



2

**TRANSFORMACIÓN Y  
SITUACIÓN ACTUAL DEL  
SECTOR ELÉCTRICO**

## 2.1 Evolución del Sector Eléctrico

Durante la última década, el sector eléctrico ha logrado aumentar significativamente su capacidad instalada, al 2018 se contó con 8.826,89 MW de potencia instalada provenientes el 59,84% de fuentes Renovables, y el 40,16% correspondiente a fuentes No Renovables, en comparación al año 2009, con 4.838,70 MW de potencia instalada (de los cuales 4.777,08 MW fueron para servicio público y 710,62 MW para servicio no público); y que tuvo una participación del 44,8% de fuentes renovables, y el 55,2% correspondiente a fuentes no renovables.

El 15 de mayo de 2018 a través del Decreto Ejecutivo 399, se fusionaron por absorción al Ministerio de Hidrocarburos: el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, el Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos. Una vez concluido el proceso de fusión, la institución se denominó “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables” (MERNNR), el cual a nombre del Estado recibe todas las delegaciones que mantenían cada una de estas entidades.

Mediante la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) se establece como objetivos específicos, cumplir la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor

o usuario final, a través de las actividades de: generación, transmisión, distribución y comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; proveer a los consumidores o usuarios finales un servicio público de energía eléctrica de alta calidad, confiabilidad y seguridad; así como el servicio de alumbrado público general que lo requieran según la regulación específica; entre otros.

Para poder cumplir estos objetivos es necesario contar con una correcta articulación intersectorial del sector energético.

Así mismo, el Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, establece dentro de sus objetivos institucionales además: incrementar el uso eficiente de la demanda de la energía eléctrica a nivel nacional; incrementar la calidad, continuidad, resiliencia, seguridad y cobertura del servicio público de energía eléctrica; incrementar la oferta de generación y transmisión eléctrica del país, por tal razón resulta importante contar con la planificación del sector eléctrico desde esta Cartera de Estado.

### 2.1.1 Institucionalidad y normativa - reseña histórica del sector eléctrico ecuatoriano

El inicio de la industria eléctrica en nuestro país empieza en los años noventa del siglo XIX, con la instalación de la primera central hidráulica en la ciudad de Loja. En 1897 se formó en Loja la empresa “Luz y Fuerza”, la misma que adquirió dos turbinas de 12 kW cada una, las que se instalaron al pie de una caída del río Malacatos.

La ciudad de Quito, por su parte, dispuso de alumbrado público desde 1911. En Cuenca se instaló en 1914 una planta de 37,5 kW, que se amplió en 1922 hasta 102 kW.

En 1926 el Gobierno del Ecuador contrató por 60 años a la firma americana Foreign Power Co. para el suministro de electricidad a Guayaquil; y, similares proyectos entraron a operar en Quito, Riobamba y otras ciudades.

Alrededor de 1940 se adjudicó a las municipalidades la responsabilidad del servicio eléctrico. Se instalaron masivamente pequeñas centrales hidroeléctricas, contándose hasta 1961 con una potencia total de dichas plantas de aproximadamente 120 MW.

Hasta la década de los 50 del siglo pasado, el servicio eléctrico ecuatoriano se encontraba diseminado en muchas empresas pertenecientes a las municipalidades del país, con infraestructuras aisladas, limitadas y en algunos casos obsoletas, que solo permitían servir a un 17% de la población.

Mediante Decreto Ley de Emergencia No. 24, del 23 de mayo de 1961, se creó el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) asignándole la responsabilidad de integrar el sistema eléctrico nacional y de elaborar un Plan Nacional de Electrificación que satisficiera las necesidades de energía eléctrica, en concordancia con el Plan de Desarrollo Económico y Social del Ecuador.

El INECEL tuvo como propósito, el desarrollar los grandes proyectos hidroeléctricos, con base en el potencial hidroenergético del país y hacer realidad la integración eléctrica nacional mediante la construcción de un Sistema Eléctrico Nacional Interconectado; con esto, el sistema eléctrico ecuatoriano toma un giro protagónico en el desarrollo económico y social de la nación, se estructura el primer Plan Maestro de Energía Eléctrica, cuyo objetivo fundamental era integrar, normalizar y masificar la cobertura de este servicio.

Durante los años setenta y parte de los ochenta, aprovechando la bonanza petrolera del país y el consecuente acceso a créditos internacionales, se ejecutaron macro proyectos de equipamiento en las áreas de generación, transmisión y distribución.

El sector eléctrico ecuatoriano contó con un marco legal formal, a partir de la Ley Básica de Electrificación –LBE-, de septiembre 10 de 1973; mediante la cual el Estado transfería el 47% de los ingresos que percibía el fisco en concepto de regalías por la explotación de los recursos hidrocarbúricos, y por los derechos del transporte de crudo por los oleoductos, al “Fondo Nacional de Electrificación del INECEL”, recursos que estuvieron destinados a realizar los estudios y construcción de las obras de generación y transmisión de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como de los sistemas regionales.

Durante los 38 años de vida institucional, el INECEL desarrolló las grandes centrales de generación, el Sistema Nacional de Transmisión y obras de distribución; pues, según la Ley Básica de Electrificación, tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico, esto es: planificación, construcción, operación, regulación, aprobación de tarifas eléctricas; y, era el accionista mayoritario en

casi todas las empresas eléctricas que realizaban la distribución de electricidad en el país.

El INECEL concluyó su vida jurídica el 31 de marzo de 1999. Mediante Decreto Ejecutivo No. 773 del 14 de abril de 1999, se encargó al Ministerio de Energía y Minas, llevar adelante el proceso de cierre contable, presupuestario, financiero y técnico del INECEL, posterior a marzo de 1999, a través de la Unidad de Liquidación del INECEL.

El 10 de octubre de 1996, en el Suplemento del Registro Oficial No. 43 se publicó la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), la cual sustituyó a la Ley Básica de Electrificación. Mediante esta Ley y sus reformas del 2 de enero, 19 de febrero y 30 de septiembre de 1998, 13 de marzo, 18 de agosto de 2000 y septiembre de 2006, se estableció, entre otros aspectos:

Que el suministro de energía eléctrica, es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

Que es facultad del Estado delegar al sector privado, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad, como ente público competente, las actividades de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta energía.

Que es necesario adaptar la Ley a las disposiciones constitucionales vigentes, incluyendo aquellas relativas a la promoción de la competencia, así como a reflejar la práctica internacional y la realidad económica del país, promoviendo el desarrollo e inversión privada en el sector eléctrico.

Que el Estado queda facultado, durante un período de transición hacia la estructuración de mercados competitivos, para garantizar el pago al generador que suscriba contratos de compraventa de potencia y energía con empresas distribuidoras en las que el Estado fuere titular de la mayoría del capital accionario con derecho a voto.

La LRSE creó El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC–, como persona jurídica de derecho público, con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa. Comenzó a organizarse a partir del 20 de noviembre de 1997, una vez promulgado el Reglamento General Sustitutivo de la LRSE. El CONELEC se constituyó como un ente regulador, normativo y controlador, a través del cual el Estado podía delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias. Además, el CONELEC tenía que elaborar el Plan de Electrificación.

#### **Según la LRSE, el Sector Eléctrico se estructuró de la siguiente manera:**

- El Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC
- El Centro Nacional de Control de Energía – CENACE
- Las empresas eléctricas concesionarias de generación
- La empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y,
- Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

Además, entró en funcionamiento el COMOSEL (Consejo de Modernización del Sector Eléctrico), que era un organismo temporal encargado de definir, por delegación del CONAM (Consejo Nacional de Modernización), las unidades de negocio de generación, valorar

como negocios en marcha las empresas eléctricas que tenían participación del sector público y llevar a cabo los procesos para promover la participación del sector privado en la operación y propiedad de las mismas.

En virtud del Art. 26 de la LRSE y por resolución del COMOSEL, las instalaciones de generación y las de transmisión que eran de propiedad del Estado, por intermedio del ex - INECEL, fueron transferidas a favor del Fondo de Solidaridad, constituyéndose seis empresas de generación y una de transmisión, que se conformaron como sociedades anónimas e iniciaron su operación el 1 de abril de 1999.

#### **Empresa eléctrica de transmisión:**

- Transelectric S.A.

#### **Empresas eléctricas de generación:**

- Hidropaute S.A.
- Hidroagoyán S.A.
- Hidropucará S.A.
- Termoesmeraldas S.A.
- Termopichincha S.A.
- Electroguayas S.A.

A inicios del año 2001, Hidroagoyán S.A. absorbió a Hidropucará S.A.

A más de éstas, existían otras empresas generadoras.

Según la misma Ley, las empresas de distribución continuarían operando bajo su actual régimen jurídico hasta que negociaran con el CONELEC sus concesiones de conformidad con las disposiciones de la LRSE.

Las empresas generadoras, la transmisora y las distribuidoras, que tenían participación accionaria del Fondo de Solidaridad, tendrían a futuro participación del sector privado pues hasta el 51% de las acciones podrían ser transferidas a operadores calificados, que administrarían las empresas. Hasta el 10% de dichas acciones se pondrían a disposición de los trabajadores y ex- trabajadores del sector eléctrico.

El Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, se constituyó como corporación civil de derecho privado, contando como sus miembros a todas las empresas de generación, transmisión, distribución y grandes consumidores. Inició su funcionamiento, en la nueva condición, a partir del 1 de febrero de 1999.

#### **Objetivos del Sector**

Según la Ley de Régimen del Sector Eléctrico los objetivos fundamentales son para el sector eléctrico fueron:

- Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos;

- Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;
- Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

### Constitución Política del Ecuador año 2008

Mediante Registro Oficial Nro. 449, de 20 octubre de 2008, entró en vigencia la Constitución de la República del Ecuador, la cual, entre otros artículos señala que:

**Art. 313.-** El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

Los sectores estratégicos, de decisión y control exclusivo del Estado, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, y deberán orientarse al pleno desarrollo de los derechos y al interés social.

Se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, las telecomunicaciones, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, la biodiversidad y el patrimonio genético, el espectro radioeléctrico, el agua, y los demás que determine la ley.

**Art. 314.-** El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley.

El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.

**Art. 315.-** El Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas.

Las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley; funcionarán como sociedades de derecho público, con personalidad jurídica, autonomía financiera, económica, administrativa y de gestión, con altos parámetros de calidad y criterios empresariales, económicos, sociales y ambientales.

Los excedentes que se generaren podrán destinarse a la inversión y reinversión en las mismas empresas o sus subsidiarias, relacionadas

o asociadas, de carácter público, en niveles que garanticen su desarrollo. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado.

La ley definirá la participación de las empresas públicas en empresas mixtas en las que el Estado siempre tendrá la mayoría accionaria, para la participación en la gestión de los sectores estratégicos y la prestación de los servicios públicos.

Según el artículo 1 del Mandato Constituyente N°1 de 29 de noviembre de 2007, publicado en el suplemento del Registro Oficial N° 223 de 30 de noviembre de 2007, dispuso "La Asamblea Constituyente, por mandato popular de 15 de abril de 2007, asume y ejerce SUS PLENOS PODERES".

Así mismo, el 13 mayo de 2008 se expidió el Mandato Constituyente Nro. 9, mediante el cual se autorizó que los recursos patrimoniales del Fondo de Solidaridad (FS) se inviertan directamente en la capitalización de las empresas eléctricas, mediante la ejecución de planes de inversión, considerando las necesidades prioritarias en todo el país y teniendo como objetivo la expansión, la modernización, el mejoramiento y la ampliación de la infraestructura del sector eléctrico.

Para complementar lo antes indicado, el 23 de julio de 2008 se expidió el Mandato Constituyente Nro. 15, mediante el cual se autorizó al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), establecer una tarifa única para cada tipo de consumo, eliminando el concepto de costos marginales en generación; y, sin considerar los componentes de inversión para la expansión de los sistemas de distribución y transmisión.

Con lo actuado, se logró establecer una "Tarifa Única" a nivel nacional, cumpliendo con los preceptos de igual, equidad, solidaridad y precio justo.

En base al marco legal vigente, el 15 de diciembre de 2008, mediante escritura pública, se fusionaron las 10 empresas eléctricas de distribución y se constituyó la Corporación Nacional de Electricidad S.A. (CNEL S.A.); y, el 13 de enero del 2009, se constituyó la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A.), resultado de la fusión de cinco empresas de generación y una de transmisión.

Con el objetivo de cumplir con lo estipulado por la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP del 16 de octubre del 2009), mediante Decreto Ejecutivo Nro. 1786, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG), se convirtió en un organismo dependiente de la Función Ejecutiva, denominándose Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil (Eléctrica de Guayaquil); posteriormente, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 887, de 4 de octubre de 2011, esta Unidad se convirtió en la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP.

De igual manera, mediante Decreto Ejecutivo No. 220, de 14 de enero del 2010 se creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP), la misma que subroga en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. y de Hidronación S.A.

Posteriormente, mediante Decreto Ejecutivo Nro. 1459, de 13 de marzo de 2013, se creó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), sucediendo en derechos y obligaciones a la CNEL S.A.

Luego de la fusión de la CNEL EP con la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP, el sector eléctrico del país cuenta con once empresas: 10 empresas de distribución; y, una empresa de generación y transmisión de energía, CELEC EP.

Posteriormente, la nueva institucionalidad del Sector eléctrico quedaría aún más fortalecida con una nueva ley.

Es así que, mediante Registro Oficial Nro. 418, de 16 de enero de 2015, se publicó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), cuyos principales aspectos son los siguientes:

- El rescate del suministro de la energía eléctrica, como servicio público estratégico.
- La estructuración y consolidación del sector a través de las empresas públicas.
- La creación de espacios para la participación privada.

El establecimiento de una nueva estructura institucional del sector eléctrico, de la siguiente manera: El anterior Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ahora Ministerio de Energía y Recursos naturales no Renovables (MERNNR); la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL); el Operador Nacional de Electricidad, CENACE; y, los institutos especializados.

### 2.1.2 Oferta energética

El sector eléctrico ha venido desarrollando su infraestructura en miras de brindar el servicio público de energía eléctrica bajo condiciones que garanticen la continuidad, calidad y seguridad adecuadas, bajo condiciones de soberanía, priorizando la utilización de las fuentes de energías renovables, complementando con energía térmica eficiente y de última tecnología, que consume combustible de producción nacional; asegurando la estabilidad eléctrica del sistema y manteniendo márgenes de reserva adecuados para enfrentar inclusive periodos de marcada sequía.

En este contexto, se han construido e incorporado obras como: el embalse Mazar, obra que fortaleció energéticamente el complejo Integral Pautze, gracias a su gran capacidad de almacenamiento de 410 Hm<sup>3</sup> de agua, las centrales hidroeléctricas San Francisco, Mazar, Ocaña y Baba, con un total de 468 MW de potencia instalada; en los últimos años se han incorporado las siguientes centrales hidroeléctricas; Manduriacu, Alazán (del proyecto Mazar

Dudas), Sopladora, Coca Codo Sinclair, Minas San Francisco, Delsitanisagua, Due, Normandía, Topo y Sigchos con una capacidad total de 2.660,32 MW de potencia nominal; el primer parque eólico del Ecuador continental, Villonaco de 16,5 MW; y, el reemplazo de aproximadamente 600 MW de generación térmica ineficiente. En lo que corresponde al archipiélago de Galápagos, se han desarrollado los proyectos: Eólico Baltra, Eólico San Cristóbal, Fotovoltaico Puerto Ayora y la utilización de biocombustible –aceite de piñón- en la central de la Isla Floreana.

Con la puesta en operación de estas centrales, se ha duplicado la capacidad instalada del país pasando de 4.070 MW del 2006 a 8.826,89 MW nominal (8.182,58 efectiva) en el año 2018.

La operación de estas centrales de generación ha permitido alcanzar la soberanía energética en el sector eléctrico, generando beneficios técnicos, energéticos, económicos y ambientales para el país.

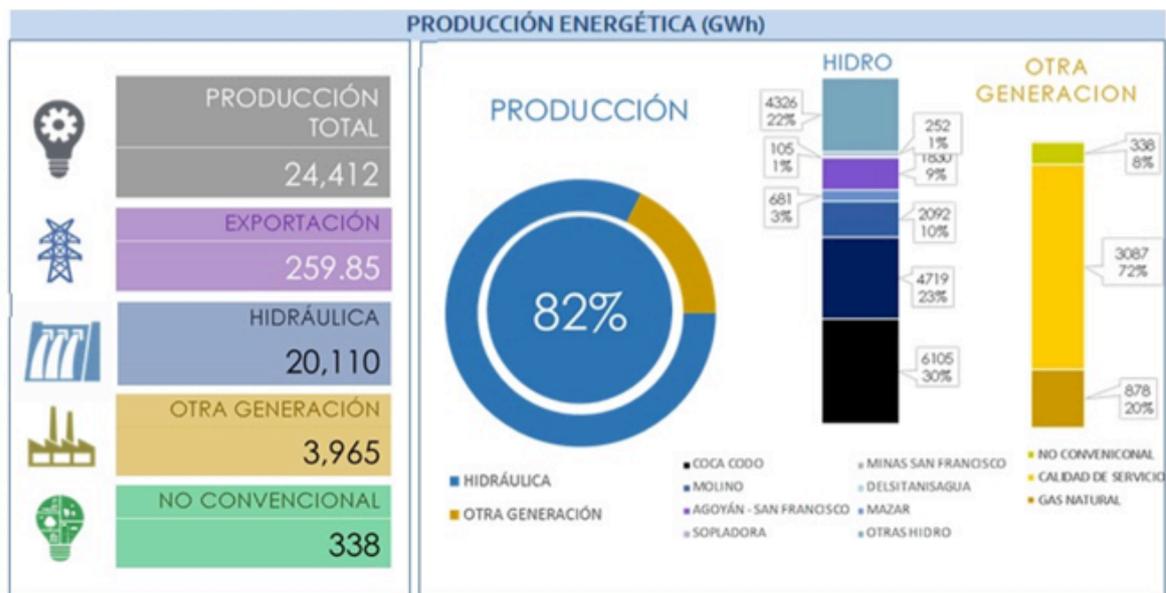


Figura No. 2-1: Producción de energía eléctrica año 2018, Fuente: CENACE.

### 2.1.3 Transmisión y distribución de energía eléctrica

Con el objetivo de transportar de forma técnica y eficiente la energía producida en las centrales de generación, se impulsó el desarrollo de líneas de transmisión de 500, 230 y 138 kV, llegando a contar con un total de 3.546,2 km de longitud de redes a doble circuito y 2.119,42 km de longitud de redes a simple circuito; adicionalmente, se cuenta hasta el año 2018, con un total de 5.252,57 km de líneas de subtransmisión.

En la distribución de energía eléctrica, y con el objetivo de brindar siempre un mejor servicio a los usuarios de la energía eléctrica, se hecho mucho énfasis en la medición de la calidad del servicio, a través de los diferentes indicadores establecidos como son la Frecuencia Media de Interrupciones (FMIk) y el Tiempo Total de Interrupciones

(TTIk), lo cual ha permitido desarrollar infraestructura para alcanzar estos propósitos.

Desde el punto de vista empresarial de las empresas eléctricas de distribución, se ha impulsado la reducción del índice de pérdidas de energía, alcanzándose a diciembre de 2018, un valor de 11,40%, disminuyendo 8,21 puntos porcentuales respecto al año 2008, lo que permite a las empresas, a través de la gestión de recaudación oportuna, contar con una mejora en los ingresos percibidos por el servicio brindado, con lo cual se puede invertir en la mejora continua de sus sistemas. En lo que respecta a la cobertura del servicio eléctrico, durante el año 2018 se alcanzó el 97,05%, siendo uno de los más altos de la región.

### 2.1.4 Inversión

El sector eléctrico, ha contado durante los últimos años con significativas inversiones, lo que ha permitido alcanzar la soberanía energética e incluso exportar energía a nuestros países vecinos, incrementar y modernizar la infraestructura en los sistemas de

transmisión y distribución eléctrica, en pos de brindar un servicio de calidad a la población del país. Esto ha permitido generar las condiciones para que florezca la innovación creando productividad en Ecuador.

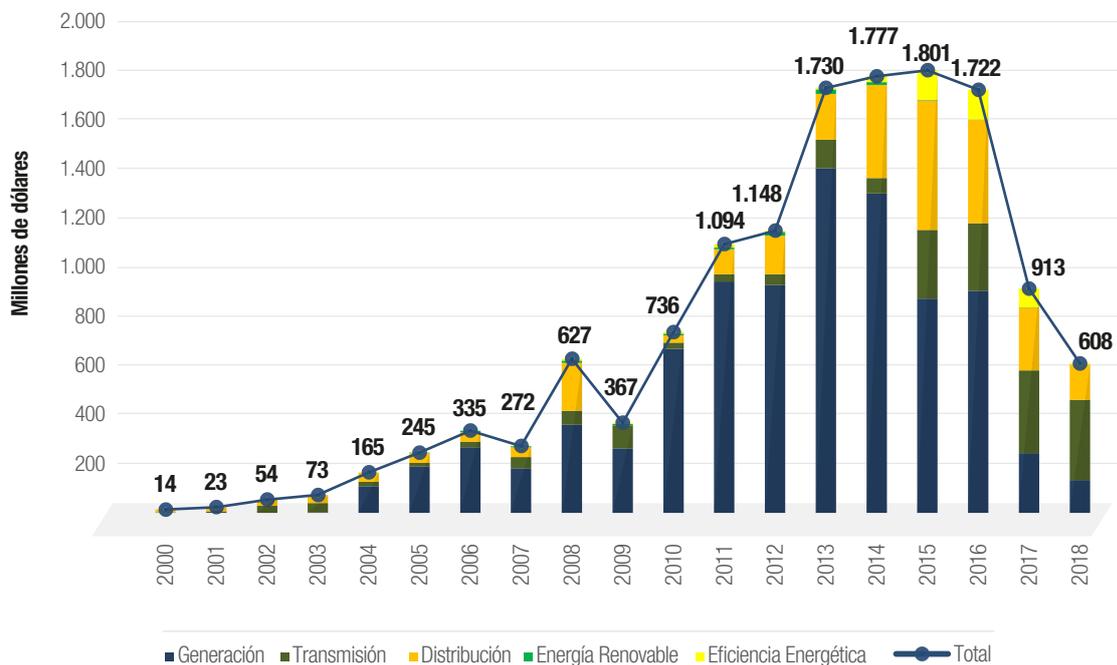


Figura Nro. 2-2: Inversión anual por etapa funcional.

### 2.1.5 Mejora de la Gestión

Mejorar y fortalecer la gestión de las empresas eléctricas del país ha sido otro de los objetivos planteados por el sector eléctrico.

El mejoramiento de la gestión se refleja en los índices alcanzados; es así que se redujo en 8,22 puntos porcentuales

las pérdidas de energía eléctrica.

Este logro, nos permite estar por debajo de la media regional, en cuanto a las pérdidas de energía eléctrica en la distribución.

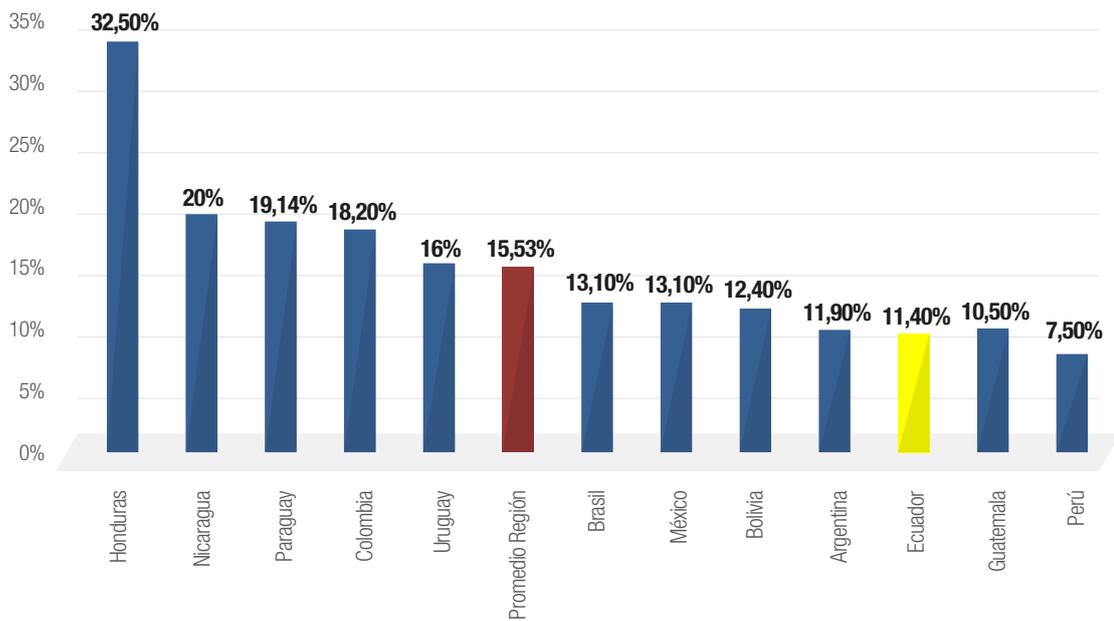


Figura Nro. 2 -3: Pérdidas de electricidad en los países de la Región.

También, se logró incrementar la cobertura del servicio al 97,05%; evidenciándose que las provincias con mayor cobertura fueron Pichincha (99,76%), Galápagos (99,68%), Carchi (99,13%) e

Imbabura (98,88%), siendo esta cobertura; una de las más altas de Latinoamérica.

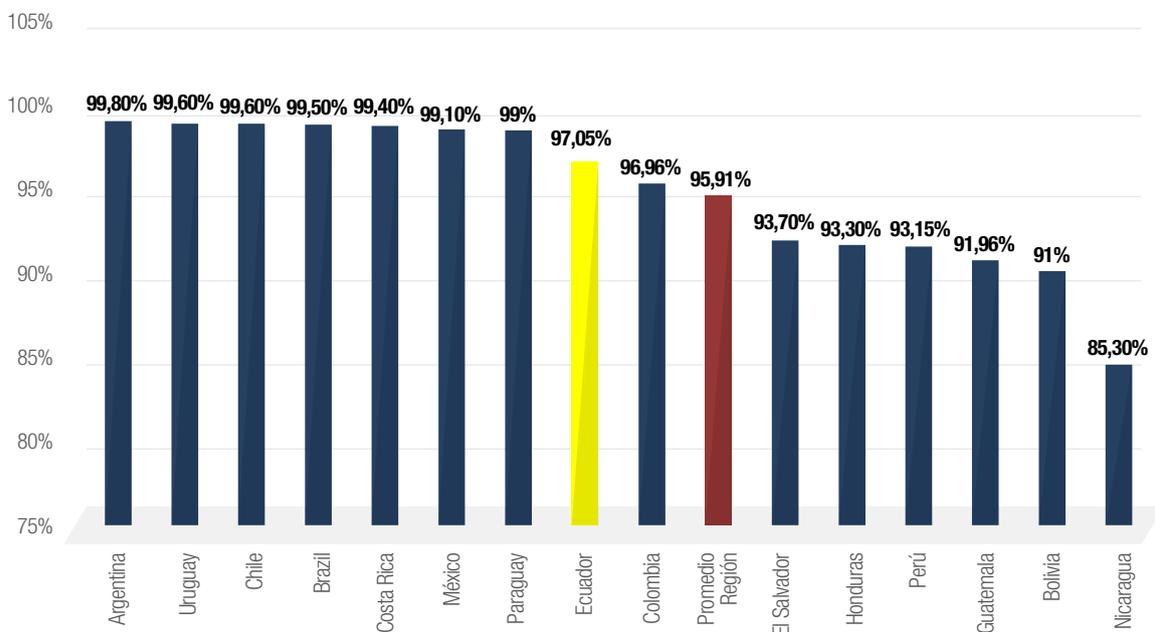


Figura Nro. 2 -4: Cobertura de electricidad en los países de la Región.

Los ingresos de las empresas no consiguen cubrir sus costos operativos, por tal motivo se estableció el subsidio denominado "Déficit Tarifario", que en el 2006 representó más del 30% de la facturación.

Pero, con la incorporación de centrales hidroeléctricas, la reducción de pérdidas de energía, la mejora en la calidad del servicio y la modernización de los sistemas técnicos y comerciales, hoy la necesidad de este subsidio ha disminuido.

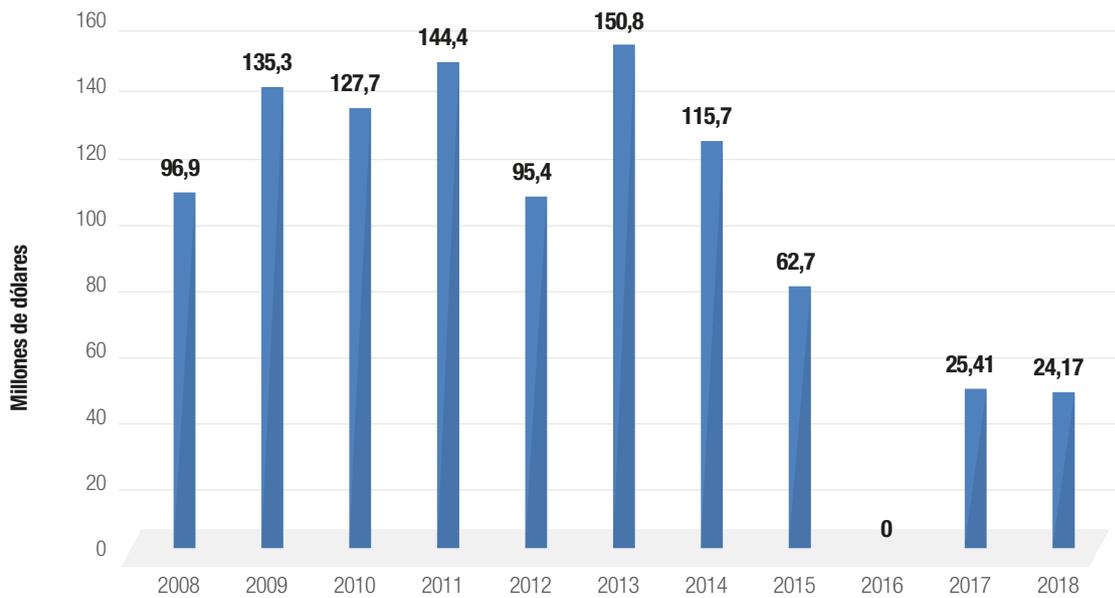


Figura Nro. 2-5: Evolución de Déficit tarifario.

Pero también, en estos últimos diez años, pasamos de ser importadores a ser exportadores de electricidad, alcanzando resultados favorables

en las transacciones de energía eléctrica, conforme se ilustra en la siguiente figura.

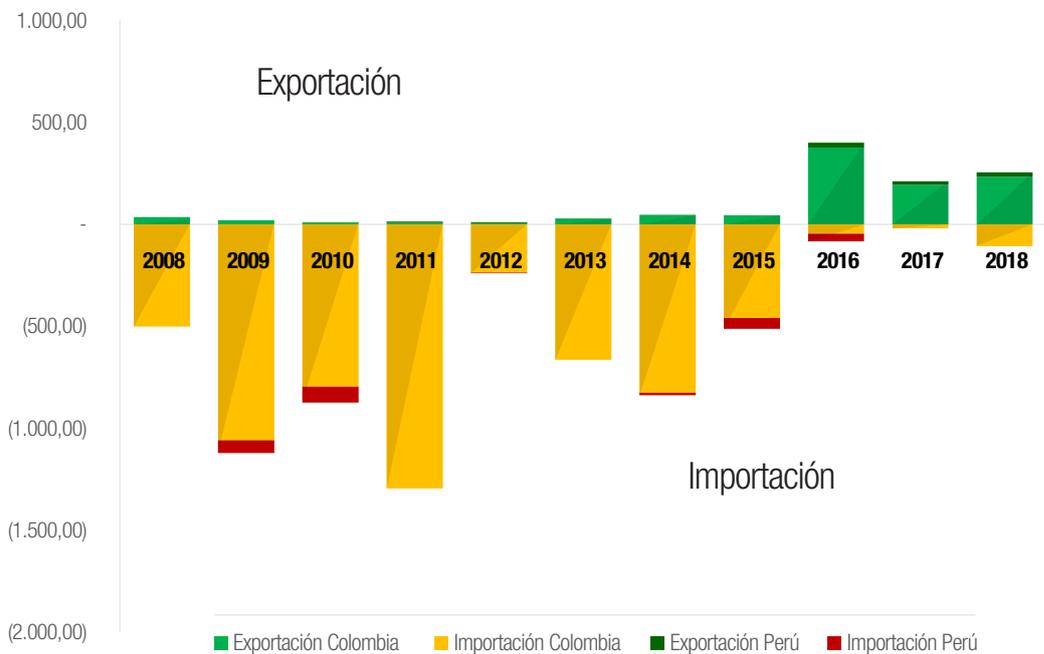


Figura Nro. 2-6: Compra - venta de electricidad de Ecuador.

El aprovechamiento de recursos energéticos renovables, coloca al Ecuador en una posición privilegiada dentro del contexto regional,

que le permite ofertar energía eléctrica a los países vecinos a costos competitivos.

### 2.1.6 Cambio de cultura para el uso eficiente de la energía

No solo se trata de producir energía; sino, de consumirla de manera inteligente. La eficiencia en el uso, ha sido otro de los pilares importantes.

La introducción masiva de iluminación eficiente en los hogares y las vías públicas; la sustitución de refrigeradoras antiguas y de alto consumo; la aplicación de normas técnicas y de reglamentos de etiquetado de artefactos de uso en el hogar; la implementación de sistemas de gestión de energía en las principales industrias; y, la sustitución de GLP por electricidad con la incorporación de

aproximadamente 596 mil cocinas de inducción hasta diciembre de 2018, son muestras indiscutibles del compromiso con la eficiencia energética y el cuidado de la naturaleza.

La aplicación de políticas tarifarias y la ejecución de diferentes programas de eficiencia energética, han permitido conseguir una importante disminución en la demanda eléctrica a nivel nacional; y, con ello, ahorros económicos por costos evitados en la instalación de nueva infraestructura de generación necesaria para cubrir esa demanda.

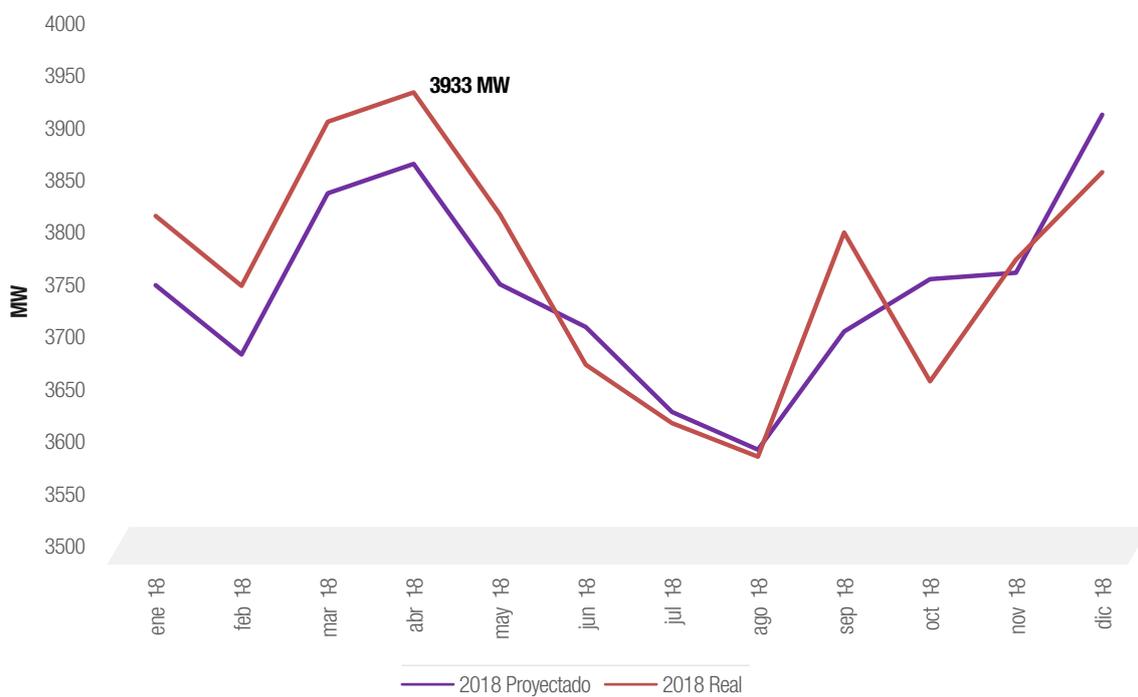


Figura Nro. 2-7: Demanda 2018 crecimiento real vs proyectada.

### 2.1.7 Integración Energética Regional

El espacio de integración brindado por la Comunidad Andina (CAN) ha constituido el paraguas bajo el cual el Ecuador ha podido establecer relaciones comerciales de energía eléctrica con los países vecinos. Esta constituye la única experiencia a nivel de Suramérica de un proceso de integración energética que va más allá de las relaciones bilaterales.

La experiencia de la CAN ha dejado lecciones importantes y ha creado espacios más amplios de integración como son la UNASUR y la CELAC, al igual que el Proyecto "Sistema de Interconexión Eléctrica

Regional - SINEA", con el objetivo de construir un gran corredor eléctrico que permita las transferencias de electricidad entre los países de la región: Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú.

La integración no es un fin, es un medio que nos permite alcanzar el verdadero objetivo que es el bienestar de nuestros pueblos. El Ecuador está seriamente comprometido con una integración energética que persiga este objetivo, y que se fundamente en la equidad, el respeto a la soberanía de los países sobre sus recursos naturales y, el cuidado del ambiente.

## 2.2 Situación actual del Sector Eléctrico

En la presente sección se muestran los principales indicadores de gestión del sector eléctrico.

### 2.2.1 Demanda de energía eléctrica

A continuación se presenta la demanda de energía y potencia del Sistema Nacional Interconectado ecuatoriano, la información mostrada es la recopilada de las diferentes Empresas y Entidades del sector eléctrico.

### 2.2.2 Demanda de potencia del Sistema Nacional Interconectado

Los datos de la Figura Nro. 2-8, muestran la demanda máxima de potencia del Sistema Nacional Interconectado del 2018 la cual fue de 3.933,41 MW, misma que se presentó en abril.

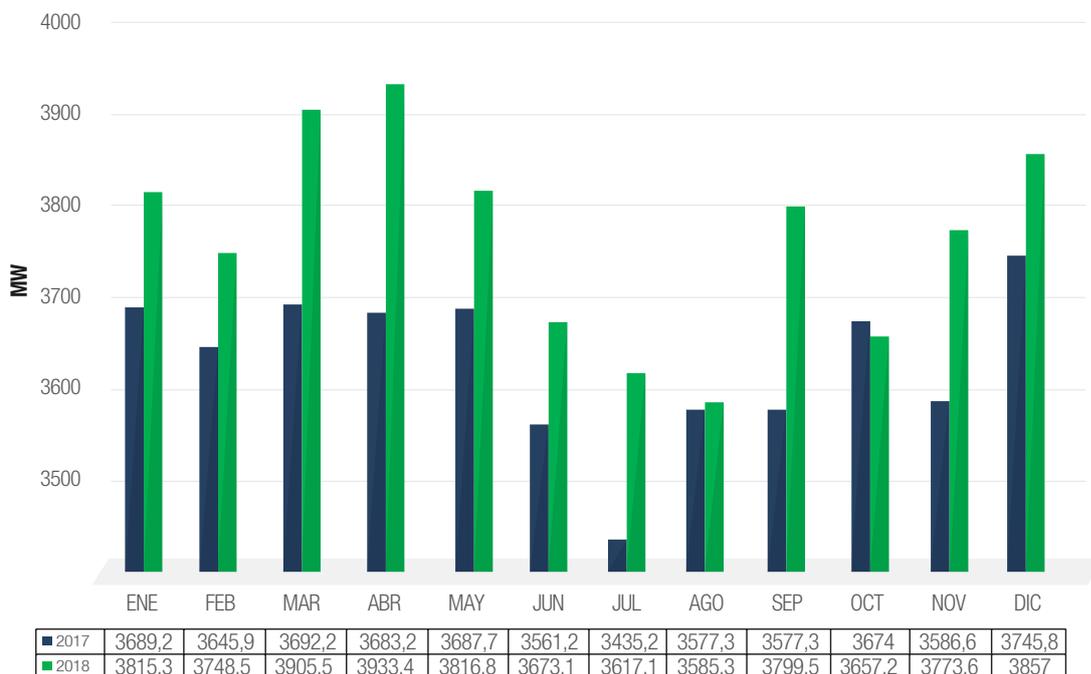


Figura Nro. 2-8: Demanda máxima de potencia mensual 2017 y 2018.

La Figura Nro. 2-9 muestra la evolución de la demanda máxima de potencia en el período 2008-2018, la tasa promedio de crecimiento anual de la potencia máxima fue de 3,48 %.

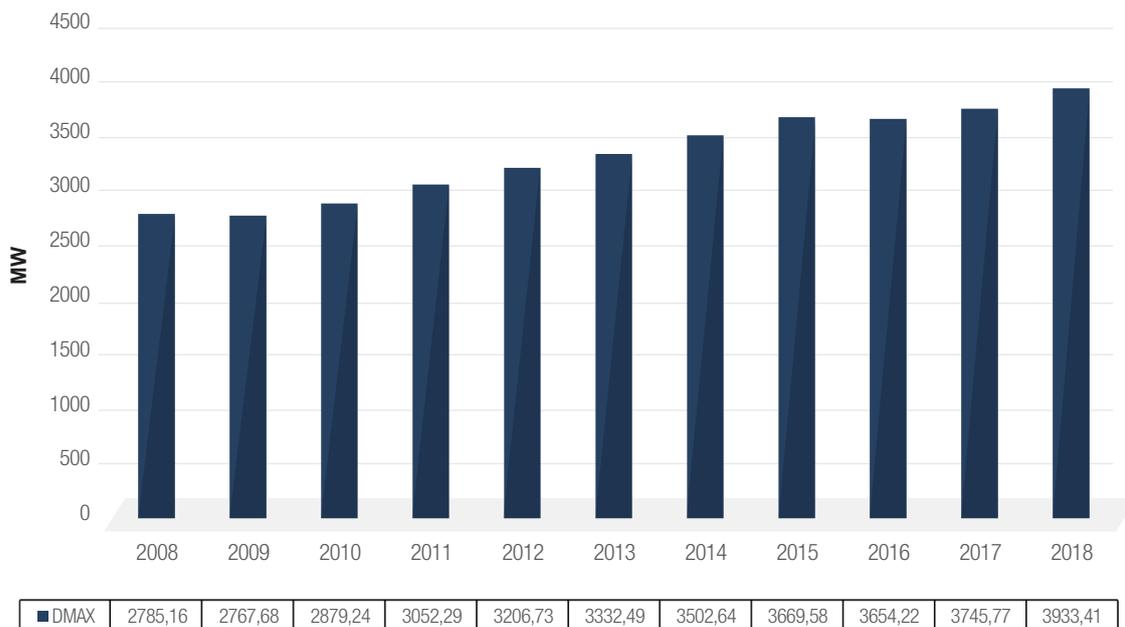


Figura Nro. 2-9: Demanda de potencia en el periodo 2008 -2018.

### 2.2.2.1 Demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado

La Figura Nro. 2-10, compara la demanda mensual de energía del S.N.I. de los años 2017 y 2018.



Figura Nro. 2-10: Demanda mensual de energía SNI.

En la figura Nro. 2-11, se presenta la evolución de la demanda de energía del SNI, para el 2018 fue de 25.454 GWh incluyendo valores

importados (24.062 GWh en bornes de generación), la tasa promedio anual de crecimiento durante el periodo 2008-2018 es del 5,3%.

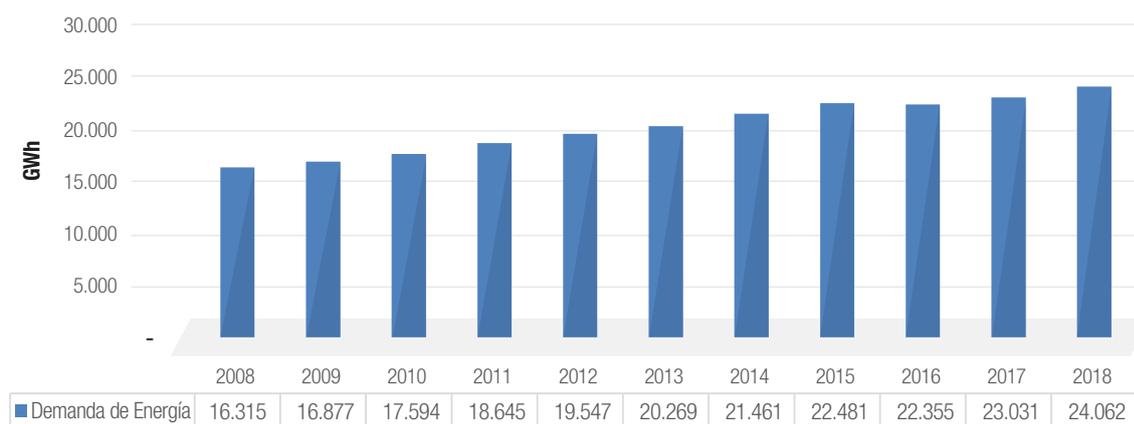


Figura Nro. 2-11: Demanda anual de energía en bornes de generación del SNI en el periodo 2008 - 2018.

### 2.2.2.2 Balance de energía eléctrica

En la Tabla Nro. 2-1, se presenta el balance nacional de energía eléctrica del 2018. La producción total de energía eléctrica renovable alcanzó los 21.224,31 GWh, esta representó un 72,58% del total; la no renovable 8.019,28 GWh con un valor de 27,42%.

La producción en el S.N.I. por tipo de energía fue la siguiente: renovable 21.198,02 GWh (82,83 %) y no renovable 4.177,89 GWh (16,40 %). El mayor aporte de energía eléctrica se realizó a través de

fuentes renovables. Considerando el total de energía entregada para servicio público, descontando las pérdidas en transmisión (1.214,97 GWh), la energía en puntos de entrega de distribución fue de 22.813,52 GWh.

La facturación de energía a nivel de usuarios finales fue 21.051,74 GWh. Las pérdidas en los sistemas de distribución, alcanzaron los 2.706,73 GWh, equivalente al 11,4 % a nivel nacional.

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.678	70,71%
	Eólica	80,26	0,27%
	Fotovoltaica	38,08	0,13%
	Biomasa	382,44	1,31%
	Biogás	45,52	0,16%
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>21.224,31</b>	<b>72,58%</b>
No Renovable	Térmica MCI	4.942,06	16,90%
	Térmica Turbogás	1.339,29	4,58%
	Térmica Turbovapor	1.737,93	5,94%
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>8.019,28</b>	<b>27,42%</b>
<b>Total Producción Nacional</b>		<b>29.243,59</b>	<b>99,64%</b>
Interconexión	Colombia	106,07	0,36%
	Perú	-	0,00%
	Importación	106,07	0,36%
<b>Total Producción Nacional + Importación</b>		<b>29.349,66</b>	<b>100,00%</b>

Producción Total de Energía e Importaciones S.N.I.		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.661,59	81,08%
	Eólica	73,7	0,29%
	Fotovoltaica	34,77	0,14%
	Biomasa	382,44	1,50%
	Biogás	45,52	0,18%
<b>Total Energía Renovable S.N.I.</b>		<b>21.198,02</b>	<b>82,83%</b>

Producción Total de Energía e Importaciones S.N.I.		GWh	%
No Renovable	Térmica	4.177,89	16,40%
<b>Total Energía No Renovable S.N.I.</b>		<b>4.177,89</b>	<b>16,75%</b>
<b>Total Producción Nacional S.N.I.</b>		<b>25.375,92</b>	<b>99,59%</b>
Interconexión	Colombia	106,07	0,42%
	Perú	-	0,00%
	Importación	106,07	0,42%
<b>Total Producción Nacional + Importación S.N.I.</b>		<b>25.481,99</b>	<b>100%</b>

Tabla Nro. 2-1: Balance Nacional de energía eléctrica a diciembre del 2018.

Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	19.695,02	81,52%
	Eólica	78,36	0,32%
	Fotovoltaica	37,55	0,16%
	Biomasa	200,93	0,83%
	Biogas	44,68	0,18%
<b>Total Energía Renovable</b>		<b>20.056,55</b>	<b>83,02%</b>
No Renovable	Térmica MCI	1.364,59	5,65%
	Térmica Turbogas	993,44	4,11%
	Térmica Turbovapor	1.639,44	6,79%
<b>Total Energía No Renovable</b>		<b>3.997,47</b>	<b>16,55%</b>
<b>Total Producción Nacional</b>		<b>24.054,02</b>	<b>99,56%</b>
Interconexión	Importación	106,07	0,44%
<b>Total Energía Entregada para Servicio Público</b>		<b>24.160,09</b>	<b>100%</b>

Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		1.214,97	5,03%
Total Energía Disponible para Servicio Público		22.945,12	94,97%
Energía Entregada a Clientes No Regulados		1.050,33	4,38%
Total Energía Disponible + Exportaciones		23.995,45	
Energía Exportada Perú		22,13	0,09%
Energía Exportada Colombia		233,53	0,97%
<b>Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución</b>		<b>23.739,79</b>	<b>98,93%</b>

Consumo de Energía para Servicio Público		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	7.400,27	31,17%
	Comercial	3.831,65	16,14%
	Industrial	6.142,01	25,87%
	A. Público	1.310,36	5,52%
	Otros	2.367,71	9,97%
<b>Total</b>		<b>21.052,01</b>	<b>88,68%</b>
Pérdidas en Distribución	Técnicas	1.712,32	7,21%
	No Técnicas	994,41	4,19%
<b>Total Pérdidas de Energía en Distribución</b>		<b>2.706,73</b>	<b>11,40%</b>
Recaudación	USD Facturados (Millones)	1.863,77	
<b>USD Recaudados (Millones)</b>		<b>1.834,59</b>	<b>98%</b>

Tabla Nro. 2-2: Balance Nacional de energía eléctrica a diciembre del 2018.

## 2.2.3 Generación de energía eléctrica

Dentro del sector eléctrico, se estableció, como una de las prioridades, el aprovechamiento del enorme potencial de fuentes renovables de energía, especialmente de la hidroeléctrica, y la sustitución de energía térmica ineficiente; con base en combustibles fósiles de producción nacional.

En este contexto, en los últimos 10 años progresivamente se reforzó el parque generador del país, pasando de 4.478 MW del 2008 a 8.826,89 MW en el 2018.

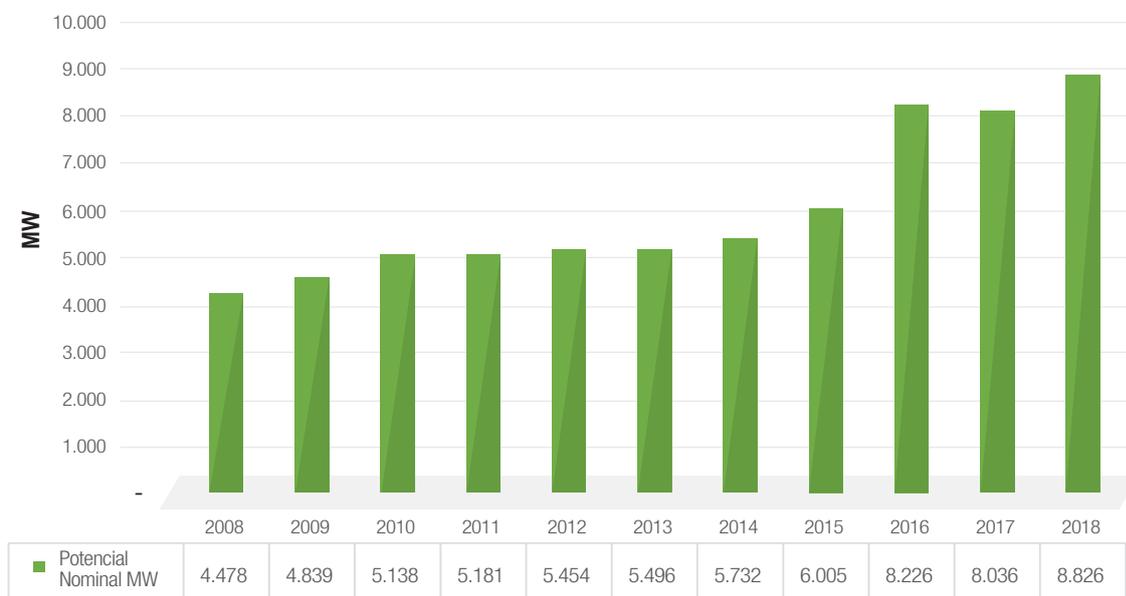


Figura Nro. 2-12: Crecimiento de la potencia instalada

Además de los beneficios medioambientales, la creación de puestos de trabajo, el uso de recursos locales, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles y la seguridad geo-estratégica, existe un

significativo ahorro de divisas al país, al disminuir notablemente la importación de combustibles y de electricidad.

### 2.2.3.1 Potencias Nominal y Efectiva de Centrales de Generación

La tabla Nro. 2-3 muestra la capacidad nominal y efectiva de las centrales de generación del SNI y de los sistemas no incorporados a diciembre de 2018. Se observa que la potencia efectiva en el S.N.I.

representó el 87,53%, 7.176,82 MW; mientras que los sistemas no incorporados representaron el 12,47%, 1.005,75 MW .

Sistema	Tipo Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
No Incorporado	Eólica	4,65	0,05%	4,65	0,06%
	Hidráulica	6,06	0,07%	5,79	0,07%
	Solar	3,17	0,04%	3,17	0,04%
	Térmica	1302,49	15,01%	992,14	12,31%
<b>Total No Incorporado</b>		<b>1316,37</b>	<b>15,17%</b>	<b>1005,75</b>	<b>12,47%</b>
S.N.I.	Biogás	7,26	0,08%	6,5	0,08%
	Biomasa	144,3	1,66%	136,4	1,69%
	Eólica	16,5	0,19%	16,5	0,20%
	Hidráulica	5065,34	58,38%	5035,14	62,45%
	Solar	24,46	0,28%	23,57	0,29%
	Térmica	2252,65	24,23%	1958,71	22,81%
<b>Total S.N.I.</b>		<b>7510,52</b>	<b>84,83%</b>	<b>7176,82</b>	<b>87,53%</b>
<b>Total general</b>		<b>8826,89</b>	<b>100,00%</b>	<b>8182,58</b>	<b>100,00%</b>

Tabla Nro. 2-3: Potencia nominal y efectiva por sistema.

El incremento de la capacidad de generación durante el 2018 se debió al ingreso de nuevas centrales de generación eléctrica.

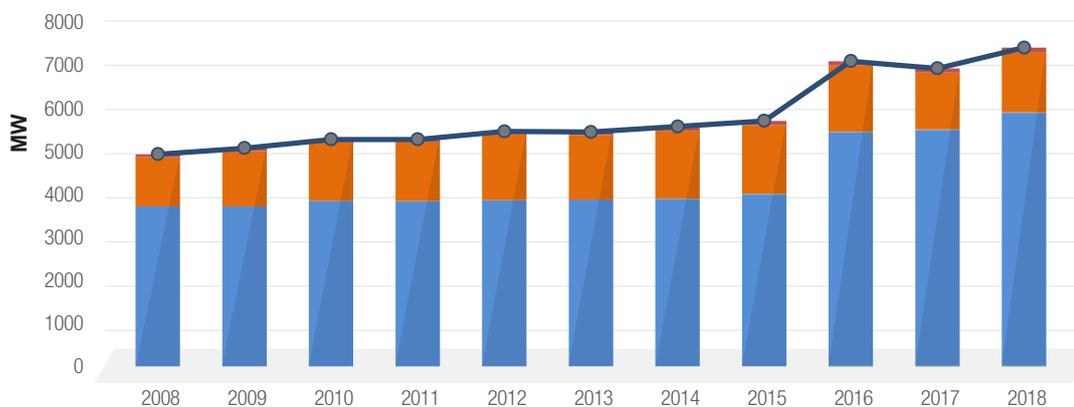
En la Tabla Nro. 2-4, se presenta la capacidad de las centrales de generación por tipo de energía; en términos de la potencia

efectiva se observa que las fuentes de energía renovable en el país representan el 64 %, 5.231,72 MW y las no renovables el 36%, 2.950,85 MW .

Sistema	Tipo Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
No Renovable	MCI	2.183,83	24,74%	1.753,33	21%
	Turbogás	882,55	10,00%	743,6	9%
	Turbovapor	488,77	5,54%	453,92	6%
<b>Total No Incorporado</b>		<b>3.555,14</b>	<b>40,28%</b>	<b>2.950,85</b>	<b>36%</b>
Renovable	MCI	7,26	0,08%	6,5	0%
	Turbovapor	144,3	1,63%	136,4	2%
	Eólica	21,15	0,24%	21,15	0%
	Embalse	1733,2	19,64%	1754	21%
	Pasada	3338,2	37,82%	3286,93	40%
	Solar	27,63	0,31%	26,74	0%
<b>Total Renovable</b>		<b>5.271,74</b>	<b>59,72%</b>	<b>5.231,72</b>	<b>64%</b>
<b>Total general</b>		<b>8.826,89</b>	<b>100,00%</b>	<b>8.182,58</b>	<b>100%</b>

Tabla Nro. 2-4: Potencia nominal y efectiva por tipo de energía.

En la Figura Nro. 2-13 se indican los valores históricos de potencia efectiva en el S.N.I



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Biomasa	94,50	94,50	93,40	93,40	93,40	93,40	136,40	136,40	136,40	136,40	136,40
Térmica	1598,00	1793,43	1894,59	1904,25	2130,25	2094,10	2204,83	2227,93	2148,19	1838,61	1958,71
Solar	0	0	0	0	0	3,46	24,42	23,55	23,57	23,57	23,57
Hidráulica	2028,00	2028,61	2211,54	2203,52	2232,62	2232,62	2237,28	2398,03	4412,78	4481,01	5035,14
Eólica	0	0	0	0	0	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50	16,50
Biogás	0	0	0	0	0	0	0	0	1,76	6,50	6,50
Total	3720,50	3916,54	4199,53	4201,17	4456,27	4440,08	4619,43	4802,41	6739,20	6502,60	7176,82

Figura Nro. 2-13: Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI periodo 2008-2018

Adicionalmente el Ecuador cuenta con varias interconexiones para el cambio de energía con Colombia por medio de dos líneas de transmisión a 230 kV doble circuito de 272,63 km de longitud total que interconectan las subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano

con Jamondino en el lado colombiano, con una capacidad de hasta 500 MW y de una línea de transmisión de 53,19 km de longitud total, que interconecta a las subestaciones Machala en el Ecuador con Zorritos en el lado peruano, con una capacidad de hasta 100 MW.

### 2.2.3.2 Producción de energía

La producción de energía por tipo de sistema durante el 2018 se presenta en la Tabla Nro. 2-5; en la misma se observa que el 86,77 %, 25.375,92 GWh, de la producción fue transferida al S.N.I., mientras que el 13,23 %, 3.867,66 GWh se produjo en sistemas no incorporados.

En el S.N.I. el aporte de los diferentes tipos de centrales fue el siguiente: hidroeléctricas 20.661,59 GWh, térmicas 4.177,90 GWh, fotovoltaicas 34,77 GWh, biogás 45,52 GWh y eólicas 73,70 GWh.

Sistema	Tipo Empresa	Tipo Central	Energía Bruta (GWh)
S.N.I.	Generadora	Hidráulica	18.702,06
		Térmica	3.986,31
		Eólica	73,7
		Biogás	45,52
		Solar	34,77
	<b>Total Generadora</b>		<b>22.842,36</b>
	Distribuidora	Hidráulica	580,62
		Térmica	111,31
	<b>Total Distribuidora</b>		<b>691,93</b>
	Autogeneradora	Hidráulica	1.372,87
		Biomasa	382,44
Térmica		164,62	
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>1.919,94</b>	
<b>Total S.N.I.</b>			<b>25.454,24</b>
No Incorporado	Generadora	Térmica	178,04
	Generadora	Hidráulica	2,46
	<b>Total Generadora</b>		<b>180,5</b>
	Distribuidora	Hidráulica	12,56
	Distribuidora	Eólica	6,56
	Distribuidora	Solar	3,31
	Distribuidora	Térmica	0
	<b>Total Distribuidora</b>		<b>22,43</b>
	Autogeneradora	Térmica	3.663,61
	Autogeneradora	Hidráulica	1,38
<b>Total Autogeneradora</b>		<b>3.664,99</b>	
<b>Total No Incorporado</b>			<b>3.867,93</b>
<b>Total general</b>			<b>29.322,16</b>

Tabla Nro. 2-5: Producción de energía por sistema en el 2018.

De acuerdo a las cifras de la Tabla Nro. 2-6, la energía proveniente de fuentes renovables en el país representó el 72,58 %; de los cuales el 97,43 % corresponde a energía hidráulica, 1,8% Biomasa, 0,18% fotovoltaica, 0,38% eólica y 0,21% Biogás.

La energía no renovable alcanzó una participación del 27,42% correspondiente principalmente a la operación de centrales termoeléctricas.

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	20.671,96	70,5
	Térmica Biomasa	382,44	1,3
	Eólica	80,25	0,27
	Térmica Biogás	45,52	0,16
	Fotovoltaica	38,07	0,13
<b>Total Renovable</b>		<b>21.218,26</b>	<b>72,36</b>

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
No Renovable	Térmica MCI	5.026,66	17,14
	Térmica Turbovapor	1.737,93	5,93
	Térmica Turbogas	1.339,29	4,57
<b>Total No Renovable</b>		<b>8.103,89</b>	<b>27,64</b>
<b>Total</b>		<b>29.322,16</b>	<b>100</b>

Tabla Nro. 2-6: Producción por tipo de energía en el 2018.

### 2.2.3.3 Proyectos de generación incorporados y en construcción

#### 2.2.3.3.1 Proyectos de generación incorporados

Modificar la matriz energética actual, mediante el aprovechamiento de los recursos renovables existentes, constituye uno de los principales objetivos del sector eléctrico. Las estrategias principales se sustentan en la instalación de centrales de generación hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica y centrales eficientes de generación termoeléctrica.

En la Tabla Nro. 2-7 se resumen los 15 proyectos que iniciaron su operación durante el 2017 y 2018, la potencia nominal incorporada al sistema es de 371,46 MW, de los cuales 147,27 MW corresponden a inversión privada, 212,69 MW a inversión pública y 11,50 a inversión mixta.

Tipo Inversión	Tipo Empresa	Central	Provincia	Año Inicio Operación	Potencia Nominal (MW)
Privada	Autogeneradora	Due	Sucumbios	2017	49,71
	Generadora	Sigchos	Cotopaxi	2017	18,6
	Generadora	Topo	Tungurahua	2017	29,2
	Autogeneradora	Estación Mira	Sucumbios	2018	0,18
	Autogeneradora	Hidronormandía	Morona Santiago	2018	49,58
<b>Total privada</b>					<b>147,27</b>
Pública	Generadora	Alazán	Cañar	2017	6,23
	Autogeneradora	Cuyabeno E	Sucumbios	2018	3,65
	Autogeneradora	Sacha Norte 2	Orellana	2018	15,33
	Autogeneradora	Sacha Sur Gas Wakesha	Orellana	2018	4,2
	Autogeneradora	Tambococha A	Orellana	2018	2,13
	Distribuidora	Isabela Solar	Galápagos	2018	0,95
	Distribuidora	Panel Fotovoltaico	Pastaza	2018	0,2
	Generadora	Delsitanisagua	Zamora Chinchipe	2018	180
<b>Total pública</b>					<b>212,69</b>
Mixta	Generadora	Pichacay	Azuay	2017	1,06
	Generadora	Ipnegal	Pichincha	2018	10,44
<b>Total mixta</b>					<b>11,5</b>
<b>Total general</b>					<b>371,46</b>

Tabla Nro. 2-7: Centrales de generación que iniciaron operaciones en el periodo 2017-2018.

#### 2.2.3.3.2 Proyectos de generación en construcción

El Estado ecuatoriano a través del MERNNR, se encuentra ejecutando varios proyectos de generación eléctrica que permitirán un aumento significativo de la capacidad instalada en el país. En la Tabla Nro. 2-8 se resumen las características de los proyectos de generación eléctrica en construcción, la potencia que se incorporará al sistema será de 644,5 MW, que aportará una energía media por año estimada de 3.490,6 GWh/año.

De los 14 proyectos en construcción, 11 corresponden a proyectos hidroeléctricos con una potencia de 407,53 MW, 2 proyectos termoeléctricos con una potencia de 187 MW y 1 proyecto eólico con una potencia de 50 MW.

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Toachi - Pilatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotoapi	Pública	Hidroeléctrico	254,4	1.120,00	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	110	690	El Oro	El Guabo
Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	77	510	El Oro	El Guabo
Minas de Huascachaca	Elecaastro S.A.	Pública	Eólico	50	119	Loja	Saraguro
Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	50	355	Napo	Quijos
Piatúa	San Francisco Genefran S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30	210	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Privada	Hidroeléctrico	10	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36	Napo	Quijos
Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48	Pichincha	Quito
Chorrillos	Hidrozamora EP	Pública	Hidroeléctrico	4	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
Ulba	Hidroulba S.A.	Privada	Hidroeléctrico	1,02	8,4	Tungurahua	Baños
<b>TOTAL</b>				<b>644,5</b>	<b>3.490,60</b>		

Tabla Nro. 2-8: Proyectos de generación eléctrica en construcción.

### 2.2.4 Transmisión y subtransmisión de energía eléctrica

El transmisor operó líneas a niveles de voltaje de 500, 230 y 138 kV, a simple y doble circuito, se registró un total de 5.665,61 km de longitud.

Así mismo para el 2018 las empresas autogeneradoras y generadoras

registraron una longitud de 1.050,2 km de líneas de transmisión y subtransmisión.

Por otra parte las operadoras de distribución operaron un total de 5.252,57 km de líneas, conforme al siguiente detalle:

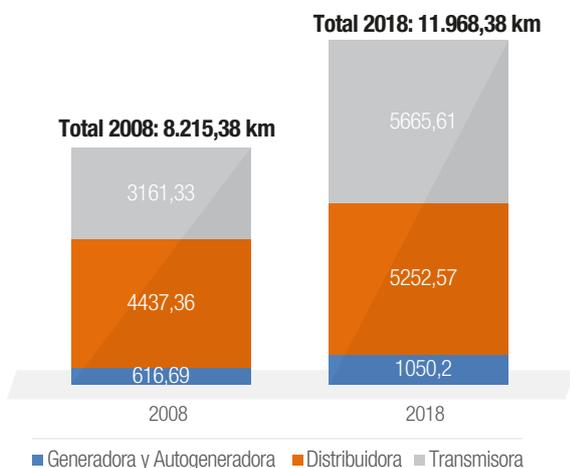


Figura Nro. 2-14: Líneas de Transmisión y Subtransmisión.

El inicio de operación de varios proyectos de generación eléctrica, ha modificado de forma importante la configuración del sistema de transmisión, donde además del anillo de 230 kV, troncal conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray - Milagro - Dos Cerritos - Pascuales - Quevedo - Santo Domingo - Santa Rosa - Totoras - Riobamba, se han formado en las zonas de Guayaquil y Quito topologías en anillo; y, se dispone además del sistema de transmisión San Rafael - El Inga de 500 kV, reforzando de esta manera la confiabilidad y la seguridad operativa del SNI., conforme se ilustra en la Figura Nro. 2-15.



Figura Nro. 2-15: Principales instalaciones del SNT al 2018.

El S.N.T. al 2018, tiene líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV y 138 kV. En 500 kV, existe 460,8 km de líneas a circuito simple; en 230 kV, se tiene 1.588,64 km de

líneas a circuito simple y 1.426,8 km de líneas a doble circuito; y, en 138 kV, hay 1.496,76 km de líneas a circuito simple y 692,5 km de líneas a doble circuito.

Descripción	Líneas a 500 kV (km)	Líneas a 230 kV (km)	Líneas a 138 kV (km)
Simple circuito	460,80	1.588,64	1.496,76
Doble circuito	-	1.426,89	692,53
<b>Total</b>	<b>460,80</b>	<b>3.015,53</b>	<b>2.189,29</b>

Tabla Nro. 2-9: Resumen de líneas de transmisión

### 2.2.4.1 Subestaciones

El sistema de transmisión está conformado por 50 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles.

Considerando las características del equipamiento de transformación instalado, éstas pueden clasificarse de la manera siguiente:

- 2 subestaciones con patios de 500 y 230 kV
- 2 subestaciones con patios de 230 kV
- 7 subestaciones con patios de 230, 138 y 69 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 138 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 69 kV
- 2 subestaciones con patios de 138 kV
- 23 subestaciones con patios 138 y 69 kV

- 4 subestaciones con patios 138 kV y 22 o 13,8 kV
- 3 subestaciones móviles de 138/69 kV y 1 de 230/69 kV, mismas que permiten de manera temporal el suministro del servicio a empresas eléctricas de distribución.

Existen 153 transformadores instalados en las subestaciones, con una capacidad máxima de 14.902,63 MVA, cuya distribución se muestra en la tabla 2-10.

Los patios de maniobras de subestaciones de 500 y 230 kV, disponen de un sistema de doble barra principal, lo que permite tener en la operación una alta confiabilidad y capacidad de maniobra. A niveles de voltaje de 138 y 69 kV, de manera general el equipo de maniobra en subestaciones se conecta a un sistema de barras principal - transferencia, que permite realizar mantenimientos en bahías sin necesidad de hacer suspensiones del servicio.

Relación de transformación (kV)	Trifásicos (#)	Monofásicos (#)
230 / 138	46	7
230 / 69	17	6
138 / 69	38	35
138 / 34.5		1
138 / 22		1
138 / 13,8		2

Tabla Nro. 2-10: Resumen de líneas de transmisión

### 2.2.4.2 Elementos de compensación

Con el objeto de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, en varias de las subestaciones del sistema de transmisión se disponen de bancos de condensadores, para

compensación capacitiva y bancos de reactores, para compensación inductiva, como se indica en las siguientes tablas:

Subestación	Barra de conexión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad (MVAR)
Las Esclusas	230	2	60	120
Las Esclusas	138	1	30	30
Pascuales	138	2	60	120
San Gregorio	138	1	30	30
Santa Rosa	138	3	27	81
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Loja	69	1	12	12
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Pascuales	69	2	12	24
Portoviejo	69	3	12	36

Subestación	Barra de conexión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad (MVAR)
Posorja	69	2	6	12
Santa Elena	69	1	12	12
Ibarra	13,8	6	2	12
Machala	13,8	6	2	12
Milagro	13,8	1	18	18
Policentro	13,8	2	6	12
Tulcán	13,8	1	3	3
<b>Total:</b>	<b>41</b>		<b>618</b>	

**Tabla No. 2-11: Compensación capacitiva instalada en el SNT**

Subestación	Nivel de Voltaje (kV)	Reactores (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad Total (MVAR)
El Inga	500	3	10	30
Pomasqui	230	1	25	25
Molino	13,8	2	10	20
Pascuales	13,8	2	10	20
Riobamba	13,8	1	10	10
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Totoras	13,8	1	10	10
<b>Total:</b>		<b>12</b>		<b>135</b>

**Tabla No. 2-12: Compensación inductiva instalada en el SNT.**

## 2.2.5 Distribución de energía eléctrica

A partir de la nueva institucionalización del sector eléctrico y la expedición de la LOSPEE, la gestión de las empresas de distribución se ha orientado a reforzar, renovar y modernizar la infraestructura (eléctrica, administrativa, operativa, etc.) con los mejores estándares de tecnologías de información, comunicación y de la industria

eléctrica. El resultado de todos los esfuerzos realizados durante los últimos años ha permitido alcanzar un servicio de energía eléctrica con evidentes mejoras en aspectos como los niveles de calidad de servicio eléctrico, pérdidas, cobertura, gestión comercial, entre otros.

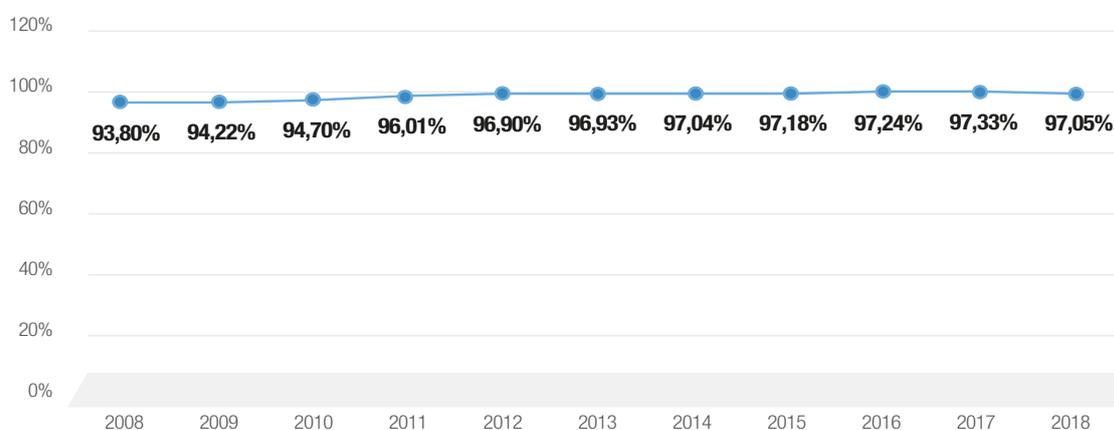
### 2.2.5.1 Cobertura del servicio eléctrico

La cobertura del servicio eléctrico ha venido incrementándose de forma sostenida gracias a la gran inversión realizada para la expansión de los sistemas de distribución.

La provisión del servicio principalmente se realizó a través de la red convencional; no obstante para los sectores muy alejados se realizó mediante sistemas aislados renovables no convencionales.

La dotación de energía eléctrica contribuyó a mejorar en los sectores beneficiarios aspectos como: la calidad de vida de la población, sus actividades productivas, artesanales y agroindustriales; y sobre todo, promovió la llegada de nuevos servicios de educación, salud, recreación, comunicación, entre otros.

La evolución de la cobertura se presenta a continuación:


**Figura No. 2 -16: Cobertura eléctrica a nivel nacional.**

La prestación del servicio del eléctrico en el país se realiza a través de 10 empresas de distribución y comercialización, mismas que

cubren toda el área geográfica del Ecuador, dividida en áreas de servicio conforme lo expuesto en la Figura Nro. 2-17 a continuación:

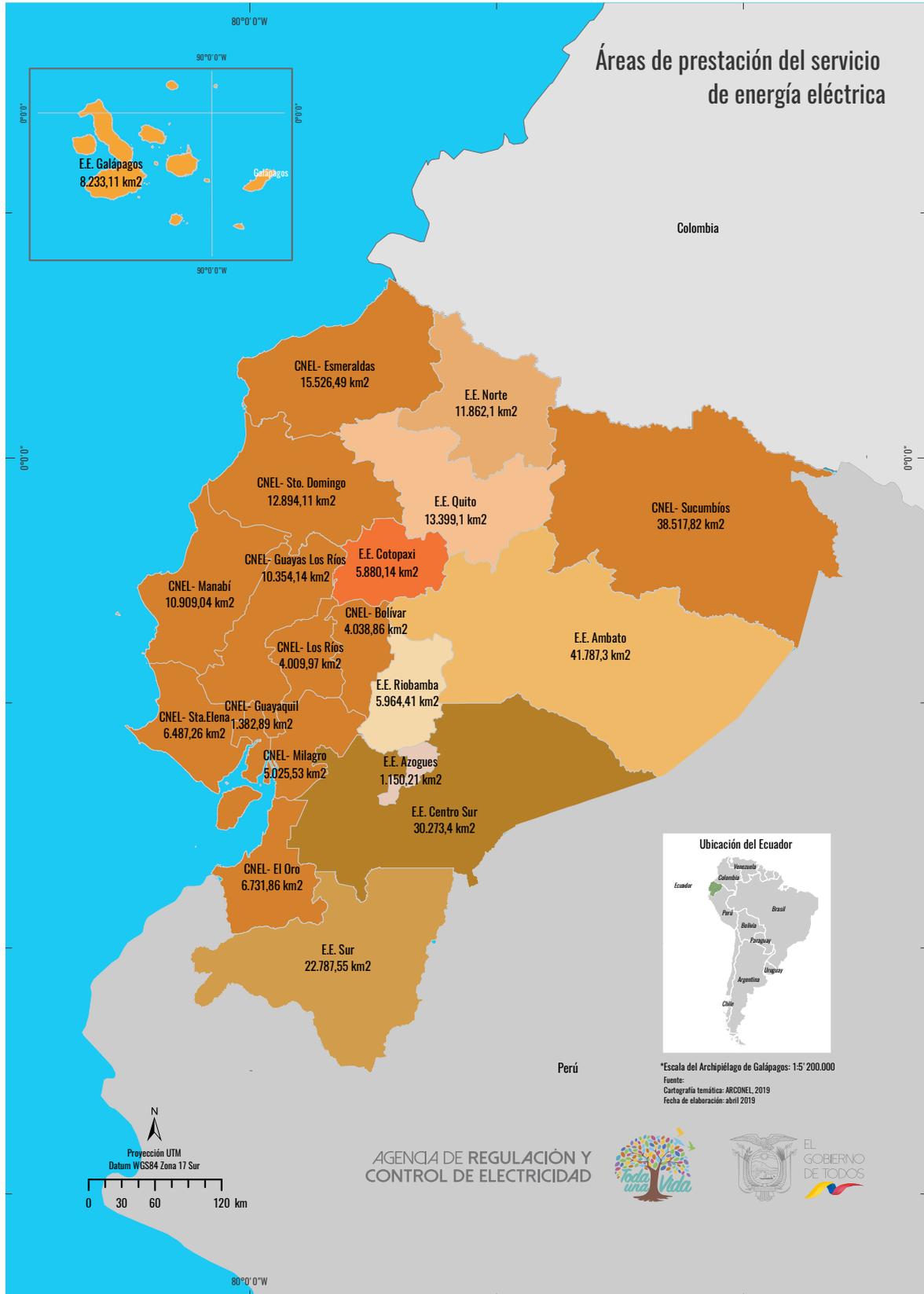


Figura Nro. 2-17: Áreas de prestación de servicio.

### 2.2.5.2 Infraestructura de subtransmisión

En el período 2009 – 2018, en el sistema de subtransmisión se implementaron 164 nuevas subestaciones, incorporando 2.402,37

MVA adicionales; y se incrementaron líneas en una longitud de 694,57 km según el detalle que se muestra en la Tabla Nro. 2-13:

Año	Subestaciones		Líneas de subtransmisión
	Cantidad (#)	Capacidad (MVA)	(km)
2009	321,00	5.032,24	4.558,00
2018	485,00	7.434,61	5.252,57
Variación	51,1%	47,7%	15,2%

**Tabla Nro. 2-13: Incremento de infraestructura de subtransmisión.**

### 2.2.5.3 Infraestructura de distribución

En el sistema de distribución, dentro del período 2009 - 2018 se construyeron 37.920 km de medio voltaje, 12.002 km de redes de bajo voltaje; se instalaron 126.359 transformadores con una

capacidad de 5.447 MVA; y, se colocaron 1.699.529 medidores de energía, según se detalla en la Tabla Nro. 2-14.

Año	Redes de Medio Voltaje (km)	Redes de bajo Voltaje (km)	Transformadores		Medidores Cantidad (#)
			Cantidad (#)	MVA	
2009	63.842	81.119	198.361	6.945	3.457.601
2018	101.761	93.121	324.720	12.392	5.157.130
Variación	59,4%	14,8%	63,7%	78,4%	49,2%

**Tabla Nro. 2 -14: Incremento en infraestructura de distribución.**

### 2.2.5.4 Infraestructura de alumbrado público

La infraestructura correspondiente al servicio de alumbrado público general registró 1.548.918 luminarias instaladas, con una potencia de 250 MW, orientándose la política para el servicio de

alumbrado público a mejorar la cobertura, con eficiencia energética y lumínica, mediante el reemplazo e instalación de equipos con nuevas tecnologías, el detalle se observa en la Tabla Nro. 2-15.

Luminarias		
Año	Cantidad (#)	Potencia (kW)
2009	944.260	154.937
2018	1.548.918	250.332
Variación	64,0%	61,6%

**Tabla Nro. 2 -15: Infraestructura de Alumbrado Público.**

### 2.2.5.5 Pérdidas de energía

En el año 2018, a nivel nacional las pérdidas de energía en el sistema de distribución alcanzaron el 11,40%, esto es 2.706,73 GWh. La evidente reducción se logró principalmente, en base a las siguientes acciones: depuración de catastros, instalación masiva de

medidores, cambio de redes abiertas a redes pre – ensambladas (anti hurto), reforzamiento de los grupos de control, implementación de procesos coactivos para la recuperación de cartera vencida y campañas de concientización, entre otras.

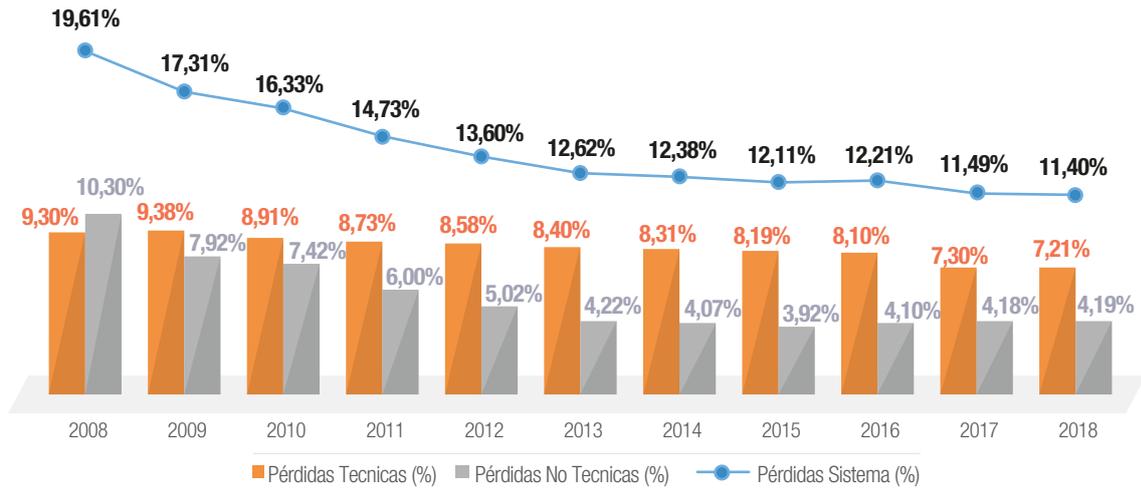


Figura No. 2-18: Porcentaje de pérdidas, periodo 2008-2018.

## 2.2.5.6 Gestión comercial

### 2.2.5.6.1 Facturación y recaudación

Las acciones técnicas y operativas realizadas como decisiones al más alto nivel que fueron implementadas por parte del antes Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), vieron sus resultados en la gestión comercial, principalmente en la evidente

mejora de indicadores como facturación y recaudación, los cuales son el soporte principal de las actividades de operación y mantenimiento que permiten generar la sostenibilidad del servicio eléctrico.

Año	Energía Facturada	Energía Facturada	Recaudación (con subsidios)
	(GWh)	(MM USD)	%
2008	13.217,92	1.015,51	93,69%
2018	21.052,01	1.863,77	98,43%

Tabla No. 2-16: Energía facturada y porcentaje de recaudación.

A continuación se muestra la evolución de la facturación y recaudación en el período de diez años; lo relevante de este

indicador se aprecia el gran impacto del terremoto causado a inicios del 2016, lo cual influyó directamente en esta tendencia.

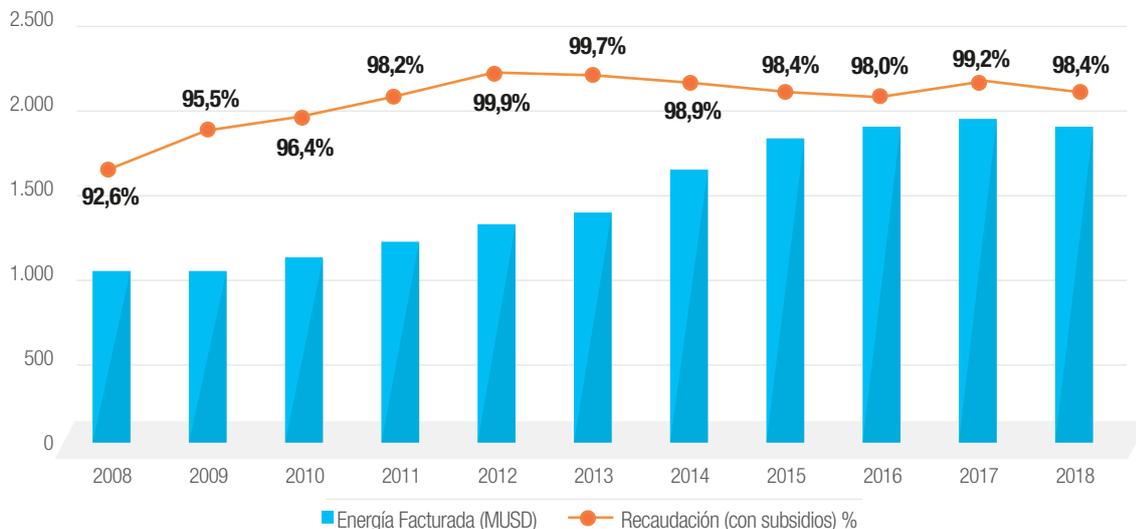


Figura No. 2-19: Evolución de la facturación y de la recaudación a nivel nacional.

### 2.2.5.7 Modernización del sector de la distribución

En la actualidad el sector de la distribución eléctrica, ha reforzado su gestión empresarial a través de la homologación y unificación de procesos sólidos y eficientes, que están facilitando la toma de decisiones gracias a la consistencia, integridad, oportunidad y disponibilidad de la información provenientes de los sistemas empresariales y operativos, como son:

- El Sistema Comercial (CIS).
- El Sistema de Relacionamiento con el Cliente (CRM).
- El Sistema de Recursos Empresariales (ERP).
- El Sistema de Información Geográfica (GIS).
- El Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS).
- El Sistema de Gestión de la Distribución (DMS).

- El Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de la Distribución (SCADA), entre otros.

La ejecución del programa se sustenta en seis ejes estratégicos:

1. Gestión Estratégica
2. Georreferenciación de los Activos de la Infraestructura Eléctrica
3. Gestión de Operación de la Red
4. Gestión Comercial
5. Recursos Empresariales
6. Gestión Tecnológica de la Información y Comunicaciones

Más detalles se consideran en el capítulo 6.

## 2.3 Transacciones internacionales de energía

### 2.3.1 Importación de energía

En la Figura Nro. 2-20, se presentan los valores por importación de energía durante el periodo 2008 - 2018.

Se visualiza que la cifra más baja se registró en el 2017 con 18,52 GWh; cifra que, comparada con la del año 2016, ha representado

una reducción del 77%. Ésta reducción está relacionada con el ingreso de nuevas centrales de generación.

Durante el 2018 se han importado 106,07 GWh desde el sistema colombiano que corresponde al 100 % de energía importada.



Figura Nro. 2-20: Energía importada.

### 2.3.2 Exportación de energía

En la Figura Nro. 2-21, se presentan los valores por exportación de energía para el periodo 2008-2018; se observa que durante el año 2018 se registró una total de 255,6 GWh que fueron exportados; de los cuales al sistema colombiano se exportó 233,5 GWh que correspondió al 91,3 % y a Perú se exportó 22,13 GWh que representó el 8,7 % de la energía exportada.

Es importante señalar que el balance entre lo importado y exportado en los últimos años (2016 – 2018), se tiene un saldo favorable para el país, lo que ha generado recursos adicionales por concepto de exportación de energía.

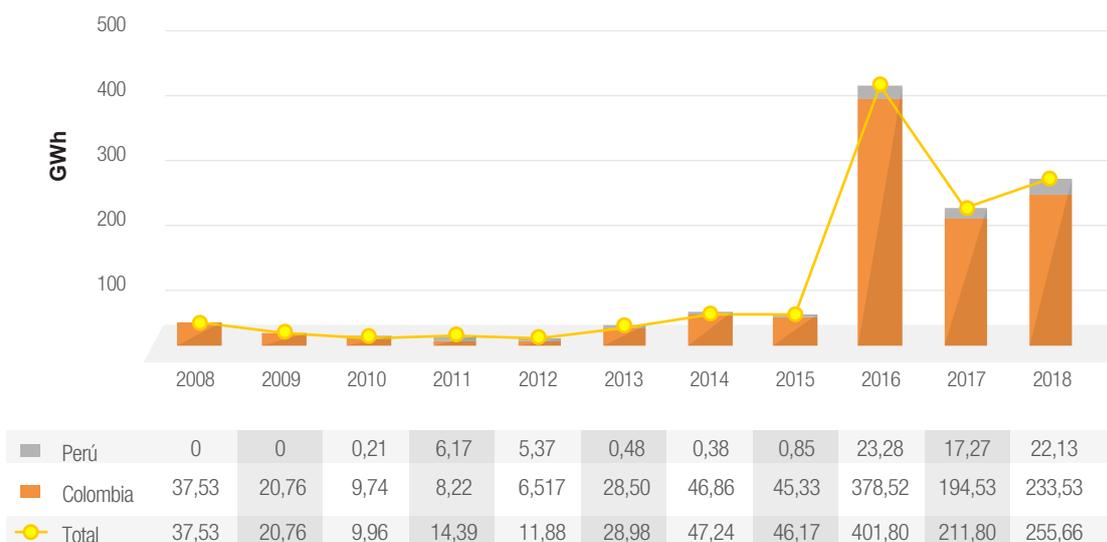


Figura Nro. 2-21: Energía exportada.

### 2.3.3 Abastecimiento en zonas fronterizas y sus características

#### 2.3.3.1 Interconexión Ecuador-Perú a través de redes de distribución

El 29 de febrero de 2012, durante el Encuentro Presidencial y V Reunión del Gabinete Binacional de Ministros, se suscribió la Declaración Presidencial de Chiclayo y se instó a los entes competentes de Ecuador y Perú a realizar acciones conjuntas para la elaboración de un inventario de las localidades de frontera que no cuentan con servicio eléctrico y compartir estrategias para

incrementar la cobertura eléctrica en zonas aisladas, como parte de la integración energética regional.

Dentro de este contexto, se llevaron a cabo acciones conjuntas cuyo resultado se cristalizó en la consecución de las siguientes interconexiones a nivel de red de medio voltaje:

Sector Perú	Sector Ecuador	Relación Comercial
Teniente Aztete	Pampas del Progreso	Venta de Ecuador
Capitán Hoyle	Cazaderos	Venta de Ecuador
El Salto	Revolcaderos	Venta de Ecuador
Tutumo	Latamayo	Venta de Ecuador
La Tienda	Zapotillo	Venta de Ecuador
Cucuyas	La Bocana	Venta de Ecuador
Anchalay	Guarapo	Venta de Ecuador
Pampa Redonda	Macará	Venta de Ecuador
Cabeza de Toro	Limonés	Venta de Perú

Tabla Nro. 2-17: Interconexiones existentes entre Ecuador y Perú.

#### 2.3.3.2 Interconexión Ecuador-Colombia a través de redes de distribución

El 12 de diciembre de 2012, en la ciudad de Tulcán, Ecuador, se suscribió la Declaración Presidencial Ecuador - Colombia, "Vecindad para la prosperidad y el buen vivir" en la cual se acuerda desarrollar, en forma prioritaria, la electrificación de las poblaciones de la frontera.

En abril de 2013, funcionarios del IPSE, Ex CONELEC, Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR), CNEL Unidad de Negocio Sucumbíos y la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE), visitaron las localidades de la frontera y definieron la ejecución de los siguientes puntos de interconexión:

Sector Ecuador	Sector Colombia	Relación Comercial
El Pailón	Puente Piedra, Piguantiz, Andalucía	Venta de Ecuador
El Hojal	Angostura, El Hojal, Chicandina, Nulpe Alto y Quemby	Venta de Ecuador
La Providencia (Jardines de Sucumbíos)	San José de los Pinos, Ranchería, Amarradero, Santa Rosa, El Diviso	Venta de Ecuador
Puerto El Carmen	Puerto Ospina	Venta de Ecuador

**Tabla Nro. 2-18: Interconexiones existentes entre Ecuador y Colombia.**

Para la operación de estas interconexiones, se cuenta con relaciones comerciales entre EMELNORTE y CEDENAR; CNEL Sucumbíos y CEDENAR; y, CNEL Sucumbíos y la Empresa Eléctrica

del Bajo Putumayo (EEBP) para las transacciones de El Pailón, El Hojal, La Providencia (Jardines de Sucumbíos) y Puerto El Carmen respectivamente.