



Pontificia Universidad  
Católica del Ecuador

FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA CIVIL

DISERTACION PREVIA A LA OBTENCION DEL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

*“Incidencia de los proyectos emblemáticos de generación eléctrica ejecutados en el periodo 2007-2016 en la oferta eléctrica del país y su prospectiva al año 2030”.*

Nombre: Miguel Angel Aguilar Paredes

Quito, 2018

## **DEDICATORIA**

*“Dadme un punto de apoyo y levantaré el mundo”*

*Arquímedes*

A mis padres, Angel Aguilar y Judith Paredes, por su incondicional apoyo, motivación, cuidado y sacrificio durante todos estos años brindándome su consejo, guiándome por un camino correcto, desde mi formación inicial, secundaria y universitaria para llegar a ser un profesional con sólidos principios y valores, pero sobre todo un ser humano positivo y crítico capaz de contribuir al desarrollo del país.

A mis hermanos que estuvieron apoyándome de diversas maneras, especialmente a mi hermana Nathaly que es y ha sido un soporte fundamental en mi formación universitaria brindándome su consejo y compañía, que me permitieron seguir adelante a pesar de las dificultades que se presentaron que con paciencia y amor pudimos superar.

## AGRADECIMIENTO

*“La gratitud no se trata de las bendiciones que tenemos,  
sino de que hacemos con ellas”*

*W.T. Purkiser*

A Dios por permitirme cumplir una etapa fundamental en mi formación como ser humano y compartirlo con las personas más importantes en mi vida.

A mis padres por su compromiso y fidelidad que siempre me expresan, que pese a sus dificultades no dejaron de apoyarme, brindándome su amor y paciencia en todas las etapas de mi vida.

A mis profesores que a lo largo de toda mi formación académica que aparte de conocimientos científicos supieron inculcarnos valores necesarios para el desarrollo de mi carrera profesional como Ingeniero Civil.

Agradezco especialmente a mi director Ingeniero Carlos Luis Navas, por brindarme su confianza, sabiduría y guía en el desarrollo de la presente investigación, de igual forma a mis lectores Doctora Patricia Garcés e Ingenio Xavier Castellanos por sus criterios y consejos.

Un agradeciendo especial al personal de la Agencia de Control y Regulación del Sector Eléctrico (ARCONEL) por su apertura para la identificación y entrega de información indispensable para el desarrollo de la investigación.

## RESUMEN

El Sector Eléctrico del Ecuador durante el periodo 2007-2016, presentó cambios administrativos y de infraestructura con la ejecución de grandes proyectos de generación eléctrica. La incidencia en la oferta eléctrica de estos proyectos emblemáticos y la prospectiva del Sector Eléctrico al año 2030, nos permite conocer la evolución, realidad y expectativas futuras, considerando la generación y el consumo eléctrico como los factores más importantes dentro de la producción energética.

La metodología utilizada en esta investigación se basó en la revisión bibliográfica de varias fuentes (estudios, informes, artículos periodísticos y otros), con el fin de reconocer los principales criterios en la producción de energía eléctrica, además, de datos y registros estadísticos generados por los diferentes organismos encargados de la regulación y control del Sector Eléctrico del país. Esta información permitió realizar la proyección de la demanda eléctrica a largo plazo, siendo esta la principal herramienta en la planificación del sector eléctrico.

Con la operación de cuatro de los nueve proyectos emblemáticos de generación eléctrica para el año 2017 el Sector Eléctrico ecuatoriano presenta una matriz energética marcada por la participación de las fuentes renovables con el 86 % en la producción eléctrica, siendo la principal fuente la hidráulica con el 84 %, respondiendo a una inversión de más de 4,800 millones de dólares durante el periodo 2007-2016. Estos proyectos hasta el año 2017 aportaron 2,089 MW adicionales al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), logrando desplazar la generación térmica de un 38 % en el año 2007 al 14 % en el año 2017, además de una reducción de importación de energía a 19 GWh para el año 2017 y aumentado la exportación de energía en 595 GWh entre los años 2016-2017, que permitió reducir el balance negativo en el uso de la generación térmica.

Por lo tanto, el pronóstico de la oferta y la demanda eléctrica del Ecuador evidencia una subutilización de la capacidad instalada en el país para los próximos años superando de manera significativa la reserva recomendada del 20 %, ya que para el año 2030 se proyecta una reserva superior al 40 %, esto como consecuencia de factores políticos, económicos, sociales y naturales que afectaron a la evolución de la demanda.

## **ABSTRACT**

The Electricity Sector of Ecuador during the period 2007-2016, presented administrative and infrastructure changes with the execution of large electricity generation projects. The impact on the electric supply of these emblematic projects and the prospective of the Electricity Sector to the year 2030, allows us to know the evolution, reality and future expectations, therefore the generation and the electrical consumption as the most important factors in energy production.

The methodology of this investigation was based on the bibliographic review of several sources (studies, reports, journalistic articles and others), in order to recognize the main criteria in the production of electrical energy, in addition, data and statistical records generated by the different Government Organization that applied regulation and control of the Electric Sector of the country. This information let us make the projection of long-term electricity demand, which is the main tool in the planning of the electricity area.

The operation of four of the nine emblematic electric generation projects for the year 2017, the Ecuadorian Electricity Sector presents an energy matrix marked by the participation of renewable sources with 86 % in electricity production, the main source being the hydraulics with the 84 %, responding to an investment of more than 4,800 million dollars during the 2007-2016 period. These projects up to 2017 contributed an additional 2,089 MW to the National Interconnected System (SNI), managing to displace thermal generation from 38 % in 2007 to 14 % in 2017, in addition to a reduction in energy imports to 19 GWh for the year 2017 and increased the exportation of energy by 595 GWh between the years 2016-2017, which allowed to reduce the negative balance in the use of thermal generation.

For that reason, the forecast of Ecuador's supply and electricity demand shows an underutilization of the installed capacity in the country for the next few years, significantly exceeding the recommended reserve of 20 %, since by the year 2030 a reserve is projected higher than 40 %, as a consequence of political, economic, social and natural factors that would be affected the evolution of demand.

## INDICE

<b>DEDICATORIA</b> .....	II
<b>AGRADECIMIENTO</b> .....	III
<b>RESUMEN</b> .....	IV
<b>ABSTRACT</b> .....	V
LISTA DE TABLAS .....	IX
LISTA DE FIGURAS .....	X
<b>CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1. ANTECEDENTES .....	1
1.2. JUSTIFICACIÓN .....	2
1.3. OBJETIVOS .....	3
1.3.1. Objetivo General. ....	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	3
1.4. METODOLOGÍA.....	3
1.5. ALCANCE.....	4
<b>CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO</b> .....	5
2.1. CONCEPTOS GENERALES .....	6
2.2. ASPECTOS GENERALES .....	8
2.2.1. Ámbito legal del Sector Eléctrico ecuatoriano.....	8
2.2.2. Organización del Sector Eléctrico ecuatoriano. ....	10
2.3. GENERACIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	11
2.3.1. Fuentes de energía eléctrica. ....	11
2.3.2. Generación eléctrica.....	13
2.3.3. Potencia y energía eléctrica.....	24
2.3.4. Curva de demanda eléctrica. ....	25
2.3.5. Proyección de la demanda eléctrica. ....	27
<b>CAPÍTULO 3: GENERACIÓN Y CONSUMO ELÉCTRICO EN EL ECUADOR</b> (Evolución Mercado Eléctrico Nacional 2007-2016).....	28
3.1. FUENTES DE ENERGÍA EN EL PAÍS. ....	29
3.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR. ....	31
3.2.1. Situación actual de los proyectos emblemáticos .....	35
3.3. CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	50
3.3.1. Consumidores de energía eléctrica.....	50

3.3.2. Comparación de la evolución del consumo 2007-2016 entre Plan Maestro de Electrificación (2007) y datos históricos.....	52
3.3.3. Ventas por empresas.....	52
3.4. DEMANDA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.....	54
3.4.1. Demanda Máxima Coincidente.....	54
3.4.2. Curva de demanda (Comportamiento horario y estacional).....	55
3.5. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GENERACIÓN).....	56
3.5.1. Capacidad Instalada.....	56
3.6. INCIDENCIA DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	59
3.6.1. Incidencia de los proyectos emblemáticos de generación eléctrica.....	60
CAPÍTULO 4: PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	63
4.1. INDICADORES ENERGÉTICOS DEL ECUADOR.....	64
4.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA AL AÑO 2030.....	67
4.2.1. Consumo de energía eléctrica.....	67
4.2.2. Demanda máxima coincidente.....	72
4.3. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (OFERTA).....	73
4.4. BALANCE ENTRE DEMANDA Y OFERTA FUTURA.....	75
CAPÍTULO 5: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	77
5.1. PROYECTOS EMBLEMÁTICOS.....	77
5.2. SECTOR ELÉCTRICO.....	82
5.3. PROYECCIÓN DE DEMANDA Y OFERTA.....	85
5.3.1. Demanda.....	85
5.3.2. Oferta.....	87
5.3.3. Balance.....	88
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	89
6.1. Conclusiones.....	89
6.2. Recomendaciones.....	92
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>93</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>96</b>
1. Precios anuales de combustibles (USD/galón, USD/1000pies3).....	96
2. Consumo y gasto en combustibles (2007-2017).....	97

3.	Exportación de energía .....	98
4.	Importación de energía .....	98
5.	Usuarios por sector de consumo .....	99
6.	Consumo histórico de energía por sectores .....	100
7.	Resumen proyección por regresión lineal múltiple .....	100
8.	Proyección del consumo eléctrico por sectores .....	100
9.	Potencia Adicional al S.N.I .....	101
10.	Resumen estadísticas de regresión lineal Demanda.....	102
11.	Proyección de la Potencia (MW) .....	102

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Potencial técnico y económico de las principales cuencas.....	29
Tabla 2. Potencial eólico del Ecuador .....	30
Tabla 3. Generación eléctrica neta periodo 2007-2016 (GWh).....	32
Tabla 4. Ficha de identificación Coca Codo Sinclair .....	37
Tabla 5. Ficha de identificación Minas San Francisco .....	38
Tabla 6. Ficha de identificación Delsitanisagua .....	39
Tabla 7. Ficha de identificación Manduriacu .....	40
Tabla 8. Ficha de identificación Mazar Dudas .....	41
Tabla 9. Ficha de identificación Toachi Pilatón .....	42
Tabla 10. Ficha de identificación Quijos.....	43
Tabla 11. Ficha de identificación Sopladora .....	44
Tabla 12. Ficha de identificación Villonaco.....	45
Tabla 13. Empresas constructoras de proyectos emblemáticos.....	46
Tabla 14. Variación Anual del PIB y Consumo de Energía.....	50
Tabla 15. Demanda Máxima Coincidente del SIN, 2007-2016 (MW) .....	54
Tabla 16. Potencia disponible y número de centrales .....	56
Tabla 17. Potencia disponible Servicio público del Ecuador (MW) .....	57
Tabla 18. Potencia nominal y efectiva por el tipo de central (MW) .....	58
Tabla 19. Centrales que entraron en operación en 2016.....	58
Tabla 20. Aporte al S.N.I de proyectos emblemáticos en operación (GWh) .....	59
Tabla 21. Balance energético combustibles, importación y exportación de energía (MUSD) .....	62
Tabla 22. Requerimiento cargas singulares a incorporar .....	69
Tabla 23. Balance de potencial 2017-2030 (MW) .....	75

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Sector Eléctrico, Leyes y Reglamentos.....	9
<b>Figura 2.</b> Organigrama del sector eléctrico ecuatoriano y principal función .....	11
<b>Figura 3.</b> Generación, transporte y distribución de la energía eléctrica .....	13
<b>Figura 4.</b> Esquema de centrales hidroeléctricas .....	15
<b>Figura 5.</b> Turbina Peltón.....	17
<b>Figura 6.</b> Turbina Francis .....	17
<b>Figura 7.</b> Turbina de flujo axial.....	18
<b>Figura 8.</b> Intervalos de selección de turbinas según salto (m) y caudal (m <sup>3</sup> /s).....	18
<b>Figura 9.</b> Central termoeléctrica convencional.....	19
<b>Figura 10.</b> Esquema Central Turbo Vapor .....	20
<b>Figura 11.</b> Esquema Central Turbo Gas .....	20
<b>Figura 12.</b> Parque eólico.....	22
<b>Figura 13.</b> Ejemplo de curva de demanda eléctrica (horas) .....	25
<b>Figura 14.</b> Curva de demanda eléctrica (horas).....	26
<b>Figura 15.</b> Potencia instalada, curva de demanda y proyección de la potencia y energía..	27
<b>Figura 16.</b> Energía neta producida por tipo de fuente 2007 (GWh).....	31
<b>Figura 17.</b> Energía neta producida por tipo de fuente 2017 (GWh).....	33
<b>Figura 18.</b> Generación eléctrica por tipo de generación 2007-2016 (GWh) .....	34
<b>Figura 19.</b> Ubicación de proyectos emblemáticos de generación eléctrica.....	35
<b>Figura 20.</b> Potencia de proyectos emblemáticos de generación eléctrica. ....	36
<b>Figura 21.</b> Costo de ejecución de los proyectos (MUSD) .....	48
<b>Figura 22.</b> Costo unitario de ejecución de proyectos emblemáticos (\$/KW).....	48
<b>Figura 23.</b> Estado de ejecución de los proyectos emblemáticos a mayo 2017 (%).....	49
<b>Figura 24.</b> Estado de ejecución de los proyectos emblemáticos a noviembre 2017 (%)....	49
<b>Figura 25.</b> Composición de clientes por grupo de consumo 2016 (%) .....	51
<b>Figura 26.</b> Consumo de Energía Eléctrica por clientes 2016 (%) .....	51
<b>Figura 27.</b> Comparación del consumo energético 2007-2016.....	52
<b>Figura 28.</b> Energía comprada por empresas distribuidoras (GWh).....	53
<b>Figura 29.</b> Curva del día de mayor demanda de potencia año 2016 (MW).....	55
<b>Figura 30.</b> Curva del día de mayor demanda de potencia año 2016 (MW).....	55
<b>Figura 31.</b> Matriz eléctrica del Ecuador (MW) .....	57

<b>Figura 32.</b> Participación en el incremento de potencia periodo 2007-2016 (GWh).....	59
<b>Figura 33.</b> Importación de energía 2007-2016 GWh.....	60
<b>Figura 34.</b> Generación térmica 2007-2017 (GWh).....	61
<b>Figura 35.</b> Gasto directo en generación térmica 2007-2017 (MUSD) .....	62
<b>Figura 36.</b> Producto interno Bruto al 2030 (MMUSD) .....	65
<b>Figura 37.</b> Evolución consumo de energía eléctrica y PIB (%) .....	65
<b>Figura 38.</b> Población de Ecuador 2001-2035 (miles de personas) .....	66
<b>Figura 39.</b> Crecimiento de usuarios (2017-2030) (miles de usuarios) .....	67
<b>Figura 40.</b> Metro de Quito.....	68
<b>Figura 41.</b> Tranvía de Cuenca .....	68
<b>Figura 42.</b> Refinería del Pacífico.....	69
<b>Figura 43.</b> Composición de cargas singulares año 2025 .....	70
<b>Figura 44.</b> Consumo esperado por sector 2017-2030 (GWh).....	71
<b>Figura 45.</b> Requerimiento de generación de energética esperado 2017-2030 (GWh) .....	71
<b>Figura 46.</b> Demanda máxima coincidente esperada 2017-2030 (MW).....	72
<b>Figura 47.</b> Adiciones de capacidad 2017-2030 (MW) .....	74
<b>Figura 48.</b> Adiciones futuras de capacidad 2017-2030 (MW) .....	75
<b>Figura 49.</b> Crecimiento oferta vs demanda 2017-2030 (MW) .....	76

## CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

Debido a la gran importancia que tiene la energía eléctrica en las sociedades modernas, es imposible imaginar procesos de desarrollo sin su contribución, ya que, la energía eléctrica es utilizada tanto en actividades productivas, como en el uso cotidiano de los ciudadanos, por lo que se vuelve indispensable la correcta planificación del Sector Eléctrico.

La planificación en el sector eléctrico requiere de priorizar, apoyar y orientar las diversas inversiones que permitan el fortalecimiento del mismo, respondiendo de manera efectiva a los requerimientos de consumo y los recursos disponibles.

El Sector Eléctrico ecuatoriano antes de la Constitución del año 2008, se encontraba en un estado crítico y de improvisación, debido a la falta de inversión tanto del Estado y del sector privado, a este problema se suma su propia crisis, la cual, generó fracasos en los planes propuestos y da como resultado un escepticismo en la opinión pública.

Tras la reforma en el año 2008, se reconoce la importancia fundamental del fortaleciendo del Sector Eléctrico mediante la modernización en generación, ampliación de la transmisión y distribución, basado en un nuevo enfoque, marcado por la tendencia internacional de electricidad, con la expansión de la infraestructura eléctrica, la cual, es indispensable para el crecimiento y desarrollo del país.

Por lo tanto, en el artículo 314 de la Constitución del Ecuador, se otorga al Estado la responsabilidad de proveer, controlar y regular el servicio de energía eléctrica, además a este sector se lo concibe como estratégico e indispensable para el desarrollo del país, generando un punto de partida para un marco legal que permita aplicar el mandato de la constitución con el fin de buscar recursos para la implementación de nuevos proyectos que permitan llevar al país a una soberanía energética y a un desarrollo sostenible.

### 1.1. ANTECEDENTES

A finales del siglo pasado el Ecuador comprobó las consecuencias de una falta de planificación y ausencia de nuevas fuentes energéticas, al evidenciar una de las peores crisis en el Sector Eléctrico durante el gobierno de Sixto Duran Ballén, esto se debió a un fuerte estiaje en la zona austral del país que dio lugar a una serie de medidas sociales y de racionamientos de energía eléctrica, afectando de manera directa a los ciudadanos y llegando

a tener el mayor número de apagones entre 1992-1993; como consecuencia el pueblo ecuatoriano perdió alrededor de 600 millones de dólares. (El Comercio, 2009)

Con la reforma de la Constitución en el año 2008 el sector eléctrico se ha ido transformando mediante nuevas políticas energéticas, con el fin de evitar escenarios desfavorables o crisis, por lo cual, se estableció un marco jurídico basado en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) expedida el 16 de enero del 2015, con el objetivo de brindar un servicio sustentable y de calidad, promoviendo la inversión del Estado, para la planificación y ejecución de proyectos hidroeléctricos, que se centran en el inventario elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad.

Este Consejo se basó en estudios previos realizados a nivel nacional por el Ex INECEL (CONELEC, 2009), los cuales no se habían ejecutado por falta de decisión política y de recursos económicos; como por ejemplo el proyecto Paute integral, Sopladora, Cardenillo, Toachi Pilatón y Coca Codo Sinclair, proyectos que aliviarían las crisis en el sector que se presentaban de forma periódica desde 1992. (El Mercurio, 2009)

## 1.2. JUSTIFICACIÓN

La relevancia que tiene el sector eléctrico en el desarrollo social y económico del país, se ve evidenciado en el mejoramiento de la calidad de vida de la población, como por ejemplo en los sector industrial y comercial, donde además de proveer bienes y servicios generan empleo. Esta energía debe reunir condiciones de eficiencia, responsabilidad, continuidad, calidad y precio equitativo acordes a las necesidades del país (LOSPEE, 2015). Sin embargo, si este sistema es deficiente generaría pérdidas económicas y un estancamiento en el desarrollo productivo.

Conscientes de esta importancia los gobiernos en su momento, propusieron en los Planes de Desarrollo la expansión de la generación eléctrica a través de planes de electrificación que contenían grandes proyectos de generación eléctrica, sin embargo, por falta de decisión política o recursos económicos no se llevaron a cabo; a partir del año 2007 mejoran las condiciones económicas del país lo que permite la ejecución de los denominados proyectos “emblemáticos” de generación eléctrica, con el objetivo de alcanzar una matriz eléctrica con un mayor aporte de energía renovable (CONELEC, 2007).

El retraso en la ejecución de estos proyectos de generación eléctrica previstos en los diferentes planes, desde los años 90´ realizados por el EXINECEL, ocasionó que los gobiernos se vean en la necesidad de incurrir en gastos para solventar el déficit eléctrico y de esta forma evitar una mayor crisis en el sector, principalmente por la vulnerabilidad a fenómenos naturales como el estiaje y la falta de infraestructura. (CONELEC, 2013)

La determinación de la incidencia de los proyectos de generación eléctrica ejecutados en el periodo 2007-2016, permite conocer la repercusión de estos en la capacidad eléctrica instalada a corto y largo plazo en el Sistema Eléctrico Nacional, por medio de un contraste con la proyección de la demanda al año 2030.

### 1.3. OBJETIVOS

#### 1.3.1. Objetivo General.

Determinar la incidencia de los proyectos emblemáticos de generación eléctrica ejecutados en el periodo 2007-2016 en la oferta eléctrica del país y su prospectiva al año 2030 con base en la situación de estos proyectos a noviembre del 2017.

#### 1.3.2. Objetivos Específicos.

- Revisar los conceptos básicos de generación y consumo eléctrico.
- Conocer la realidad actual del Sector Eléctrico Nacional.
- Analizar la situación actual de los proyectos emblemáticos de generación eléctrica ejecutados por el Gobierno Central en el periodo 2007-2016 y su incidencia en la generación eléctrica.
- Realizar la proyección de oferta y demanda eléctrica del país para el año 2030.

### 1.4. METODOLOGÍA.

Este proyecto de investigación se basó en una revisión bibliográfica y levantamiento de información obtenida a partir de los organismos encargados de la regulación y control del Sector Eléctrico del país mediante estudios, informes y otros.

Para la proyección al año 2030 de oferta y demanda, se utilizaron los principales indicadores energéticos del país publicados por el Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos (INEC), datos históricos del consumo energético proporcionados por la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL).

Considerando una proyección a largo plazo de la demanda eléctrica, en respuesta a la potencia eléctrica y referencial de energía, aplicando el método de regresión lineal múltiple y de tendencia que permitieron modelar la demanda eléctrica en función de las variables seleccionadas.

Una vez elaborada la proyección de la oferta y la demanda energética a largo plazo (12 años) considerando los proyectos emblemáticos que aún no se han entregado, además de proyectos prioritarios señalados por el Gobierno Nacional, se generó un balance eléctrico a futuro, el cual nos permita estimar el desarrollo del Sector Eléctrico con la influencia de sus principales factores.

## 1.5. ALCANCE.

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo conocer la situación del Sector Eléctrico ecuatoriano en lo referente a generación y consumo eléctrico, y cómo estos aspectos evolucionaron durante el periodo 2007-2016, en el que, se realizaron reformas importantes en el sector, además, la ejecución de los proyectos “emblemáticos” de generación eléctrica propuestos en los Planes de Electrificación desde hace varias décadas, con el fin de determinar la incidencia de estos proyectos en la oferta eléctrica.

Con una revisión de las características técnicas, costo de implementación y situación actual de los proyectos emblemáticos, para que conjuntamente con una proyección de la oferta y demanda eléctrica al año 2030 establecer el comportamiento de estos elementos de gran importancia en la planificación Sector Eléctrico.

## CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

“El Sector Eléctrico es el conjunto de empresas y organismos que hacen posible que podamos disponer de electricidad en todo momento, tanto en casa, en nuestro trabajo o cuando disfrutamos de momentos de ocio” (UNESA, 2017).

La humanidad se desarrolló gracias al uso de la energía en sus diferentes formas y fuentes, las cuales en un principio fueron renovables como el sol, agua y viento que se constituyeron en la “base energética del desarrollo humano”. (Carta González, Calero Pérez, Colmemar Santos, & Castro Gil, 2009)

La generación eléctrica como parte fundamental del sector eléctrico nacional está conformada por las diferentes centrales o plantas de producción de energía, en el Ecuador principalmente con fuentes tradicionales de origen hídrica y térmica. En el periodo 2007-2016 se dio prioridad a la instalación de centrales hidroeléctricas por parte del gobierno nacional (ARCONEL, 2017), al considerar las siguientes ventajas a largo plazo que estas representan: bajo impacto ambiental, mayor vida útil en comparación con las termoeléctricas, multipropósitos y energía renovable, este aspecto es considerado relevante en la modernidad (Fernández & Robles , 2010) además de la disponibilidad de recursos económicos causado por los precios del petróleo en el periodo 2007-2014 (El Telégrafo, 2017).

El Ecuador aún está marcado por una dependencia, sobre todo en épocas de estiaje donde la respuesta de las centrales hídricas no es suficiente, ya que las centrales térmicas que utilizan el petróleo y sus derivados tienen un gran impacto ambiental y alto costo de producción, que aseguran una correcta disponibilidad de energía eléctrica (Castro, 2011).

Las estrategias de la energía deben estar enmarcadas dentro de las tecnologías energéticas (procesos o plantas para la transformación de energía),

considerando factores como la demanda y suministro en respuesta a las necesidades de la sociedad, estas deben incluir políticas a largo plazo con planificación adecuada que permitan relacionar aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales (Enríquez , 2009).

## 2.1. CONCEPTOS GENERALES

### **Plan maestro de electrificación**

Es una herramienta de planificación de cumplimiento obligatorio, que reúne información relevante de la evolución, desarrollo, inversión, sostenibilidad y expansión del sector eléctrico; en aspectos referentes a la generación, expansión, distribución y transmisión del sistema a corto, mediano y largo plazo con la finalidad de contribuir con la confianza y sostenibilidad del sector contribuyendo al desarrollo sostenible del país. (ARCONEL, 2012)

### **Inversión**

En económica se refiere a la colocación de capital para alcanzar una rentabilidad, sin buscar un beneficio a corto plazo o inmediato, pero suponiendo un futuro, asumiendo riesgos y probabilidades. (wordreference, 2017)

### **Matriz energética**

La matriz energética de un país es la cuantificación de la oferta y la demanda energética considerando su potencial energético, además de la realización de un inventario de recursos energéticos a lo largo de su territorio conociendo su evolución histórica y proyección a futuro, que se convierte en una herramienta básica para que mediante una planificación eficiente llegar a obtener un abastecimiento energético sustentable para el país. (OLADE, 2011)

Es la representación cuantitativa de toda la energía disponible a lo largo del territorio nacional, tiene como finalidad ser usada en diversos procesos productivos y demandas energéticas. (Carvajal & Orbe, 2013)

### **Oferta eléctrica**

Consiste en la disponibilidad de energía que tiene el país con sus diferentes fuentes de energía las que se encuentran instaladas y que pueden ser utilizadas en diversos procesos productivos (CONELEC, 2009).

### **Demanda eléctrica**

La demanda de energía está conformada por las múltiples necesidades de la población, ya sean estas productivas, de servicio o actividades diarias que requieran el uso de energía

eléctrica para su funcionamiento o realización, siendo la industria el mayor consumidor de energía eléctrica (CONELEC, 2007).

### **Demanda o carga máxima**

Corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema o instalación en un período de trabajo previamente establecido. Para establecer la demanda máxima se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en porcentaje de la carga pico del sistema. (Ariza Ramírez , 2013)

### **Balance energético**

“El balance energético es el conjunto de relaciones de equilibrio que contabiliza los flujos de energía a través de las cadenas energéticas desde su producción u origen, hasta su aprovechamiento final. Esta contabilización se lleva a cabo, generalmente, para el ámbito territorial de un país y para períodos anuales” (OLADE, 2017)

### **Capacidad instalada.**

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Esta es llamada también capacidad nominal del sistema. (Ariza Ramírez , 2013)

### **Tecnologías de la energía**

“Parte aplicada de las ciencias de la energía para trabajos y procesos, que es útil para la sociedad humana, las naciones y los individuos...” (Enríquez , 2009). Estas tecnologías están relacionadas a procesos o plantas que se adaptan a la realidad para lograr la transformación de la energía, en respuesta a criterios técnicos, económicos y de eficiencia muy importantes para la sociedad (Enríquez , 2009).

### **Factor de planta**

Es la relación entre la energía total producida por una central y el periodo de tiempo que está en funcionamiento. (ARCONEL, 2014)

## 2.2. ASPECTOS GENERALES

### 2.2.1. Ámbito legal del Sector Eléctrico ecuatoriano.

En este punto de la investigación se presenta una reseña histórica de las principales normativas que involucran el funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano, como se muestra en la figura 1.

En el año 2007 mediante el Decreto Ejecutivo N° 475, se fusionan los Ministerios de Energía y Minas para crear el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) el cual es responsable de todas las funciones del Fondo de Solidaridad.

La Constitución del año 2008 le concede el papel protagonista al Estado en la administración, regulación, planificación y control del sector eléctrico al ser considerado como estratégico y servicio público, estableciendo su planificación mediante el Plan Nacional Para el Buen Vivir que tiene como objetivo la expansión, modernización y mejoramiento de la infraestructura del sector.

*“Art. 313.- El Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, Los sectores estratégicos, son aquellos que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política o ambiental, se consideran sectores estratégicos la energía en todas sus formas, los recursos naturales no renovables, el transporte y la refinación de hidrocarburos, el agua, y los demás que determine la ley.”*

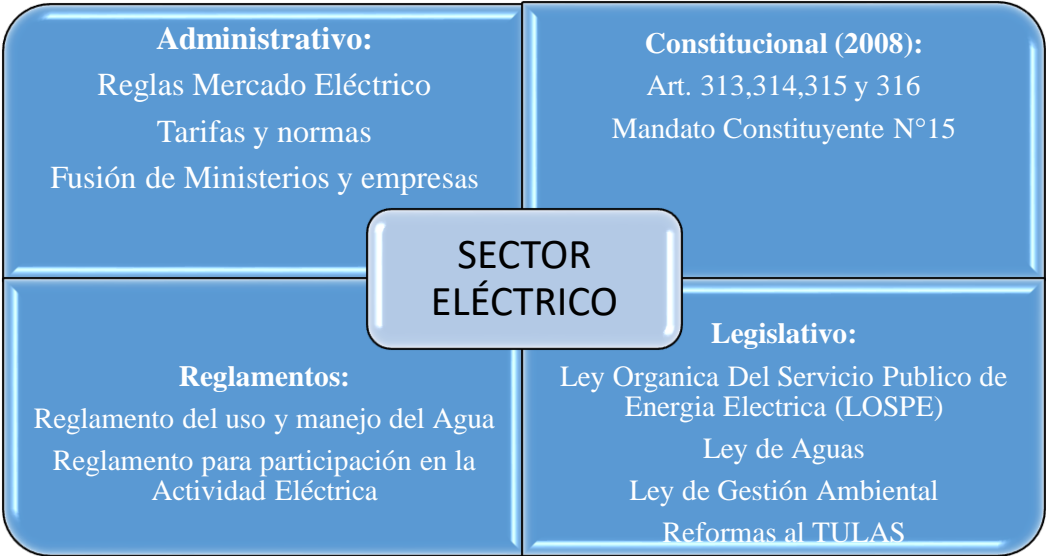
*“Art. 314.- El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de energía eléctrica. El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación.”*

En el mismo año el Consejo Nacional De Electricidad por el Mandato Constituyente N°15, establece la tarifa única según el tipo de consumo a nivel nacional, eliminando costos

marginales en generación y el pago del 10% a los servicios comercial e industrial al FERUM (Electrificación Rural y Urbano Marginal).

Con los cambios legales realizados se dio la apertura a una reestructuración del sector eléctrico y a finales del año 2008 se fusionan 10 empresas eléctricas de distribución formando la Corporación Nacional de Electricidad S.A (CNEL S.A), en el año 2009 se formó la Cooperación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A) por la unión de cinco empresas de generación y transmisión, las cuales posteriormente en el año 2010 y 2013 se convirtieron en empresas públicas.

En enero del año 2015, se anunció la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), que reemplazó a la anterior Ley del Sector Eléctrico Ecuatoriano y reorganizó las funciones de los organismos encargados de la generación, transmisión y distribución de la energía, de esta manera fortaleciendo al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. Esta ley tenía como principal función y objetivo el mantener en su poder el suministro de la energía eléctrica y de esta manera responder a lo establecido en la constitución al nombrarlo como servicio público estratégico, buscando una estructuración consolidada del sector por medio de empresas públicas y fomentar la participación privada como señala la Constitución (Art. 315 y 316).



**Figura 1.** Sector Eléctrico, Leyes y Reglamentos  
Fuente: (ARCONEL, 2017)

### 2.2.2. Organización del Sector Eléctrico ecuatoriano.

La reforma Energética propone un nuevo modelo con múltiples organismos e instituciones para el cumplimiento de las disposiciones entregadas por la nueva Constitución para que el Estado actúe de forma eficiente emitiendo políticas en la planificación, regulación y control de las actividades del sector eléctrico como se muestra en la figura 2:

- *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER)* encargado del establecimiento de políticas y estrategias para la planificación del sector.
- *Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)* encargado del establecimiento de normas y regulaciones, técnicas, económicas y comerciales para un correcto funcionamiento del sistema.
- *Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)* el cual se constituyó como el ente responsable del manejo a tiempo real del sistema de generación y transmisión de electricidad.

A pesar de que las empresas públicas y privadas intervienen en el proceso de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, estas actividades se encuentran administradas de manera directa por el Estado:

- *Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP* organismo encargado de la generación y transmisión de la electricidad a lo largo del territorio nacional, agrupando las diferentes centrales de propiedad Estatal alcanzando el 81% de la capacidad de generación instalada y el 100% de la transmisión por medio de la empresa TRANSELECTRIC de propiedad Estatal.
- *Corporación Nacional de Electricidad – CNEL EP* institución encargada de la distribución y comercialización de la energía eléctrica incorporando a 10 empresas distribuidoras y de comercialización facturando más del 61.49% de la energía.



**Figura 2.** Organigrama del sector eléctrico ecuatoriano y principal función  
Fuente: (MEER, 2017)

Todas las instituciones presentadas anteriormente son responsables de la planificación, diseño, ejecución y operación de la infraestructura existente en el proceso de producción de energía eléctrica que conjuntamente trabaja con el Instituto de Investigación y Capacitación, el cual, es un organismo encargado de investigar nuevas técnicas aplicables al sector eléctrico y de la capacitación del talento humano.

## 2.3. GENERACIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### 2.3.1. Fuentes de energía eléctrica.

Se debe considerar que la electricidad proviene indirectamente de la naturaleza mediante la transformación de los recursos presentes en el ambiente como el carbón, petróleo, gas, sol y agua... “elementos capaces de producir energía” (Jarauta, 2015).

En la búsqueda de una economía energética que responda a las necesidades de desarrollo de cada región o país, es primordial identificar a aquellas fuentes de mayor capacidad productiva, tomando en consideración aspectos técnicos y económicos (Castro, 2011).

Las fuentes para la producción de electricidad son dos:

- Las renovables que no representa una reducción del recurso para producir energía, aquí se considera a aquellas tecnologías que utilizan la energía solar, biomasa, geotérmica, eólica, entre otras, estas no dependen de agentes externos de una región o país. (CONELEC, 2009)
- Las no renovables o fuentes finitas de las que depende la mayor parte de la energía mundial (Jarauta, 2015), este tipo de energía involucra una reducción de la fuente energética y es la causante de impactos ambientales debido a su continua explotación de petróleo, carbón, gas natural, entre otros. (CONELEC, 2009).

También se las denomina como *fuentes convencionales* a aquellas que se han explotado y comercializando por un largo periodo de tiempo en cierta regiones o países; ya sean estas de fuentes renovables como el agua o no renovables como el gas y las *fuentes no convencionales* son aquellas que usan recursos “ilimitados” (continuamente producidos por la naturaleza) provenientes de fuentes renovables para la generación eléctrica entre ellas el viento, el sol, olas, mareas, entre otros. (CONELEC, 2009)

Jarauta, presenta la realidad de la electricidad como un bien de consumo inmediato “...la generación de electricidad debe hacerse exactamente en el mismo momento en que hay demanda...” (Jarauta, 2015) , que responden a características como la intangibilidad, inseparabilidad, no direccionalidad y caducidad lo que se considera una desventaja para aquellas energías de fuentes renovables ya que por efecto de su disponibilidad inmediata no se puede controlar la producción y consumo como es el caso de las fuentes de energía fósiles presentan una gran variabilidad en su producción eléctrica. (Gutiérrez, 2013)

### 2.3.2. Generación eléctrica

Para que la electricidad llegue a los consumidores finales, esta debe pasar estrictamente por tres fases en su proceso productivo como se indica en la figura 3:

A.- La *generación* donde las diferentes centrales (hidráulicas, térmicas, solares, eólicas) producen electricidad, basada esencialmente en el movimiento de un conjunto turbina-generador, convirtiendo la energía cinética y mecánica en electricidad.

B.- El *transporte* por medio de un sistema de estaciones y subestaciones (transformadores) con líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje, la energía es transportada a distancias muy largas.

C.- La *distribución* que, por medio de subestaciones, donde se reducen los niveles de voltaje y mediante un conjunto de redes eléctricas permite llegar a los consumidores.



**Figura 3.** Generación, transporte y distribución de la energía eléctrica  
Fuente: (Seguimiento ELE, 2015)

Para la generación de energía eléctrica el Ecuador, cuenta fundamentalmente con centrales convencionales o tradicionales que corresponden a las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, además de pocas centrales no convencionales de tipo eólico y solar.

A continuación, se describirán las principales características de cada una de ellas.

#### 2.3.2.1. Centrales hidroeléctricas.

Según el glosario de la CONELEC, las centrales hidroeléctricas son aquellas que basan su generación en el uso de la energía potencial y cinética de los cuerpos de agua para utilizarla como fuerza motriz y mover turbinas. La cantidad de energía que se puede generar depende

de la diferencia de altura del agua y de la cantidad de la misma que atraviesa por el sistema. (CONELEC, 2009)

Este tipo de centrales de generación eléctrica crean beneficios directos, si se considera la inversión en la ejecución y el impacto social que tiene en el lugar donde se ejecuta el proyecto, ya que genera una demanda de mano de obra y es de bajo impacto ambiental. Además, por parte de los inversionistas se convierte en una opción atractiva ya que tiene una gran rentabilidad por la venta de energía y la inversión se recupera en los primeros años de operación de este tipo de centrales. (ENDESA, 1974)

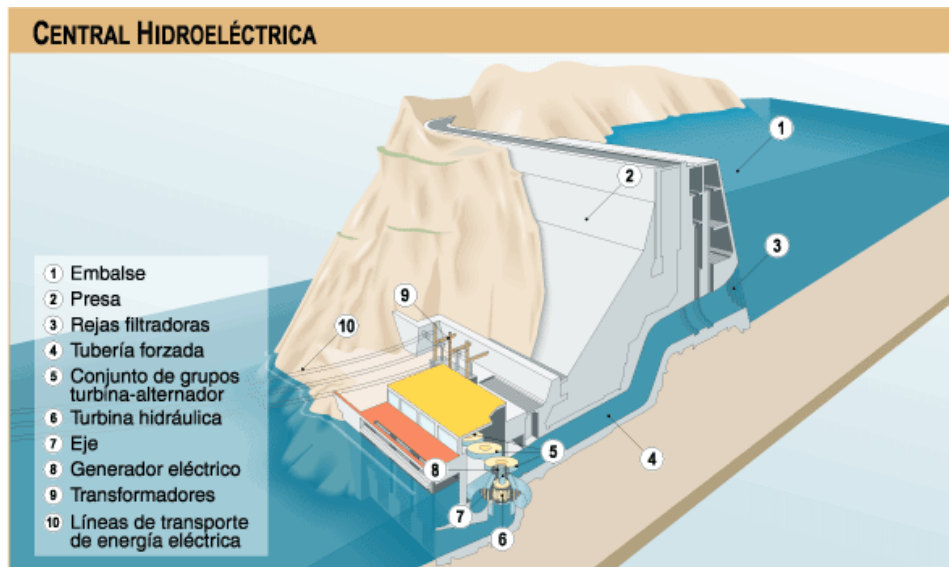
Este tipo de energía fue utilizada varios siglos por los antiguos griegos y romanos mediante canales o molinos y en el siglo XIX se consiguió que el agua se convierta en una fuente de electricidad con la primera central en las cascadas del Niágara en Norte América en 1879 hasta alcanzar en la actualidad alrededor del 20% de la electricidad mundial.

Este tipo de centrales están constituidas por tres partes principales: una central para la generación eléctrica, una presa para controlar el paso del agua y un depósito para almacenar el agua de manera inmediata mediante un sistema de cables que esta es transporta la energía hacia los centros de consumo, como se observa en la figura 4.

Actualmente este tipo de generación eléctrica es de bajo costo, accesible, de producción controlada y puede ser utilizada para multipropósitos, esto se convierte en una opción aplicable en zonas donde los recursos hídricos son abundantes, pero si se considera el aspecto ambiental puede resultar no beneficioso a la flora y la fauna debido al tiempo que se necesita para su construcción, sin embargo este tipo de energía evita la emisión de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>) al remplazar la generación eléctrica con combustibles fósiles. (National Geographic, 2013).

Las centrales hidroeléctricas son una manera sustentable de mantener un sistema eléctrico, si se compara con las termoeléctricas convencionales que tienen una vida útil de alrededor de 30 años. La ventaja de las hidroeléctricas es su vida útil, ya que pueden llegar a los 50 años manteniendo su eficiencia, además, este modelo eléctrico no necesita combustible para su óptimo funcionamiento, es de fácil operación y sincronización con el sistema de

transmisión, sin embargo la desventaja es su alto costo de ejecución y el tiempo que se necesita para su construcción. (Enríquez , 2009)



**Figura 4.** Esquema de centrales hidroeléctricas  
Fuente: (UNESA, 2017)

Para la ejecución de las centrales hidroeléctricas se debe considerar varios aspectos en los que sobresalen las condiciones geográficas, topográficas, la hidrología del lugar y la disponibilidad de recursos económicos, estos aspectos pueden condicionar el diseño, dando como consecuencia que estas centrales se puedan dividir según sus propiedades operacionales y funcionales (Fernández & Robles , 2010).

Considerando la potencia instalada en la central el CONELEC mediante su Resolución 001/13 (2010) estableció las siguientes categorías:

- Grandes (mayor a 50MW),
- Medianas (Mayor a 10 MW hasta 50 MW),
- Pequeñas (Desde 1MW hasta 10 MW), mini (Mayor a 100 kW menor a 1.000 kW),
- Micro (Desde 5 kW hasta 100 kW)
- Pico (Menores a 5 kW).

Considerando el salto de agua estas pueden ser:

- Alta presión (mayor a 200 metros),
- Media presión (de 20 a 200 metros)
- Baja presión (hasta 20 metros)

Por el tipo de toma las centrales también pueden ser: centrales de *agua corriente* que no poseen embalse, por lo que son vulnerables a los cambios estacionales, centrales *con embalses*, estas presas artificiales forman lagos para almacenar agua y controlar el caudal turbinado, especialmente en épocas de sequía estas presentan dos variantes: las centrales a *pie de presa* donde la casa de máquinas está después de la presa y las centrales de *derivación o pasada* en el cual las aguas se derivan por una pequeña presa por medio de un canal a una cámara de presión y de ahí por una tubería con gran desnivel hacia la casa de máquinas. (ENDESA, 2017)

### **Tipos de turbinas usados en centrales hidroeléctricas**

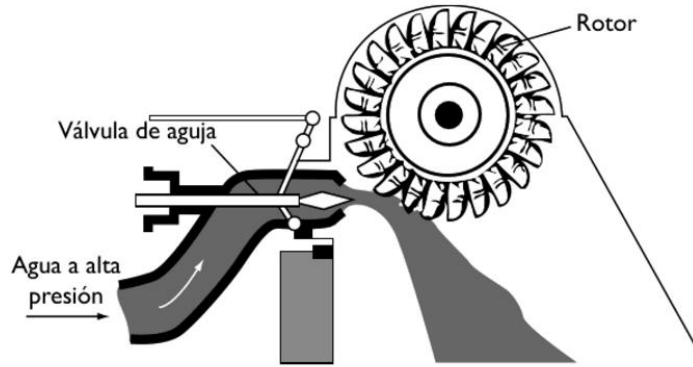
La turbina es el componente fundamental de una central, la cual se encarga de la transformación de la energía cinética del agua en energía mecánica rotacional. En su clasificación general se encuentran las turbinas de *acción* que transforma la energía cinética del agua (la presión permanece constante en los álabes, el rodete no está inundado y produce un efecto único sobre la velocidad de giro) y las de *reacción* que convierten en energía la presión hidrostática del agua (variación de presión en los álabes, el rodete inundado).

Estos componentes mecánicos deben estar conectados a un generador, este conjunto se le conoce como turbina-generador que es necesario para producir energía eléctrica, estas pueden tener el eje horizontal o vertical y está constituida por paletas o alabes.

Las turbinas más usadas en centrales hidroeléctricas son:

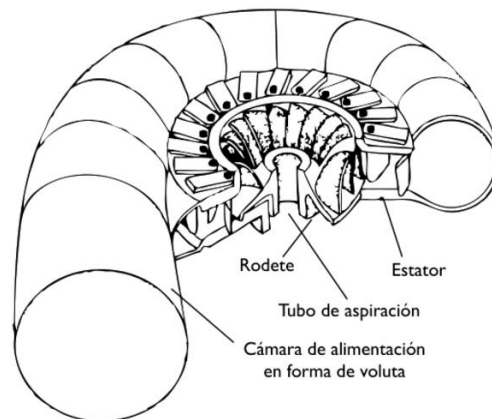
**Peltón:** Es una turbina de acción usada en presas de gran salto ( $h > 300\text{m}$ ), consiste en una rueda móvil, generalmente de eje horizontal y su rotación se genera por la acción de chorros de agua que golpean sobre los álabes por medio de un inyector, continuando con el proceso el agua se dirige hacia un canal de desagüe, este tipo de turbina puede llegar al 1000 rpm.

Figura 5



**Figura 5.** Turbina Peltón  
Fuente: (González, 2009)

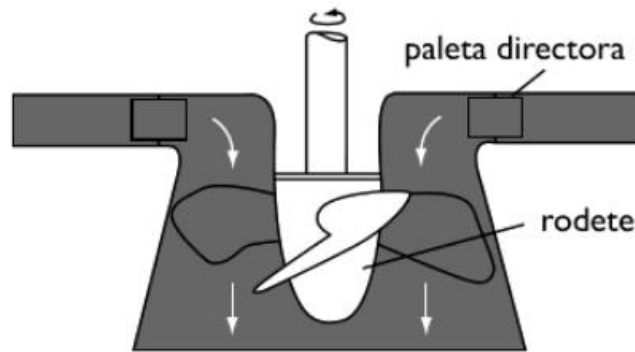
**Francis:** Es una turbina de reacción denominada también como turbina de flujo radial, se usa para saltos medios o elevados de agua, generalmente de eje vertical para uso en centrales hidroeléctricas. El agua proviene por una tubería forzada que envuelve la turbina circular en forma de espiral y la energía de la presión del agua hace girar la turbina aprovechando la presión y una pequeña contribución de la energía cinética del agua. En la actualidad estas turbinas están en condiciones óptimas y pueden alcanzar eficiencias del 95% (caudal adecuado para demanda eléctrica máxima). Figura 6



**Figura 6.** Turbina Francis  
Fuente: (González, 2009)

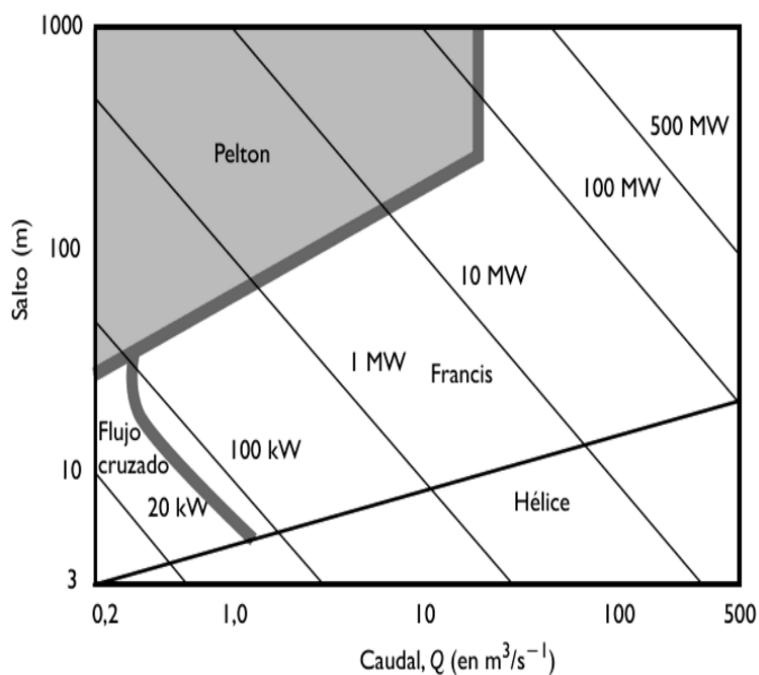
**Kaplan:** Es una turbina de reacción o de hélice utilizadas para saltos pequeños y caudales grandes, con una carga de trabajo del 60% presentan vibraciones y pérdida de eficiencia a este fenómeno se le denomina “antorcha”. En este tipo de turbinas el cambio que se produzca en el caudal genera un cambio en la velocidad afectando de forma significativa la eficiencia en la conversión de energía de la turbina que permite un reajuste en el ángulo de las paletas

logrando manejar la velocidad del rodete de manera óptima y manteniendo la eficiencia en función de la demanda eléctrica. Figura 7



**Figura 7.** Turbina de flujo axial  
**Fuente:** (González, 2009)

Para la *selección de turbinas* que mejor se adapten a las características de la central se considera varios factores entre ellos los más importantes está el salto del agua y el caudal turbinable disponible. El salto de agua es inverso al caudal ya que si el salto es bajo el caudal requerido será elevado, si se pretende producir una potencia grande. Además, se debe considerar criterios adicionales como el costo, la simplicidad de su instalación, garantía, fabricantes y mantenimiento. Figura 8



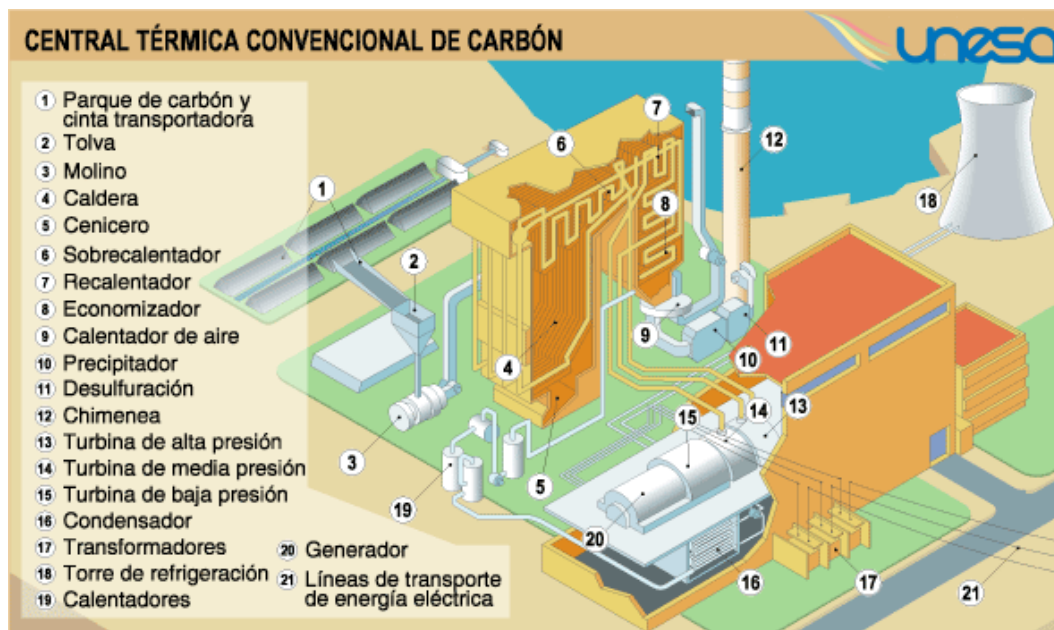
**Figura 8.** Intervalos de selección de turbinas según salto (m) y caudal (m³/s)  
**Fuente:** (González, 2009)

### 2.3.2.2. Centrales termoeléctricas.

Estas centrales consisten en instalaciones diseñadas para la generación de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de la energía calórica de un combustible generalmente de origen fósil (petróleo, gas o carbón) a las que se las denomina como plantas convencionales de energía térmica.

Sus principales componentes para su funcionamiento son: una caldera donde el agua se calienta por combustión, aquí se consiguen gases a altas presiones los que son llevados por medio de tuberías hacia una turbina que recoge estos gases y mueven un eje conectado a un generador que por inducción electromagnética transforma la energía mecánica en corriente eléctrica. Figura 9

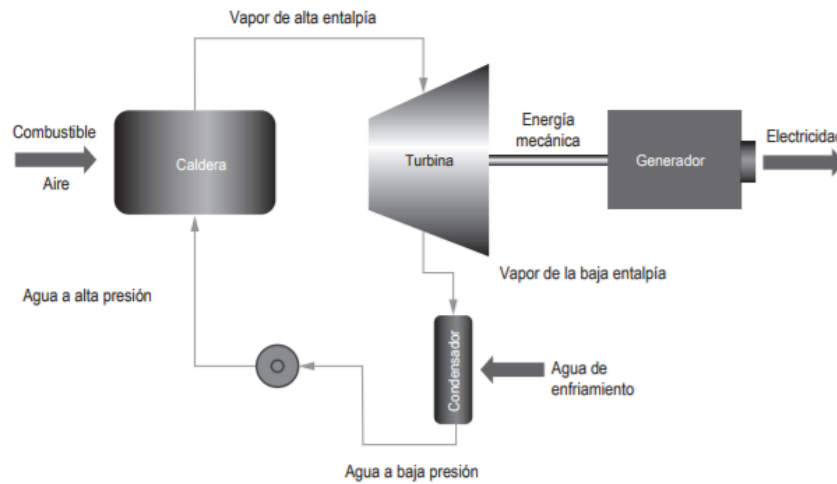
Entre sus mayores ventajas está la rapidez de construcción como recurso emergente, pero al considerar su funcionamiento a largo plazo y de forma continua su desventaja se da en los costos de operación (eficiencia alrededor del 50 %) y un gran impacto ambiental emitiendo partículas dañinas a la atmosfera. (ENEL, 2017)



**Figura 9.** Central termoeléctrica convencional  
Fuente: Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA, 2017)

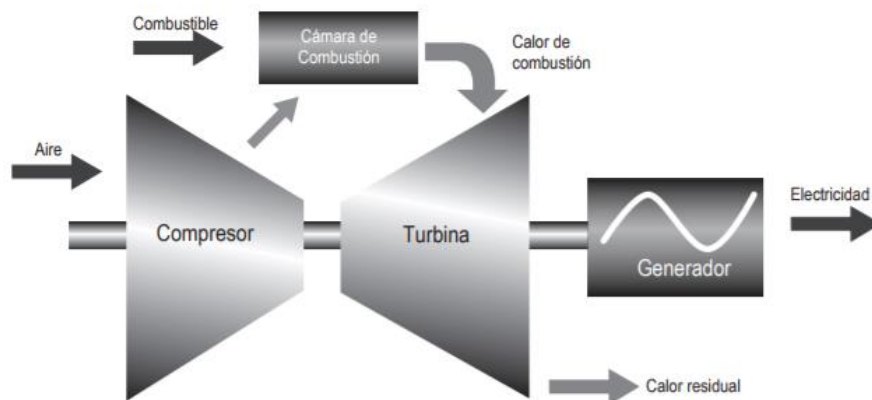
Según el manual de Estadísticas Energéticas (2017) desarrollado por la OLADE presenta tres tipos de plantas termoeléctricas:

- *Turbo vapor*: Convierte el agua en vapor por combustión de diésel, diésel oíl y carbón mineral, además se pueden utilizar biomasa (leña, bagazo y residuos agroindustriales) que son recursos que brindan energía calórica para generar electricidad al mover un conjunto turbina-generador. Figura 10



**Figura 10.** Esquema Central Turbo Vapor  
Fuente: Manual de estadísticas energéticas, (OLADE, 2017)

- *Turbo gas*: Por medio de la expansión directa de los gases producto de la combustión giran el conjunto turbina-generador este adiciona un elemento compresor de aire en el mismo eje motriz, se mezcla aire combustible para un mejor rendimiento como se muestra en la figura 11. Los combustibles más utilizados en esta tecnología son el diésel oíl y el gas natural.



**Figura 11.** Esquema Central Turbo Gas  
Fuente: Manual de estadísticas energéticas, (OLADE, 2017)

- *Ciclo combinado*: Fusiona las dos tecnologías aprovechando el calor de los gases de escape de la turbina con lo que se alcanza una mayor eficiencia.
- *Motores de combustión interna*: Consiste en el uso de motores con cilindros y pistones acoplados a un generador mediante ciclos de combustión (diésel y Otto) el combustible que se usa para estos motores es el diésel, gasolina, etanol y GLP.

### 2.3.2.3. Centrales eólicas.

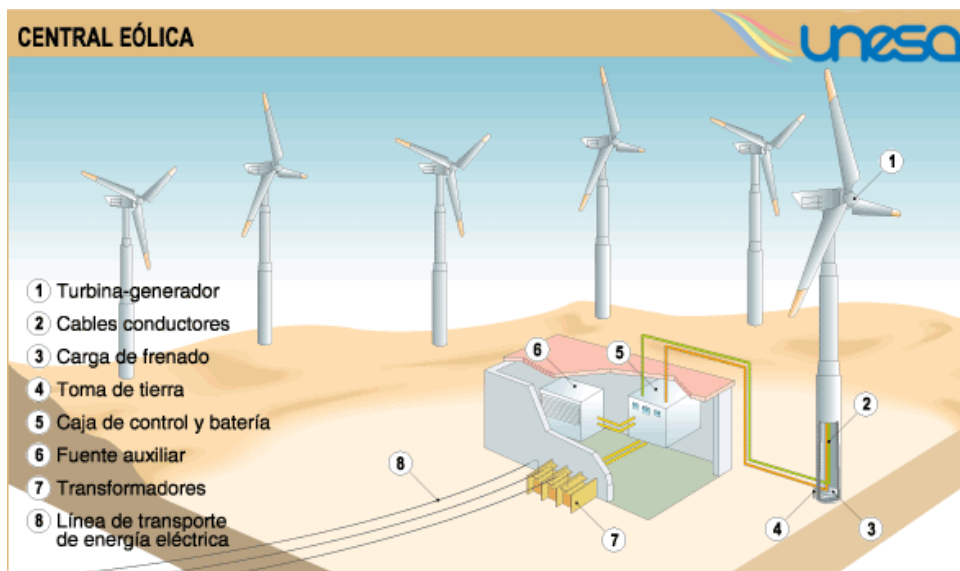
Las centrales eólicas son instalaciones que aprovechan las corrientes de viento (energía cinética) generadas por una variación de presión en la atmosfera producto de un calentamiento diferencial de la superficie terrestre por la radiación solar, estas centrales no producen grandes potencias por lo que es necesario colocar varios aerogeneradores en paralelo (parques eólicos) y aprovechar de mejor manera las corrientes de viento. (OLADE, 2017)

La energía cinética que aportan los vientos de la que se puede considerar como energía solar indirecta, este tipo de energía permite una conversión en otro tipo de energías con alto grado de eficiencia.

Los seres humanos hemos venido usando este tipo de energía por alrededor de cinco mil años con los molinos de viento para moler granos, bombear agua y para la navegación de barcos por impulso de velas, etc., pero su interés para la generación eléctrica se dio a partir del siglo XIX, esta fue impulsada por las crisis del petróleo, dando lugar a un importante desarrollo y aplicación en los países europeos. (González, 2009)

Los parques eólicos están ubicados en lugares donde las corrientes de viento son constantes, estos están formados por aerogeneradores (molinos de viento) capaces de hacer girar un generador por medio de sus aspas. Debido al desarrollo tecnológico de los últimos 20 años de este tipo de energía ha permitido descubrir aerogeneradores más baratos y confiables con aspas de 60-80m de diámetro capaces de alcanzar los 300 kW. (Buñay Ortiz & Pérez Luna, 2012)

Actualmente el aporte de la energía eólica alrededor del mundo es del 3 % del consumo mundial de electricidad, considerada una de las energías renovables más limpias, de mayor crecimiento, inagotable, no contribuye al calentamiento global, es de bajo costo operativo, reduce las importaciones energéticas y aumenta el empleo local, de esta forma este modelo contribuye a un desarrollo sostenible. (ACCIONA, 2017)



**Figura 12.** Parque eólico

Fuente: Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA, 2017)

Los principales componentes de los generadores eólicos están conformados por: (Figura 12)

- *Torre de soporte:* Estructura capaz de mantener el conjunto generador (paletas y góndola) a una altura óptima para aprovechar el viento.
- *Paletas:* Conjunto de hélices similares en su funcionamiento a las paletas de las turbinas en las centrales hidroeléctricas. Cumplen la función de aprovechar de manera óptima el viento generando energía cinética y transmitiéndola al generador.
- *Góndola:* Ubicada en la parte superior de la torre de soporte, es la estructura donde se encuentran los equipos mecánicos de generación y control del aerogenerador.

La generación y consumo eléctrico son aspectos que diferencian al sector eléctrico de otros, donde se presentan ciertas características: (Elías Castells, 2012)

- La electricidad como un bien de consumo inmediato que no se puede almacenar a gran escala por el alto costo.
- Generación se da en forma simultánea a la demanda.
- La demanda eléctrica no es contante en el tiempo ya que presenta variaciones en función a las características de los consumidores.
- Las plantas de generación eléctrica no tienen un costo de producción semejante, este tiende a variar dependiendo de las características de inversión y operación de las mismas.

El consumo de energía eléctrica está directamente relacionado con la demanda de la misma, con el objetivo de buscar mayor calidad en la información que se ha sectorizado a los consumidores según sus actividades, horarios y cantidad de consumidores (Ortiz, 2011):

- *Consumo del sector residencial:* Busca determinar el uso de la energía eléctrica en respuesta a los hábitos de cada comunidad, región y país (preparación de alimentos, iluminación, refrigeración, recreación, trabajo...) y las características de sus viviendas.
- *Consumo del sector industrial y comercial:* Considera el uso de la energía según las actividades que realizan los ciudadanos, además, de los bienes y servicios que la comunidad, región o país son capaces de producir, considerando su capacidad actual y futura (zonas industriales).
- *Consumo por servicios públicos:* Como menciona (Ortiz, 2011) este tipo de uso de la energía eléctrica está ligada al índice de desarrollo humano marcado por directrices de cada país y el afán de disminuir la pobreza, midiendo cuan atendidas son las necesidades de sus ciudadanos; por lo que se refiere a la cantidad de servicios públicos con los que cuenta un país para ofrecer a sus ciudadanos, los cuales pueden ser: telecomunicaciones, agua potable, alumbrado, servicio de salud, educación, etc.
- *Consumo por otros sectores:* Es el uso que se le da a la energía eléctrica por otras instituciones diferentes a las antes mencionadas, este consumo energético puede ser utilizada en diferentes actividades como el transporte, investigación o salud ya sean estos públicos o privados que demandan de electricidad.

### 2.3.3. Potencia y energía eléctrica.

La potencia y energía eléctrica son factores ligados entre sí, ya que para generar potencia es necesario energía (Enríquez , 2009), son los principios que nos permiten identificar tanto la capacidad instalada en las diferentes centrales o plantas de generación y además del consumo o demanda de la electricidad en diversos periodos de tiempo, los indicadores nos permiten conocer como está constituido el sector eléctrico y su capacidad de respuesta según los requerimientos del país.

La potencia se considera como la capacidad de desarrollar un trabajo en las plantas de generación eléctrica, la potencia se mide en vatios (W) y esta determina la cantidad de electrones movilizadas por la energía eléctrica (tensión); en las centrales hidroeléctricas responde principalmente a la altura de la caída del agua y al caudal turbinado. (Enríquez , 2009)

Una de las principales características de una central eléctrica es la potencia. En una central hidroeléctrica, esta responde al desnivel que existe entre el punto medio del embalse y el nivel medio de la descarga de agua bajo la planta, el caudal máximo turbinable y las características de los equipos mecánicos involucrados en la generación eléctrica (rendimiento).

Potencia de una central hidroeléctrica:

$$P = \rho Q H n * 9.81 * 10^{-3} (KW)$$

Donde:

$\rho$ : peso específico del agua en Kg/m<sup>3</sup>.

Q: Caudal turbinable en m<sup>3</sup>/seg.

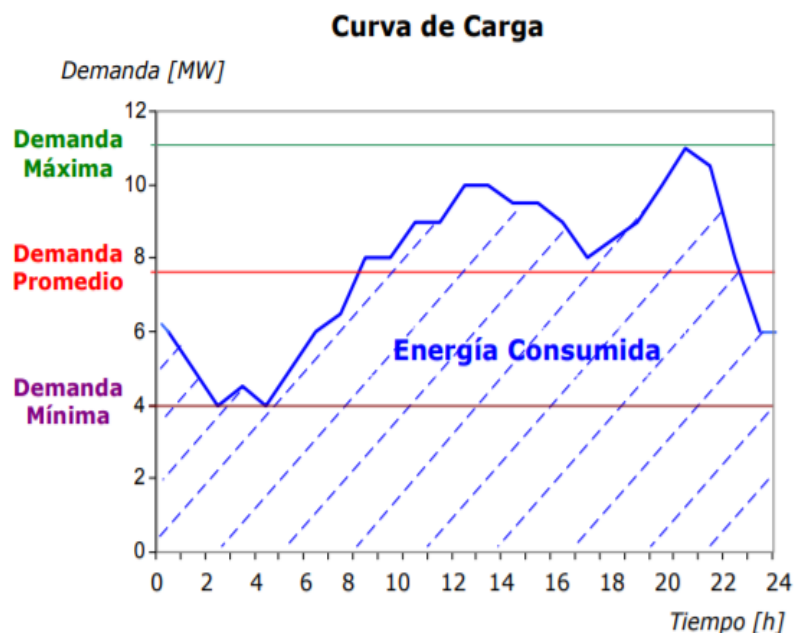
H: Altura de la caída en m.

n: Eficiencia global de operación (incluye al conjunto turbina-generador y acoplamientos mecánicos)

### 2.3.4. Curva de demanda eléctrica.

Las diferentes curvas o graficas muestran la variación de la potencia en un periodo definido (horas, días, meses...), donde la carga global se determina mediante la representación de un gran número de cargas individuales constituidas por los diferentes sectores de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado y otros). Estas cargas se encuentran determinadas en un periodo, patrón o tendencia de potencia requerida según las actividades que realizan los diferentes sectores. (SENER, 2015)

La demanda de energía eléctrica se representa en función del tiempo, debido a que la energía producida en las centrales debe ser consumida de manera simultánea, por lo que la demanda se puede representar gráficamente en tiempo real, la cual, es monitoreada para obtener datos precisos y gestionar la producción de las centrales de generación, además de las restricciones que se pueden generar en función de la carga necesaria para cubrir las necesidades del sistema. Figura 13

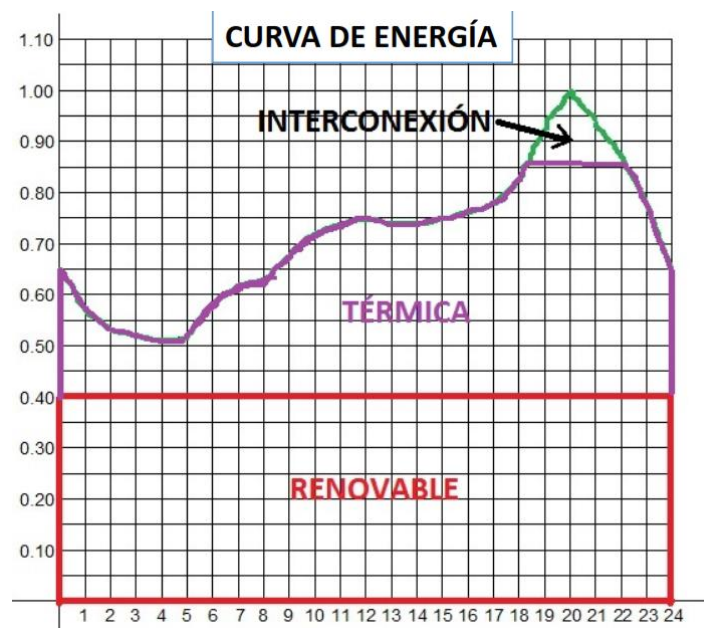


**Figura 13.** Ejemplo de curva de demanda eléctrica (horas)  
Fuente: (FACET, 2017)

El eje de las abscisas representa el tiempo y el eje de las ordenadas muestra la potencia demanda. La forma que tome la curva dependerá de varios factores como la naturaleza del grupo de consumo, los días de las semanas, las estaciones del año o factores climáticos.

Esta representación gráfica permite determinar la producción del sistema eléctrico, que se puede representar por demandas horarias, diarias, semanales, mensuales o anuales identificando la demanda prevista y la programada, además de los máximos picos de consumo en los periodos de análisis.

La energía que consume una ciudad, región o país corresponde al área bajo la curva de la demanda eléctrica generada en cierto tiempo, donde se puede identificar tanto los máximos de potencia y cantidad de energía demandados por los consumidores, que tiene un comportamiento variable a lo largo del tiempo, que es necesaria para la producción de electricidad y el funcionamiento de todos los aparatos domésticos, la industria y el comercio. (Enríquez , 2009)



**Figura 14.** Curva de demanda eléctrica (horas)  
Fuente: (Ariza Ramírez , 2013)

En la curva de demanda energética (Figura 14) se identifican tres zonas que deben ser provistas por la producción eléctrica de las diferentes centrales. En la parte baja se designa a las centrales denominadas de base, que son aquellas de menor costo de producción (centrales hidroeléctricas, eólicas, fotovoltaicas, nucleares), a continuación la demanda debe ser cubierta por las centrales de regulación, aquellas de mayor costo de producción (termoeléctricas) usadas como complemento de las centrales base, estas son capaces de dar una respuesta rápida al aumento o disminución de energía en función de las necesidades de la red, para finalmente dejar el pico de consumo a centrales con alta variabilidad (eólicas y solares) o por la interconexión que proporcionan otros países. (Núñez, 2011)

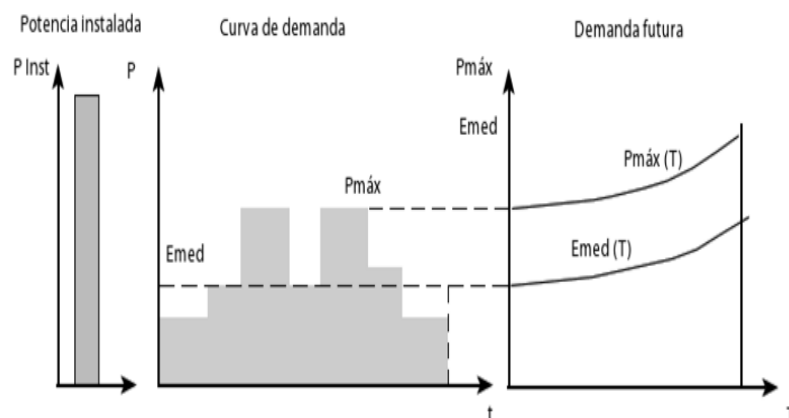
### 2.3.5. Proyección de la demanda eléctrica.

El pronóstico de la demanda eléctrica es una herramienta importante para la determinación de requerimientos energéticos futuros de una población, además para considerar las diferentes tecnologías de la energía.

Existe una relación directa entre la generación de políticas energéticas a corto y largo plazo con una planificación adecuada. Esta debe considerar aspectos sociales, económicos y ambientales tanto regionales como locales, con el fin de evitar problemas de suministro al sistema eléctrico dificultando el desarrollo de la sociedad. (Enríquez , 2009)

La proyección de la demanda permite determinar los requerimientos futuros de energía eléctrica (figura 15), un pronóstico insuficiente llevaría a una insatisfacción a los sectores de consumo, frenando el desarrollo de la economía nacional. Por otro lado con una sobrevaloración en la demanda conduce a un exceso de instalaciones que permanecerán ociosas, inmovilizando inversiones que podrían ser utilizadas en otros sectores. (ENDESA, 1974)

En un periodo de tiempo específico, para elaborar una proyección más acertada de la demanda eléctrica se debe considerar variables o indicadores de la comunidad, región o país, variables de influencia directa sobre la demanda con datos históricos y económicos como el Producto Interno Bruto (PIB), datos demográficos relacionados con el número de habitantes (migración, natalidad, mortalidad...). (ARCONEL, 2012)



**Figura 15.** Potencia instalada, curva de demanda y proyección de la potencia y energía.

Fuente: Centrales Hidroeléctricas, (Ortiz, 2011).

## CAPÍTULO 3: GENERACIÓN Y CONSUMO ELÉCTRICO EN EL ECUADOR (Evolución Mercado Eléctrico Nacional 2007-2016)

Para abastecer la demanda de energía eléctrica, es necesario que los organismos encargados de suministrar el servicio consideren las mejores alternativas según las condiciones técnicas y económicas presentes en el país. El Ecuador posee una variedad de recursos naturales y condiciones geográficas que permiten el desarrollo de diferentes centrales de producción eléctrica, ya sean de fuentes renovables como el agua, viento y sol, o de fuentes no convencionales como la biomasa y la geotérmica.

La hidroelectricidad considerada como fuente de producción eléctrica convencional en el país se da gracias a la geografía que presenta y a la concentración de agua especialmente en la vertiente amazónica que reúne cerca del 90 % de la potencia aprovechable, donde se encuentra el corazón energético del país con el proyecto Paute Integral (1,742MW) y se ejecutan proyectos adicionales como Coca Codo Sinclair, Quijos, Delsitanisagua que sumados dan una potencia superior a los 1,740 MW. El desarrollo de estos proyectos ha permitido que actualmente la matriz energética del Ecuador se conforme con un mayor aporte de las centrales hidroeléctricas, seguida por las termoeléctricas y las fuentes no convencionales. (ARCONEL, 2006-2016)

Durante el periodo 2007-2016 en el Ecuador se ejecutaron nueve proyectos de generación eléctrica (ocho hidroeléctricas y una central eólica) denominados como “emblemáticos” que respondan a una falta de inversión y a un crecimiento histórico del consumo que muestra un incremento del 80 % con respecto al 2007 con 18,897 (GWh).

En el año 2017 se pudo evidenciar diferentes realidades con algunos de los proyectos emblemáticos; proyectos entregados Coca Codo Sinclair, Manduriacu, Sopladora y Villonaco; en etapa de construcción, pero sin fecha fijada para su operación se encuentran Toachi Pilatón, Minas San Francisco, Mazar Dudas y Delsitanisagua, (Ecuavisa, 2017) en el caso de Quijos su realidad es diferente, ya que el trabajo en esta central se encuentra suspendido desde enero del 2016. (Alberto, 2016)

### 3.1. FUENTES DE ENERGÍA EN EL PAÍS.

Las fuentes de energía primarias para una producción eléctrica con las que cuenta el Ecuador, en consideración con sus características geomorfológicas y su ubicación en el planeta son:

- a) La energía *hidráulica* con un potencial hídrico de 15.000 m<sup>3</sup>/s el cual distribuye un 71 % en la vertiente Amazónica y 29 % hacia la vertiente del pacífico según estudios realizados por el extinto Instituto Ecuatoriano de Electricidad (INECEL), mediante la selección de 11 cuencas (Tabla 1) que evidencia un mayor potencial hídrico con un estimado de 73,390 MW, a partir de un análisis de pre factibilidad económico se determinó que la potencia aprovechable de 21,520 MW se encuentra concentrada en un 90 % en la cuenca amazónica (CONELEC, 2009).

Cuenca Hidrográfica	Potencial Aprovechable	
	Técnico	Económico
<b>Vertiente del Pacífico</b>		
Mira	488.5	
Esmeraldas	1,878.5	1,194.0
Guayas	310.7	
Cañar	112.2	
Jubones	687.7	590.0
Puyango	298.7	229.0
Catamayo	459.6	
<b>SUBTOTAL 1</b>	<b>4,235.9</b>	<b>2,013.0</b>
<b>Vertiente del Amazonas</b>		
Napo-Coca	6,355.0	4,640.0
Napo-Napo	5,929.5	3,839.0
Pastaza	1,434.0	1,121.0
Santiago-Namangoza	5,810.6	4,006.0
Santiago-Zamora	5,857.6	5,401.0
Mayo	859.0	500.0
<b>SUBTOTAL 2</b>	<b>26,245.7</b>	<b>19,507.0</b>
<b>TOTAL</b>	<b>30,481.6</b>	<b>21,520.0</b>

*Tabla 1.* Potencial técnico y económico de las principales cuencas  
Fuente: (INECEL, 1989)

- b) En el caso del Ecuador la energía *solar* representa un alto potencial, debido a su ubicación geográfica en el mundo, ya que se encuentra atravesada por la línea ecuatorial permitiendo el uso de esta energía renovable como generador de energía eléctrica, esto como consecuencia de la gran incidencia de la radiación solar que está

presente de forma homogénea a lo largo del año, presentando una insolación directa promedio de 2543.01 Wh/m<sup>2</sup>/día donde la mayor concentración se encuentra en las provincias de Loja, Cotopaxi, Pichincha e Imbabura (CONELEC, 2009).

- c) La energía *eólica* (Tabla 2) se desarrolló notable en el Ecuador durante estos últimos años, con el proyecto Villonaco en la provincia de Loja y la instalación de turbinas aerogeneradores en las islas Galápagos, a pesar de este avance, este tipo de energía eléctrica no representa un alto potencial para el país.

Provincia	Potencial Bruto		Potencial a Corto Plazo	
	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)	Potencia (MW)	Energía (GWh/año)
Carchi	13.80	23.69	13.80	23.69
Imbabura	18.95	32.54	11.04	18.96
Pichincha	122.42	210.28	122.42	210.18
Cotopaxi	17.98	30.87	-	-
Tungurahua	2.58	4.43	-	-
Bolívar	7.27	12.49	7.27	12.49
Chimborazo	91.80	157.62	35.61	61.14
Cañar	71.85	123.36	71.85	123.36
Azuay	294.75	506.07	101.77	175.74
Loja	880.19	1,511.26	520.46	893.62
Zamora Chinchipe	14.12	24.24	-	-
El Oro	135.25	232.22	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>1670.96</b>	<b>2869.07</b>	<b>884.22</b>	<b>1519.18</b>

**Tabla 2.** Potencial eólico del Ecuador

Fuente: (ARCONEL, 2015)

- d) La energía a través de la *biomasa* utiliza los desechos de las actividades agrícolas y ganaderas, este tipo de energía al igual que el uso de leña y bagazo de caña (único usado para generación eléctrica) usados de manera tradicional en la población ecuatoriana con diversos usos como actividades de bombeo de agua, lámparas, biodigestores y cocinas especialmente en sectores rurales o periféricos. (CIE, 2017)
- e) La energía *geotérmica* aprovecha el calor de la superficie terrestre para la generación de electricidad, este tipo de energía es limpia y renovable, sin embargo, no ha tenido un adecuado desarrollo debido a la escasez de recursos para estudios de factibilidad. (CONELEC, 2009)

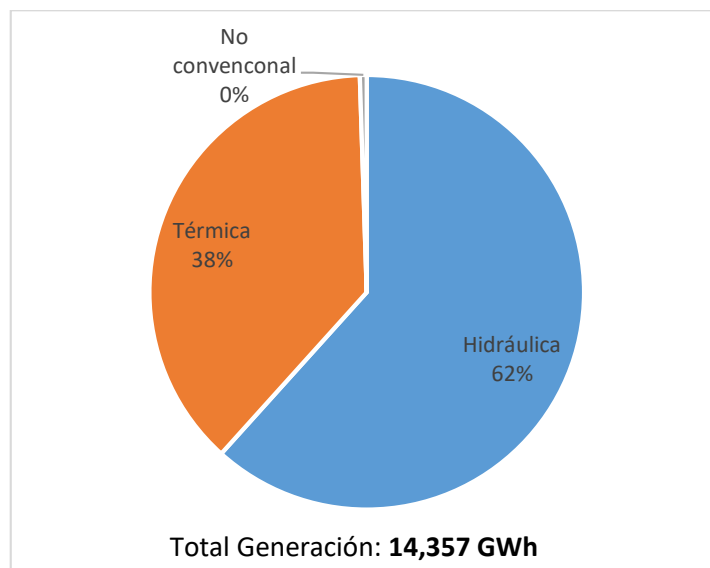
### 3.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL ECUADOR.

Para la generación energética se utilizan diversas fuentes de energía, sean renovables o no renovables, estas operan en respuesta del Sistema Nacional Interconectado y se encuentran monitoreadas por la empresa pública CENACE (Centro Nacional de Control de Energía).

Entre las diversas tecnologías que se utilizan en el país para la generación eléctrica, encontramos las térmicas de alto costo operativo (plantas de gas), que pueden ponerse en marcha de forma rápida y son útiles en periodos de estiaje para cubrir la demanda pico o en casos de emergencia.

La fuente convencional de energía que se utiliza en el Ecuador, es la energía hidráulica que además de ser una energía renovable no utiliza combustible y evita los impactos ambientales, sin embargo su construcción y mantenimiento tienen costos económicos elevados. (SENER, 2015)

Considerando los factores de demanda y operación, se buscaron nuevas formas de generación eléctrica, para diversificar la matriz con el fin de incrementar modelos de energías amigables y sustentables.



**Figura 16.** Energía neta producida por tipo de fuente 2007 (GWh)  
Fuente: CONELEC, Estadísticas 2007

Hasta el año 2007 las únicas fuentes eléctricas que aportaban al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), eran la hidroeléctrica y la termoeléctrica (Figura16), estas fuentes convencionales reflejaron la falta de inversión en nueva tecnología e infraestructura.

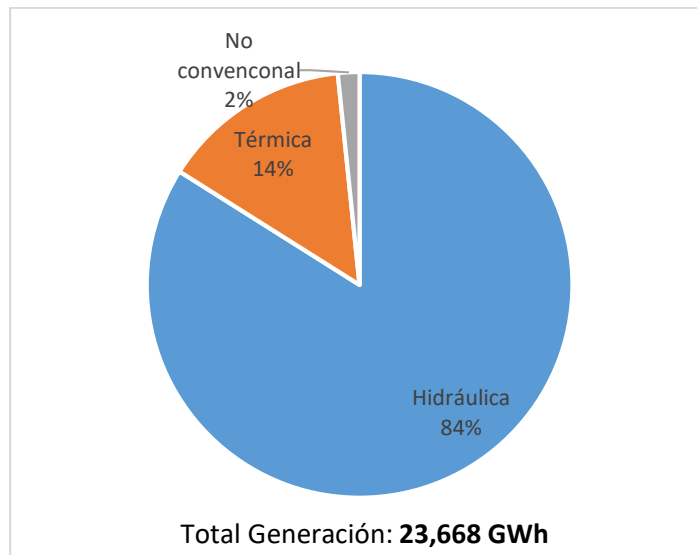
Con la reforma de la Constitución en el año 2008, motiva la búsqueda de nuevas tecnologías no convencionales, sin embargo, en 10 años se evidencia una participación variable con tendencia creciente en la matriz energética del Ecuador con el 4 % (1,057GWh) de la participación al año 2016 y el 2 % (388 GWh) en el 2017. (Figura 17)

Los proyectos emblemáticos de mayor producción eléctrica (Sopladora y Coca Codo Sinclair), ingresaron a operar a finales del año 2016 y sus efectos repercutieron en la generación eléctrica para el año 2017. (Tabla 3)

GENERACION ENERGETICA SIN INTERCONEXION	AÑOS										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
<b>GENERACION HIDROELECTRICA</b>	8,855	11,077	9,038	8,470	10,969	12,048	10,848	11,025	12,415	14,938	19,868
<i>INGRESO PROYECTO EMBLEMATICO</i>				Paute- Mazar (Diciembre 2010; energía media 800 GWh/año)					Manduriacu (Marzo 2015; energía media 575.24 GWh/año)	Paute- Sopladora (Agosto 2016; energía media 2560 GWh/año).Coc a Codo Sincalir (Noviembre 2016; energía media 8743 GWh/año).	
<b>GENERACION TERMoeLECTRICA</b>	5,429	4,410	6,157	7,761	6,044	6,867	8,340	8,937	8,723	6,887	3,412
<b>FUENTES NO CONVENCIONALES</b>	73	100	104	115	147	156	209	671	947	1,057	388
<i>INGRESO PROYECTO EMBLEMATICO</i>							Villonaco (Enero 2013; energía media 65 GWh/año)				
<b>TOTAL (GWh)</b>	<b>14,357</b>	<b>15,587</b>	<b>15,299</b>	<b>16,346</b>	<b>17,160</b>	<b>19,071</b>	<b>19,397</b>	<b>20,633</b>	<b>22,085</b>	<b>22,882</b>	<b>23,668</b>

**Tabla 3. Generación eléctrica neta periodo 2007-2016 (GWh)**

Fuente: (CENACE, 2016)

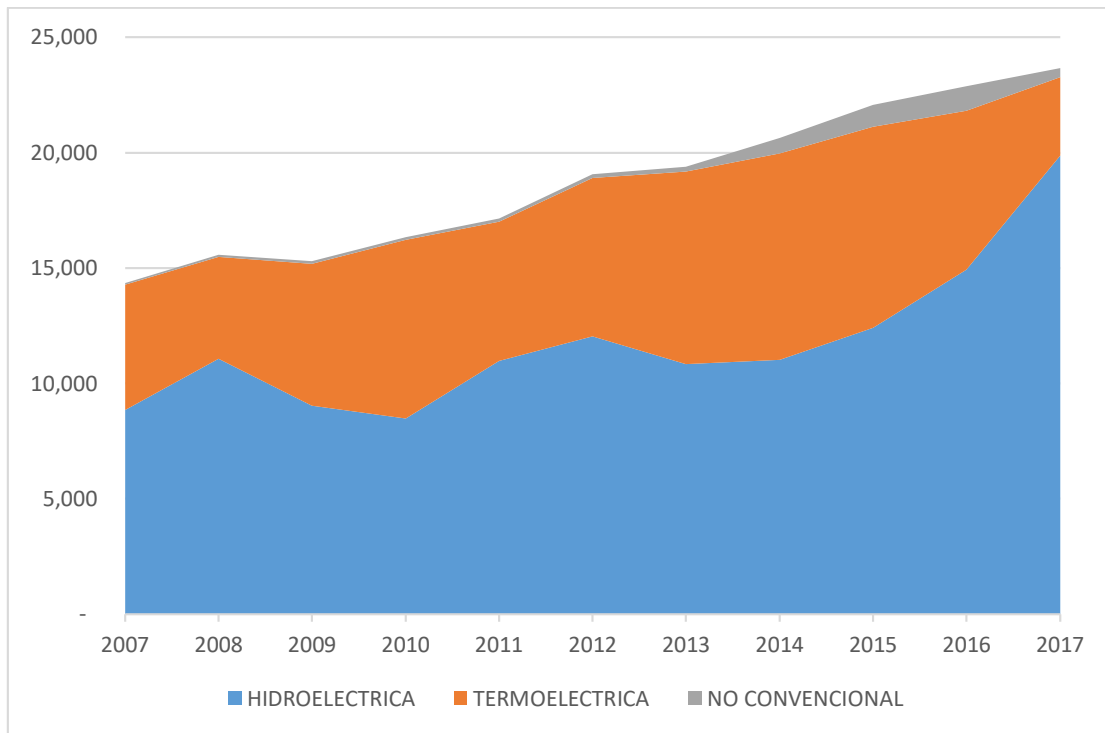


**Figura 17.** Energía neta producida por tipo de fuente 2017 (GWh)  
Fuente: (CENACE, 2017)

La unidad de negocio CELEC-Hidropaute formado por sus centrales hidroeléctricas Paute, Mazar y Sopladora, aún se mantiene como el corazón energético del país, con un potencial de 1,757 MW con aproximadamente el 30 % de la potencia y una energía bruta producida de 7,497 GWh que representa el 32 % de la generación eléctrica. (CENACE, 2017)

CELEC-Termogas Machala, CELEC- Electroguayas y CELEC-Termoesmeraldas generaron 2,985 GWh representaron el 81 % de producción térmica y el 13 % de la generación eléctrica, tomando en consideración las centrales operativas del año 2017. (CENACE, 2017)

En el periodo comprendido entre 2007-2016 entraron en funcionamiento veintisiete centrales eléctricas entre públicas y privadas (Pacheco, Ecuador subutiliza el 48% de la potencial eléctrica instalada, 2017), donde se evidenció un crecimiento, principalmente en las generación hídrica con los proyectos emblemáticos y un aporte creciente en fuentes no convencionales especialmente desde el año 2013 (Figura18). Donde entra en funcionamiento la central eólica Villonaco mostrando al año 2014 un aumento del 220 % con 671 GWh, llegando con un crecimiento sostenido hasta el año 2016 con 1,057 GWh donde se registra un mayor aporte de fuentes no convencionales, en la que destacan la generación eléctrica eólica, solar y con biomasa. (CENACE, 2016)



**Figura 18.** Generación eléctrica por tipo de generación 2007-2016 (GWh)  
Fuente: (CENACE, 2017)

La generación eléctrica por fuentes hídricas, entre el año 2007 y 2017, tuvo un incremento del 124 %, generando 19,868 GWh y con una participación del 84 % en la matriz productiva.

Los proyectos emblemáticos que entraron en funcionamiento entre los años 2015-2016, permitieron aumentar esta producción, donde se cuenta con: Coca Codo Sinclair, Sopladora y Manduriacu que suman una energía media anual cercana a los 12,000 GWh/año.

### 3.2.1. Situación actual de los proyectos emblemáticos

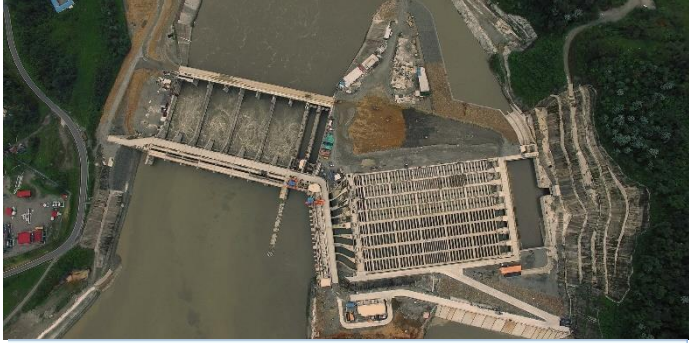
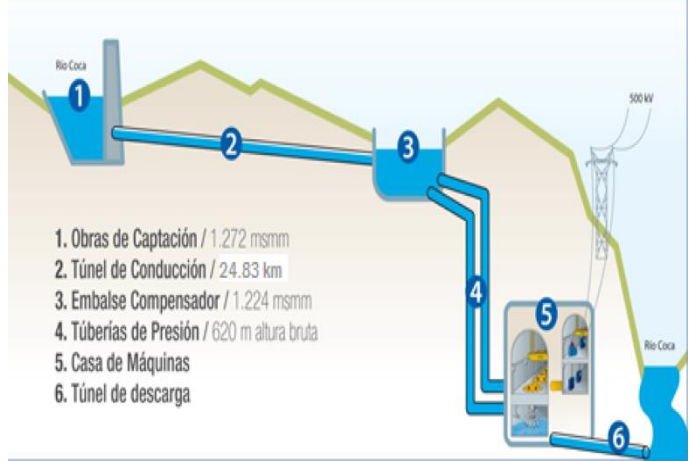


**Figura 19.** Ubicación de proyectos emblemáticos de generación eléctrica.  
**Fuente:** (MEER, 2017), googlemaps.



**Figura 20.** Potencia de proyectos emblemáticos de generación eléctrica.  
**Fuente:** (MEER, 2017), googlemaps.


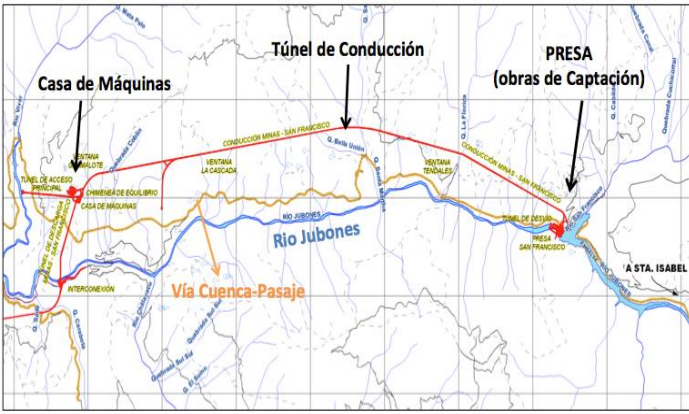
### 3.2.1.1. Proyecto hidroeléctrico Coca Codo Sinclair.

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Coca Codo Sinclair.</b>	
  <p>1. Obras de Captación / 1.272 msmm                  2. Túnel de Conducción / 24.83 km                  3. Embalse Compensador / 1.224 msmm                  4. Tuberías de Presión / 620 m altura bruta                  5. Casa de Máquinas                  6. Túnel de descarga</p>	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Provincia del Napo, Sector Codo Sinclair
<b>Vertiente:</b>	Amazonas
<b>Potencia:</b>	1.500 MW
<b>Energía Media:</b>	8.743 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	De pasada con embalse compensador
<b>Tipo de turbina:</b>	Peltón
<b>Número de unidades:</b>	8 de 187, 5 MW c/u
<b>Caudal medio anual:</b>	287 m <sup>3</sup> /s
<b>Inicio de construcción:</b>	Julio del 2010
<b>Avance del proyecto:</b>	100 %- En operación
<b>Fecha de operación:</b>	Noviembre 2016
<b>Costo:</b>	USD 2.245 millones
<b>Concesionario:</b>	CELEC- Hidrotoapi

**Tabla 4.** Ficha de identificación Coca Codo Sinclair

**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

### 3.2.1.2. Proyecto hidroeléctrico Minas San Francisco.

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Minas San Francisco</b>	
 	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Azuay, el Oro y Loja (Sumaypamba/ Uzhcurrumi)
<b>Vertiente:</b>	Pacífico
<b>Potencia:</b>	275 MW
<b>Energía Media:</b>	1.290 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	De pasada
<b>Tipo de turbina:</b>	Peltón
<b>Número de unidades:</b>	3 de 91.66 MW
<b>Caudal medio anual:</b>	48.26 m <sup>3</sup> /s
<b>Inicio de construcción:</b>	Diciembre 2011
<b>Avance del proyecto:</b>	95.1 % Mayo 2017- en construcción
<b>Fecha de operación:</b>	SF
<b>Costo:</b>	USD 556 millones
<b>Concesionario:</b>	Enerjubones S.A

**Tabla 5.** Ficha de identificación Minas San Francisco

**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)


### 3.2.1.3. Proyecto hidroeléctrico Delsitanisagua.

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Delsitanisagua</b>	
 	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Provincia de Zamora Chinchipe, Cantón Zamora
<b>Vertiente:</b>	Amazonas
<b>Potencia:</b>	180 MW
<b>Energía Media:</b>	1411 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	Pasada
<b>Tipo de turbina:</b>	Peltón
<b>Número de unidades:</b>	2 de 60 MW c/u
<b>Caudal medio anual:</b>	47.3 m <sup>3</sup> /s
<b>Inicio de construcción:</b>	Mayo 2012
<b>Avance del proyecto:</b>	84.2 % (Mayo 2017)- En construcción
<b>Fecha de operación:</b>	SF
<b>Costo:</b>	USD 334 millones.
<b>Concesionario:</b>	CELEC EP- GENSUR

*Tabla 6.* Ficha de identificación Delsitanisagua

Fuente: (MEER, 2017), (CELEC, 2017)


### 3.2.1.4. Proyecto hidroeléctrico Manduriacu.

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Manduriacu</b>	
 <p>The image consists of two parts. The top part is a night-time aerial photograph of the Manduriacu dam and powerhouse, showing the concrete structure and the illuminated area. The bottom part is a topographic map of the project area, showing the river, dam, and various facilities. The map is labeled with 'Planta General de las Obras' and includes a compass rose. Key locations marked on the map include: Bodegas, Talleres Mecánicos, Oficinas, Polvorin, Presa, Planta Hormigón, Túnel de Desvío, Trituradora, and Alojamiento Odebrecht.</p>	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Entre Quito y Cotacachi
<b>Vertiente:</b>	Pacífico
<b>Potencia:</b>	65 MW
<b>Energía Media:</b>	575.24 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	Presa a gravedad de hormigón
<b>Tipo de turbina:</b>	Kaplan
<b>Número de unidades:</b>	2 de 32.5 MW c/u
<b>Caudal medio anual:</b>	168.9 m <sup>3</sup> /s
<b>Inicio de construcción:</b>	Febrero 2012
<b>Avance del proyecto:</b>	100 %- En operación
<b>Fecha de operación:</b>	Marzo 2015
<b>Costo:</b>	USD 183,27 millones.
<b>Concesionario:</b>	CELEC EP

*Tabla 7.* Ficha de identificación Manduriacu


**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

### 3.2.1.5. Proyecto hidroeléctrico Mazar Dudas.

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Mazar-Dudas</b>	
	
<p>Proyecto formado por 3 centrales hidroeléctricas en cascada Alazán y San Antonio que aprovechan el agua del río Mazar; luego la central Dudas que aprovecha en caudal del río Pindiling.</p>	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Cañar cantón Azogues (Rivera, Pindiling, Taday y Luis Cordero)
<b>Vertiente:</b>	Amazonas
<b>Potencia:</b>	20.82 MW
<b>Energía Media:</b>	125.3 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	De pasada (sin embalse o represa)
<b>Tipo de turbina:</b>	Alazán: Peltón San Antonio: Peltón Dudas: Peltón
<b>Número de unidades:</b>	Alazán: 1 San Antonio: 1 Dudas: 1
<b>Caudal medio anual:</b>	Alazán: 3.6 m <sup>3</sup> /s San Antonio: 4.40 m <sup>3</sup> /s Dudas: 3 m <sup>3</sup> /s
<b>Inicio de construcción:</b>	Marzo 2011
<b>Avance del proyecto:</b>	86.76 % (Mayo 2017)- Paralizado
<b>Fecha de operación:</b>	Opera parcialmente de la central Alazán desde julio 2017 (2015)
<b>Costo:</b>	USD 58 millones.
<b>Concesionario:</b>	CELEC S.A- HIDROAZOGUES

**Tabla 8.** Ficha de identificación Mazar Dudas  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

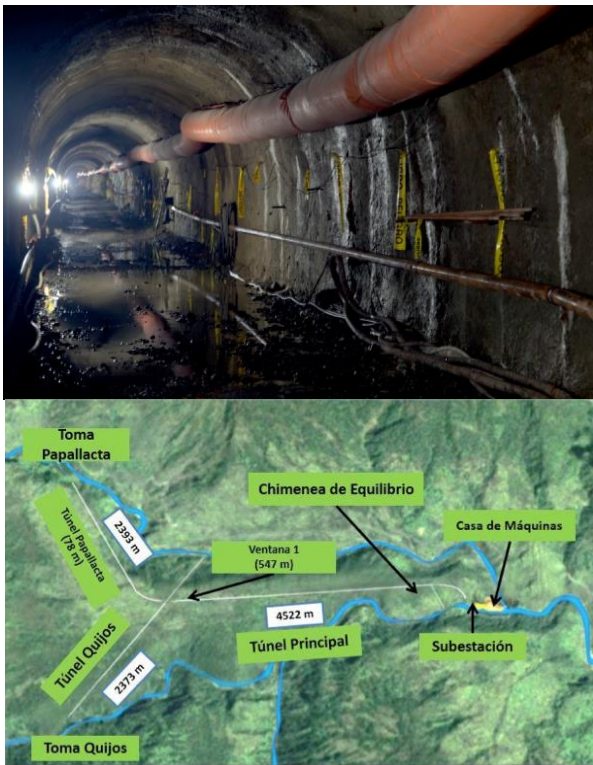
### 3.2.1.6. Proyecto hidroeléctrico Toachi Pilatón.

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Toachi-Pilatón</b>	
	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Santo Domingo de los Tsáchilas
<b>Vertiente:</b>	Pacífico
<b>Potencia:</b>	Central Sarapullo: 50 MW Central Alluriquín: 204 MW
<b>Energía Media:</b>	1100 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	Con embalse regulador, Subterránea.
<b>Tipo de turbina:</b>	Francis
<b>Número de unidades:</b>	Central Sarapullo: 3 16.33 MW c/u Central Alluriquín: 3 de 68 MW c/u
<b>Caudal medio anual:</b>	41.30 m <sup>3</sup> /s y 28.65 m <sup>3</sup> /s
<b>Inicio de construcción:</b>	Junio 2011
<b>Avance del proyecto:</b>	94.94 % Mayo 2017- Paralizado
<b>Fecha de operación:</b>	SF
<b>Costo:</b>	USD 508 millones
<b>Concesionario:</b>	HIDROTOAPI SA

**Tabla 9.** Ficha de identificación Toachi Pilatón


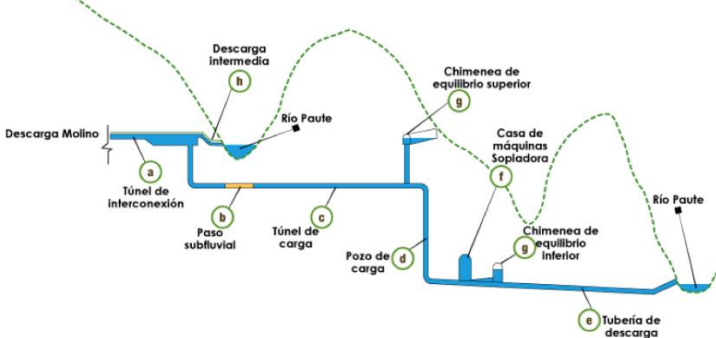
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

### 3.2.1.7. Proyecto hidroeléctrico Quijos

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Quijos</b>	
	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Provincia del Napo, Cantón Quijos
<b>Vertiente:</b>	Amazonas
<b>Potencia:</b>	50 MW
<b>Energía Media:</b>	355 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	Azud con derivación lateral más desarenador.
<b>Tipo de turbina:</b>	Francis
<b>Número de unidades:</b>	3 de 17 MW c/u
<b>Caudal medio anual:</b>	12.99 m <sup>3</sup> /s (Quijos) y 16.16 m <sup>3</sup> /s (Papallacta)
<b>Inicio de construcción:</b>	Junio 2012
<b>Avance del proyecto:</b>	46.72 % (Mayo 2017)- Paralizado
<b>Fecha de operación:</b>	SF
<b>Costo:</b>	USD 138,28 millones.
<b>Concesionario:</b>	CELEC EP

**Tabla 10.** Ficha de identificación Quijos  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

3.2.1.8. Proyecto hidroeléctrico Sopladora.

<b>Ficha del proyecto hidroeléctrico: Sopladora</b>	
	
	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación hidroeléctrica
<b>Ubicación:</b>	Aguas debajo de la central Paute Molino, entre las provincias de Azuay y Morona Santiago.
<b>Vertiente:</b>	Amazonas
<b>Potencia:</b>	487 MW
<b>Energía Media:</b>	2.560 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	De pasada
<b>Tipo de turbina:</b>	Francis
<b>Número de unidades:</b>	3 de 162.6 MW c/u
<b>Caudal medio anual:</b>	135 m <sup>3</sup> /s
<b>Inicio de construcción:</b>	Agosto 2010
<b>Avance del proyecto:</b>	100 % - En operación
<b>Fecha de operación:</b>	Agosto 2016
<b>Costo:</b>	USD 755 millones
<b>Concesionario:</b>	CELEC S.A- HIDROPAUTE

*Tabla 11.* Ficha de identificación Sopladora  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

### 3.2.1.9. Proyecto eólico Villonaco.

<b>Ficha del proyecto eólico: Villonaco</b>	
	
<b>Datos generales del proyecto</b>	
<b>Tipo de contrato:</b>	Generación eólica
<b>Ubicación:</b>	Provincia de Loja, cerro Villonaco
<b>Potencia:</b>	16.5 MW
<b>Energía Media:</b>	65 GWh/año
<b>Detalles del proyecto</b>	
<b>Tipo de Central:</b>	Eólica
<b>Tipo de turbina:</b>	Aerogenerador
<b>Número de unidades:</b>	11 de 1.5 MW
<b>Inicio de construcción:</b>	Julio 2011
<b>Avance del proyecto:</b>	100 % - En operación
<b>Fecha de operación:</b>	Enero 2013
<b>Costo:</b>	USD 48.5 millones
<b>Concesionario:</b>	VILLONACO WIND POWER

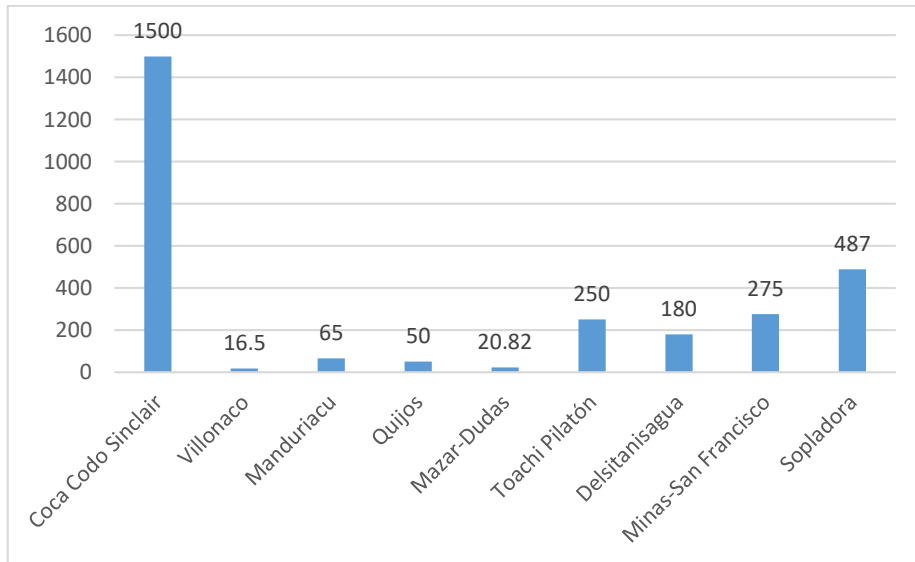
**Tabla 12.** Ficha de identificación Villonaco  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

#	Proyecto emblemático	Constructor	País de Origen
1	Coca Codo Sinclair	Sinohydro	China
2	Villonaco	Xinjiang Goldwind Science and Tefchnology	China
3	Manduriacu	Norberto Odebrecht S.A	Brasil
4	Quijos	China National Electric Engineering Company ( diciembre 2015), Sin contratista defido*	China
5	Mazar-Dudas	China National Electric Engineering Company (diciembre 2015)	China
6	Toachi Pilatón	China International Water & Electric Corp (CWE) (Obra Civil), Inter Rao (Equipos electromecánicos), Celec-Hidrotoapi.	China, Rusia y Ecuador.
7	Delsitanisagua	Hydrochina S.A	China
8	Minas-San Francisco	Harbin-Electric	China
9	Sopladora	Gezhouba Group Company-Fopeca S.A.	China

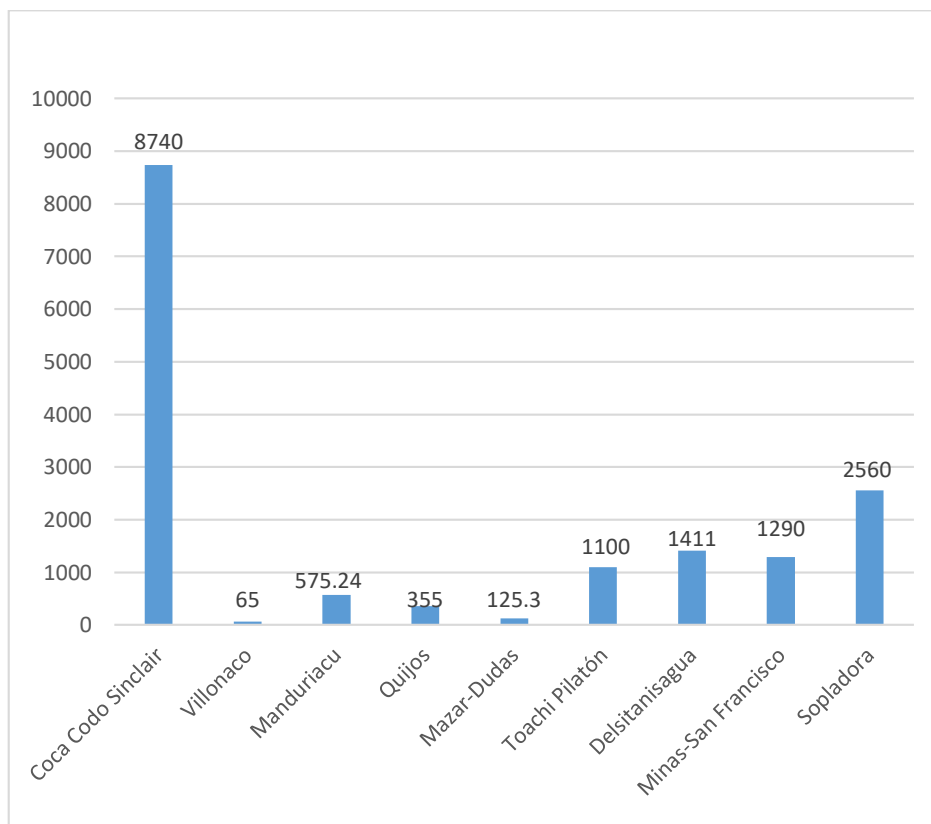
**Tabla 13.** Empresas constructoras de proyectos emblemáticos  
Fuente: (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

Para fortalecer el Sistema Eléctrico Nacional en el país se invirtieron más de \$11.200 millones de dólares en el periodo comprendido entre el año 2007 al 2016, según los datos presentados por el Plan Maestro 2017. De esta inversión se utilizó para la generación eléctrica alrededor de \$7,200 millones de dólares representando el 64 % del total, esta cantidad se utilizó para la repotenciación de varias centrales y nuevos proyectos en los que se encuentran los emblemáticos con 4,800 MUSD en su ejecución. (ARCONEL, 2016)

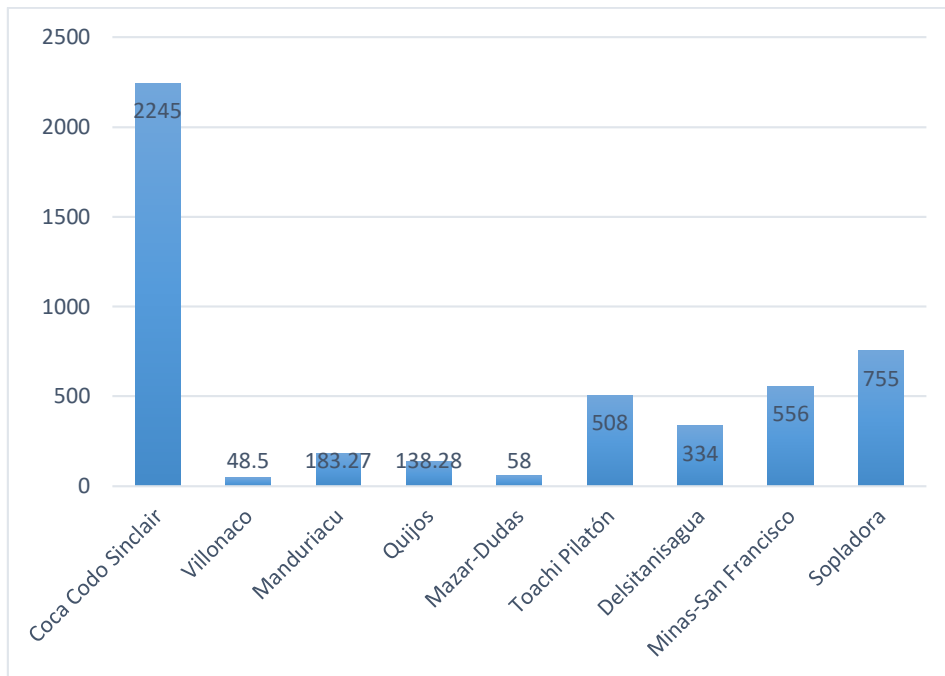
Como se puede observar en la Tabla #13, ocho de los nueve proyectos emblemáticos tuvieron en su ejecución inicial la intervención de constructoras de origen chino que fueron contratadas desde el gobierno central, lo que evidencia una participación abierta de estas empresas extranjeras en el desarrollo de estos proyectos.



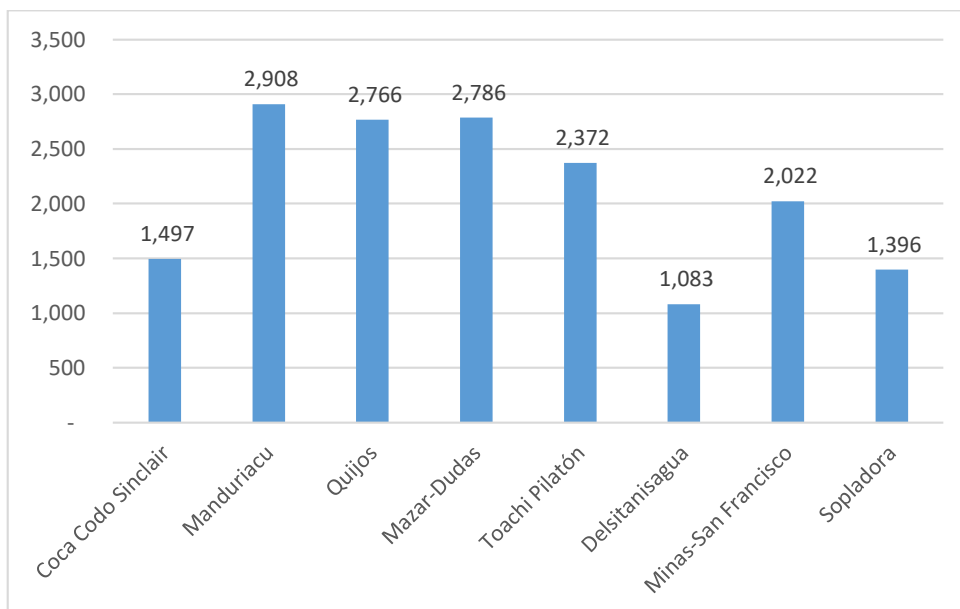
**Figura 21.** Potencia instalada (MW)  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)



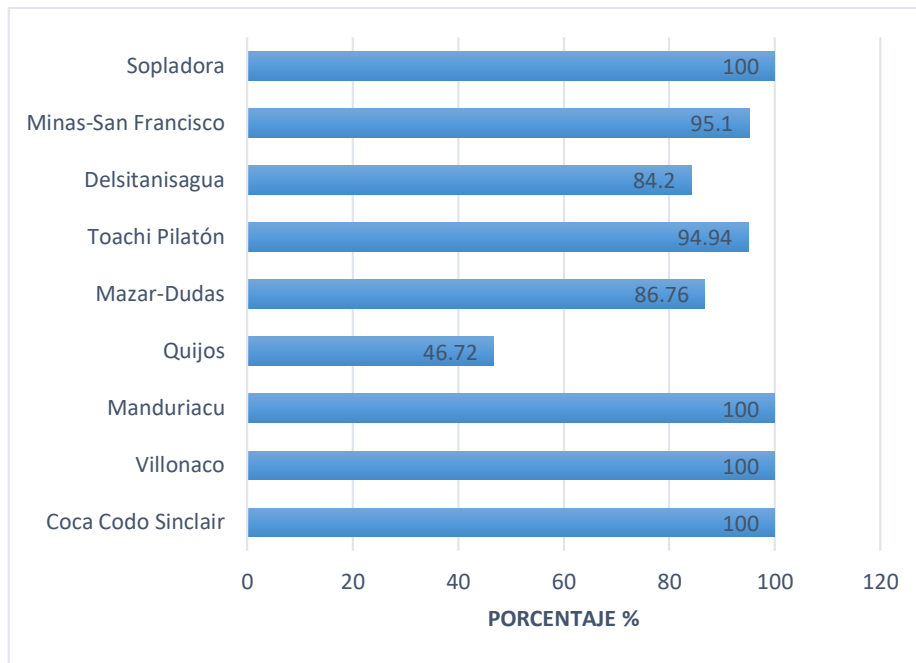
**Figura 22.** Energía media anual (GWh/año)  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)



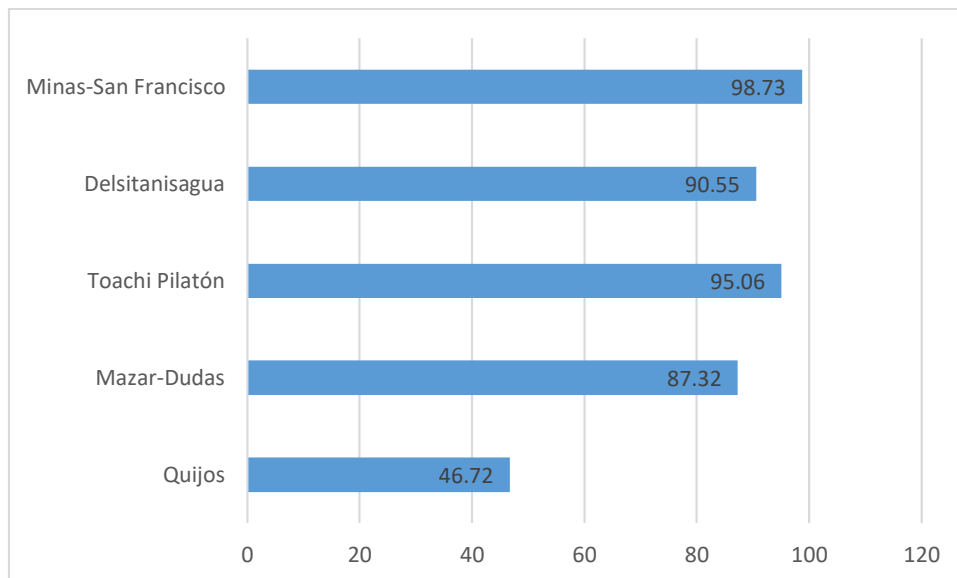
**Figura 21.** Costo de ejecución de los proyectos (MUSD)  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)



**Figura 22.** Costo unitario de ejecución de proyectos emblemáticos (\$/KW)  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)



**Figura 23.** Estado de ejecución de los proyectos emblemáticos a mayo 2017 (%)  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)



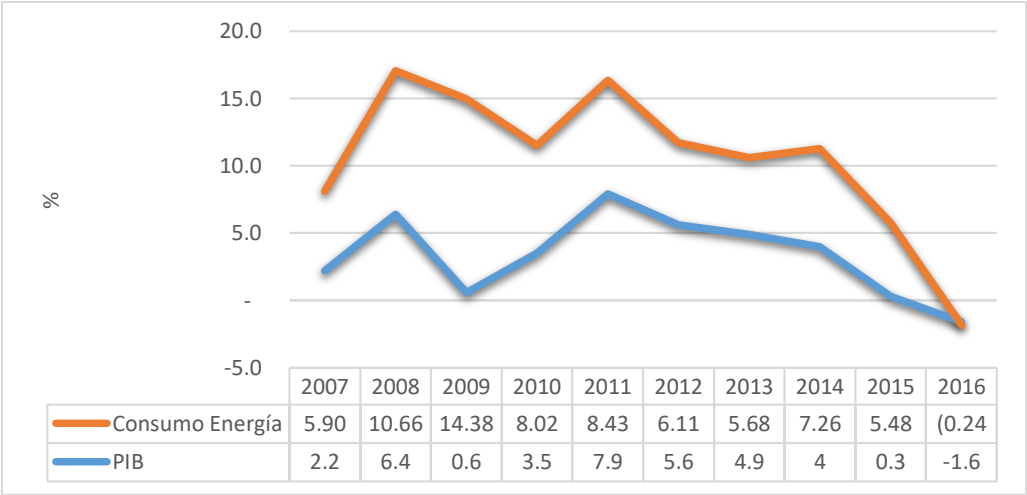
**Figura 24.** Estado de ejecución de los proyectos emblemáticos a noviembre 2017 (%)  
**Fuente:** (MEER, 2017), (CELEC, 2017)

Los proyectos emblemáticos próximos a entrar en funcionamiento son: Minas San Francisco, Delsitanisagua y Toachi Pilatón, que tienen un avance significativo como se observó hasta noviembre del 2017 (Figura 26), mientras que las centrales Quijos y Mazar-Dudas se encuentran suspendidas desde el 2015 por la finalización unilateral del contrato por parte del gobierno de Rafael Correa. (Ecuavisa, 2017)

### 3.3. CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

En el periodo comprendido entre el año 2007-2016 se puede observar un crecimiento positivo en la economía ecuatoriana hasta el año 2014, según datos del PIB en el 2011 se dio un incremento del 7,9 % debido a los precios que tenían las materias primas, sin embargo, en los años 2015 y 2016 se desencadena una desaceleración de la economía alcanzando un -1.6 % al año 2016, por el contexto de recesión mundial que afecto al país.

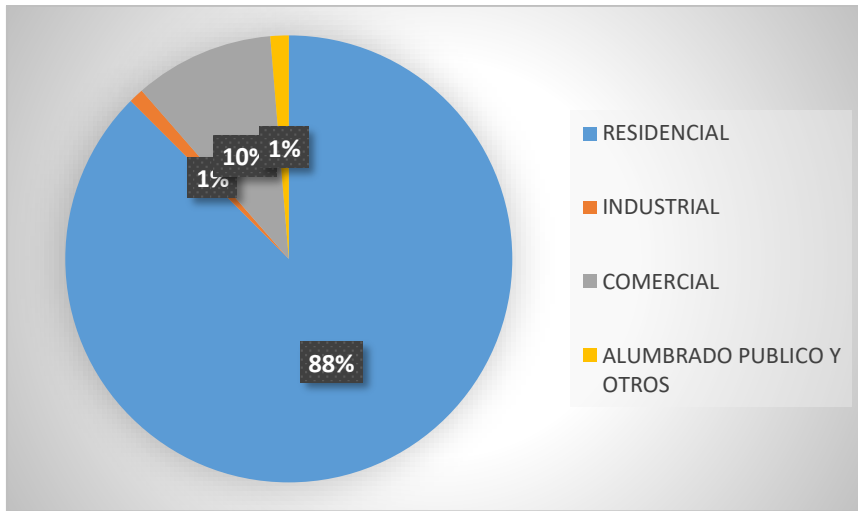
En este periodo se incrementó el consumo nacional de energía eléctrica con una tasa de promedio anual que llego a alcanzar cerca del 7 %, para ubicarse en 18,897.4 GWh en el año 2016, estos porcentajes se dieron en relación con el PIB y presentaron un incremento anual del 3.4 %, marcando una relación directa en su comportamiento a través de los años como se indica en la Tabla #14.



**Tabla 14. Variación Anual del PIB y Consumo de Energía**  
 Fuente: (ARCONEL, 2017), (Banco Central del Ecuador, 2016)

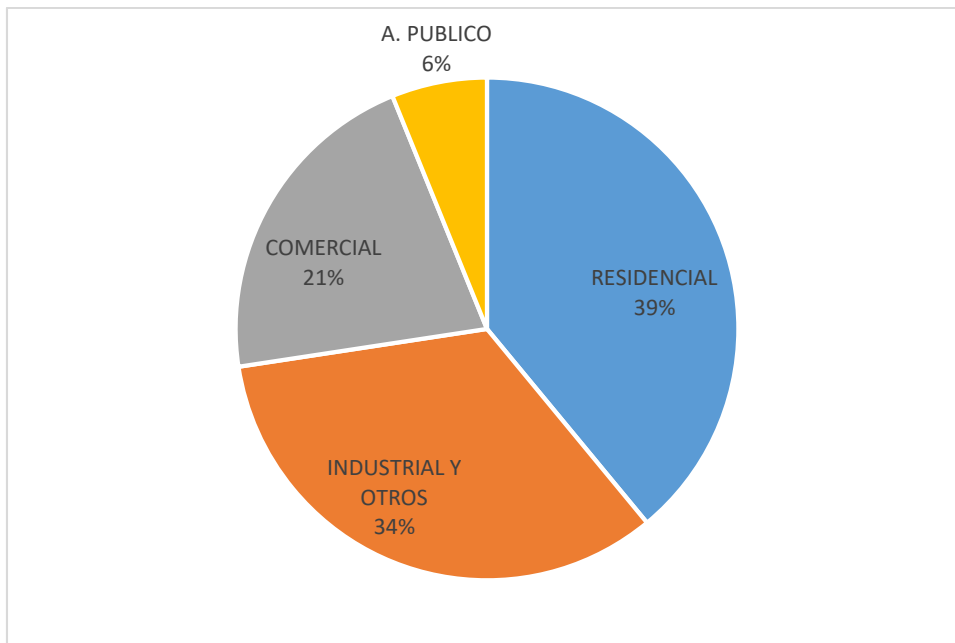
#### 3.3.1. Consumidores de energía eléctrica.

En los últimos diez años en el sector eléctrico se observa una tasa de crecimiento media anual del 4.17 % en el número de usuarios, es decir, que se abasteció de energía eléctrica a alrededor de 4.9 millones, dando como resultado que el sector doméstico o residencial tiene una mayor participación en el número de usuarios con alrededor del 88 %, como se observa en la figura 25.



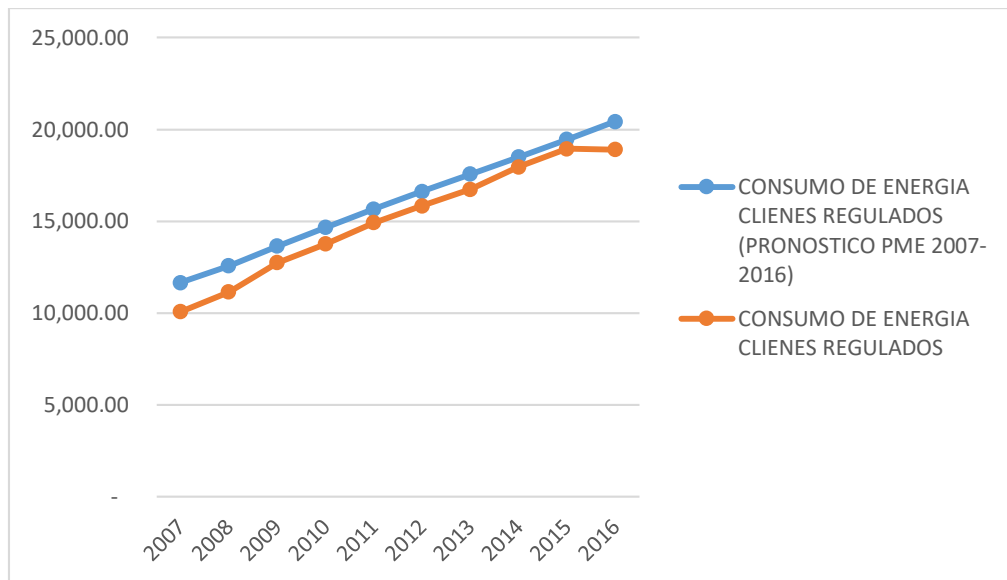
**Figura 25.** Composición de clientes por grupo de consumo 2016 (%)  
Fuente: (CENACE, 2017)

El consumo de energía eléctrica presentó una tasa de crecimiento medio anual superior al 7%, este porcentaje está marcado por la potencia instalada, el horario de consumo y el grupo de clientes o sector residencial, comercial, industrial y de alumbrado público, que presentaron 18,897 GWh en el año 2016. Figura 26



**Figura 26.** Consumo de Energía Eléctrica por clientes 2016 (%)  
Fuente: (CENACE, 2017)

### 3.3.2. Comparación de la evolución del consumo 2007-2016 entre Plan Maestro de Electrificación (2007) y datos históricos.

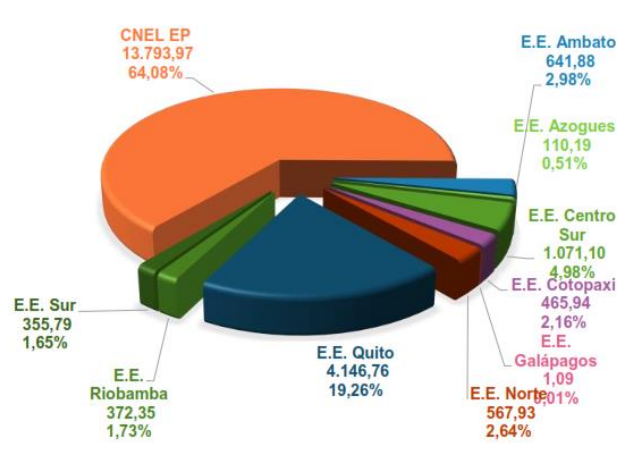


**Figura 27.** Comparación del consumo energético 2007-2016  
**Fuente:** (ARCONEL, 2016)

Si observamos la evolución histórica de la demanda eléctrica y la proyectada por el Plan Maestro 2007, se evidencian variaciones mínimas de alrededor del 2 %, se puede evidenciar que presentan un comportamiento similar en lo referente al consumo de clientes regulados durante el periodo 2007-2016, como se indica en la Figura 27, la evolución de la demanda eléctrica, muestra una tendencia lineal manteniendo un escenario medio de crecimiento. Esta proyección fue presentada en el Plan de Electrificación 2007 la que se mantuvo por arriba de la demanda real.

### 3.3.3. Ventas por empresas

El consumo de la energía eléctrica debe ser cubierto y abastecido, por las empresas distribuidoras que compran energía, estas empresas o corporaciones pueden incluso tener una participación privada, como lo muestra la Figura 28, por ejemplo, la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) y la Empresa Eléctrica Quito compran más del 93 % de la energía producida.



**Figura 28.** Energía comprada por empresas distribuidoras (GWh)

Fuente: ARCONEL, Estadísticas 2016

El identificar la demanda de cada zona o región nos permite comprender el comportamiento de los usuarios con respecto al uso de la energía eléctrica, ya que se encuentran relacionados con cierto nivel de desarrollo (industrial o comercial), además otro aspecto importante para un análisis de consumo que son las características climáticas de cada región.

Un análisis realizado por provincias evidencia que las demandas generadas en Guayas y Pichincha cubrieron el 59 % del total, esto asociado a una elevada demográfica, siendo estas ciudades las más pobladas del país, además de una concentración de grandes zonas industriales. (CENACE, 2016)

Al considerar las regiones en las que se encuentra dividido el país, la Sierra representa el 40%, la Costa el 57 %, la región Amazónica el 2.7 % y la región Insular o Galápagos el 0,3% del total de la demanda eléctrica. Como se puede observar en la Región Litoral o Costa existe un mayor consumo, debido a su clima cálido, al importante desarrollo urbano y de zonas industriales y factores que influyen en la demanda eléctrica de los usuarios. (CENACE, 2016).

### 3.4. DEMANDA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.

En el Ecuador Continental, se encuentran interconectadas las 24 provincias por una red de transmisión de energía en diferentes voltajes, que atraviesa las tres regiones (Amazonia, Sierra y Costa), que se la conoce actualmente como el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I).

Para determinar un pronóstico de demanda de energía se deben considerar diversos factores, entre los más importantes constan las ventas de energía, pérdidas, comportamiento histórico y consumo sectorial, con el fin de establecer el valor máximo que se presenta en una hora del año. (SENER, 2015)

#### 3.4.1. Demanda Máxima Coincidente

Esta demanda corresponde a la suma de demandas registradas del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) en un instante.

PERIODO	AÑOS									
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Enero</b>	2,600	2,620	2,570	2,663	2,883	2,937	3,165	3,275	3,504	3,593
<b>Febrero</b>	2,590	2,610	2,543	2,744	2,938	2,970	3,162	3,351	3,523	3,638
<b>Marzo</b>	2,550	2,640	2,598	2,810	2,970	3,000	3,213	3,383	3,540	3,654
<b>Abril</b>	2,605	2,740	2,645	2,820	2,945	3,061	3,248	3,393	3,607	3,583
<b>Mayo</b>	2,610	2,720	2,615	2,807	2,953	3,062	3,178	3,406	3,602	3,587
<b>Junio</b>	2,540	2,650	2,591	2,715	2,893	3,045	3,081	3,378	3,560	3,471
<b>Julio</b>	2,500	2,610	2,568	2,681	2,828	2,970	3,039	3,366	3,525	3,450
<b>Agosto</b>	2,450	2,620	2,644	2,686	2,795	2,980	3,092	3,313	3,471	3,450
<b>Septiembre</b>	2,590	2,720	2,605	2,723	2,871	3,060	3,178	3,343	3,545	3,490
<b>Octubre</b>	2,595	2,700	2,635	2,811	2,863	3,025	3,197	3,325	3,591	3,457
<b>Noviembre</b>	2,660	2,645	2,650	2,779	2,950	3,110	3,243	3,455	3,653	3,573
<b>Diciembre</b>	2,706	2,785	2,768	2,879	3,052	3,207	3,332	3,503	3,670	3,625
<b>Máxima Coincidente</b>	<b>2,706</b>	<b>2,785</b>	<b>2,768</b>	<b>2,879</b>	<b>3,052</b>	<b>3,207</b>	<b>3,332</b>	<b>3,503</b>	<b>3,670</b>	<b>3,654</b>
<b>Incremento (%)</b>	2.50	2.92	-0.61	4.01	6.01	5.08	3.90	5.13	4.77	-0.44

*Tabla 15.* Demanda Máxima Coincidente del SIN, 2007-2016 (MW)

Fuente: (ARCONEL, 2006-2016)

El crecimiento promedio mostrado en la demanda de potencia del periodo comprendido entre 2007-2016 presenta un 3.32 % de crecimiento promedio anual cerca de 100 MW anuales, a pesar de los decrecimientos que se presentaron en el año 2009 y en el año 2016 (Tabla 15),

donde la economía ecuatoriana presento una crisis económica durante esos años y demostrando la relación directa entre la demanda y la economía del país. (Orozco, 2015)

3.4.2. Curva de demanda (Comportamiento horario y estacional)

El 23 de marzo del año 2016, se generó el pico de potencia con una demanda de 3,654 MW, este requerimiento fue cubierto en mayor parte por las centrales hidroeléctricas. (Figura 29)

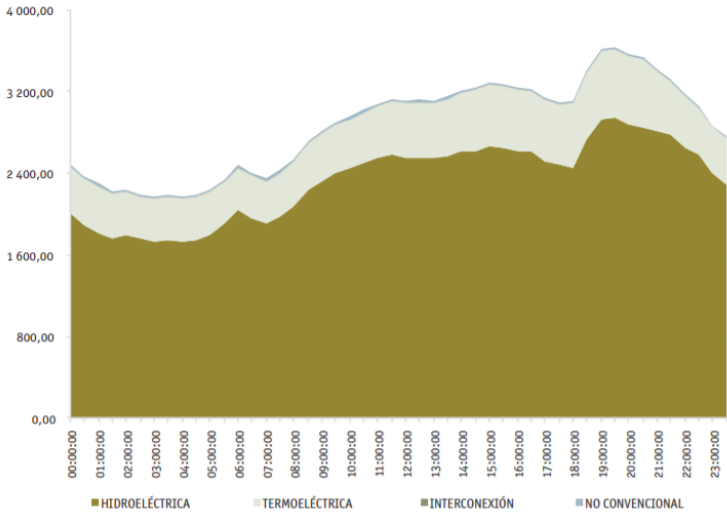


Figura 29. Curva del día de mayor demanda de potencia año 2016 (MW)  
Fuente: (MEER, 2017)

A continuación se puede observar el comportamiento de la curva de demanda máxima de potencia de acuerdo a los meses del año 2016, donde se observa una mayor demanda en los meses de invierno con una tendencia cercana a los 3,600 MW en los meses de diciembre, enero, febrero y marzo; además se puede evidenciar que en todos los meses del año 2016 la demanda máxima de potencia supera los 3,400 MW. Figura 30



Figura 30. Curva del día de mayor demanda de potencia año 2016 (MW)  
Fuente: (MEER, 2017)

### 3.5. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (GENERACIÓN)

Si se considera las fases de producción de la energía eléctrica hasta llegar a los consumidores finales, en el Ecuador se inicia este proceso en las diferentes centrales que transforman la energía de fuentes primarias en energía eléctrica, y esta es transportada por el Sistema Nacional Interconectado (SIN) operado por el CENACE, el cual es responsable de garantizar el abastecimiento de energía a las distribuidoras.

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) une las tres regiones del Ecuador Continental, sostenida por las diferentes centrales de generación eléctrica y la interconexión con Colombia y Perú. Es importante mencionar que en el año 2017 no se integraron nuevas centrales de generación eléctrica, por lo que solo se posee los proyectos emblemáticos que están pendientes y que se encuentran en etapa de construcción o paralizados, los cuales se deben incorporar al Sistema Nacional.

#### 3.5.1. Capacidad Instalada

Hasta 2016 la infraestructura destinada para la producción eléctrica cuenta con 302 centrales que tienen la capacidad de producir una potencia efectiva de 7,606 MW, considerando al Sistema Nacional Interconectado (125 centrales – 6,739 MW) que representa el 88 % del total de la potencia disponible nacional y de sistemas no incorporados (177 centrales- 867 MW) con el 12 % de participación. Tabla 16

<b>SISTEMA</b>	<b>CENTRALES</b>	<b>POTENCIA EFECTIVA (MW)</b>
S.N.I	125	6,739
No Incorporados	177	867
<b>Total</b>	<b>302</b>	<b>7,606</b>

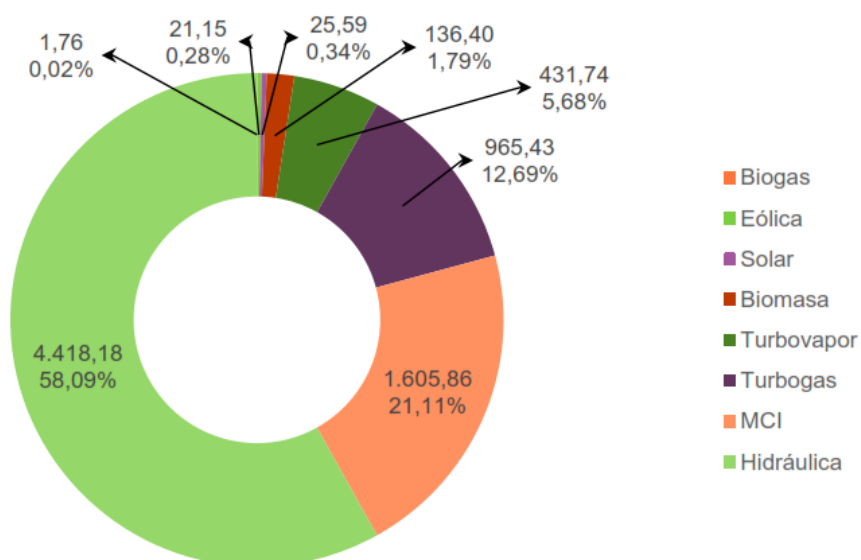
*Tabla 16.* Potencia disponible y número de centrales  
Fuente: (ARCONEL, 2006-2016)

SISTEMA	POTENCIA EFECTIVA (MW)
S.N.I	6,739
Interconexión Colombia	525
Interconexión Perú	110
<b>Total disponible</b>	<b>7,374</b>

**Tabla 17.** Potencia disponible Servicio público del Ecuador (MW)  
Fuente: (ARCONEL, 2006-2016)

Para el servicio público que representa el sector de mayor demanda de electricidad se encuentra disponible 7,374 MW, que se encuentran marcados por la disponibilidad de recursos energéticos, la infraestructura que lo conforma y la localización de los centros de mayor consumo que determinan la capacidad instalada del país. Tabla 17

La matriz productiva de energía eléctrica en nuestro país, se basa en los aportes de las centrales hidroeléctricas con un 58 %, a continuación las termoeléctricas con un 40 %, que se encuentra compuesto por sistemas de turbogas (TG), turbovapor (TV) y motores de combustión interna (MCI) y por la generación de fuentes renovables no convencionales como: biomasa, eólica, biogás y fotovoltaicas que superan ligeramente el 2 % de la participación de la matriz eléctrica, según los datos presentados por ARCONEL en la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano del año 2016. Figura 31



**Figura 31.** Matriz eléctrica del Ecuador (MW)  
Fuente: (ARCONEL, 2006-2016)

En el año 2016 se obtiene como resultado que más del 60 % de la capacidad productiva está conformada por fuentes renovables, que ayudan a reducir los costos operativos y los impactos ambientales, como se muestra en la Figura 31 y Tabla #18.

Tipo de Energía	Tipo de Central	Potencia Efectiva (MW)
Renovable	Hidráulica	4,418
	Eólica	21
	Biomasa	136
	Solar	26
	Biogás	2
Total		4,603
No renovable	Térmica	3,003
<b>Total</b>		<b>7,606</b>

**Tabla 18.** Potencia nominal y efectiva por el tipo de central (MW)  
Fuente: ARCONEL, Estadísticas 2016

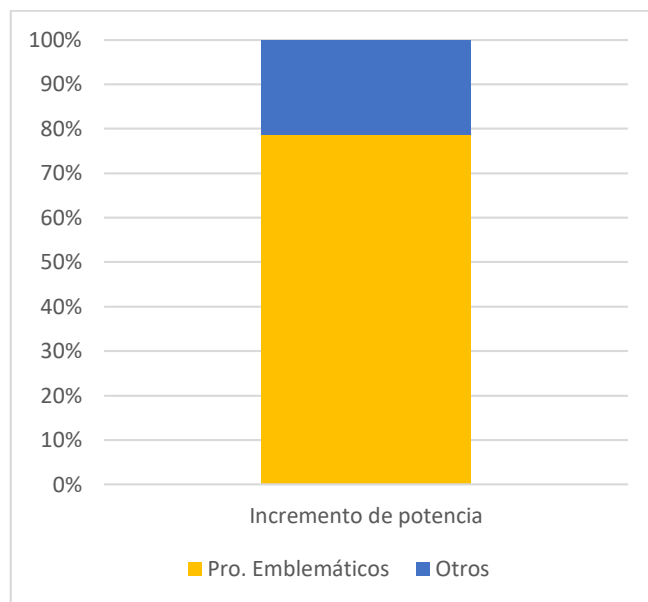
Según ARCONEL y la CENACE al culminar el año 2016 con la incorporación de varias centrales en la que destacan las dos más grandes e importantes como Coca Codo Sinclair con una potencia nominal igual a 1,500 MW y la Central Sopladora con 487 MW, donde se registró 7,606 MW de potencia efectiva y con una demanda máxima de potencia de 3,654 MW. Tabla 19

Central	Empresa	Pública o Privada	Tipo de Central	Potencia (MW)
CELEC- Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Pública	Hidráulica	1,500.0
CELEC- Hidrozogues	Alazán	Pública	Hidráulica	6.2
CELEC- Hidropaute	Sopladora	Pública	Hidráulica	487.0
Ecuagesa	Topo	Privada	Hidráulica	28.1
Gasgreen	Gasgreen	Privada	Biogás	1.8
Vinita- Epf	Petroamazonas	Pública	Térmica	7.0
Hidrotambo	Hidrotambo	Privada	Hidráulica	8.0
Hidrovictoria	Victoria	Pública	Hidráulica	10.3
<b>Total potencia adicional en generación</b>				<b>2,048.4</b>

**Tabla 19.** Centrales que entraron en operación en 2016  
Fuente: ARCONEL, Estadísticas 2016

### 3.6. INCIDENCIA DE LOS PROYECTOS EMBLEMÁTICOS EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

De los nueve proyectos emblemáticos que comenzaron su ejecución en el periodo 2007-2016 se entregaron cuatro proyectos de generación, Coca- Codo Sinclair, Manduriacu, Villonaco y Sopladora, que representan un total de 2,060 MW instalados, constituyendo el 78 % de la potencia instalada entre el 2007-2016. Figura 32



**Figura 32.** Participación en el incremento de potencia periodo 2007-2016 (GWh)

Fuente: (ARCONEL, 2016)

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

Proyecto emblemático	Fecha de operación	Aporte S.N.I (GWH)					Total
		2013	2014	2015	2016	2017	
Coca Codo Sinclair	nov-16	-	-	144.31	3,264.01	5,913.00	9,321.32
Villonaco	ene-13	49.57	74.70	90.92	76.73	70.14	362.06
Manduriacu	mar-15	-	-	147.59	292.38	328.00	767.97
Mazar-Dudas (Alazán)	mar-15	-	-	8.34	10.20	20.18	38.72
Sopladora	ago-16	-	-	-	949.14	2,187.54	3,136.68
							<b>13,626.75</b>

**Tabla 20.** Aporte al S.N.I de proyectos emblemáticos en operación (GWh)

Fuente: (CENACE, 2016), (CENACE, 2017)

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

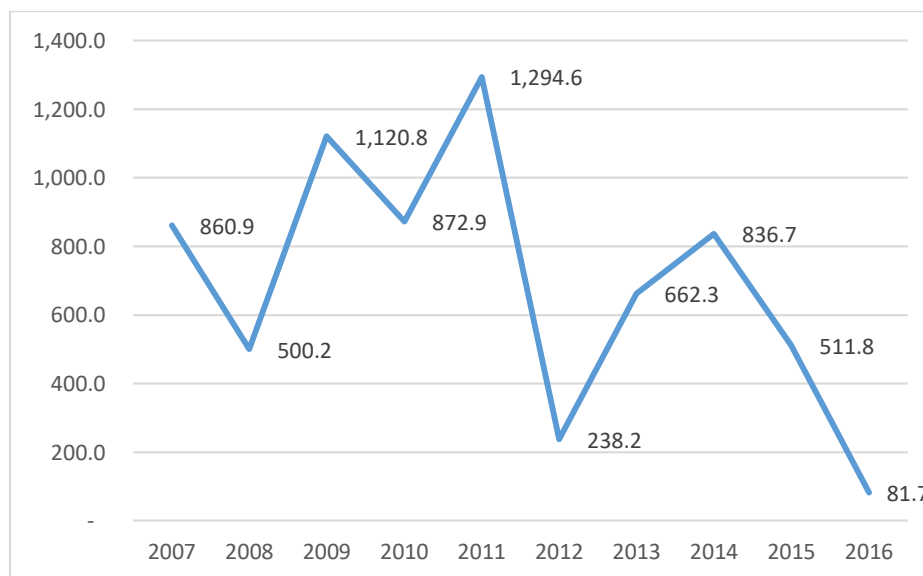
Para abastecer la demanda entre el periodo 2007-2016 el Sistema Nacional Interconectado recibió energía principalmente de las centrales hidroeléctricas y térmicas, estas últimas funcionan mediante derivados del petróleo, que son producidos en el país y en su mayoría importados siendo el Ecuador un productor petrolero.

Los proyectos emblemáticos entregaron al país más de 13,600 GWh desde el inicio de sus operaciones alimentando el S.N.I. donde se destacan los aportes de la central Coca-Codo Sinclair y Sopladora. Entre el 2013-2016 se instalaron 2,060MW, es decir hubo un aumento promedio de 515/año MW adicionales. Tabla 20

### 3.6.1. Incidencia de los proyectos emblemáticos de generación eléctrica.

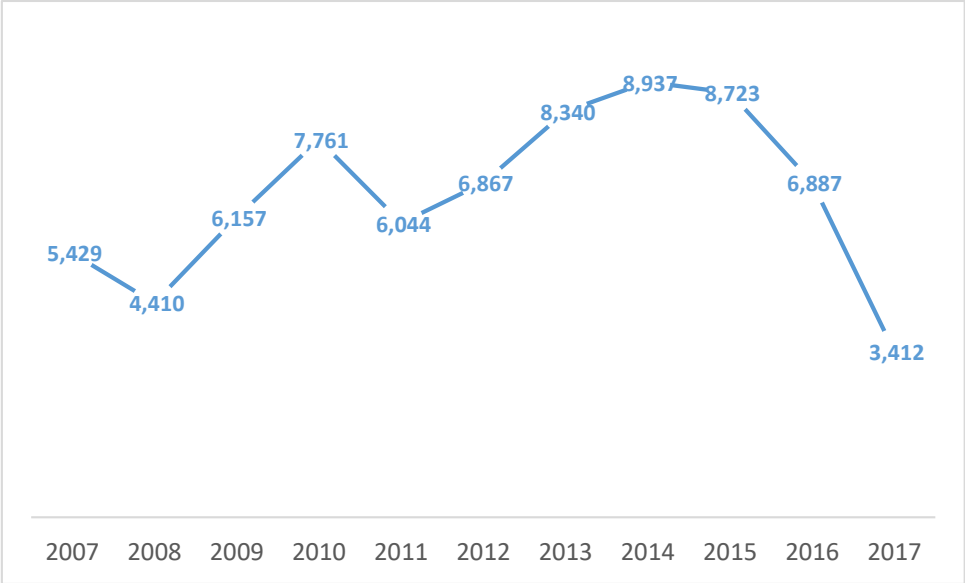
El Ecuador históricamente para cubrir la demanda energética o por crisis en el sector eléctrico debido al estiaje, aplico medidas de racionamiento eléctrico acompañadas de un aumento en la producción termoeléctrica en base de combustibles fósiles, además de la importación de energía de Colombia y Perú. (El Comercio, 2009)

Como se pudo presenciar en los años 2009-2010 y 2014, se presentó un periodo de estiaje recurrente entre los meses de octubre-marzo, donde se evidencio la dependencia del Sistema Eléctrico al complejo hidroeléctrico Paute, con la importación de combustibles y energía (Figura 33) para poder cubrir la demanda nacional. (El Telégrafo, 2013)



**Figura 33.** Importación de energía 2007-2016 GWh  
Fuente: (ARCONEL, 2016)

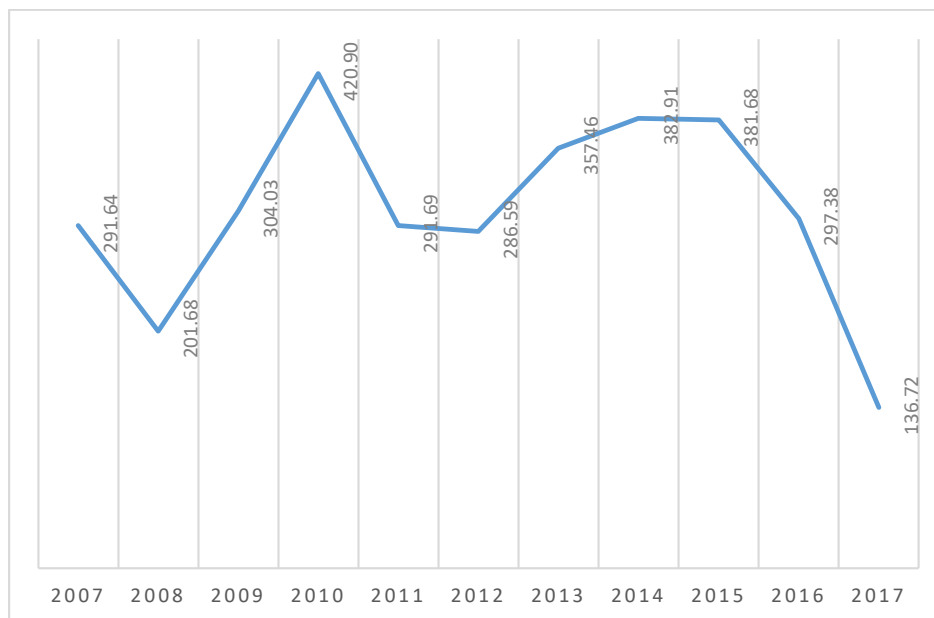
Para las centrales térmicas del país se utilizan distintos tipos de combustibles de origen fósil: Gas Natural, Nafta, Diésel y Fuel Oil, dirigidos especialmente al sector industrial y cubrir la demanda pico. Este tipo de generación tiene un mayor costo de producción y efectos negativos al medio ambiente con la expulsión de gases tóxicos a la atmosfera. Figura 34



**Figura 34.** Generación térmica 2007-2017 (GWh)  
Fuente: (ARCONEL, 2017)

La incidencia directa de la operación de las centrales hidroeléctricas se presenta en la reducción del uso de las centrales térmicas, la importación de energía y el aumento en la exportación de la energía a consecuencia de un crecimiento en la potencia y generación eléctrica en el sistema. (Castro, 2011)

Si se considera el costo en el uso de combustibles para las diferentes centrales de generación térmica y a esto sumado la importación y exportación de energía desde el año 2007, como se puede observar en la Tabla #21 y en la Figura #35 que indican la incidencia directa de los proyectos emblemáticos en la generación eléctrica del país.



**Figura 35.** Gasto directo en generación térmica 2007-2017 (MUSD)

**Fuente:** (ARCONEL, 2017) (CENACE, 2017)

Año	Combustibles (-)	Importación de energía (-)		Exportación de energía (+)		Balance
	MUSD	GWh	MUSD	GWh	MUSD	
2007	291.64	860.9	65.68	38.4	1.29	356.0
2008	201.68	500.2	33.99	37.5	2.29	233.4
2009	304.03	1,120.8	129.29	20.8	1.08	432.2
2010	420.90	872.9	92.59	10.1	0.57	512.9
2011	291.69	1,294.6	88.39	14.4	0.31	379.8
2012	286.59	238.2	25.21	11.9	2.54	309.3
2013	357.46	662.3	78.06	29.0	1.16	434.4
2014	382.91	836.7	96.71	47.2	1.99	477.6
2015	381.68	511.8	81.11	46.2	2.68	460.1
2016	297.38	81.7	8.27	401.6	37.72	267.9
2017	136.72	18.52	0.89	194.23	3.12	134.5

**Tabla 21.** Balance energético combustibles, importación y exportación de energía (MUSD)

**Fuente:** (ARCONEL, 2017) (CENACE, 2017)

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

## CAPÍTULO 4: PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como se especificó en el capítulo dos, esta investigación toma como punto de relevancia la estimación tanto de la oferta y la demanda eléctrica como herramientas necesarias para una correcta planificación, operación del sistema, además de futuras inversiones, que permitan al país alcanzar el objetivo principal del Sistema Eléctrico según la LOSPEE, el cual es suministrar la energía eléctrica de manera continua, segura, confiable y amigable con el medio ambiente adaptándose continuamente a la demanda del país.

En este capítulo analizaremos los principales indicadores que nos permitirán realizar una proyección de la oferta y la demanda energética del país en respuesta a la potencia eléctrica, para lo cual, se planteará como perspectiva futura el año 2030, contemplando un análisis a largo plazo necesario para una planificación y expansión del Sector Eléctrico.

Para la proyección de la potencia eléctrica se va considerar factores históricos, demográficos y económicos que permitan modelar la demanda futura. Para la oferta se tomará en cuenta la infraestructura existente, además de los proyectos que se encuentran planificados para los próximos años, según el ARCONEL, en los que constan los proyectos emblemáticos de generación eléctrica que aún no han sido integrados al Sistema Nacional Interconectado.

Es importante mencionar que, para esta proyección, se va a considerar un escenario de crecimiento medio, debido a que respondió de manera acertada las expectativas del crecimiento del consumo eléctrico que se presentaron en el Plan del año 2007, ya que en base a los registros históricos que se presentaron en la última década presentó un comportamiento conservador.

Se va considerar tres factores principales que intervienen directamente en la determinación de la demanda futura como lo indica (Ariza Ramírez , 2013):

- Datos históricos como información de vital importancia permitiendo generar patrones de consumo.
- El PIB marca el nivel socio económico de los consumidores además de su relación directa con la demanda eléctrica.

- Crecimiento demográfico con el aumento de la población que revela el incremento del número de consumidores de electricidad, incidiendo de manera directa en la demanda de bienes y servicios que se usan para satisfacer sus necesidades.

#### 4.1. INDICADORES ENERGÉTICOS DEL ECUADOR.

El Sector Eléctrico ecuatoriano debe responder a una planificación eficiente y coherente, para así abastecer las necesidades de la población requeridas en la actual, a mediano y a largo plazo, mediante la realización del pronóstico de la demanda eléctrica, la cual permite dimensionar y diseñar políticas, referentes a la generación eléctrica, que tengan la capacidad de cumplir criterios de calidad, estabilidad y confianza en el sector.

Para responder a un análisis coherente, es necesario realizar estimaciones en las que se debe considerar los registros históricos de consumo eléctrico, revisión de infraestructura existente del S.N.I, la evolución económica del país y los datos demográficos de la población que nos permitan establecer un posible escenario de crecimiento futuro, en el cual, el Sector Eléctrico necesitaría o no de nuevas inversiones para asegurar el servicio.

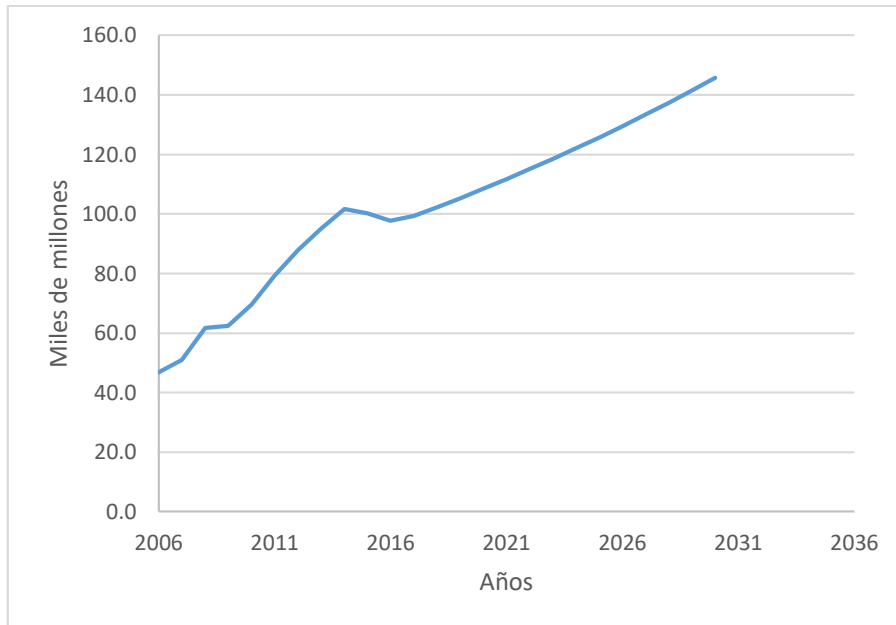
##### 4.1.1. Predicciones Macroeconómicas

En base a las estimaciones económicas definidas por el ARCONEL, se ejecutan proyecciones que permiten realizar una trayectoria de referencia acerca del consumo energético, tomando como plataforma un escenario histórico y proyectando un horizonte hacia el año 2030.

##### **Producto Interno Bruto**

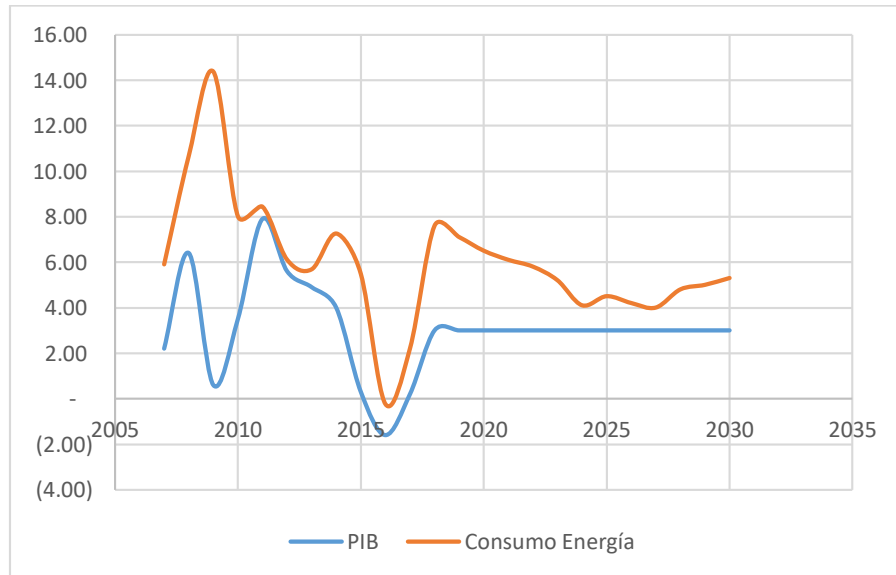
Al culminar el año 2017 el Ecuador presentó una ligera recuperación con respecto al año 2016, con un crecimiento del 3 %, este incremento fue mejor de lo que le país esperaba, ya que existían estimaciones de un decrecimiento del -1.5 % para el 2017 según el FMI. (Sebastián, 2017)

Tomando en cuenta los datos históricos, se va considerar una tasa de crecimiento del 3 % en el PIB, valor conservador para los próximos años 2018-2030.



**Figura 36.** Producto interno Bruto al 2030 (MMUSD)  
Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2016)

Para el año 2030, se contaría con un Producto Interno Bruto de alrededor de 145 mil millones de dólares, lo cual se traduce en un incremento de la inversión en los sectores productivos del país, y, por lo tanto, será necesario una mayor producción de energía eléctrica. Figura 36

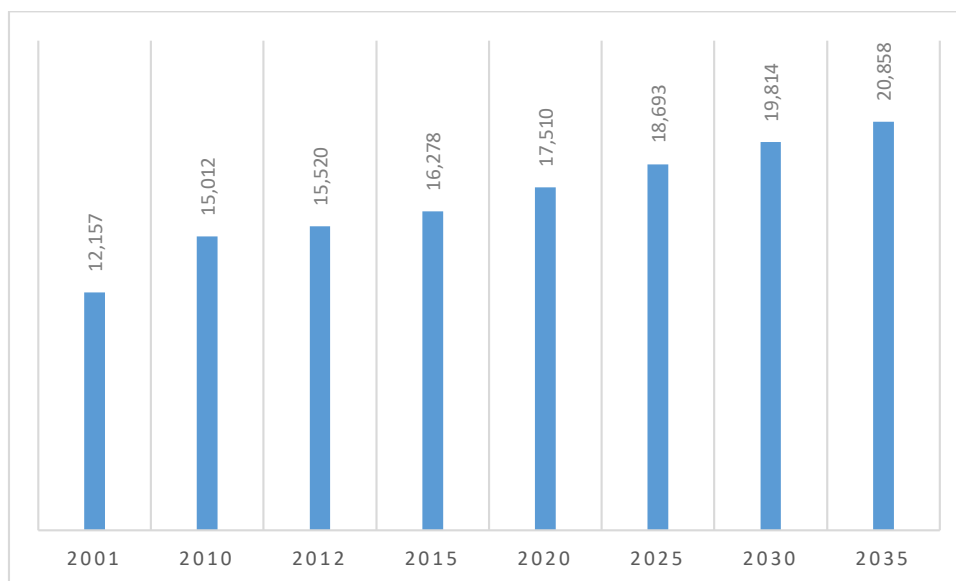


**Figura 37.** Evolución consumo de energía eléctrica y PIB (%)  
Fuente: (Banco Central del Ecuador, 2016), (ARCONEL, 2017)  
Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

El PIB muestra un comportamiento estrechamente relacionado con la demanda de energía eléctrica, se puede observar que para los próximos años se mantiene esa tendencia, con un crecimiento económico medio anual del 3 % y un crecimiento de la demanda promedio del 5 %. Figura 37

## Población

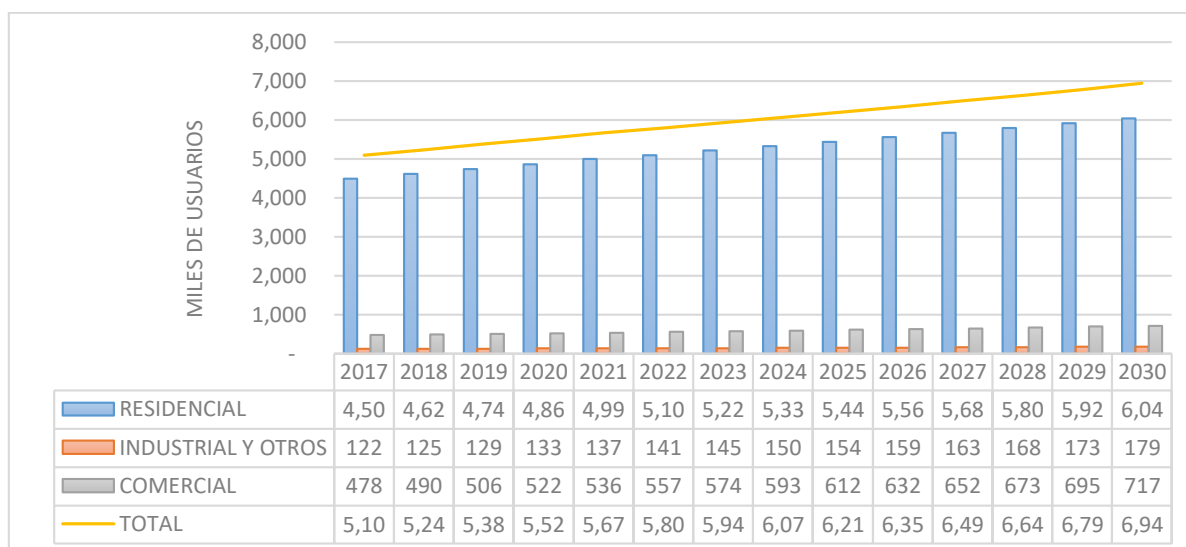
En base a los datos obtenidos en el censo del año 2010 el Instituto Ecuatoriano de Estadísticas y Censos (INEC), informó que existen 15 millones de habitantes en el país, si se toma como base una tasa de crecimiento anual del 8 %, se espera que para el año 2030 existan aproximadamente 20 millones de habitantes, esta proyección incide directamente en los pronósticos de consumo de energía eléctrica, ya que existe una relación directa con los usuarios del sector residencial como se evidencia en el capítulo tres.



**Figura 38.** Población de Ecuador 2001-2035 (miles de personas)  
Fuente: (INEC, 2012)

## Usuarios

Según los registros del ARCONEL en el año 2016 existieron 4.9 millones de clientes regulados en los diferentes sectores de consumo abastecidos por el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I), que marcados por una tendencia creciente al año 2030 alcanzaría alrededor de 7 millones de usuarios como se observa en la Figura 41.



**Figura 39.** Crecimiento de usuarios (2017-2030) (miles de usuarios)  
Fuente: (ARCONEL, 2017)

## 4.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ENERGÉTICA AL AÑO 2030.

Para la determinación de la infraestructura eléctrica que requerirá el país, es necesario conocer el consumo y la demanda de electricidad, de esta manera podemos obtener una perspectiva de las necesidades de energía eléctrica en los diferentes sectores de consumo, considerando el desarrollo productivo y demográfico del país. (SENER, 2015)

Para abastecer las necesidades futuras de energía del país se debe considerar varios factores a largo plazo, entre los más importantes se encuentran la evolución del PIB y el crecimiento poblacional, con el fin de llegar a determinar los proyectos con mayor probabilidad de ejecución ajustados a las necesidades del sector.

### 4.2.1. Consumo de energía eléctrica.

El Ecuador en el periodo comprendido entre el 2007-2016 mantuvo un crecimiento promedio en la generación eléctrica para el servicio público de 5.5 % (930 GWh), llegando a producir en el año 2017 alrededor de 23.668 GWh, cabe mencionar que a finales del año 2016 entraron en operación cuatro proyectos emblemáticos de generación eléctrica: Villonaco, Manduriacu, Sopladora y Coca codo Sinclair, permitiendo incrementar la generación eléctrica 12.800 GWh/año.

La tendencia mundial en la producción eléctrica está marcada por políticas de eficiencia energética y desarrollo sustentable, mediante el uso de fuentes no contaminantes, como la

principal alternativa para cubrir las demandas energéticas de los diferentes consumidores y combatir el cambio climático, a la cual el Ecuador debe apuntar a corto plazo. (Castro, 2011)

En la última década se emprendieron proyectos de transporte masivo en ciudades como Quito con la ejecución de Metro y en Cuenca con el Tranvía, proyectos que demandaran energía eléctrica por alrededor de los 72 GWh y 22 MW de potencia, también proyectos industriales tanto públicos y privados como la refinería del Pacífico (2,234 GWh y 300 MW en plena operación), programas de cocción por inducción, nueva industria petroquímica, minería, acero y cemento, universidades y el crecimiento tendencial del consumo; proyectos y escenarios que crearán una demanda eléctrica cada vez mayor. (ARCONEL, 2017)



**Figura 40.** Metro de Quito  
Fuente: (La República, 2012)



**Figura 41.** Tranvía de Cuenca  
Fuente: (Diario El Mercurio de Cuenca, 2017)



**Figura 42.** Refinería del Pacífico

Fuente: (El Comercio, 2015)

El gobierno nacional en respuesta a estos requerimientos energéticos considerados en los diferentes planes eléctricos durante el periodo 2007-2016, ejecutó diversos proyectos de generación eléctrica a los que se los denominó como “emblemáticos”, que actualmente ya se encuentran operando y en fase de construcción, los cuales aportarían a cubrir una demanda eléctrica creciente buscando la soberanía energética. (ARCONEL, 2014)

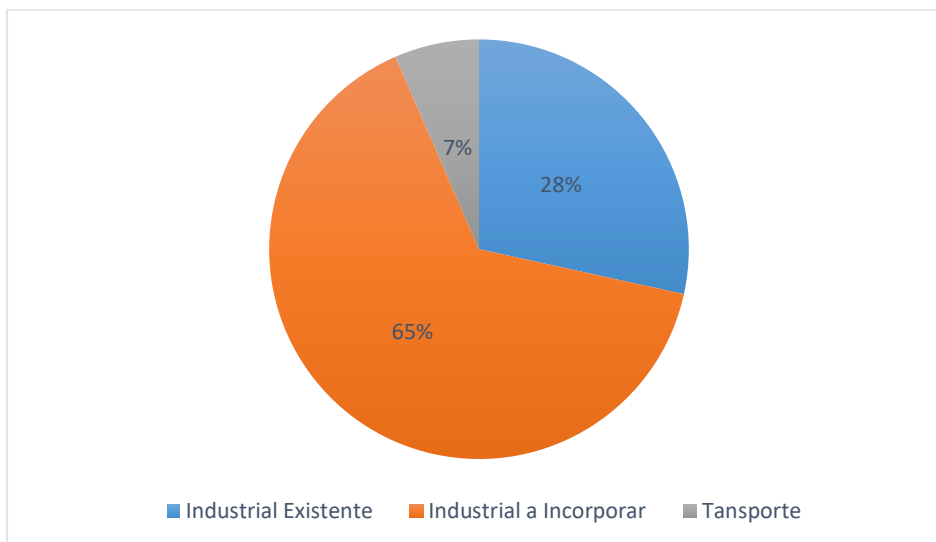
Los requerimientos previstos están a la orden de los 695 MW y 4,046 GWh adicionales para los próximos 10 años. (ARCONEL, 2017)

<b>Proyecto</b>	<b>Demanda (MW)</b>	<b>Energía (GWh)</b>
Tranvía Cuenca	3	11
Metro de Quito	18	61
Industria y otras actividades	674	3,974
<b>Total=</b>	<b>695</b>	<b>4,046</b>

**Tabla 22.** Requerimiento cargas singulares a incorporar

Fuente: (ARCONEL, 2017)

Entre los requerimientos industriales y de otras actividades destacan un posible desarrollo minero, impulsado desde la inversión privada con proyectos como Mirador, Fruta del Norte y Panantza, además de la integración de nuevos hospitales y centros de estudio. (Figura 43)

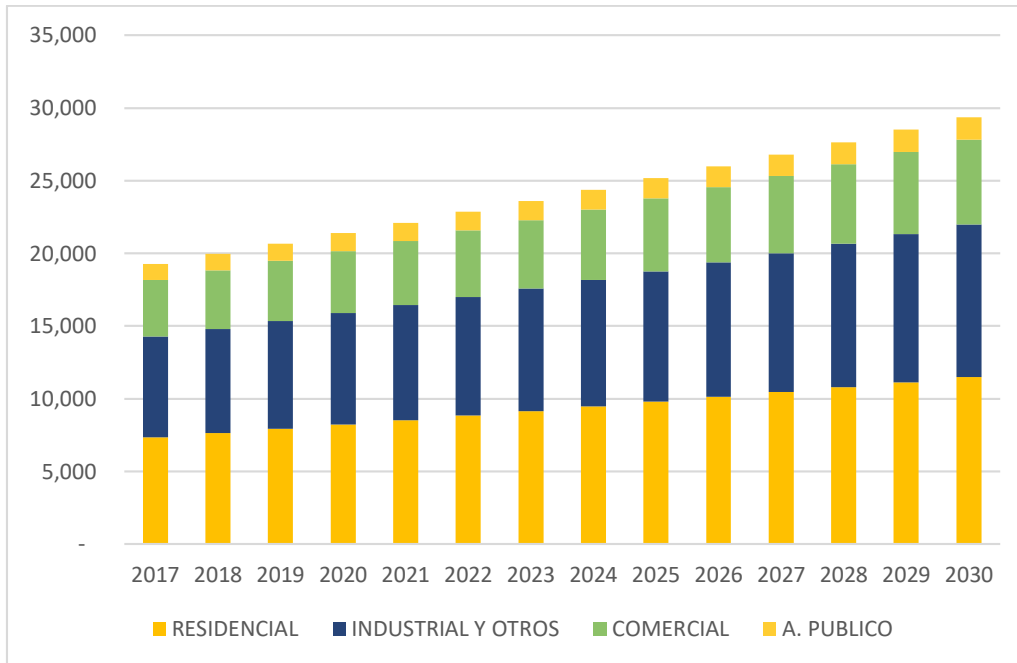


**Figura 43.** Composición de cargas singulares año 2025  
Fuente: (ARCONEL, 2017)

Uno de los programas más ambiciosos para el cambiar la matriz de consumo eléctrico fue el programa de cocinas de inducción, que buscaba la reducción de uno de los más grandes subsidios que mantiene el estado por más de 15 años en el sector residencial con la bombona de gas doméstico (GLP) y en justificación de la ejecución de los proyectos emblemáticos. Programa lanzando en el año 2014 que al año 2017 alcanzo una meta del 20 % muy debajo de las expectativas trazadas. (BID, 2017)

Como se muestra en la Figura # 44, para el año 2030 se prevé un crecimiento promedio anual de 3.3 % (900 GWh por año) en la generación eléctrica neta llegando a una producción de alrededor de 36.000 GWh/año, para cubrir las diferentes necesidades de los consumidores, además, de las pérdidas del sistema (12 %) y el nivel de reserva recomendado de energía (10 %). (ARCONEL, 2017)

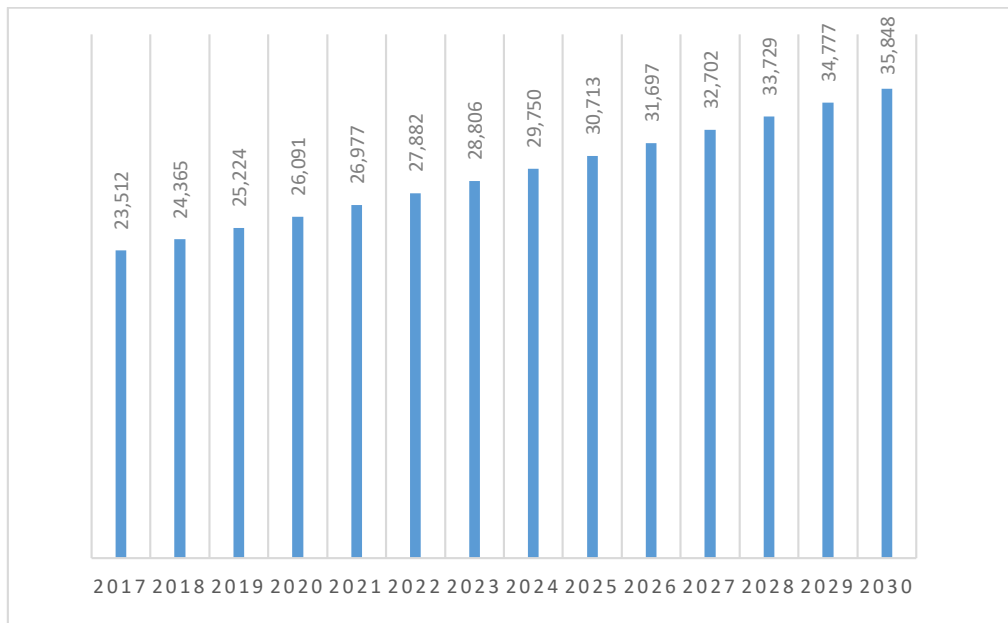
Cabe indicar que estos valores son referenciales ya que, por acción de programas energéticos como: la cocción por inducción o adición de autos eléctricos, el consumo de estos sectores podría sufrir variaciones.



**Figura 44.** Consumo esperado por sector 2017-2030 (GWh)

Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar



**Figura 45.** Requerimiento de generación de energética esperado 2017-2030 (GWh)

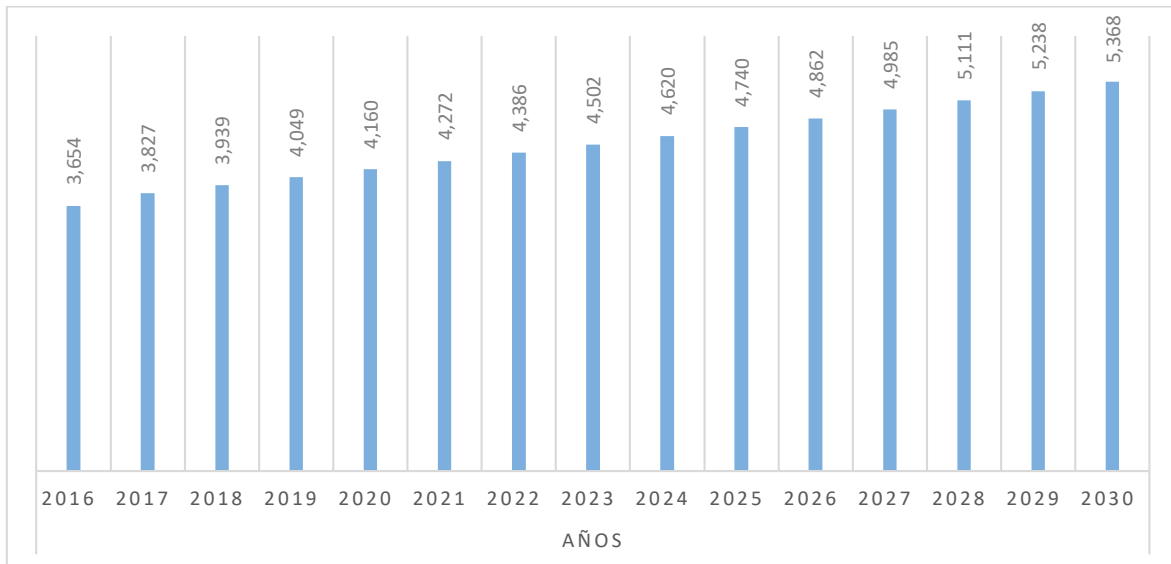
Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

#### 4.2.2. Demanda máxima coincidente

La demanda coincidente máxima considera la suma de las demandas de potencia en las diferentes regiones del país en un periodo de tiempo, potencia necesaria para que el Sistema Nacional Interconectado abastezca el requerimiento de los sectores de consumo nacional. (OLADE, 2017)

La demanda en el Sistema Nacional Interconectado presenta una tendencia positiva para los próximos años. En el periodo 2007-2016 se presentó un crecimiento promedio anual 3.33 % (100 MW), para el periodo del 2017-2030 se espera una tasa de crecimiento anual del 2.6 % (120 MW) con lo que se ubicaría al año 2030 con alrededor de 5.300 MW, tomando como variables el su desarrollo el crecimiento de la población y el producto interno bruto del país en el periodo 2017-2030, como muestra la Figura 46.



**Figura 46.** Demanda máxima coincidente esperada 2017-2030 (MW)

Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

### 4.3. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (OFERTA)

Estudiando las políticas y lineamiento dispuestos por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, podemos destacar la intención de buscar y desarrollar una diversificación de fuentes de energía eléctrica, con el objetivo de cambiar la matriz energética según indica la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Al establecer los requerimientos futuros de energía eléctrica, para constituir la oferta futura se parte en base de las condiciones actuales que presenta el sistema, además, de las posibles adiciones en la capacidad de generación al S.N. I.

Por lo que las necesidades futuras serian cubiertas por los proyectos que se encuentran en construcción o licitación, en los que sobresalen los proyectos emblemáticos de generación eléctrica que aún no han sido entregados (Minas-San Francisco, Delsitanisagua, Mazar-Dudas, Toachi-Pilatón y Quijos), además de los proyectos establecidos de alta prioridad en su ejecución por el gobierno central.

#### **Capacidad instalada**

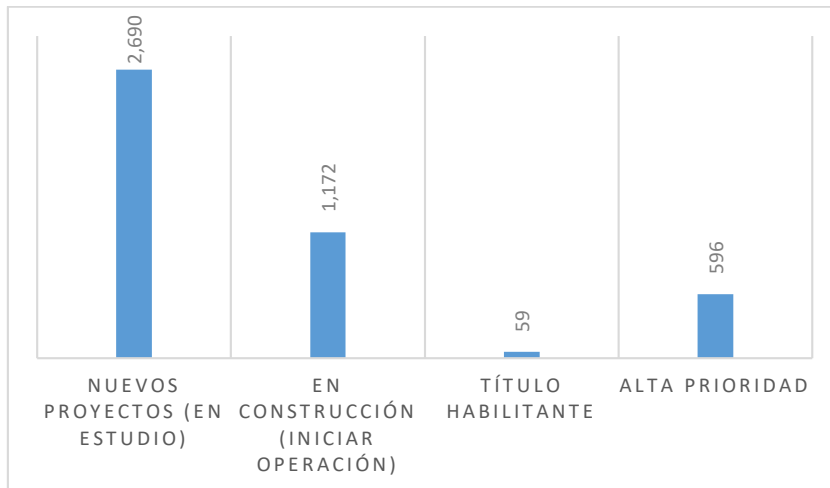
Con ayuda de la metodología de la expansión de la capacidad del sistema de interconexión, que en base a la selección de obras o proyectos adicionales de generación, en donde se identifica su capacidad de producción energética y costos referenciales, permite establecer una oferta futura, tal como lo señala el Plan Maestro de Electrificación presentado por el ARCONEL. (ARCONEL, 2017)

Con lo referente a los proyectos emblemáticos de generación eléctrica se tomará en cuenta el avance de los proyectos que están próximos a entrar en funcionamiento, considerando que según el PME presentado en el año 2012 estos proyectos debieron estar en pleno funcionamiento para el año 2016, mientras que el PME del año 2017, indica que estos proyectos estarían en funcionamiento en el año 2018, los que actualmente presentan retrasos en su ejecución y problemas ajenos a lo técnico como señalamientos de corrupción. (El Comercio, 2016)

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica para el periodo 2017-2030, que presentaría una variación anual del 2.6 % alcanzando para el año 2030 una demanda máxima coincidente de 5,368 MW, crecimiento que deberá ser cubierto por los proyectos existentes y adiciones futuras, además, debe contar con una reserva técnica recomendada 20 % sin contar la

interconexión, como lo establece en el Plan de Expansión de la Generación, por lo que al año 2030, el S.N.I debería disponer para el servicio público con una potencia de 6.442 MW.

El ARCONEL cuenta con proyectos identificados y en fase de estudios con la capacidad de 2.880 MW adicionales (Figura 47), en los que destaca el proyecto integral Santiago (G8) en sus diferentes fases, que fue desarrollado por la empresa pública CELEC-Hidropaute, el cual contaría con 2,400 MW. (ARCONEL, 2017)

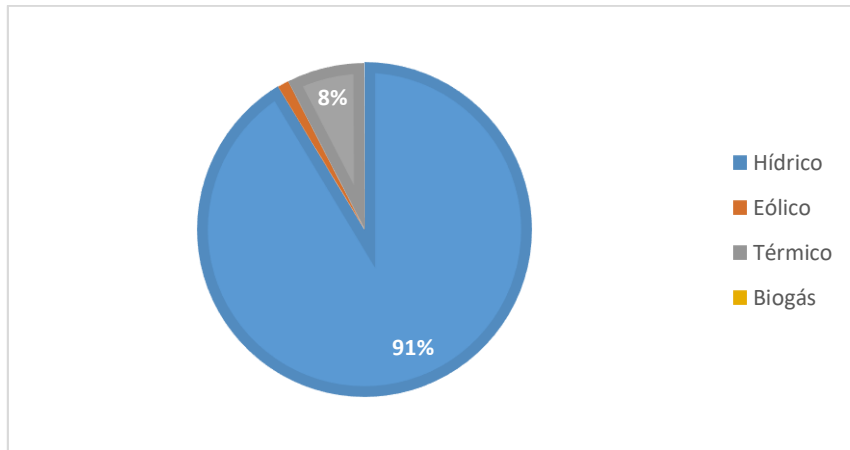


**Figura 47.** Adiciones de capacidad 2017-2030 (MW)

Fuente: (ARCONEL, 2017)

Para cubrir el requerimiento de potencia adicional en los próximos 12 años, se integrará, según el Plan Maestro de Electrificación 2017, el desarrollo de ocho nuevos proyectos y diecisiete proyectos en construcción, de los cuales el 93 % representa fuentes de energía renovable en la que destaca el aprovechamiento de la energía hidráulica, dejando un 8 % a las fuentes que emplean combustibles fósiles. Figura 48

Para poner en funcionamiento los nuevos proyectos será necesario una alta inversión sea pública o privada, ya que estos proyectos son de gran potencial hídrico como el determinado de alta prioridad en su ejecución como Paute-Cardenillo, que se encuentra ubicado en la provincia de Morona Santiago con una capacidad de 596 MW.



**Figura 48.** Adiciones futuras de capacidad 2017-2030 (MW)  
Fuente: (ARCONEL, 2017)

#### 4.4. BALANCE ENTRE DEMANDA Y OFERTA FUTURA.

AÑO	Potencia requerida (MW)	Potencia Máxima requerida con reserva (MW)	Potencia disponible en S.I.N (MW)	Diferencia de potencial	Reserva de potencia %
2017	3,827	4,593	6,909	3,081	45
2018	3,939	4,726	7,762	3,823	49
2019	4,049	4,859	7,762	3,712	48
2020	4,160	4,992	7,922	3,762	47
2021	4,272	5,127	7,922	3,649	46
2022	4,386	5,264	8,122	3,735	46
2023	4,502	5,403	8,717	4,215	48
2024	4,620	5,544	8,717	4,097	47
2025	4,740	5,688	8,717	3,977	46
2026	4,862	5,834	8,717	3,856	44
2027	4,985	5,982	8,717	3,732	43
2028	5,111	6,133	8,717	3,606	41
2029	5,238	6,286	8,717	3,479	40
2030	5,368	6,442	8,717	3,349	38

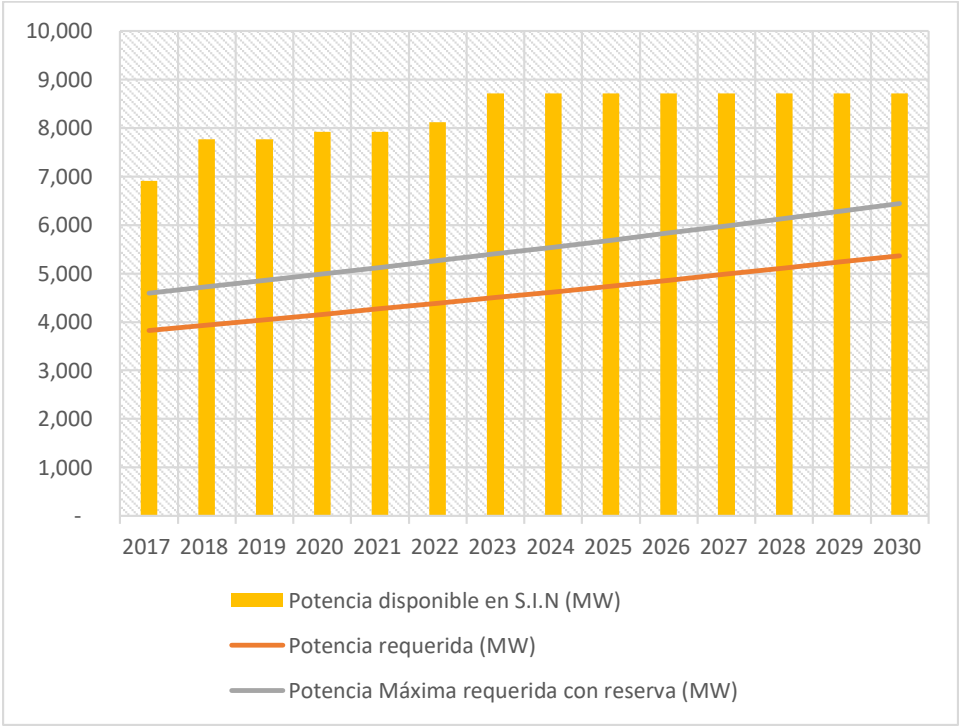
**Tabla 23.** Balance de potencial 2017-2030 (MW)

Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

Con la definición de la oferta y la demanda eléctrica futura hasta el año 2030, que baso en la realización de proyecciones y la revisión de proyectos que se encuentran en planificación, lo que permite realizar un balance referencial entre estos factores para identificar la evolución del Sistema Eléctrico Nacional, como se muestra en la Tabla 23.

Con la consideración adicional de potencial de los proyectos hidroeléctricos, tanto los emblemáticos como los complementarios de menor potencial, se observa que se llegaría a tener una demanda comparada con la oferta, que para el año 2030 que cumpliría con más del 20 % de reserva recomendada, lo que garantizaría con amplio margen de reserva el abastecimiento de energía en el territorio nacional. Figura 49



**Figura 49.** Crecimiento oferta vs demanda 2017-2030 (MW)

Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

## CAPÍTULO 5: INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Una vez conocida la situación de los proyectos de generación eléctrica denominados como emblemáticos ejecutados en el periodo 2007-2016, estar al tanto de sus características técnicas, costos de implementación y avance de obra podemos llegar a establecer ciertos criterios que responden a su incidencia en la oferta y sector eléctrico del país.

Con la revisión la capacidad de generación actual del Sistema Eléctrico y evolución en referencia de los datos históricos tanto de oferta y consumo, se puede observar que están relacionados a diversos indicadores, entre los más importantes están el PIB y el crecimiento de la población.

Además, con estimación de las proyecciones tanto de la oferta como la demanda de energía eléctrica por medio de métodos estadísticos, llegamos a establecer las tendencias de consumo por cada sector hasta el año 2030, para lo cual el país debe poseer centrales de generación que sean capaces de satisfacer las necesidades de demanda crecientes.

### 5.1. PROYECTOS EMBLEMÁTICOS

Con el fin de aprovechar el gran potencial hidroeléctrico que cuenta el país se ejecutaron 8 proyectos de generación eléctrica que se los denomino emblemáticos 5 de ellos en la vertiente amazónica, donde se cuenta con un potencial económico de más de 19.000 MW y 3 en la vertiente del pacífico.

#	Proyecto emblemático	Vertiente	Potencia (MW)	Energía media anual (GWh)
1	Coca Codo Sinclair	Amazonas	1500	8.740
2	Villonaco	NA	16.5	65
3	Manduriacu	Pacífico	65	575
4	Quijos	Amazonas	50	355
5	Mazar-Dudas	Amazonas	20.82	125
6	Toachi Pilatón	Pacífico	250	1.100
7	Delsitanisagua	Amazonas	180	1.411
8	Minas-San Francisco	Pacífico	275	1.290
9	Sopladora	Amazonas	487	2.560

**Proyectos emblemáticos ejecutados 2007-2016**

Estos proyectos tenían la intención de aumentar el potencial del Sistema Eléctrico en más de 2,840 MW y una generación media al año de 16,200 GWh/año.

Todos estos proyectos, a los que se les denominó emblemáticos, se encontraban identificados en los diferentes planes de electrificación desde 1989 y planificada su ejecución desde el 2007, su entrada en operación se ha ido extendiendo hasta que a finales del 2016 se cuenta con 4 proyectos en plena operación (Coca Codo Sinclair, Manduriacu, Sopladora y Villonaco).

#	Proyecto emblemático	Fecha de operación estimada (2007)	Fecha de operación estimada (2009)	Fecha de operación estimada (2012)	Fecha de operación estimada (2016)
1	Coca Codo Sinclair	NE	2015	2016	Entregado Noviembre 2016
2	Villonaco	2009	2011	2012	Entregado Enero 2013
3	Manduriacu	NE	NE	2015	Entregado Marzo 2015
4	Quijos	NE	2014	2015	2018
5	Mazar-Dudas	NE	2012	2014	Alazán: Entregado Marzo 2015
6	Toachi Pilatón	2012	2014	2015	2017
7	Delsitanisagua	NE	NE	2015	2017
8	Minas-San Francisco	NE	2015	2016	2017
9	Sopladora	2013	2014	2015	Entregado Agosto 2016

**Fecha de operación de proyectos según planes de electrificación**

Para el primer trimestre del 2017, cuatro de los nueve proyectos emblemáticos se encontraban en operación, incluyendo la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1,500 MW de potencia y la Central Eólica Villonaco de 16.5 MW.

Hasta noviembre del 2017, las centrales presentan realidades distintas, la hidroeléctrica Toachi Pilatón se encuentra parada desde mayo del 2017 con un avance del 95 %, situación similar con las centrales Quijos y Mazar Dudas suspendidas desde el 2015, mientras que Minas San Francisco (98.73 %) y Delsitanisagua (90.55 %) están próximas a entrar en operación en el año 2018.

Mediante el estudio realizado por la Agencia Internacional de Energía Renovable, que señala al costo unitario de la ejecución es un indicador que nos permite tener una idea clara de la

implementación de las diferentes tecnologías de generación y su eficiencia. De esta manera IRENA indica que el costo promedio en la ejecución de más de 2,155 proyectos hidroeléctricos potenciales en los Estados Unidos que se encuentran en el orden de los 43 GW y presentan un costo unitario promedio de 1,650 \$/kW, además señala que existe otro estudio donde se abarca 250 proyectos alrededor del mundo con una capacidad de 20 GW, donde el 90 % de estos proyectos presentan un costo unitario es de 1700 \$/kW o menor. (IRENA, 2012)

Para su implementación el gobierno de turno destino una inversión superior a los 4,800 millones de dólares en el periodo 2010-2016. Donde excluyendo el proyecto eólico, estos proyectos presentaron un costo unitario (costo/ potencia instalada) promedio de implementación de 2.197 \$/KW, que al referenciamos al factor de planta (indica el porcentaje funcionamiento de la central durante un año), para conocer el uso real de las centrales el costo unitario promedio de generación ronda los 3.500 \$/KW.

<b>Proyecto emblemático</b>	<b>Potencia (MW)</b>	<b>Factor de planta (%)</b>	<b>Costo (MUSD)</b>	<b>Costo Unitario (\$/KW)</b>	<b>Costo unitario / FP (\$)</b>
Coca Codo Sinclair	1500	0.67	2,245	1,497	2,234
Manduriacu	65	0.66	189	2,908	4,406
Quijos	50	0.7	138	2,766	3,951
Mazar-Dudas	20.82	0.68	58	2,786	4,097
Toachi Pilatón	250	0.5	593	2,372	4,744
Delsitanisagua	180	0.89	195	1,083	1,217
Minas-San Francisco	275	0.55	556	2,022	3,676
Sopladora	487	0.65	680	1,396	2,148

**Costo unitario en la ejecución de proyectos emblemáticos (2007-2016)**

En los que destacan Manduriacu, Mazar-Dudas y Toachi Pilatón con un mayor costo de ejecución superior a los 4.000 dólares por kilovatio al considerar su factor de planta. De estos solo el proyecto Manduriacu se encuentra funcionando.

Al compararlos con los proyectos ejecutados por parte del sector privado, construidos en el mismo periodo de tiempo podemos observar que por tecnología de generación ejecutada, la hidráulica para ambos casos, presenta una diferencia considerable.

#	Proyecto	Potencia (MW)	Factor de planta (%)	Costo (MUSD)	Costo Unitario (\$/KW)	Costo unitario / FP (\$)
1	Angamarca	66	0.52	99	1,500	2,885
2	Sabanilla	30	0.76	51	1,700	2,237
4	Topo	28.05	0.82	44.9	1,601	1,952
5	Victoria	10	0.7	18.2	1,820	2,600
6	Sigchos	18.57	0.82	26.1	1,405	1,714

**Costo unitario en la ejecución de proyectos privados (2007-2016)**

Realizando el mismo análisis estos presentan un costo en promedio en la ejecución de 1.600 dólares por kilovatio y al considerar su factor de planta este se encuentra alrededor de 2.200 dólares por kilovatio.

En referencia a los plazos de ejecución de los proyectos emblemáticos, estos presentan en promedio más de 19 meses adicionales a los plazos de construcción contratados. Observando que a mayo del 2017 presentan un avance significativo del 95 % los proyectos Minas-San Francisco y Toachi Pilatón.

#	Proyecto emblemático	Plazo Contrato (meses)	Inicio de construcción	Fecha de Operación	Total de construcción (meses)	Costo (MUSD)	Avance de obra (%)
1	Coca Codo Sinclair	67	jul-09	nov-16	88	2245	100
2	Villonaco	24	jul-11	ene-13	18	49	100
3	Manduriacu	34	feb-12	mar-15	37	189	100
4	Quijos	38	jun-12	SF	64	138	46.72
5	Mazar-Dudas	37	mar-11	SF	78	58	86.76
6	Toachi Pilatón	44	jun-11	SF	72	593	94.94
7	Delsitanisagua	56	may-12	SF	65	195	84.2
8	Minas-San Francisco	48	dic-11	SF	70	556	95.1
9	Sopladora	47	ago-10	ago-16	72	680	100

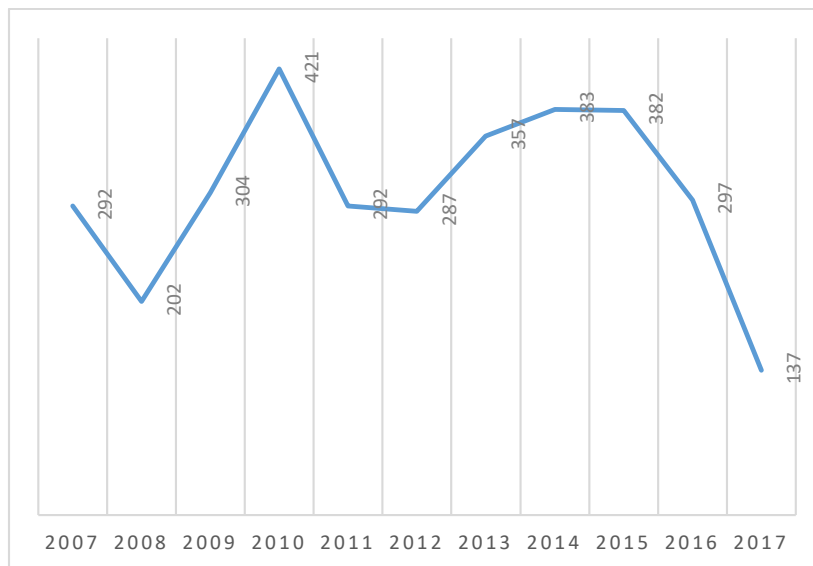
**Plazos y tiempo de construcción de los proyectos emblemáticos**

Los proyectos emblemáticos entregados que están aportando al Sistema Nacional Interconectado han reducido el gasto de manera directa en la importación de combustibles, para el uso en centrales térmicas, con un aporte en potencia de más de 2,000 MW y en producción energética con alrededor de 12,000 GWh/año, en la que se destaca la contribución de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair con un 53 % del total de la potencia y energía. Además, se encuentran en posible entrega cinco proyectos que aportaran una capacidad de 750 MW adicionales.

Proyecto emblemático	Fecha de operación	Potencia (MW)	Energía media anual (GWh)
Coca Codo Sinclair	Entregado Noviembre 2016	1,500	8,740
Villonaco	Entregado Enero 2013	16.5	65
Manduriacu	Entregado Marzo 2015	65	575.24
Mazar-Dudas	Alazán: Entregado Marzo 2015	20.82	125.3
Sopladora	Entregado Agosto 2016	487	2,560
		2,089	12,066

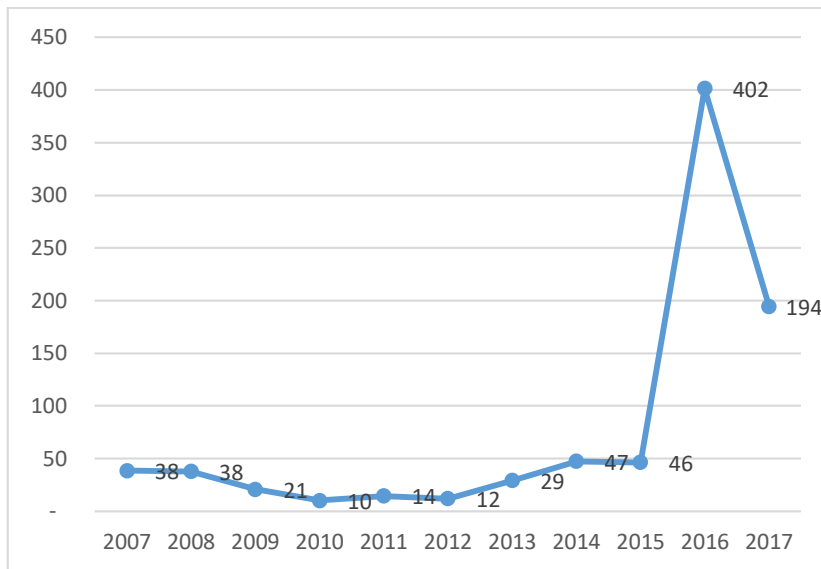
### Proyectos emblemáticos en funcionamiento al 2016

Con el aporte en la generación eléctrica de proyectos con fuentes renovables que fueron ejecutados desde el año 2010, año en el que se generó un pico del costo de generación por presencia de crisis en el Sector Eléctrico, se muestra una tendencia a la baja en el costo anual de la generación termoeléctrica específicamente desde el año 2014, donde también se presentó un estiaje, llegando al año 2017 a utilizar 137 millones de dólares para satisfacer la generación térmica del país.



Costo generación térmica 2007-2017 (MUSD)

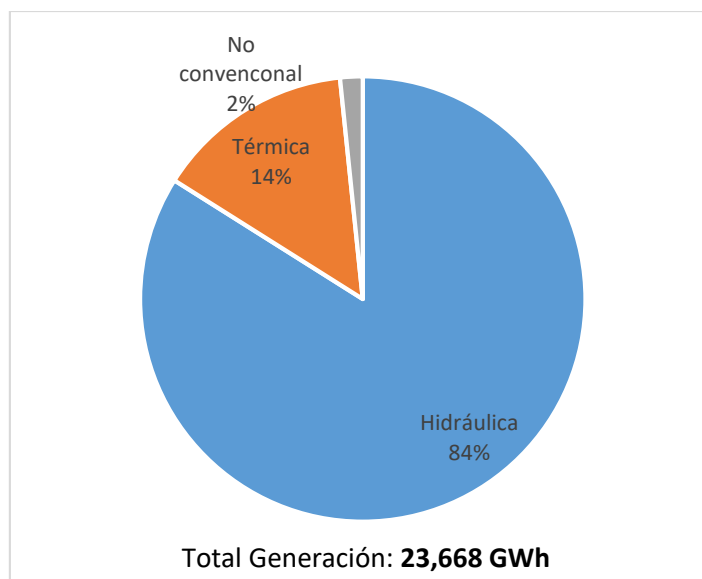
Con los proyectos emblemáticos el Ecuador tiene como alternativa de ingreso económico la exportación de energía eléctrica a Colombia y Perú, sin embargo, en el año 2016-2017 no se generó un crecimiento en la venta de energía como se puede observar en el siguiente gráfico.



**Exportación de energía 2007-2017 (GWh)**

## 5.2. SECTOR ELÉCTRICO

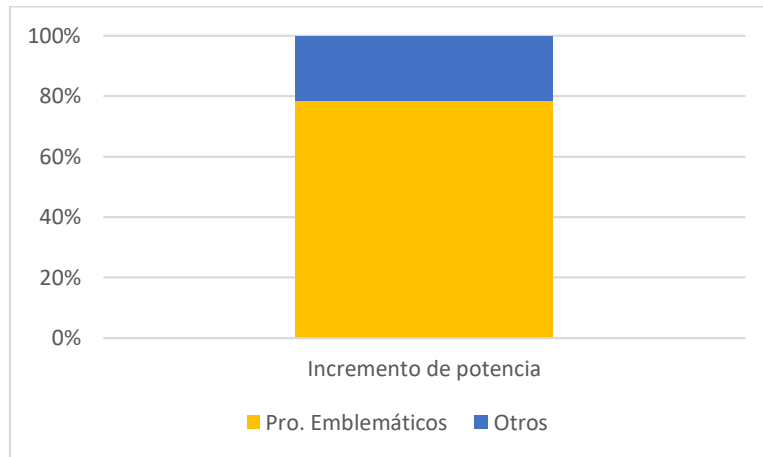
En el año 2017 matriz energética del Ecuador está marcada por las fuentes renovables, pero aun tradicionales como la generación hidroeléctrica que compone el 84 % del total de la matriz energética, gracias al aprovechamiento de la generación hídrica por medio de los proyectos emblemáticos, donde prácticamente las fuentes renovables llegan a participar en la producción eléctrica con un 86 %, aumentando unos 24 puntos con referencia a su participación al año 2007.



**Energía neta producida por tipo de fuente 2017 (GWh)**

Fuente: (CENACE, 2017)

Al 2017 con el aporte de 2,089MW adicionales, por los proyectos emblemáticos de generación entregados, el Sector Eléctrico Nacional pasó de un potencial en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) de 4,084 MW en 2007 a 6,739 MW al 2017 es decir un crecimiento de 2.655 MW un 65 % marcado directamente por el aporte de los proyectos emblemáticos que entraron en operación.



#### **Participación de proyectos emblemáticos operativos en la oferta (%)**

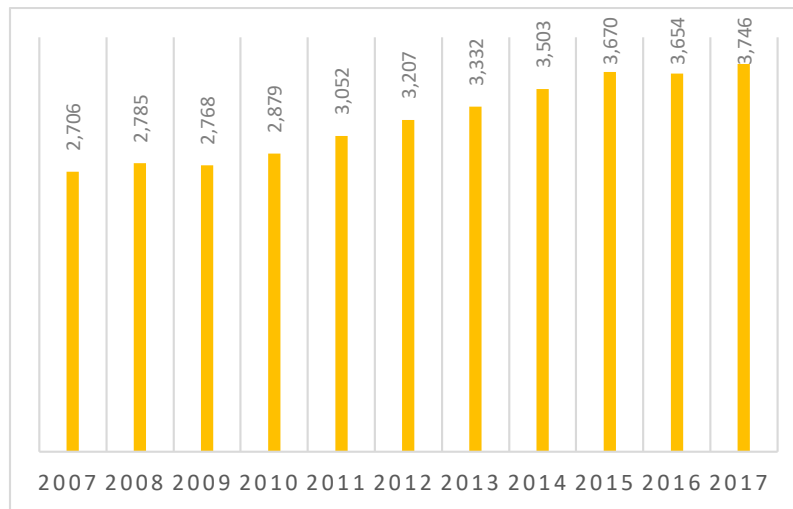
Fuente: (ARCONEL, 2006-2016)

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

Este crecimiento acelerado de la oferta eléctrica del país, no respondió a un crecimiento igual en la demanda, por varios factores:

- El fracaso del programa de cocinas de inducción, que contemplaba el uso del 85% de la población con este tipo de tecnología para el año 2017 con una demanda de 167 MW, sin embargo, se alcanzó solo el 20 % del objetivo planteado, dando como resultado un incremento de 5 años en el plazo para alcanzar la meta de 3 millones de usuarios. (BID, 2017)
- Retraso en más de dos años en la construcción de los proyectos de movilidad sustentable como el Metro de Quito y el Tranvía de Cuenca, por problemas de financiamiento y administración de los proyectos. (Castillo, 2017) (Pacheco, 10 meses de retraso en la construcción del Metro, 2014)
- Estancamiento en el desarrollo de los proyectos industriales, como los mineros y la construcción de la Refinería del Pacífico, esto como consecuencia de la falta de inversión pública y privada. (Redacciones Negocios y Guayaquil, 2018)

Estas causas, conjuntamente con el terremoto del 16 de abril del 2016 que tuvo como consecuencia un daño del 11 % en la infraestructura eléctrica, dio como resultado un impacto en la evolución de la demanda eléctrica del país, presentando una diferencia de más de 1000 MW entre la proyección del año 2012 elaborada por ARCONEL e histórica del año 2017.



**Demanda máxima coincidente 2007-2017 (MW)**

Fuente: (ARCONEL, 2006-2016)

Si consideramos el periodo desde 2013, donde se entregó el primer proyecto emblemático (Villonaco), ingresaron al S.N.I a razón de 522 MW por año, mientras que la demanda se incrementó a razón de 100 MW por año, presentando un decrecimiento de potencia para el año 2016 y un leve incremento del 3 % (92 MW) para el año 2017, como se puede evidenciar en el grafico anterior.

Este incremento en la oferta respondió a las expectativas trazadas en el Plan 2009, donde se indicaba la participación de proyectos de gran demanda eléctrica como el consumo por inducción y un crecimiento industrial acelerado, casos que no se presentaron en la realidad llegando a una sobrevaloración de la demanda un gran costo de oportunidad al tener los recursos ociosos pudiendo haber sido usados en otros sectores y con la probabilidad que algunos proyectos permanezcan inoperativos.

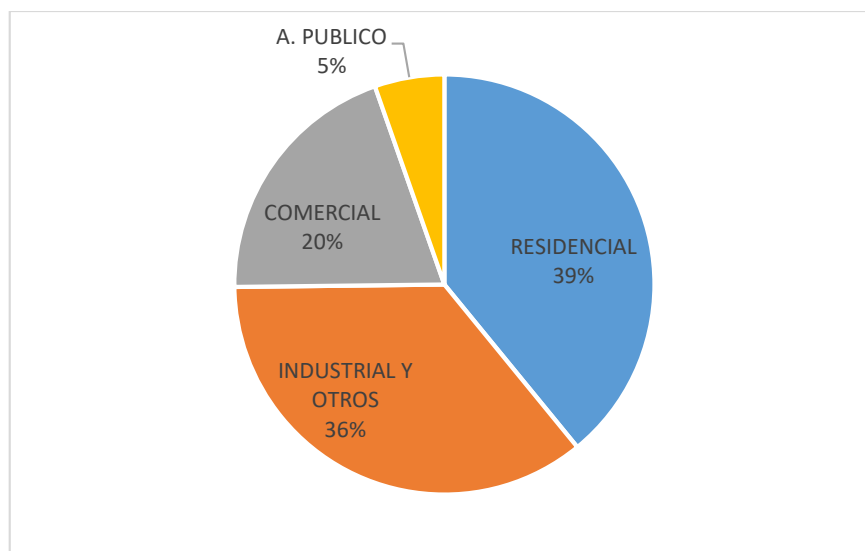
Con lo que se puede evidenciar un cambio de matriz energética que no se presentó de manera gradual a la demanda requerida, una oferta eléctrica que responda a una demanda creciente que en la realidad no se ha presentado.

## 5.3. PROYECCIÓN DE DEMANDA Y OFERTA

### 5.3.1. Demanda

#### Usuarios

Con una población estimada de 19.8 millones de personas y un PIB superior a los 146 mil millones de dólares al año 2030 el consumo eléctrico por parte del sector industrial presentaría un leve incremento del 2% con respecto al año 2016, sin embargo, si se compara con los datos del 2007 se evidencia un incremento en la participación con un 6 %, manteniéndose el sector residencial como el primer consumidor.



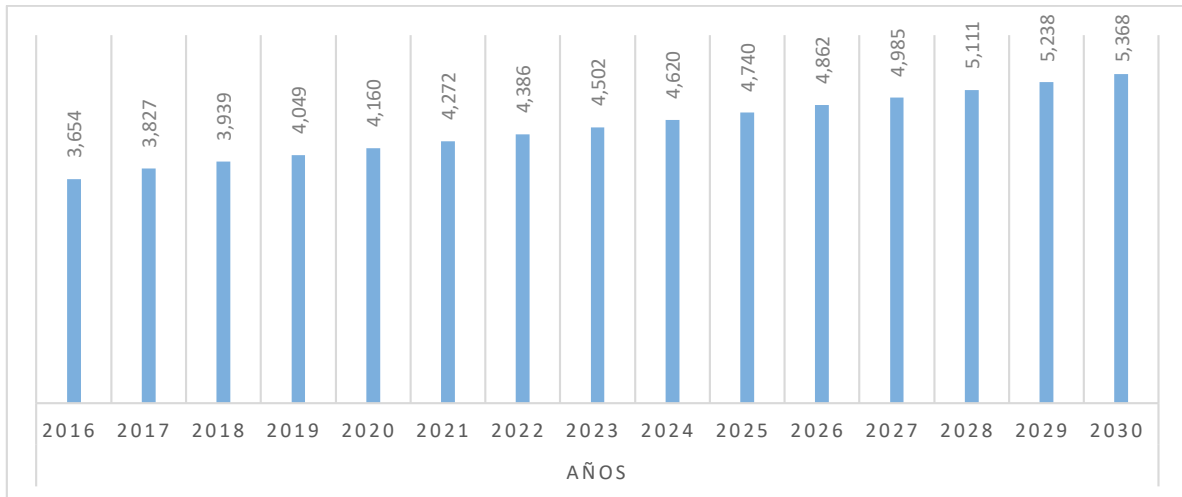
#### **Participación en el consumo de energía 2030**

Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

#### **Potencia**

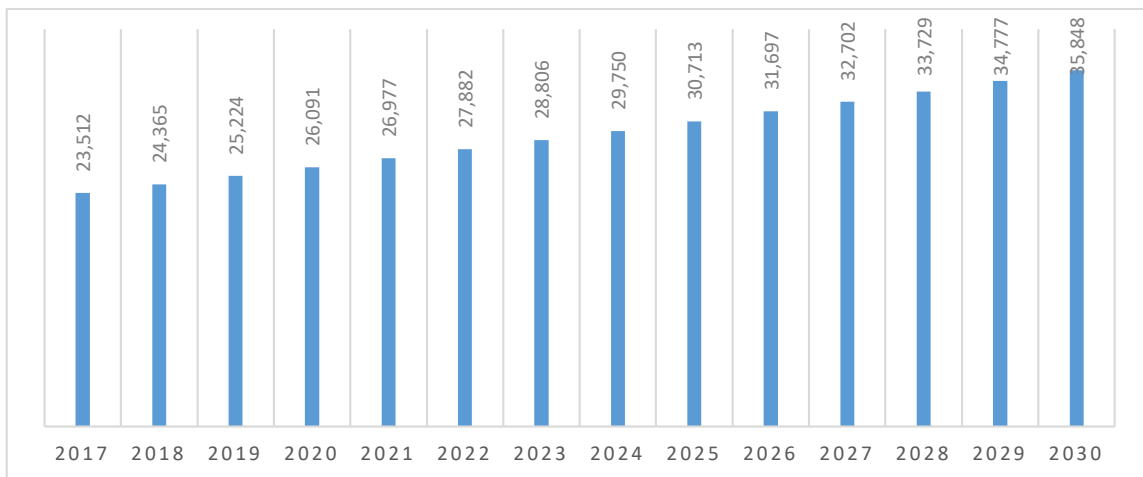
La potencia requerida para el año 2030 sería superior a los 5.368 MW presentes en el Sistema Nacional Interconectado, con lo que se podría satisfacer las necesidades de los diferentes sectores de consumo, especialmente al sector industrial que marca una tendencia positiva en su consumo.



**Requerimiento de potencia 2017-2030**

## Energía

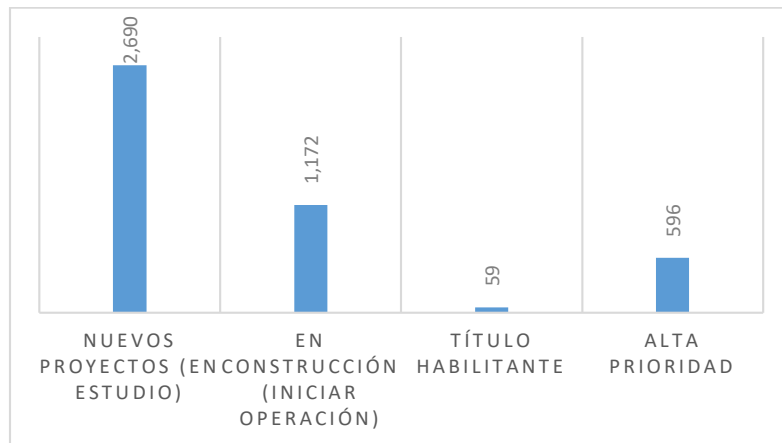
Considerando una reserva técnica recomendada del 10 % y una pérdida promedio que se ha mantenido constante entre el año 2014 al 2016 de alrededor del 12 % el requerimiento de energía para el año 2030 estaría bordeando los 36,000 GWh, presentando un incremento tentativo del 50 % en 12 años.



**Requerimiento de energía 2017-2030**

### 5.3.2. Oferta

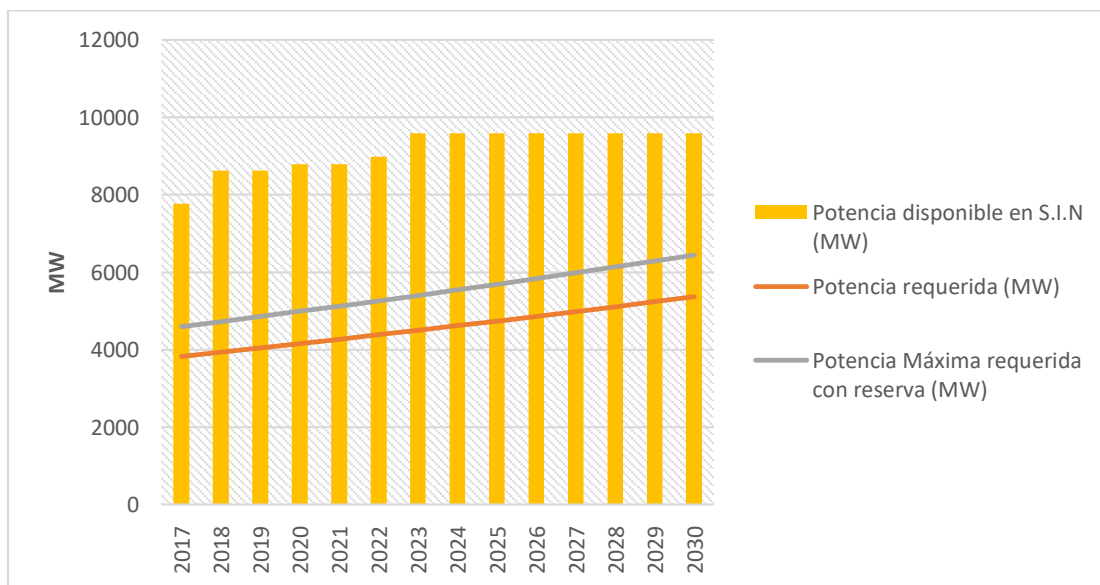
La oferta de nuevas centrales futuras se centra en la generación hidroeléctrica con proyectos que están próximos a entrar en operación en los que constan los proyectos emblemáticos Toachi Pilatón, Minas-San Francisco y Delsitanisagua, además de proyectos considerados de prioridad y con título habilitante los que sumarían una potencia adicional de 2,800 MW adicionales en los que destacan los proyectos Santiago y Paute-Cardenillo.



**Adiciones de capacidad 2017-2030 (MW)**

Fuente: (ARCONEL, 2017)

En el año 2017 el país necesito de 3,746 MW contando con una capacidad instalada de 7,746 MW en el Sistema Nacional Interconectado, es decir, la demanda máxima cubre el 49% como se puede observar en el siguiente gráfico.

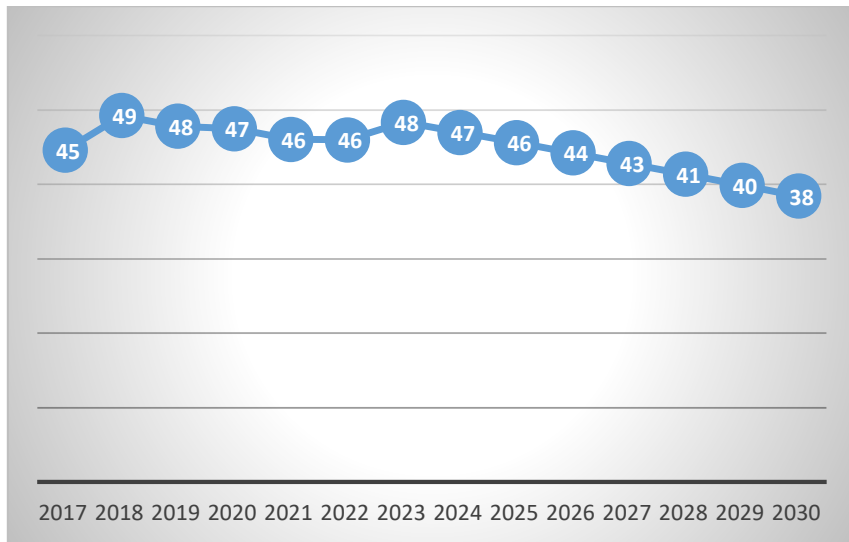


**Oferta vs demanda de potencia Eléctrica 2017-2030 (MW)**

Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

### 5.3.3. Balance



#### **Reserva de potencia 2017- 2030 (%)**

Fuente: Autor

Elaborado por: Miguel Angel Aguilar

Como se observa en el gráfico de la reserva de potencia que en los próximos años se presentará una sobreutilización de la capacidad instalada en el país, ya que se mantendría una reserva superior a la mínima recomendada del 20 %, sin considerar la interconexión durante los próximos 12 años.

Los proyectos emblemáticos serán la principal causa del excedente de capacidad de generación eléctrica en el país, generando un problema, por lo que es necesario buscar un incremento en el consumo energético con la aplicación de diferentes políticas o programas, que permitan reducir la subutilización de la potencia instalada en el Sistema Eléctrico Nacional.

## CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Conclusiones.

- Se revisaron y analizaron los principales conceptos relacionados con la producción de energía eléctrica y las diferentes tecnologías o fuentes con las que se pueden obtener energía en el Ecuador. En el país las principales fuentes de energías renovables, con gran potencial eléctrico, son la hidráulica, la solar (por la ubicación del país) y la eólica que ha sido poco explotada, pero son de gran capacidad especialmente en las zonas costeras del país.

El desarrollo de estas tecnologías procura atender la demanda de los sectores de consumo eléctrico. Para su cálculo se toman en cuenta algunos factores, dentro de estos los más importantes son el desarrollo económico dado por el PIB y la tasa de crecimiento de la población, por lo que no se puede sobrevalorar o subestimar la demanda eléctrica, esto evitaría tener una infraestructura inoperativa o gastos en importación de energía y uso de combustibles. En Ecuador se presentó desde el año 2009 proyecciones de consumo sobreestimadas en más de 700 MW a los requeridos, presentando al 2016 una diferencia de más de 1,000 MW entre lo real y los planes de electrificación.

- La situación de los proyectos emblemáticos, a noviembre del 2017, presentan realidades distintas:
  - Villonaco, Sopladora, Manduriacu y Coca Codo Sinclair se encuentran operando aportando 2.089 MW adicionales al Sistema Nacional Interconectado y 12,000 GWh al año.
  - Minas-San Francisco y Delsitanisagua están próximos a entrar en operación con un avance en su construcción del 98 % y 91 % respectivamente. Proyectos que contribuirían con 455 MW adicionales a corto plazo.
  - La hidroeléctrica Toachi Pilatón se encuentra parada desde mayo del 2017 con un avance del 95%, situación similar a las centrales Quijos con 47 % y Mazar-Dudas con 87% suspendidas desde el 2015. Sin embargo una vez

superados los inconvenientes en su ejecución, estas centrales aportarían 320 MW.

Para la ejecución de todos estos proyectos se planificó una inversión de más de 4,800 millones de dólares, siendo únicamente el Proyecto Manduriacu, el que no estuvo a cargo de empresas de origen chino, ya que la manejó la empresa Oderbrecht S.A. En el Proyecto Toachi Pilatón además de las empresas chinas, también participaron en su ejecución las empresas Inter Rao (origen ruso) y Celec Hidrotoapi empresa estatal nacional. A causa de diferentes inconvenientes como: finalización unilateral de contratos, falta de financiamiento, problemas políticos y sospechas de corrupción, se presentaron atrasos en su ejecución por ejemplo Quijos con 26 meses, Mazar-Dudas con 41 meses y Toachi Pilatón con 28 meses.

- Entre los años 2007 y 2016, el Ecuador presentó un crecimiento en la demanda de energía eléctrica de 35 %, a razón de 100 MW anuales. Se evidencia que el cambio de matriz energética del Sector Eléctrico, propuesto por el gobierno de Rafael Correa, si bien incrementó la participación de fuentes renovables con uso de la hidroelectricidad, se ejecutó sin una incorporación gradual de la generación eléctrica a las necesidades y recursos disponibles, ya que desde el año 2013 al 2016 entraron al S.N.I alrededor de 500 MW anuales.
- En el año 2007 la potencia disponible era de 4,084 MW tomando en cuenta todas las centrales del país, para 2017 la capacidad fue de 6,739 MW, este incremento se debió fundamentalmente al aporte de los proyectos emblemáticos (78 %) con 2,089 MW al Sistema Nacional Interconectado. La potencia adicional instalada permitió reducir el uso de combustibles fósiles que hasta el año 2007 fue de un 40 %, desplazando las termoeléctricas y dando lugar a las fuentes renovables que representaron al 2017 cerca del 86 % de la generación eléctrica neta.
- La incidencia de la inclusión de los proyectos emblemáticos en el Sector Eléctrico se destaca en tres aspectos:
  - *Descenso en el uso de combustibles* necesarios para el funcionamiento de las centrales termoeléctricas. En el año 2014 se produjeron 8,937 GWh y para esto se destinaron 383 millones de dólares para combustibles, en el año 2017

se generaron 3,412 GWh de energía eléctrica con un gasto de 137 millones de dólares en combustibles, obteniendo una reducción del 62 % en la producción termoeléctrica.

- *Reducción en la importación de energía* el año 2014 se importó 836 GWh y el año 2017 únicamente 19 GWh.
- *Crecimiento en la exportación de energía eléctrica* a Colombia, entre el año 2016 y 2017 se vendió 596 GWh, generando más de 40 millones de dólares en beneficio del país.

Al generar un balance entre el costo del uso de la generación térmica, la importación de energía, estos como factores que determinan un egreso para el país con la exportación de energía en los últimos años, ejemplificando el año 2016 donde con concepto de combustibles para las termoeléctricas se destinó 298 millones de dólares, en importación de energía 8 millones de dólares, vendiendo alrededor de 37 millones a Colombia, se generó egresos en el orden de los 268 millones, que al 2017 evidencia un descenso del 50 % al presentar 135 millones de dólares, esto como resultado del funcionamiento de cuatro proyectos emblemáticos.

- Por otro lado, utilizando la referencia del costo unitario (USD/KW) en la ejecución de los proyectos emblemáticos y tomando el estudio de la Agencia Internacional de Energía Renovable, presentado en el año 2012, se evidencia que los proyectos ejecutados por empresas privadas tienen costos unitarios promedios de 1,700 \$/kW, mientras que los proyectos públicos presentan un incremento del 30 % en promedio a los indicadores mundiales, principalmente en los proyectos como Manduriacu, Quijos y Mazar-Dudas (2.908 \$/kW, 2.766 \$/kW y 2.786\$/kW) donde la diferencia supera el 60 %.
- Una vez analizada la información sobre la evolución de la demanda eléctrica se constató que esta fue afectada directamente por factores como: el fracaso del proyecto de cocinas de inducción que alcanzó tan solo el 20% de su meta prevista para el año 2017, el retraso de más dos años en la operación del Metro de Quito y Tranvía de Cuenca, principalmente por la falta de financiamiento, además de un decrecimiento en la demanda del sector industrial en el periodo 2007 – 2016.

- Con los resultados del balance energético realizados en este trabajo, se evidencia que para los próximos 12 años se generará un superávit en la capacidad eléctrica del país sobre el 40% en la reserva de la potencia eléctrica, mostrando una inversión prematura que no será utilizada plenamente y la subutilización del sistema.

## 6.2. Recomendaciones.

- Realizar un estudio detallado acerca de los probables escenarios que se puedan presentar a futuro, como el efecto del cambio climático con la variación de la oferta del recurso hídrico. El ingreso de operación de las centrales hidroeléctricas marca una dependencia de la matriz eléctrica a las fuentes hídricas, las cuales se podrían ver afectadas considerablemente con un cambio climático violento, situaciones que ya se han presentado en varios lugares del mundo, dejando sin efecto a las grandes inversiones que se realizaron para aprovechar esta fuente de energía.
- Con la nueva infraestructura del Sector Eléctrico, se debería desarrollar un Plan de Riesgos Naturales que evalúe las amenazas físicas, sociales y ambientales, que permitan determinar el costo-beneficio de los proyectos, además de acciones preventivas frente a desastres considerando el manejo, rehabilitación o reconstrucción de las centrales.
- Se recomienda realizar pronósticos con el uso de métodos inductivos-dinámicos como: la inteligencia artificial con redes neuronales o micro áreas que responden de mejor manera a las necesidades puntuales de los sectores de consumo y su realidad.
- Mantener las termoeléctricas como una reserva emergente limitándose a la consideración de posibles situaciones adversas o críticas, ya que estas tienen la capacidad de ofrecer una respuesta rápida de producción eléctrica.

## BIBLIOGRAFÍA

- ACCIONA. (14 de 07 de 2017). *Energía Eólica*. Obtenido de <https://www.accion.com/es/energias-renovables/energia-eolica/#>
- Alberto, A. (21 de Enero de 2016). El Proyecto Hidroeléctrico Quijos está parado tras la salida de Cneec. *El Comercio*.
- ARCONEL. (2006-2016). *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito.
- ARCONEL. (2012). *Plan Maestro de Electrificación 2012-2021*. Quito.
- ARCONEL. (2014). *Indicadores del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Quito.
- ARCONEL. (2015). *Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Producción Eléctrica*. Quito.
- ARCONEL. (2016). *ESTADISTICA ANUAL Y MULTIANUAL DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORINO 2016*. QUITO.
- ARCONEL. (2017). *Plan Maestro de Electrificación 2016-2025*. Quito.
- ARCONEL. (2017). *Plan Maestro de Electrificación 2016-2025*. Quito: MEER.
- Ariza Ramírez , A. M. (2013). *Métodos Utilizados para el Pronostico de la Demanda de Energía Eléctrica en Sistemas de Distribución*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Banco Central del Ecuador. (2016). *Boletín Estadístico 2016*. Quito: BCE.
- BID. (2017). *Cómo limpiar la matriz energética del Ecuador?* Quito.
- Buñay Ortiz, F. R., & Pérez Luna, F. G. (2012). *Comparación de costos de producción de energía eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador*. Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Carta González, J. A., Calero Pérez, R., Colmemar Santos, A., & Castro Gil, M. A. (2009). *Centrales de energías renovables*. Madrid: Pearson Educación.
- Castillo, L. (19 de Enero de 2017). Constructor del tranvía de Cuenca recibió ultimatum. *El Comercio*.
- Castro, M. (2011). *Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador*. Quito: CEDA.
- CELEC. (31 de 08 de 2017). *Cooperación Eléctrica del Ecuador*. Obtenido de <https://www.celec.gob.ec/>
- CENACE. (2016). *INFORME ANUAL 2016*. QUITO: CENACE.
- CENACE. (2017). *Informe Anual 2017*. Quito.
- CIE. (2017). *COORPORACION PARA LA INVESTIGACION ENERGETICA*. Obtenido de [http://www.energia.org.ec/cie/?page\\_id=45](http://www.energia.org.ec/cie/?page_id=45)

- CONELEC. (2007). *Plan Maestro de Electrificación 2007-2016*. Quito.
- CONELEC. (2009). *Inventario de Recursos Energéticos con fines de Generación Eléctrica 2009*. Quito: CONELEC.
- CONELEC. (2009). *Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica*. Quito.
- CONELEC. (2013). *PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2013-2022*. Quito: CONELEC.
- Diario El Mercurio de Cuenca. (2017). Obtenido de [www.elmercurio.com.ec/](http://www.elmercurio.com.ec/)
- Ecuavisa. (07 de Diciembre de 2017). 5 proyectos hidroeléctricos planificados por anterior Gobierno, con problemas de ejecución. Quito, Pichincha, Ecuador.
- El Comercio. (10 de Noviembre de 2009). La 'hora de Sixto' fue en 1993.
- El Comercio. (02 de Agosto de 2015). Nueva empresa interesada en la Refinería del Pacífico.
- El Comercio. (23 de Diciembre de 2016). La Central San Francisco puso en la mira a Odebrecht.
- El Telégrafo. (21 de Octubre de 2013). El estiaje pasa sin hacerse sentir hasta el momento. *El Telégrafo*.
- El Telégrafo. (16 de 04 de 2017). Ecuador, diez años después, Sector Petrolero.
- Elías Castells, X. (2012). *El modelo energético español*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos.
- ENDESA. (1974). *La Planificación en ENDESA*. Chile, Santiago.
- ENDESA. (10 de Agosto de 2017). *ENEL*. Obtenido de endesaeduca: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas)
- ENEL. (15 de 07 de 2017). *endesaeduca*. Obtenido de [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/viii.-las-centrales-termicas-convencionales](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/viii.-las-centrales-termicas-convencionales)
- Enríquez , G. (2009). *Tecnologías de generación de energía eléctrica*. México: Limusa.
- FACET. (22 de Diciembre de 2017). *Curvas de Carga y Demanda*. Obtenido de <https://catedras.facet.unt.edu.ar/centraleselectricas/wp-content/uploads/sites/19/2014/10/Curvas-de-Carga-y-Generaci%C3%B3n.pdf>
- Fernández, I., & Robles , D. (2010). *Centrales Hidráulicas, Centrales de Generación Eléctrica*. Cantabria: Universidad de Cantabria.
- González, V. J. (2009). *Energías renovables*. Barcelona: ES: Editorial Reverté.
- Gutiérrez, R. D. (2013). *Estimación de la Demanda Eléctrica de Mendoza*. Mendoza.
- Hoyos, S., Franco, C. J., & Dyner, I. (15 de Enero de 2017). *SciELO*. Obtenido de Integración de fuentes no convencionales de energía renovable al mercado eléctrico y su impacto

sobre el precio: <http://www.scielo.org.co/pdf/ince/v13n26/1794-9165-ince-13-26-00115.pdf>

- INEC. (2012). *Proyección de Población*. Quito.
- INECEL. (1989). *Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 1989-200*. Quito.
- IRENA. (2012). *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES*. Abu Dhabi: IRENA Secretariat.
- Jarauta, R. L. (2015). *Las energías renovables*. Barcelona, ESPAÑA: UOC.
- La República. (27 de Diciembre de 2012). Ministerio de Defensa dona inmueble para la construcción del Metro de Quito.
- LOSPEE. (2015). *Ley Organica del Servicio Público de Energia*. Quito: Registro Oficial Suplemento 418.
- MEER. (2017). *Ministerio de Electricidad y Energía Renovable*. Obtenido de Dirección Nacional de Eficiencia Energética: <http://www.energia.gob.ec/direccion-nacional-de-eficiencia-energetica/>
- National Geographic. (2013). Energía hidroeléctrica.
- Núñez, J. M. (2011). *Modelo de previsión de la demanda eléctrica. Descripción e Implementación para un conjunto de clientes en el Sistema Eléctrico Español*. Barcelona: TELECOMBCN.
- OLADE. (2017). *Manual Estadística Energetica*. Quito.
- Orozco, M. (14 de Diciembre de 2015). Las crisis del 2009 y 2015 son distintas. *El Comercio*. Obtenido de El Comercio: <http://www.elcomercio.com/actualidad/crisis-2009-2015-son-distintas.html>
- Ortiz, F. R. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bogotá: Ediciones de la U.
- Pacheco, M. (19 de Octubre de 2014). 10 meses de retraso en la construcción del Metro. *El Comercio*.
- Pacheco, M. (07 de Diciembre de 2017). Ecuador subutiliza el 48% de la potencial eléctrica instalada. *El Comercio*.
- Redacciones Negocios y Guayaquil. (01 de Abril de 2018). Cinco proyectos energéticos dejan un saldo en contra para el país. *El Comercio*.
- Sebastián, A. (23 de Enero de 2017). El FMI prevé que el Ecuador decrezca este 2017. *El Comercio*.
- Seguimiento ELE. (15 de Septiembre de 2015). *becifor2*. Obtenido de <http://becifor2.blogspot.com/2015/09/generacion-transporte-y-distribucion-de.html>
- SENER. (2015). *Prospectiva del sector Eléctrico*. México.

## ANEXOS

### 1. Precios anuales de combustibles (USD/galón, USD/1000pies3)

AÑO	DIESEL (USD/galón)	FUEL OIL (USD/galón)	NAFTA (USD/galón)	GAS NATURAL (USD/1000 pies3)	RESIDUO ESMERALDAS (USD/galón)	RESIDUO SHUSHUFINDI (USD/galón)
2000	1,0239780	0,5843089				
2001	0,7529086	0,4717214	0,4215549			
2002	0,6780181	0,5045722	0,6908561	2,6092768		
2003	0,9612877	0,7119200	0,8846714	4,1523833	0,4655520	0,3462560
2004	1,3416927	0,6162484	1,0895644	3,5741500	0,4757186	0,2874739
2005	1,3717203	0,7541586	1,0774883	4,3966454	0,4915525	0,3421087
2006	0,9187181	0,7082880	0,7479293	4,1231121	0,4196858	0,3923961
2007	0,9187181	0,7082880	0,7479293	4,1119145	0,4196858	0,3923961
2008	0,9187181	0,5376000	0,7479293	4,1044494	0,4458022	0,411193
2009	0,9187181	0,5376000	0,7479293	4,1559179	0,4458022	0,3923961
2010	0,9187181	0,5376000	0,7479293	4,1085213	0,4458022	0,3923961
2011	0,9187181	0,5376000	0,7479293	4,2720720	0,4458022	0,3923961
2012	0,9187181	0,5376000	0,7479293	3,1270316	0,4458022	0,3923961
2013	0,9187181	0,5483520	0,7479293	3,1368210	0,4458022	0,3923961
2014	0,9187181	0,5483520	0,7479293	3,1276170	0,4458022	0,3923961
2015	0,9187181	0,5483520	0,7479293	3,1276168	0,4458022	0,3923961
2017	0,9187181	0,5483520	0,7479293	3,1276168	0,4458022	0,3923961

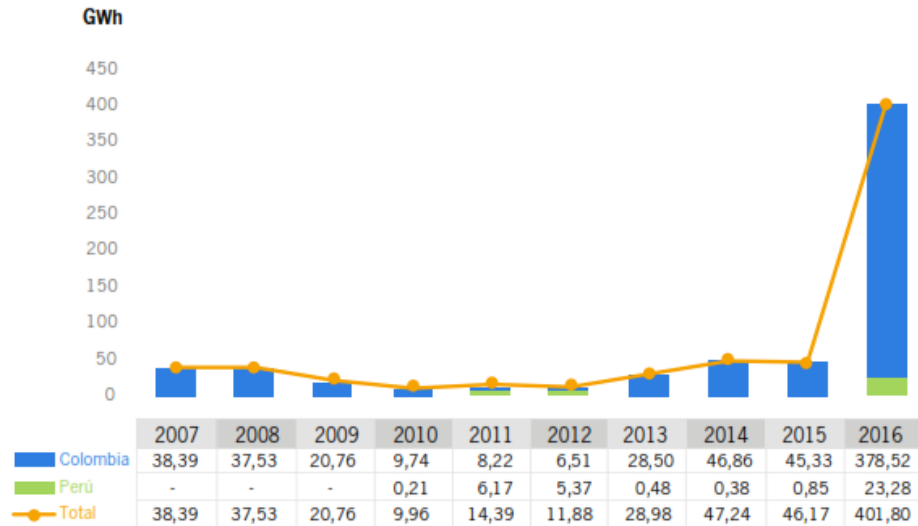
(\*) Valores establecidos para empresas estatales según Decreto 1131.

## 2. Consumo y gasto en combustibles (2007-2017)

Combustible	Fuel oil y Residuos			Diésel		Nafta			Gas natural			Total MUSD	
	miles de galones	UD\$/galón	Precio total MUSD	miles de galones	UD\$/galón	Precio total MUSD	miles de galones	UD\$/galón	Precio total MUSD	miles de pie3	UD\$/1000 pie3		Precio total MUSD
2007	233,333.67	0.71	165.67	87094.91	0.92	80.13	4,003.75	0.75	2.99	10,426,632.6	4.1	42.85	291.64
2008	217,774.07	0.54	117.60	45757.90	0.92	42.10	7,935.79	0.75	5.93	8,794,129.0	4.1	36.06	201.68
2009	265,653.42	0.54	143.45	119273.98	0.92	109.73	9,953.19	0.75	7.44	10,448,600.0	4.2	43.41	304.03
2010	263,414.14	0.54	142.24	238810.79	0.92	219.71	14,639.68	0.75	10.94	11,688,280.0	4.1	48.02	420.90
2011	284,961.93	0.54	153.88	98547.62	0.92	90.66	14,711.27	0.75	10.99	8,464,068.0	4.3	36.16	291.69
2012	335,037.21	0.54	180.92	67200.96	0.92	61.82	90.75	0.75	0.07	13,998,189.5	3.1	43.77	286.59
2013	384,355.52	0.55	211.40	101312.45	0.92	93.21	2,705.72	0.75	2.02	16,206,370.6	3.1	50.84	357.46
2014	408,933.01	0.55	224.91	109620.05	0.92	100.85	-	0.75	0.00	18,276,347.3	3.1	57.15	382.91
2015	388,486.42	0.55	213.67	125722.16	0.92	115.66	562.09	0.75	0.42	16,604,960.9	3.1	51.92	381.68
2016	299,228.64	0.55	164.58	88607.73	0.92	81.52	1,059.92	0.75	0.79	16,147,498.6	3.1	50.49	297.38
2017	153,760.94	0.55	84.57	8800.43	0.92	8.10	-	0.75	0.00	14,087,580.3	3.1	44.05	136.72

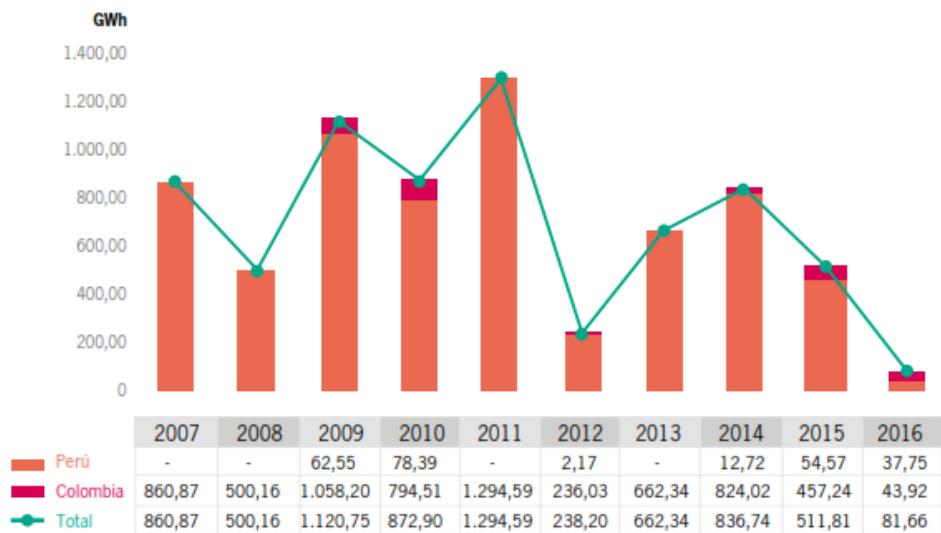
### 3. Exportación de energía

Interconexión	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Colombia	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22	6,51	28,50	46,86	45,33	378,52
Perú	-	-	-	0,21	6,17	5,37	0,48	0,38	0,85	23,28
<b>Total</b>	<b>38,39</b>	<b>37,53</b>	<b>20,76</b>	<b>9,96</b>	<b>14,39</b>	<b>11,88</b>	<b>28,98</b>	<b>47,24</b>	<b>46,17</b>	<b>401,80</b>



### 4. Importación de energía

Interconexión	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Colombia	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59	236,03	662,34	824,02	457,24	43,92
Perú	-	-	62,55	78,39	-	2,17	-	12,72	54,57	37,75
<b>Total</b>	<b>860,87</b>	<b>500,16</b>	<b>1.120,75</b>	<b>872,90</b>	<b>1.294,59</b>	<b>238,20</b>	<b>662,34</b>	<b>836,74</b>	<b>511,81</b>	<b>81,66</b>



## 5. Usuarios por sector de consumo

<b>MILES DE USUARIOS</b>				
<b>AÑO</b>	<b>RESIDENCIAL</b>	<b>INDUSTRIAL Y OTROS</b>	<b>COMERCIAL</b>	<b>TOTAL</b>
2007	2,949	86	336	3,371
2008	3,110	91	351	3,552
2009	3,289	89	368	3,746
2010	3,470	95	387	3,952
2011	3,676	99	414	4,189
2012	3,853	106	439	4,398
2013	4,011	118	446	4,575
2014	4,118	120	456	4,694
2015	4,224	121	466	4,811
2016	4,334	121	470	4,925
2017	4,501	122	478	5,101
2018	4,625	125	490	5,240
2019	4,748	129	506	5,383
2020	4,869	133	522	5,524
2021	4,998	137	536	5,671
2022	5,106	141	557	5,804
2023	5,222	145	574	5,941
2024	5,336	150	593	6,079
2025	5,449	154	612	6,215
2026	5,564	159	632	6,354
2027	5,681	163	652	6,497
2028	5,801	168	673	6,643
2029	5,924	173	695	6,792
2030	6,049	179	717	6,945

## 6. Consumo histórico de energía por sectores

VENTAS DE ENERGÍA									
AÑO	RESIDENCIAL		INDUSTRIAL Y OTROS		COMERCIAL		A. PUBLICO		TOTAL(GWh)
2007	4,095	%	2,999	%	2,205	%	765	%	10,064
2008	4,385	0.071	3,588	0.196	2,368	0.074	806	0.054	11,147
2009	4,672	0.065	4,722	0.316	2,528	0.068	820	0.017	12,742
2010	5,114	0.095	5,171	0.095	2,672	0.057	812	-0.010	13,769
2011	5,351	0.046	5,742	0.110	2,956	0.106	883	0.087	14,932
2012	5,629	0.052	6,097	0.062	3,209	0.086	913	0.034	15,848
2013	5,881	0.045	6,412	0.052	3,486	0.086	964	0.056	16,743
2014	6,364	0.082	6,786	0.058	3,786	0.086	1,023	0.061	17,959
2015	6,928	0.089	6,953	0.025	3,981	0.052	1,081	0.057	18,943
2016	6,704	-0.032	6,473	-0.069	3,654	-0.082	1,055	-0.024	17,886

## 7. Resumen proyección por regresión lineal múltiple

RESIDENCIAL		INDUSTRIAL Y OTROS		COMERCIAL		A. PUBLICO	
<i>Coeficientes</i>		<i>Coeficientes</i>		<i>Coeficientes</i>		<i>Coeficientes</i>	
Intercepción	-12477.79	Intercepción	-2263.29	Intercepción	-2482.64	Intercepción	-1025.58
Variable X 1	6.88	Variable X 1	64.39	Variable X 1	24.65	Variable X 1	1.27
Variable X 2	1139.83	Variable X 2	167.49	Variable X 2	233.93	Variable X 2	120.00

## 8. Proyección del consumo eléctrico por sectores

AÑO	PIB X1	POBLACION X2	RESIDENCIAL	INDUSTRIAL Y OTROS	COMERCIAL	A. PUBLICO	TOTAL(GWh)	Consumo + pérdidas 12% +reserva 10%
2017	99	16.8	7,330	6,939	3,889	1,114	19,272	<b>23,512</b>
2018	102	17.0	7,632	7,172	4,020	1,147	19,971	<b>24,365</b>
2019	105	17.3	7,932	7,410	4,153	1,181	20,676	<b>25,224</b>
2020	108	17.5	8,230	7,654	4,288	1,214	21,386	<b>26,091</b>
2021	112	17.8	8,534	7,905	4,426	1,247	22,112	<b>26,977</b>
2022	115	18.0	8,842	8,163	4,567	1,282	22,854	<b>27,882</b>
2023	119	18.3	9,155	8,428	4,712	1,317	23,611	<b>28,806</b>
2024	122	18.5	9,473	8,700	4,860	1,352	24,385	<b>29,750</b>
2025	126	18.8	9,796	8,979	5,011	1,388	25,175	<b>30,713</b>
2026	130	19.0	10,124	9,267	5,166	1,425	25,981	<b>31,697</b>
2027	133	19.3	10,457	9,562	5,324	1,462	26,805	<b>32,702</b>
2028	137	19.6	10,795	9,865	5,487	1,500	27,646	<b>33,729</b>
2029	142	19.9	11,138	10,177	5,653	1,538	28,506	<b>34,777</b>
2030	146	20.1	11,487	10,497	5,823	1,577	29,384	<b>35,848</b>

## 9. Potencia Adicional al S.N.I

Potencia disponible en S.I.N (MW)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Actual	6,739.0	6,908.9	7,761.7	7,761.7	7,921.7	7,921.7	8,121.7	8,717.3	8,717.3	8,717.3	8,717.3	8,717.3	8,717.3	8,717.3
	10.0	275.0		110.0		200.0	595.6							
	3.0	180.0												
	77.0	254.4												
	4.0	18.6												
	10.0	39.5												
	6.0	30.0												
	49.7	7.2		50.0										
	10.2	48.2												
<b>Total</b>	<b>6,908.9</b>	<b>7,761.7</b>	<b>7,761.7</b>	<b>7,921.7</b>	<b>7,921.7</b>	<b>8,121.7</b>	<b>8,717.3</b>	<b>8,717.3</b>	<b>8,717.3</b>	<b>8,717.3</b>	<b>8,717.3</b>	<b>8,717.3</b>	<b>8,717.3</b>	<b>8,717.3</b>
	Victoria	Minas San Francisco		Machala Gas Combinado		Bloque Proyectos Hidroeléctricos	Paute Cardenillo							
	El Inga II	Delisitanisagua		Quijos										
	Machala gas III	Toachi Piatón												
	Chorillos	Sigchos												
	Palмира Nanegal	Pusumo												
	San José de Minas	Sabanilla												
	Due	Mazar Dudas:												
	Rio Verde Chico	San Antonio												
		Normandia												


  
 P. Emblemático
   
 Alta prioridad

## 10. Resumen estadísticas de regresión lineal Demanda

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.98
Coefficiente de determinación R <sup>2</sup>	0.97
R <sup>2</sup> ajustado	0.96
Error típico	76.02
Observaciones	10

### ANÁLISIS DE VARIANZA

	Grados de libertad	Suma de cuadrados	Medio de los cuadrados	F	Valor crítico de F
Regresión	2	1203962.68	601981.34	104.17	0.00
Residuos	7	40451.72	5778.82		
Total	9	1244414.40			

	Coefficientes	Error típico	Estadístico t	Probabilidad	Inferior 95%	Superior 95%
Intercepción	-3347.71	1611.44	-2.08	0.08	-7158.17	462.75
Variable X 1	405.09	131.77	3.07	0.02	93.49	716.68
Variable X 2	3.81	5.24	0.73	0.49	-8.59	16.20

### Ecuación de demanda por regresión múltiple:

$$Y = -3347.71 + 405.09 * X1 + 3.81 * X2$$

### 11. Proyección de la Potencia (MW)

	POBLACION (Mhab.) X1	PIB (MMUSD) X2	Potencia Futura (MW)
2017	16.8	99	3827
2018	17.0	102	3939
2019	17.3	105	4049
2020	17.5	108	4160
2021	17.8	112	4272
2022	18.0	115	4386
2023	18.3	119	4502
2024	18.5	122	4620
2025	18.8	126	4740
2026	19.0	130	4862
2027	19.3	133	4985
2028	19.6	137	5111
2029	19.9	142	5238
2030	20.1	146	5368