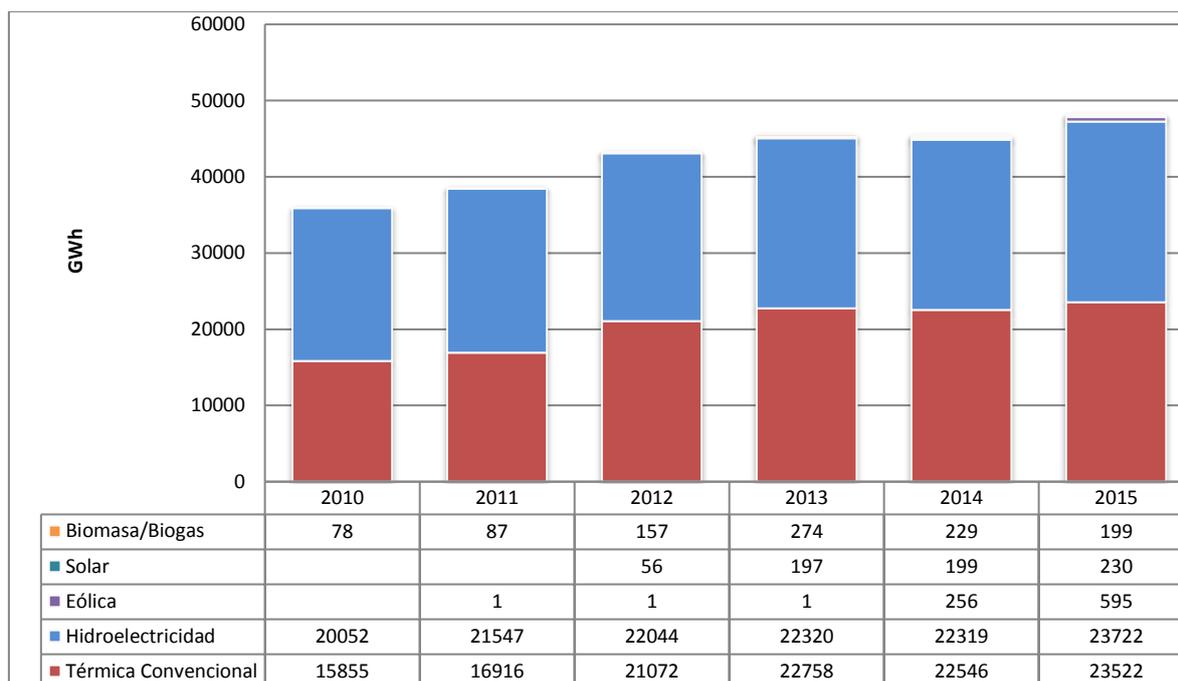
Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 12188 MW de los cuales gran parte corresponde al parque térmico (7621 MW) en el cual priman las centrales de ciclo combinados o turbinas a gas por sobre las de bunker u otros combustibles líquidos. Siguiendo en el orden de importancia se encuentra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

FIGURA N° 21 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PERÚ



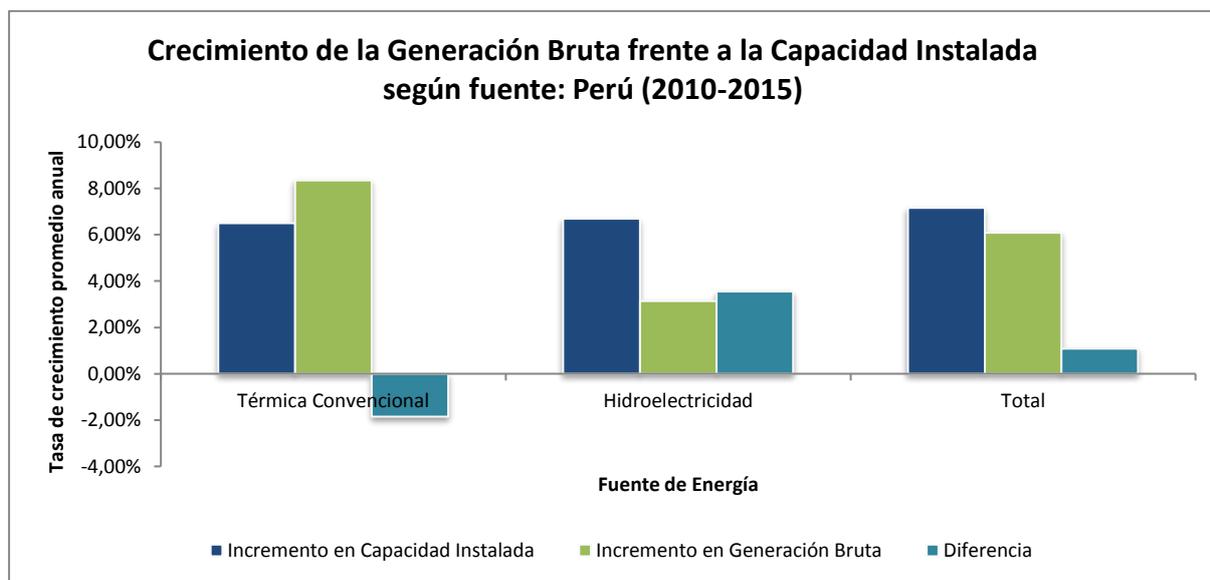
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y MINEM

FIGURA N° 22 EXPANSIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA: PERÚ



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

FIGURA N° 23 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

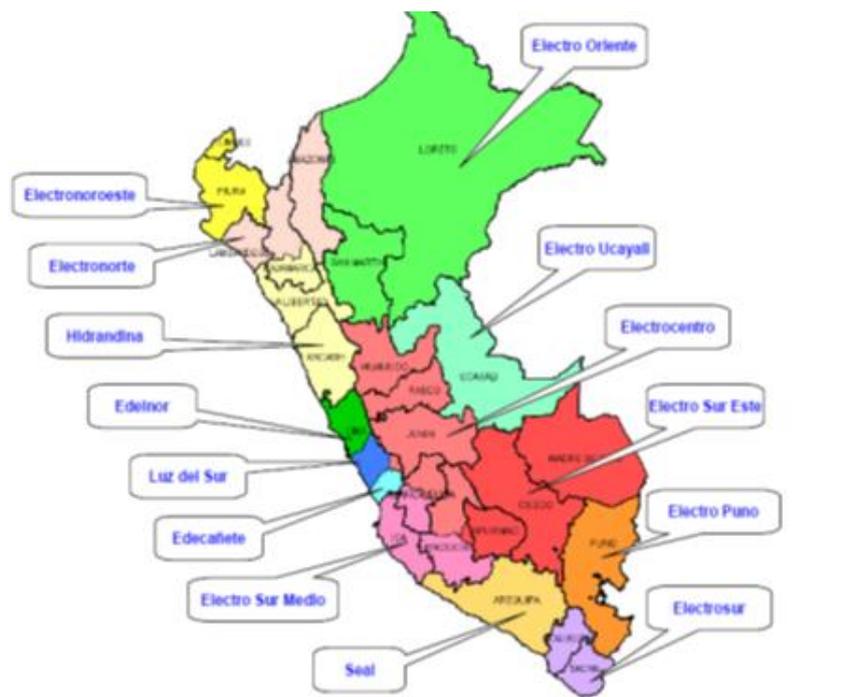
CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Ente gubernamental	Ministerio de Energía y Minas: es el órgano gubernamental responsable de la planificación y coordinación del sector al largo plazo.
Ente regulador	<p>OSINERGMIN: Es la autoridad reguladora y supervisora del sector que tiene como función principal aprobar las bases 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.</p> <p>Tiene personería jurídica de derecho público interno y goza de autonomía técnica, funcional, administrativa, económica y financiera.</p> <p>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.</p>
Administrador Mercado Mayorista	<p>Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES): el COES, como todo operador del sistema, tiene la función de coordinar la operación 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>

1.9.2. Características de la actividad de Distribución

La actividad de distribución de energía eléctrica se encuentra regulada en Perú y es realizada mediante concesiones o autorizaciones otorgadas por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM). Las concesiones pueden tener el carácter de Definitivas o Temporales y sólo se requiere de “concesión definitiva” cuando la demanda supera los 500 kW.

La actividad de distribución de energía eléctrica en Perú se caracteriza por la presencia de cuatro grupos fundamentales, que son el grupo Enel que es propietario de la Empresa Edelnor, el grupo Sempra que es propietario de la Empresa Luz del Sur, ambas distribuidoras abastecen la zona de Lima y metropolitana, así Luz del Sur tiene su campo de acción en la zona sur y este de la capital, en tanto que Edelnor es encargada del servicio en la zona norte de Lima y las provincias del Callao, Huaura, Huaral, Barranca y Oyón; por otra parte existe un grupo de empresas regionales de menor porte que se encuentran agrupadas bajo la Corporación Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE), esta corporación es la Entidad encargada de normar y dirigir la actividad empresarial del Estado. Finalmente existe un conjunto de empresas municipales de pequeño porte.

FIGURA N° 24 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: PERÚ



Fuente: MINEM

La tabla siguiente resume las características principales del sector:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	<p>Monopolio por región</p> <p>La actividad de distribución en Perú se encuentra regulada. El MINEM otorga permisos y concesiones a las empresas distribuidoras que tienen zonas de exclusividad para realizar su operación. La actividad se encuentra tanto en manos privadas como públicas y los principales oferentes son las empresas del Grupo Semptra (29% de la energía distribuida), el grupo Enel (32% de la energía distribuida) y las agrupadas bajo la Corporación Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE) (36% de la energía distribuida).</p>
Cantidad de Clientes	Alrededor de 6,7 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	El 90% de la población contaba con acceso al servicio eléctrico
Esquema Regulatorio	Price-Cap.
Remuneración por el servicio	<p>A los efectos de la remuneración de la actividad de distribución el Art 65 de la LCE establece que el costo de inversión será la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del Sistema Económicamente Adaptado, considerando su vida útil y la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79° de la misma Ley.</p> <p>La remuneración de la actividad de distribución y comercialización está dada por el Valor Agregado de Distribución (VAD). El VAD se determina a partir de una empresa modelo eficiente y toma en consideración los siguientes componentes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos operacionales asociados a los usuarios, es decir costos fijos independientes de la potencia y energía demandados • Pérdidas Técnicas y No Técnicas estándares en distribución de potencia y energía • Costos estándares de inversión y mantenimiento. Estos costos se fijan en función de drivers vinculados a la potencia.
Activos a remunerar	Con relación al Cálculo de la Base de Activos, se tiene que las instalaciones y los costos de la empresa deben corresponder a los resultados de una política de inversiones y gestión eficientes. Es decir, la política de inversiones y gestión deben ser asociadas al mínimo costo de prestar el servicio de distribución en un período

CONCEPTO	DESCRIPCION
	de 30 años, satisfaciendo la demanda y cumpliendo con los patrones de calidad establecidos por la normativa (esquema greenfield).
Remuneración para los activos	Respecto de la tasa de retorno el Art 79 de la LCE establece que la Tasa de Actualización a utilizar será de 12% real anual antes de impuestos. Ésta solo puede ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por riesgo en el país. Merece destacarse al respecto que la tasa de referencia nunca fue modificada desde su primera implementación. En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente. La vida útil que se considera para la amortización de las instalaciones de distribución es de 30 años.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Los costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización se calculan también en base a una empresa modelo eficiente. Los costos de operación y mantenimiento comprenden los costos de explotación técnica en media y baja tensión a los que se agregan los costos indirectos de administración, contabilidad, gerencia y otros servicios. Los costos indirectos son costeados para una estructura orgánica eficiente, que se valorizan a salarios de mercado. Los costos indirectos se asignan a cada una de las actividades de explotación técnica y comercialización e inversiones de acuerdo a factores de asignación de costos ad hoc. El mantenimiento preventivo (revisiones, mediciones y adecuaciones) también obedece a costos estándar, pero definidos a partir de supuestos de una adecuada atención de las instalaciones. Finalmente, los costos del mantenimiento correctivos se infieren a partir de la tasa de averías de las instalaciones luego de dos años de operación bajo un sistema de mantenimiento preventivo normal o no intensivo. Los costos de explotación comercial comprenden los costos que significan realizar las actividades de comercialización para los usuarios. Los costos no incluyen los costos de lectura, facturación, reparto y cobranza del recibo debido a que este costo específico se regula con un cargo fijo mensual por lo que se excluye del VAD.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	Existe una reducción paulatina en las remuneraciones reconocidas al distribuidor a lo largo del tiempo, como resultado de factores de economía de escala de aplicación anual.
Traslado de los costos de compra en el mercado	Los Precios en Barra que el distribuidor traslada a las tarifas se fijan cada año junto con sus fórmulas de actualización que contienen parámetros tales como el índice de precios al por mayor, el tipo de cambio del dólar, la tasa de aranceles de productos importados, y el precio de los combustibles.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	Los índices a considerar para el reajuste mensual de las tarifas son: a) Índice de precios al por mayor; b) Promedio General de Sueldos y Salarios; c) Precio de combustible; d) Derechos arancelarios; e) Precio internacional del cobre y/o del aluminio; y f) Tipo de cambio El Art 73 LCE establece que las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.
Ingresos por actividades no reguladas	La existencia de ingresos adicionales por actividades no reguladas reduce las remuneraciones reguladas. La reducción se realiza a nivel de la asignación de los costos indirectos y de la infraestructura física empleada.
Reglas de corte de servicio	Es normal el corte a los consumidores morosos, si bien en ocasiones existen recursos de amparo.
Alumbrado público	La prestación del servicio de alumbrado público es de responsabilidad de los concesionarios de distribución, en lo que se refiere al alumbrado general de avenidas, calles y plazas. La energía correspondiente será facturada al Municipio. De no efectuarse el pago por dos meses consecutivos, el cobro se efectuará directamente a los usuarios, de acuerdo al procedimiento fijado en el Reglamento. En este último caso, el Municipio dejará de cobrar el arbitrio correspondiente. Las Municipalidades podrán ejecutar a su costo, instalaciones especiales de iluminación, superior a los estándares que se señale en el respectivo contrato de

CONCEPTO	DESCRIPCION
	concesión. En este caso deberán asumir igualmente los costos del consumo de energía, operación y mantenimiento.
Acceso universal al servicio eléctrico	Las empresas distribuidoras están obligadas a suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un año (Art 34).
Estructura tarifaria	Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria, independientemente de su potencia conectada y con las limitaciones establecidas en las condiciones específicas para las opciones tarifarias BT5A, BT5B, BT6 y BT7, y dentro del nivel de tensión que le corresponda. La opción tarifaria elegida por el usuario deberá ser aceptada obligatoriamente por la empresa de distribución eléctrica.
Marco Regulatorio	La Ley 28832 señala que los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados. LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS - DECRETO LEY Nº 25844. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Reglamento para la comercialización de electricidad en un régimen de libertad de precios y modifican Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

1.10. URUGUAY

1.10.1. Introducción

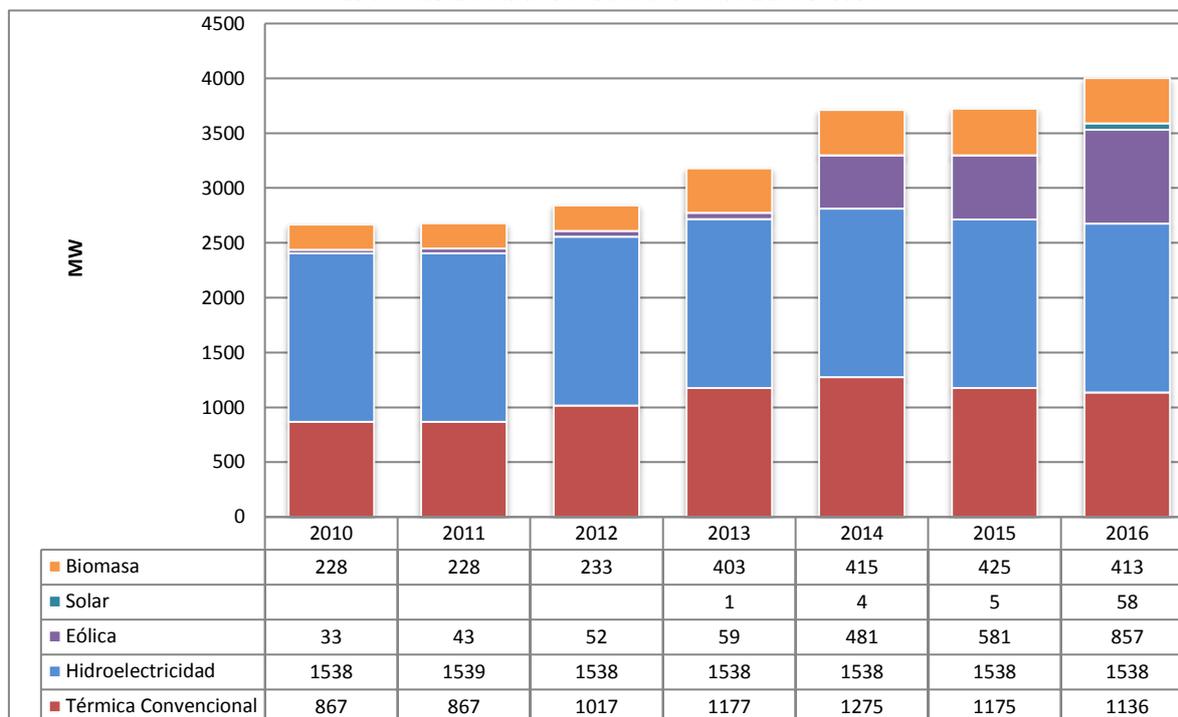
La República Oriental del Uruguay es un país de 3,45 millones de habitantes que se encuentra situado en la región sureste del continente americano. Limita al Noreste con Brasil, al Oeste con Argentina, y posee costas tanto en el Océano Atlántico como en el Río de la Plata. Su PIB per cápita a precios 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.

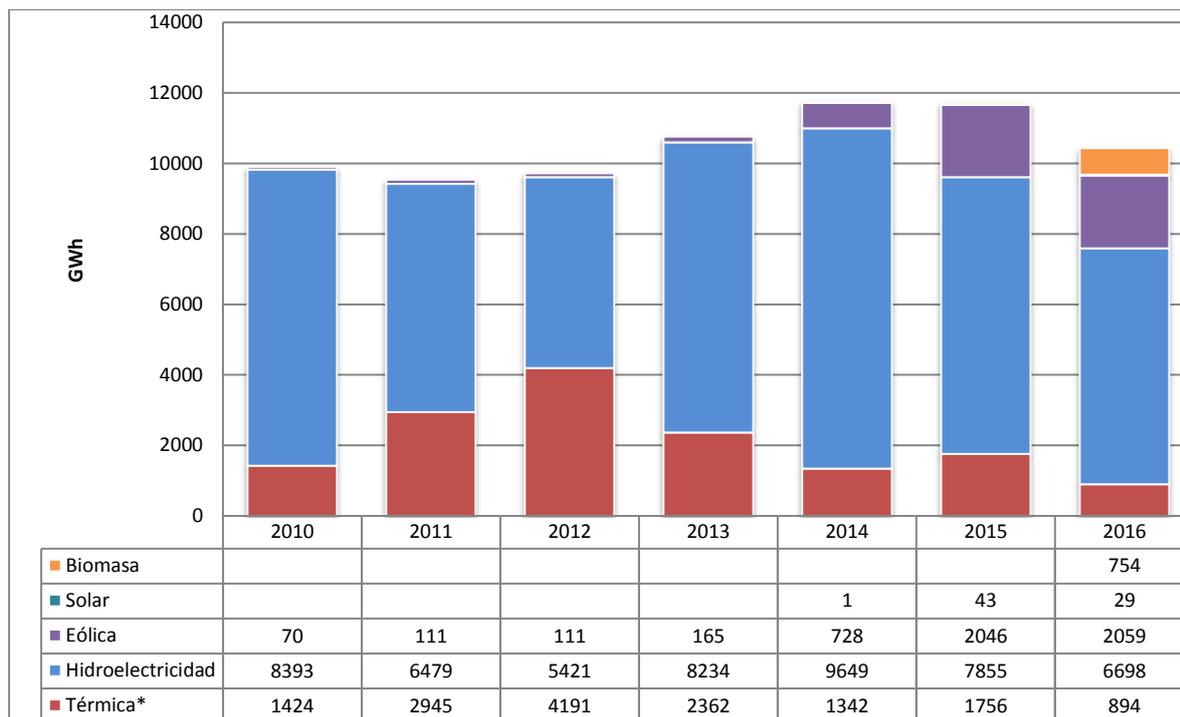
Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 4002 MW de los cuales de los cuales el mayor porcentaje proviene de fuentes hidroeléctricas (38,4%), seguido por térmicas convencionales (28,4%) y luego energías Renovables (33,2%). Si bien ha existido un notable desarrollo en la generación a partir 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 N° 25 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: URUGUAY



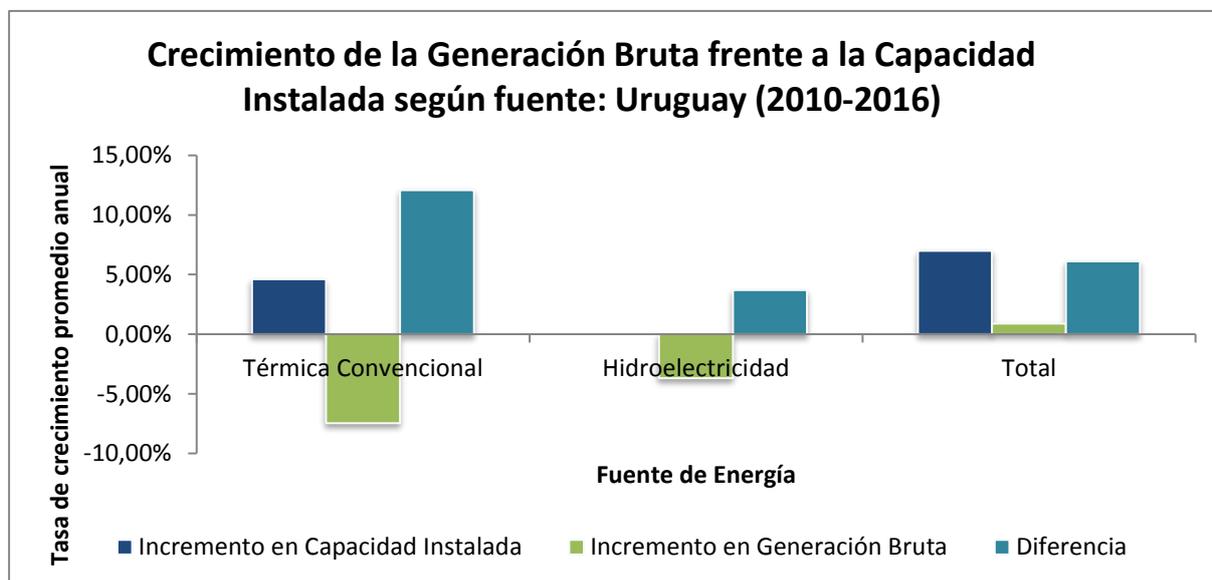
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y ADME

FIGURA Nº 26 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: URUGUAY



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

FIGURA Nº 27 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. 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).

1.10.2. Características de la actividad de Distribución

La actividad de distribución eléctrica en Uruguay se encuentra principalmente en manos de la empresa estatal integrada verticalmente UTE, que mantiene una posición dominante en el segmento. De acuerdo con el Reglamento de Distribución (RD), los Distribuidores tienen exclusividad de servicio en la denominada Zona Electrificada y, como contrapartida, obligación de servicio en dicha zona. La Zona Electrificada es propuesta por el Distribuidor, incluyendo como mínimo la franja de 200 (doscientos)

metros en torno de sus instalaciones de distribución en media y baja tensión.

Si bien se encuentra regulada bajo un esquema de tarifas bien definido, el mismo no ha sido aplicado hasta ahora y las tarifas finales no guardan relación con los costos de generación. Esto provoca que, en años húmedos, la UTE recaude de los consumidores ingresos mayores a los necesarios para cubrir sus costos de operación e inversiones los cuales son luego proveídos al Estado Nacional. En cambio en los años secos, esto se revierte y es el Estado Nacional quien debe salir a subsidiar a la UTE que ve sus costos incrementados debido a la necesidad de poner en marcha generación térmica en base a diésel.

La tabla a continuación resume las características principales de la actividad para el caso uruguayo:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio La empresa estatal integrada verticalmente UTE mantiene una posición dominante en el sector.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 1,3 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	El 99% de la población contaba con acceso a la electricidad.
Esquema Regulatorio	Price-Cap, aunque no implementada.
Remuneración por el servicio	El RD establece que las tarifas de suministro deben cubrir los costos reconocidos de adquisición de energía eléctrica y servicios en el Mercado Mayorista, los cargos regulados de transmisión y los costos reconocidos por la actividad de distribución. El VADE corresponde a los costos unitarios propios de la actividad de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de características determinadas, definida como área de distribución tipo. Cada Zona de Servicio tiene un único VADE equivalente, el que se calcula como el promedio ponderado del VADE de las áreas de distribución tipo que la componen, utilizando variables de ponderación pertinentes. El VADE incluye los siguientes componentes: <ul style="list-style-type: none"> • Costo fijo por usuario, asociado a los costos de atención comercial, así como los correspondientes a los procesos de emisión, distribución, y cobranza de la factura. • Pérdidas medias de distribución en potencia y energía para la red adaptada eficiente de referencia. • Remuneración estándar del capital, y costos estándares de administración, mantenimiento y operación asociados a la distribución, para distintos niveles de tensión, por unidad de potencia distribuida Sin embargo, en la práctica esta metodología no ha sido aplicada. Actualmente rige un esquema en el cual las tarifas cobradas a los usuarios finales dependen de criterios financieros y la tarifa es la misma en todo el territorio.
Activos a remunerar	El costo de inversión por unidad de potencia transmitida en la red de distribución es calculado a partir de la anualidad constante de costo de capital correspondiente al Valor Nuevo de Reemplazo de la red eficiente de referencia. La anualidad es calculada considerando una vida útil de Instalaciones de Distribución de 30 años y la tasa de actualización definida para fines tarifarios. El cálculo se realiza para cada una de las áreas de distribución tipo determinadas por el Regulador. Actualmente no se encuentra implementado.
Remuneración para los activos	Las tasas de actualización a utilizar para la determinación de precios regulados de energía eléctrica, son las tasas de costo de capital antes de impuestos, que defina el Poder Ejecutivo, tomando como base las propuestas por el Regulador. El costo de capital debe integrar el costo de capital propio y el costo de endeudamiento. Actualmente no se encuentra implementado.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia, se determinan bajo el supuesto de un nivel de eficiencia estándar en las condiciones de gestión de la red de referencia. Actualmente no se encuentra implementado.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	<p>La normativa establece una reducción del VADE por concepto de economías de escala alcanzadas dentro del período de revisión tarifaria. El RD estipula que, dado que los costos medios componentes del VADE se calculan tomando como denominador del cociente que requiere su cálculo, la demanda del año inicial del período de vigencia del mismo, en la fórmula de ajuste del VADE, en sus componentes correspondientes a costos de inversión y costos de operación y mantenimiento de la red de distribución se debe incorporar un factor que da lugar a una reducción anual de dichas componentes por concepto de crecimiento de la demanda.</p> <p>Actualmente no se encuentra implementado.</p>
Traslado de los costos de compra en el mercado	<p>La reglamentación prevé que los distribuidores puedan trasladar a las tarifas íntegramente el costo de compra de energía adquirida en contratos de suministro, siempre que los mismos hayan sido adjudicados mediante la realización de licitaciones competitivas, o se trate de convenios internos iniciales aprobados por el Poder Ejecutivo. También pueden trasladar a tarifas los costos resultantes de contratos realizados en el marco de programas de políticas energéticas del Poder Ejecutivo. En caso de que los contratos que hayan realizado los distribuidores, no procedan de un procedimiento de licitación como el descrito, los distribuidores pueden trasladar a tarifas un precio regulado por la energía y potencia adquirida.</p> <p>Actualmente no se encuentra implementado.</p>
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	<p>Vigencia de cuatro años y al interior de su período de vigencia, son reformulados solo cuando las tarifas ajustadas dupliquen el valor inicial de las tarifas.</p> <p>Actualmente no se encuentra implementado.</p>
Ingresos por actividades no reguladas	<p>La percepción de ingresos por el uso de activos de distribución en actividades no reguladas reduce los ingresos regulados del distribuidor.</p>
Reglas de corte de servicio	<p>El distribuidor podrá efectuar el corte inmediato de servicio en casos que el servicio no hubiese sido abonado pasados los 30 días de la emisión de la factura. También podrá ocurrir cuando se vulnere cualquier otra norma o regla del RD o se ponga en peligro las personas o instalaciones.</p>
Alumbrado público	<p>El mantenimiento es de responsabilidad de las intendencias. Existe un pago por los consumidores a través de una tasa de Contribución Inmobiliaria en algunas intendencias (no va en la factura eléctrica). En otras, se paga por convenio en la factura de UTE.</p>
Acceso universal al servicio eléctrico	<p>Los distribuidores tienen exclusividad de servicio en la denominada Zona Electrificada y, como contrapartida, obligación de prestar servicio a quienes así lo requieran en dicha zona.</p>
Estructura tarifaria	<p>Las categorías tarifarias en general contienen: un cargo fijo mensual; un cargo por potencia contratada; y un cargo variable por consumo de energía.</p> <p>Son las mismas en todo el territorio y se diferencian en cuatro tipos: Básico Residencial (para potencias hasta 3,7 KW, sin cargo por potencia); Residencial Simple (no superiores a 40KW, con los 3 cargos); General Simple (superiores a 40 KW, con los 3 cargos); Grandes Consumidores (cargo de energía valle, llano y punta, con los 3 cargos).</p>
Marco Regulatorio	<p>Decreto del Poder Ejecutivo N° 137/012 del 24 de abril de 2012 se fija la remuneración para las instalaciones del Sistema de Subtransmisión. Decreto del Poder Ejecutivo N° 138/012: cargos por uso de la red de Subtransmisión</p> <p>La resolución de URSEA N° 88/005 del 28 de diciembre 2005 realiza adecuaciones al Reglamento de Calidad de Servicio aprobado por resolución de URSEA N° 29/003 del 24 de diciembre del 2003</p> <p>Los Decretos del Poder Ejecutivo N° 366/007 del 1º de octubre de 2007, (cuya entrada en vigencia se prorrogó hasta noviembre de 2008) y N° 598/009 del 28 de diciembre de 2009, introdujeron modificaciones en algunos artículos del Reglamento de Distribución.</p> <p>Para el cálculo de la remuneración del distribuidor de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley N° 16.832</p>

2. AMÉRICA CENTRAL Y EL CARIBE

2.1. RESUMEN CONCEPTUAL

2.1.1. 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, **desde el punto de vista de la generación**, 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 en régimen de competencia.
- 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.

Respecto a la expansión del sistema, 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.

2.1.2. El contexto actual en el segmento Generación

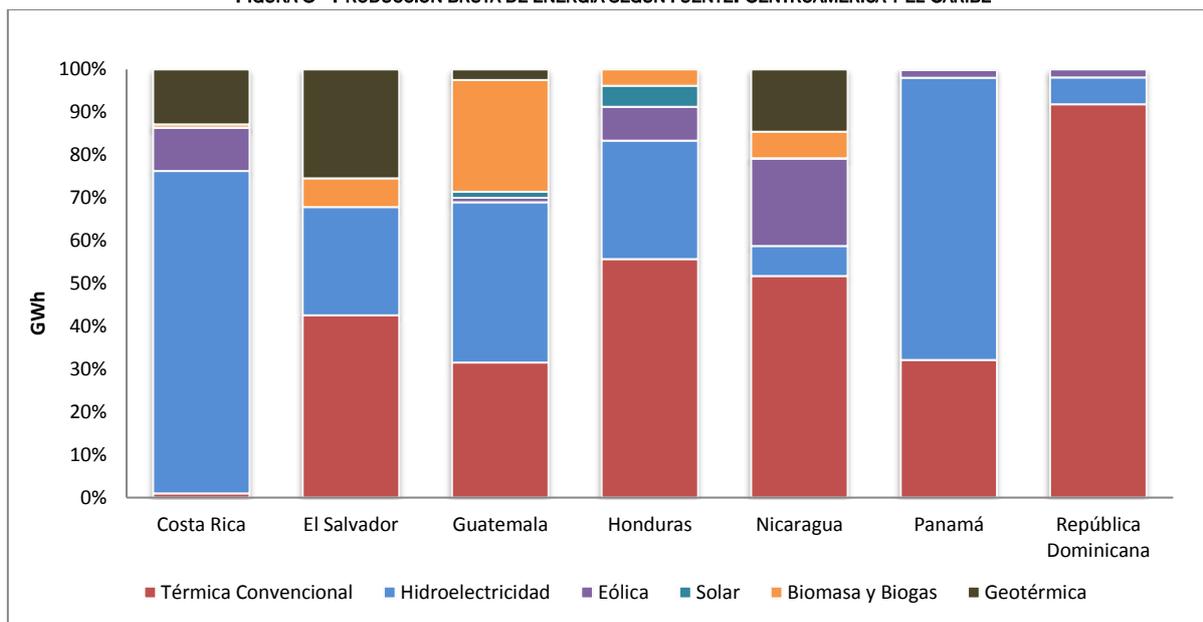
En línea con lo comentado en el apartado anterior, se puede decir que el sector de generación eléctrica se encuentra organizado en la forma de **libre competencia** en la región Centroamericana y del Caribe. Con la excepción de Costa Rica, donde se permite la generación privada, pero de forma limitada 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.

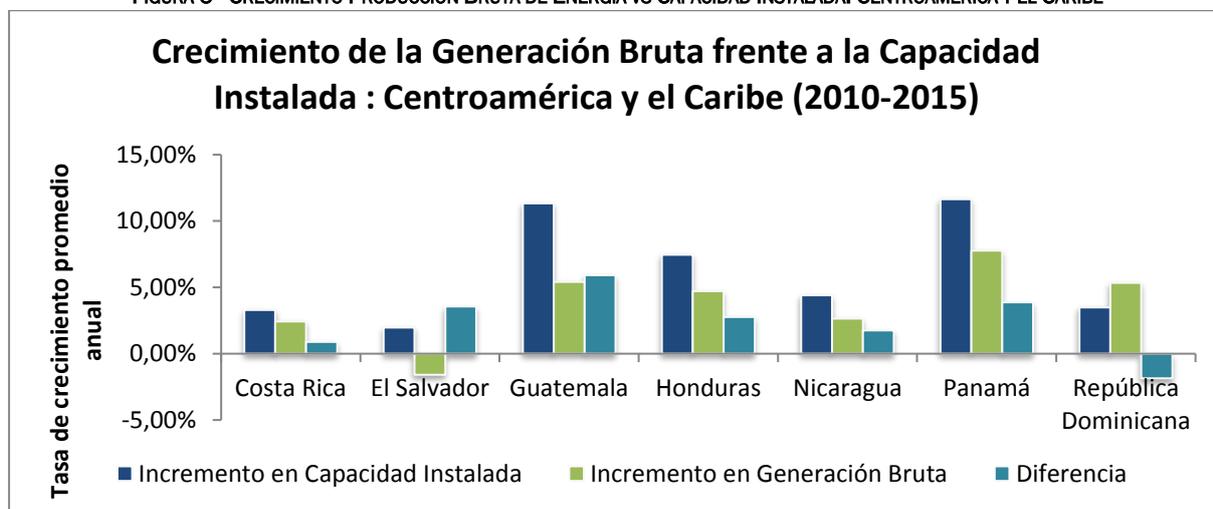
FIGURA 5 - PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA SEGÚN FUENTE: CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CIER Y CEPAL

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 6 - CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS CAPACIDAD INSTALADA: CENTROAMÉRICA Y EL CARIBE



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CIER Y CEPAL

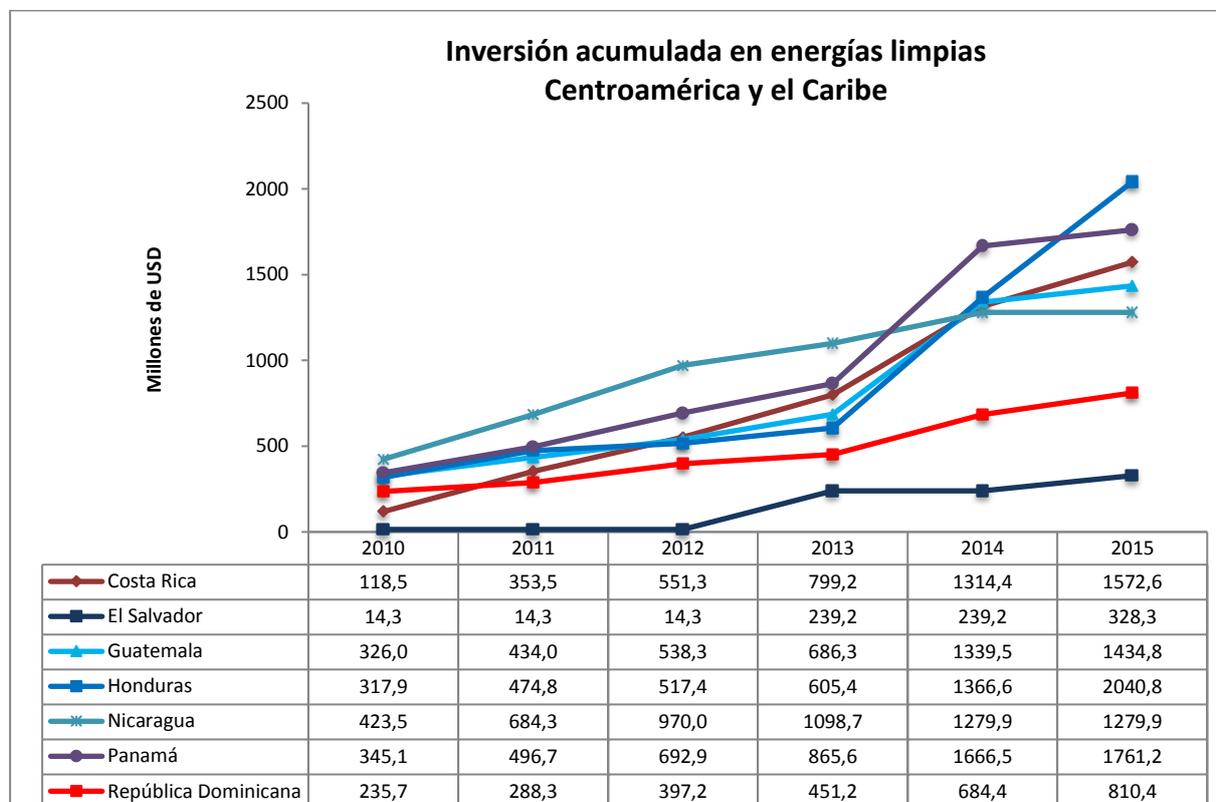
Como puede observarse, con la salvedad del caso de El Salvador y Costa Rica, la demanda ha crecido en tasas que rondan alrededor del 5% o son incluso mayores. Este proceso parece haber sido acompañado por incrementos generales en la capacidad de generación, lo cual puede implicar a priori que ha habido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

2.1.3. 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.

FIGURA N° 28 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 RENOVABLE⁹

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	
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	
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

2.1.4. 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 indicativa¹⁰ 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

⁹ REN21, Renewables 2016, Global Status report

¹⁰ 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.

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.

2.1.5. 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 ¹¹
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.

¹¹ Fuente: IEA, World Energy Outlook 2016

2.2. COSTA RICA

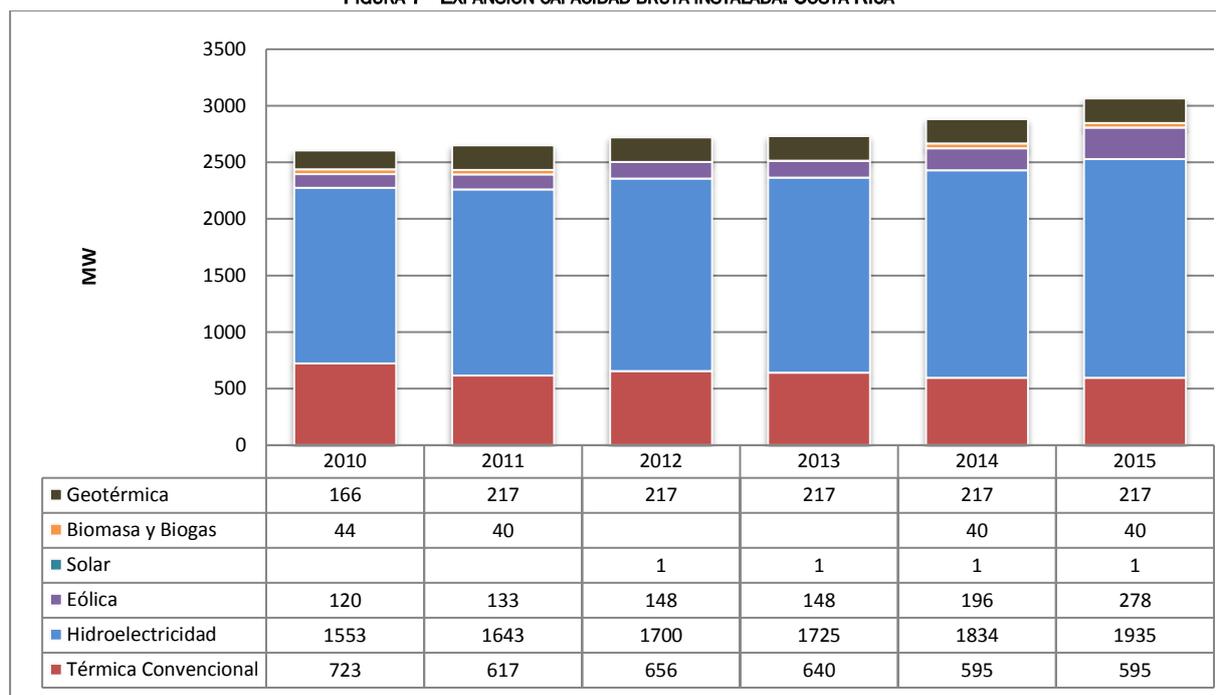
2.2.1. Introducción

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'.

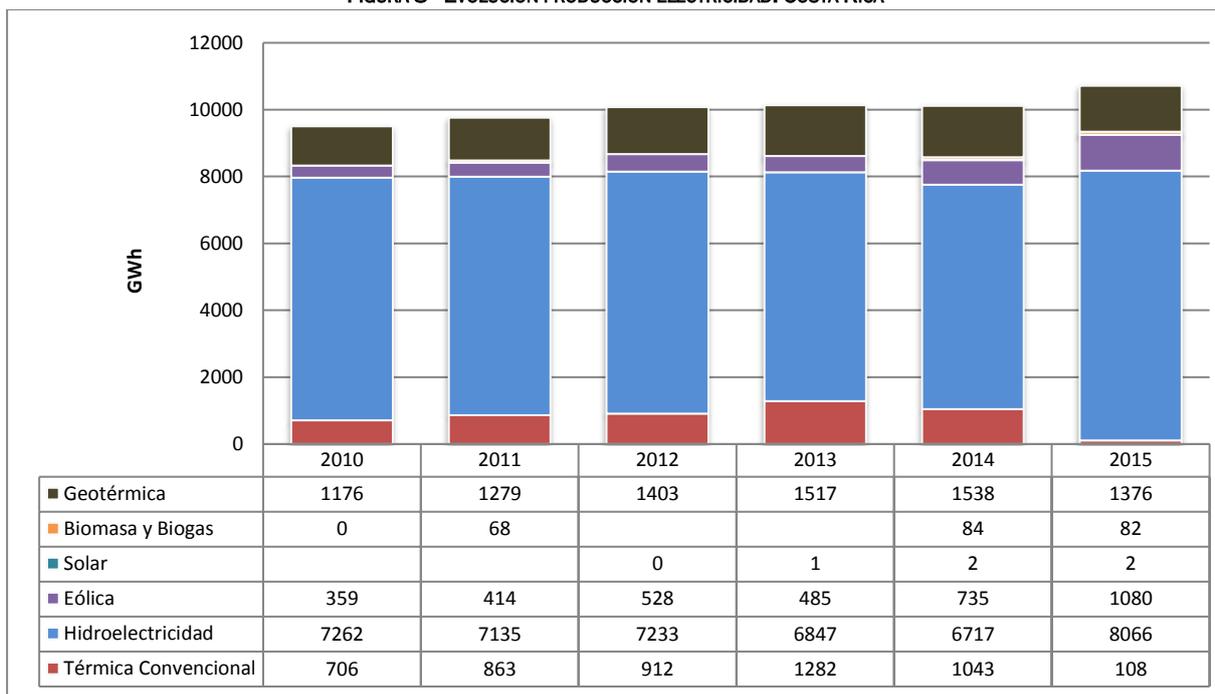
Su sector eléctrico se caracteriza por poseer una capacidad instalada de 3066 MW, de la cual la mayor parte proviene de fuentes hidroeléctricas (63,1%). En segundo lugar, se destaca la energía térmica convencional (con un 19,4% de capacidad) seguida por el conjunto de las fuentes de energías renovables 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 7 - EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: COSTA RICA



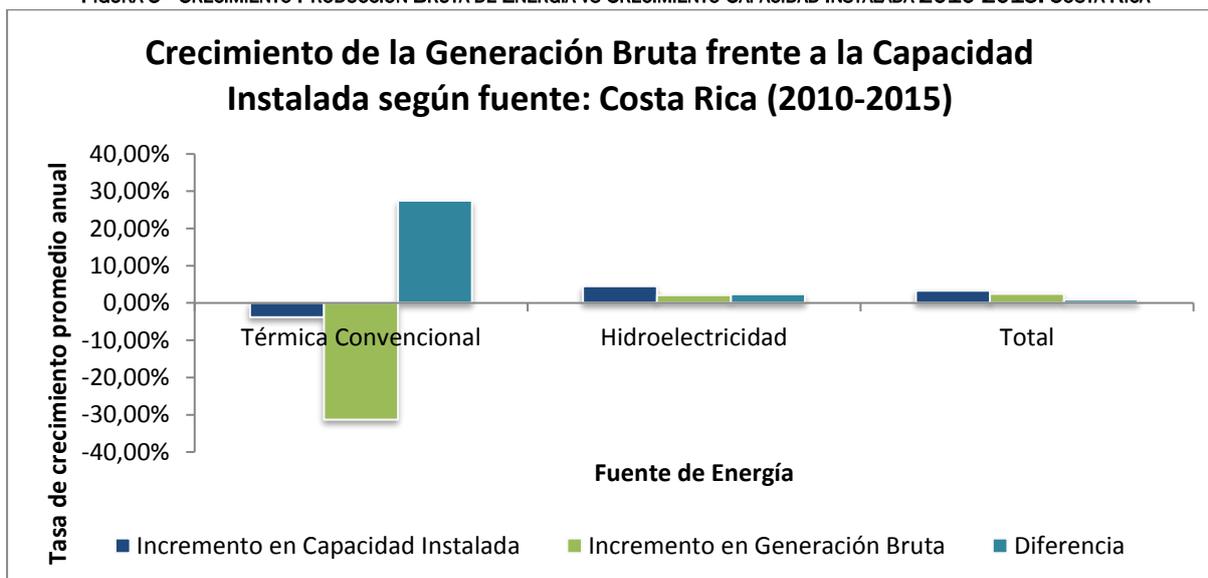
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL CIER Y CEPAL

FIGURA 8 - EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: COSTA RICA



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

FIGURA 9 - 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 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.

2.2.2. Características de la actividad de Distribución

La distribución eléctrica en Costa Rica es considerada como un servicio público y se encuentra regulada por la ARESEP. La misma define entre otras cosas el área de cobertura de cada empresa distribuidora, las tarifas, normas calidad de del servicio y controla el cumplimiento de las normas de construcción en las instalaciones de distribución.

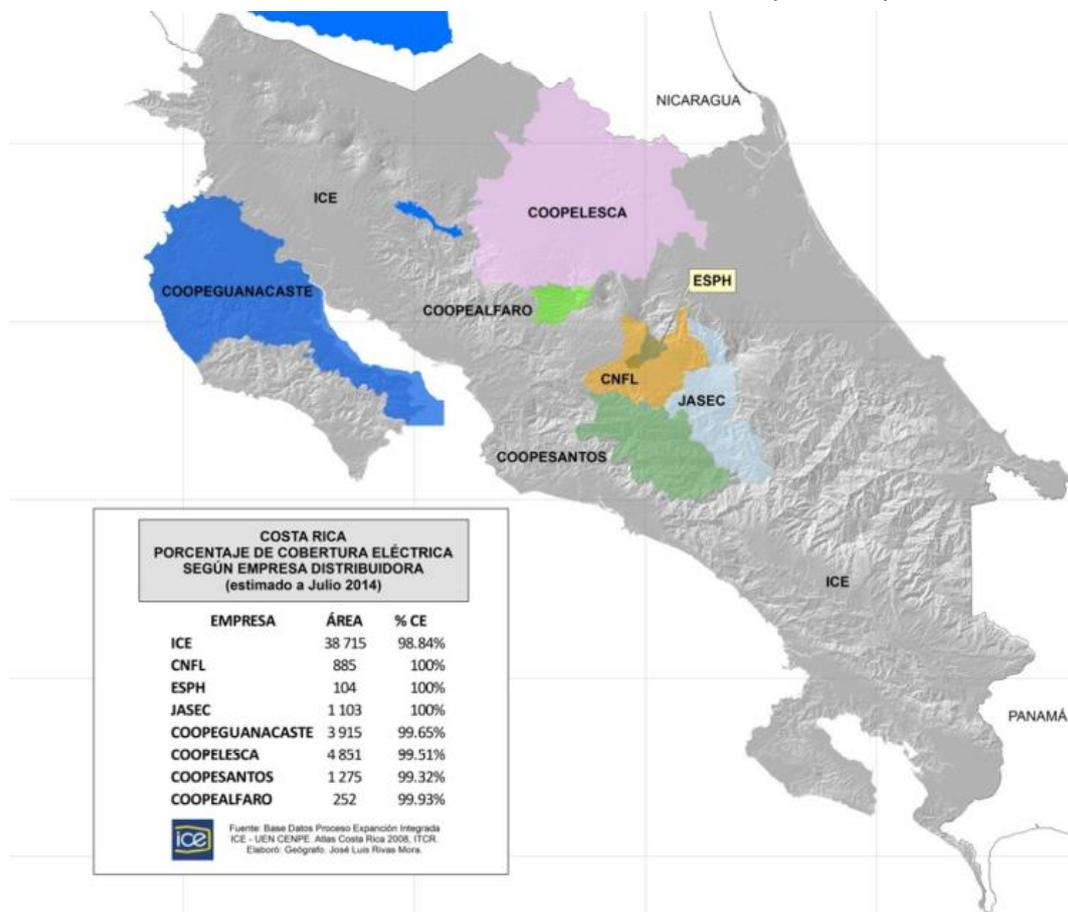
Según indica la normativa vigente el papel del distribuidor es el de un intermediario en la cadena de valor que traslada el costo de compra de los generadores a las tarifas. Para ello utiliza una metodología que reconoce trimestralmente el impacto del precio de los combustibles (previo ajuste de la tarifa de generación). Este traslado no genera pérdidas económicas ni riesgos financieros para las empresas distribuidoras ya que las tarifas se fijan bajo el principio regulatorio de "Servicio al Costo"¹² previamente mencionado.

La actividad es realizada por empresas de capitales estatales nacionales o municipales y algunas cooperativas. La empresa integrada verticalmente ICE posee alrededor del 38,5% de la cuota de mercado de manera directa, aunque su porción es realmente mayor ya que, a través de CNFL controlada por ICE, la

¹² Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad.

cuota aumenta a un 79%. El porcentaje restante del mercado es servido por los distribuidores JASEC, ESPH y algunas cooperativas.

FIGURA N° 29 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: COSTA RICA (FUENTE: ICE)



La siguiente tabla resume las características principales del sector:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio por región Existen 8 empresas/cooperativas que realizan la actividad de distribución eléctrica en sus respectivas áreas de cobertura. Sin embargo la mayor parte de la demanda es abastecida por la empresa estatal integrada verticalmente ICE. La misma no solo realiza la distribución de manera directa sino también a través de la empresa CNFL que controla (juntan suman el 79% de la cuota de mercado).
Cantidad de Clientes	Alrededor de 1,5 millones.
Acceso a la Electricidad	El 100 % de la población posee acceso al servicio de electricidad
Esquema Regulatorio	Costo de Servicio.
Remuneración por el servicio	El distribuidor opera como intermediario en la cadena de valor del Sistema Eléctrico. Traslada el costo de compra al sistema de generación y las tarifas se fijan bajo el criterio de "Servicio al Costo".
Activos a remunerar	Se remunera el Activo Fijo Neto en Operación Revaluado Promedio, que forma parte de la llamada "Base Tarifaria". Además, se considera el concepto "Útil y Utilizable", que consiste en reconocer las inversiones dentro del activo hasta en el momento en que estas serán útiles y utilizables por las empresas distribuidoras para brindar su servicio.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Remuneración para los activos	La ARESEP, utiliza el Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC, por sus siglas en inglés) como metodología para determinar la Tasa de Retorno de los Activos. Esta metodología considera tanto las fuentes de financiamiento por medio de deuda como por capital propio del accionista. Para valorar este último se aplica el Modelo CAPM (Capital Asset Pricing Model). De esta forma se define la tasa de rédito para el desarrollo (tasa de retorno de los activos) para las empresas distribuidoras. En este modelo se utilizan como parámetros indicadores macroeconómicos externos como lo son las tasas libres de riesgo T-Bill y T-Bond de los Estados Unidos más algunos parámetros nacionales como riesgo país y el nivel de endeudamiento.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Los componentes de costos de administración, operación, mantenimiento y comercialización se estiman tomando en cuenta el concepto de útil y utilizable; estos costos son incluidos en las solicitudes de ajuste para su reconocimiento por parte del Ente Regulador. Adicionalmente se excluyen todos los gastos no tarifarios, dejando definidas las partidas estrictamente de la operación del servicio que brinde la empresa. Es decir, erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público no se considerarán en los costos, así tampoco gastos desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	No se aplica este criterio de remuneración al distribuidor por mayor eficiencia derivada del aumento de economías de escala.
Traslado de los costos de compra en el mercado	El costo de compra de la energía al Sistema de Generación es trasladado directamente a las tarifas.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	No existe un mecanismo de indexación de la remuneración. Sin embargo, los prestatarios deben realizar una vez al año un estudio ordinario con el fin de justificar el valor a ajustar de las tarifas.
Ingresos por actividades no reguladas	Los ingresos adicionales por actividades no reguladas no afectan las remuneraciones reguladas.
Reglas de corte de servicio	Se establece un cargo por morosidad y se le permite a la empresa distribuidora de energía expresamente el corte del suministro eléctrico al consumidor moroso, en el caso que no haya pagado la última facturación registrada.
Alumbrado público	Pago a las empresas de distribución.
Acceso universal al servicio eléctrico	ND.
Estructura tarifaria	Las tarifas son reguladas por ARESEP - Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y cambian en función de la distribuidora. Pueden existir: Tarifas Residenciales: para los primeros 200 kWh un monto menor que para los siguientes; Tarifa Residencial Horaria (solo para CNFL): tarifas punta, valle y noche por bloques de consumo (0 - 300 kWh, 301 - 500 kWh, más de 500 kWh); Tarifa General: un monto de energía vendida para menos de 3.000kWh; y para más de 3.000kWh además valores mínimos de energía y potencia; Tarifa Preferencial: con estructura igual a la anterior, pero con descuentos; Tarifa Media Tensión: tarifas punta, valle y nocturna, con cargos por potencia y energía.
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 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

2.3. EL SALVADOR

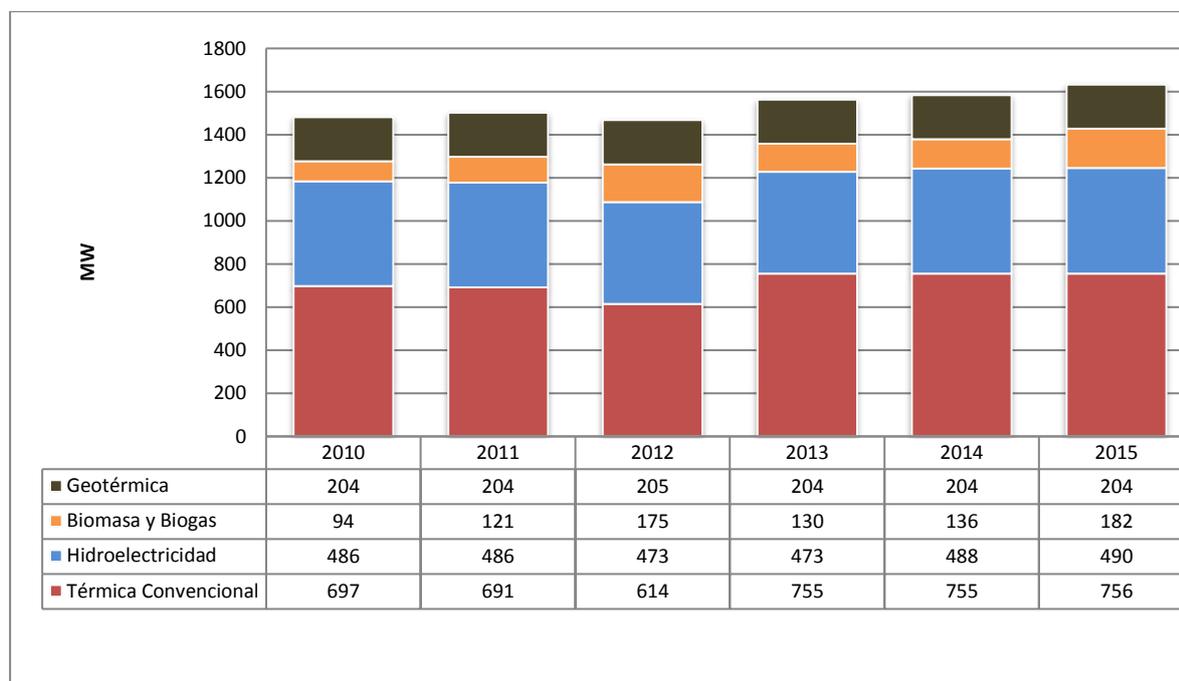
2.3.1. Introducción

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.

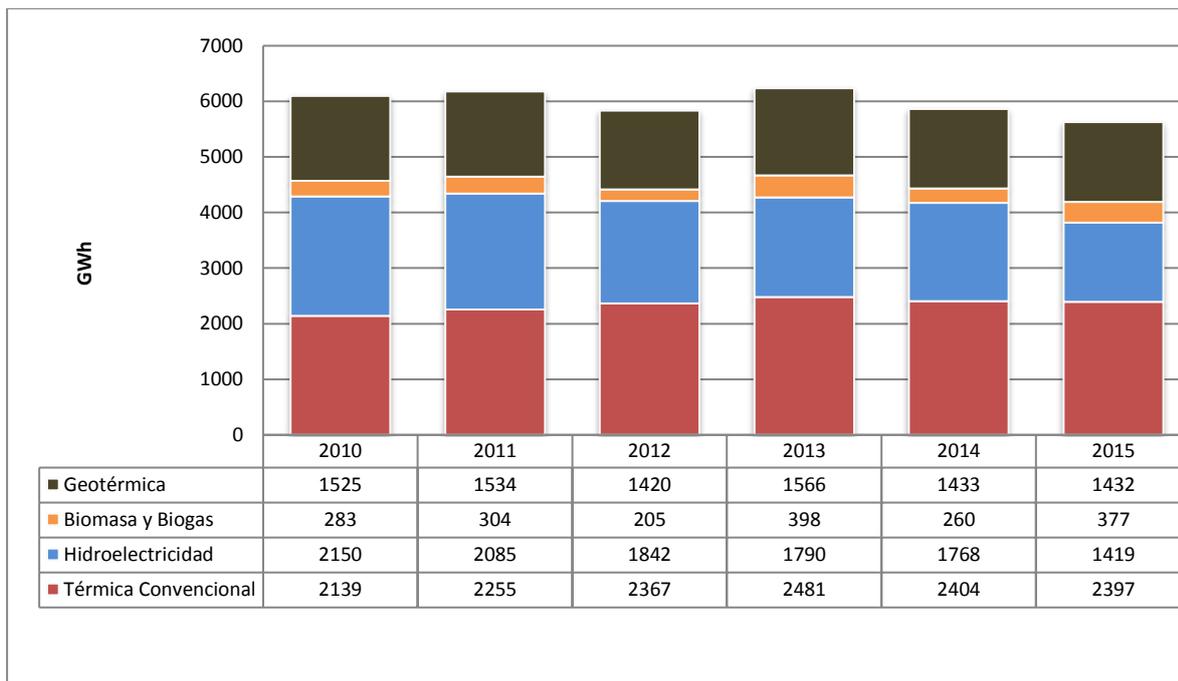
Su sector eléctrico se caracteriza por depender principalmente de tres fuentes: energía geotérmica, hidráulica y, en tercer lugar, térmica convencional (a partir de combustibles fósiles). La capacidad instalada es de 1.632 MW. La generación térmica es la fuente más importante (46,3% en 2015), seguida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

FIGURA N° 30 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: EL SALVADOR



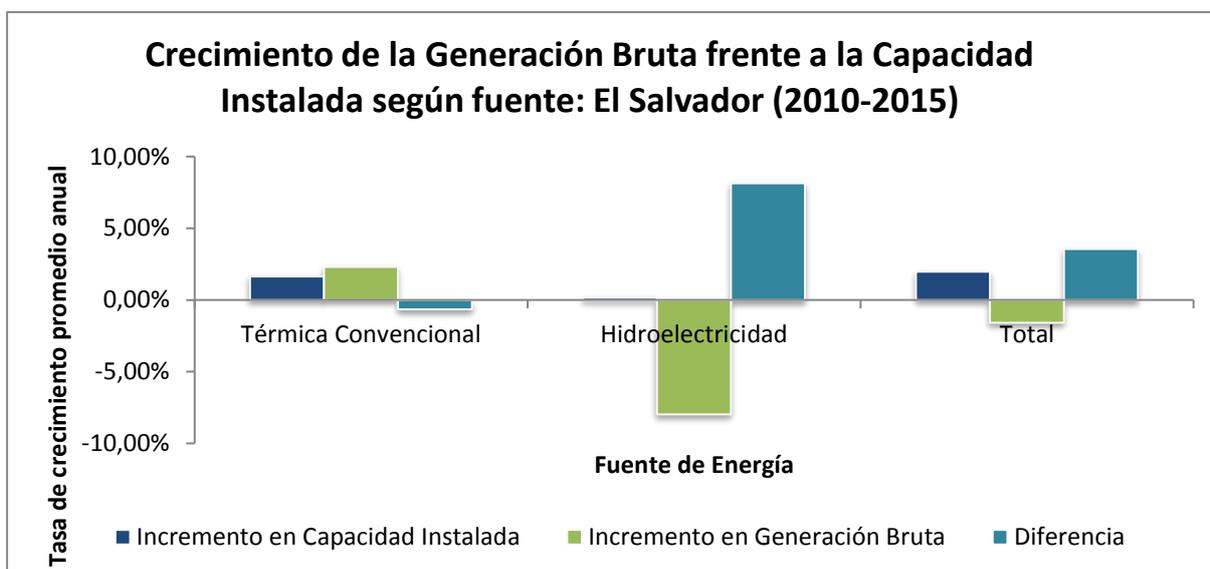
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 31 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: EL SALVADOR



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

FIGURA N° 32 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 Sistema¹³ (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	DESCRIPCION
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>

¹³ Es un Mercado de Equilibrio de corto plazo (tiempo real), basado en ofertas diarias de generación y carga. Será profundizado en siguientes apartados.

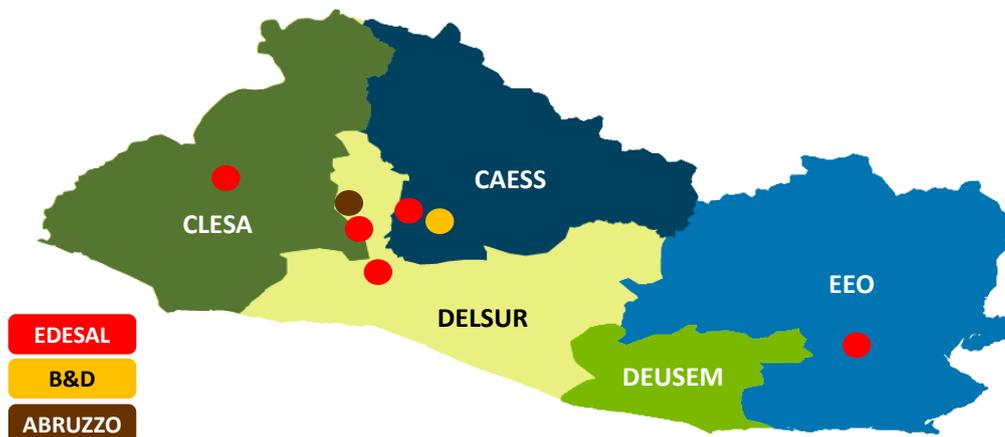
2.3.2. Características de la actividad de Distribución

La actividad de distribución en El Salvador, considerada y regulada como servicio público, comprende desde la adquisición de energía recibida del transmisor hasta la entrega de la misma a los usuarios finales. Si bien estas actividades incluyen la comercialización energética el mercado de El Salvador se caracteriza por tener además algunas comercializadores que operan bajo un esquema competitivo.

En este contexto, la tarifa al usuario final está integrada por tres cargos: el Cargo de Comercialización, el Cargo de Distribución y el Cargo por Energía. Los dos primeros son sometidos a revisión cada cinco años.

En cuanto a la organización del sector, el final del proceso de reestructuración del sistema eléctrico implicó la desarticulación de la, hasta ese momento integrada, empresa CEL en cinco distribuidoras (cada una de ellas como propietaria de una red). Estas empresas son las denominadas incumbentes y corresponden a las empresas del Grupo AES El Salvador, conformado por las empresas CAESS S.A. de C.V., AES-CLESA, S.A. de C.V., EEO, S.A. de C.V. y DEUSEM, S.A. de C.V.; y DELSUR, S.A. de C.V. del grupo EPM de Colombia. No obstante, durante la última década distintas empresas han ingresado a la actividad de distribución, como son las empresas EDESAL, ABRUZZO y B&D Servicios Técnicos. Estas últimas coinciden con las zonas geográficas de algunas incumbentes y no se encuentran asociadas a ningún grupo económico.

FIGURA N° 33 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: EL SALVADOR (FUENTE: AES)



La tabla a continuación resume las características principales de la actividad de distribución:

TABLA N° 30 - EL SALVADOR - CARACTERÍSTICAS DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	<p>Oligopolio Actualmente la actividad es realizada por ocho empresas distribuidoras que no tienen exclusividad regional del territorio en el que operan. Cinco de ellas pertenecen al Grupo AES y representan alrededor del 77% de los clientes. DELSUR, S.A. que es propiedad de EPM tiene el 21% y las otras tres empresas entrantes el porcentaje restante.</p> <p>La legislación no reconoce la característica de monopolio natural de la actividad y establece explícitamente "...el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización."</p>
Cantidad de Clientes	Las distribuidoras cuentan con una cantidad aproximada de 1,7 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	El 94% de la población contaba con acceso eléctrico.
Esquema Regulatorio	Price-Cap.
Remuneración por el servicio	La tarifa al usuario final está integrada por el Cargo de Atención al Cliente, Cargo por Uso de Red y Cargo por Energía, los dos primeros se ajustan cada 1 de enero y

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>el precio de la energía se ajusta automáticamente de conformidad a la normativa que para tal efecto señala el Reglamento de la Ley General de Electricidad. O sea, es ajustada con trimestralmente con base en fórmulas de actualización.</p> <p>Cuando el usuario final tiene la energía comprada de otro comercializador que no es la distribuidora, es de responsabilidad del comercializador contratado cobrar los costos por el consumo de energía eléctrica, más también los costos de uso de la red para que pueda liquidar sus compromisos con el distribuidor de energía. Los precios de la energía suministrada por el comercializador pueden ser iguales o diferentes de las aprobadas por la SIGET para las distribuidoras.</p>
Activos a remunerar	<p>La base de activos regulatoria es definida como Activo Bruto de Servicio (ABS) y se calcula como el VNR de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio. En este sentido, el costo anual del capital (CCA) es calculado mediante la aplicación del Factor de Recuperación del Capital (FRC) a los correspondientes activos. La fórmula de cálculo a usarse para el FRC es la empleada para la determinación del pago periódico de una anualidad cuyo valor presente es conocido.</p>
Remuneración para los activos	<p>Se establece una tasa de descuento del 10% antes de impuestos, fijada en la Ley General de Electricidad.</p> <p>Resumiendo, los distintos componentes de la base de activos regulatoria y su metodología de cálculo es la siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Activo Bruto de Servicio (ABS). Está definido como la suma del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos eléctricos necesarios para la prestación del servicio. La SIGET debe verificar por medio de auditoría la consistencia de las instalaciones informadas por la empresa. • Activos Generales asignados a Distribución (AGD). Corresponden al VNR de instalaciones que, no siendo parte de las redes de distribución, son necesarias para la prestación del servicio eléctrico. • Factor de Ajuste de Instalaciones (FAI). Se determina como el cociente entre las cantidades de instalaciones relevadas por la auditoría y las informadas por la empresa.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	<p>La determinación de los costos de operación y mantenimiento reconocidos como tales, serán tomados de los registros contables de la empresa durante el año base, para ello se requiere la aplicación de un sistema uniforme de cuentas que servirá de base para la verificación de la naturaleza y monto de los costos a fin de ser utilizados en el cálculo de los cargos.</p> <p>Los Costos Totales de AOM se componen de: el Costo Anual de Operación y Mantenimiento de la Red (CAOM), más el Costo del Capital de Trabajo (CCT), más el Costo Indirecto de Administración de las Instalaciones (Cind) y el Valor Esperado de las Compensaciones por Falla (VECF).</p>
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	ND.
Traslado de los costos de compra en el mercado	<p>Con respecto a los costos de generación transferidos a los usuarios finales, el Artículo 79 de la Ley establece que los precios incluidos en los pliegos tarifarios deberán basarse en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los precios de energía y capacidad contenida en contratos de largo plazo aprobados por la SIGET. Estos contratos son públicos y se adjudican mediante proceso de libre competencia que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por la SIGET; • El precio promedio de la energía en el Mercado Spot en el nodo respectivo durante el año anterior a la presentación del Pliego. <p>El costo de abastecimiento se determina como la suma de precio ponderado de todas las compras de energía y potencia del Distribuidor, y resulta del promedio ponderado de los precios de los contratos y, para las compras en el mercado spot, el precio que surge en el MRS.</p> <p>En principio los costos de abastecimiento son integralmente trasladados a tarifas, por lo que no afectan el negocio del distribuidor.</p> <p>El costo de abastecimiento representa la mayor parte de la tarifa final (aproximadamente 80%) y, por ende, del flujo de caja de la empresa. Los ajustes del precio de la energía fueron definidos inicialmente como semestrales (12 de</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>octubre y 12 de abril de cada año). Sin embargo, en la actualización del RLGE realizada en julio de 2010 se incorpora el ajuste trimestral del costo de abastecimiento (Art. 90).</p> <p>Los Cargos de Distribución o cargos por uso de las redes se ajustan anualmente (1 de enero) de acuerdo a la siguiente fórmula:</p> $CD_n = CD_0 \times \left[\alpha \frac{TC_n}{TC_0} + \beta \frac{IPC_n}{IPC_0} \right]$ <p>Dónde: CDn: Cargo de distribución ajustado CDo: Cargo de distribución en el pliego tarifario vigente α: Proporción de los cargos de distribución correspondiente a costos en moneda extranjera (establecido en 50%) β: Proporción de los cargos de distribución correspondientes a costos locales; (establecido en 50%) IPCn: Índice de precios al consumidor en el mes inmediato anterior del ajuste IPCo: Índice de precios al consumidor en el mes en que se realizó el último ajuste al pliego tarifario Además, los Costos de Atención al Cliente (CAC) solo se ajustan por la tasa de inflación doméstica anual. Los ajustes para los cargos de distribución y costos de atención al cliente serán de aplicación por medio de la fórmula correspondiente, siempre y cuando el aumento o disminución del valor ajustado con respecto al valor vigente exceda el diez por ciento (10%) de este último.</p>
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	
Ingresos por actividades no reguladas	ND.
Reglas de corte de servicio	<p>La distribuidora puede desconectar el usuario final en los siguientes casos:</p> <ol style="list-style-type: none"> Cuando estén pendientes de pago los documentos de cobro de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica; A solicitud de los comercializadores, cuando el usuario final tenga pendiente pagos de dos o más meses, relacionados con el suministro de energía eléctrica; Cuando el usuario final se conecte sin contar con la autorización del Distribuidor, o cuando el usuario final incumpla las condiciones contractuales indicadas en el artículo 6 de este pliego (condiciones de incumplimiento de las condiciones contractuales); Cuando las instalaciones del usuario final pongan en peligro la seguridad de las personas o bienes, sean éstos propiedad del Distribuidor, del usuario final o de terceros; y, Cuando el usuario final niegue el acceso del operador a las instalaciones internas que aquel haya efectuado para el suministro
Alumbrado público	<p>La facturación se realizará de acuerdo con el consumo promedio mensual por tipo de lámpara y los precios vigentes de la energía eléctrica. Si la lámpara fue distinta de las mencionadas en el Reglamento, se adopta la siguiente fórmula para estimar el consumo promedio mensual por tipo de lámpara.</p> $CM = \frac{W \times NHR \times FP}{1000}$ <p>Dónde: CM: consumo mensual de cada lámpara expresado en kWh W: potencia nominal de las lámparas en vatios NHR: número de horas de referencia para la operación de la lámpara en un mes de 30 días. Se establecerá que la lámpara operará en forma continua durante 12 horas al día, por lo cual NHR = 12 x 30 = 360 horas FP: Factor de potencia 0.90 El consumo total se calcula como la sumatoria del producto del consumo promedio mensual del tipo de lámparas instaladas, por el número de lámparas. El cargo por energía y uso de red se calculará como el producto del consumo total, por la tarifa vigente, por el factor de ajuste en la facturación. El factor de ajuste en la facturación, es el cociente que resulta de dividir el número de días del período de facturación entre treinta días que corresponden a un mes de referencia. Cuando exista medición de consumo, se facturará con base en el consumo registrado por el medidor.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION															
Acceso universal al servicio eléctrico	Los transmisores y los distribuidores incumbentes están obligados a permitir la interconexión de sus instalaciones y la utilización de las mismas para transportar energía. Las condiciones para realizar la interconexión se determinarán de común acuerdo entre las partes, el costo de la interconexión es, naturalmente, a cuenta del solicitante. En lo referente a los cargos por el uso de la red del distribuidor (peajes), por la operación del mercado mayorista, los cargos de conexión y reconexión, etc. serán regulados y aprobados por la SIGET.															
Estructura tarifaria	<p>La tarifa es dividida en tres partes, independiente de la categoría tarifaria, son ellas:) Cargo de Comercialización; Cargo por Energía; Cargo de Distribución: Además de eso son también cobradas en la factura costos de tasas municipales y cuando corresponde, un recargo por factor de potencia (cuando el factor inductivo sea inferior a 0,90).</p> <p>La tabla debajo muestra las categorías y respectivas subcategorías tarifarias y también a quien es aplicable:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Categoría Tarifaria</th> <th>A Quien Aplica</th> <th>Subcategoría</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>I. TARIFA No. 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS</td> <td>Usuarios finales cuya demanda máxima sea de 10 kW o menos</td> <td>Pequeñas Demandas para Uso Residencial. Pequeñas Demandas Alumbrado Público Pequeñas Demandas Uso General.</td> </tr> <tr> <td>III. TARIFA No.2 – MEDIANAS DEMANDAS</td> <td>Usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 10 kW y hasta 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía y el suministro podrá efectuarse en media o baja tensión</td> <td></td> </tr> <tr> <td>IV. TARIFA No.3 – GRANDES DEMANDAS</td> <td>Usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía y el suministro podrá efectuarse en media o baja tensión.</td> <td></td> </tr> <tr> <td>V. SERVICIOS ESPECIALES Y PROVISIONALES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN</td> <td>Servicios que sean solicitados con una calidad y/o seguridad de servicio por encima de los estándares establecidos</td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>Los horarios tarifarios son los siguientes: a) Punta: de las 18:00 a 22:59 horas; b) Resto: de las 05:00 a 17:59 horas; y c) Valle: de las 23:00 a 04:59 horas.</p>	Categoría Tarifaria	A Quien Aplica	Subcategoría	I. TARIFA No. 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS	Usuarios finales cuya demanda máxima sea de 10 kW o menos	Pequeñas Demandas para Uso Residencial. Pequeñas Demandas Alumbrado Público Pequeñas Demandas Uso General.	III. TARIFA No.2 – MEDIANAS DEMANDAS	Usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 10 kW y hasta 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía y el suministro podrá efectuarse en media o baja tensión		IV. TARIFA No.3 – GRANDES DEMANDAS	Usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía y el suministro podrá efectuarse en media o baja tensión.		V. SERVICIOS ESPECIALES Y PROVISIONALES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN	Servicios que sean solicitados con una calidad y/o seguridad de servicio por encima de los estándares establecidos	
Categoría Tarifaria	A Quien Aplica	Subcategoría														
I. TARIFA No. 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS	Usuarios finales cuya demanda máxima sea de 10 kW o menos	Pequeñas Demandas para Uso Residencial. Pequeñas Demandas Alumbrado Público Pequeñas Demandas Uso General.														
III. TARIFA No.2 – MEDIANAS DEMANDAS	Usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 10 kW y hasta 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía y el suministro podrá efectuarse en media o baja tensión															
IV. TARIFA No.3 – GRANDES DEMANDAS	Usuarios finales cuya demanda máxima sea de más de 50 kW, independientemente del uso que se dé a la energía y el suministro podrá efectuarse en media o baja tensión.															
V. SERVICIOS ESPECIALES Y PROVISIONALES EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN	Servicios que sean solicitados con una calidad y/o seguridad de servicio por encima de los estándares establecidos															
Marco Regulatorio	Normas para la determinación del cargo por el uso de las redes de distribución y del cargo de comercialización. Acuerdo 587/2012. Acuerdo 814/2013.															

2.4. GUATEMALA

2.4.1. 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.

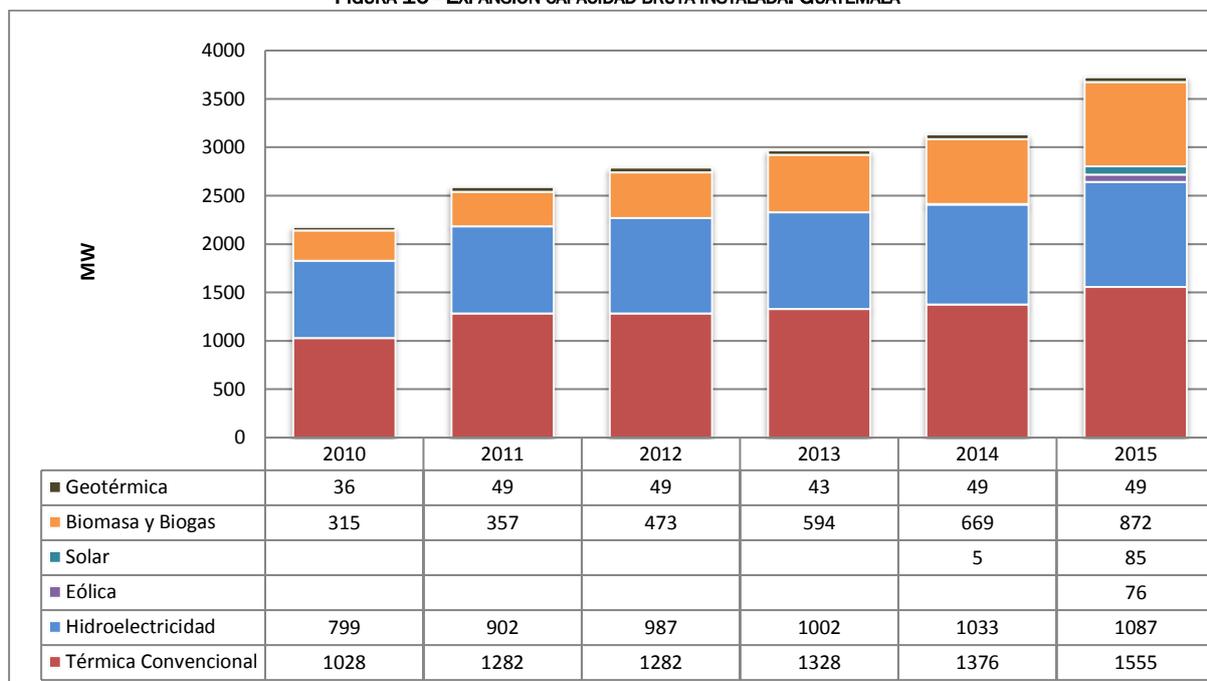
El sector agrícola es el sector económico más importante siendo el café, el azúcar y las bananas los productos principales. Posee un PIB per cápita de 3052,2 USD, a precios constantes del 2010, repartidos en una población de 17 millones de habitantes.

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).

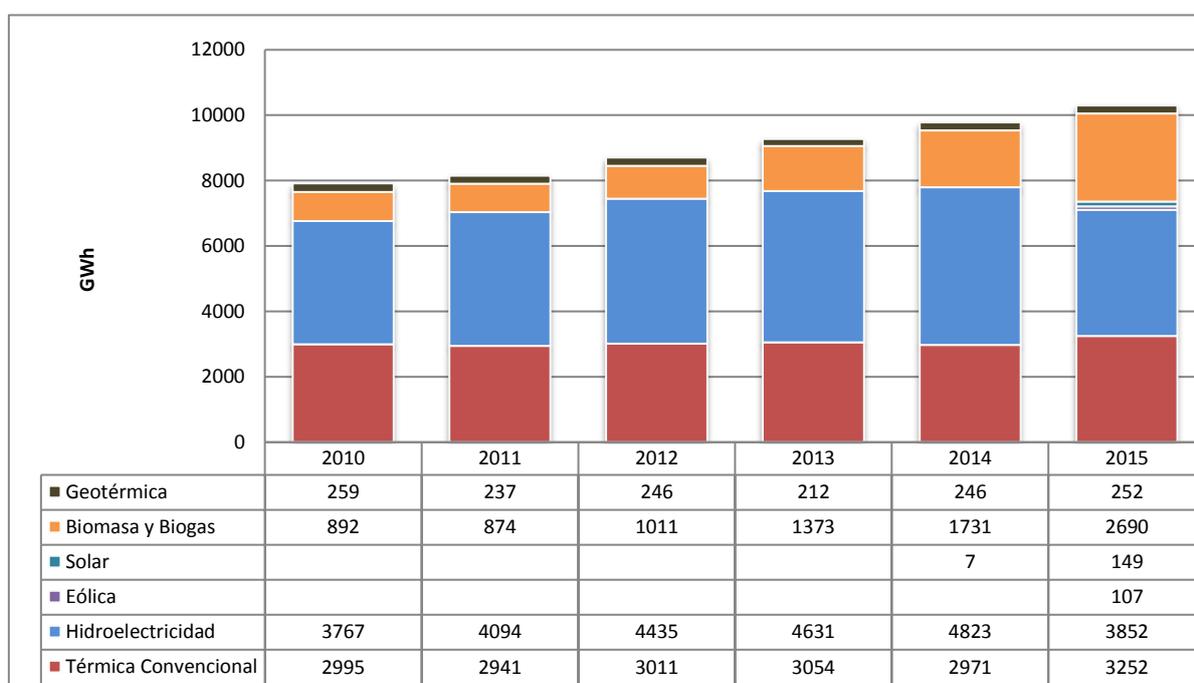
La capacidad instalada hídrica representa el 29,2% del total de capacidad, pero debido a su comportamiento variable, la generación hidroeléctrica real fluctúa entre el 30% y el 70% del total de generación.

FIGURA 10 - EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: GUATEMALA



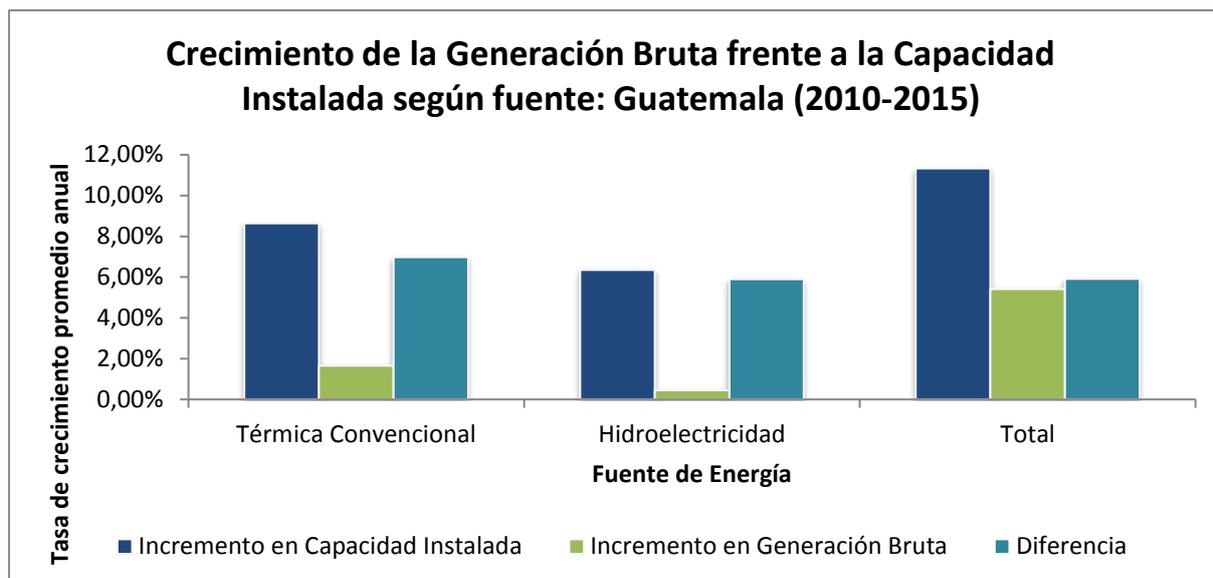
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA 11 - EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: GUATEMALA



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

FIGURA 12 - CRECIMIENTO PRODUCCIÓN BRUTA DE ENERGÍA VS 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) Calcular los precios de oportunidad (spot); c) Coordinar procedimientos entre agentes; d) Identificar y medir los

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
	<p>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>

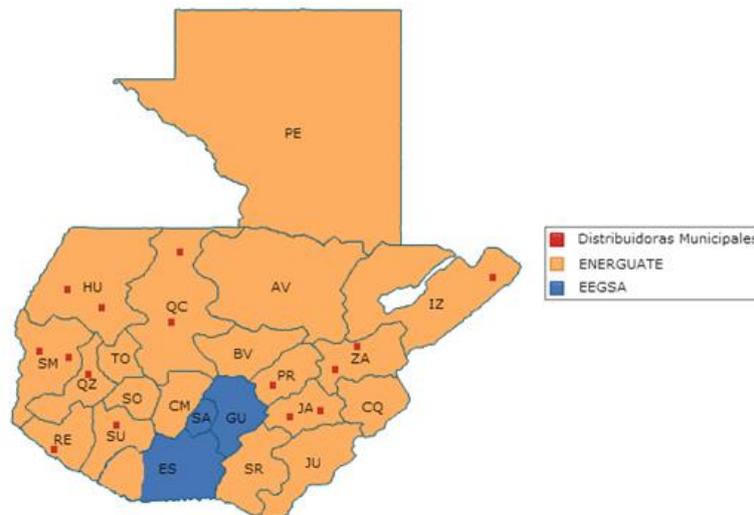
2.4.2. Características de la actividad de Distribución

La distribución de energía eléctrica en Guatemala se encuentra caracterizada como Servicio Público, razón por la cual la empresa destinada a dicha actividad tiene la responsabilidad de prestar su servicio a todos los Usuarios ubicados en el área obligatoria dentro de su zona de autorización cumpliendo siempre con las obligaciones del Servicio Técnico y Comercial establecidas en el Reglamento de Electricidad y en las Normas Técnicas emitidas por la CNEE.

Durante los últimos 20 años la demanda de energía de Guatemala se ha ido incrementando debido en gran parte a un incremento significativo del índice de electrificación del país el cual pasó del 50% en el año 1995 a alrededor del 80% en la actualidad. Dicho índice no es uniforme en sentido territorial siendo prácticamente del 100% en las áreas más desarrolladas vinculadas a la ciudad de Guatemala y el corredor bioceánico y mucho menor (casi del 50%) en las restantes áreas del país. Las dos mayores empresas Distribuidoras EEGSA, y Energuate (ex-DEORSA para la región Este y ex-DEOCSA para la Oeste) conjuntamente con las restantes Empresas Municipales que participan del Mercado Mayorista de Guatemala acumulan la mayor parte de la demanda del sistema mientras aunque también existe un número considerable de usuarios compuesto por Comercializadores nacionales e internacionales y Grandes Usuarios que participan directamente del Mercado Mayorista.

En cuanto a la distribución geográfica de la demanda cerca del 70% de la misma se concentra en área de distribución de EEGSA, que incluye las ciudades de Guatemala y Escuintla. EEGSA, que forma parte del grupo colombiano EPM, distribuye en las provincias de Guatemala, Sacatepequez y parte de Escuintla. Por otro lado, la zona restante del país es abastecida por Energuate más algunas empresas municipales.

FIGURA N° 34 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: GUATEMALA (FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CNEE)



La tabla a continuación resume las características del sector distribución de Guatemala:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio por región Las empresas distribuidoras tienen exclusividad en sus áreas adjudicadas a cambio de comprometerse a otorgar suministro a todos aquellos usuarios que lo demanden (siempre cumpliendo con los requisitos y normas). Existen dos empresas que poseen gran parte de la distribución: EEGSA en la región central y con mayor cantidad de clientes perteneciente al grupo EPM, y Energuate (formada por las empresas ex-DEOCSA Y ex-DEORSA). Además, en algunos casos existen empresas municipales de propiedad pública o privada.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 2,2 millones de Usuarios.
Acceso a la Electricidad	El 90% de la población tiene acceso al suministro eléctrico
Esquema Regulatorio	Price-Cap.
Remuneración por el servicio	Las tarifas a usuarios del Servicio de Distribución Final son determinadas por la Comisión e incluyen los costos de adquisición de la potencia y energía sumado a los costos eficientes de distribución. El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada. De acuerdo con la LGE, el VAD contempla los siguientes componentes básicos: <ul style="list-style-type: none"> • Costos asociados a los usuarios, independiente de su demanda de potencia y energía. • Pérdidas medias de distribución, separadas en sus componentes de potencia y energía. • Costos de capital, operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada. • Demás costos de operación y gestión.
Activos a remunerar	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de una red de distribución dimensionada económicamente.
Remuneración para los activos	La LGE establece que la tasa de actualización para la determinación de las tarifas será determinada por la CNEE, y debe reflejar la tasa del costo del capital para actividades de riesgo similar en el país. Este concepto vertido en el reglamento de la Ley, interpreta que se recomienda la utilización de algún método del tipo WACC/CAPM. Este es en principio el criterio de adoptado por la CNEE en las Revisiones Tarifarias. Si la tasa de actualización resulta inferior a 7% real anual o superior al 13% real anual, se deben aplicar estos últimos valores, respectivamente.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Se reconocen los siguientes costos: <ul style="list-style-type: none"> • Se reconoce como costo de operación y mantenimiento el correspondiente al de una gestión eficiente de la red de distribución de referencia. • Los costos de comercialización comprenden los costos de: supervisión, mano de obra, materiales y actividades de medición, facturación, cobranza, registro de usuarios y otros relacionados con la comercialización de electricidad. • Impuestos y tasas. • Los costos de operación comprenden: supervisión, ingeniería de operación, mano de obra, etc. • Los costos administrativos y generales comprenden: sueldos administrativos y generales, materiales, gastos de oficina, etc.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	Los precios regulados de los distribuidores son precios máximos y se aplica a estos precios un factor de reducción anual que considere el efecto de las economías de escala y las mejoras por eficiencia.
Traslado de los costos de compra en el mercado	Las tarifas a consumidores finales incluyen el precio ponderado de todas las compras del distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución. Para referir los precios de adquisición de potencia y energía, la Comisión agrega los peajes de subtransmisión que sean pertinentes. Sin embargo, para que estos precios sean reconocidos integralmente, las empresas de Distribución tienen la obligación de haber efectuado contratos con los

CONCEPTO	DESCRIPCION																
	generadores mediante licitación abierta. Los mismos deben garantizar su requerimiento total de potencia y energía para el año en curso y el siguiente año calendario, como mínimo.																
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	La regulación establece que las tarifas de los usuarios regulados tendrán dos tipos de ajustes. El primero será un ajuste periódico anual, donde solamente se actualizan los valores de las Tarifas de Base y de VAD; en tanto que al final del período tarifario se realiza la revisión total y el re-cálculo de todas las Tarifas Base.																
Ingresos por actividades no reguladas	ND.																
Reglas de corte de servicio	ND.																
Alumbrado público	El alumbrado público posee una categoría tarifaria especial.																
Acceso universal al servicio eléctrico	La legislación establece que las empresas distribuidoras deben dar libre acceso a los usuarios que lo demanden dentro de su zona adjudicada.																
Estructura tarifaria	<p>El diseño tarifario implementado en la regulación de distribución consiste en tarifas múltiples. Las categorías se conforman por tarifas de acceso/uso: un cargo fijo que no depende del nivel de consumo, y de un cargo por unidad de consumo (cargo variable) que se aplica a la energía facturada y la potencia contratada y máxima. La estructura de las Tarifas Base presenta la siguiente composición de categorías tarifarias:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Categoría</th> <th>Descripción</th> <th>Demanda de Potencia</th> <th>Tipo de Tarifa Aplicada</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>A</td> <td>Usuarios con servicio en Baja tensión.</td> <td>Menor o igual a 11 KW.</td> <td>Baja Tensión Simple (BTS); Baja Tensión Simple Social (BTSS).</td> </tr> <tr> <td>B</td> <td>Usuarios con servicio en Baja o Media tensión.*</td> <td>Mayor a 11 KW.</td> <td>Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).</td> </tr> <tr> <td>C</td> <td>Usuarios con servicio en Baja o Media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario.</td> <td></td> <td>En este caso las condiciones de suministro (potencia y energía) son pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (comercializador). No tiene tarifa máxima. Solamente se le define un pago máximo por el uso de la red, denominado Peaje en Función de Transportista.</td> </tr> </tbody> </table> <p>*Los Usuarios de la categoría b) podrán elegir libremente su propia tarifa dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión en los pliegos tarifarios. En el caso que el Usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica, La Distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente el mayor beneficio para el Usuario, con base a sus características de consumo. Las Tarifas Horarias en Baja ó Media tensión (BTH ó MTH) son aquellas cuyo medidor permite discriminar el consumo por horas, y tienen precios diferenciados de energía por banda horaria. Las bandas horarias correspondientes a los períodos de máxima (punta), media (intermedia) y mínima (valle) son las definidas en el artículo 87 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista o las que en el futuro determine la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Además, existe una Ley de la Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica, reglamentada su aplicación mediante la Resolución 1-2001 de la CNEE la cual fija los valores máximos y las fórmulas de ajuste periódico, así como las condiciones de aplicación de la misma. La Tarifa Social es una tarifa especial con carácter social, aplicada al suministro de energía eléctrica dirigida a usuarios regulados conectados en baja tensión sin cargo por demanda. Se reconoce como Usuario de Tarifa Social a todo usuario que consuma la cantidad igual o inferior a 300 KWh en un período</p>	Categoría	Descripción	Demanda de Potencia	Tipo de Tarifa Aplicada	A	Usuarios con servicio en Baja tensión.	Menor o igual a 11 KW.	Baja Tensión Simple (BTS); Baja Tensión Simple Social (BTSS).	B	Usuarios con servicio en Baja o Media tensión.*	Mayor a 11 KW.	Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).	C	Usuarios con servicio en Baja o Media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario.		En este caso las condiciones de suministro (potencia y energía) son pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (comercializador). No tiene tarifa máxima. Solamente se le define un pago máximo por el uso de la red, denominado Peaje en Función de Transportista.
Categoría	Descripción	Demanda de Potencia	Tipo de Tarifa Aplicada														
A	Usuarios con servicio en Baja tensión.	Menor o igual a 11 KW.	Baja Tensión Simple (BTS); Baja Tensión Simple Social (BTSS).														
B	Usuarios con servicio en Baja o Media tensión.*	Mayor a 11 KW.	Baja Tensión con Demanda en Punta (BTDP), Baja Tensión con Demanda fuera de Punta (BTDFP), Baja Tensión Horaria (BTH), Media Tensión con Demanda en Punta (MTDP), Media Tensión con Demanda fuera de Punta (MTDFP), Media Tensión Horaria (MTH).														
C	Usuarios con servicio en Baja o Media tensión que cumplan con los requisitos establecidos en la legislación vigente para obtener la calidad de Gran Usuario.		En este caso las condiciones de suministro (potencia y energía) son pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (comercializador). No tiene tarifa máxima. Solamente se le define un pago máximo por el uso de la red, denominado Peaje en Función de Transportista.														

CONCEPTO	DESCRIPCION
	de facturación mensual, o que tenga un consumo promedio diario de hasta 10 kWh.
Marco Regulatorio	Ley General de Electricidad –LGE- y su Reglamento – RLGE. Reglamento del AMM.

2.5. HONDURAS

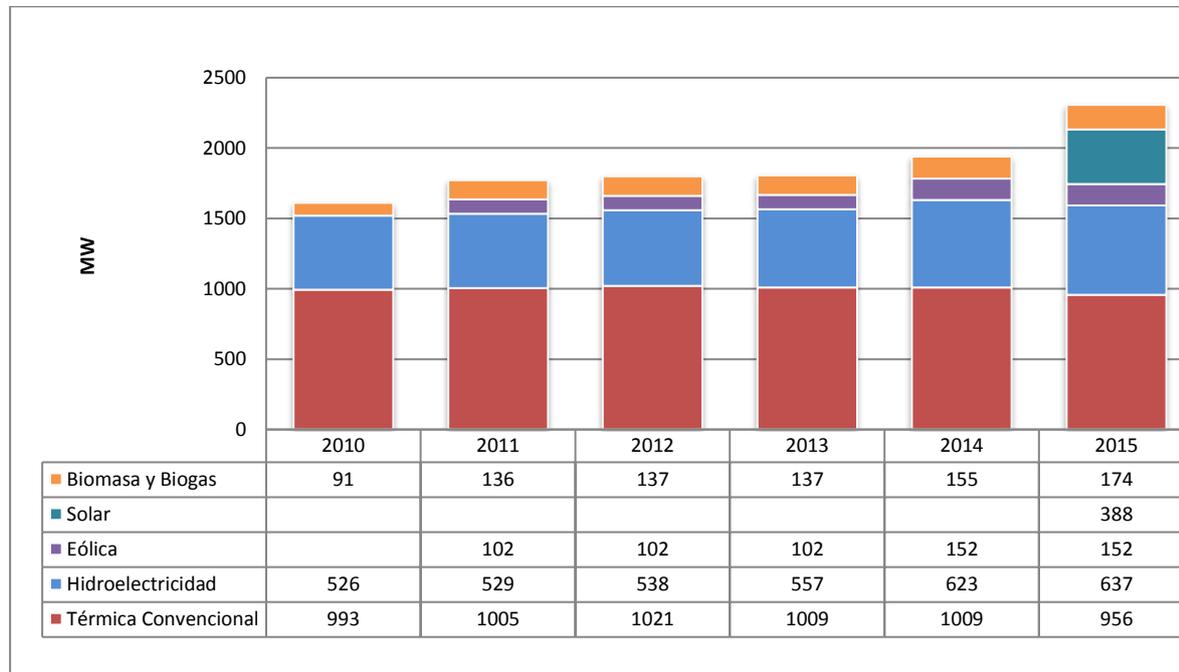
2.5.1. Introducción

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.

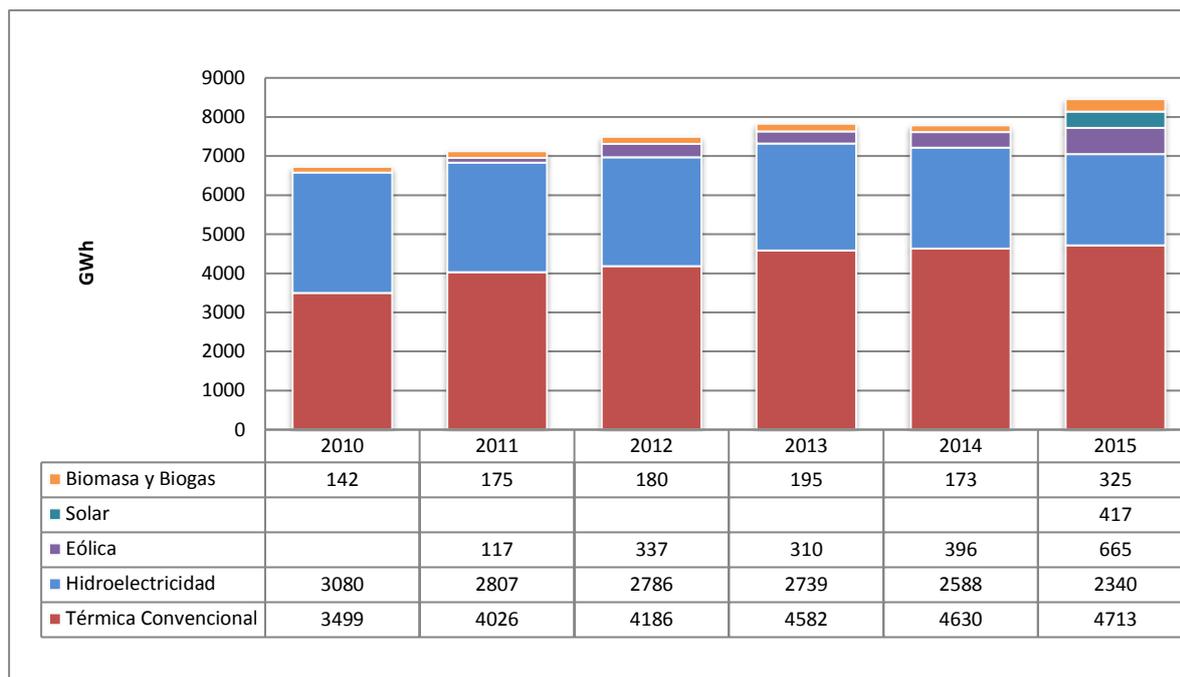
Su sector eléctrico se caracteriza por tener una capacidad instalada de 2307 MW de los cuales la fuente más importante es la térmica convencional (956 MW) seguido por la hidroeléctrica (637 MW). El resto de la capacidad instalada se encuentra conformada por ERNC (388 solar, 152 MW de eólica y 174 MW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

FIGURA N° 35 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: HONDURAS



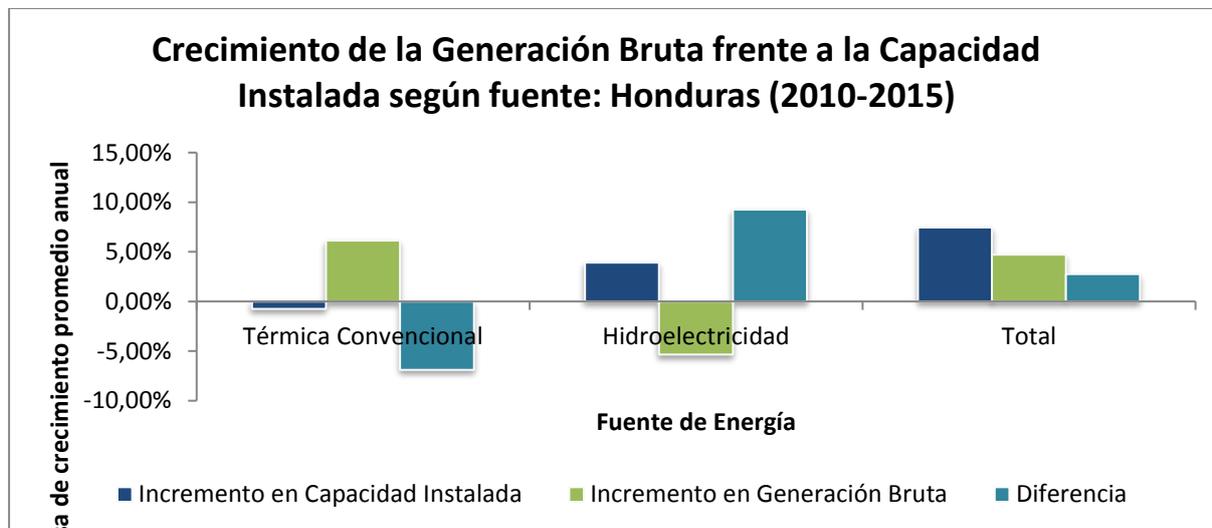
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 36 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: HONDURAS



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

FIGURA N° 37 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.

2.5.2. Características de la actividad de Distribución

El Sector Eléctrico Hondureño se encuentra transitando un proceso de reforma. El mismo ha iniciado con la promulgación de la Ley General de la Industria Eléctrica en mayo del año 2014 y continúa en la actualidad.

Si bien la Ley de Electricidad anterior (de 1994) ordenó dividir la red de distribución propiedad de la ENEE en distintas regiones para luego ser vendidas a otros agentes, esta privatización fracasó. La actividad sigue siendo realizada por la empresa estatal integrada verticalmente ENEE, aunque en los últimos días se celebró una audiencia pública con el objetivo de designar un nuevo operario de las instalaciones. El Consorcio Energía Honduras de capitales colombianos y hondureños se hizo adjudicatario del contrato de concesión para operar el sistema de distribución eléctrica por un periodo de 7 años.

La tabla a continuación resume las características del sector distribución de Honduras:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	Monopolio La actividad es realizada actualmente por la empresa integrada verticalmente y de capitales estatales ENEE. Tras la reforma iniciada recientemente, el sector se encuentra en etapa de transición y el Consorcio Energía Honduras se ha adjudicado como nuevo operario de las instalaciones por 7 años.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 1,7 millones.
Acceso a la Electricidad	El 89% de la población tiene acceso al servicio
Esquema Regulatorio	Costo de Servicio (actualmente).
Remuneración por el servicio	El Valor Agregado de Distribución (VAD) de cada distribuidora se calcula suponiendo una empresa modelo eficiente operando en el mismo entorno que la empresa real, e incluye los siguientes componentes: a) Los costos asociados a dar servicio al abonado, independientes de su demanda de potencia y energía; b) Las anualidades de las inversiones de distribución, calculadas con base en el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones, su vida útil, y la tasa de actualización establecida; y c) Los costos de operación y

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>mantenimiento de distribución.</p> <p>El estudio calculará los componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD) separadamente para zonas de distribución típicas, diferenciadas por su densidad de demanda de energía, su densidad de usuarios y otros parámetros similares que el Reglamento indicará. La CREE determinará, para cada empresa distribuidora, factores de ponderación con base en las características de su zona total de operación, que se aplicarán para calcular finalmente el VAD de esa empresa distribuidora.</p>
Activos a remunerar	Las anualidades de las inversiones de distribución son calculadas con base en el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones.
Remuneración para los activos	<p>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 contrate con firmas consultoras especializadas en la materia.</p> <p>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.</p>
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Incluye además de los costos de operación y mantenimiento a: el costo de las pérdidas reconocidas de potencia y de energía en las redes y, el valor esperado de las indemnizaciones que la distribuidora deberá pagar si la calidad del servicio que ofrece corresponde exactamente a la norma.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	ND.
Traslado de los costos de compra en el mercado	<p>Las tarifas deben reflejar entre otras cosas a los costos de generación. Los mismos se basan en los siguientes datos:</p> <p>a) Costos de los contratos de compra de potencia y energía suscritos por la distribuidora; b) Costos proyectados de la energía en el mercado eléctrico de oportunidad, los cuales deben incluir componentes de potencia y de energía diferenciados por bloque horario; y c) Cantidades de potencia y energía provenientes de cada fuente.</p> <p>Para aquellos contratos de compra de potencia y energía que la distribuidora haya suscrito mediante licitación pública, los costos se determinarán con base en los precios del contrato; para los contratos que hayan resultado de otros procedimientos de selección, la CREE determinará costos estándar en función de la tecnología y de la antigüedad de la central o centrales de que se trate.</p>
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	El Reglamento establecerá el mecanismo para el ajuste periódico de las tarifas a los usuarios finales y los parámetros económicos externos que se usarán para ello.
Ingresos por actividades no reguladas	ND.
Reglas de corte de servicio	<p>Las empresas distribuidoras pueden suspender el servicio en forma inmediata, sin necesidad de preaviso, a cualquier usuario público o privado cuando:</p> <p>a) El usuario tenga pendiente el pago de una o más facturas mensuales; b) El usuario consuma energía eléctrica sin tener un contrato de suministro o cuando viole las condiciones pactadas para el suministro en el contrato respectivo; c) Se ponga en peligro la seguridad de las personas o de las propiedades por desperfectos en las instalaciones de la empresa o del usuario; y d) Tengan lugar actos de consumo o uso ilícito de la energía eléctrica.</p>
Alumbrado público	<p>Las empresas distribuidoras quedan facultadas para cobrar el servicio de alumbrado público directamente a los usuarios de la zona correspondiente en forma proporcional a su consumo eléctrico, hasta un techo de consumo que se fijará reglamentariamente.</p> <p>En caso de que no sea posible medir todo el consumo de energía para alumbrado público, la parte no medida será estimada por las empresas distribuidoras, quienes deberán solicitar a la CREE que autorice la cantidad de KWh estimados que podrán facturarle anualmente a las empresas suministradoras del alumbrado público. La empresa distribuidora facturará la energía usada para alumbrado público a una tarifa aprobada por la CREE para ese fin.</p>

CONCEPTO	DESCRIPCION
Acceso universal al servicio eléctrico	Los distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus redes de cualquier empresa del subsector eléctrico o consumidor que la solicite. Asimismo, también se encuentran obligados a permitir el uso remunerado de sus instalaciones por parte de otras empresas del subsector eléctrico, incluyendo generadores, otros transmisores o distribuidores, comercializadores y consumidores calificados.
Estructura tarifaria	<p>Actualmente se encuentran en período de transición. Usualmente se presentan cuadros tarifarios diferenciados por energía consumida y potencia máxima demandada (en algunos) para los 9 sectores:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sector Residencial: Residencial. • Sector Comercial: General Baja Tensión. • Sector Industrial Pequeño: Servicio en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Circuito Primario de Distribución con Tensiones de 13,8 kV y 34,5 kV. • Sector Industrial Grande: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición Único en Tensión Primaria, Tensiones de 13,8 kV, 34,5 kV, 69 kV, 138 kV, 230 kV o Mayor. • Sector Gobierno: Servicio Público; Gobierno Central, Poderes: Ejecutivo, Legislativo y Judicial, incluye Entes Autónomos y Semiautónomos y otros. • Sector Gobierno: Servicio Público; Municipalidades. • Sector Gobierno: Servicio Público; Bombeo de Agua. • Zonas de Inversión y Empleo: Servicio Industrial Alta, Media Y Baja Tensión. • Tarifas Interrumpibles: Servicio Industrial en Alta Tensión con Punto de Entrega y de Medición único en Tensión Primaria (69 kV, 138 kV y 230 kV o mayor).
Marco Regulatorio	Ley General de la Industria Eléctrica.

2.6. NICARAGUA

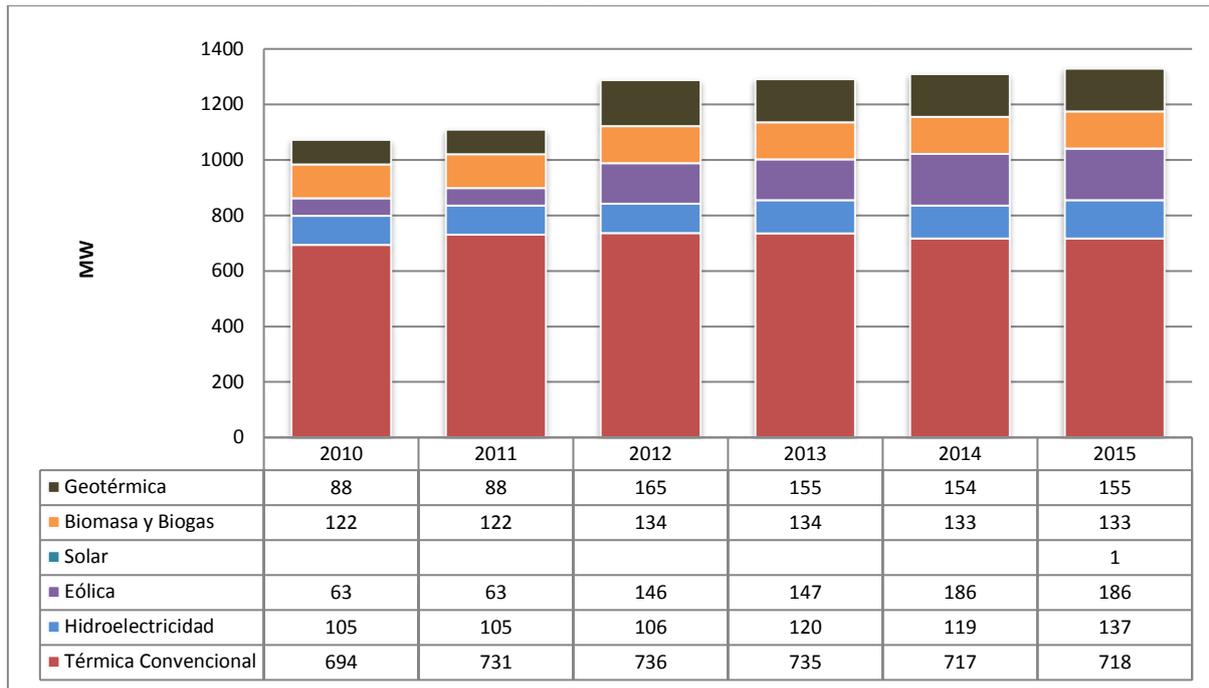
2.6.1. Introducción

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.

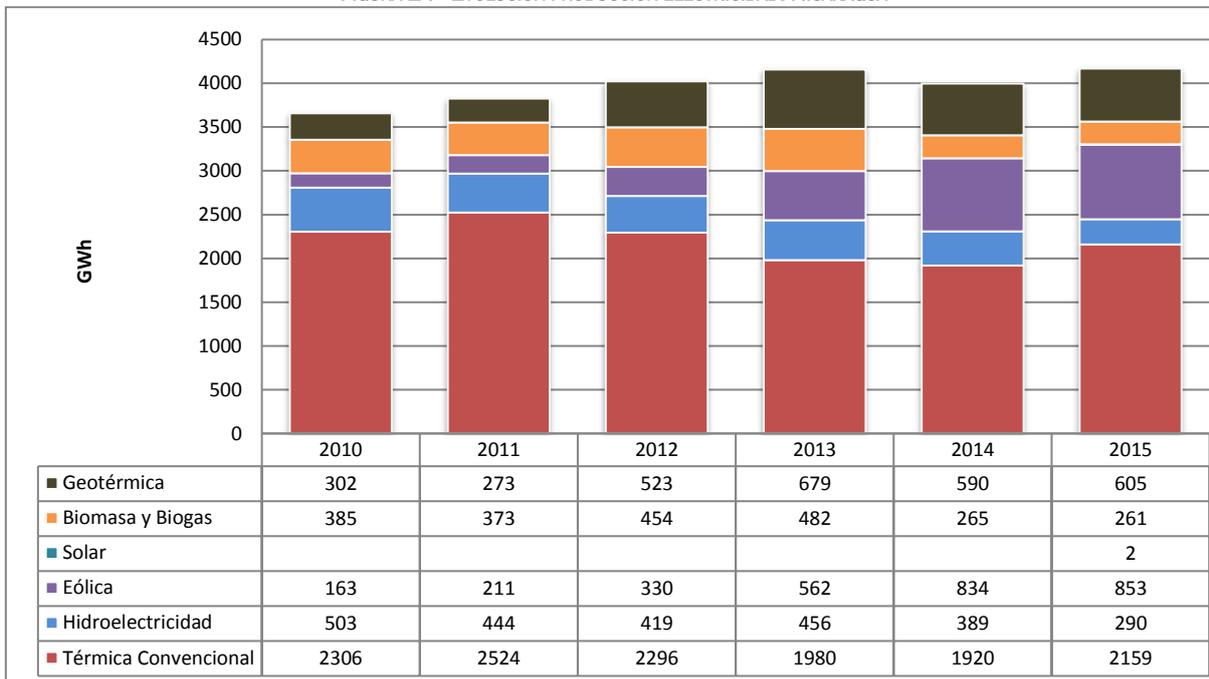
Su sector eléctrico posee una capacidad instalada de 1329 MW de los cuales la mayoría (718 MW) provienen de centrales térmicas convencionales, especialmente de tecnología Bunker y con cierta capacidad de centrales geotérmicas (155 MW) y de biomasa (133MW). Se destaca también una fuerte presencia de capacidad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

FIGURA 13- EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: NICARAGUA



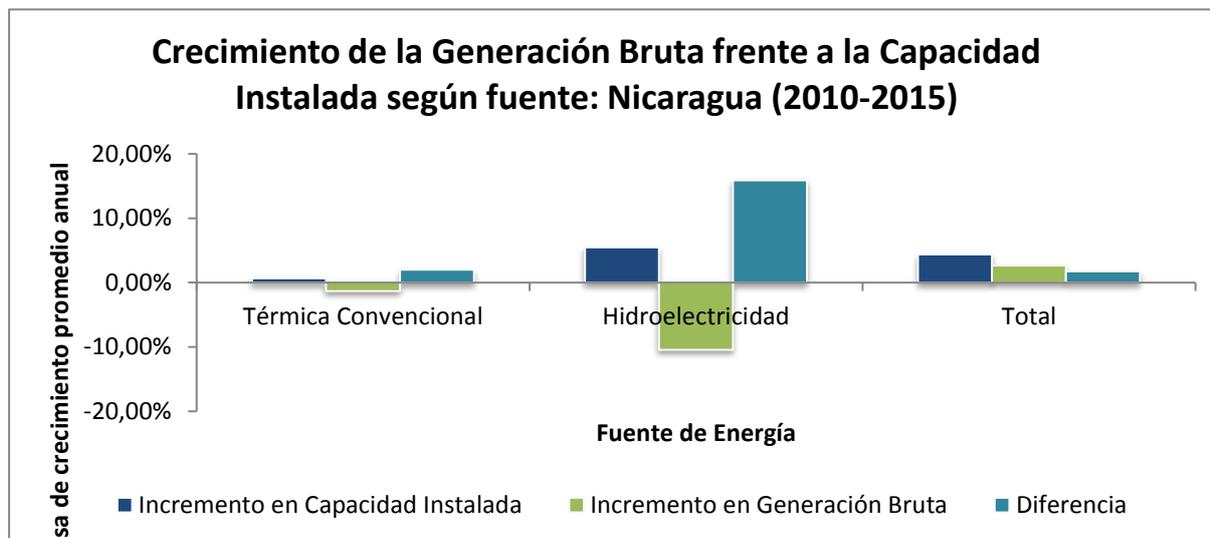
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA 14 - EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: NICARAGUA



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

FIGURA 15 - 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

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>transmisión, así como concesiones de distribución; f) Aplicar sanciones en los casos previstos por las leyes y normativas; y g) Resolver controversias entre los 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>

2.6.2. Características de la actividad de Distribución

En Nicaragua el Distribuidor tiene la responsabilidad de prestar el Servicio Público de Distribución a todos los consumidores ubicados en su área obligatoria dentro de su zona de autorización, y la relación entre los clientes y la empresa distribuidora se encuentran regidas por la Ley 272, su reglamento, y por la Normativa del Servicio Eléctrico. Las tarifas reguladas deben reflejar el costo del servicio en los distintos niveles de tensión, permitiendo al operador la obtención de utilidades razonables, bajo el supuesto de una gestión eficiente.

La organización del mercado se caracteriza por estar casi totalmente atendida por dos distribuidoras: DISNORTE y DISSUR. Ambas se encuentran en manos de la empresa TSK-Melfosur la cual compró el 84% de las empresas a Gas Natural Fenosa en el año 2013 (el otro 16% está en manos de ENEL). Juntas atienden al 98% de la demanda de electricidad. Existe además otra distribuidora menor llamada Bluefields y los sistemas aislados que forman el 2% restante de la demanda nacional.

La tabla a continuación resume las características principales del sector:

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

CONCEPTO	DESCRIPCION
Organización de la Actividad	<p>Monopolio</p> <p>La actividad de distribución es realizada principalmente por dos empresas DISNORTE y DISSUR. Ambas se encuentran en manos de la empresa privada española TSK-Melfosur aunque con cierta participación pública a través de ENEL y representan al 98% de los clientes. El porcentaje restante es suministrado por una distribuidora menor llamada Bluefields y/o los sistemas aislados.</p> <p>La Ley establece que los concesionarios de distribución tendrán el derecho a ser distribuidores exclusivos en su zona de operación autorizada en lo que se refiere a los pequeños y medianos consumidores.</p>
Cantidad de Clientes	Actualmente cuenta con alrededor de 1 millón de usuarios.
Acceso a la Electricidad	El 76% de la población posee acceso a electricidad
Esquema Regulatorio	
Remuneración por el servicio	<p>Los costos del sistema eléctrico a nivel de distribución que sirven de base para la definición de la tarifa a los consumidores finales regulados toman en cuenta lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Los costos de energía y potencia. 2) Las transacciones realizadas en el mercado de ocasión que consideran los precios de la energía y la potencia calculadas por el CNDC de acuerdo la Normativa

CONCEPTO	DESCRIPCION
	de Operación. 3) Los niveles de pérdida de energía y potencia característicos de un distribuidor eficiente. 4) Los costos de acceso y uso a las redes de transmisión y los niveles de pérdidas aceptables en la Industria Eléctrica. 5) Los costos de redes de distribución y los gastos de comercialización característicos de un distribuidor eficiente.
Activos a remunerar	El costo de distribución reconocido deberá proveer al prestador del servicio que opere en forma prudente y eficiente los recursos correspondientes a un fondo de amortización razonable de los equipos e instalaciones destinados al servicio, tributar impuestos, obtener una tasa de rentabilidad razonable comparable nacional e internacionalmente con la de actividades de riesgo similar, y solventar el costo de un nivel razonable de pérdidas eléctricas.
Remuneración para los activos	La tasa de descuento utilizada como costo de oportunidad del capital es la prevaleciente en el mercado de capitales, pero de no estar disponible, la misma deberá ser fijada 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	Son reconocidos por la tarifa regulada los costos de administración, operación y mantenimiento.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	ND.
Traslado de los costos de compra en el mercado	La determinación de los componentes de las tarifas que integran los Pliegos Tarifarios considerará los siguientes principios: a) Reflejar los costos de adquisición de energía y potencia y de servicios en el Mercado Mayorista y los costos del Servicio Público de Distribución para el Período Tarifario, determinados bajo pautas de prudencia y eficiencia en la gestión de las empresas. b) Los costos de adquisición al Mercado Mayorista, incluyendo el servicio de transmisión de electricidad, serán valores máximos reconocidos, procurando obtener un costo razonable para los usuarios y compatible con la calidad de servicio requerida.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	La tarifa establecida a los distribuidores para sus consumidores finales puede incluir un ajuste por variación de la siguiente forma: 1) En el costo de la compra de energía y potencia de acuerdo a las cláusulas de ajuste de los contratos aceptados por el INE, incluyendo la variación de precios de los combustibles utilizados por generación, ocasionados por variaciones en el precio internacional de los mismos. 2) En los costos del distribuidor establecidos, en función de las variaciones de los índices de precios y el índice de incremento de eficiencia.
Ingresos por actividades no reguladas	ND.
Reglas de corte de servicio	ND.
Alumbrado público	Los distribuidores, en su área de concesión de servicio eléctrico, prestarán el servicio de alumbrado público, bajo contrato celebrado con la respectiva alcaldía municipal.
Acceso universal al servicio eléctrico	Cualquier persona ubicada dentro de la zona de concesión de distribución de un Agente Económico, tiene derecho a que éste le suministre energía eléctrica, previo cumplimiento por parte del interesado de los requisitos fijados por la LIE.
Estructura tarifaria	Los clientes de las Empresas de Distribución serán clasificados de acuerdo a su modalidad de consumo y potencia máxima demandada, en las siguientes categorías tarifarias: a) Tarifa T1: Clientes de pequeñas demandas. b) Tarifa T2: Clientes de medianas demandas. c) Tarifa T3: Clientes de grandes demandas. d) Tarifa T4: Clientes usuarios de la red de distribución, que compran al por mayor de un proveedor distinto de la empresa de distribución
Marco Regulatorio	Ley 272 de la Industria Eléctrica.

2.7. PANAMÁ

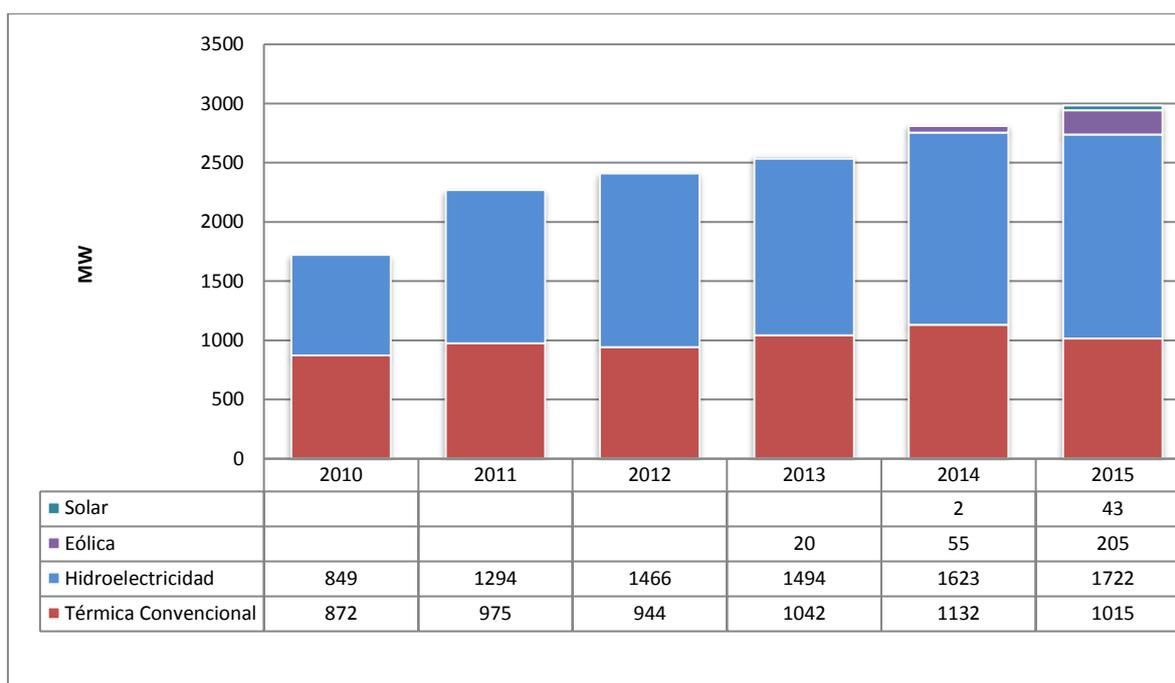
2.7.1. Introducción

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 Barú 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

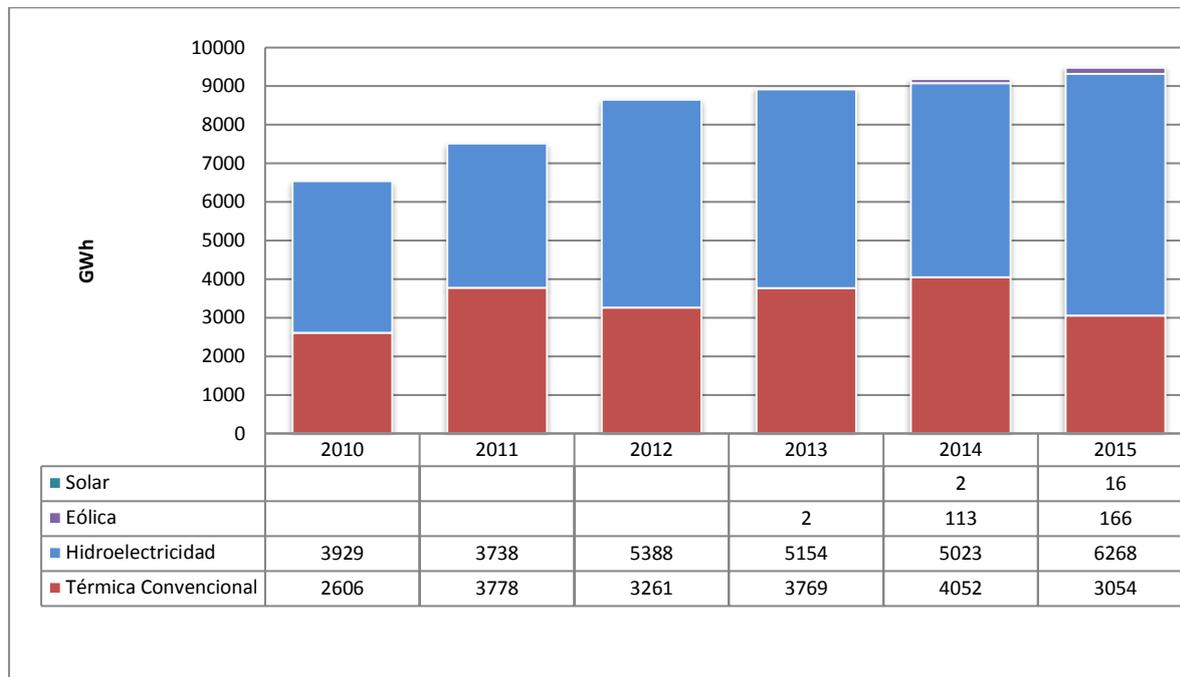
Su sector eléctrico posee una potencia instalada actual es de 2985 MW donde las centrales hidroeléctricas representan más del 57,7% de la capacidad instalada, seguidas por las térmicas con el 34% (mezcla de Diesel, bunker y carbón). Finalmente, la energía eólica y la reciente solar representan el 8,3% 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° 38 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: PANAMÁ



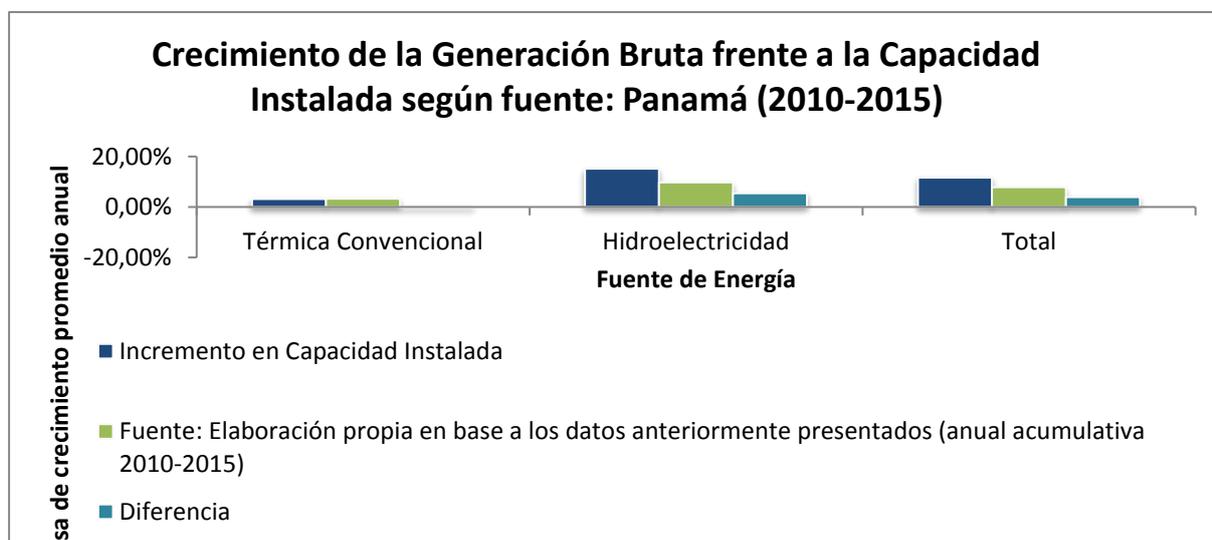
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y CEPAL

FIGURA N° 39 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: PANAMÁ



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

FIGURA N° 40 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 periodo 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.

2.7.2. Características de la actividad de Distribución

La distribución eléctrica en Panamá es considerada como monopolio natural, motivo por el cual la actividad se encuentra regulada. Las empresas de distribución poseen concesiones de los servicios realizados a cambio de la obligación de suministrar la demanda vigente y proyectada de energía y potencia firme de los consumidores cautivos o "clientes regulados" (que son aquellos que no califican como Grandes Clientes y, en consecuencia, están obligados a comprar al Distribuidor). Aquellos Contratos que resultan de un procedimiento regulado pueden ser pasados a tarifa. Este procedimiento está definido en las Reglas Comerciales, estableciéndose en ellas que el mismo debe llevarse a cabo a través de una licitación internacional bajo la supervisión del ASEP, para garantizar transparencia y condiciones de competencia.

La actividad es realizada en gran parte por tres empresas que atienden al 95% del mercado: la empresa

Elektra Noreste (ELEKTRA), la Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste (EDEMET) y la Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí (EDECHI); las dos últimas en manos de Unión Fenosa.

El área de concesión de ELEKTRA comprende el este de la Ciudad de Panamá y la provincia de Panamá, el Golfo de Panamá, la provincia de Colón y dos sistemas aislados (Darién y Kuna Yala) representando alrededor del 42 % del total de la demanda. EDEMET atiende el oeste de la Ciudad de Panamá y la Provincia de Panamá, junto con las provincias de Coclé, Herrera, Los Santos y Veraguas. Suman en total 50 % de la demanda total. El área de concesión de EDECHI se encuentra en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro (8 % de la demanda total). El auto-generador Bocas Fruit Company, que vende sus excedentes de energía en dicha provincia, también se encuentra en la provincia de Bocas del Toro.

FIGURA N° 41 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: PANAMÁ (FUENTE: ETESA)



La tabla a continuación resume las características principales del sector:

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

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Organización de la Actividad	Monopolio por región La actividad se organiza en de manera monopólica para cada área exclusiva de concesión. Las empresas privadas ELEKTRA (42%), EDEMET (50%) y EDECHI (8%) se reparten el total de la demanda.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 1 millón de usuarios.
Acceso a la Electricidad	El 91% contaba con acceso a la electricidad
Esquema Regulatorio	Revenue-Cap.
Remuneración por el servicio	El valor agregado de distribución está constituido por los siguientes costos que tendría una empresa de distribución eficiente, para prestar el servicio de distribución en su zona de concesión: costos de administración, operación y mantenimiento del sistema de distribución, excluyendo los costos de medición, facturación y atención a los clientes; el costo de las pérdidas estándar en las redes de distribución; el costo de depreciación de sus bienes; y el costo correspondiente a la oportunidad que debe tener el concesionario de obtener una tasa razonable de rentabilidad sobre sus inversiones. Para los efectos de este cálculo, no se considerarán los costos financieros de créditos concedidos al concesionario.

CONCEPTO	DESCRIPCION
Activos a remunerar	La base se estima a partir de los valores en los libros de contabilidad de la empresa, y a través del análisis de eficiencia establecido en el Régimen Tarifario. A partir de la Base de Capital al inicio del período tarifario, y considerando los niveles de inversión obtenidos a partir de las ecuaciones de eficiencia, se obtienen los valores de activos (brutos y netos) de distribución y comercialización.
Remuneración para los activos	El Ente Regulador definirá la tasa de rentabilidad que considere razonable para el concesionario, tomando en cuenta la eficiencia de éste, la calidad de su servicio, su programa de inversiones para el período de vigencia de las fórmulas y cualquier otro factor que considere relevante. Sin embargo, la tasa que el Ente Regulador defina no podrá diferir en más de dos puntos de la tasa resultante de sumar la tasa de interés anual efectiva, promedio de los doce meses anteriores a la fecha en que se fija la fórmula tarifaria, de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de ocho puntos por concepto del riesgo del negocio de distribución eléctrica en el país.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Se incluyen gastos directos e indirectos como costos por remuneración, operación del sistema, mantenimiento de la red, planificación y equipos en depósito.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	ND.
Traslado de los costos de compra en el mercado	Las compras de energía a la Empresa de Transmisión se remunerarán por medio de tarifas que reflejen los costos económicos de suministro y que cubran en promedio todos los costos de energía, potencia, servicios especiales y demás cargos. En caso de que la empresa distribuidora contrate el suministro de energía en bloque con una empresa distinta a la Empresa de Transmisión, se le asignará un costo calculado con base en el precio promedio de las compras a la Empresa de Transmisión.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	Los cargos tarifarios aprobados se ajustan semestralmente y de acuerdo con fórmulas de ajuste definidas durante el período vigente. Los ajustes que se realicen a los cargos tarifarios de comercialización, distribución y alumbrado público, están en función del Índice de Precios al Consumidor correspondiente al último mes del semestre, según las publicaciones de la Contraloría General de la República.
Ingresos por actividades no reguladas	De existir actividades no reguladas, las bases de capital calculadas para el sistema de distribución y para el de comercialización se ajustan por el siguiente factor de corrección: $FCBC = IPTO / (IPTO + INRO)$.
Reglas de corte de servicio	El distribuidor estará facultado para proceder a suspender los servicios, en los siguientes casos: 1. Por el atraso de sesenta días o más en el cargo de las facturas respectivas. 2. Por el consumo de energía sin contrato previo o autorización del distribuidor, o cuando se haga uso de la energía eléctrica mediante fraude comprobado. 3. Por defectos de las instalaciones del distribuidor o del cliente, cuando se ponga en peligro la seguridad de personas o propiedades.
Alumbrado público	La empresa de distribución será responsable de la instalación, operación y mantenimiento del alumbrado público en la zona de concesión, de acuerdo a los niveles y criterios de iluminación establecidos por el Ente Regulador. El costo de este servicio se cobrará en las tarifas o precios contractuales al cliente final, en proporción a su consumo.
Acceso universal al servicio eléctrico	Existe régimen de acceso libre bajo el cual la empresa responsable de la distribución final, debe permitir el acceso, conexión y uso no discriminatorio de la red de distribución a los agentes del mercado que así lo soliciten, previo cumplimiento, únicamente, de las normas de operación que rijan tal servicio y el pago de las retribuciones económicas que correspondan.
Estructura tarifaria	A. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN BAJA TENSIÓN: Son las tarifas correspondientes a voltaje igual o inferior de 600 voltios, que a su vez se clasifican de acuerdo al nivel de suministro en: Tarifa Simple (BTS): Esta tarifa corresponde a aquellos clientes cuya demanda máxima sea igual o menor a quince kilovatios (15kW) mensuales. Tarifa con Demanda Máxima (BTD): Corresponde a aquellos clientes con una demanda mayor a quince kilovatios (15kW) por mes. Tarifa por Bloque Horario (BTH): Esta tarifa se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro

CONCEPTO	DESCRIPCION
	<p>de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.</p> <p>B. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN MEDIA TENSIÓN: Son las tarifas correspondientes a voltaje de suministro mayor de 600 voltios y menor de 115 kilovoltios y están clasificadas en: Tarifa con Demanda Máxima (MTD): Correspondiente a todo aquel cliente que la solicite. Tarifa por Bloque Horario (MTH): Considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.</p> <p>C. TARIFAS PARA CLIENTES CONECTADOS EN ALTA TENSIÓN Son las tarifas correspondientes a voltaje mayor de 115 kilovoltios y se clasifican en: Tarifa con Demanda Máxima (ATD): Es aplicable a cualquier cliente que la solicite. Tarifa por Bloque Horario (ATH): Se aplica a aquellos clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en períodos de punta o fuera de punta.</p>
Marco Regulatorio	Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y al Régimen Tarifario Ley 57 del 13 de octubre de 2009, modifica Ley 6

2.8. REPÚBLICA DOMINICANA

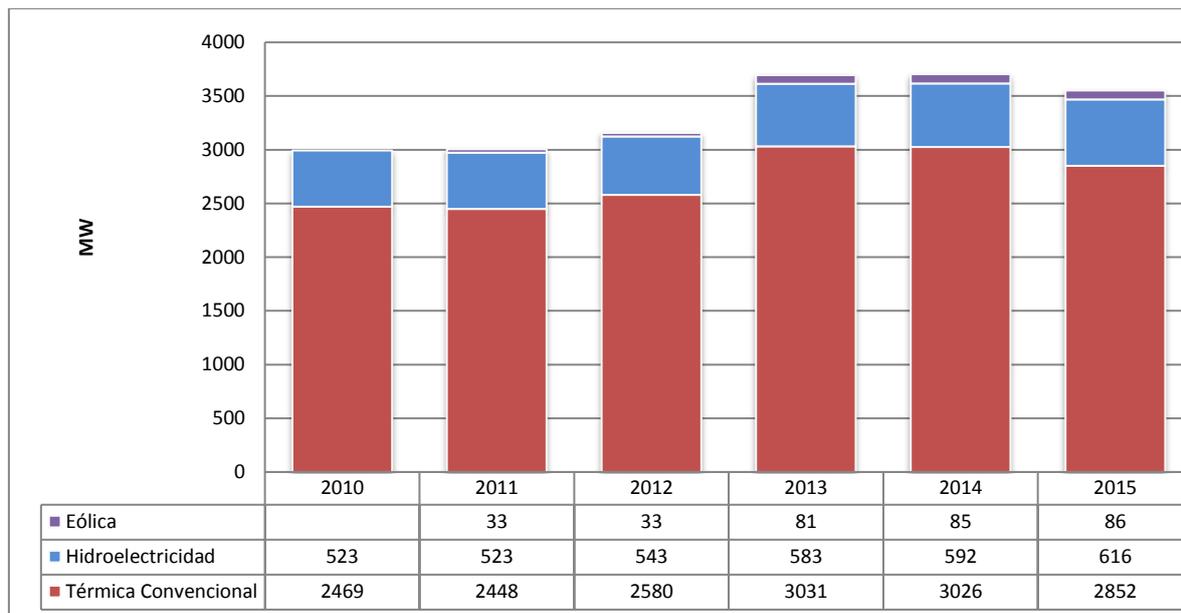
2.8.1. Introducción

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.

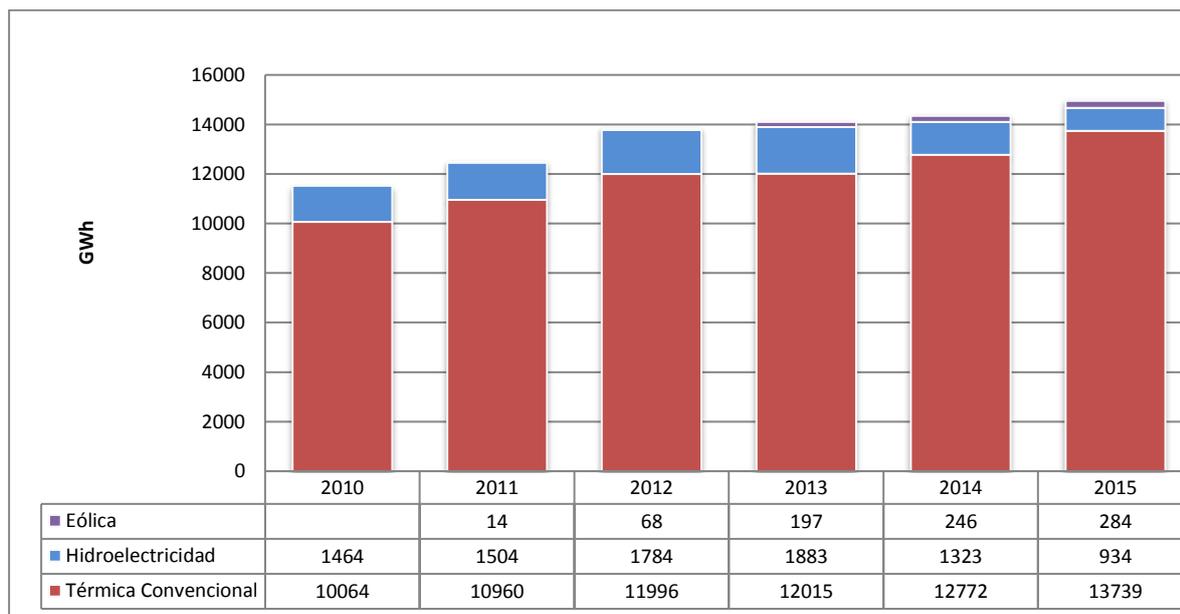
Su sector eléctrico tiene una capacidad instalada de 3553 MW de los cuales el 80,3% proviene de centrales térmicas convencionales (a base de combustibles líquidos). En segundo lugar, en importancia se destaca la energía hidroeléctrica con el 17,3% de la capacidad y finalmente la eólica con el porcentaje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

FIGURA N° 42 EXPANSIÓN CAPACIDAD BRUTA INSTALADA: REPUBLICA DOMINICANA



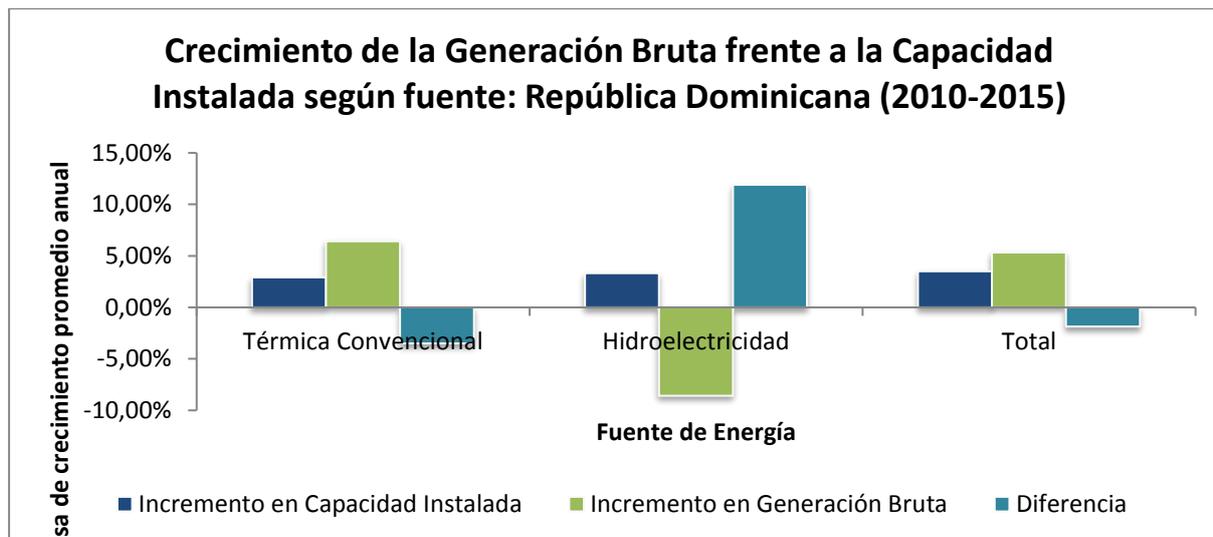
Fuente: elaboración propia en base a datos del CIER y Oficina Nacional de Estadística

FIGURA N° 43 EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN ELECTRICIDAD: REPÚBLICA DOMINICANA



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

FIGURA N° 44 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 Ejecutivo y ratificados por el Congreso Nacional. Ostenta el cargo de Superintendente quien

CONCEPTO	DESCRIPCION
	sea señalado como presidente del Consejo. La duración de los cargos es de cuatro años.
Administrador Mercado Mayorista	<p>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.</p> <p>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.</p>
Otras Instituciones	<p>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.</p>

2.8.2. Características de la actividad de Distribución

El servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en La República Dominicana se encuentra regulado por la SIE la cual aprueba cada cuatro años las tarifas de servicio. La actividad encuentra a cargo de 3 empresas: La Empresa Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A. (EDENORTE); la Empresa Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. (EDESUR) y la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, S.A. (EDEESTE). Las tres son controladas por el Estado a través de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE).

EDENORTE tiene la concesión de la región Norte de la República Dominicana con una cantidad de alrededor de 750 mil clientes y el 31% de la energía generada. EDEESTE por otro lado opera en la región Este con 625 mil clientes y el 33% de la energía generada. EDESUR es la mayor de las tres y toma la parte suroeste de Santo Domingo y el Sur del país con un total de 580 mil clientes pero que representan el 36% de la energía.

FIGURA N° 45 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA: REPÚBLICA DOMINICANA (FUENTE: CDEEE)



La tabla a continuación resume las características principales del sector:

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

CONCEPTO	DESCRIPCIÓN
Organización de la Actividad	Monopolio La actividad de distribución es realizada por tres empresas separadas geográficamente y con exclusividad territorial: EDENORTE, EDEESTE y EDESUR. Todas son controladas por el Estado a través de la CDEEE.
Cantidad de Clientes	Alrededor de 1,95 millones de clientes.
Acceso a la Electricidad	Alrededor del 97% de la población contaba con acceso al servicio
Esquema Regulatorio	
Remuneración por el servicio	Las tarifas estarán compuestas del costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras establecido competitivamente, referido a los puntos de conexión con las instalaciones de distribución más el valor agregado por concepto de costos de distribución, adicionándolos a través de fórmulas tarifarias indexadas que representen una combinación de dichos valores.
Activos a remunerar	La Ley General de Electricidad establece que el VAD será estimado sobre la base del Costo Incremental de Desarrollo y el costo total de largo plazo del servicio de distribución en sistemas eficientemente dimensionados. El costo total a largo plazo del sistema es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación eficiente y los de inversión de un proyecto de reposición optimizado.
Remuneración para los activos	Se remunera al capital con una tasa equivalente al costo de oportunidad real del capital que enfrenta en mercados internacionales la inversión en el sector eléctrico dominicano. Esta tasa es fijada periódicamente por el Banco Central de la República Dominicana. La tasa puede diferir entre la transmisión y la distribución. En general el Banco Central utiliza el WACC, como mecanismo de cálculo.
Remuneración para los costos de administración, operación y mantenimiento	Se consideran costos de operación y mantenimiento de instalaciones eficientemente dimensionadas.
Reducción de remuneración por eficiencia (economías de escala)	No se encuentra contemplada.
Traslado de los costos de compra en el mercado	El artículo 113 de la Ley 125-01 establece que se entenderá por costo de suministro de electricidad a las empresas distribuidoras, el precio promedio vigente en el mercado. El precio promedio de mercado para cada empresa distribuidora será calculado por La SIE y será igual al promedio ponderado de los precios vigentes de los contratos de largo plazo establecido entre la distribuidora y las empresas generadoras, considerando las fórmulas de indexación establecidas en dichos contratos, y de los costos marginales para las compras sin contrato, de acuerdo a lo que establezcan los reglamentos. El componente de costo de suministro de las distribuidoras con generación propia será valorizado considerando solamente los precios de los contratos con terceros, sin ninguna vinculación empresarial, previa licitación pública dirigida por La Superintendencia, y los precios de las compras spot, a los fines de su incorporación al precio de mercado.
Mecanismo de Ajuste y/o indexación de la remuneración	Dentro del período de cuatro años de cada esquema tarifario, se establece como mecanismo de ajuste al Índice de Precios al Consumidor (CPI) y otros índices publicados por el Banco Central Dominicano.
Ingresos por actividades no reguladas	ND.
Reglas de corte de servicio	Los concesionarios de distribución podrán efectuar el corte inmediato del servicio o suministro al usuario, en caso de falta de pago de dos o más facturas mensuales correspondiente al suministro efectuado. Tal procedimiento no será aplicable contra las empresas de servicio público, tales como hospitales, escuelas, asilos y el alumbrado público.
Alumbrado público	Las empresas distribuidoras tendrán la obligación de suministrar el diseño, materiales, instalación y el mantenimiento del alumbrado público de cada municipio y sus distritos municipales, reservándose los ayuntamientos la facultad, si así lo decidiera, de servir ya sea por sus propios medios o contratando con terceros la prestación de dichos servicios. Las empresas de distribución pagarán

CONCEPTO	DESCRIPCION
	mensualmente a cada municipio un 3% de la facturación corriente recaudada dentro de la jurisdicción de cada municipio y sus distritos municipales. Este pago se hará mensualmente. Por su parte, los municipios y sus distritos municipales pagarán el consumo eléctrico mensual del alumbrado público y demás instalaciones.
Acceso universal al servicio eléctrico	ND.
Estructura tarifaria	<p>El pliego tarifario vigente establece dos grupos de tarifas para los clientes regulados: tarifas en baja tensión y en media tensión. Estas a su vez, se dividen en siete tipos diferentes:</p> <p>Baja Tensión Simple 1 y 2 (BTS): para los clientes que contratan una potencia inferior a 10 kW. Esta tarifa está compuesta por un cargo fijo mensual, y un cargo variable, con escalones crecientes en función de la energía consumida en el mes. La 1 es residencial, la 2 es para clientes comerciales.</p> <p>Baja Tensión con Potencia Máxima (BTD): en esta tarifa, el cliente debe pagar un cargo fijo mensual, un único cargo por la energía que consume, y un cargo por la potencia que contrata con la distribuidora.</p> <p>Tarifa Horaria en Baja Tensión (BTH): similar a la tarifa BTD, los clientes que acceden al servicio eléctrico a través la tarifa BTH deben pagar un cargo fijo mensual, un cargo variable en función del consumo de energía registrado en el mes (no en escalones crecientes), un cargo por potencia máxima fuera de las horas de punta, y un cargo por potencia máxima en las horas de punta.</p> <p>Media Tensión 1 y 2 (MTD): Las tarifas en media tensión son aplicadas a clientes cuyo suministro eléctrico se da a voltajes que van desde los 1000 voltios, hasta los 34,5 kV. MTD 1 es la utilizada para clientes nuevos. La MTD 2 solo rige para clientes industriales en media tensión que accedieron a ella con alguna resolución previa o ubicados en zonas francas.</p> <p>Tarifas en Alta Tensión (MTH): Aunque no existen tarifas expresamente creadas para clientes que requieran el suministro eléctrico en alta tensión, esto es, voltajes mayores a los 34,5 kV, el pliego tarifario vigente establece que a estos clientes se les deberá aplicar las tarifas de media tensión con potencia MTD o tarifa horaria MTH (en los casos que correspondan), con un descuento del 5% en el cargo por energía y 36% en el o los cargos por potencia.</p> <p>Una vez que un consumidor regulado ha elegido una de las tarifas antes señaladas, deberá permanecer en esta por al menos 12 meses.</p>
Marco Regulatorio	Ley General de Electricidad No125-01, modificada por la la Ley No186-07