



Plan Maestro de Electricidad

MINISTERIO DE
ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES



EL
GOBIERNO
DE TODOS



AUTORIDADES

Presidente de la República - Lenín Boltaire Moreno Garcés

Vicepresidente de la República - Otto Ramón Sonnenholzner Sper

Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables - José Iván Augusto Briones

Viceministro de Electricidad y Energía Renovable - Gonzalo Uquillas Vallejo

Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL - Bolívar Lucio Manzoni

Director Ejecutivo del Operador Nacional de Electricidad - CENACE - Gabriel Argüello Ríos

Gerente General de la Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP - Robert Simpson Nankervis

Gerente General (s) de la Corporación Nacional de Electricidad - CNEL EP - Víctor Molina Sigcho

Asesor del Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables - Víctor Orejuela Luna

Subsecretario de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica - Patricio Alzamora Alzamora

Subsecretario de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica - Fernando Gómez Miranda

Subsecretario de Control y Aplicaciones Nucleares - Rodrigo Salas Ponce

Director de Análisis y Prospectiva Eléctrica - Ramiro Díaz Castro

CRÉDITOS

MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

DIRECCIÓN DE ANÁLISIS Y PROSPECTIVA ELÉCTRICA

Coordinador General del Plan Maestro de Electricidad: Rodney Salgado Torres

Equipo de trabajo: Carlos Coronel, Jaime Guerrero, Jorge Mendieta, Gina Moreta, Alex Posso, Pablo Rosero, Iván Velástegui.

SUBSECRETARÍA DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

Marco Valencia, Fernanda Jara, Juan Carlos Jiménez, Alonso Moreno, Luis Manzano, Patricio Cañizares, Miguel Atapuma.

SUBSECRETARÍA DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA:

Xavier Segura, Patricia Recalde, Anabel Lemus, Freddy Simbaña.

DIRECCIÓN DE SEGUIMIENTO DE PLANES, PROGRAMAS Y PROYECTOS:

Ana Lorena Campo.

ARCONEL

Geovanny Pardo, Geovanny Bonifaz, Santiago Flores, Andrés Chiles, Iván Sánchez, Emilio Calle, Diego Salinas, Andrea Torres, Sara Dávila, Ana López, Verónica Marcillo, Juan Pablo Palacios.

CENACE

Max Molina, Roberto Aguirre.

CELEC EP TRANSELECTRIC

Wilson Mejía, Jhery Saavedra, José Jara, Jorge Ortiz, Roberth Peñaranda, Luis Pesantez, Juan Plazarte, Carlos Soria, Juan Soria, Washington Varela, Germán Vélez.

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

Luis Castelo León

DIAGRAMACIÓN

Dirección de Comunicación Social del MERNNR.



José Augusto Briones
Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Desde el Gobierno Nacional buscamos fortalecer y trabajar en el mejoramiento constante de las políticas energéticas y las oportunidades para esta industria, que es de vital importancia para el país. Nuestra meta ha sido perfeccionar su potencial con bases firmes en el diálogo, la eficiencia y la transparencia, tomando con absoluta seriedad la responsabilidad ambiental y social en cada uno de nuestros proyectos.

Para la consecución de metas y objetivos en el corto, mediano y largo plazo, hemos tomado a la planificación, como una herramienta de trabajo, capaz de generar beneficios en base a las acciones emprendidas en el desarrollo energético ecuatoriano, que forman parte del Plan Maestro de Electricidad (PME).

Las estrategias trazadas por nuestra administración, están ligadas a este plan y nos permitirán avanzar por la ruta acertada para lograr: el aumento progresivo de la producción de los recursos naturales (eléctricos, hidrocarburíferos y mineros), la gestión delegada de activos, la eficiencia institucional y el Pacto Social Energético, acciones que van de la mano de las políticas del Gobierno Nacional.

Todo esto con la finalidad de fortalecer al sector energético, continuar promoviendo los cambios positivos, respetar los principios establecidos, transparentar la gestión, privilegiar los intereses del país, abrir los espacios para atraer nuevos capitales honestos, con valor agregado que garanticen la seguridad jurídica, para que las empresas vean al Ecuador como un destino de inversiones, incentivar la eficiencia institucional y mostrar el rostro humano del sector con actividades absolutamente sostenibles e inclusivas, pensando siempre en el beneficio de las zonas más vulnerables del Ecuador.

Como parte del Plan Maestro de Electricidad, que contempla el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables no convencionales, contamos con un portafolio de 39 proyectos, de los cuales 21 son de energías renovables no convencionales. Ya hemos realizado el lanzamiento de dos proyectos importantes: el fotovoltaico en El Aromo, en la provincia de Manabí, y los eólicos Villonaco II y III, en Loja, que reducirán las emisiones de CO₂ al ambiente y serán financiados al 100% con capital privado. Esto será posible gracias a la apertura que ha tenido nuestro gobierno, ya que un importante número de empresas e inversionistas privados, nacionales y extranjeros, han visto con buenos ojos nuestras acciones. Esto se ha evidenciado en el interés que han mostrado para invertir en importantes proyectos.

En Galápagos estamos trabajando en un plan de eficiencia energética para reemplazar el uso de combustibles fósiles, a través de la generación de energías limpias, que preserven la vida silvestre en el archipiélago y así brindar un servicio de calidad a la ciudadanía.

Es evidente que la industria energética no es la misma que conocimos hace algunos años, conforme el paso del tiempo y el establecimiento de nuevas herramientas tecnológicas, es así que nos hemos planteado trabajar de la mano de la innovación y el establecimiento de objetivos, que son las bases para implementar mecanismos de desarrollo sectorial e interinstitucional.

Por lo expuesto, es clara nuestra intención de promover el desarrollo y el mejoramiento de la industria energética que nos abran paso al cumplimiento de la política pública que garantiza objetivos estratégicos nacionales en materia de generación y transmisión, títulos habilitantes, distribución y comercialización, eficiencia energética y energía atómica, incluidos en el Plan Maestro de Electricidad y el Plan de Expansión de Generación Eléctrica.

Les invito a leer este documento, que será un insumo estratégico de consulta en materia eléctrica para estudiantes, académicos, expertos, y ciudadanía en general, donde podrán conocer a detalle las acciones que estamos promoviendo e implementando como Gobierno Nacional, en beneficio del sector eléctrico del Ecuador.

Contenido

CAPÍTULO 1 RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Transformación y situación actual del Sector Eléctrico	16
1.1.1 Producción de energía.....	16
1.1.2 Infraestructura.....	18
1.1.3 Gestión comercial.....	18
1.1.4 Transacciones internacionales de energía.....	18
1.2 Resultados del estudio de la actualización de la demanda eléctrica	19
1.2.1 Línea base.....	19
1.2.2 Resultados.....	20
1.3 Resultados de la expansión de la generación	24
1.3.1 Línea base.....	24
1.3.2 Centrales recientemente incorporadas.....	25
1.3.3 Resultados para el Sistema Nacional Interconectado.....	25
1.3.4 Resultados para el Sistema de Galápagos.....	28
1.4 Plan de expansión de la transmisión	29
1.4.1 Línea base.....	29
1.4.2 Resultados.....	30
1.4.2.1 Inversión estimada total del PET 2018 – 2027.....	30
1.4.2.2 Corto plazo.....	30
1.4.2.3 Largo plazo.....	32
1.5 Resultados de la expansión y mejoras de la distribución	32
1.5.1 Línea base.....	32
1.5.2 Resultados.....	32
1.5.2.1 Metas.....	33
1.5.2.2 Inversiones.....	34
1.6 Resultados del análisis económico financiero	36
1.6.1 Inversiones necesarias.....	36
1.6.2 Costo del Servicio Eléctrico para la tarifa.....	37
1.6.3 Resultados del análisis para el Caso Base.....	37
1.6.3.1 Análisis de costos de generación.....	37
1.6.3.2 Análisis de costos de transmisión.....	38
1.6.3.3 Análisis de costos de distribución.....	39
1.6.3.4 Costo del servicio y precio medio, Caso Base.....	40
1.6.4 Resultados del análisis para el caso Matriz Productiva.....	41

CAPÍTULO 2 TRANSFORMACIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1 Evolución del Sector Eléctrico	44
2.1.1 Institucionalidad y normativa - reseña histórica del sector eléctrico ecuatoriano.....	44
2.1.2 Oferta energética.....	47
2.1.3 Transmisión y distribución de energía eléctrica.....	48
2.1.4 Inversión.....	48
2.1.5 Mejora de la gestión.....	48
2.1.6 Cambio de cultura para el uso eficiente de la energía.....	51
2.1.7 Integración energética regional.....	51
2.2 Situación actual del Sector Eléctrico	52
2.2.1 Demanda de energía eléctrica.....	52
2.2.2 Demanda de potencia del Sistema Nacional Interconectado.....	52
2.2.2.1 Demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado.....	53
2.2.2.2 Balance de energía eléctrica.....	54
2.2.3 Generación de energía eléctrica.....	56
2.2.3.1 Potencias nominal y efectiva de centrales de generación.....	56
2.2.3.2 Producción de Energía.....	58
2.2.3.3 Proyectos de generación incorporados y en construcción.....	59
2.2.3.3.1 Proyectos de generación incorporados.....	59
2.2.3.3.2 Proyectos de generación en construcción.....	59

2.2.4 Transmisión y subtransmisión de energía eléctrica	60
2.2.4.1 Subestaciones	62
2.2.4.2 Elementos de compensación	62
2.2.5 Distribución de energía eléctrica	63
2.2.5.1 Cobertura del servicio eléctrico	63
2.2.5.2 Infraestructura de subtransmisión	65
2.2.5.3 Infraestructura de distribución	65
2.2.5.4 Infraestructura de alumbrado público	65
2.2.5.5 Pérdidas de energía	65
2.2.5.6 Gestión comercial	66
2.2.5.6.1 Facturación y recaudación	66
2.2.5.7 Modernización del sector de la distribución	67
2.3 Transacciones internacionales de energía	67
2.3.1 Importación de energía	67
2.3.2 Exportación de energía	67
2.3.3 Abastecimiento en zonas fronterizas y sus características	68
2.3.3.1 Interconexión Ecuador-Perú a través de redes de distribución	68
2.3.3.2 Interconexión Ecuador-Colombia a través de redes de distribución	68

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

3.1 Generalidades	72
3.1.1 Introducción	72
3.1.2 Antecedentes	72
3.1.3 Objetivo General	72
3.1.4 Objetivos Específicos	72
3.2 Estudio global de la demanda eléctrica S.N.I.	73
3.2.1 Evolución de la demanda eléctrica	73
3.2.1.1 Seguimiento de la demanda de energía eléctrica	73
3.2.1.2 Participación y evolución de la demanda por grupo de consumo	75
3.2.2 Variables consideradas para la proyección global de la demanda	76
3.2.2.1 PIB Ecuador	76
3.2.2.2 Datos demográficos	77
3.2.2.3 Número de usuarios y consumo de energía	78
3.2.3 Método de estimación y proyección	79
3.2.3.1 Proyección de la demanda	79
3.2.3.1.1 Proyección de demanda por categorías	80
3.2.3.1.1.1 Sector residencial	80
3.2.3.1.1.2 Sector comercial	81
3.2.3.1.1.3 Sector industrial y otros	82
3.2.3.1.1.4 Alumbrado público	83
3.2.4 Resultados de la proyección de la demanda por grupos de consumo	83
3.3 Energía y potencia por etapa funcional	85
3.3.1 Estructura de ventas de energía	86
3.3.2 Proyección de usuarios y venta de energía por distribuidora	86
3.3.3 Pérdidas de energía	89
3.3.4 Determinación de los requerimientos de energía	90
3.3.4.1 Requerimiento de energía en barras de subestaciones de entrega	90
3.3.4.2 Requerimiento mensual de energía en bornes de generación	90
3.3.5 Determinación de los requerimientos de potencia	91
3.4 Hipótesis de estudio	92
3.4.1 Hipótesis No. 1	92
3.4.2 Hipótesis No. 2	92
3.4.2.1 Cargas singulares	92
3.4.2.2 Transporte	95
3.4.2.3 Programas del Plan Nacional de Eficiencia Energética del Ecuador	95
3.4.3 Hipótesis No. 3	96

3.4.4 Sensibilidad de la proyección	97
3.4.5. Resultados de la proyección hipótesis No. 2.....	97
3.4.5.1 Proyección de la demanda en barras de subestación de entrega del S.N.I.....	97
3.4.5.2 Proyección de la demanda en bornes de generación del S.N.I.....	100
3.4.6 Resultados de la proyección hipótesis No. 3.....	102
3.4.6.1 Proyección de la demanda en barras de subestación de entrega del S.N.I.....	102
3.4.6.2 Proyección de la demanda en bornes de generación del S.N.I.....	104
3.5 Estudio de la demanda eléctrica del Sistema Galápagos	105
3.5.1 Información general.....	105
3.5.1.1 Estudio de la demanda eléctrica	106
3.6 Anexos	108
3.6.1 Previsión de la demanda.....	108
3.6.2 Mapas demanda de energía y potencia por áreas de concesión.....	130

CAPÍTULO 4

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

4.1 Introducción	138
4.2 Objetivos, políticas y lineamientos	138
4.2.1 Objetivo.....	138
4.2.2 Políticas referentes a la expansión de generación	138
4.2.3 Estrategias relativas a la expansión de generación	138
4.3 Elementos básicos utilizados en el análisis.....	139
4.3.1 Crecimiento de la demanda	139
4.3.2 Interconexiones internacionales.....	140
4.3.3 Infraestructura existente.....	141
4.3.3.1 Centrales recientemente incorporadas	141
4.3.3.2 Centrales con fuentes de energía renovable	142
4.3.3.3 Centrales con fuentes de energía no renovable	143
4.4 Recursos para generación eléctrica	143
4.4.1 Potencial Hidroeléctrico.....	143
4.4.2 Potencial de otras fuentes renovables.....	144
4.5 Centrales incorporadas y proyectos en construcción	144
4.5.1 Centrales incorporadas en 2017 y 2018.....	144
4.5.2 Proyectos en construcción	145
4.5.3 Proyectos con título habilitante	146
4.5.4 Proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW con estudios	146
4.5.5 Información sobre las centrales y proyectos de generación.....	147
4.6 Plan de Expansión de Generación del SNI 2018-2027	148
4.6.1 Modelos computacionales utilizados.....	148
4.6.2 Resultados del PEG 2018 – 2027 del S.N.I.....	149
4.6.3 Reservas de potencia y energía del S.N.I., PEG 2018 - 2027	158
4.6.3.1 Reservas de energía: hidrología media.....	158
4.6.3.2 Reservas de energía: hidrología semi - seca.....	159
4.6.3.3 Reservas de potencia	160
4.6.4 Composición de la generación.....	161
4.6.4.1 Hidrología promedio	161
4.6.4.2 Hidrología semi - seca.....	162
4.6.5 Criterio de confiabilidad VERE y VEREC	163
4.6.5.1 Valor esperado de racionamiento de energía (VERE)	163
4.6.5.2 Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC)	163
4.7 Consumo de combustibles y emisiones de CO₂	164
4.7.1 Consumo estimado de combustibles	164
4.7.2 Emisiones de CO ₂	165
4.8 Inversiones estimadas.....	167
4.9 Plan de Expansión de Generación en el Sistema Aislado Galápagos.....	169
4.9.1 Iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en Galápagos”	169
4.9.2 El Régimen Especial de Galápagos	170

4.9.3 Situación demográfica	170
4.9.4 Situación actual de la generación de energía eléctrica.....	171
4.9.4.1 Sistemas de acumulación de combustible para generación de energía eléctrica.....	171
4.9.5 Matriz de generación de energía eléctrica.....	171
4.9.5.1 Generación Isla San Cristóbal	172
4.9.5.2: Generación de las Islas Santa Cruz y Baltra.....	172
4.9.5.3 Generación Isla Isabela.....	173
4.9.5.4 Generación Isla Floreana	174
4.9.6 Plan de Expansión de la Generación para Galápagos.....	174
4.9.7 Descripción de los proyectos.....	175
4.9.7.1 Proyectos para el corto plazo.....	175
4.9.7.2 Proyectos para el mediano y largo plazo	177
4.9.8 Escenario de participación de energía renovable	177
4.9.9 Evaluación de los recursos solar y eólicos.....	178
4.9.9.1 Potencial Eolo-eléctrico	178
4.9.9. 2 Potencial PV-eléctrico.....	179
4.10 Anexos	180
4.10.1 Anexo Nro. 4.1: Centrales de generación existentes ordenadas de mayor a menor potencia efectiva	180
4.10.2 Anexo Nro. 4.2: Proyectos hidroeléctricos del Inventario de Recursos Energéticos ..	191
4.10.3 Anexo Nro. 4.3: Proyectos de generación y autogeneración en fase de estudios	195
4.10.4 Anexo Nro. 4.4: Flujograma del Proceso de Planificación de la Expansión de la Generación	196
4.10.5 Anexo Nro. 4.5: Índices utilizados en el diagnóstico de la generación en el S.N.I. ...	197

CAPÍTULO 5

EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

5.1 Introducción	200
5.2 Objetivo	200
5.3 Políticas	200
5.4 Normativas y exigencias regulatorias relacionada con la expansión de la Transmisión	201
5.4.1 Niveles de voltaje y generación de potencia reactiva.....	201
5.4.2 Cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores	202
5.4.3 Libre acceso al Sistema Nacional de Transmisión.....	202
5.5 Metodología para la elaboración del plan de expansión de transmisión	202
5.5.1 Distribución espacial de la demanda.....	203
5.5.2 Análisis energético para la determinación de despachos de generación	203
5.6 Situación Actual del Sistema Nacional de Transmisión	204
5.6.1 Topología Actual del Sistema Nacional de Transmisión.....	204
5.6.2 Líneas de transmisión.....	205
5.6.3 Subestaciones.....	208
5.6.4 Compensación de potencia reactiva	211
5.6.5 Cargabilidad de los transformadores del SNT	211
5.7 Diagnóstico de Corto Plazo	213
5.7.1 Análisis en condiciones normales de operación.....	214
5.7.2 Análisis contingencia de un elemento eléctrico (contingencia N-1)	214
5.7.3 Análisis de voltaje	215
5.8 Diagnóstico de Largo Plazo	216
5.8.1 Análisis en condiciones normales de operación.....	216
5.8.2 Análisis contingencia de un elemento eléctrico (contingencia N-1)	217
5.8.3 Análisis de voltaje	217
5.9. Plan de Expansión de la Transmisión, PET 2018 - 2027	218
5.9.1 Requerimientos Presupuestarios del Plan de Expansión de Transmisión PET 2018 -2027	219
5.9.2 Plan de obras a Corto Plazo	221
5.9.2.1 Sistema de Transmisión Concordia – Pedernales 138 kV.....	222

5.9.2.2	Sistema de Transmisión Quevedo - San Gregorio - San Juan de Manta 230 kV	223
5.9.2.3	Subestación Esmeraldas, ampliación 230 kV, 1 bahía	223
5.9.2.4	Subestación Esmeraldas, autotransformador trifásico, 100/133/167 MVA	223
5.9.2.5	Subestación Esmeraldas, ampliación 138 kV	223
5.9.2.6	Sistema de Transmisión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV	224
5.9.2.7	Sistema de Transmisión Tabacundo 230/138 kV	224
5.9.2.8	Sistema de Transmisión Cajas, 230/69 kV	224
5.9.2.9	Sistema de Transmisión Nororiental (STNO)	225
5.9.2.10	Sistema de Transmisión Tanicuchí 230/138 kV	225
5.9.2.11	Línea de Transmisión Tisaleo – Totoras 230 kV	226
5.9.2.12	Subestación El Inga, ampliación 138 kV, 2 bahías	226
5.9.2.13	Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito	226
5.9.2.14	Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo 138 kV	226
5.9.2.15	Línea de Transmisión Pascuales - Lago Chongón 138 kV, repotenciación	227
5.9.2.16	Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reemplazo ATT, 225 MVA	227
5.9.2.17	Subestación Santa Elena y Subestación Posorja, ampliación 69 kV, 2 bahías	227
5.9.2.18	Ampliación Subestación Durán, una bahía 69 kV	228
5.9.2.19	Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 300 MVA	228
5.9.2.20	Ampliación Subestación Posorja, 138/69 kV	228
5.9.2.21	Nueva ampliación subestación Posorja, 138/69 kV	229
5.9.2.22	Ampliación Subestación Las Esclusas, 230/69 kV, 225 MVA	229
5.9.2.23	Sistema de Transmisión La Avanzada, 230/138 kV	229
5.9.2.24	Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV	230
5.9.2.25	Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV	230
5.9.2.26	Subestación Lago de Chongón, ampliación 138 kV	230
5.9.2.27	Ampliación Subestación Quevedo, 230/69 kV	230
5.9.2.28	Subestación Palestina 230/138/69 kV	231
5.9.2.29	Subestación Puerto Inca 138/69 kV, 2x100 MVA	231
5.9.2.30	Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV, 225 MVA	231
5.9.2.31	Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV	232
5.9.2.32	Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA	232
5.9.2.33	Ampliación Subestación Taday 230 kV	232
5.9.2.34	Sistema Delsitanisagua - Cumbaratza – Bomboiza 230 kV	232
5.9.2.35	Equipos de Transformación de Reserva	233
5.9.3.	Plan de obras a largo plazo	233
5.9.3.1	Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230 kV, 2x60 MVAR	233
5.9.3.2	Subestación Orquídeas, ampliación 230 kV, capacitores	233
5.9.3.3	Sistema de Transmisión Sopladora – Cardenillo – Taday 230 kV	234
5.9.3.4	Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, 2do circuito	234
5.9.3.5	Sistema de Transmisión Ecuador – Perú 500 kV	234
5.9.3.6	Sistema de Transmisión Santiago (2400 MW)	236

CAPÍTULO 6

EXPANSIÓN Y MEJORA DE LA DISTRIBUCIÓN

6.1	Introducción	240
6.2	Objetivo general	240
6.3	Objetivos específicos	240
6.4	Políticas	240
6.4.1	Lineamientos y estrategias	241
6.5	Situación actual de la distribución	242
6.5.1	Áreas geográficas y prestación del servicio	242
6.5.2	Cobertura del servicio eléctrico	244
6.5.3	Infraestructura de subtransmisión	245
6.5.4	Infraestructura de distribución	247
6.5.5	Infraestructura de alumbrado público	248
6.5.6	Comercialización	249
6.5.7	Facturación y recaudación	249

6.5.8 Pérdidas de energía eléctrica	250
6.5.9 Modernización de los sistemas de distribución	251
6.5.10 Sector productivo	253
6.6 Plan de expansión y mejora de la distribución 2018-2027	255
6.6.1 Metas	255
6.6.1.1 Cobertura eléctrica.....	255
6.6.1.2 Pérdidas de energía	257
6.6.1.3 Luminarias	259
6.6.1.4 Modernización y automatización de los sistemas de información de la distribución	259
6.6.2 Inversiones estimadas en el PED 2018-2027	260
6.6.3 Infraestructura considerada en el Plan de Expansión de la Distribución	262
6.6.3.1 Transformadores de subestaciones periodo 2018-2027	262
6.6.3.2 Redes de alto voltaje periodo 2018 – 2027	264
6.6.3.3 Redes de medio voltaje periodo 2018 – 2027	265
6.6.3.4 Redes de bajo voltaje periodo 2018 – 2027	266
6.6.3.5 Transformadores de distribución 2018 – 2027	268
6.6.3.6 Medidores periodo 2018 – 2027	270
6.6.3.7 Conexiones a 138 kV	271

CAPÍTULO 7

ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

7.1 Introducción	276
7.2 Generalidades	276
7.3 Resumen de Inversiones del PME 2018 - 2027	276
7.4 Costo del servicio eléctrico para la tarifa	277
7.4.1 Generación.....	278
7.4.1.1 Costos fijos.....	278
7.4.1.2 Costos variables.....	278
7.4.2 Transmisión	278
7.4.3 Distribución	279
7.4.4 Escenarios de análisis.....	279
7.4.4.1 Parámetros de simulación	279
7.4.5 Análisis de resultados del Caso Base	279
7.4.5.1 Generación	280
7.4.5.2 Transmisión	282
7.4.5.3 Distribución	284
7.4.5.4 Costo del servicio y precio medio, Caso Base	288
7.4.6 Análisis de resultados del Caso Matriz Productiva	288
7.4.6.1 Generación	288
7.4.6.2 Transmisión	291
7.4.6.3 Distribución	292
7.4.6.4 Costo del servicio y precio medio – Caso Matriz Productiva	295

ANEXO A

INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

A.1 Aspectos relevantes en la integración	298
A.1.1 Visión de la integración energética	298
A.1.2 Políticas energéticas para el sector eléctrico.....	298
A.1.2.1 Marco legal	299
A.1.3 Evolución de la normativa supranacional para el intercambio de electricidad	300
A.1.4 Impacto de la normativa supranacional en los intercambios de electricidad.....	301
A.1.4.1 Marco normativo para el intercambio de electricidad entre Ecuador – Colombia.....	301
A.1.4.1.1 Intercambios por seguridad.....	302
A.1.4.1.2 Asignación de pérdidas de transmisión.....	302
A.1.4.1.3 Asignación de rentas de congestión	302
A.1.4.1.4 Coordinación de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia	302

A.1.4.2 Marco normativo para el intercambio de electricidad entre Ecuador – Perú	303
A.1.4.3 Reglamentación para aplicación de la decisión 816	305
A.2 Intercambios de electricidad	306
A.2.1 Características de la infraestructura usada para los intercambios de electricidad	306
A.2.1.1 Infraestructura a nivel de transmisión Ecuador – Colombia	306
A.2.1.2 Infraestructura a nivel de transmisión Ecuador – Perú	307
A.2.2 Perspectivas de futuros reforzamientos de la red de transmisión	308
A.2.2.1 Perspectivas con Perú - Proyecto de Interconexión a 500 kV	308
A.2.2.2 Perspectivas con Colombia	310
A.2.3 Estadística de los volúmenes energéticos	311
A.2.3.1 Volúmenes energéticos intercambiados entre Ecuador y Colombia	311
A.2.3.2 Volúmenes energéticos intercambiados entre Ecuador y Perú	312
A.2.4 Estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad	313
A.2.4.1 Montos económicos resultantes de los intercambios entre Ecuador y Colombia	313
A.2.4.2 Montos económicos resultantes de los intercambios entre Ecuador y Perú	314
A.2.5 Beneficios por el intercambio de electricidad	315

ANEXO B

DESARROLLO SUSTENTABLE EN EL SECTOR ELÉCTRICO

B.1 Introducción	318
B.2 Objetivos de la sustentabilidad en el Sector Eléctrico Ecuatoriano	319
B.3 Políticas del sector eléctrico para el desarrollo del PME 2018 – 2027	320
B.4 Indicadores de sustentabilidad del sector eléctrico	321
B.4.1 Indicador 1: consumo de combustibles fósiles	321
B.4.2 Indicador 2: calidad del servicio público de energía eléctrica	322
B.4.3 Indicador 3: consumo de energía eléctrica por habitante	322
B.4.4 Indicador 4: pérdidas en la transmisión y distribución de energía eléctrica	323
B.4.5 Indicador 5: cobertura del servicio público de energía eléctrica	323
B.4.6 Indicador 6: soberanía de energía eléctrica	323
B.4.7 Indicador 7: generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables	324
B.4.8 Indicador 8: Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)	325
B.5 Visión a Futuro - Estrategias para el Desarrollo Sustentable en el Sector Eléctrico	327
B.5.1 Estrategia A: Promover el cumplimiento del cambio de la matriz energética	330
B.5.2 Estrategia B: Promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico	330
B.5.3 Estrategia C: Fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico	331
B.5.4 Estrategia D: Promover la Implementación de Proyectos de Generación con Energías Renovables	332
B.5.5 Estrategia E: Continuar y Fortalecer Planes de Incremento de Eficiencia	333
B.5.6 Estrategia F: Continuar con el Plan de Mejoramiento en el servicio público de energía eléctrica	334
B.5.7 Estrategia G: Dar Soporte a los programas de incremento de asequibilidad a la electricidad	334
B.5.8 Estrategia H: Establecer Plan de Reducción de Contenido de Azufre en Combustibles	335
B.5.9 Estrategia I: Determinación de Factores de Emisión de Contaminantes Comunes para Combustibles Usados en el Sector Eléctrico	335
B.6 Acciones Complementarias al Desarrollo Sustentable	336
B.6.1 Manejo de PCB	336
B.6.2 Sistematización del Inventario y Seguimiento de PCB (SNIS-PNUD) – Convenio MAE-ARCONEL	338
B.6.3 Plan Piloto de Eliminación de Equipos y Aceites Contaminados con PCB	338
B.6.4 Chatarrización de Bienes del Sector Público	338
B.6.5 Manejo de Cuencas Hidrográficas	339

C.1 Introducción	342
C.2 Antecedentes	342
C.3 Descripción de las amenazas en el Ecuador	343
C.3.1 Principales Eventos Adversos en el Ecuador.....	344
C.3.1.1 Terremotos	344
C.3.1.2 Erupciones Volcánicas.....	344
C.3.1.3 Deslizamientos	345
C.3.1.4 Inundaciones	346
C.3.1.5 Tsunamis	347
C.4 Marco Constitucional, Legal y Normativa Nacional	348
C.4.1 Constitución de la República del Ecuador	348
C.4.2 Reglamento a la Ley de Seguridad Pública y del Estado (Decreto no. 486)	349
C.4.3 Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPFP).....	349
C.4.4 Plan Nacional de Desarrollo	349
C.4.5 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica de enero 2015.....	349
C.4.6 Acuerdo Ministerial No. 271 del 11 de febrero de 2016.....	350
C.4.7 Manual del Comité de Gestión de Riesgos de septiembre 2015	350
C.4.8 Manual del Comité de Operaciones de Emergencia de agosto del 2017	350
C.4.9 Plan Nacional de Respuesta ante Desastres de abril del 2018.....	350
C.4.10 Decreto Ministerial No. 399 de 15 de mayo del 2018.....	350
C.4.11 Ley Orgánica de Eficiencia Energética de marzo 2019.....	350
C.5 Políticas para la Gestión de Riesgos en el sector eléctrico ecuatoriano	351
C.6 Análisis de la Situación Actual	351
C.6.1 Institucionalidad de la Gestión de Riesgos.....	351
C.6.2 Mecanismos de articulación en el Sector Eléctrico	352
C.6.2.1 Para la Reducción del Riesgo en periodos de calma	352
C.6.2.2 En periodos de Emergencia.....	352
C.6.2.3 Acciones después de la emergencia	355
C.7 Lecciones aprendidas	355
C.7.1 Ante la probable erupción del volcán Cotopaxi	355
C.7.2 Ante el Terremoto del 16 de abril del 2016.....	358
C.7.2.1 Acciones de respuesta	359
C.8 Visión a Futuro - Lineamientos para un Sector Eléctrico Resiliente	361

MAPAS

Mapa No. 1 Mapa del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018.....	364
Mapa No. 2 Situación Geográfica del Ecuador	366
Mapa No. 3 Susceptibilidad de la infraestructura eléctrica a zonificación sísmica	368
Mapa No. 4 Susceptibilidad de la infraestructura eléctrica a inundaciones	370
Mapa No. 5 Amenazas Volcánicas SNT	372
Mapa No. 6 Áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica	374
Mapa No. 7 Potencial del recurso hídrico para el aprovechamiento eléctrico	376
Mapa No. 8 Densidad de potencia media anual del viento del Ecuador	378
Mapa No. 9 Potencial del recurso solar del Ecuador.....	380
Mapa No. 10 Potencial bioenergético del Ecuador	382
Mapa No. 11 Ubicación de las centrales de generación del Ecuador	384
Mapa No. 12 Ubicación de los proyectos del Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027	386
Mapa No. 13 Sistema Nacional de Transmisión (SNT) 2018	388





1

RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Transformación y situación actual del Sector Eléctrico

Durante los últimos años se han ejecutado importantes obras en el sector eléctrico ecuatoriano, encaminadas a garantizar el abastecimiento eléctrico, a través del desarrollo de recursos energéticos locales y priorizando la participación de las energías renovables, especialmente la hidroeléctrica, con el fin de coadyuvar a la diversificación de la matriz energética y disminuir sustancialmente el consumo de combustibles fósiles.

Es así que el sector eléctrico ha logrado aumentar significativamente su capacidad instalada; al 2018 se contó con 8.826,89 MW de potencia instalada provenientes el 59,84 % de fuentes Renovables, y el 40,16 % correspondiente a fuentes No Renovables, y para transportar técnica y eficientemente esta energía, se operaron 3.546,2 km de líneas de transmisión a simple circuito y 2.119,42 km a doble circuito; complementariamente, se operaron un total de 5.252,57 km de líneas de subtransmisión. Además se ha conseguido reducir las pérdidas de energía eléctrica de manera sostenida hasta alcanzar el 11,40%.

Durante los últimos 10 años (período 2008 - 2018) se ha logrado invertir más de doce mil millones de dólares en el sector eléctrico ecuatoriano, con lo cual se ha logrado la reducción de pérdidas de

energía, la mejora en la calidad del servicio y la modernización de los sistemas técnicos y comerciales, generando las condiciones para que florezca la innovación, creando productividad en Ecuador, pasando de ser importadores a exportadores de electricidad.

No solo se trata de producir energía, sino de consumirla de manera inteligente. La eficiencia en el uso ha sido otro de los pilares importantes mediante la aplicación de políticas tarifarias y la ejecución de diferentes programas de eficiencia energética: iluminación eficiente en los hogares y las vías públicas; la sustitución de refrigeradoras antiguas y de alto consumo; la aplicación de normas técnicas y de reglamentos de etiquetado de artefactos de uso en el hogar; la implementación de sistemas de gestión de energía en las principales industrias; y, la sustitución de GLP por electricidad, ha permitido conseguir una importante disminución en la demanda eléctrica a nivel nacional, y con ello ahorros económicos por costos evitados en la instalación de nueva infraestructura de generación necesaria para cubrir esa demanda.

A continuación se presenta la demanda mensual de energía del S.N.I. ecuatoriano, información que ha sido recopilada de las diferentes empresas del sector eléctrico.



Figura Nro. 1-1: Demanda mensual de energía del S.N.I.

1.1.1 Producción de energía

La producción total de energía eléctrica del Ecuador, en 2018, fue de 29.243 GWh. La componente de energía eléctrica renovable fue de 21.224,31 GWh, que representó un 72,58% del total; mientras que la no renovable 8.019,28 GWh, con un valor de 27,42%.

La producción en el S.N.I. por tipo de energía estuvo integrada por: renovable 21.198,02 GWh (83,54 %) y no renovable 4.177,89 GWh

(16,46 %), la facturación de energía a nivel de usuarios finales fue 21.051,74 GWh.

Durante la última década progresivamente se reforzó el parque generador del país, llegando a 8.826,89 MW al 2018.

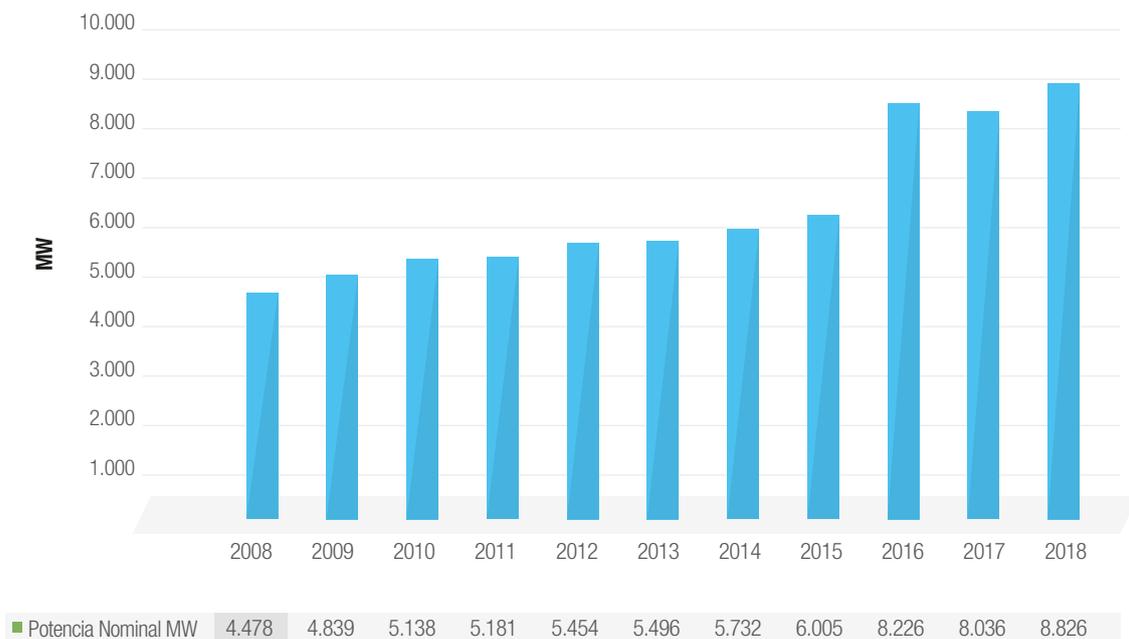


Figura Nro. 1-2: Crecimiento de la potencia instalada

Así mismo, la potencia efectiva en el S.N.I. representó el 87,53%, 7.176,82 MW; y los sistemas no incorporados representaron el 12,47%, 1.005,75 MW, mientras que la capacidad de las centrales

de generación mediante fuentes renovables en el país representaron el 64%, 5.231,72 MW y las no renovables el 36%, 2.950,85 MW.

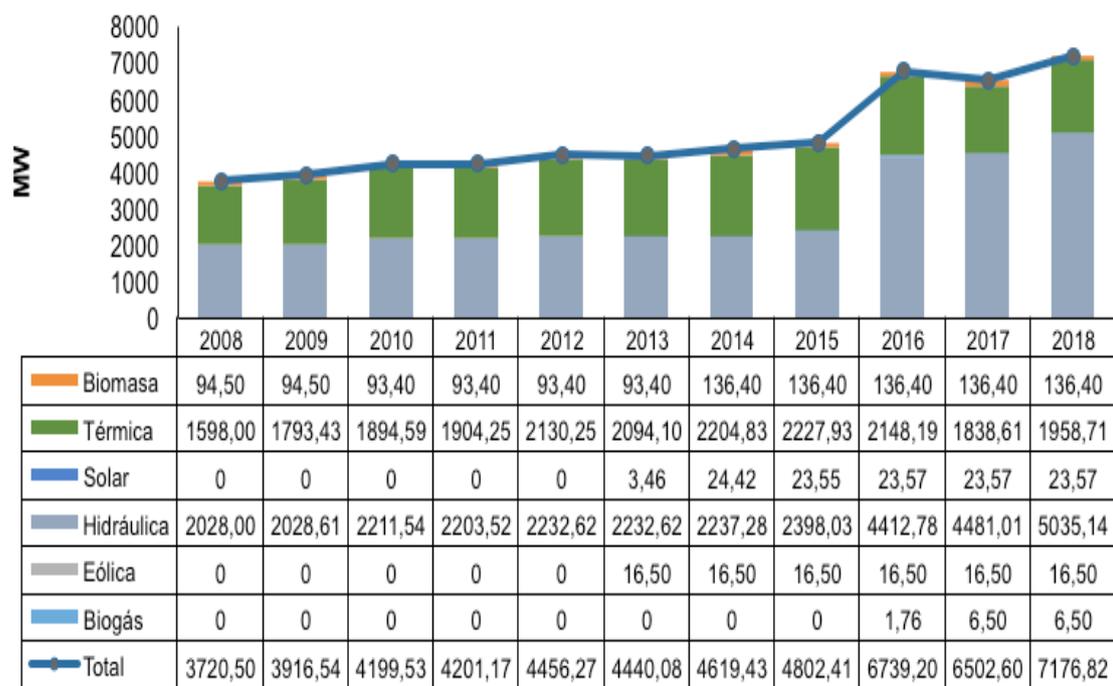


Figura Nro. 1-3: Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el SNI periodo 2008-2018

La producción de energía eléctrica del Sistema Nacional Interconectado fue del 86,77%, 25.375,92 GWh, mientras que el 13,23 %, 3.867,66 GWh se produjo en sistemas no incorporados. En el S.N.I. el aporte de los diferentes tipos de centrales fue el siguiente: hidroeléctricas 20.661,59 GWh, térmicas 4.177,90 GWh,

fotovoltaicas 34,77 GWh, biogás 45,52 GWh y eólicas 73,70 GWh. Las fuentes renovables en el país representaron el 72,58 %; de los cuales el 97,43 % corresponde a energía hidráulica, 1,8% Biomasa, 0,18 % fotovoltaica, 0,38% eólica y 0,21 % Biogás.

1.1.2 Infraestructura

Al año 2018, el transmisor operó líneas a niveles de voltaje de 500, 230 y 138 kV, a simple y doble circuito, registrando un total de 5.665,61 km de longitud. Así mismo, las empresas autogeneradoras y generadoras registraron una longitud de 1.050,2 km de líneas de transmisión y subtransmisión. Las operadoras de distribución operaron un total de 5.252,57 km de líneas.

El S.N.T. cuenta con líneas de transmisión de 500 kV con 460,8 km

de líneas a circuito simple, de 138 kV con 1496,7 km de líneas a circuito simple y 692,5 km de líneas a doble circuito; y, a 230 kV se tienen 1.588,64 km de líneas a circuito simple y 1.426,8 km de líneas a doble circuito.

El sistema de transmisión está conformado por 50 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles y existen 153 transformadores instalados en las subestaciones, con una capacidad máxima de 14.902,63 MVA.

Relación de transformación (kV)	Trifásicos (#)	Monofásicos (#)
230 / 138	46	7
230 / 69	17	6
138 / 69	38	35
138 / 34.5		1
138 / 22		1
138 / 13.8		2

Tabla Nro. 1-1: transformadores instalados.

Se dispone de 41 bancos de condensadores, en varias subestaciones del sistema de transmisión, con el objeto de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, así mismo en el sistema de subtransmisión durante el periodo 2009 - 2018 se han implementado 164 nuevas subestaciones, incorporando 2.402,37 MVA adicionales; y además se incrementaron líneas en una longitud de 694,57 km.

Por otra parte dentro del sistema de distribución, para el mismo periodo se construyeron 37.920 km de medio voltaje, 12.002 km de

redes de bajo voltaje; y, se instalaron 126.359 transformadores con una capacidad de 5.446 MVA; y se colocaron 1.699.529 medidores de energía.

La infraestructura correspondiente al servicio de alumbrado público general registró 1.548.918 luminarias instaladas, con una potencia de 250 MW, orientándose la política para el servicio de alumbrado público a mejorar la cobertura, con eficiencia energética y lumínica, mediante el reemplazo e instalación de equipos con nuevas tecnologías.

1.1.3 Gestión comercial

Durante la última década ha sido posible mejorar los indicadores respecto a facturación y recaudación de energía eléctrica, los cuales

son el soporte principal de las actividades de operación y mantenimiento que permiten generar la sostenibilidad del servicio eléctrico.

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

Tabla Nro. 1-2: Energía facturada y porcentaje de recaudación.

1.1.4 Transacciones internacionales de energía

La cifra más baja por importación de energía durante el periodo 2008 - 2018 se registró en el 2017 con 18,52 GWh; cifra que, comparada con la del año 2016, ha representado una reducción del 77 %, debido a las nuevas centrales de generación. Durante el 2018 se ha importado 106,07 GWh desde el sistema colombiano que

corresponde al 100 % de energía importada. Para el mismo periodo, al 2018 se registró una total de 255,6 GWh de energía exportada; provenientes 233,5 GWh del sistema colombiano que correspondió al 91,3 % y 22,13 GWh de Perú que representó el 8,7 %.

1.2 Resultados del estudio de la actualización de la demanda eléctrica

1.2.1 Línea Base

Durante el año 2018, el país demandó para servicio público 24.062 GWh. La demanda máxima de potencia en bornes de generación fue 3.933,41 MW y se produjo el 24 de abril de 2018, mientras que la demanda mínima fue de 3.578,29 MW y ocurrió en el mes de julio.

En la Tabla Nro. 1-3, se presenta información de la demanda de potencia eléctrica y de energía desde el año 2001 hasta el año 2018.

AÑO	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
2001	10.859	2.002
2002	11.541	2.132
2003	12.115	2.223
2004	12.960	2.401
2005	13.769	2.424
2006	14.689	2.642
2007	15.457	2.706
2008	16.315	2.785
2009	16.877	2.768
2010	17.594	2.879
2011	18.645	3.052
2012	19.547	3.207
2013	20.269	3.332
2014	21.461	3.503
2015	22.481	3.670
2016	22.355	3.653
2017	23.031	3.746
2018	24.062	3.933

Tabla Nro. 1-3: Demanda eléctrica anual de Potencia (MW) y Energía (GWh).



1.2.2 Resultados

Demanda Eléctrica en el Caso Base

Considera el crecimiento tendencial de la demanda, más las cargas de: proyectos de eficiencia energética, transporte, institutos públicos y privados, centros de transferencia tecnológica, empresas de alta tecnología y de desarrollo agroindustrial.

Además, se incluyen los nuevos requerimientos de las cargas singulares y de la conexión del Sistema Nacional Interconectado

con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), que serán conectadas a los sistemas de las empresas distribuidoras y al Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T).

Para el periodo de análisis, en la Tabla Nro. 1-4 y Figura Nro. 1-4, se observa la evolución de la demanda anual de potencia, con un crecimiento medio del 6,66% en bornes de generación.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No.2							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	3.933	3.933	3.933	3,99%			
2019	4.185	4.295	4.385		6,4%	9,2%	11,5%
2020	4.785	4.958	5.108		14,3%	15,4%	16,5%
2021	5.103	5.346	5.562		6,7%	7,8%	8,9%
2022	5.338	5.661	5.954		4,6%	5,9%	7,0%
2023	5.514	5.924	6.304		3,3%	4,7%	5,9%
2024	5.681	6.186	6.665		3,0%	4,4%	5,7%
2025	5.860	6.468	7.058		3,1%	4,6%	5,9%
2026	6.024	6.739	7.453		2,8%	4,2%	5,6%
2027	6.199	7.028	7.883		2,9%	4,3%	5,8%
Crec.2018-2027	5,18%	6,66%	8,03%				

Tabla Nro. 1-4: Proyección de la demanda de potencia - Caso Base.

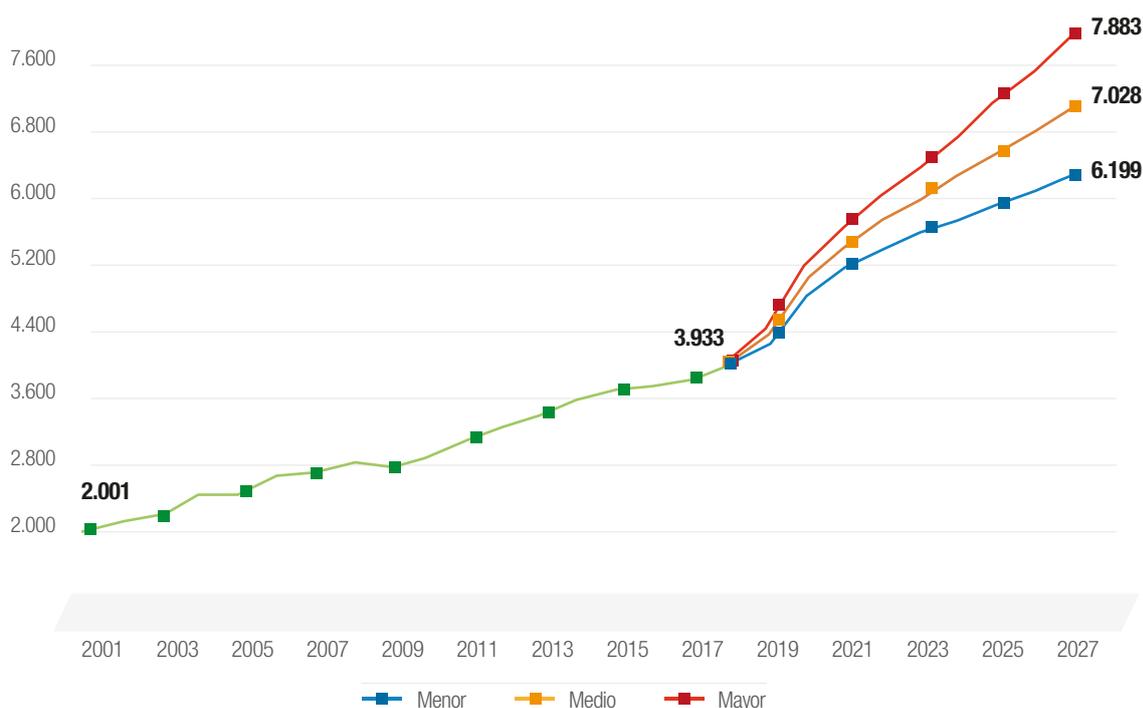


Figura Nro. 1 - 4: Proyección de la Demanda anual de Potencia (MW) en bornes de generación del SNI –Caso Base.

Mientras tanto, la proyección de la demanda de energía, presenta un crecimiento medio del 7,13%, este comportamiento obedece principalmente a las cargas singulares e industriales que se

incorporarán al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), a nivel de distribución y de transmisión.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	24.062	24.062	24.062	4,81%			
2019	25.936	26.675	27.308		7,8%	10,9%	13,5%
2020	28.878	30.040	31.078		11,3%	12,6%	13,8%
2021	31.394	33.023	34.523		8,7%	9,9%	11,1%
2022	33.090	35.255	37.291		5,4%	6,8%	8,0%
2023	34.396	37.148	39.793		3,9%	5,4%	6,7%
2024	35.581	38.976	42.311		3,4%	4,9%	6,3%
2025	36.740	40.837	44.953		3,3%	4,8%	6,2%
2026	37.894	42.723	47.715		3,1%	4,6%	6,1%
2027	39.088	44.715	50.696		3,2%	4,7%	6,2%
Crec. 2018-2027	5,54%	7,13%	8,63%				

Tabla No. 1- 5: Proyección de la demanda de energía - Caso Base.

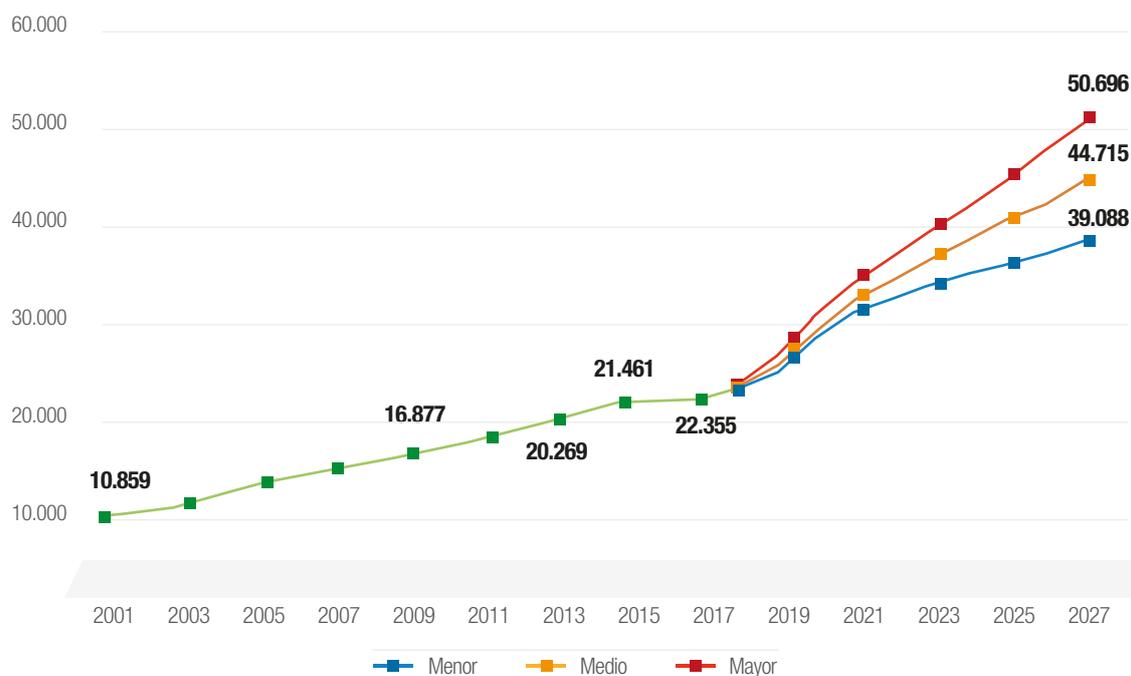


Figura No. 1 - 5: Proyección de la Demanda anual de Energía Eléctrica (GWh) en bornes de generación del SNI – Caso Base.

Demanda Eléctrica en el Caso Matriz Productiva

Se considera el Caso Base y los proyectos que forman el Plan Integral para el desarrollo de Industrias Básicas en el país, lo cual constituye un pilar importante en las estrategias para el cambio de la matriz productiva.

En este contexto, se prevé la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán crecimiento

económico en el país y un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica.

Para este caso, la proyección de la demanda tanto en potencia, como en energía se observa en las Tablas Nro. 1-6 y Nro. 1-7, y Figuras Nro. 1-6 y Nro. 1-7, respectivamente.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	3.933	3.933	3.933	3,88%			
2019	4.185	4.295	4.385		6,4	9,2	11,5
2020	4.785	4.958	5.108		14,3	15,4	16,5
2021	5.103	5.346	5.562		6,7	7,8	8,9
2022	5.338	5.661	5.954		4,6	5,9	7,0
2023	6.399	6.809	7.189		19,9	20,3	20,7
2024	6.543	7.047	7.526		2,2	3,5	4,7
2025	6.925	7.533	8.123		5,8	6,9	7,9
2026	7.228	7.943	8.657		4,4	5,4	6,6
2027	7.562	8.392	9.247		4,6	5,7	6,8
Crec. 2018-2027	7,53%	8,78%	9,96%				

Tabla Nro. 1-6: Proyección de la Demanda anual de Potencia - Caso Matriz Productiva.

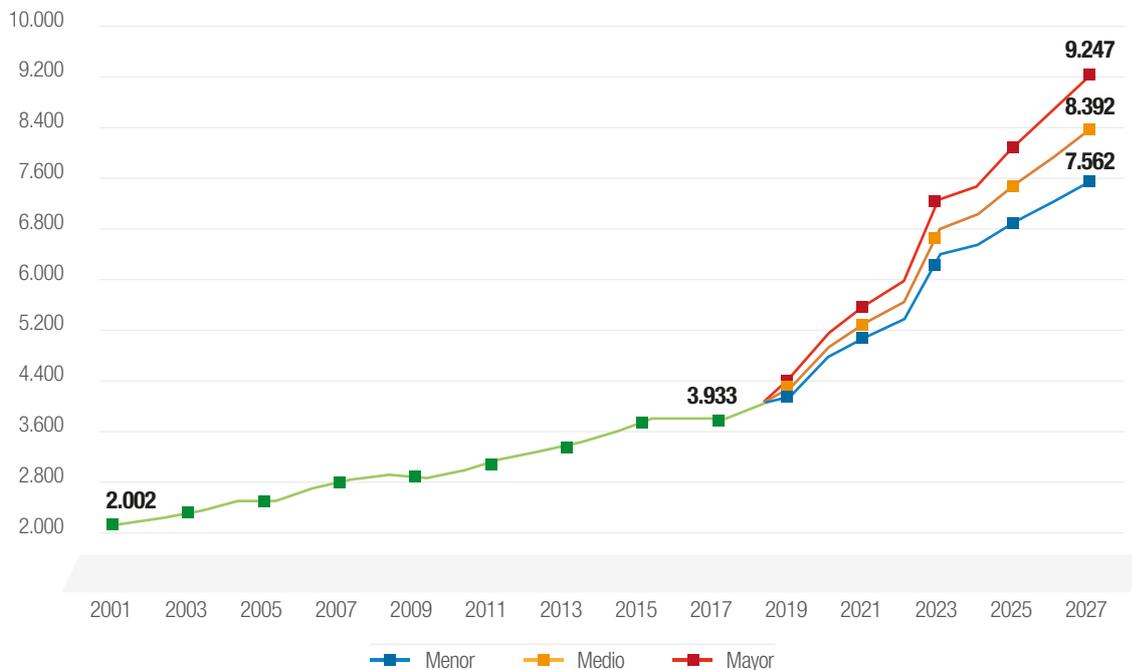


Figura Nro. 1 -6: Proyección de la Demanda anual de Potencia (MW) en bornes de generación del SNI –Caso Matriz Productiva.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	CRECIMIENTO				CRECIMIENTO		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	24.062	24.062	24.062	4,81%			
2019	25.936	26.675	27.308		7,8%	10,9%	13,5%
2020	28.878	30.040	31.078		11,3%	12,6%	13,8%
2021	31.394	33.023	34.523		8,7%	9,9%	11,1%
2022	33.090	35.255	37.291		5,4%	6,8%	8,0%
2023	38.055	40.807	43.452		15,0%	15,7%	16,5%
2024	43.227	46.622	49.957		13,6%	14,2%	15,0%
2025	45.387	49.485	53.600		5,0%	6,1%	7,3%
2026	47.822	52.652	57.643		5,4%	6,4%	7,5%
2027	50.324	55.951	61.932		5,2%	6,3%	7,4%
Crec. 2018-2027	8,54%	9,83%	11,08%				

Tabla No. 1-7: Proyección de la demanda anual de energía eléctrica - Caso Matriz Productiva.

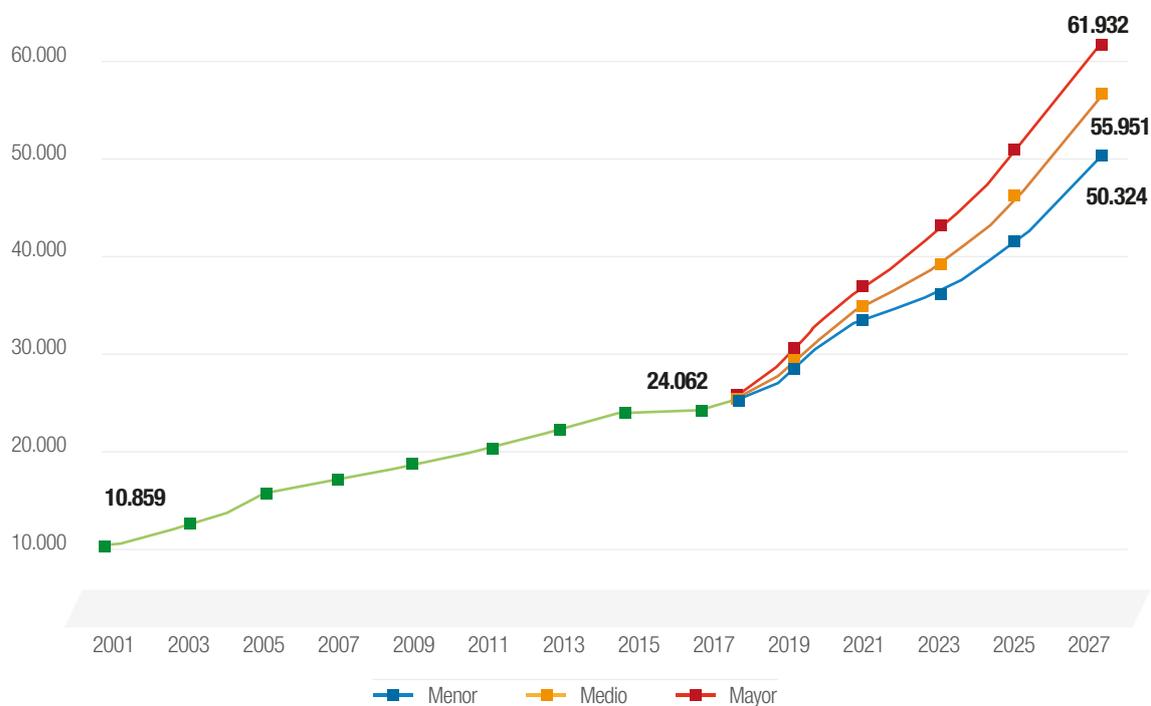


Figura No. 1 -7: Proyección de la Demanda anual de Energía Eléctrica (GWh) en bornes de generación del SNI – Caso Matriz Productiva.

1.3 Resultados de la expansión de la generación

El Plan de Expansión de la Generación 2018 – 2027 determina los proyectos de generación requeridos para el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) y para Galápagos, con el aprovechamiento de recursos energéticos locales, principalmente de los renovables; en un

ámbito de soberanía energética, con la visión de convertir al Ecuador en un país exportador, dentro del marco de un mercado regional de energía eléctrica.

1.3.1 Línea Base

En la Tabla Nro.1-8 se observa la potencia nominal y efectiva del parque generador del Ecuador, desagregada por tipo de sistema y por tipo de tecnología.

Sistema	Tipo Central	Potencia Nominal		Potencia Efectiva	
		(MW)	%	(MW)	%
No Incorporado	Eólica	4,65	0,05%	4,65	0,06%
	Hidráulica	6,06	0,07%	5,79	0,07%
	Solar	3,17	0,04%	3,17	0,04%
	Térmica	1302,49	15,01%	992,14	12,31%
Total No Incorporado		1316	15,17%	1006	12,47%
S.N.I.	Biogás	7,26	0,08%	6,50	0,08%
	Biomasa	144,30	1,66%	136,40	1,69%
	Eólica	16,50	0,19%	16,50	0,20%
	Hidráulica	5065,34	58,38%	5035,14	62,45%
	Solar	24,46	0,28%	23,57	0,29%
	Térmica	2252,65	24,23%	1958,71	22,81%
Total S.N.I.		7511	84,83%	7177	87,53%
Total general		8827	100,00%	8183	100,00%

Tabla Nro. 1 8: Potencia Nominal y Efectiva del Ecuador.

Adicionalmente, se dispone de dos interconexiones: Colombia con 525 MW y Perú con 110 MW. La producción nacional de energía por tipo de sistema durante el año 2018 se presenta en la Tabla Nro. 1-9.

Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.678,00	70,45%
	Eólica	80,26	0,27%
	Fotovoltaica	38,08	0,13%
	Biomasa	382,44	1,30%
	Biogás	45,52	0,16%
Total Energía Renovable		21.224,30	72,32%
No Renovable	Térmica MCI	4.942,06	16,84%
	Térmica Turbogás	1.339,29	4,56%
	Térmica Turbovapor	1.737,93	5,92%
Total Energía No Renovable		8.019,28	27,32%
Total Producción Nacional		29.243,58	99,64%
Interconexión	Colombia	106,08	0,36%
	Perú	-	0,00%
	Importación	106,08	0,36%
Total Producción Nacional + Importación		29.349,66	100,00%

Producción Total de Energía e Importaciones S.N.I.		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	20.661,59	81,08%
	Eólica	73,7	0,29%
	Fotovoltaica	34,77	0,14%
	Biomasa	382,44	1,50%
	Biogás	45,52	0,18%
Total Energía Renovable S.N.I.		21.198,02	83,19%
No Renovable	Térmica	4.177,89	16,40%
Total Energía No Renovable S.N.I.		106,08	0,42%
Total Producción Nacional S.N.I.		0	0,00%
Interconexión	Colombia	106,08	0,42%
	Perú	25.481,99	100,00%
	Importación	106,08	0,36%
Total Producción Nacional + Importación		29.349,66	100,00%

Tabla No. 1-9: Balance Nacional de energía eléctrica a diciembre del 2018.

1.3.2 Centrales recientemente incorporadas

Entre los años 2017 y 2018 se incorporaron las centrales de generación indicadas en la Tabla No. 1-10.

Central	Empresa / Institución	Pública o privada	Tipo	Potencial Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Año de ingreso
Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Pública	Hidroeléctrico	275,00	274,50	2018
Delsitanidagua	CELEC EP - Gensur	Pública	Hidroeléctrico	180,00	180,00	2018
6 centrales térmicas (en diferentes sitios)	Petroamazonas	Pública	Térmica	46,66	26,02	2017 y 2018
Due	Hidroalto	Privada	Hidroeléctrico	49,71	49,71	2017
Normandía	Hidronormandía S.A.	Privada	Hidroeléctrico	49,58	49,58	2018
Pusuno	EliEnergy	Privada	Hidroeléctrico	38,25	38,25	2018
Topo	Ecuagesa	Privada	Hidroeléctrico	29,20	27,00	2017
Sigchos	Hidosigchos	Privada	Hidroeléctrico	18,60	18,39	2017
Palmira Nanegal	Ipnegal	Mixta	Hidroeléctrico	10,44	10,36	2018
Mazar Dudas Alazán	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	6,23	6,23	2017
Isabela	E.E. Galápagos	Pública	Térmica (dual)	1,63	1,63	2018
Pichacay	EMAC - GBP	Mixta	Biogás	1,06	1,00	2017
Isabela Solar	E.E. Galápagos	Pública	Fotovoltaica	0,95	0,95	2018
Paneles Pastaza	E.E. Ambato	Pública	Fotovoltaica	0,20	0,20	2018
Estación Mira	Orion	Privada	MCI	0,18	0,17	2018
Total				708	686	

Tabla No. 1-10: Centrales de generación eléctrica incorporadas entre 2017 y 2018.

1.3.3 Resultados para el Sistema Nacional Interconectado

Cada caso del estudio de la demanda planteado anteriormente, representa diferentes exigencias de capacidad de generación. No obstante, el Plan de Expansión debe constituir una solución robusta, que permita enfrentar adecuadamente las incertidumbres

en la demanda. Por ello, a continuación se presentan proyectos de expansión del Caso Base y se complementan con proyectos de generación para el Caso Matriz Productiva.

Caso Base

La expansión del sistema de generación considera el estudio de la demanda del Caso Base (Figura No. 1-8).

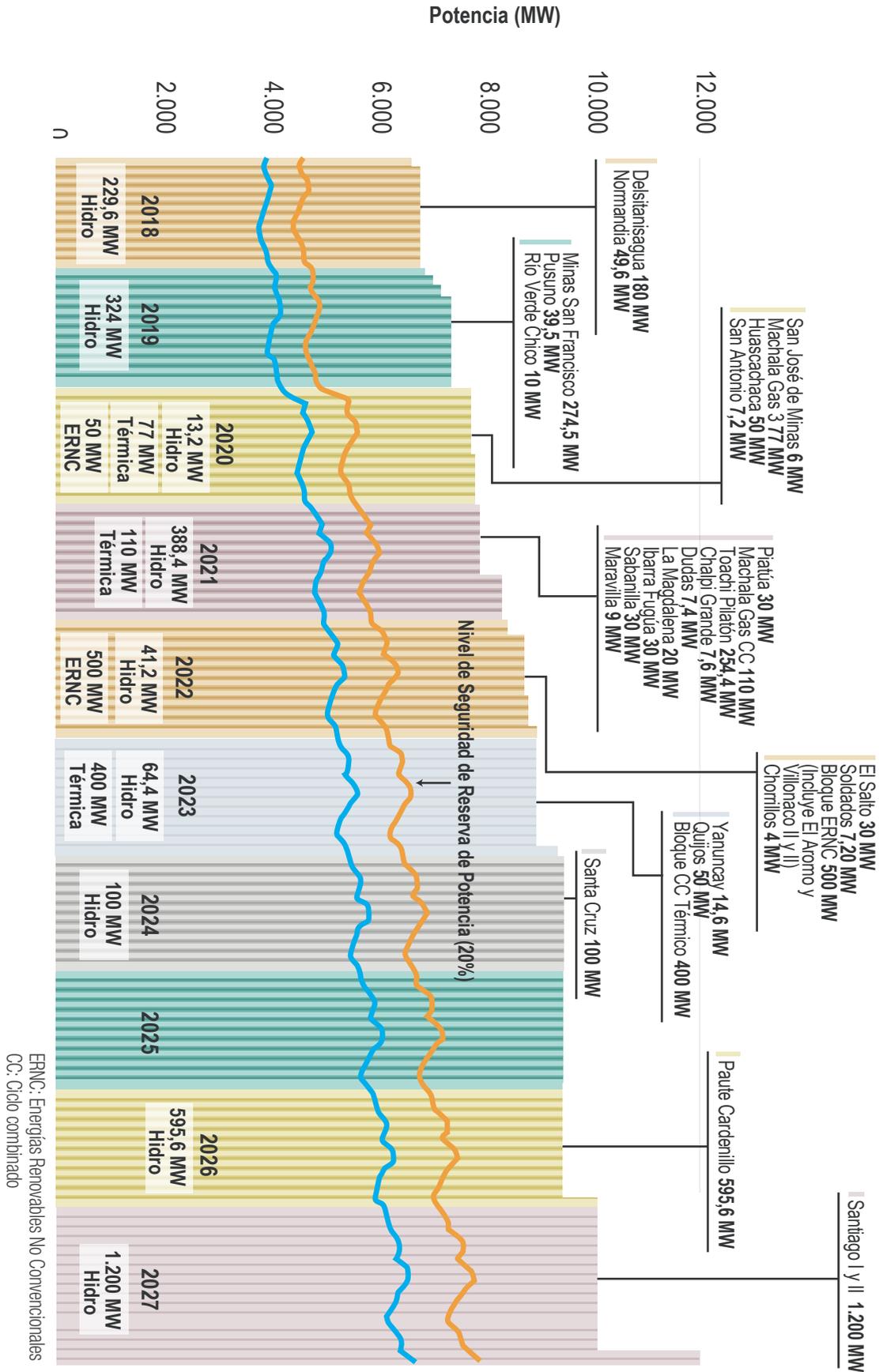
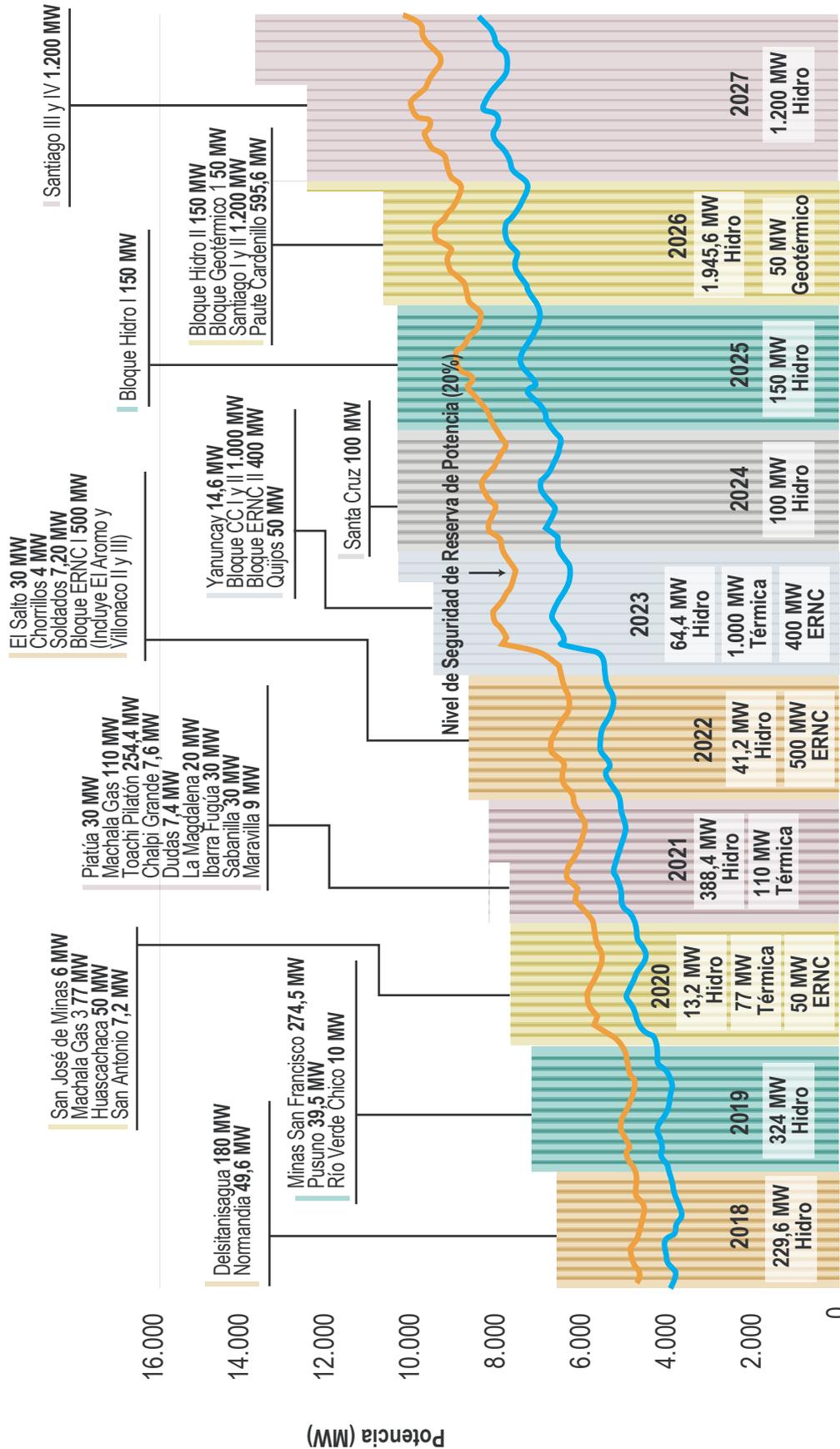


Figura No. 1-8: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNL, PEG 2018 – 2027, Caso Base.

Caso Matriz Productiva

La expansión del sistema de generación considera el estudio de la demanda del Caso Matriz Productiva (Figura No. 1-9).



ERNC: Energías Renovables No Convencionales
CC: Ciclo combinado

Figura Nro. 1-9: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNI, PEG 2018 – 2027, Caso Matriz Productiva.

El Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027, tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, cumplen con la reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco (con 90 % de probabilidad de excedencia),

y una reserva mínima de potencia del 20%, sin considerar las interconexiones. Adicionalmente, se ha verificado el cumplimiento del VERE¹ y VEREC².

Inversión Estimada

La Tabla Nro. 1-11 muestra los requerimientos de inversión estimada.

Año	Inversión estimada	
	Caso Base	Caso Matriz Productiva
2018	268,7	268,7
2019	328,0	328,0
2020	514,9	627,4
2021	892,5	1.470,0
2022	1.162,5	1.768,5
2023	910,2	1.667,2
2024	789,8	988,8
2025	702,0	875,0
2026	620,0	700,0
2027	467,9	361,4
Total	6.656,5	9.055,0

Tabla Nro. 1-11: Inversiones estimadas en el PEG 2018 – 2027, S.N.I. Caso Base y Caso Matriz Productiva, en millones de dólares.

1.3.4 Resultados para el Sistema de Galápagos

Para el sistema aislado de Galápagos, la dotación de un servicio seguro, confiable, de calidad, eficiente y amigable con el medio ambiente exige la necesidad de implementar centrales con los más modernos avances tecnológicos en generación renovable no convencional, con la finalidad de coadyuvar al desarrollo sostenible de la región insular.

La expansión del sistema de generación se ajusta al estudio de la demanda de cada una de las islas. A continuación se presentan los resultados:

Ubicación	Plazo	Proyecto	Año de Operación	Capacidad	Factor de Planta	Costo MUSD
San Cristóbal	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2020	1,00 [MWp]	21%	8,5
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2020	1,4 [MWh]		
	Corto Plazo	Automatización del sistema híbrido	2020			0,5
	Corto Plazo	Eólico	2022	5,6 [MW]	15%	12,3
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2022	2,2 [MWh]		1,3
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2024	2,5 [MW]	19%	5,71
Santa Cruz - Baltra	Corto Plazo	Segunda fase Eólico Baltra	2022	6,75 [MW]	23%	14,8
	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2022	4 [MWp]	20%	9,14
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2022	30 [MWh]		18
	Corto Plazo	Sistema de Redes Inteligentes	2022			2,26
	Mediano Plazo	Tercera fase Eólico Baltra	2025	2,75 [MW]	18%	6,03
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2025	1,5 [MW]	21%	3,43
	Mediano Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2025	10 [MWh]		6

¹ Valor esperado del racionamiento de energía cuyo valor límite es el 1,5%.

² Valor esperado del porcentaje de racionamiento con respecto a la demanda, cuyo valor límite es el 2%.

Ubicación	Plazo	Proyecto	Año de Operación	Capacidad	Factor de Planta	Costo
Isabela	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2021	0,8 [MWp]	20%	1,82
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2021	1 [MWh]		1,5
	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2023	0,5[MWp]	23%	1,14
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2023	7,1 [MWh]		4,26
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2025	0,5 [MWp]	23%	1,42
	Mediano Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2025	4,3 [MWh]		2,58
Floreana	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2020	0,09 [MWp]	20%	0,31
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2020	0,384[MWh]		0,33
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2023	0,08 [MWp]	20%	1,83
					TOTAL	103,16

Tabla. Nro.1-12: Plan de Expansión de la Generación de las Islas Galápagos.

Corto Plazo corresponde de 0 a 4 años.

**Mediano Plazo corresponde de 4 a 7 años.*

**Largo Plazo corresponde de 7 años en adelante.*

Sumando las inversiones del Plan de Expansión de Generación del S.N.I. y el Plan de Expansión de Galápagos, en el periodo 2018 –

2027, se requerirían 6.760 millones de dólares para el Caso Base y 9.158 millones de dólares para el Caso Matriz Productiva.

1.4 Plan de expansión de la transmisión

A continuación se presenta el resultado de los análisis técnicos y económicos realizados para la expansión de la red de transmisión, realizados a partir de un diagnóstico de las condiciones operativas del sistema para los años 2018 - 2019.

La expansión del sistema de transmisión de la próxima década permitirá garantizar en el S.N.I. los niveles adecuados de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico.

1.4.1 Línea base

Con la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Sopladora, Delsitanisagua, Minas – San Francisco y Coca Codo Sinclair, se conformó en el sistema dos grandes centros de generación, uno ubicado en la parte sur (Paute, Mazar, Sopladora, Delsitanisagua y Minas - San Francisco) con una capacidad instalada del orden de los 2.150 MW y otro en la parte norte del sistema (Coca Codo Sinclair) con una potencia de 1.500 MW, mejorando la confiabilidad operativa del S.N.I., cuyo sistema de transmisión operó durante varios años estresado debido a las altas transmisiones de potencia que se realizaban desde el Paute para alimentar la parte norte del país.

Este particular, modificó de forma importante la configuración del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), donde además del anillo troncal de 230 kV conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray – Milagro – Dos Cerritos – Pascuales – Quevedo – Santo Domingo – Santa Rosa – Totoras – Riobamba, se

han formado tipologías similares en las zonas de Guayaquil y Quito, y un sistema de transmisión San Rafael – El Inga de 500 kV.

El SNT al 2018, tiene líneas de transmisión que operan a niveles de voltaje de 500 kV, 230 kV y 138 kV. En 500 kV se dispone de 460,80 km de líneas a circuito simple, a 230 kV se tienen 3.015,53 km de líneas a simple y doble circuito; y, en 138 kV se dispone de 2.189,29 km de líneas a simple y doble circuito.

Dispone de 51 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles, los patios de maniobras de subestaciones de 500 y 230 kV disponen de un sistema de doble barra principal, lo que permite tener en la operación una alta confiabilidad y capacidad de maniobra. A niveles de voltaje de 138 y 69 kV, de manera general el equipo de maniobra en subestaciones se conecta a un sistema de barras principal - transferencia, que permite realizar mantenimientos en bahías sin necesidad de hacer suspensiones del servicio. La capacidad máxima de transformación es de 14.902,63 MVA.

1.4.2 Resultados

Para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión 2018–2027, CELEC EP - TRANSELECTRIC ha procedido a realizar los análisis de diagnóstico del sistema para el corto y largo plazo, incluyen aquellas obras consideradas en el PET previo (PET 2016 - 2025) que no han sido modificadas por los análisis realizados, excluyen las obras que han concluido su ejecución o que se encuentran en servicio, y realiza un análisis básico de los requerimientos de infraestructura necesarios a nivel de transmisión para la evacuación de toda la generación de los bloques de Energía Renovable No Convencional y el ingreso del proyecto termoeléctrico de Ciclo Combinado para el año 2022, Para los bloques de ERNC, en función de la ubicación y potencia de cada

uno, realiza una descripción básica del posible punto de conexión al S.N.I., sin embargo es importante mencionar que son necesarios estudios eléctricos específicos tanto en estado estable como dinámico, para determinar las posibles afectaciones que podrían existir ante el ingreso de esta gran cantidad de generación fotovoltaica y térmica en el sistema.

Es importante resaltar que para la actualización del PET se considera la carga camaronera embebida en la demanda de las distribuidoras en su zona de servicio y para el caso de la carga petrolera se proyecta su abastecimiento desde el SNT a partir del año 2021.

1.4.2.1 Inversión estimada total del PET 2018 – 2027

Las inversiones requeridas para el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión 2018 – 2027, asciende a 1.793,09 millones de dólares:

- 981,62 millones de dólares, en el corto plazo; y,
- 811,47 millones de dólares, en el Largo Plazo.

Es importante señalar que al no haberse incluido obras de transmisión asociadas a Proyectos Renovables No Convencionales y Ciclo

Combinado, los proyectos o sistemas de transmisión de los dos casos de análisis serían prácticamente los mismos.

Para cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos y garantizar el normal abastecimiento de la demanda a lo largo del periodo de análisis, es indispensable disponer de los recursos económicos necesarios de forma oportuna para la ejecución de las obras de expansión propuestas. La Figura 1-10, muestra, el flujo de inversiones por año, expresados en millones de dólares

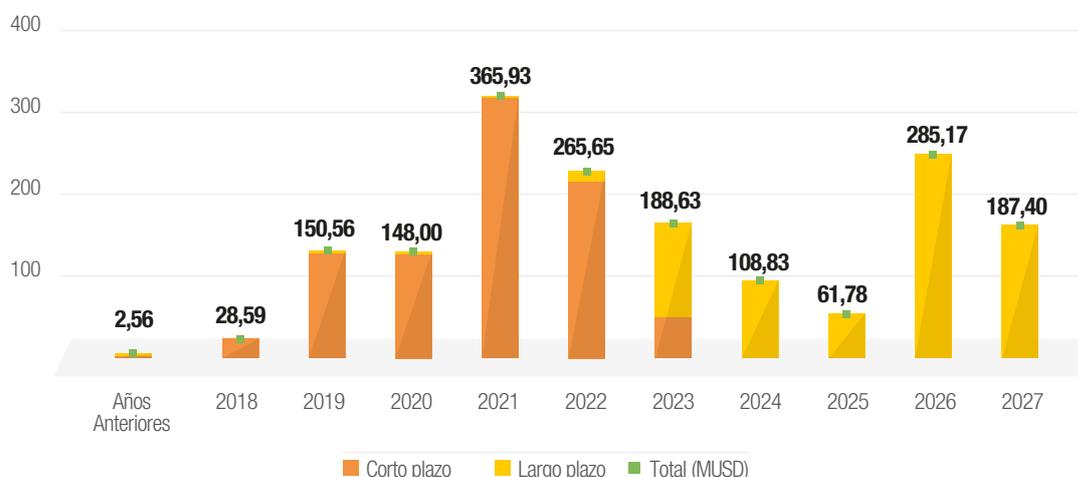


Figura 1-10: Flujo de Inversión previsto PET 2018 - 2027 (Millones de Dólares).

La columna años anteriores acumula todos los desembolsos realizados previamente

Corto Plazo: comprende los años 2018 al 2022

Largo Plazo: comprende los años 2023 al 2027

1.4.2.2 Corto plazo

La entrada en operación del sistema de 500 kV, El Inga-Tisaleo-Chorrillos con sus interconexiones al sistema troncal de 230 kV, de manera general permiten una operación segura del S.N.I. No obstante, para el corto, mediano y largo plazo; el sistema de transmisión, especialmente de la zona de Guayaquil; requiere de obras adicionales, con la finalidad de cumplir con la demanda creciente a través del aprovechamiento energético de los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica.

El Plan de Expansión de Transmisión 2018 - 2027 para el Corto Plazo, contempla la ejecución de los proyectos definidos como resultado de los “Estudios de diagnóstico de la situación actual” realizados por CENACE (años 2018 y 2019) y los “Estudios de diagnóstico de corto plazo proyectado” (años 2020, 2021 y 2022) elaborados por CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Zona Noroccidental	2do sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión Concordia - Pedernales 138 kV	44,70	
	1er sem 2020		Sistema de Transmisión Quevedo- San Gregorio - San Juan de Manta 230 kV	45,54	
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Subestación Esmeraldas, ampliación 230 kV, 1 bahía	1,20	
	2do sem 2022		S/E Esmeraldas, Autotransformador Trifásico , 100/133/167 MVA	4,97	
			Subestación Esmeraldas, ampliación 138kV	1,51	
Zona Nororiental	1er sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV 2/	57,96	
	2do sem 2019		Sistema de Transmisión Tabacundo 230/138 kV	38,00	
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Sistema de Transmisión Cajas 230/69kV	33,33	
			Sistema de Transmisión Tanicuchi 230/138 kV	38,24	
	1er sem 2022	Gestión de Financiamiento	Sistema de Transmisión Nororiental (STNO)	304,10	
	2do sem 2022		Línea de Transmisión Tisaleo - Totoras 230kV	4,37	
			Subestación El Inga, ampliación 138kV, 2 bahías	2,02	
Zona Suroccidental	1er sem 2019	En Ejecución	Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito	2,89	
	2do sem 2019		Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo 138 kV	23,34	
			Línea de Transmisión Pascuales - Lago de Chongón 138 kV, repotenciación	4,42	
		Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reemplazo ATT, 225 MVA	6,02		
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Subestación Santa Elena y Subestación Posorja, ampliación 69 kV, 2 bahías	2,00	
			1er sem 2021	Ampliación Subestación Durán, una bahía 69 kV	1,29
			Subestación Nueva Salitral 230/69 kV , 300MVA	38,50	
			Ampliación Subestación Posorja, 138/69 kV	14,58	
			Nueva Ampliación Subestación Posorja 138/69 kV	4,93	
			Ampliación Subestación Las Esclusas, 230/69 kV 225MVA	16,49	
			Sistema de Transmisión la Avanzada 230/138 kV	34,70	
			Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV	33,83	
			Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV	46,95	
			Subestación Lago de Chongón, ampliación 138 kV	1,51	
	1er sem 2022	Gestión de Financiamiento	Ampliación Subestación Quevedo 230/69 kV	6,31	
			Subestación Palestina 230/138/69 kV	37,34	
	2do sem 2022	Con Financiamiento	Subestación Puerto Inca 138/69 kV, 2X100 MVA	27,82	
Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV, 225 MVA			23,13		
Gestión de Financiamiento		Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV	32,13		
Zona Suroriental	1er sem 2020	Con Financiamiento	Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA	3,80	
	Ampliación Subestación Taday 230 kV		6,66		
	1er sem 2021	Gestión de Financiamiento	Sistema de Transmisión Delsitanisagua - Cumbaratza - Bomboiza 230 kV	33,30	
Zona Nacional	2do sem 2020	Con Financiamiento	Equipos de Transformación de Reserva	3,76	
Total				981,62	

Tabla Nro. 1 13: Sistemas/Proyectos - Corto Plazo.

1.4.2.3 Largo plazo

La entrada en operación de industrias siderúrgicas, de cobre y aluminio en la zona de Posorja, requerirá potencia adicional (950 MW), la cual será abastecida según el Plan de Expansión de Generación con el desarrollo del proyectos de Ciclo Combinando (Fase I: 400 MW, año 2022 y Fase II: 600 MW, año 2023) e hidroeléctricos Paute –

Cardenillo (595 MW, año 2025) y Santiago (1.200 MW, año 2026 y 1.200 MW adicionales en el año 2027).

Las transferencias de potencia desde el proyecto Santiago a la zona de Posorja, se realizará mediante un sistema de transmisión de 500 kV, que prevé la construcción de las subestaciones 500/230 kV Taday, Pasaje y Posorja; y, de las líneas de interconexión respectivas.

Ubicación	Ingreso en operación	Estado	Sistema/Proyecto	Total (USD)
Zona Sur-Occidental	1er sem 2024	Gestión de Financiamiento	Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
	1er sem 2025		Subestación Orquídeas, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
Zona Sur-Oriental			Sistema de Transmisión Sopladora - Cardenillo - Taday 230 kV	22,99
	2do sem 2025		Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, segundo circuito	7,54
Zona Nacional	1er sem 2023		Sistema de Transmisión Ecuador - Perú 500 kV	256,13
	2do sem 2026		Sistema de Transmisión Santiago 500 kV (2400 MW)	516,25
			Total	811,47

Tabla Nro. 1-14: Sistemas/Proyectos - Largo Plazo.

1.5 Resultados de la expansión y mejoras de la distribución

A continuación se presenta el resultado del Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución para el período 2018 – 2027.

Este Plan se sustenta en los análisis técnicos realizados por cada una de las empresas eléctricas de distribución, las cuales han considerado para el mismo, el abastecimiento del crecimiento de la demanda

eléctricas dentro de sus áreas de servicio; así como a mejorar la calidad, continuidad, confiabilidad, sustentabilidad y sostenibilidad del servicio de Energía Eléctrica, cuyo resultado se podrá reflejar en las metas propuestas de cobertura eléctrica, calidad del servicio y de reducción de pérdidas de energía.

1.5.1 Línea base

En el Estudio de la Demanda Eléctrica, se señala que, durante el año 2018 el país demandó para servicio público de energía eléctrica 24.062 GWh; así como, y en lo que corresponde a potencia, a nivel de bornes de generación fue 3.933,41 MW y se produjo el 24 de abril de 2018, mientras que la demanda mínima fue de 3.578,29 MW y ocurrió en el mes de julio, siendo la energía entregada a los sistemas de distribución en el año 2018 fue de: 23.745 GWh, de los cuales se facturaron 21.055 GWh, teniendo un nivel de pérdidas de energía por el orden de 11,37% la cobertura eléctrica alcanzada fue de 97,05%, lo que corresponde a un total de 4,5 millones de clientes residenciales registrados por las empresas eléctricas de distribución.

En lo que corresponde a infraestructura; en el sistema de subtransmisión, a diciembre de 2018 se contó con 385 subestaciones con una capacidad de 6.623 MVA; y líneas de subtransmisión con niveles de voltaje de 46 kV, 69 kV y 138 kV, con una longitud aproximada de 5.490 km,

El sistema de distribución tiene aproximadamente 101.762 km de redes de medio voltaje, 93.123 km de redes de bajo voltaje, 324.776 transformadores de distribución, con una capacidad instalada de 12.445,41 MVA; y 5.157.553 medidores de energía.

Las empresas eléctricas de distribución a diciembre del 2018, registraron 4,5 millones clientes residenciales.

1.5.2 Resultados

Para la elaboración del Plan de Expansión y Mejoras de Distribución 2018 – 2027, las empresas eléctricas de distribución realizaron el análisis para los dos casos considerados en el PME, es decir para el Caso Base y Caso Matriz Productiva.

Es importante resaltar que en la actualización del PED, las empresas eléctricas consideraron el abastecimiento de las cargas singulares desde los sistemas de distribución, como es el caso de las cargas relacionadas con el sector camaronero proyectos de electromovilidad impulsados, entre otros.

1.5.2.1 Metas

Para el periodo 2018-2027, se han determinado las siguientes metas:

Cobertura eléctrica

Considerando el número de clientes residenciales incorporados al sistema comercial de las empresas distribuidoras y el crecimiento

demográfico de la población proyectado por el INEC, se plantea que para el año 2027 se alcance una cobertura eléctrica de 97,99%.

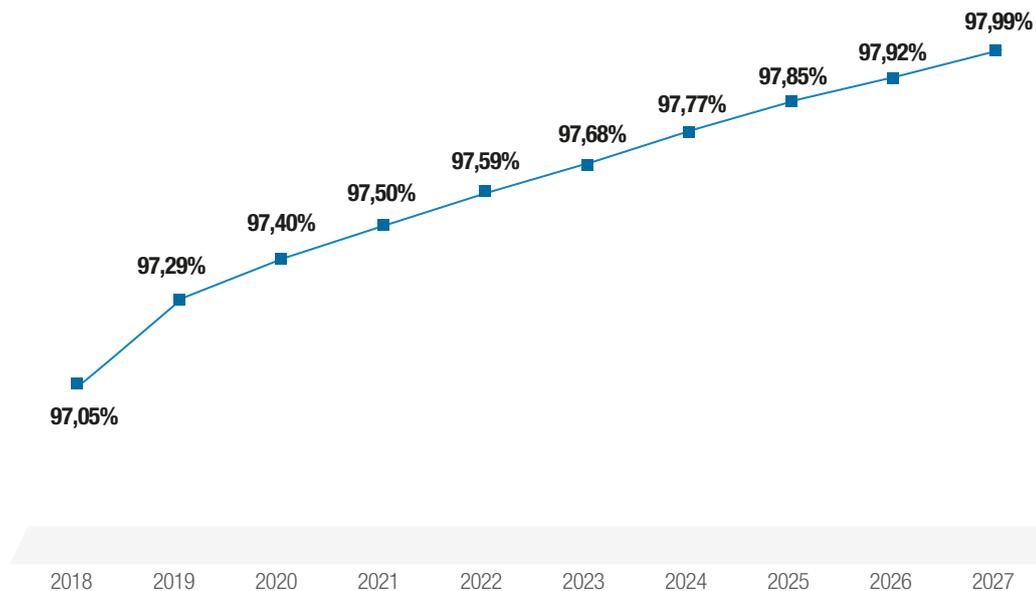


Figura Nro. 1-11: Metas de la cobertura eléctrica del 2018-2027.

Pérdidas de Energía

Se establece como meta para el año 2027, alcanzar un nivel de pérdidas totales de 8,92% en los sistemas eléctricos de distribución, conforme al detalle anual que se muestra en la tabla siguiente.

Año	Total Pérdidas GWh	Total Pérdidas %
2018	2.706,0	11,40%
2019	2.760,1	11,05%
2020	2.733,7	10,59%
2021	2.697,5	10,07%
2022	2.726,5	9,78%
2023	2.754,3	9,53%
2024	2.792,5	9,33%
2025	2.838,7	9,17%
2026	2.892,6	9,03%
2027	2.954,6	8,92%

Tabla Nro. 1-15: Metas de pérdidas de distribución.

Luminarias a Instalarse

Considerando que la iluminación de las vías, pasajes, acceso a poblaciones aporta de manera significativa a la seguridad de la ciudadanía, así como al confort de las personas se plantea como

meta la instalación de 534.076 luminarias durante el periodo 2018–2027, conforme al detalle anual que se muestra en la tabla siguiente.

Número de Luminarias	
2018	99.889
2019	49.945
2020	29.967
2021	20.977
2022	37.758
2023	71.740
2024	78.914
2025	71.023
2026	56.818
2027	17.045
Total	534.076

Tabla Nro. 1-16: Meta de luminarias.

Modernización y Automatización de los Sistemas de Información de la Distribución

El manejo de la información es un elemento fundamental para cumplir con los objetivos y metas planteadas, por lo que se prevé la siguiente implantación.

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Medidores AMI Instalados	3%	4%	5%	7%	8%	10%	11%	12%	13%	15%
Automatización de alimentadores	0,62%	1,50%	3%	6%	8%	10%	12%	14%	15,50%	17%
Subestaciones Automatizadas	92%	95%	98%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Transformadores de distribución monitoreados	3%	6%	10%	13%	16%	19%	22%	25%	28%	32%

Tabla Nro. 1-17: Metas - Modernización y Automatización del sistema de distribución.

1.5.2.2 Inversiones

Los recursos requeridos por parte de las empresas eléctricas de distribución para el desarrollo de los proyectos propuestos para el cumplimiento de las metas planteadas, dentro del Plan de Expansión y Mejoras de la Distribución ascienden a 4.735 millones de USD para el Caso Base; y, 5.033 millones de USD para el Caso Matriz

Productiva, conforme al alcance del Plan Maestro de Electricidad.

A continuación se detalla a nivel de empresa eléctrica distribuidora y por cada año del periodo determinado en el PME, las inversiones para el PED.

Inversiones PED 2018 – 2027 para el Caso Base.

Inversiones anuales por empresa (Millones de USD)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	11,24	11,64	14,44	14,63	14,62	15,80	15,31	14,30	12,85	12,59	137,41
CNEL U.N. El Oro	10,85	13,32	17,31	24,89	25,51	16,39	19,68	19,52	12,61	9,35	169,43
CNEL U.N. Esmeraldas	11,07	20,72	15,39	21,73	24,29	10,55	18,23	18,31	15,35	15,10	170,75
CNEL U.N. Guayaquil	28,72	51,96	38,11	41,44	34,38	40,18	38,35	36,41	32,67	30,40	372,62
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	37,49	62,63	74,29	43,05	31,49	40,61	29,02	22,79	17,92	12,74	372,04
CNEL U.N. Los Ríos	13,45	18,60	25,45	29,09	28,04	15,86	15,05	11,69	7,03	3,41	167,68
CNEL U.N. Manabí	39,40	70,49	56,33	56,91	64,21	49,34	50,82	59,35	53,10	47,96	547,92
CNEL U.N. Milagro	5,25	21,80	25,57	23,22	9,39	10,72	13,19	15,15	10,73	10,08	145,11

Inversiones anuales por empresa (Millones de USD)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Santa Elena	7,51	22,21	18,80	15,94	22,63	20,43	18,85	12,38	11,52	10,83	161,10
CNEL U.N. Santo Domingo	21,96	20,97	37,52	27,99	18,33	15,22	18,62	16,76	12,90	12,45	202,72
CNEL U.N. Sucumbíos	6,62	26,66	17,30	24,74	21,78	22,39	22,14	20,69	15,20	13,43	190,94
CNEL EP	193,55	341,01	340,51	323,63	294,66	257,50	259,26	247,36	201,89	178,36	2.637,72
E.E. Ambato	36,07	45,31	40,60	40,89	41,33	42,54	48,62	50,12	48,48	47,44	441,40
E.E. Azogues	1,68	1,52	1,00	0,96	0,95	1,04	1,07	1,09	1,02	1,01	11,34
E.E. Centro Sur	48,25	40,17	45,78	47,42	38,30	41,19	40,17	41,85	37,78	36,69	417,59
E.E. Cotopaxi	15,36	17,87	18,92	19,22	18,88	18,04	16,98	14,34	12,61	12,46	164,68
E.E. Galápagos	2,93	2,14	5,51	3,52	2,08	2,27	2,52	2,08	1,18	0,96	25,19
E.E. Norte	17,05	20,15	10,13	8,29	9,24	7,15	7,78	7,98	7,11	6,81	101,68
E.E. Quito	101,05	118,18	74,35	68,20	61,12	53,88	43,44	36,81	25,27	16,81	599,11
E.E. Riobamba	12,16	15,84	22,39	17,54	14,07	16,18	16,51	16,75	14,65	13,69	159,79
E.E. Sur	17,07	21,46	15,58	14,62	19,83	22,87	20,26	19,23	14,22	12,29	177,42
TOTAL	445,16	623,65	574,78	544,29	500,46	462,65	456,61	437,63	364,20	326,50	4.735,92

Tabla Nro. 1-18: Inversión por distribuidora Caso Base.

Inversiones PED 2018 – 2027 para el Caso Matriz Productiva.

Inversiones anuales por empresa (Millones de USD)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	11,24	13,09	14,67	14,63	15,93	15,80	15,31	14,30	12,65	12,18	139,79
CNEL U.N. El Oro	10,85	19,35	19,48	28,69	29,05	19,93	19,70	19,52	17,50	14,60	198,66
CNEL U.N. Esmeraldas	11,07	28,09	22,66	21,73	24,29	10,55	18,23	18,31	15,35	15,10	185,39
CNEL U.N. Guayaquil	57,01	60,40	50,96	56,91	61,84	61,03	44,91	40,75	37,21	31,61	502,64
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	37,91	72,56	77,48	44,00	31,78	40,90	29,13	22,90	20,11	13,59	390,36
CNEL U.N. Los Ríos	13,45	26,56	25,45	29,09	28,04	15,86	15,05	11,69	9,32	7,25	181,77
CNEL U.N. Manabí	39,55	76,17	56,33	62,91	64,21	49,34	50,82	59,35	49,91	42,96	551,57
CNEL U.N. Milagro	5,25	26,17	25,97	23,22	9,39	10,72	16,07	15,15	11,33	10,43	153,70
CNEL U.N. Santa Elena	7,51	28,23	24,83	21,12	23,53	21,32	18,85	12,38	11,98	10,93	180,68
CNEL U.N. Santo Domingo	21,96	23,12	42,56	29,77	22,55	19,44	18,62	16,76	11,72	10,69	217,19
CNEL U.N. Sucumbíos	6,62	26,66	26,36	25,41	21,78	22,39	22,14	20,69	17,89	15,20	205,13
CNEL EP	222,42	400,40	386,74	357,48	332,39	287,30	268,83	251,82	214,96	184,54	2.906,88
E.E. Ambato	36,07	45,31	40,60	40,89	41,33	42,54	48,62	50,12	48,05	46,85	440,38
E.E. Azogues	1,68	1,52	1,00	0,96	0,95	1,04	1,07	1,09	1,02	0,94	11,27
E.E. Centro Sur	49,02	40,17	45,78	47,42	38,30	41,19	40,17	41,85	40,97	40,13	425,00
E.E. Cotopaxi	15,36	17,87	18,92	19,22	18,88	18,04	16,98	14,34	12,16	11,67	163,45
E.E. Galápagos	2,94	5,54	5,51	3,52	2,58	2,50	2,52	2,48	1,58	1,41	30,58
E.E. Norte	17,05	26,65	10,13	8,29	9,24	7,15	7,78	7,98	6,61	6,24	107,11
E.E. Quito	104,26	122,37	74,35	71,46	61,12	53,88	43,44	36,81	26,12	17,23	611,04
E.E. Riobamba	12,16	15,84	22,39	17,54	14,07	16,18	16,51	16,75	15,15	14,08	160,67
E.E. Sur	17,07	21,46	15,58	14,62	19,83	22,87	20,26	19,23	14,88	11,44	177,24
TOTAL	478,02	697,12	621,02	581,40	538,68	492,68	466,18	442,48	381,48	334,52	5.033,60

Tabla Nro. 1-19: Inversión por distribuidora caso matriz productiva.

1.6 Resultados del análisis económico financiero

Se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, para la tarifa aplicada al consumidor final dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del Plan Maestro de Electrificación del período 2018 – 2027. Los aspectos más relevantes considerados para el análisis contemplan:

- Efecto de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, en la determinación del costo anual del servicio eléctrico.
- Estimación del resultado de la aplicación tarifaria anual del sector eléctrico.

Hipótesis del Estudio

Para el presente estudio se ha definido dos escenarios de simulación: Caso Base y Caso Matriz Productiva, mismos que han sido seleccionados, por su representatividad e impacto dentro del sector eléctrico. Estos escenarios son concordantes con los capítulos respectivos de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME.

Los escenarios de simulación tienen las siguientes características:

- Caso Matriz Productiva, el cual se diferencia del Caso Base, pues incluye la demanda de las industrias básicas.
- La energía generada se despacha en base a la simulación energética efectuada en escenarios representativos de hidrología correspondiente al valor esperado (hidrología media).

- Inclusión del concepto de remuneración de la base de capital de los activos en servicio, para la generación privada.

En el contexto del análisis desarrollado se toma en cuenta la normativa vigente, metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio y la evaluación financiera del PME. Los resultados y conclusiones del estudio, constituyen una herramienta para la toma de decisiones y análisis de los comportamientos esperados dentro del sector eléctrico.

- El sistema de transmisión considera el reforzamiento de su infraestructura cuyo proyecto representativo será la entrada en operación de las líneas de 500 kV.
- El análisis del costo medio de generación considera el precio de los combustibles con referencia internacional.
- EL servicio de alumbrado público general se lo considera como un servicio independiente a la actividad de distribución.
- Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación, una vez finalizada su construcción total y su entrada en funcionamiento.

1.6.1 Inversiones necesarias

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 se requiere de los siguientes recursos económicos:

Componente	Caso Base (Millones USD)	Caso Matriz Productiva (Millones USD)
Plan de expansión de la generación	6.150	9.155
Plan de expansión de la transmisión	1.793	1.793
Plan de expansión y mejoras de la distribución	4.736	5.034
Total Nacional	12.679	15.982

Tabla Nro. 1-20: Resumen de recursos económicos para el PME 2018-2027.

Para la ejecución de las obras del Plan Maestro se cuenta con varias fuentes de financiamiento como son los recursos fiscales y créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), Eximbank, de la Agencia Financiera de Desarrollo (AFD), del Banco de Desarrollo de China (CDB por sus siglas en inglés), y a su vez una importante inversión del sector privado que se espera se consolide en los próximos años y tenga

cada vez una participación mayor; para tal efecto, el sector eléctrico actualmente está estructurando las condiciones adecuadas para las asociaciones público –privadas, APP. Los montos de las inversiones de generación varían con relación a las indicadas en el capítulo 4 de este Plan, debido a que por la metodología para el análisis económico financiero, se considera la inversión total del proyecto en el año de su ingreso en operación.

1.6.2 Costo del servicio eléctrico para la tarifa

Los costos fijos para cada una de las actividades de generación, transmisión y distribución, están compuestos por:

- Los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M),
- Los costos asociados a la calidad, confiabilidad & disponibilidad,
- Los costos asociados a la responsabilidad ambiental,
- Expansión del servicio eléctrico (actividad distribución); y,
- Para la actividad de generación se incluyen además los costos variables requeridos para la producción de energía.
- Para la generación privada se incluye el concepto de remuneración de la base de capital de los activos en servicio, a través de la determinación de una anualidad con tasas de descuento y vidas útiles definidas.

No se consideran los costos asociados al servicio de la deuda en las inversiones públicas.

La asignación de los costos de AO&M, tienen como objetivo la valoración económica de los requerimientos para una eficiente operación y gestión de las empresas eléctricas, dentro de sus actividades, ligados a un proceso de supervisión y control de estos parámetros en base a la normativa vigente.

En este estudio se considera para la determinación del costo del servicio eléctrico: la revisión de metodologías internacionales, el procedimiento utilizado actualmente por la ARCONEL, y aquellas modificaciones aplicables para los casos de estudio, según la normativa vigente.

1.6.3 Resultados del análisis para el Caso Base

Para el análisis de este escenario del Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027, se considera un monto global de inversiones de 12.679 millones de dólares, que corresponden a las actividades de

generación, transmisión y distribución, cuya participación porcentual se muestra en la figura siguiente.

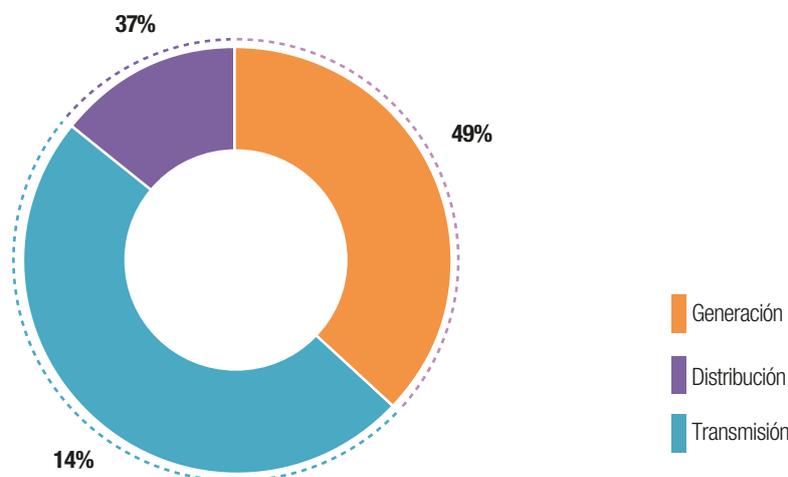


Figura Nro. 1-12: Participación de la inversión por actividad en el período del PME.

1.6.3.1 Análisis de costos de generación

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad, se establece en el capítulo de expansión de la generación un requerimiento de recursos por el orden de 6.150 millones de dólares.

En la Figura Nro. 1-13 se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis por tipo de tecnología.

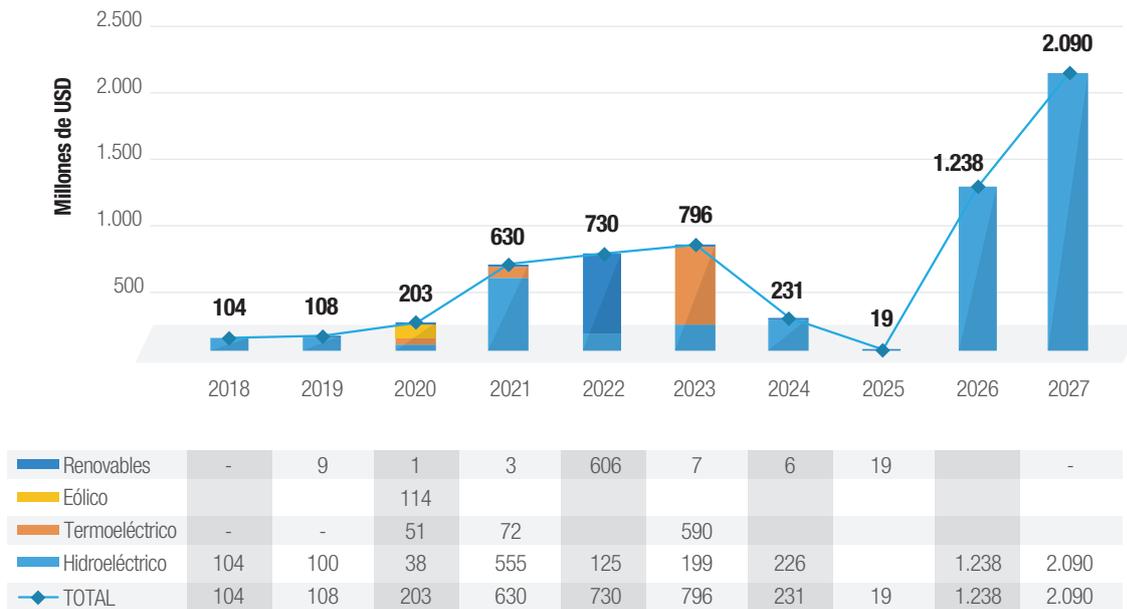


Figura Nro. 1-13: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología.

Costo Medio de Generación – CMG

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y

como rubro de contraste, tiene la producción total de energía de ese mismo período. A continuación se ilustra la evolución anual del costo medio de generación.

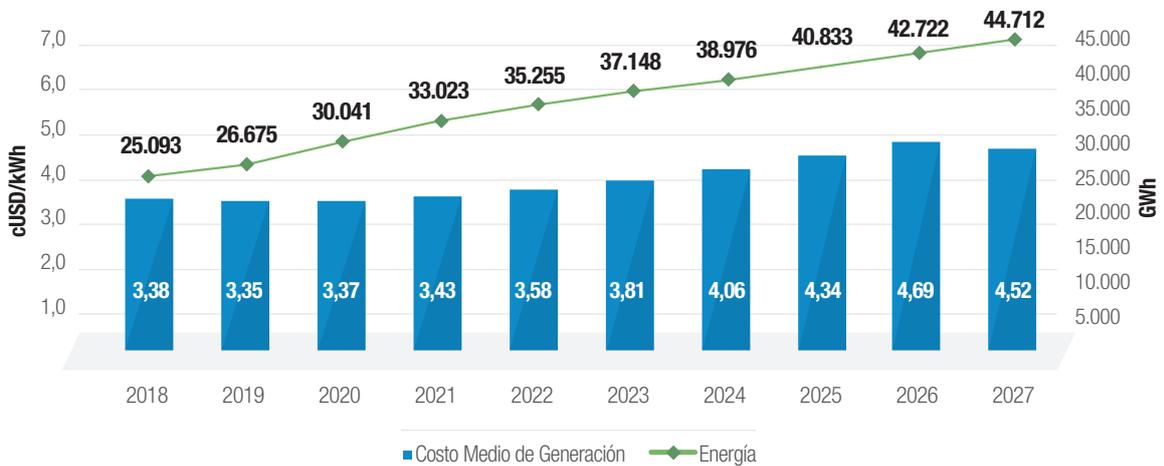


Figura Nro. 1-14: Evolución del costo medio y despacho de energía de generación - Caso Base.

1.6.3.2 Análisis de costos de transmisión

El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión – SNT, comprende un monto total de 1.793 millones de dólares para el periodo 2018-2027, de los cuales el 88% será destinado para líneas

de transmisión y el restante 12% para subestaciones. A continuación se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis.

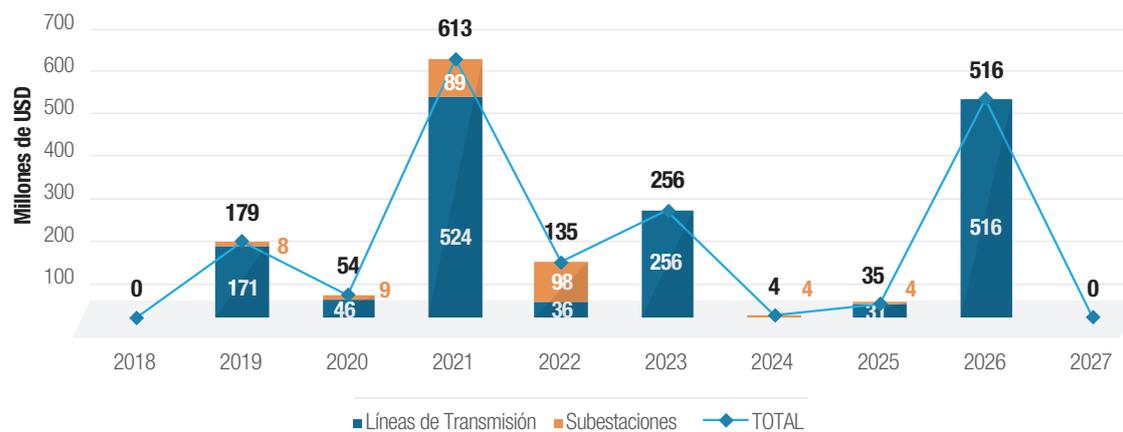


Figura Nro. 1-15: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Base.

Costo medio de Transmisión - CMT

Conforme las mismas premisas metodológicas y las normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación, se realiza la modelación de los costos de transmisión, bajo las directrices descritas en el acápite en el que se explica la metodología aplicada, no obstante, ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: la tarifa de transmisión se circunscribe al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de la calidad

de servicio, gestión ambiental, y confiabilidad y sostenibilidad del sistema.

Con estos antecedentes, se estima el comportamiento de la evolución de la tarifa de transmisión como resultado de comparar los costos de esta etapa (en dólares), con el total de energía que fluirá por el sistema (GWh).

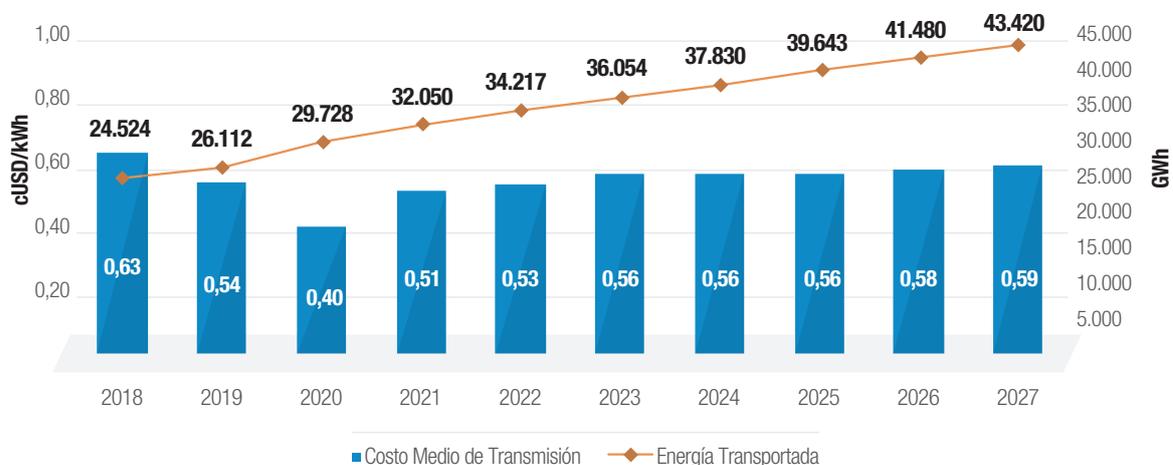


Figura Nro. 1-16: Evolución del costo de transmisión y energía transportada – Caso Base.

1.6.3.3 Análisis de costos de distribución

El plan de expansión de distribución, busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a aproximadamente 6,43 millones de clientes regulados en el año 2027, lo que corresponde a una variación del 24% a lo largo del horizonte de tiempo analizado respecto del año 2018. Por lo tanto, se prevé una variación en cuanto a la venta de energía eléctrica de 84.30%, respecto al año 2018.

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 4.736 millones de dólares, el cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura, cobertura, y la gestión propia de las distribuidoras.

El detalle de inversión por etapa funcional a lo largo de los diez años de análisis se indica en la siguiente figura.

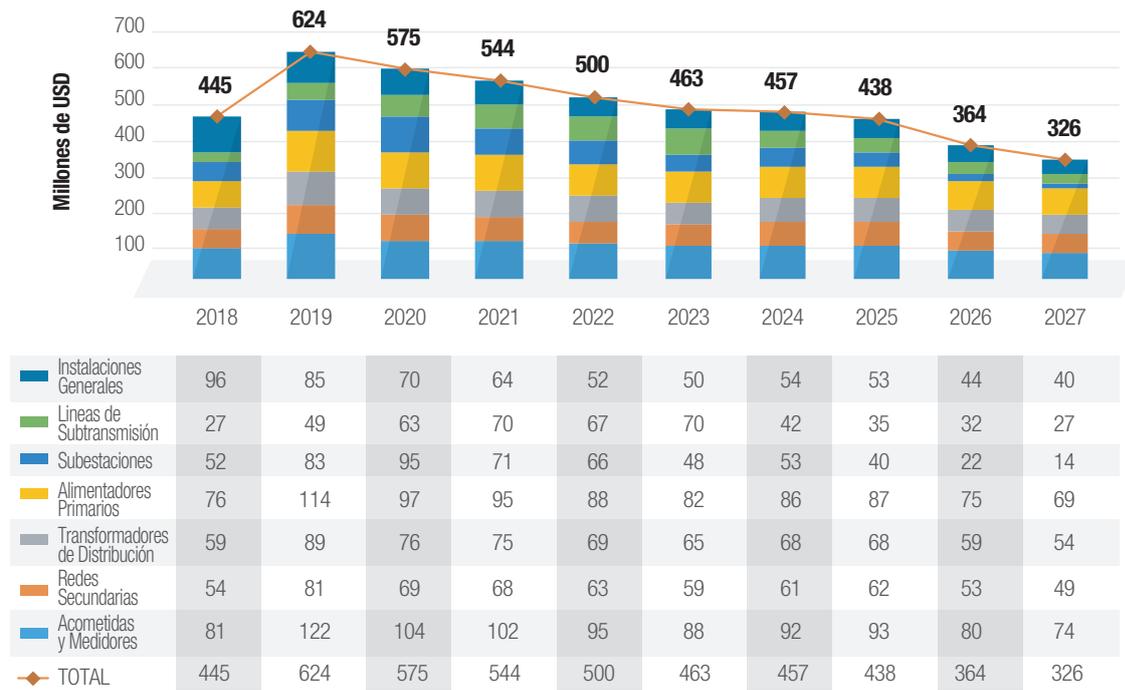


Figura Nro. 1-17: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Base.

Costo medio de Distribución - CMD

Conforme las mismas premisas metodológicas y legales que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de

la expansión de la transmisión se ha obtenido los costos de distribución, presentados para el período de análisis en la Figura Nro. 7-18.

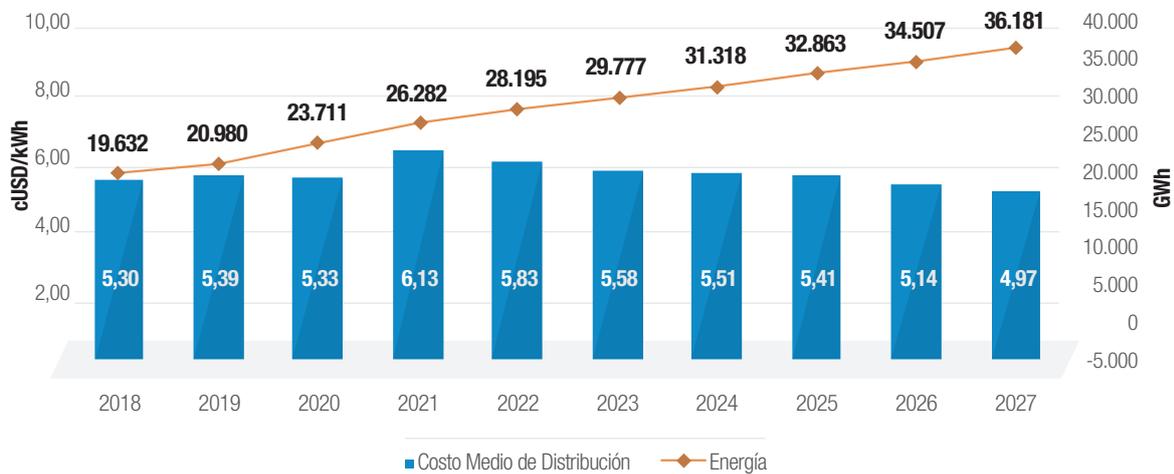


Figura Nro. 1-18: Costos medio de distribución - Caso Base.

1.6.3.4 Costo del servicio y precio medio, caso base

De acuerdo a las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 1-19 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica para el escenario de simulación Caso Base.

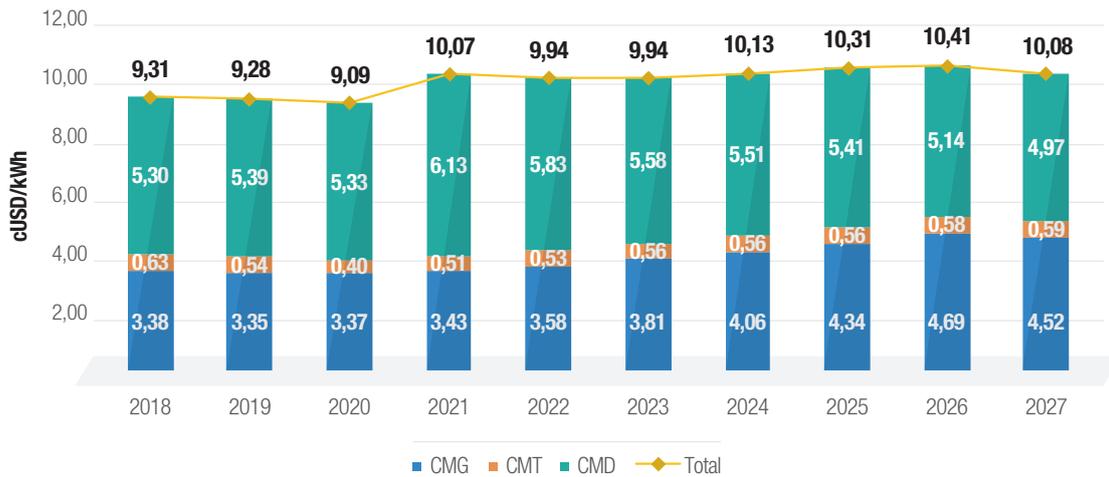


Figura No. 1-19: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Base.

1.6.4 Resultados del análisis para el caso matriz productiva

En el escenario Matriz Productiva del Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, se considera un monto global de inversiones de 15.982 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la siguiente figura.

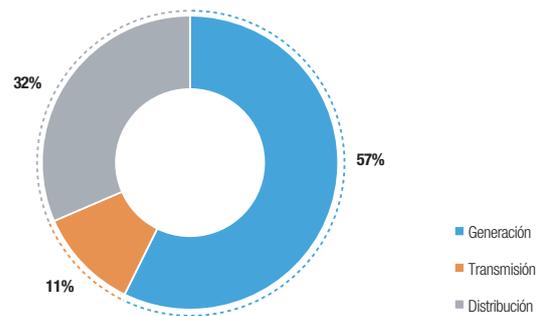


Figura No. 1-20: Participación de la inversión por actividad.

Sobre la base de las premisas descritas anteriormente, en la Figura No. 1-20 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica para esta hipótesis.

En la Figura No. 1-21 se observa una tendencia decreciente de los costos del servicio en los últimos años del período decenal, que es comparable con la tendencia creciente en venta de energía eléctrica.

El importante crecimiento de las ventas responde a la inclusión de la demanda de las industrias básicas, las cuales para el año 2027 llegarán a representar el 30% de las ventas totales. Para los años 2024 y 2025, se incrementa el costo medio total, debido a la mayor participación de generación térmica para abastecer la demanda.



Figura No. 1-21: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Matriz Productiva.





2

TRANSFORMACIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

2.1 Evolución del Sector Eléctrico

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

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

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

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

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

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

2.1.1 Institucionalidad y normativa - reseña histórica del sector eléctrico ecuatoriano

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Empresa eléctrica de transmisión:

- Transelectric S.A.

Empresas eléctricas de generación:

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

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

A más de éstas, existían otras empresas generadoras.

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

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

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

Objetivos del Sector

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

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

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

Constitución Política del Ecuador año 2008

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.2 Oferta energética

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

En este contexto, se han construido e incorporado obras como: el embalse Mazar, obra que fortaleció energéticamente el complejo Integral Pautze, gracias a su gran capacidad de almacenamiento de 410 Hm³ de agua, las centrales hidroeléctricas San Francisco, Mazar, Ocaña y Baba, con un total de 468 MW de potencia instalada; en los últimos años se han incorporado las siguientes centrales hidroeléctricas; Manduriacu, Alazán (del proyecto Mazar

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

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

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

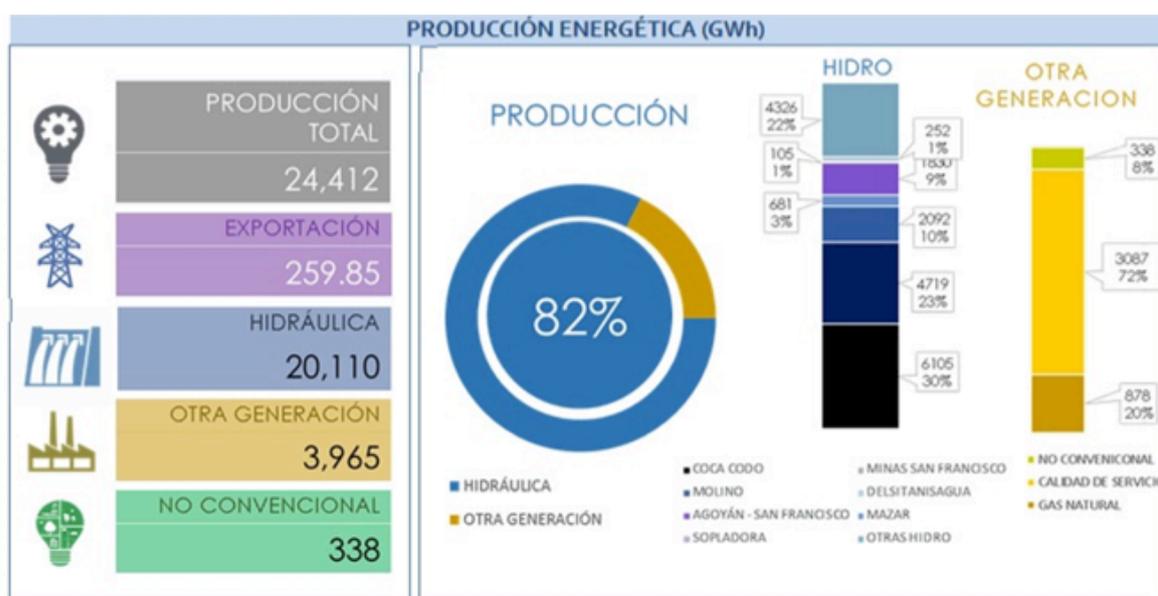


Figura No. 2-1: Producción de energía eléctrica año 2018, Fuente: CENACE.

2.1.3 Transmisión y distribución de energía eléctrica

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

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

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

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

2.1.4 Inversión

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

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

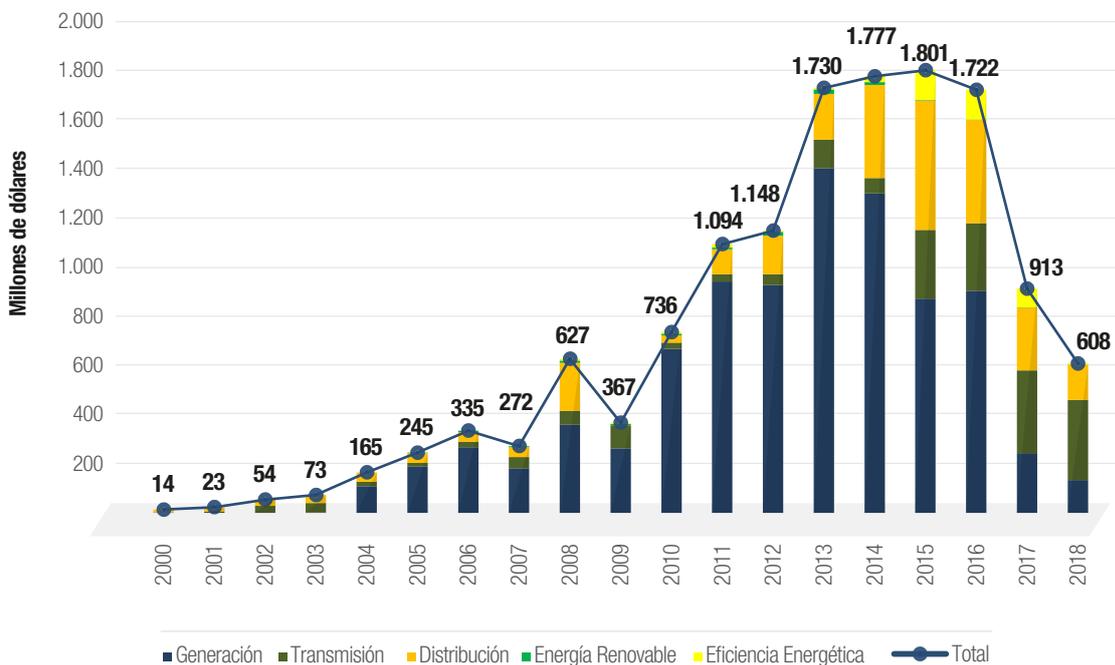


Figura Nro. 2-2: Inversión anual por etapa funcional.

2.1.5 Mejora de la Gestión

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

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

las pérdidas de energía eléctrica.

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

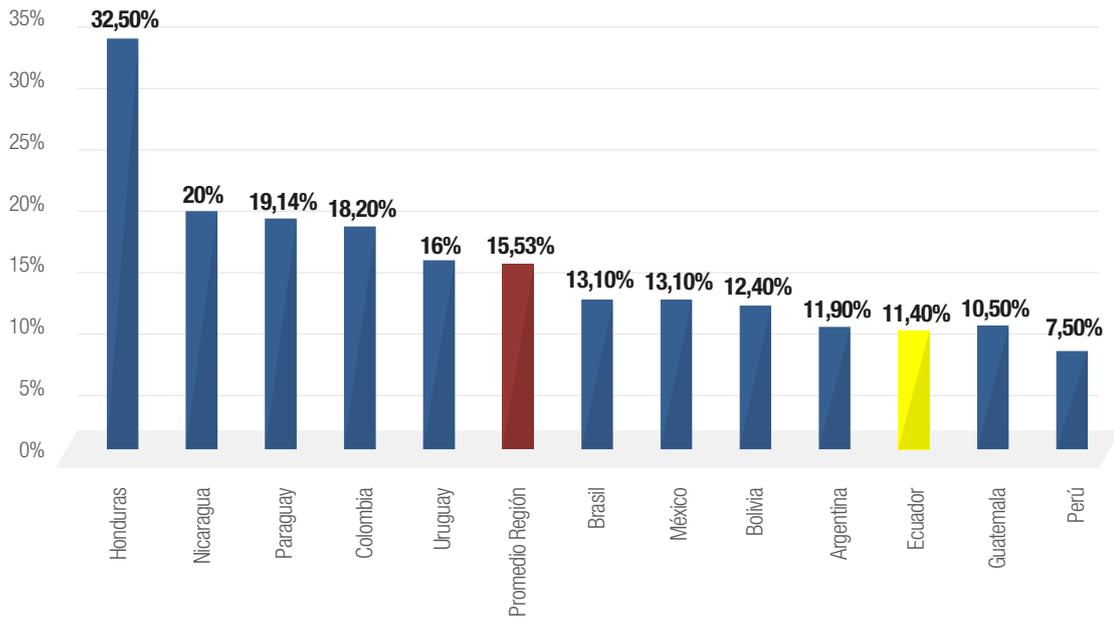


Figura Nro. 2 -3: Pérdidas de electricidad en los países de la Región.

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

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

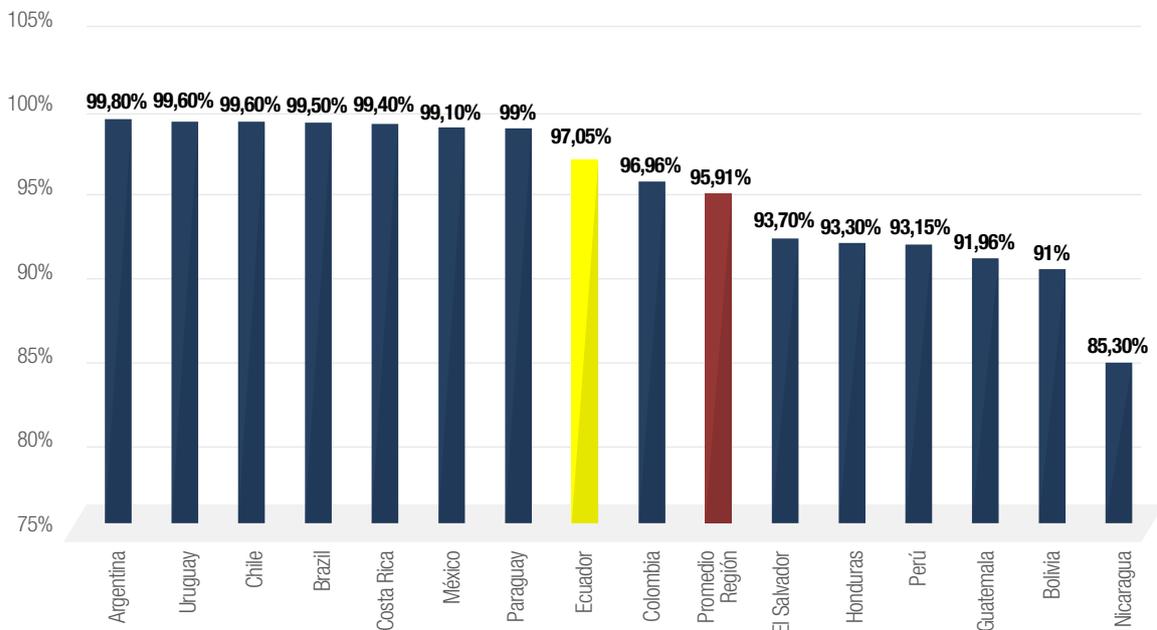


Figura Nro. 2 -4: Cobertura de electricidad en los países de la Región.

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

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

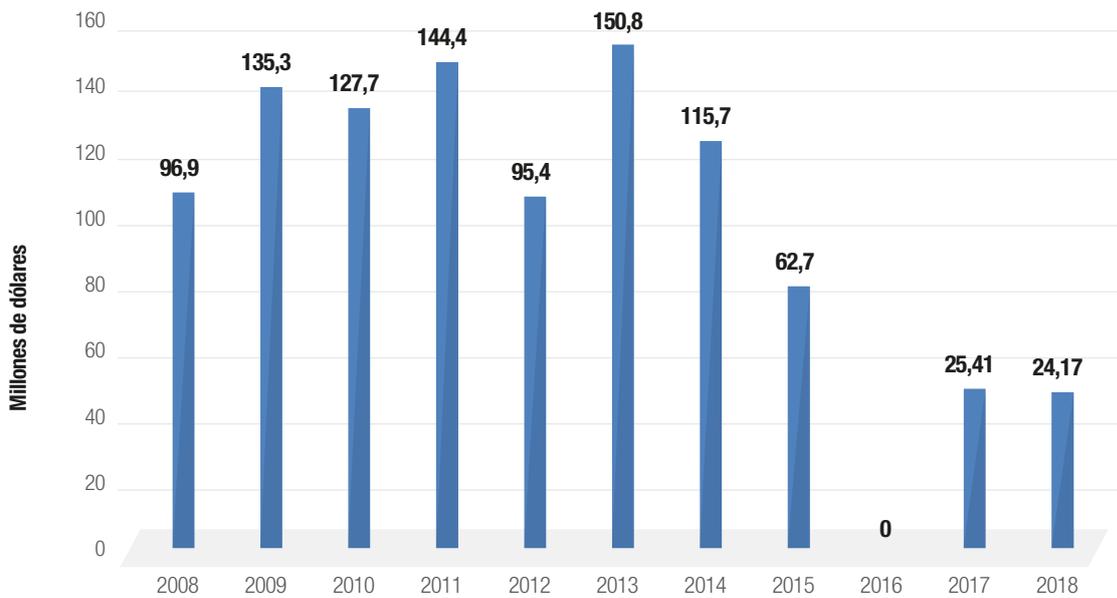


Figura Nro. 2-5: Evolución de Déficit tarifario.

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

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

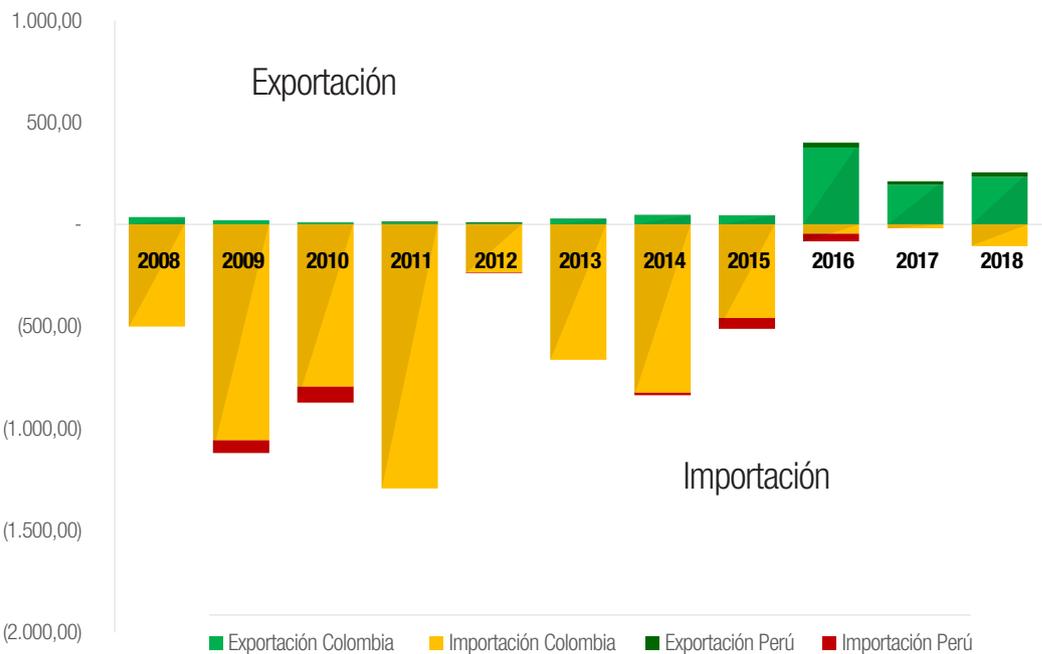


Figura Nro. 2-6: Compra - venta de electricidad de Ecuador.

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

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

2.1.6 Cambio de cultura para el uso eficiente de la energía

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

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

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

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

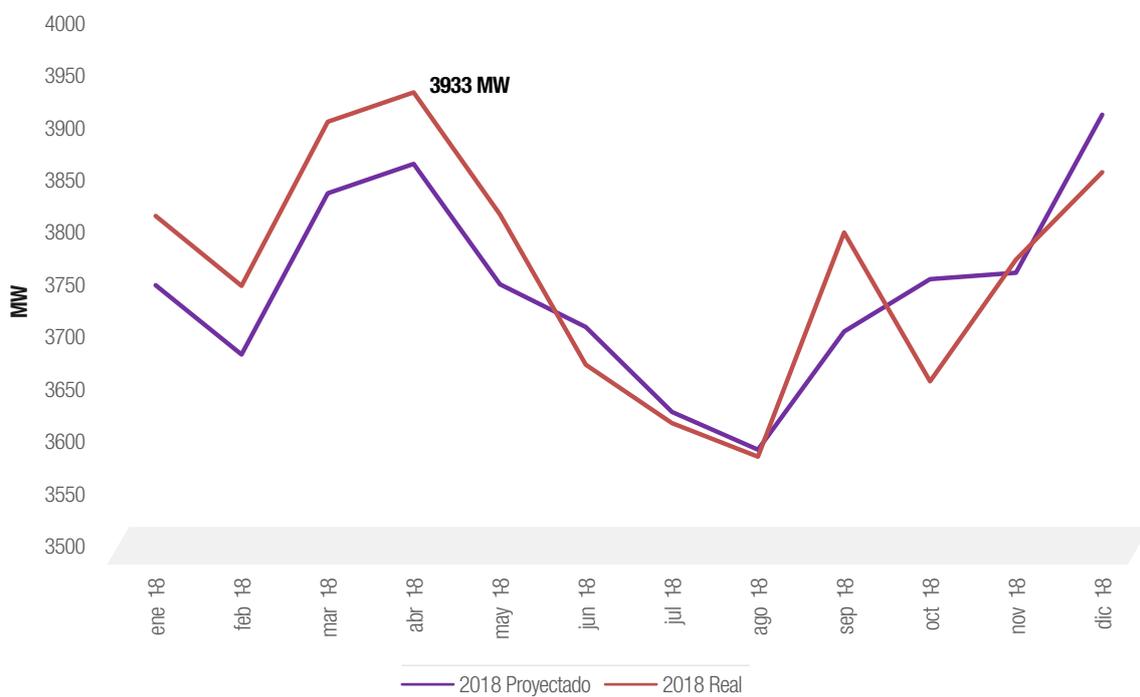


Figura Nro. 2-7: Demanda 2018 crecimiento real vs proyectada.

2.1.7 Integración Energética Regional

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

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

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

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

2.2 Situación actual del Sector Eléctrico

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

2.2.1 Demanda de energía eléctrica

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

2.2.2 Demanda de potencia del Sistema Nacional Interconectado

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

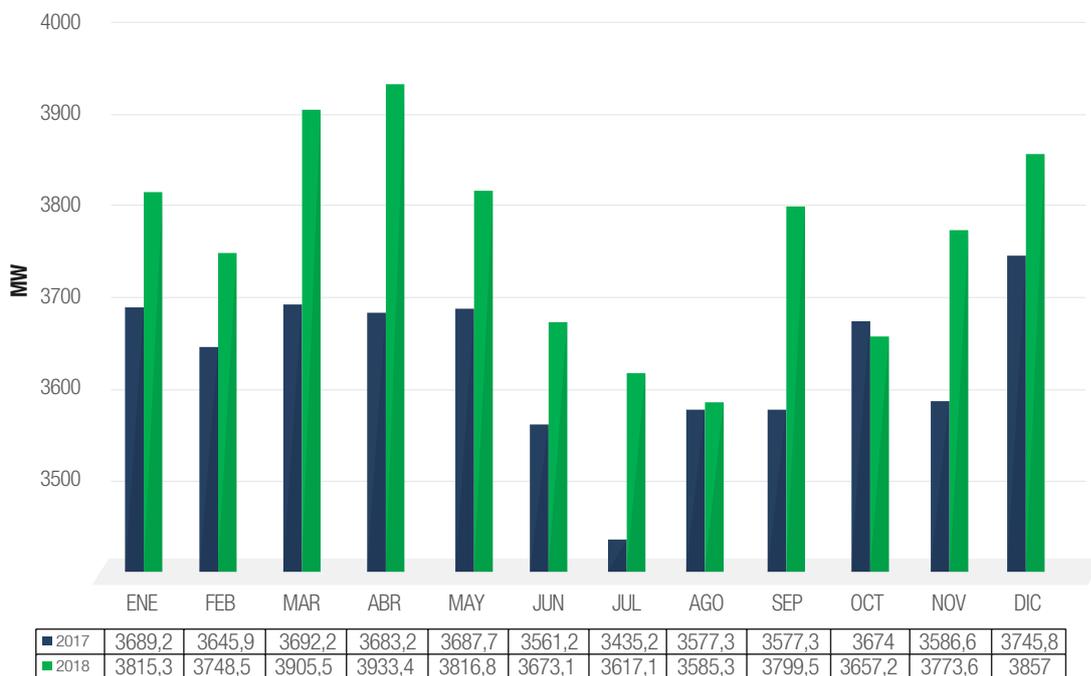


Figura Nro. 2-8: Demanda máxima de potencia mensual 2017 y 2018.

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

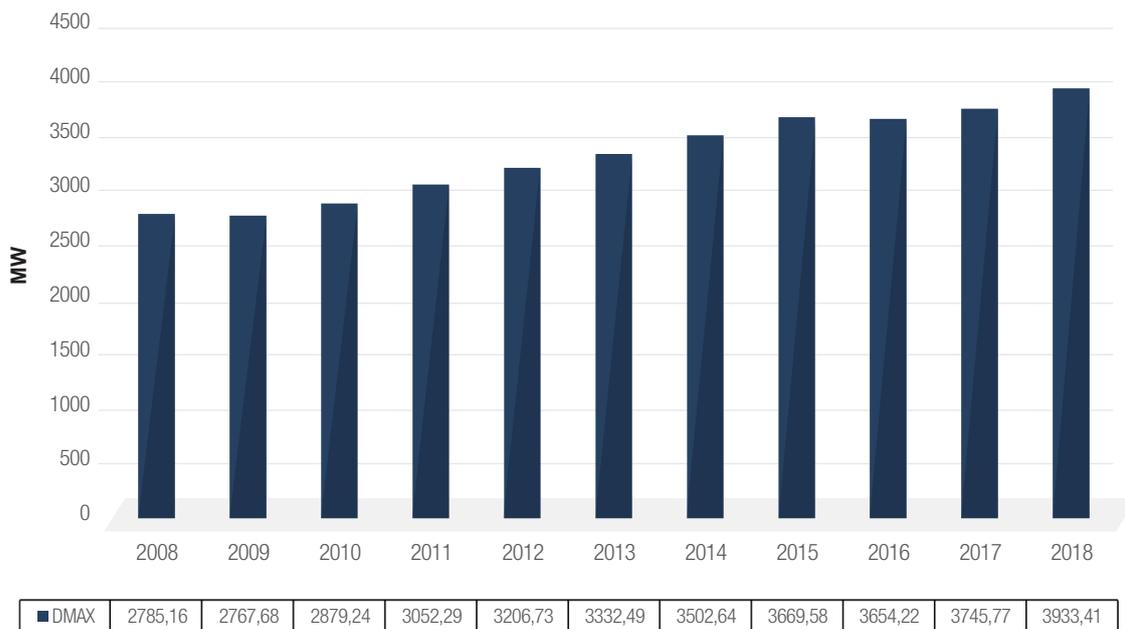


Figura Nro. 2-9: Demanda de potencia en el periodo 2008 -2018.

2.2.2.1 Demanda de energía del Sistema Nacional Interconectado

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

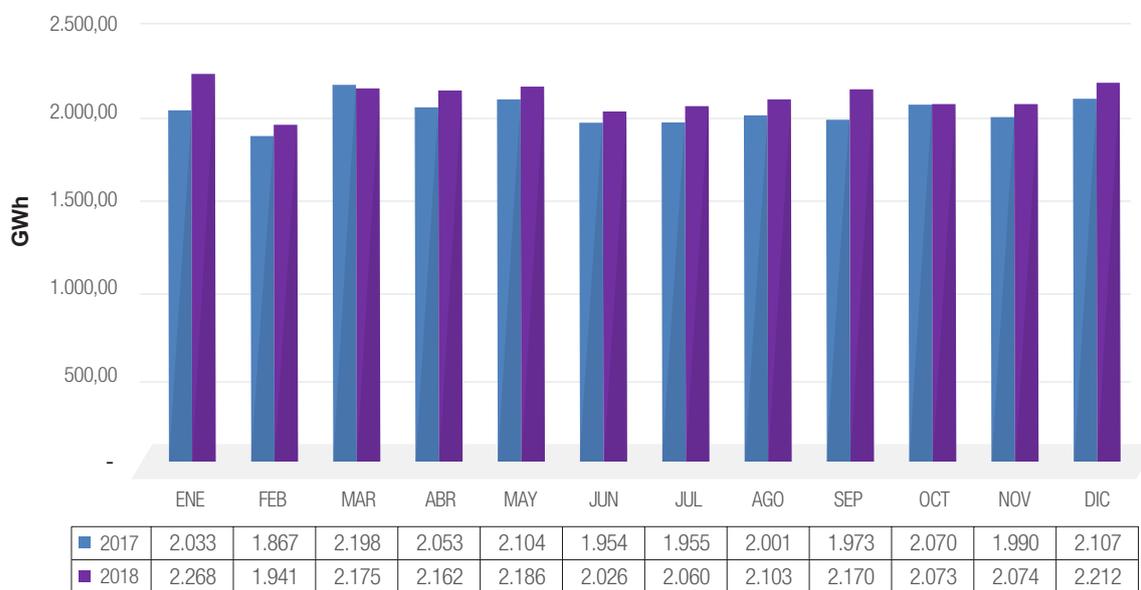


Figura Nro. 2-10: Demanda mensual de energía SNI.

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

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

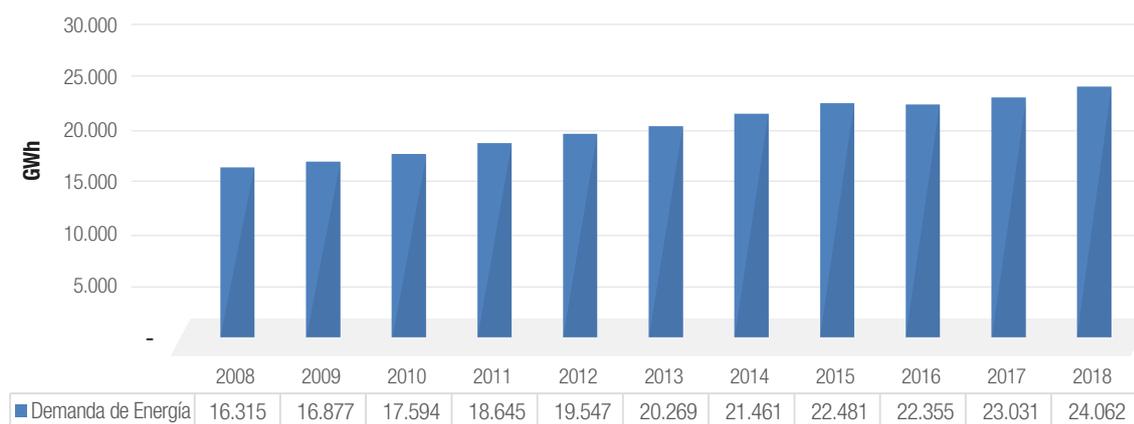


Figura Nro. 2-11: Demanda anual de energía en bornes de generación del SNI en el periodo 2008 - 2018.

2.2.2.2 Balance de energía eléctrica

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2.3 Generación de energía eléctrica

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

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

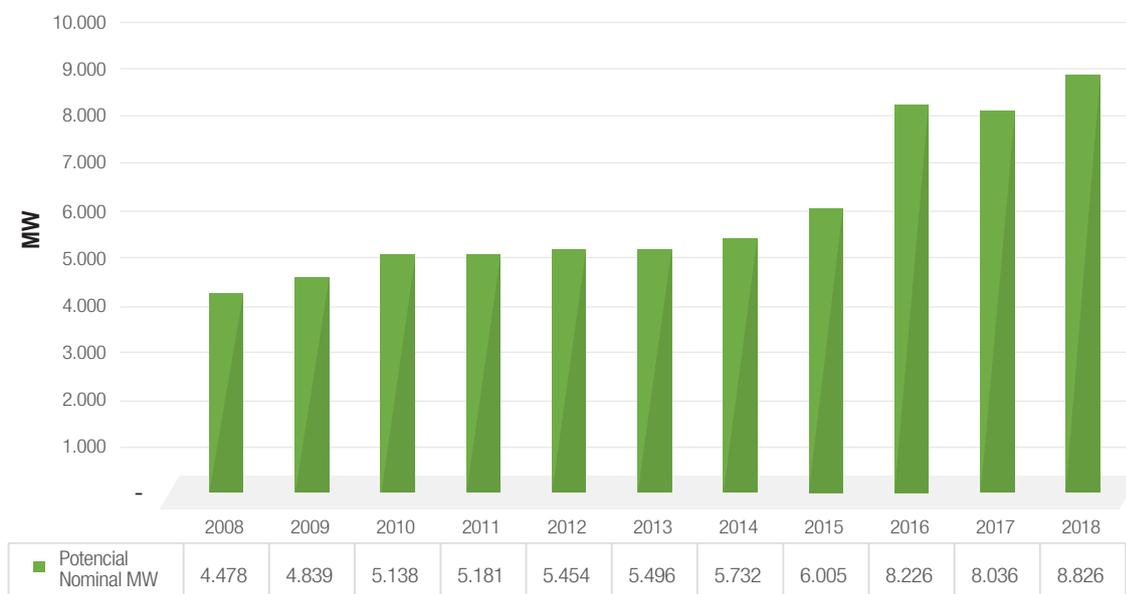


Figura Nro. 2-12: Crecimiento de la potencia instalada

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

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

2.2.3.1 Potencias Nominal y Efectiva de Centrales de Generación

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

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

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

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

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

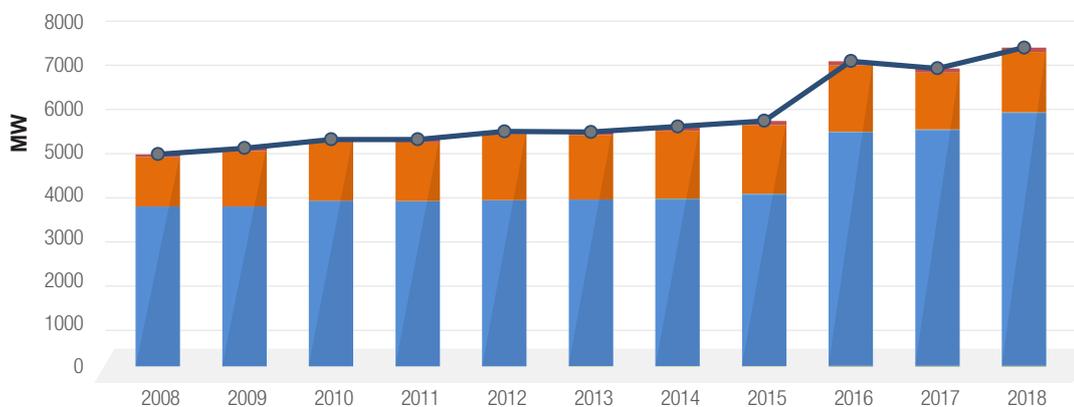
En la Tabla Nro. 2-4, se presenta la capacidad de las centrales de generación por tipo de energía; en términos de la potencia

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

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

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

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



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

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

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

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

2.2.3.2 Producción de energía

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

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

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

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

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

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

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

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Bruta	
		GWh	%
No Renovable	Térmica MCI	5.026,66	17,14
	Térmica Turbopapor	1.737,93	5,93
	Térmica Turbogás	1.339,29	4,57
Total No Renovable		8.103,89	27,64
Total		29.322,16	100

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

2.2.3.3 Proyectos de generación incorporados y en construcción

2.2.3.3.1 Proyectos de generación incorporados

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

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

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

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

2.2.3.3.2 Proyectos de generación en construcción

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

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

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

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

2.2.4 Transmisión y subtransmisión de energía eléctrica

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

Así mismo para el 2018 las empresas autogeneradoras y generadoras

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

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

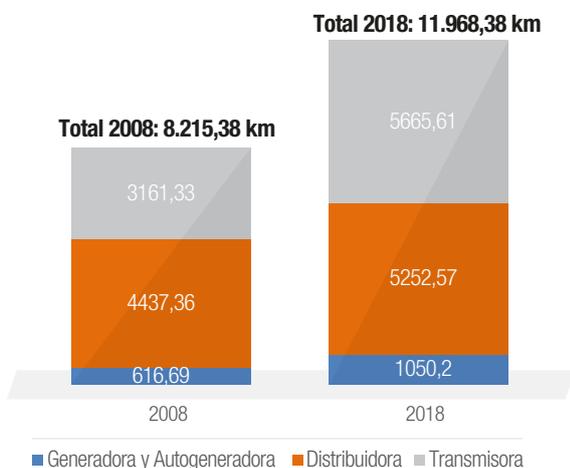


Figura Nro. 2-14: Líneas de Transmisión y Subtransmisión.

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



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

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

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

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

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

2.2.4.1 Subestaciones

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

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

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

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

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

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

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

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

2.2.4.2 Elementos de compensación

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

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

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

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

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

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

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

2.2.5 Distribución de energía eléctrica

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

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

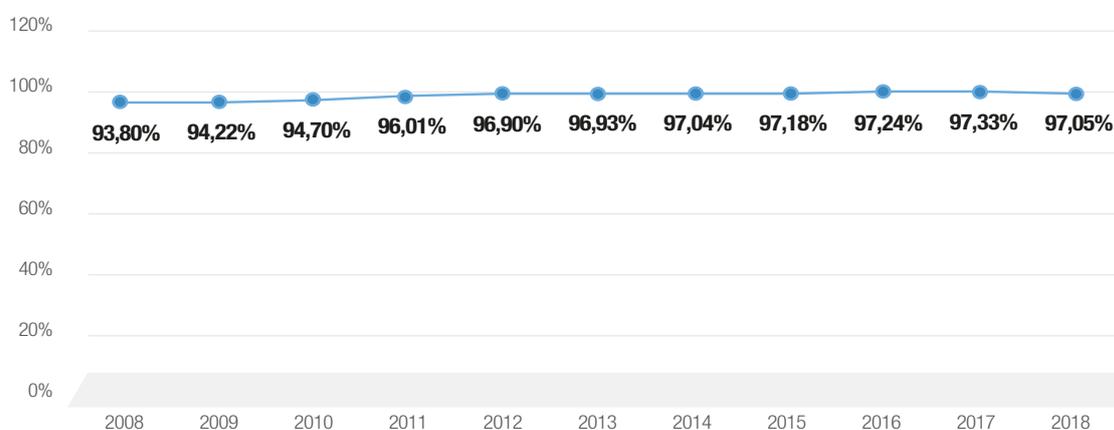
2.2.5.1 Cobertura del servicio eléctrico

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

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

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

La evolución de la cobertura se presenta a continuación:


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

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

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

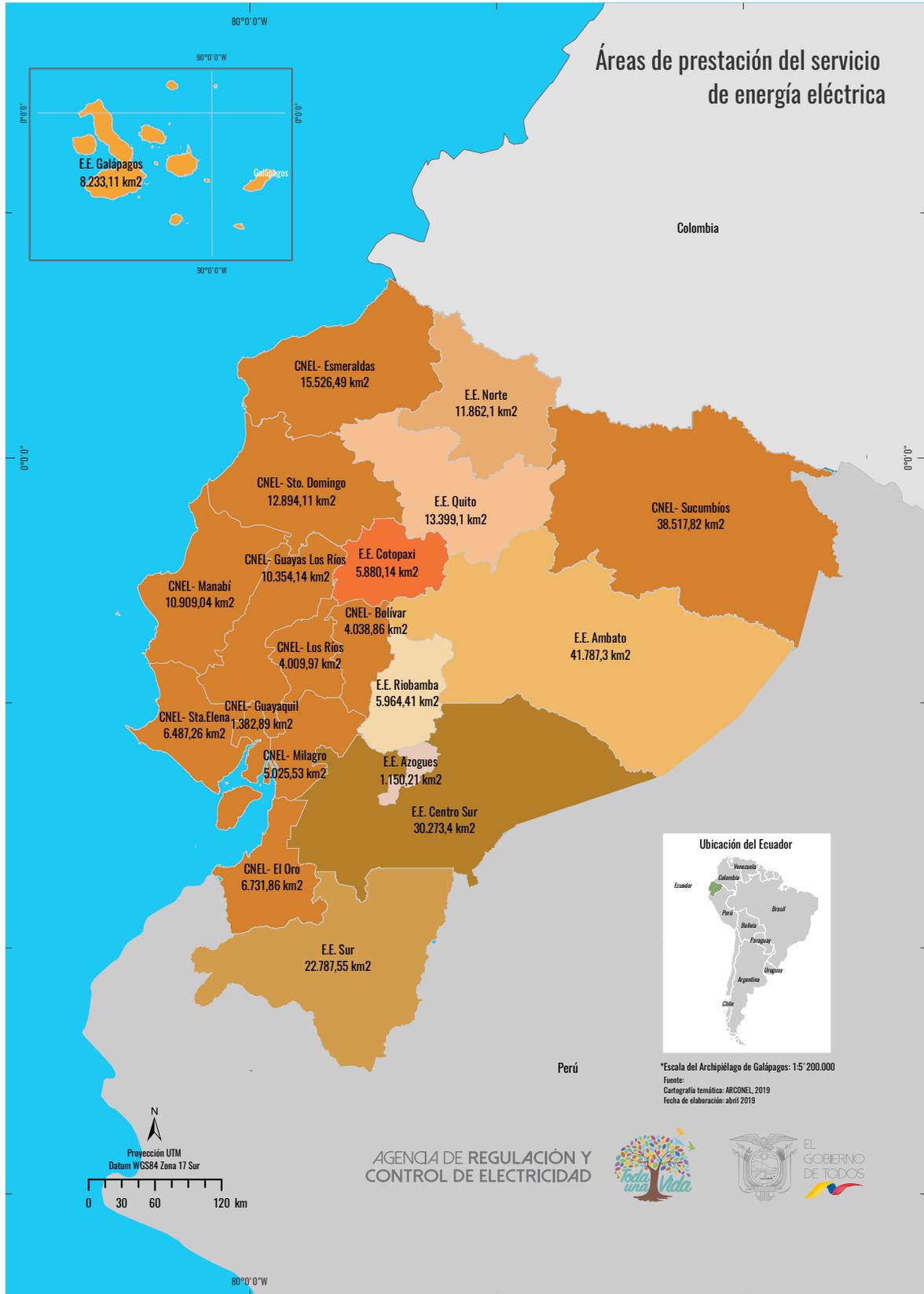


Figura Nro. 2-17: Áreas de prestación de servicio.

2.2.5.2 Infraestructura de subtransmisión

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

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

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

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

2.2.5.3 Infraestructura de distribución

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

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

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

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

2.2.5.4 Infraestructura de alumbrado público

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

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

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

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

2.2.5.5 Pérdidas de energía

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

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

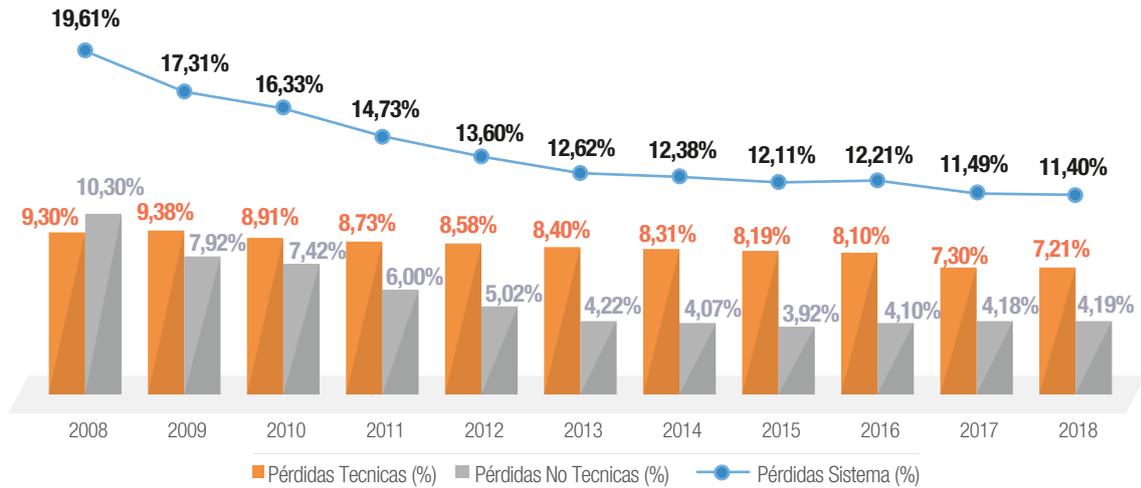


Figura No. 2-18: Porcentaje de pérdidas, periodo 2008-2018.

2.2.5.6 Gestión comercial

2.2.5.6.1 Facturación y recaudación

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

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

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

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

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

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

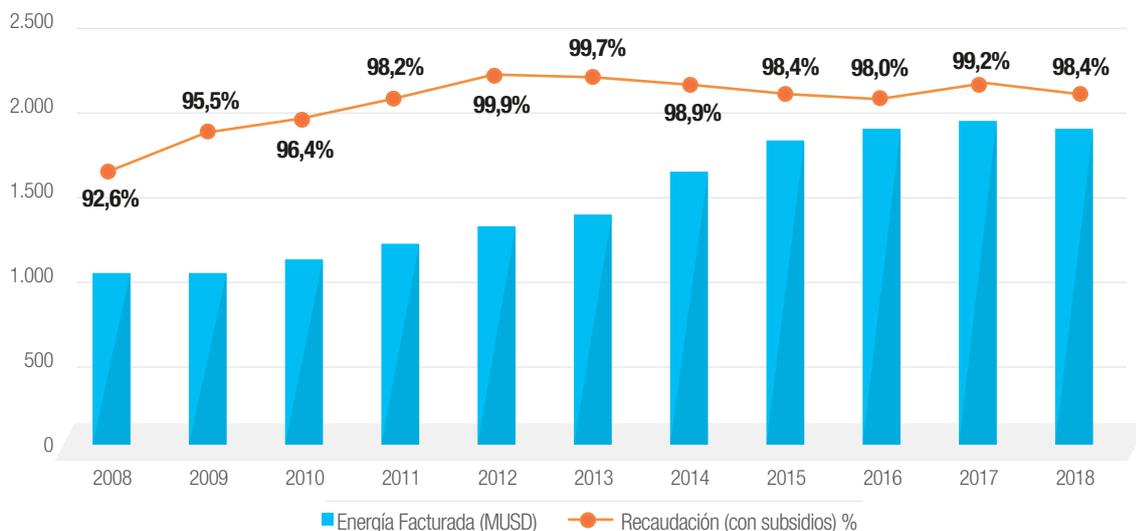


Figura No. 2-19: Evolución de la facturación y de la recaudación a nivel nacional.

2.2.5.7 Modernización del sector de la distribución

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

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

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

La ejecución del programa se sustenta en seis ejes estratégicos:

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

Más detalles se consideran en el capítulo 6.

2.3 Transacciones internacionales de energía

2.3.1 Importación de energía

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

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

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

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



Figura Nro. 2-20: Energía importada.

2.3.2 Exportación de energía

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

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



Figura Nro. 2-21: Energía exportada.

2.3.3 Abastecimiento en zonas fronterizas y sus características

2.3.3.1 Interconexión Ecuador-Perú a través de redes de distribución

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

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

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

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

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

2.3.3.2 Interconexión Ecuador-Colombia a través de redes de distribución

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

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

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

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

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

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





3

ESTUDIO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

3.1 Generalidades

3.1.1 Introducción

Como resultado de la gran inversión realizada por el Estado, el país actualmente cuenta con una matriz eléctrica con alta participación de generación hidroeléctrica y una reducida generación termoeléctrica. Esta inversión también ha contribuido al fortalecimiento de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, adaptándolas a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda de electricidad. En este contexto, el estudio de la proyección de la demanda eléctrica

se convierte en el eje fundamental para la planificación de todo el sector.

Metodológicamente se consideraron hipótesis, las cuales contemplan la evolución histórica de la demanda eléctrica a nivel nacional, así como las cargas especiales que se incorporarán progresivamente en los sistemas, principalmente de transmisión y subtransmisión del país.

3.1.2 Antecedentes

El Artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador indica: "...El Estado es responsable de la provisión del servicio público de energía eléctrica y garantiza que su provisión responda a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad;"

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica -LOSPEE- en su artículo 12, numeral 3, señala como atribución y deber de la Entidad Rectora la elaboración Plan Maestro de Electricidad -PME-. Asimismo, su artículo 13 señala que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable -MEER- "...será el responsable de la planificación del sector eléctrico, acorde con las disposiciones de la Constitución de la República, el Plan Nacional de Desarrollo y la política emitida por el Presidente de la República".

Mediante Decreto Ejecutivo 399 de 15 de mayo de 2018, el MEER en conformidad con el proceso de absorción y fusión a partir de

septiembre de 2018 pasa a formar parte del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR); entidad que se encarga de ejecutar el PME.

El estudio de la demanda es el insumo fundamental para la expansión del sector eléctrico; y sus análisis eléctricos y energéticos los viene desarrollando el Ministerio en coordinación con la ARCONEL.

Este capítulo fue desarrollado con base a las Políticas y Objetivos Nacionales y Sectoriales, con base a: "la elaboración de un pronóstico de la evolución de la demanda con una visión integral, en la que se considera a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, el cambio de la matriz productiva, la incorporación de importantes cargas como: proyectos mineros, sistemas aislados de plantas petroleras, Industrias Básicas, la migración de consumos de GLP y derivado de petróleo hacia la electricidad".

3.1.3 Objetivo general

Presentar el estudio de actualización de la proyección de la demanda eléctrica para el periodo 2018-2027, elaborado sobre la base de la información histórica, las políticas, variables económicas,

demográficas y tecnológicas, así como las directrices emitidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

3.1.4 Objetivos específicos

- Determinar en función del análisis de la información histórica de usuarios y energía los factores que inciden en el crecimiento tendencial de la demanda y su relación con variables macroeconómicas y demográficas.
- Presentar una actualización de la proyección de usuarios, potencia y energía, para cada una de las empresas distribuidoras, desagregada por grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público) y por nivel de voltaje para el periodo 2018-2027
- Mostrar el impacto en el crecimiento tendencial de la demanda la incorporación de cargas que corresponden a proyectos mineros, petroquímica, transporte, sistema petrolero aislado, metalurgia, refinería, industrias básicas, programas de eficiencia energética, así como la migración de consumos de gas licuado de petróleo.
- Visualizar las variaciones en los resultados y en los requerimientos de demanda de potencia y energía en el periodo de estudio considerando escenarios de crecimiento macroeconómico (PIB) medio, mayor y menor.

3.2 Estudio global de la demanda eléctrica S.N.I.

3.2.1 Evolución de la demanda eléctrica

La evolución del mercado eléctrico ecuatoriano, en lo que a demanda de energía y potencia se refiere, ha mantenido una situación decreciente durante varios años. Las dificultades de carácter económico que ha tenido el país entre los años 2015 y 2017 se reflejaron como el principal factor de incertidumbre para la proyección de la demanda, por lo que ha sido necesario un más frecuente seguimiento a la evolución del comportamiento de las variables y de

los respectivos indicadores, con el fin de introducir, mediante estudios de demanda, los correspondientes ajustes a las proyecciones.

En la Figura Nro. 3-1, se presenta la evolución de la demanda de energía a nivel de bornes de generación en el S.N.I. entre los años 2008 y 2018, teniéndose una tasa media anual de crecimiento del 3,96%.

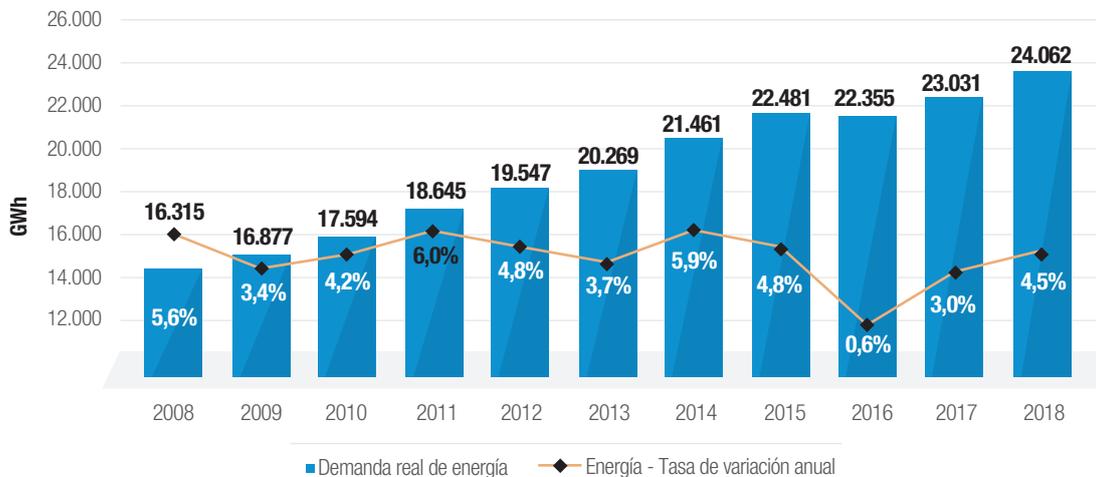


Figura Nro. 3-1: Evolución de la demanda nacional de energía eléctrica.

En la Tabla Nro. 3-1, se muestran los valores de la potencia máxima coincidente y la energía del S.N.I. para el año 2018, tanto para la proyección como para la demanda real. Como resultado de la

comparación, se obtienen variaciones del 0,18% en el caso de la potencia máxima coincidente y 1,55% para la energía.

Variable	Proyección	Demanda Real	Desviación (%)
Potencia Máxima Coincidente (MW)	3.912	3.905	0,18
Energía (GWh)	24.440	24.062	1,55

Tabla Nro. 3-1: Desviación demanda de potencia y energía en bornes de generación año 2018.

Con este análisis, en el cual se evidenció un buen ajuste; se validó la metodología empleada en el estudio de proyección de demanda eléctrica, en el cual se consideró como promedio anual del PIB un

valor del 3,5% para el escenario medio, y para los escenarios mayor y menor se varió en +/- 1%.

3.2.1.1 Seguimiento de la demanda de energía eléctrica

La Figura Nro. 3-2, presenta las proyecciones de la demanda de energía tomadas del Anexo E del PME 2013 – 2022 para la hipótesis 1 Tendencial y la demanda real de energía del año 2018 y se puede apreciar que la demanda real se ajusta a la proyección de la demanda del escenario medio.

En el 2018, la demanda mínima de energía del país fue de 1.853 GWh/mes en el mes de febrero y la máxima fue de 2.105 GWh/mes en el mes de mayo.

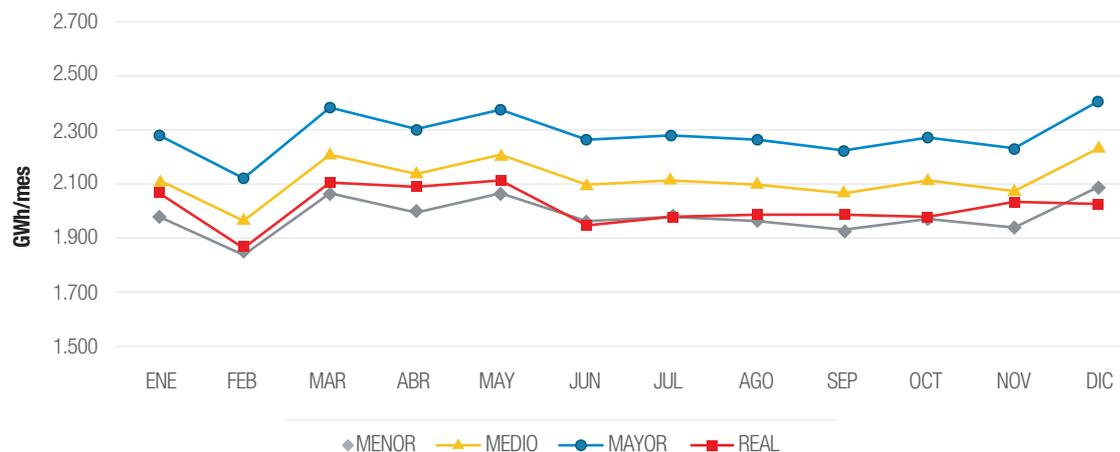


Figura No. 3-2: Seguimiento mensual de la demanda de energía eléctrica – 2018.

En la Tabla Nro. 3-2 y Tabla Nro. 3-3 se presenta la demanda mensual de la potencia máxima y energía del S.N.I en bornes de generación, también se muestra las tasas de variación mensual del 2018 respecto al 2017.

Potencia Máxima Mensual S.N.I (MW)			
Mes	2017	2018	Variación (%)
Enero	3.689	3.815	3,42
Febrero	3.646	3.749	2,82
Marzo	3.692	3.905	5,77
Abril	3.683	3.933	6,79
Mayo	3.688	3.817	3,50
Junio	3.561	3.673	3,14
Julio	3.435	3.617	5,30
Agosto	3.577	3.585	0,23
Septiembre	3.577	3.800	6,21
Octubre	3.674	3.657	-0,46
Noviembre	3.587	3.774	5,21
Diciembre	3.746	3.857	2,97

Tabla Nro. 3-2: Variación mensual de la demanda de potencia.

Energía Mensual S.N.I (GWh)			
Mes	2017	2018	Variación (%)
Enero	1.965	2.059	4,75
Febrero	1.799	1.853	3,02
Marzo	2.022	2.095	3,57
Abril	1.943	2.076	6,81
Mayo	1.952	2.105	7,85
Junio	1.820	1.941	6,66
Julio	1.799	1.968	9,38
Agosto	1.837	1.980	7,80
Septiembre	1.873	1.973	5,35
Octubre	1.969	1.971	0,09
Noviembre	1.878	2.026	7,85
Diciembre	1.997	2.017	0,98

Tabla Nro. 3-3: Variación mensual de la demanda de energía.

3.2.1.2 Participación y evolución de la demanda por grupo de consumo

La participación de la demanda por grupo de consumo durante el periodo 2008 – 2018, ha mantenido una aportación mayoritaria de los usuarios residenciales, en el 2018 el aporte de los mismos fue de 37%, seguido por los industriales con el 25% y de los comerciales

con el 19%. Además, para el mismo periodo, la variación promedio del consumo energético residencial se ubicó en el 5,99%, para el industrial en el 10,56% mientras que para el comercial fue de 5,49%.

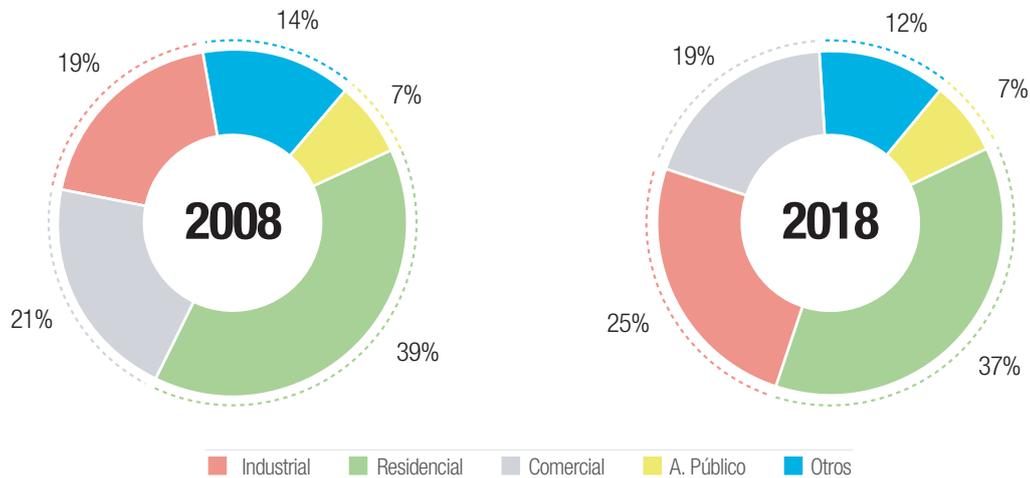


Figura Nro. 3-3: Comparación en la participación de la demanda de energía de los grupos de consumo años 2008 y 2018.

Por otra parte, en la Figura Nro. 3-4, se observan los valores de la energía facturada por cada grupo de consumo en el periodo; el mayor crecimiento se presenta en el sector industrial con el 147%, seguido

del residencial con el 69%, luego por el comercial con el 62%, el de alumbrado público con el 62% y otros con 55%.

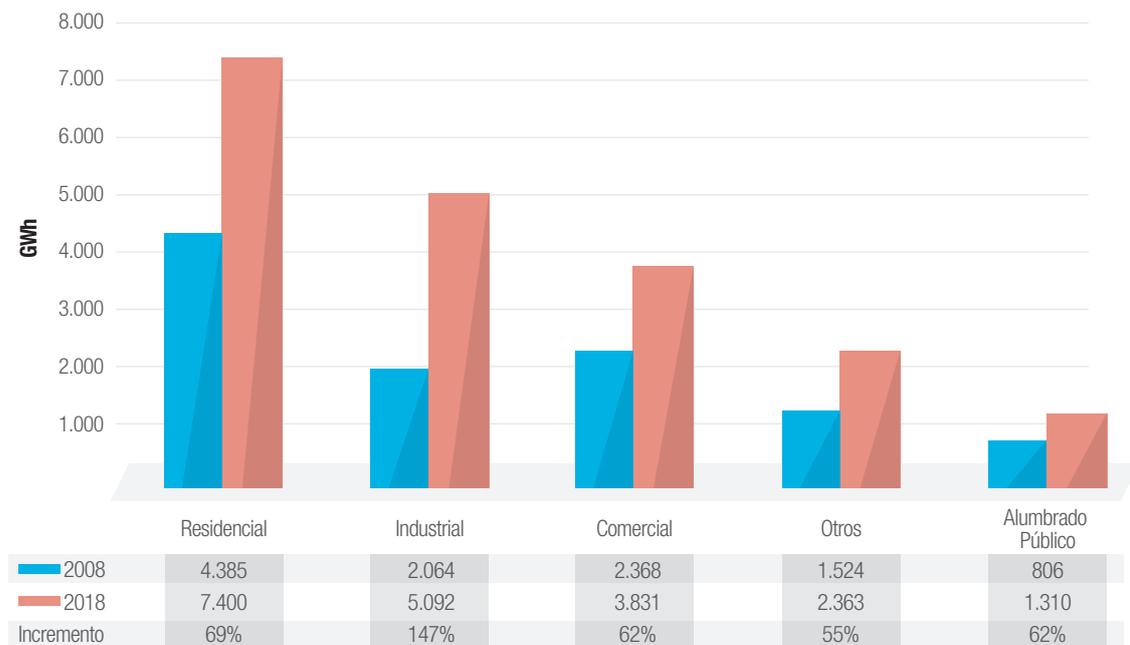


Figura Nro. 3-4: Evolución de la energía facturada por grupo de consumo 2008 – 2018.

3.2.2 Variables consideradas para la proyección global de la demanda

El estudio de la proyección de la demanda eléctrica consideró las características dinámicas del uso de la energía de los usuarios, identificando las variables que intervienen en su comportamiento, con la finalidad de evaluar su tendencia y proyectarlos. Se

consideraron además variables exógenas como el PIB como variable macroeconómica, la población y la cantidad de viviendas totales con servicio eléctrico, como variables demográficas.

3.2.2.1 PIB Ecuador

En el periodo 2008-2018, el Producto Interno Bruto Nacional experimentó un crecimiento de 3.4% (a valores constantes del 2007). En la Figura 3-5, se observa que en el periodo de análisis hay variabilidad con dos picos marcados en los años 2008 y 2011 con tasas de crecimiento del PIB de 6,4% y 7,9% respectivamente; así también se presentaron crecimientos menores en los años 2009, 2015, y 2016 con valores de 0,6%, 0,25% y -1.6% respectivamente; el resultado negativo obtenido en el 2016 fue atribuido a la crisis

económica generada por la caída de los precios internacionales del petróleo.

Con estas consideraciones, para el estudio de la demanda de energía eléctrica se tomaron las tasas de crecimiento del PIB, publicadas en el Boletín No. 106 2000.I – 2018.IV “CUENTAS NACIONALES TRIMESTRALES DEL ECUADOR³” de marzo de 2019, como se aprecia en la Tabla Nro. 3-4.

Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
(%)	6,4	0,6	3,5	7,9	5,6	4,9	3,8	0,10	-1,2	2,4	1,4

Tabla Nro. 3-4: Tasa de crecimiento del PIB 2008-2018.

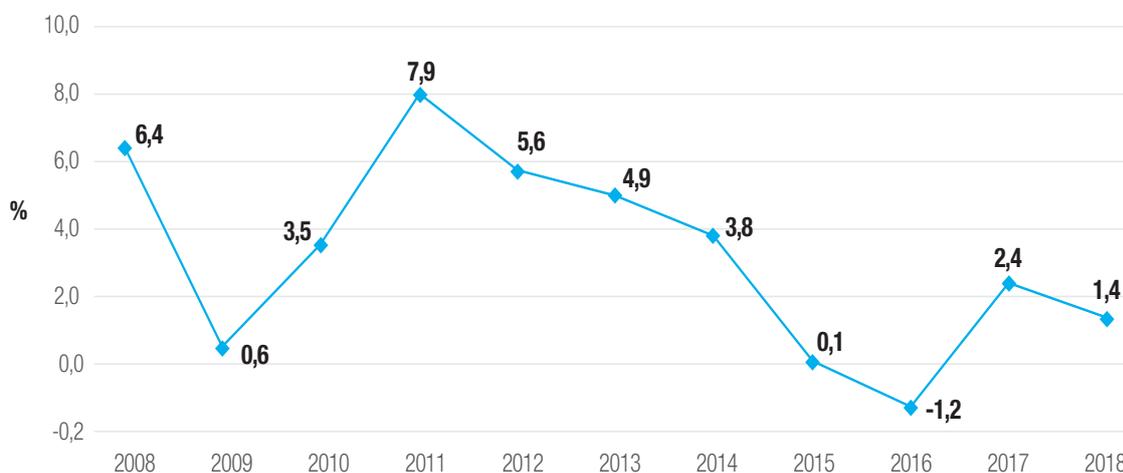


Figura Nro. 3-5: Tasa de crecimiento del PIB 2008-2018.

En la Figura Nro. 3-6, se presenta las variaciones porcentuales que existen en el PIB y en el consumo de energía eléctrica en los últimos años analizados; de lo presentado se aprecia que la tasa de

crecimiento del consumo de energía eléctrica ha sido superior al de la economía, hecho que se atribuye principalmente al crecimiento en los sectores residencial, comercial e industrial.

3.Boletín No. 106 2000.I – 2018.IV “CUENTAS NACIONALES TRIMESTRALES DEL ECUADOR” de marzo de 2019.

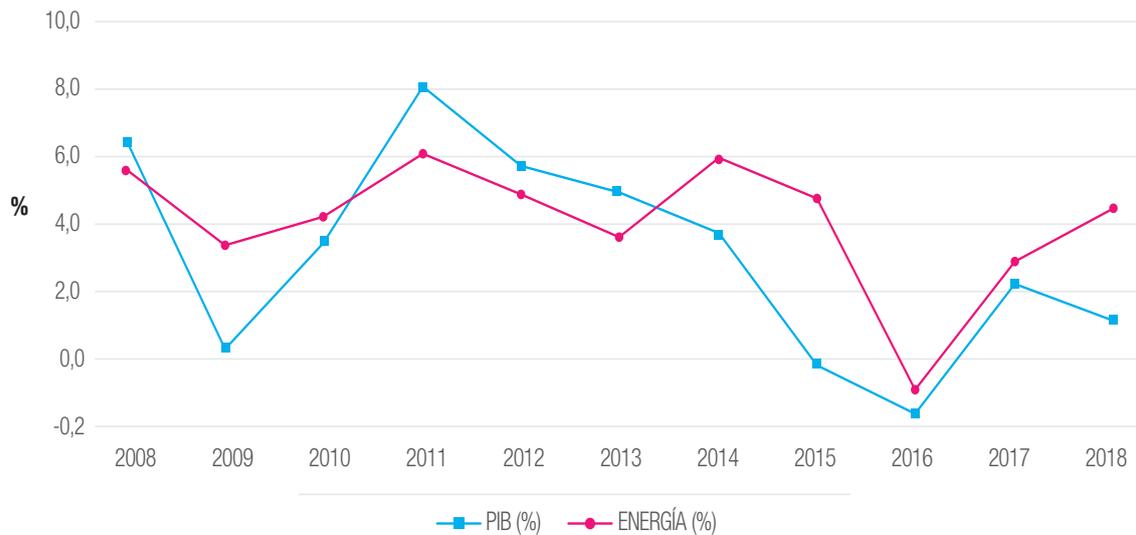


Figura Nro. 3-6: Tasas de variación anual del consumo de energía y PIB 2008-2018.

3.2.2.2 Datos demográficos

Además de la información anteriormente citada, se incorporaron variables demográficas (población, viviendas y viviendas con servicio eléctrico). Esto permitió definir la línea base de la proyección de usuarios residenciales en la demanda de energía eléctrica. La

información se obtuvo de los censos nacionales de 1990 y 2001, publicados en el Sistema Nacional de Información, mientras que los datos del 2010 fueron tomados de la información del Instituto Nacional de Estadísticas y Censos -INEC-.

CENSOS			
VARIABLE DEMOGRÁFICA	1990	2001	2010
Población	9.636.951	12.156.608	15.012.228
Viviendas	1.997.851	2.848.088	3.889.914
Viviendas con servicio eléctrico	1.522.145	2.553.861	3.686.629

Tabla Nro. 3-5: Variación demográfica – Censos 1990, 2001 Y 2010.

La proyección de la población para el periodo 2010 – 2030, se obtuvo de la información disponible en el INEC, cuyos valores decenales, se muestran en la Figura Nro. 3-7.

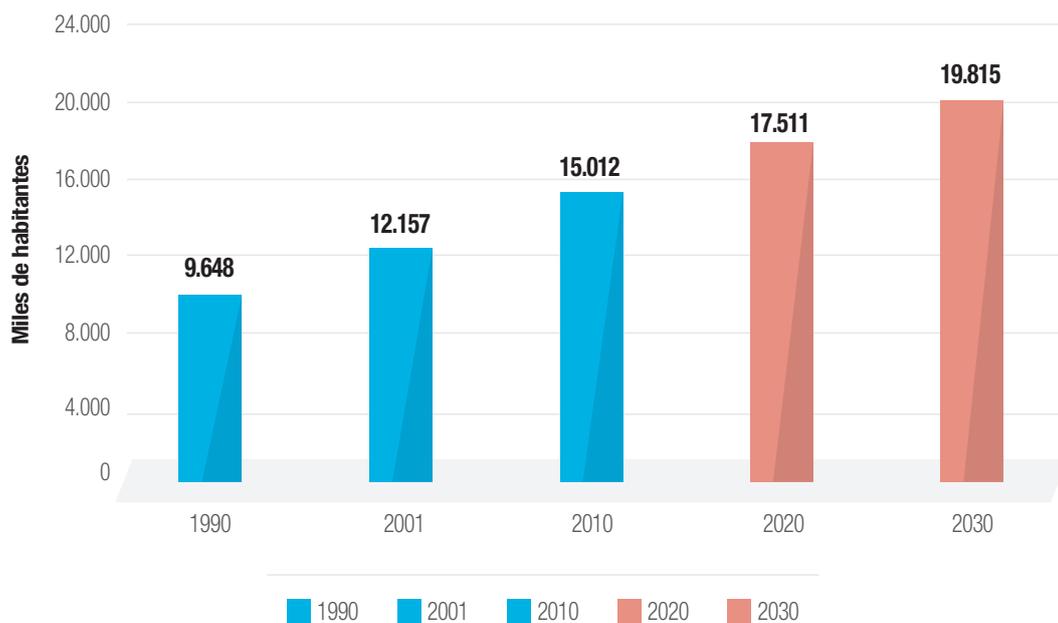


Figura Nro. 3-7: Evolución y proyección de la población 1990-2030.

De la información presentada, se estableció que la variabilidad intercensal promedio en los tres últimos periodos históricos alcanza el 14,89%.

3.2.2.3 Número de usuarios y consumo de energía

En las bases de datos de la ARCONEL se cuenta con series históricas de la cantidad de usuarios y energía facturada a nivel nacional y desgregado a nivel de grupos de consumo (residencial, comercial, industrial, etc.).

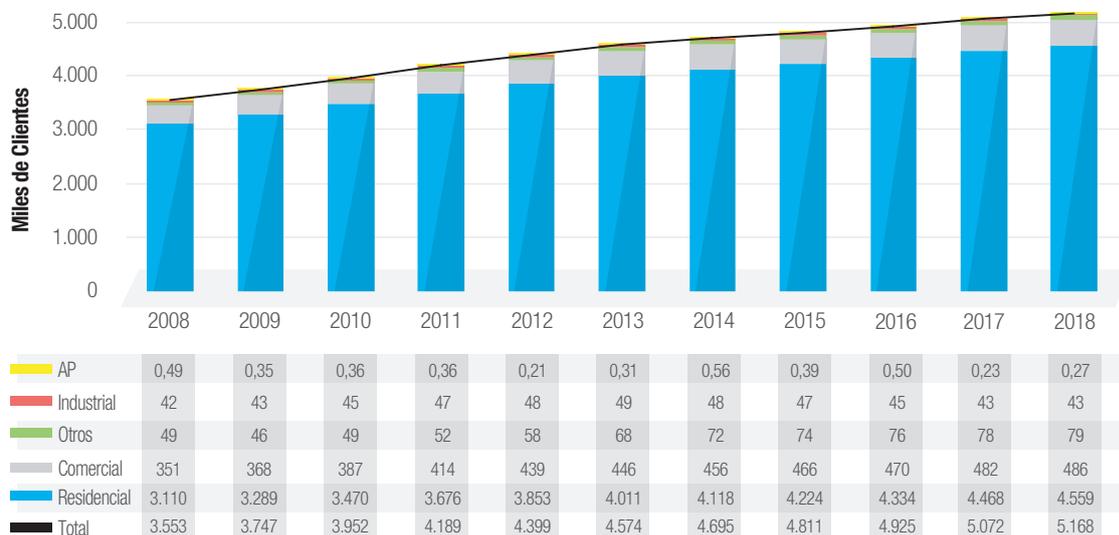


Figura No. 3-8: Usuarios por grupo de consumo 2008-2018⁴.

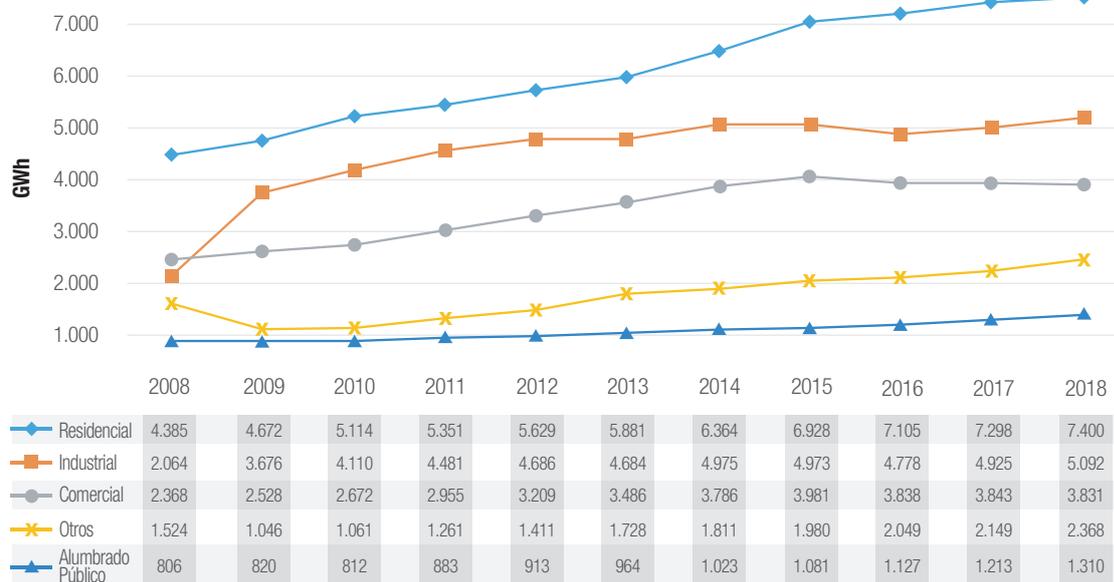


Figura No. 3-9: Energía facturada por grupo de consumo 2008 -2018⁵.

La Figura No. 3-9 presenta la evolución de la energía facturada por grupo de consumo, de este análisis se obtuvo un crecimiento promedio anual para el periodo: del 7,59% en el sector Industrial y otros, 4,93% en el comercial; 5,37% en el sector residencial y 4,97% en alumbrado público.

4. Los clientes presentados anualmente consideran los clientes regulados y no regulados.
 5. Datos de consumo de energía, SISDAT – ARCONEL.

3.2.3 Método de estimación y proyección

La metodología⁶ empleada para la proyección de la demanda eléctrica considera variables técnicas y económicas; además variables de tipo macroeconómico (PIB) y demográfico (población, cantidad de viviendas y con servicio eléctrico a nivel país).

En este estudio se realizó una proyección de la demanda de potencia y energía, que permite conocer las necesidades futuras y se constituye en el insumo principal para el desarrollo de los estudios de planificación de la expansión de las diferentes etapas que integran

la cadena del suministro eléctrico. Bajo este contexto, algunos de los casos analizados fueron proyectados mediante el uso de un modelo econométrico, que explican el comportamiento y relación de las variables endógenas con las variables exógenas⁷.

En la Tabla Nro. 3-6, se muestra las variables endógenas, exógenas y métodos aplicados, considerando cada grupo de consumo para la estimación.

Grupo de Consumo	Variable endógena	Método	Variable exógena
Residencial	Usuarios	Esquema analítico	Población, viviendas, viviendas con energía eléctrica
	Consumo unitario	Esquema analítico	Ingreso per cápita Ecuador ⁸
Comercial	Usuarios	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Industrial	Usuarios	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
	Consumo total	Modelo econométrico	PIB de Ecuador
Alumbrado Público	Consumo total	Modelo econométrico	Usuarios residenciales totales

Tabla Nro. 3-6: Métodos de estimación aplicados en cada grupo de consumo.

3.2.3.1 Proyección de la demanda

El modelo de proyección de demanda aplicado en el presente estudio plantea varios escenarios futuros o situaciones que pueden suceder. Los modelos econométricos se basaron en una formulación del tipo lineal logarítmica, expresada de la siguiente manera:

$$\ln Y_t = \ln \alpha + \beta_1 \ln X_{1t} + \beta_2 \ln X_{2t} + \varepsilon_t$$

Donde Y_t es la variable a explicar, las X_t son las variables explicativas y ε_t es el término de error aleatorio. El coeficiente α es la ordenada al origen y representa las elasticidades de Y_t con respecto a las X_t y las β son los coeficientes de regresión.

El escenario base se obtuvo como resultado de agregar las proyecciones de demanda de los distintos grupos de consumo.

A partir de este escenario, se planteó hipótesis que involucran sensibilidades en las variables explicativas (PIB y población) para las estimaciones, se adicionaron además planes y/o cambios de tecnologías que afectan a la demanda de manera exógena.

Dada la reducida variabilidad que ha presentado la población en los tres últimos periodos intercensales, únicamente se consideran los efectos que produciría la variabilidad a futuro del PIB, por lo cual se varió la tasa de crecimiento anual en +/- 1% para generar los escenarios bajo (crecimiento menor) y escenario alto (crecimiento mayor).

La Figura 3-10 presenta de manera esquemática el modelo de proyección utilizado para el presente Plan.

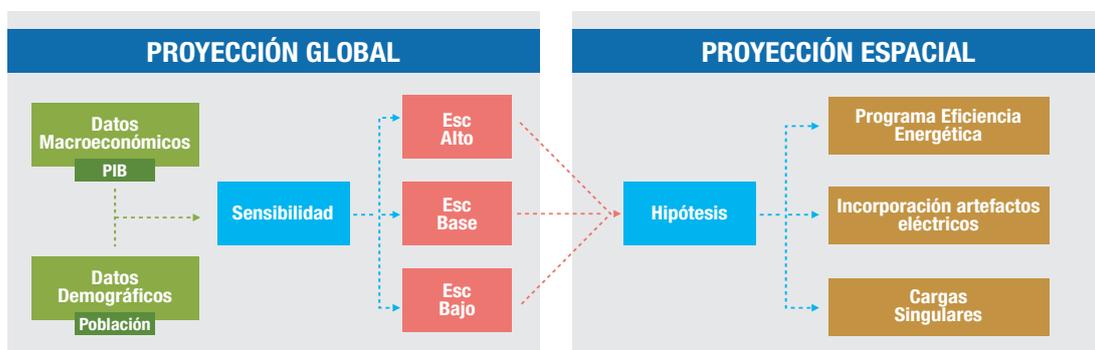


Figura Nro. 3-10: Modelo de proyección de la demanda eléctrica.

6. La metodología de la proyección de la demanda se encuentra detallada en el Anexo A del PME 2013-2022 (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad-2013-2022/>).

7. Las variables endógenas equivalen a las variables dependientes de un modelo de regresión con una sola ecuación, y las exógenas, a las variables regresoras dentro del modelo.

8. Ingreso per cápita es la relación que hay entre el PIB y la cantidad de habitantes del país.

3.2.3.1.1 Proyección de demanda por categorías

La proyección tendencial de la demanda eléctrica se obtuvo una vez agregadas las proyecciones individuales de demanda (potencia

y energía) para cada uno de los grupos de consumo residencial, comercial, industrial y alumbrado público.

3.2.3.1.1.1 Sector residencial

La Figura Nro. 3-11, muestra la evolución histórica 2009-2018 y la proyección de usuarios del sector residencial. Para el periodo 2019 – 2027 se ha proyectado un crecimiento promedio anual de 2,45%, y la

proyección de usuarios espera contar con 5,66 millones en el 2027. La cobertura al final del 2018 alcanzó el valor de 97,05%.

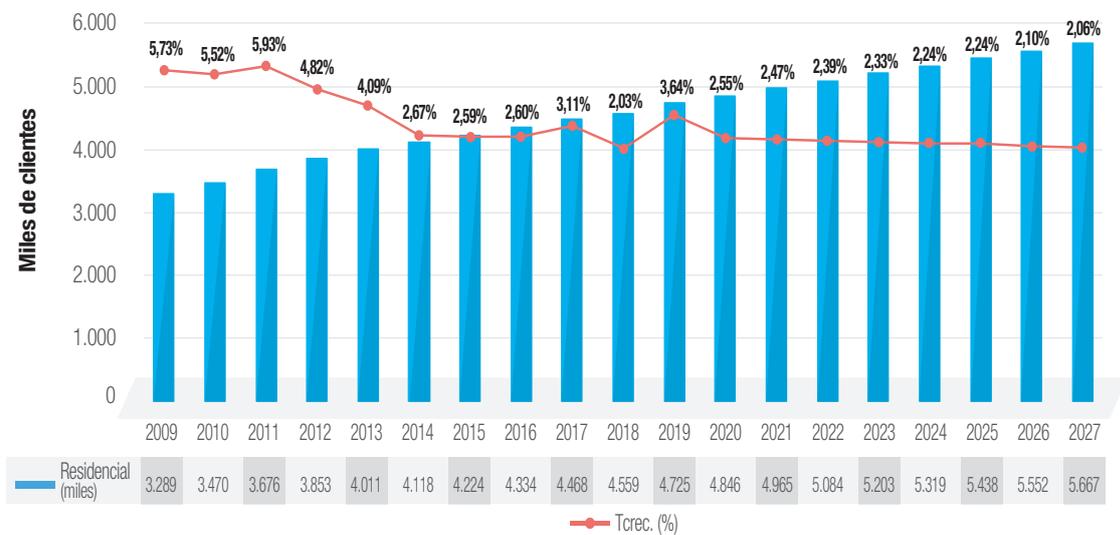


Figura Nro. 3-11: Evolución histórica y proyección de usuarios del sector residencial.

Respecto del crecimiento del consumo energético para el sector residencial, en el periodo de 2019 – 2027 se espera alcanzar un

valor promedio de 3.7%, con un valor total esperado de 10.256 GWh al 2027.

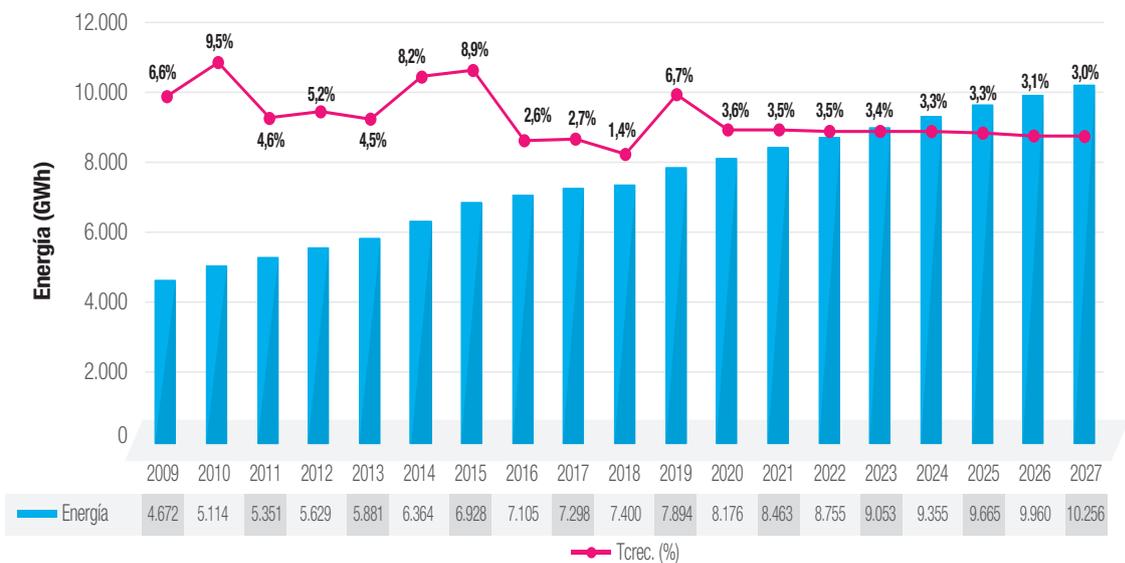


Figura Nro. 3-12: Evolución histórica y proyección del consumo del sector residencial

La proyección tendencial de usuarios residenciales y su consumo, se origina principalmente por el crecimiento vegetativo y los beneficiarios del programa de electrificación rural; en este sentido, se espera el

consumo promedio por usuario residencial alcance 1,81 MWh/año al 2027.

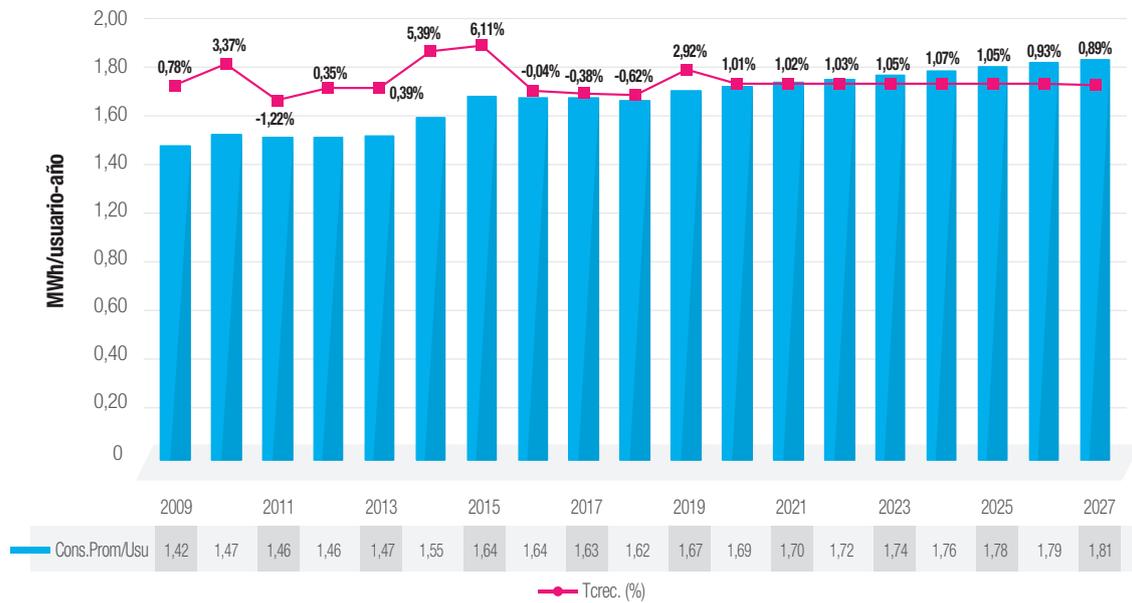


Figura Nro. 3-13: Evolución histórica y proyección del consumo promedio por usuario residencial.

3.2.3.1.1.2 Sector comercial

La proyección de cantidad de usuarios del sector comercial estima una tasa de crecimiento promedio de 3,27% en el periodo de análisis

(Figura Nro. 3-14), llegando a 649.555 usuarios en el 2027.

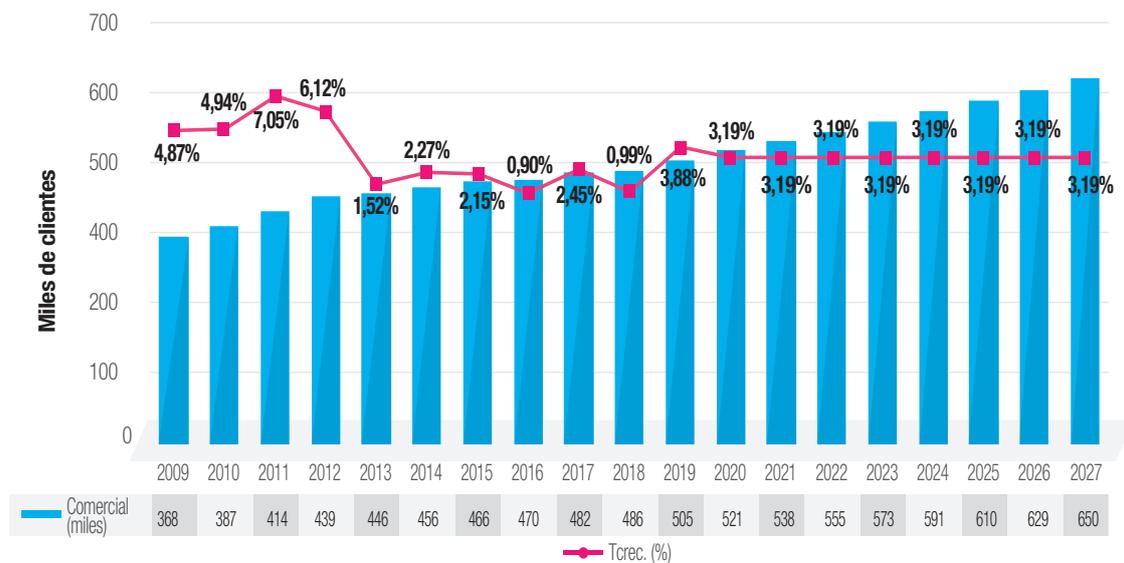


Figura Nro. 3-14: Evolución histórica y proyección de usuarios comerciales.

Consecuentemente con el crecimiento en la cantidad de usuarios, en la Figura Nro. 3-15, se observa una tasa de crecimiento anual promedio de 5,74% en la proyección de consumo de energía en

el periodo 2019 – 2027, con lo cual el grupo comercial alcanzaría 6.322 GWh en el 2027.

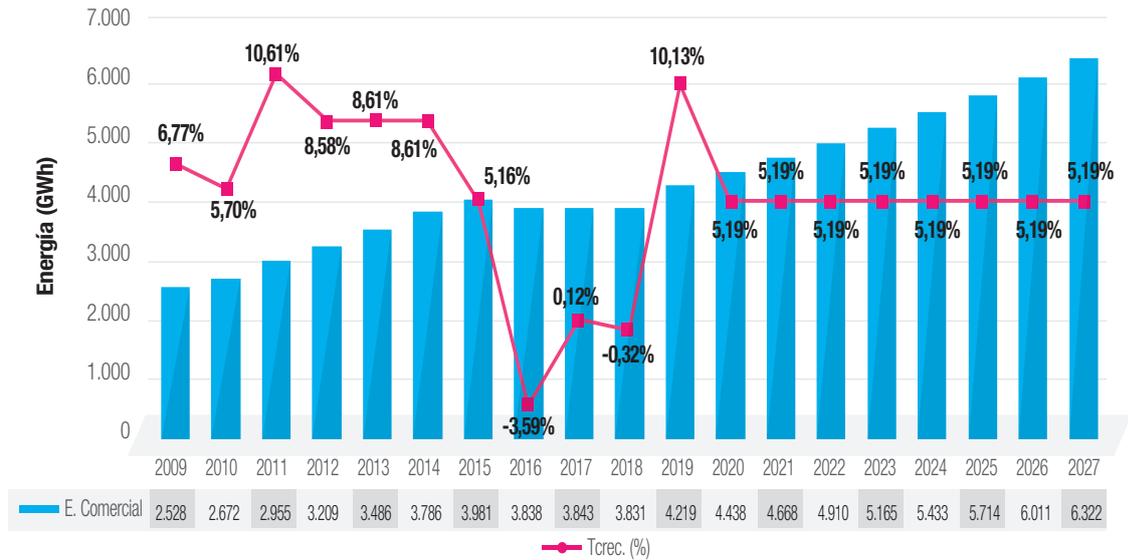


Figura Nro. 3-15: Evolución histórica y proyección del consumo del sector comercial.

3.2.3.1.1.3 Sector industrial y otros

Con el desarrollo del país, los sectores: industrial y otros han crecido durante el periodo 2009-2018, es así que se evidencia un incremento promedio anual de 3,03% en la cantidad de usuarios. Como resultado

de la proyección, se estima un crecimiento promedio anual del 3,10% para el periodo 2019 – 2027, alcanzando 160.619 usuarios en el 2027.

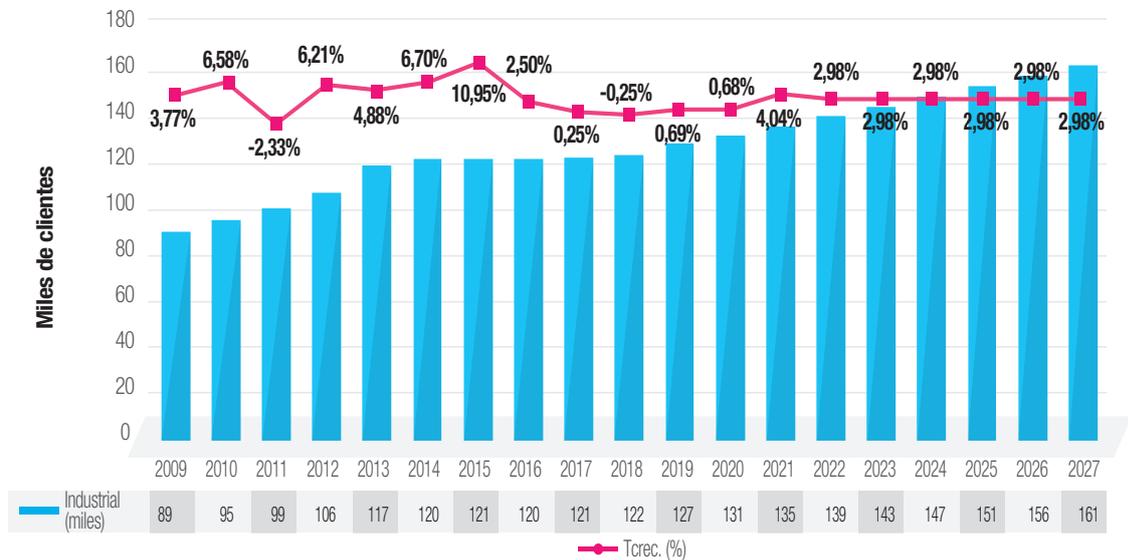


Figura Nro. 3-16: Evolución histórica y proyección de usuarios del sector industrial y otros.

Como consecuencia del crecimiento de los sectores industrial y otros, en la Figura Nro. 3-17 se observa que el crecimiento anual promedio

proyectado del consumo de energía alcanzaría el 8,38%, con un valor total de 15.335 GWh en el 2027.

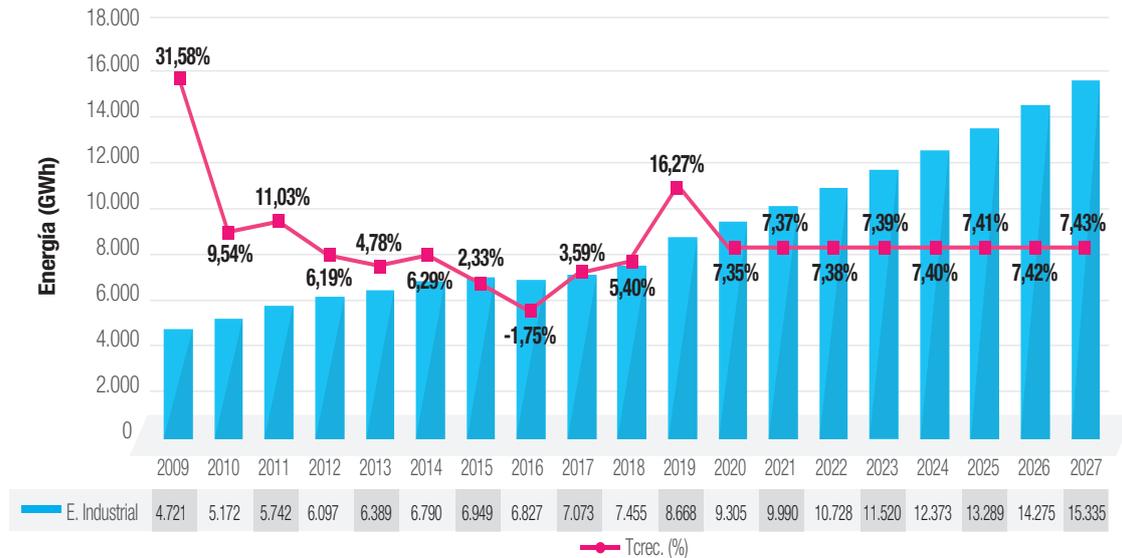


Figura Nro. 3-17: Evolución histórica y proyección del consumo del sector industrial y otros.

3.2.3.1.1.4 Alumbrado público

Al no contar con información de cantidad de usuarios por la concepción de alumbrado público, para la proyección de la energía se utiliza un modelo econométrico basado en el comportamiento histórico de

consumo; para el periodo de 2019 – 2027 se ha determinado un crecimiento anual promedio de 4.4%, alcanzando 1.927 GWh en el año 2027.

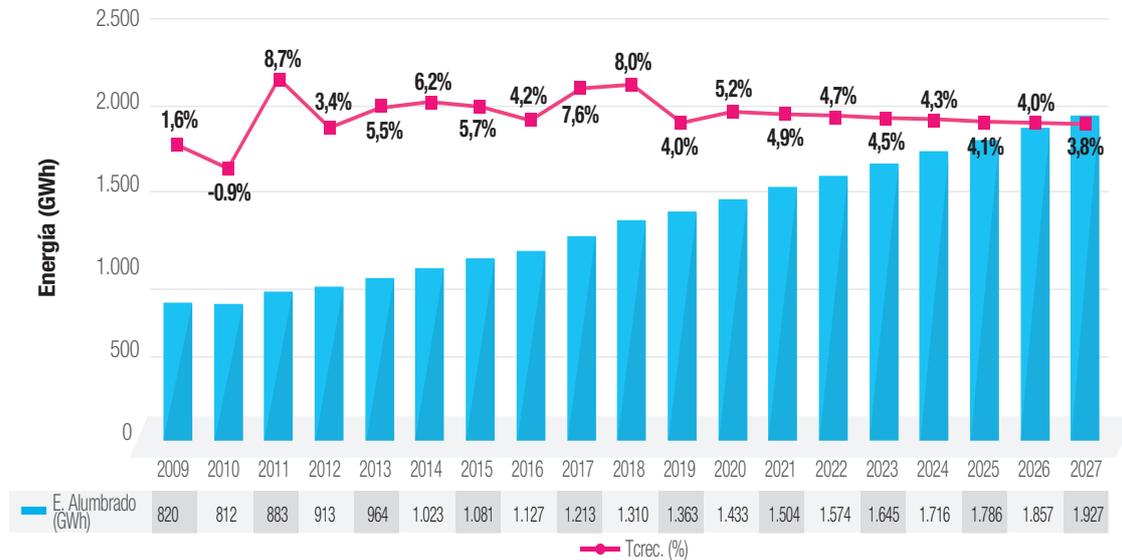


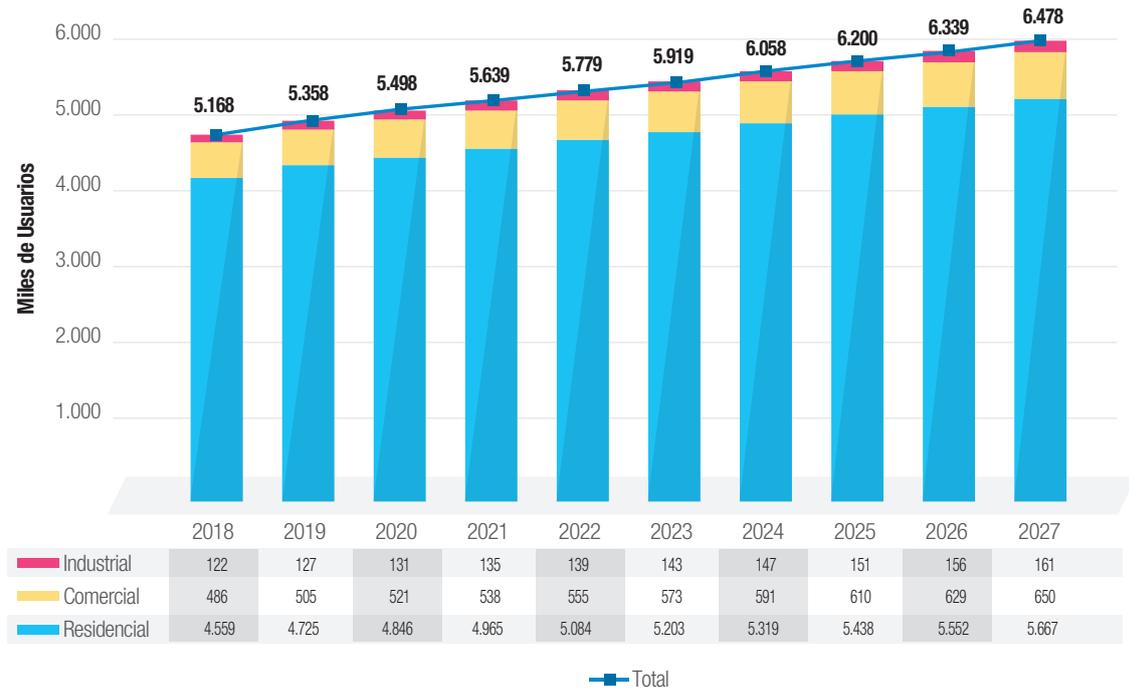
Figura Nro. 3-18: Proyección del consumo del sector alumbrado público.

3.2.4 Resultados de la proyección de la demanda por grupos de consumo.

A continuación, se presentan los resultados de la proyección de demanda, que corresponden a la Hipótesis No. 1 (Tendencial) expuesta más adelante en el apartado 4.1 y que son obtenidos al agregar la proyección individual de usuarios y demanda de energía por grupo de consumo y que constituyen el crecimiento tendencial de la demanda.

En la Figura Nro. 3-19, se observa la proyección total de usuarios por grupo de consumo para el periodo de análisis.

Se estima un crecimiento promedio anual de 2.43%, alcanzando 6,48 millones de usuarios en el 2027.



— Total

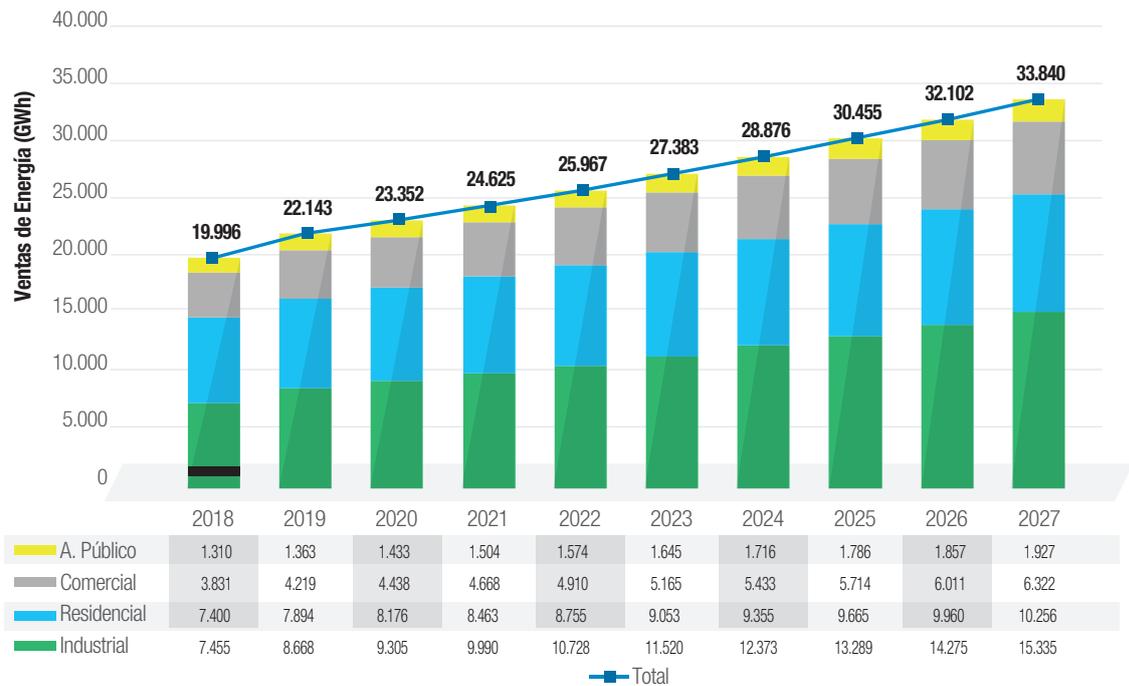
Figura Nro. 3-19: Proyección de usuarios por grupos de consumo.

Se espera que la tendencia de crecimiento ascendente de usuarios se mantenga; respecto al porcentaje de participación en el 2027. El sector residencial mantendría su participación mayoritaria con el 87% del total de usuarios, seguido del sector comercial con el 10% y el industrial con el 2%; mientras que la participación de los usuarios del sector de alumbrado público se la considera marginal. En la Figura Nro. 3-20, se observan los resultados de la proyección de la demanda de energía total y su desagregación por grupo de consumo para el

periodo de análisis, se estima un crecimiento promedio anual de 5,44%, alcanzando 33.840 GWh en el 2027.

En la Figura Nro. 3-19, se observa la proyección total de usuarios por grupo de consumo para el periodo de análisis.

Se estima un crecimiento promedio anual de 2.43%, alcanzando 6,48 millones de usuarios en el 2027.



— Total

Figura Nro. 3-20: Proyección de la demanda de energía por grupo de consumo.

La Figura Nro. 3-21 presenta la participación de los grupos de consumo en el 2018 y 2027 respecto del consumo de energía; para estos años el sector comercial mantendrá su participación del 19%, el

industrial crecerá del 37% al 45%, mientras que el sector residencial pasará del 37% al 30%, además se espera una reducción en la participación del sector alumbrado público del 7% al 6%.

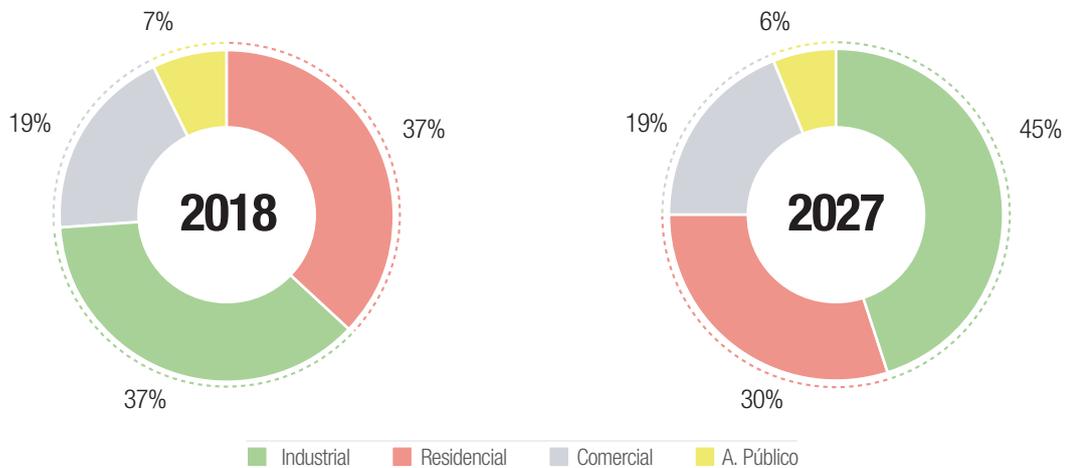


Figura Nro. 3-21: Proyección de participación de los grupos de consumo 2018 y 2027.

Los niveles de participación mostrados son considerados referenciales ya que la participación podría cambiar por la incorporación de cocinas de inducción, así como en el sector industrial y comercial por la

entrada de cargas especiales, consumos cuyo tratamiento en la demanda se considera como variables controlables.

3.3 Energía y potencia por etapa funcional

Para la determinación de energía por etapa funcional, se considera la demanda por cada grupo de consumo obtenida del estudio global, de acuerdo con los siguientes criterios:

- Estructura de ventas de energía.
- Caracterización de cargas.
- Proyección de demanda por distribuidora.

Esta desagregación de energía se presenta con el propósito de obtener las demandas totales y se complementa con el estudio de los niveles esperados de pérdidas de energía. Los conceptos anteriores permiten determinar los requerimientos de energía y potencia en barras de subestaciones de entrega.

A los requerimientos de energía determinados por distribuidora, se incorporan los bloques de energía no ingresada en puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión, la energía comprada a autogeneradores, la compraventa entre distribuidoras y las pérdidas de los sistemas de distribución.

Adicionalmente se agrega el consumo de energía de las cargas singulares conectadas en el sistema de transmisión, las pérdidas en estaciones de elevación y las pérdidas en transmisión, lo cual permite determinar las necesidades de energía en bornes de generación.

En la Figura Nro. 3-22 se presentan los puntos en los cuales se consideran los requerimientos de energía en barras de subestaciones de entrega y en bornes de generación.

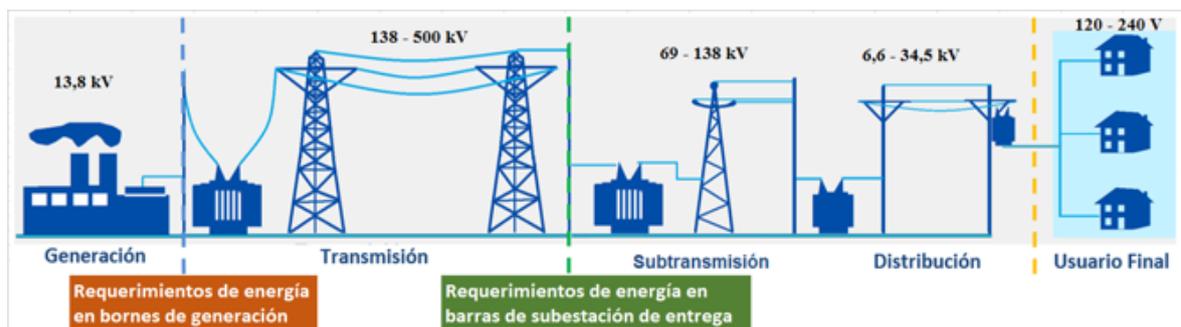


Figura Nro. 3-22: Requerimiento de energía en bornes de generación y barras de subestación de entrega.

3.3.1 Estructura de ventas de energía

La estructura de ventas de energía de cada distribuidora, indica la participación que tiene cada nivel de voltaje referido al grupo de consumo al que pertenece.

de venta para las Unidades de Negocio de la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP y de las Empresas Distribuidoras respectivamente.

En la Tabla Nro. 3-7 y Tabla Nro. 3-8, se presentan las estructuras

Grupo de Consumo	Nivel de Voltaje	CNEL Bolívar	CNEL El Oro	CNEL Esmeraldas	CNEL Guayas Los Ríos	CNEL Los Ríos	CNEL Manabí	CNEL Milagro	CNEL Santa Elena	CNEL Santo Domingo	CNEL Sucumbios	CNEL Guayaquil
Residencial	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Comercial	BV	75%	56%	61%	42%	56%	36%	56%	40%	53%	94%	49%
	MV	25%	36%	40%	43%	41%	64%	44%	55%	43%	7%	41%
	AV	0%	8%	0%	15%	2%	0%	0%	4%	4%	0%	10%
Industrial	BV	49%	2%	2%	0%	2%	3%	1%	0%	0%	4%	2%
	MV	51%	90%	65%	49%	69%	82%	17%	51%	71%	5%	44%
	AV	0%	8%	33%	51%	30%	15%	82%	49%	29%	91%	54%
A. Público	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla Nro. 3-7: Estructura de ventas de energía de CNEL-EP (%).

Grupo de Consumo	Nivel de Voltaje	E.E. Ambato	E.E. Azógués	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Galápagos	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur
Residencial	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Comercial	BV	74%	71%	52%	73%	72%	73%	83%	93%	78%
	MV	26%	29%	48%	27%	28%	27%	17%	7%	22%
	AV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	0%
Industrial	BV	18%	4%	4%	4%	97%	47%	23%	11%	25%
	MV	75%	4%	70%	20%	3%	39%	52%	41%	75%
	AV	7%	92%	26%	75%	0%	15%	24%	48%	0%
A. Público	BV	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla Nro. 3-8: Estructura de ventas de energía de empresas distribuidoras (%).

3.3.2 Proyección de usuarios y venta de energía por distribuidora

La proyección total de usuarios y venta de energía por distribuidora, se obtuvieron de la consolidación de los resultados alcanzados por grupo

de consumo de acuerdo con los métodos (Tabla Nro. 3-6) presentados anteriormente, cuyos resultados se muestran a continuación.

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	64.906	66.863	68.592	70.316	72.037	73.757	75.457	77.193	78.873	80.562
CNEL-El Oro	252.935	261.705	268.553	275.398	282.242	289.102	295.899	302.847	309.598	316.405
CNEL-Esmeraldas	133.115	150.287	154.266	158.252	162.248	166.262	170.251	174.333	178.319	182.346
CNEL-Guayas Los Ríos	342.248	353.132	362.273	371.391	380.489	389.591	398.583	407.769	416.656	425.598
CNEL-Los Ríos	125.641	128.132	131.452	134.764	138.069	141.376	144.644	147.983	151.214	154.466

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Manabí	319.505	337.267	345.997	354.703	363.390	372.080	380.664	389.434	397.916	406.451
CNEL-Milagro	143.992	149.608	153.510	157.408	161.303	165.204	169.066	173.013	176.843	180.701
CNEL-Sta. Elena	120.546	125.088	128.339	131.586	134.829	138.076	141.289	144.573	147.756	150.963
CNEL-Sto. Domingo	237.098	241.237	247.551	253.860	260.169	266.492	272.756	279.160	285.382	291.654
CNEL-Sucumbios	98.301	102.438	105.139	107.841	110.547	113.263	115.960	118.718	121.406	124.119
CNEL Guayaquil	703.849	748.878	768.507	788.128	807.752	827.425	846.923	866.856	886.233	905.772
Total CNEL	2.542.136	2.664.635	2.734.178	2.803.646	2.873.075	2.942.628	3.011.494	3.081.880	3.150.196	3.219.037

Tabla No. 3-9: Usuarios totales por unidad de negocio de CNEL-EP.

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E.E. Ambato	271.857	279.807	287.156	294.507	301.864	309.244	316.565	324.051	331.340	338.693
E.E. Azogues	37.437	39.124	40.140	41.155	42.169	43.184	44.188	45.214	46.209	47.210
E.E. Centro Sur	393.960	408.074	418.741	429.399	440.057	450.737	461.318	472.134	482.641	493.232
E.E. Cotopaxi	142.022	146.253	150.077	153.900	157.723	161.556	165.353	169.236	173.010	176.814
E.E. Norte	245.812	253.126	259.762	266.396	273.033	279.688	286.286	293.032	299.592	306.209
E.E. Quito	1.145.021	1.176.323	1.207.293	1.238.281	1.269.304	1.300.433	1.331.326	1.362.918	1.393.694	1.424.753
E.E. Riobamba	173.111	179.480	184.183	188.885	193.587	198.302	202.975	207.752	212.397	217.081
E.E. Sur	204.197	210.988	216.508	222.025	227.543	233.073	238.555	244.158	249.604	255.095
E.E. Galápagos	12.484	12.393	12.723	13.054	13.386	13.721	14.054	14.394	14.728	15.066
Total E.E.	2.625.901	2.705.569	2.776.583	2.847.602	2.918.667	2.989.938	3.060.620	3.132.890	3.203.215	3.274.152

Tabla No. 3-10: Usuarios totales por empresa distribuidora.

De los resultados mostrados anteriormente, se puede evidenciar que si bien la Corporación Nacional de Electricidad -CNEL EP- con sus once unidades de negocio, es la más representativa con respecto a

las otras empresas distribuidoras, alcanza el 49,58% de participación del total de usuarios proyectados para el 2027, situación que se aprecia en la Figura No. 3-23.

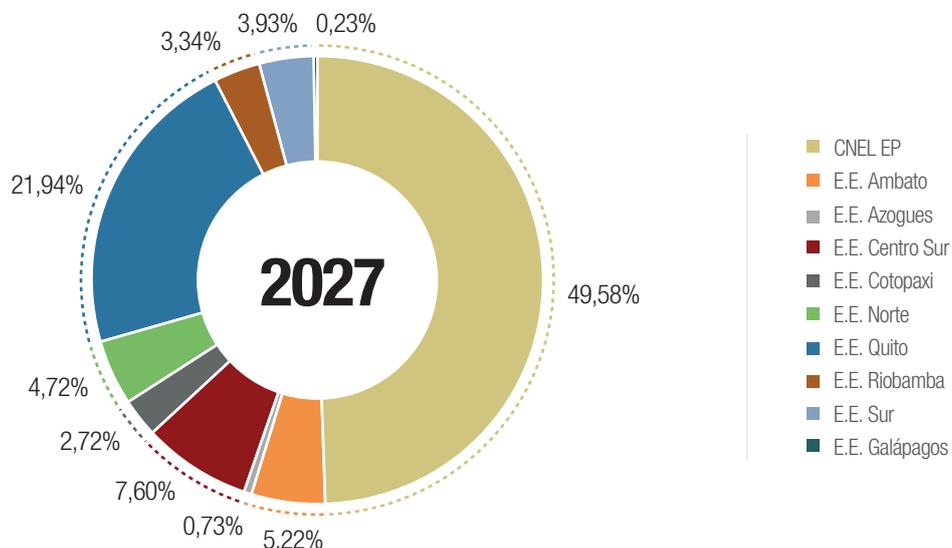


Figura No. 3-23: Participación de distribuidoras en la proyección de usuarios al 2027.

En las siguientes tablas, se muestra la proyección de venta de energía total para el periodo de análisis.

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	88	92	96	100	104	108	112	117	121	125
CNEL-El Oro	1.031	1.103	1.214	1.343	1.460	1.572	1.678	1.777	1.875	1.975
CNEL-Esmeraldas	481	543	591	642	693	744	794	843	892	943
CNEL-Guayaquil	4.947	5.378	5.718	6.042	6.388	6.757	7.143	7.546	7.968	8.413
CNEL-Guayas Los Ríos	1.845	1.952	2.079	2.215	2.355	2.497	2.644	2.794	2.947	3.110
CNEL-Los Ríos	392	412	436	460	486	513	540	568	597	627
CNEL-Manabí	1.548	1.567	1.680	1.808	1.946	2.069	2.189	2.311	2.437	2.569
CNEL-Milagro	599	636	696	760	824	885	945	1.001	1.055	1.113
CNEL-Sta. Elena	656	698	785	873	955	1.022	1.083	1.140	1.194	1.252
CNEL-Sto. Domingo	593	618	654	688	723	771	811	1.026	1.237	1.463
CNEL-Sucumbíos	366	388	410	434	459	485	512	540	569	600
Total CNEL	12.547	13.386	14.359	15.366	16.393	17.423	18.451	19.663	20.893	22.190

Tabla No. 3-11: Proyección venta de energía por unidad de negocio (GWh).

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E.E. Ambato	653	687	721	756	792	831	872	915	959	1.006
E.E. Azogues	75	118	127	135	144	153	162	171	180	190
E.E. Centro Sur	1.032	1.198	1.373	1.498	1.572	1.646	1.723	1.803	1.887	1.975
E.E. Cotopaxi	576	672	716	763	812	865	920	979	1.040	1.106
E.E. Norte	557	689	727	735	777	822	868	918	968	1.022
E.E. Quito	4.517	4.753	5.142	5.545	5.859	6.151	6.461	6.784	7.129	7.486
E.E. Riobamba	370	606	678	705	732	760	787	813	840	868
E.E. Sur	333	354	371	388	405	424	443	464	485	506
TOTAL E.E.	8.114	9.077	9.854	10.523	11.093	11.652	12.237	12.845	13.489	14.160

Tabla No. 3-12: Proyección venta de energía por empresa eléctrica (GWh).

CNEL EP con sus unidades de negocio tiene el mayor porcentaje de participación en la venta de energía al 2027 con el 60,50% debido a que su área de prestación de servicio cubre la región costa donde se

encuentra concentrada la mayor cantidad de usuarios industriales y además el consumo promedio residencial y comercial es superior al de las Empresas Eléctricas en el Continente.

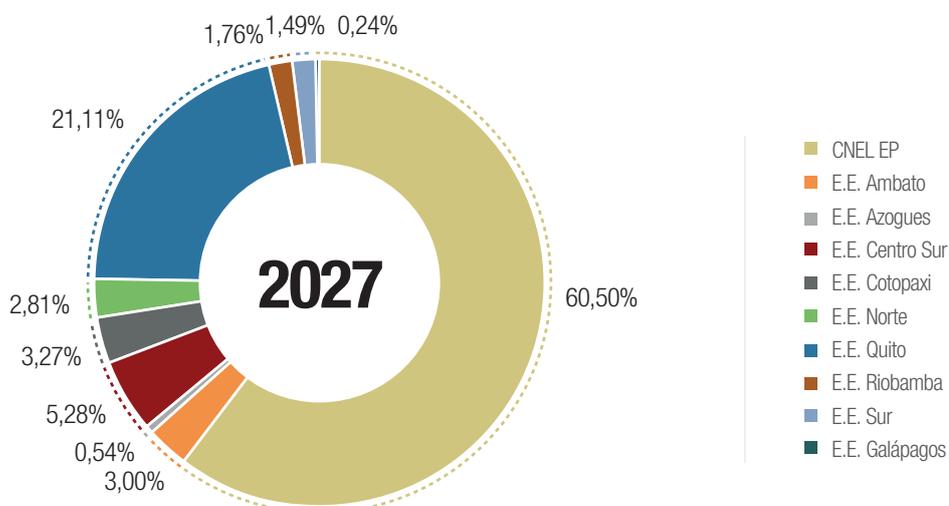


Figura No. 3-24: Participación de distribuidoras en la proyección de energía en el Continente al 2027.

3.3.3 Pérdidas de energía

Los valores de pérdidas de energía en cada etapa de la red, ayuda a un mejor análisis y definición de las inversiones necesarias para cumplir con el objetivo nacional de reducción de pérdidas, por parte de las empresas distribuidoras.

En la Tabla Nro. 3-13 y Tabla Nro. 3-14, se presentan los niveles de pérdidas técnicas reportadas a la ARCONEL en el 2018 referidas a cada una de las etapas en la cadena del suministro eléctrico, de

acuerdo con los siguientes criterios:

- AV en nivel de subtransmisión.
- MV a nivel de circuitos primarios.
- TMB en la etapa transformación MV-BV.
- BV a nivel de redes secundarias.

Grupo de Consumo	Pérdida referida a:	CNEL Bolívar	CNEL El Oro	CNEL Esmeraldas	CNEL Los Ríos	CNEL Manabí	CNEL Milagro	CNEL Santa Elena	CNEL Santo Domingo	CNEL Sucumbios	CNEL Guayas Los Ríos	CNEL Guayaquil
Pérdida AV	E ingresada en AV	2,45%	2,74%	1,66%	0,87%	1,10%	1,66%	2,53%	2,15%	1,28%	2,30%	0,81%
Pérdida MV	E ingresada en MV	0,95%	2,40%	1,23%	2,18%	2,67%	1,19%	0,85%	1,68%	2,83%	2,12%	1,81%
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	2,32%	1,51%	1,57%	1,39%	2,34%	1,53%	1,93%	2,78%	1,64%	0,78%	1,88%
Pérdida BV	E ingresada en BV	1,66%	2,36%	1,84%	2,27%	4,66%	1,04%	0,89%	1,76%	2,37%	3,94%	3,25%
TOTAL por Unidad de Negocio		7,38%	9,01%	6,29%	6,72%	10,77%	5,42%	6,21%	8,37%	8,11%	9,14%	7,75%

Tabla Nro. 3-13: Pérdidas técnicas de energía por unidad de negocio de CNEL-EP – 2018.

Grupo de Consumo	Pérdida referida a:	E.E. Ambato	E.E. Azóquez	E.E. Centro Sur	E.E. Cotopaxi	E.E. Galápagos	E.E. Norte	E.E. Quito	E.E. Riobamba	E.E. Sur
Pérdida AV	E ingresada en AV	0,73%	0,51%	1,16%	1,66%	1,42%	1,45%	1,22%	0,91%	1,29%
Pérdida MV	E ingresada en MV	1,02%	0,43%	0,86%	1,33%	0,47%	0,85%	1,05%	1,00%	0,72%
Pérdida TMB	E ingresada en TMB	1,66%	1,72%	2,09%	1,54%	1,86%	1,58%	1,82%	2,29%	2,50%
Pérdida BV	E ingresada en BV	2,11%	1,18%	1,66%	3,27%	3,54%	2,44%	0,83%	2,61%	1,19%
TOTAL por Distribuidora		5,52%	3,83%	5,76%	7,79%	7,29%	6,32%	4,91%	6,80%	5,71%

Tabla Nro. 3-14: Pérdidas técnicas de energía por empresa distribuidora – 2018.

La siguiente figura muestra la evolución histórica de las pérdidas totales de energía de los sistemas de distribución desde el 2008 hasta

el 2018, de forma complementaria se presentan las perspectivas de los valores de reducción propuestos para el periodo 2019 – 2027.

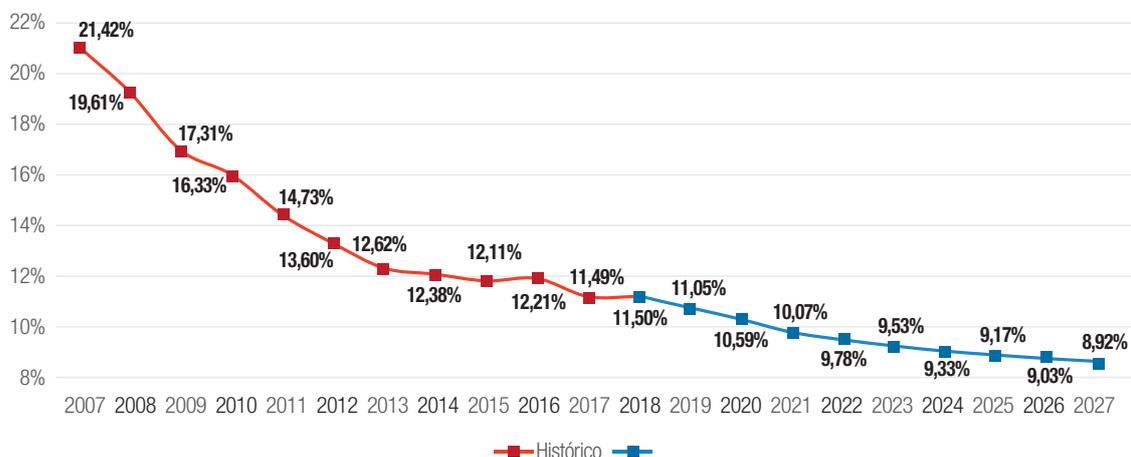


Figura Nro. 3-25: Perspectiva porcentual anual de pérdidas de energía en distribución.

3.3.4 Determinación de los requerimientos de energía

El requerimiento de energía a nivel del S.N.I, se realizó a partir de la información de ventas de energía por nivel de voltaje y los porcentajes de pérdidas por niveles de voltaje de cada una de las Empresas Distribuidoras y Unidades de Negocio de la CNEL EP.

Se consolidó agregando las ventas de energía de cada nivel de voltaje (BV, MV, AV), mismas que al multiplicarlas por el factor de expansión

de pérdidas correspondiente se obtuvo la demanda total a nivel de puntos de entrega del S.N.I.

Finalmente, para determinar los requerimientos de energía en bornes de generación, se incorporaron las pérdidas en el S.N.T, de manera similar al procedimiento explicado en el párrafo anterior.

3.3.4.1 Requerimiento de energía en barras de subestaciones de entrega

La energía requerida a nivel de barras de subestación de entrega se refiere a la energía disponible en SE (barras de subestación), es decir aquella energía requerida por el sistema de distribución para atender los requerimientos de demanda de los niveles de bajo, medio y alto Voltaje (subtransmisión) con las pérdidas correspondientes⁹.

La Tabla Nro. 3-15, muestra la energía requerida en barras de SE por empresa distribuidora en el Continente para el crecimiento tendencial en el periodo de análisis.

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	96	101	105	109	113	117	122	126	130	135
CNEL-El Oro	1.214	1.295	1.413	1.548	1.671	1.787	1.896	1.998	2.099	2.201
CNEL-Esmeraldas	611	682	728	778	826	874	920	965	1.008	1.053
CNEL-Guayaquil	5.516	6.028	6.404	6.765	7.150	7.560	7.989	8.437	8.907	9.402
CNEL-Guayas Los Ríos	2.161	2.287	2.420	2.562	2.707	2.855	3.006	3.160	3.316	3.480
CNEL-Los Ríos	469	492	516	540	565	591	618	645	672	700
CNEL-Manabí	1.973	2.064	2.175	2.300	2.435	2.552	2.663	2.775	2.889	3.008
CNEL-Milagro	706	745	807	874	939	1.001	1.062	1.118	1.171	1.228
CNEL-Sta. Elena	767	806	896	987	1.071	1.140	1.203	1.260	1.315	1.373
CNEL-Sto. Domingo	659	688	727	768	810	852	894	1.135	1.376	1.620
CNEL-Sucumbios	417	444	469	495	522	551	581	611	643	677
E.E. Ambato	691	731	766	803	842	882	925	970	1.017	1.066
E.E. Azogues	79	125	133	142	151	161	171	180	190	201
E.E. Centro Sur	1.101	1.283	1.463	1.594	1.672	1.752	1.833	1.918	2.007	2.102
E.E. Cotopaxi	630	727	774	823	875	930	988	1.049	1.113	1.181
E.E. Norte	609	750	791	799	843	889	937	988	1.040	1.095
E.E. Quito	4.773	5.042	5.448	5.870	6.199	6.505	6.830	7.170	7.532	7.906
E.E. Riobamba	398	649	723	751	779	809	838	865	893	922
E.E. Sur	370	395	412	430	448	468	489	510	532	554
Total	23.240	25.333	27.171	28.937	30.618	32.277	33.965	35.881	37.851	39.903

Tabla Nro. 3-15: Energía requerida en barras de subestaciones de entrega en el Continente (GWh).

3.3.4.2 Requerimiento mensual de energía en bornes de generación

La energía requerida en bornes de generación corresponde a la energía total del S.N.I, es decir incluye la energía requerida en barras de subestaciones de entrega, las pérdidas asociadas a la etapa de transmisión (subestaciones y líneas) y los consumos auxiliares de la

etapa de generación. La Tabla Nro. 3-16, presenta la energía requerida en bornes de generación para el crecimiento tendencial en el periodo de análisis, con una desagregación mensual.

⁹ $FBE^1 = 1/1 - \%Pe^J$; donde $\%Pe^J$ corresponde al nivel de pérdidas para cada nivel de voltaje.

Mes	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Enero	2,059	2,14	2,247	2,361	2,48	2,606	2,739	2,879	3,025	3,179
Febrero	1,853	1,918	2,015	2,116	2,223	2,336	2,455	2,581	2,712	2,85
Marzo	2,095	2,169	2,278	2,393	2,514	2,641	2,776	2,918	3,066	3,223
Abril	2,076	2,149	2,257	2,371	2,491	2,617	2,75	2,891	3,038	3,193
Mayo	2,105	2,179	2,289	2,404	2,526	2,654	2,789	2,932	3,081	3,238
Junio	1,941	2,14	2,247	2,361	2,48	2,606	2,739	2,879	3,025	3,179
Julio	1,968	2,19	2,3	2,416	2,538	2,667	2,802	2,946	3,096	3,253
Agosto	1,98	2,12	2,227	2,339	2,457	2,582	2,713	2,853	2,997	3,15
Septiembre	1,973	2,026	2,128	2,235	2,348	2,467	2,593	2,725	2,864	3,01
Octubre	1,971	2,139	2,247	2,36	2,479	2,605	2,738	2,878	3,024	3,179
Noviembre	2,026	2,121	2,228	2,34	2,459	2,583	2,715	2,854	2,999	3,152
Diciembre	2,017	2,208	2,319	2,436	2,559	2,689	2,826	2,971	3,122	3,281
Total	24,064	25,5	26,782	28,131	29,553	31,054	32,635	34,308	36,05	37,886

Tabla No. 3-16: Energía mensual requerida en bornes de generación (GWh).

3.3.5 Determinación de los requerimientos de potencia

Para obtener los requerimientos de las distribuidoras, se consolidaron los bloques de potencia de las empresas, se sumaron las demandas coincidentes con la máxima del S.N.I, en este procedimiento se consideró lo correspondiente al mercado eléctrico nacional. En este análisis para la Empresa Eléctrica Galápagos al ser un sistema aislado, se calculó sin considerar la demanda máxima del S.N.I.

Estas potencias se obtuvieron en función de las proyecciones de

venta de energía por cada grupo de consumo y nivel de voltaje, sus factores de carga y factores de responsabilidad¹⁰ en cada nivel de voltaje.

En la Tabla No. 3-17, se observa la potencia coincidente de cada empresa de distribución y Unidad de Negocio de la CNEL EP con la demanda máxima del S.N.I (proyección tendencial), para el periodo de análisis.

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	19	21	21	22	23	23	24	25	25	26
CNEL-EI Oro	197	205	213	231	248	263	278	292	305	319
CNEL-Esmeraldas	94	98	105	111	116	122	128	133	138	143
CNEL-Guayaquil	916	982	1.049	1.106	1.167	1.232	1.300	1.371	1.446	1.524
CNEL-Guayas Los Ríos	367	374	394	413	432	452	472	492	512	533
CNEL-Los Ríos	82	83	84	88	91	95	98	102	105	109
CNEL-Manabí	302	315	330	344	360	373	386	398	411	424
CNEL-Milagro	149	158	169	170	181	191	201	210	219	228
CNEL-Sta. Elena	114	131	145	159	171	182	191	200	208	216
CNEL-Sto. Domingo	106	113	120	126	132	138	145	178	211	245
CNEL-Sucumbíos	92	95	98	102	106	109	113	117	122	126
E.E. Ambato	120	132	139	145	152	159	166	173	181	189
E.E. Azogues	13	16	17	18	19	21	22	23	24	25
E.E. Centro Sur	182	187	207	222	233	243	253	264	275	287
E.E. Cotopaxi	95	109	117	124	131	139	147	155	163	172
E.E. Norte	99	120	127	130	137	144	152	160	168	177
E.E. Quito	743	793	858	927	979	1.027	1.078	1.132	1.189	1.248
E.E. Riobamba	72	106	118	123	128	133	138	142	147	151
E.E. Sur	65	69	72	75	78	81	84	87	90	93
Total	3.827	4.107	4.383	4.635	4.882	5.127	5.375	5.654	5.939	6.236

Tabla No. 3-17: Potencia coincidente con la máxima demanda del S.N.I (MW).

10. $FR_k^j = FCE_k^j * FPP_k^j$, en donde FCE_k^j = Factor de coincidencia por grupo de consumo K y el nivel de voltaje J; y FPP_k^j = Factor de pérdidas de potencia por grupos de consumo K y el nivel de voltaje J.

La previsión mensual de potencia máxima en bornes de generación proyectada para el periodo 2018-2027, se muestra en la Tabla No. 3-18.

Mes	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Enero	3.815	3.893	4.067	4.250	4.443	4.646	4.862	5.091	5.328	5.578
Febrero	3.749	3.825	3.996	4.175	4.365	4.565	4.777	5.002	5.235	5.481
Marzo	3.905	3.985	4.163	4.350	4.548	4.756	4.977	5.211	5.454	5.710
Abril	3.933	4.013	4.193	4.381	4.580	4.790	5.013	5.248	5.493	5.751
Mayo	3.817	3.894	4.068	4.251	4.444	4.648	4.864	5.093	5.331	5.580
Junio	3.673	3.852	4.024	4.205	4.396	4.597	4.811	5.037	5.272	5.519
Julio	3.617	3.768	3.936	4.114	4.300	4.497	4.706	4.927	5.158	5.399
Agosto	3.585	3.730	3.897	4.072	4.257	4.452	4.659	4.878	5.106	5.345
Septiembre	3.800	3.848	4.020	4.200	4.391	4.592	4.806	5.032	5.267	5.514
Octubre	3.657	3.900	4.074	4.257	4.450	4.654	4.871	5.100	5.338	5.588
Noviembre	3.774	3.906	4.081	4.264	4.458	4.662	4.879	5.108	5.347	5.597
Diciembre	3.857	4.062	4.244	4.435	4.636	4.848	5.074	5.312	5.560	5.821
Potencia Máxima	3.933	4.062	4.244	4.435	4.636	4.848	5.074	5.312	5.560	5.821

Tabla No. 3-18: Previsión mensual de la potencia máxima en bornes de generación (MW).

3.4 Hipótesis de estudio

Todo el análisis presentado anteriormente corresponde al escenario tendencial de proyección para el periodo 2018-2027, con un escenario de ocurrencia esperado o medio. Partiendo de estas consideraciones se establecieron hipótesis de estudio que permitieron construir escenarios que logran articular la política de desarrollo productivo, eficiencia energética e industrias básicas.

Adicional a la demanda tendencial se incorporó requerimientos extra tendenciales que tienen probabilidad de ocurrencia en el corto, mediano y largo plazo con la finalidad de determinar las necesidades energéticas en las etapas de generación y transmisión de electricidad. Bajo este contexto se plantearon las siguientes hipótesis de estudio, mismas que se detallan a continuación.

3.4.1 Hipótesis No. 1

Corresponde a la línea base de proyección, la cual considera el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica; en ella se incorporan

modelos econométricos, análisis de periodos anteriores y esquemas analíticos.

3.4.2 Hipótesis No. 2

Resulta de incorporar a la línea base de proyección Hipótesis No. 1, las cargas singulares del grupo industrial, mismas que se encuentran vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, petrolera, transporte, entre otras; los proyectos de eficiencia energética, a la

carga de la comunidad agrícola y agroindustrial del Ecuador y a la Conexión del S.N.I con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), con la finalidad de optimizar el uso de recursos energéticos de forma integral.

3.4.2.1 Cargas singulares

Las cargas singulares corresponden a la demanda eléctrica de industrias que se prevé su crecimiento o ampliación para las

que se encontraban en operación en el 2018 y al asentamiento e implementación en el corto y mediano plazo para las nuevas

industrias, las que serán conectadas a los sistemas de distribución de las empresas distribuidoras y Unidades de Negocio de la CNEL EP y al Sistema Nacional de Transmisión.

En la Tabla Nro. 3-19 y Tabla Nro. 3-20, se presentan las cargas que fueron consideradas en la proyección de la demanda eléctrica en esta hipótesis.

Proyecto	Industria	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Golden Valley	Minera	1,10	1,10	1,10	3	3	3	3	3	3	3
Autoridad Portuaria	Portuaria	3	3	3	5	5	5	5	5	5	5
EP Petroecuador	Petrolera	5	5	5	5	5	5	5	5	6	6
Unión Cementera Nacional Chimborazo	Cementera	33	33	39	39	39	39	39	39	39	39
Novacero	Acero	34	34	35	36	36	37	37	38	39	39
TOTAL		76	76	83	87	88	89	89	90	91	92

Tabla Nro. 3-19: Cargas singulares en operación (MW).

Proyecto	Industria	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Refinería Esmeraldas	Petrolera	-	-	24	30	30	30	30	45	45	45
Estación Bombeo 1 y 2 Trasvase Daule Pedro Carbo SENAGUA	Bombeo	-	-	-	-	21	21	29	29	36	36
Complejo Industrial NOVOPLANT Hyundai-Montecristi	Automotriz	-	-	2	2	3	4	4	5	5	6
DIACELEC	Acero	-	-	-	2	5	6	7	7	8	8
EMPRESA POLAR (Harina Pescado)	Molinera	-	2	2	5	5	5	5	5	5	5
Adelca del Litoral	Acero	70	80	90	90	90	90	90	90	90	90
Puerto de Aguas Profundas (DP World)	Portuaria	-	14	14	21	21	21	21	21	21	21
Astillero Posorja	Astilleros	6	9	14	14	18	18	18	18	18	18
Petroamazonas EP	Petrolera	43	43	270	270	270	270	270	270	270	270
Río Blanco	Minera	-	-	5	9	9	9	9	9	9	9
San Carlos Panantza	Minera	-	-	50	75	100	100	100	100	100	100
Poliducto Pascuales-Cuenca-Cañar	Bombeo	-	2	2	2	2	2	2	2	2	2
EDEC Nuevo Parque Industrial	Industrial	-	-	2	3	3	4	4	5	5	5
Emurplag Nuevo Camal Municipal	Industrial	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1
Loma Larga	Minera	-	-	13	13	13	13	13	13	13	13
Yachay	Investigación	3	4	6	7	8	9	10	11	13	14
Petroecuador (Papallacta)	Bombeo	-	-	16	16	16	16	16	16	16	16
Petroecuador (Baeza)	Bombeo	-	-	-	16	16	16	16	16	16	16
Petroecuador (El Salado)	Bombeo	-	-	-	11	11	11	11	11	11	11
Fruta Del Norte	Minera	-	-	12	17	21	24	24	24	24	24
Mirador	Minera	-	1	30	80	91	101	101	110	110	110
Electrificación Sector Camaronero	Camaronera	11	28	67	96	124	147	164	175	181	189
Total		134	184	619	779	878	918	945	983	998	1.010

Tabla Nro. 3-20: Cargas singulares proyectadas (MW).

PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

Como resultado de la incorporación de estas cargas en la Tabla Nro. 3-21 y Tabla Nro. 3-22, se presenta la demanda de energía proyectada que tendrán dichas cargas.

Proyecto	Nivel de Voltaje	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Golden Valley	AV	10	10	10	19	19	19	19	19	19	19
Autoridad Portuaria	AV	9	9	9	20	20	20	20	20	26	26
EP Petroecuador	AV	29	29	29	32	32	32	32	32	36	36
Unión Cementera Nacional Chimborazo	AV	248	248	295	297	298	300	301	303	304	306
Novacero	TR	142	149	157	164	171	178	186	192	199	206
Total		438	445	500	532	540	549	558	566	584	592

Tabla Nro. 3-21: Consumo energético dado por las cargas singulares industriales en operación (GWh).

Proyecto	Nivel de Voltaje	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Refinería Esmeraldas	TR	-	-	43	80	80	80	80	120	120	120
Estación de Bombeo 1 y 2 Trasvase Daule Pedro Carbo SENAGUA	TR	-	-	-	-	82	109	150	150	186	186
Complejo Industrial NOVOPLANT Hyundai-Montecristi	AV	-	-	6	10	14	17	20	23	25	28
DIACELEC	AV	-	-	-	8	31	43	48	51	55	59
EMPRESA POLAR (Harina Pescado)	AV	-	11	14	29	34	34	34	34	34	34
Adelca del Litoral	TR	74	181	211	240	240	240	241	240	240	240
Puerto de Aguas Profundas (DP World)	AV	-	37	50	67	73	73	73	73	73	73
Astillero Posorja	AV	10	25	38	41	51	54	55	54	54	54
Petroamazonas EP	TR	167	222	1.107	1.395	1.395	1.395	1.399	1.395	1.395	1.395
Río Blanco	AV	-	-	18	41	47	47	47	47	47	47
San Carlos Panantza	TR	-	-	215	392	534	569	571	569	569	569
Poliducto Pascuales-Cuenca-Cañar	AV	-	12	15	15	15	15	15	15	15	15
EDEC Nuevo Parque Industrial	MV	-	-	10	18	20	24	25	27	29	31
Emurplag Nuevo Camal Municipal	MV	-	-	3	5	5	5	5	5	5	5
Loma Larga	AV	-	-	71	94	94	94	95	94	94	94
Yachay	AV	9	23	30	36	43	49	56	63	70	78
Petroecuador (Papallacta)	MV	-	-	75	99	99	99	99	99	99	99
Petroecuador (Baeza)	MV	-	-	-	75	99	99	99	99	99	99
Petroecuador (El Salado)	MV	-	-	-	49	65	65	66	65	65	65
Fruta Del Norte	TR	-	-	54	95	119	140	146	145	145	145
Mirador	TR	-	4	186	551	718	802	825	878	896	896
Electrificación Sector Camaronero	MV	32	136	324	501	662	796	902	970	1.010	1.054
Total		292	652	2.468	3.843	4.519	4.851	5.050	5.218	5.327	5.387

Tabla Nro. 3-22: Consumo energético dado por las cargas singulares industriales proyectadas (GWh).

De lo presentado anteriormente, la denominación TR corresponde a los usuarios cuyo nivel de conexión pertenece al sistema de transmisión en 138 kV o 230 kV, AV a quienes se conectan en el nivel

de 69 kV y MV los usuarios que se conectan a nivel de los sistemas de distribución.

3.4.2.2 Transporte

Debido a su trascendencia, en la proyección de la demanda eléctrica se consideraron la incorporación de nuevas tecnologías que se comercialicen en el futuro, cuya incorporación prevé requerimientos significativos de electricidad.

Estos proyectos son el Metro de Quito, el Tranvía de Cuenca, la electromovilidad (transporte masivo) y el ingreso de vehículos eléctricos, durante el periodo; en la Tabla Nro. 3-23, se observa las necesidades de potencia y energía a nivel nacional.

Proyecto	Unidad	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Metro-Quito	MW	-	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Metro-Quito	GWh	-	53	105	105	105	105	105	105	105	105
Tranvía-Cuenca	MW	-	1	2	3	3	3	3	3	3	3
Tranvía-Cuenca	GWh	-	2	6	11	11	11	11	11	11	11
Electromovilidad	MW	1,3	1,4	2	2	2	2	2	2	4	4
Electromovilidad	GWh	8	13	16	16	17	17	17	17	30	32
Vehículos Eléctricos	MW	0	0	1	2	2	3	5	6	6	7
Vehículos Eléctricos	GWh	1	3	9	17	21	30	42	49	56	63
Quito Cables	MW	-	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Quito Cables	GWh	-	3	9	10	10	10	10	10	10	10

Tabla Nro. 3-23: Requerimiento de potencia y energía – transporte.

3.4.2.3 Programas del Plan Nacional de Eficiencia Energética del Ecuador

El “Plan Nacional de Eficiencia Energética del Ecuador -PLANEE” en cumplimiento de lo establecido en los artículos 15 y 413 de la Constitución de la República del Ecuador tiene el propósito de impulsar e implementar medidas que conlleven a mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos.

En lo que respecta al consumo de energía eléctrica, para la actualización del PME 2018-2027 se analizó el efecto en la demanda de los siguientes programas:

1. Programa de recambio de equipos de mayor consumo energético de uso residencial.

2. Programa de recambio de equipos de mayor consumo energético de alumbrado público.
3. Programa para la implementación de la norma ISO 50001 en las industrias energo-intensivas.

La Tabla Nro. 3-24, muestra el ahorro esperado en potencia y energía con la incorporación de los programas de eficiencia energética; se presentan valores negativos debido a que su incidencia reducirá la demanda en las magnitudes indicadas.

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Potencia (MW)	-1	-2	-2	-3	-3	-4	-4	-5	-5	-6
Energía (GWh)	-11	-17	-21	-25	-30	-34	-38	-43	-47	-50

Tabla Nro. 3-24: Impacto en la demanda eléctrica por los programas de eficiencia energética.

Adicionalmente, para esta modelación se planteó el ingreso progresivo de cocinas de inducción y la instalación de equipos de calentamiento de agua especialmente en la región sierra, de tal manera que se sustituya paulatinamente del GLP por electricidad como fuente energética para cocción.

Este programa se encuentra impulsado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, mismo que de acuerdo con el cronograma establecido, prevé la incorporación de unas 950.000 cocinas de inducción hasta el 2023, lo cual representa el 18% de penetración a nivel nacional respecto del total de usuarios

residenciales proyectados.

Para la modelación del impacto que la demanda de la cocina de inducción generará en el consumo eléctrico y en la curva de carga del sistema, se consideró un consumo mensual promedio por cocina inicial de 68 kWh hasta alcanzar los 80 kWh al final del periodo; mientras que la curva de consumo por uso de la cocina para la región sierra, es la que se muestra en la Figura Nro. 3-26, por consiguiente para el caso de las regiones Costa y Oriente se utilizó este mismo perfil desplazado una hora más tarde de la ocurrencia en la Sierra.

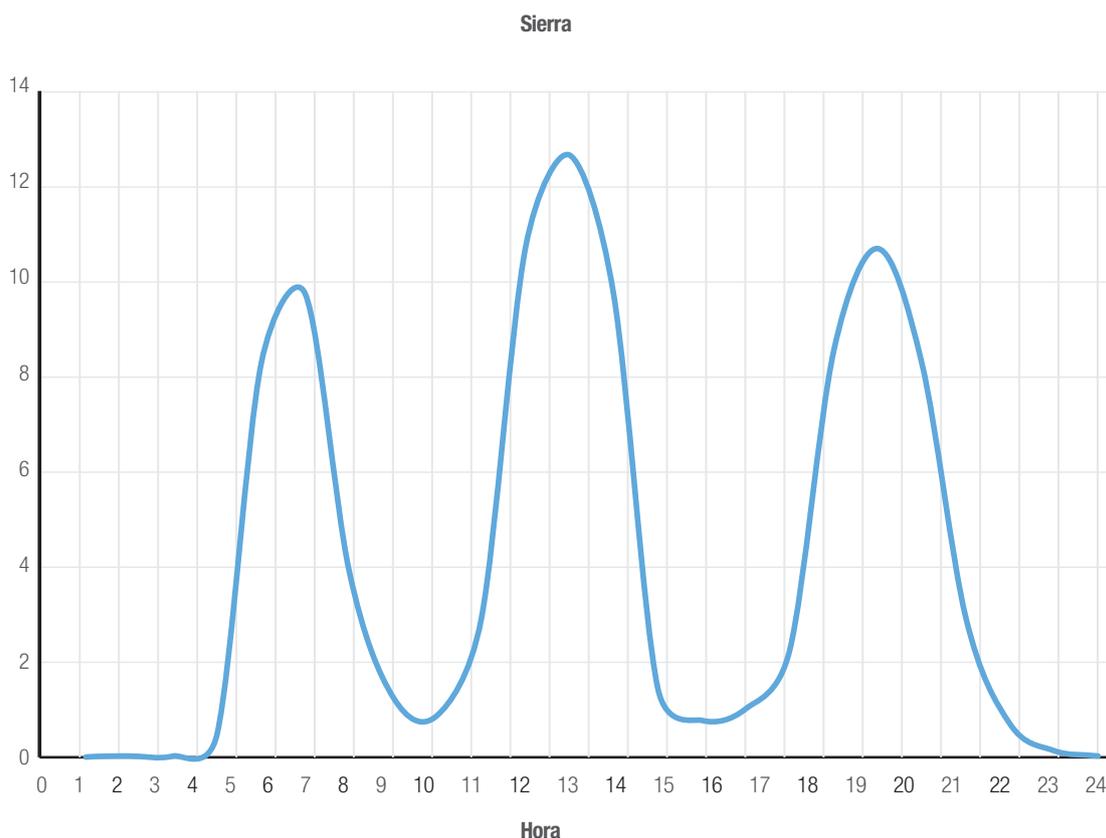


Figura No. 3-26: Perfil de carga asociado al uso de la cocina eléctrica – Región Sierra.

Los resultados de la proyección de la demanda se presentan en el acápite 3.4.5; es importante resaltar que esta hipótesis se constituye

en el “Caso Base” sobre el cual se realizaron los estudios de planificación de las etapas de distribución, transmisión y generación.

3.4.3 Hipótesis No. 3

La iniciativa gubernamental impulsa el Plan Integral para el desarrollo de Industrias Básicas en el país, lo cual constituye un pilar importante en las estrategias para el cambio de la matriz productiva.

En este contexto, se prevé la implementación de las Industrias Básicas (aluminio, cobre, astilleros y petroquímica) que generarán crecimiento económico en el país y un significativo incremento en la demanda de energía eléctrica.

Por tanto, la Hipótesis No. 3 consideró además de todos los casos citados en la hipótesis 2, la incorporación de la demanda correspondiente a las Industrias Básicas, con ello se obtuvo los

requerimientos de potencia y energía del sistema eléctrico en todas las etapas funcionales, escenario que se constituye en el Caso Matriz Productiva para la elaboración de los estudios de expansión de la generación y transmisión.

En la Tabla No. 3-25 y Tabla No. 3-26, se presenta la proyección de la demanda de las Industrias Básicas, así como los consumos energéticos previstos; estas industrias se encuentran en etapa de estudios en prefactibilidad, por lo que los datos de potencia y energía previstos pueden estar sujetos a variaciones una vez se hayan definido los estudios definitivos.

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Acero	-	-	-	-	-	-	-	100	200	320
Cobre	-	-	-	-	-	-	-	70	80	90
Aluminio	-	-	-	-	-	849	849	849	849	849
Forestal	-	-	-	-	-	-	-	27	53	80
Total	-	-	-	-	-	849	849	1.046	1.182	1.339

Tabla No. 3-25: Cargas singulares de Industrias Básicas (MW).

Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Acero	-	-	-	-		-	-	497	1.320	2.295
Cobre	-	-	-	-		-	-	275	495	589
Aluminio	-	-	-	-		3.541	7.400	7.400	7.400	7.400
Forestal	-	-	-	-		-	-	222	443	665
TOTAL	-	-	-	-		3.541	7.400	8.394	9.659	10.949

Tabla Nro. 3-26: Consumo energético dado por las cargas singulares de Industrias Básicas (GWh).

Se prevé que las cargas sean conectadas al sistema de transmisión, por tal motivo se verá un incremento tanto de potencia como energía a nivel de bornes de generación a partir del año probable de ingreso.

Los resultados de la proyección de la demanda se muestran en el acápite 3.4.6; es importante resaltar que esta hipótesis corresponde al “Caso de Matriz Productiva” sobre la cual se realizaron los estudios de planificación de las etapas de generación y transmisión.

3.4.4 Sensibilidad de la proyección

A partir del escenario base se puede evaluar la proyección de la demanda planteando variaciones a los factores que se relacionan directamente con la demanda, en este caso las variables exógenas.

En el presente estudio, se tomaron como variables exógenas al PIB y población; sin embargo, dada la reducida variabilidad que ha presentado la población en los tres últimos periodos intercensales,

se consideró únicamente los efectos que produce la variabilidad del PIB a futuro, con lo cual se plantearon dos escenarios alternos al base o medio, aplicando una variación a la tasa de crecimiento promedio anual prevista en los valores proyectados para el escenario medio en +/-1%, generando así los escenarios alto (crecimiento mayor) y bajo (crecimiento menor).

Escenario	Crecimiento promedio del PIB período 2019-2027
Menor	2,00%
Medio	3,00%
Mayor	4,00%

Tabla Nro. 3-27: Escenarios de crecimiento del PIB del Ecuador 2019-2027.

3.4.5. Resultados de la proyección hipótesis No. 2

La Hipótesis No.2 se constituye en el Caso Base de análisis para la planificación del sector eléctrico, y se estructura considerando la línea base de proyección de la demanda donde se obtuvo la energía requerida por grupo de consumo de las distribuidoras, se agregaron las respectivas pérdidas en el sistema por nivel de voltaje para obtener los requerimientos tanto en potencia como en energía a nivel de barras de subestaciones.

Finalmente, al incorporar la energía requerida por la etapa de transmisión, subestaciones elevadoras y las correspondientes pérdidas, se obtuvieron los requerimientos de potencia y energía en bornes de generación, es decir los que tendrá el S.N.I en el periodo de análisis.

Cabe señalar que el escenario medio de la proyección de la demanda anual en bornes de generación del S.N.I, se utiliza para elaborar los planes de generación y transmisión.

3.4.5.1 Proyección de la demanda en barras de subestación de entrega del S.N.I

A continuación en las Tabla Nro. 3-28 y Tabla Nro. 3-29, se presentan los resultados de proyección de demanda Hipótesis No.2: tanto en

energía como de potencia en barras de subestación de entrega del S.N.I hacia empresas distribuidoras, para el periodo 2018-2027.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA								
EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2								
Año	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	Crecimiento				Crecimiento	Menor	Medio	Mayor
	Menor	Medio	Mayor					
2018	23.241	23.241	23.241	4,89%				
2019	24.680	25.395	26.007		6,2%	9,3%	11,9%	
2020	26.119	27.244	28.248		5,8%	7,3%	8,6%	
2021	27.444	29.020	30.472		5,1%	6,5%	7,9%	
2022	28.617	30.712	32.682		4,3%	5,8%	7,3%	
2023	29.717	32.380	34.940		3,8%	5,4%	6,9%	
2024	30.791	34.076	37.304		3,6%	5,2%	6,8%	
2025	31.832	35.798	39.782		3,4%	5,1%	6,6%	
2026	32.899	37.575	42.407		3,4%	5,0%	6,6%	
2027	33.985	39.433	45.224		3,3%	4,9%	6,6%	
Crec. 2018-2027	4,31%	6,05%	7,68%					

Tabla Nro. 3-28: Proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

En la Figura Nro. 3-27 se observa un crecimiento promedio de energía en el periodo 2018-2027 del 6.05%; esto debido fundamentalmente

a la entrada de las cargas singulares industriales proyectadas y transporte eléctrico, que fueron expuestas en los incisos anteriores.

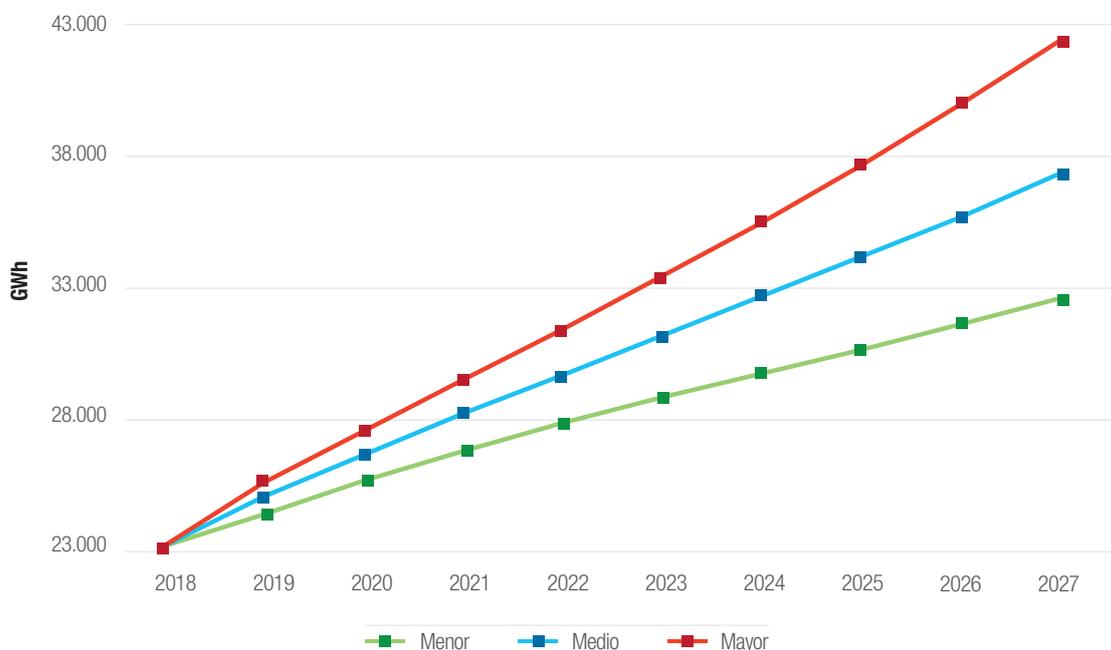


Figura Nro. 3-27: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

De forma similar a la energía, se observa un crecimiento de potencia promedio en el periodo 2018-2027 del 5,34%; debido a la entrada de las cargas singulares industriales proyectadas y transporte eléctrico.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA							
EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2							
Año	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	Crecimiento				Crecimiento		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	3.827	3.827	3.827	3,88%			
2019	3.938	4.045	4.134		2,9%	5,7%	8,0%
2020	4.164	4.333	4.479		5,7%	7,1%	8,4%
2021	4.358	4.595	4.806		4,7%	6,0%	7,3%
2022	4.528	4.842	5.128		3,9%	5,4%	6,7%
2023	4.688	5.087	5.458		3,5%	5,0%	6,4%
2024	4.843	5.335	5.802		3,3%	4,9%	6,3%
2025	4.994	5.587	6.163		3,1%	4,7%	6,2%
2026	5.149	5.845	6.543		3,1%	4,6%	6,2%
2027	5.306	6.115	6.949		3,0%	4,6%	6,2%
Crec. 2018-2027	3,70%	5,34%	6,85%				

Tabla Nro. 3-29: Proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

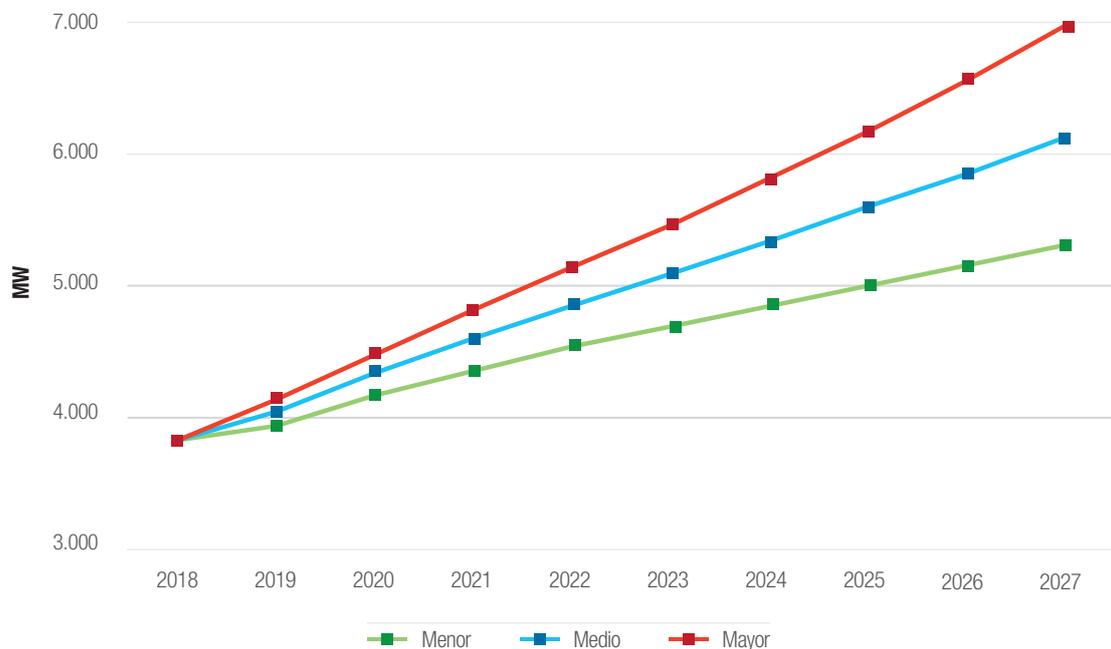


Figura Nro. 3-28: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

3.4.5.2 Proyección de la demanda en bornes de generación del S.N.I

En el periodo 2018-2027 se observa un crecimiento promedio del 7,13% en los resultados de la proyección de demanda de energía

en bornes de generación, este comportamiento obedece a las cargas industriales que se incorporarían al S.N.I a nivel de transmisión.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2							
Año	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	Crecimiento			Histórico	Crecimiento		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	24.062	24.062	24.062	4,81%			
2019	25.936	26.675	27.308		7,8%	10,9%	13,5%
2020	28.878	30.040	31.078		11,3%	12,6%	13,8%
2021	31.394	33.023	34.523		8,7%	9,9%	11,1%
2022	33.090	35.255	37.291		5,4%	6,8%	8,0%
2023	34.396	37.148	39.793		3,9%	5,4%	6,7%
2024	35.581	38.976	42.311		3,4%	4,9%	6,3%
2025	36.740	40.837	44.953		3,3%	4,8%	6,2%
2026	37.894	42.723	47.715		3,1%	4,6%	6,1%
2027	39.088	44.715	50.696		3,2%	4,7%	6,2%
Crec. 2019-2027	5,54%	7,13%	8,63%				

Tabla Nro. 3-30: Proyección de la demanda de energía en bornes de generación.

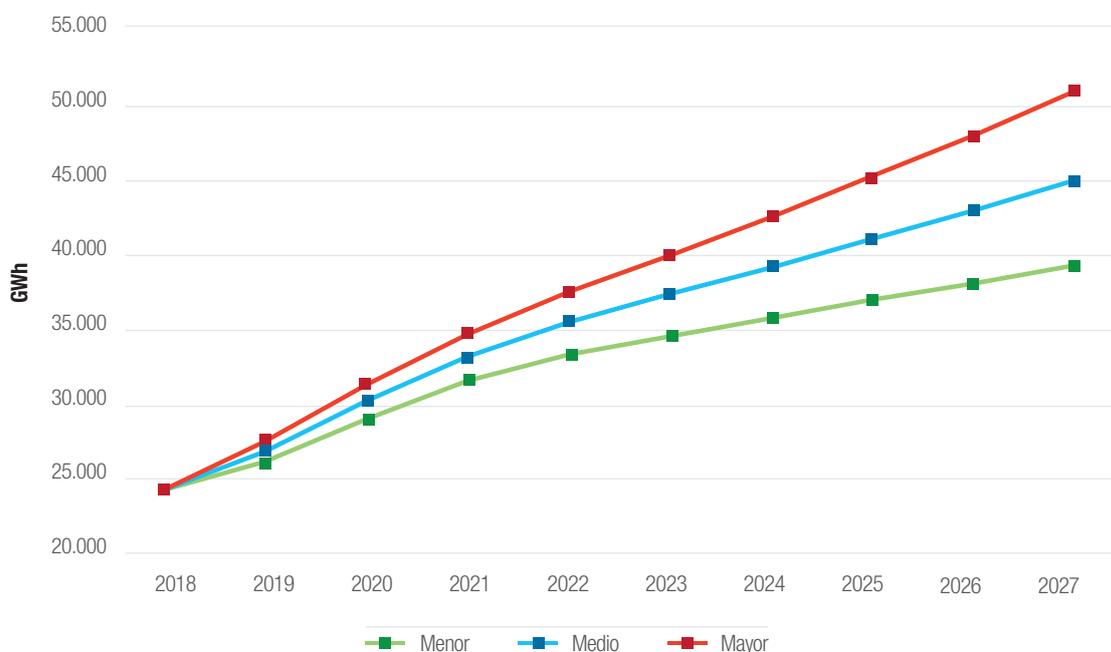


Figura Nro. 3-29: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en bornes de generación.

Finalmente, durante el periodo de análisis (2018 – 2027); se observa un crecimiento promedio en potencia del 6,66% en bornes de generación, lo cual es atribuible principalmente a los requerimientos de las cargas singulares presentadas en la Tablas Nro. 3-19 y Nro. 3-20.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA								
EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2								
Año	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	Crecimiento				Crecimiento	Menor	Medio	Mayor
	Menor	Medio	Mayor					
2018	3.933	3.933	3.933	3,99%				
2019	4.185	4.295	4.385		6,4%	9,2%	11,5%	
2020	4.785	4.958	5.108		14,3%	15,4%	16,5%	
2021	5.103	5.346	5.562		6,7%	7,8%	8,9%	
2022	5.338	5.661	5.954		4,6%	5,9%	7,0%	
2023	5.514	5.924	6.304		3,3%	4,7%	5,9%	
2024	5.681	6.186	6.665		3,0%	4,4%	5,7%	
2025	5.860	6.468	7.058		3,1%	4,6%	5,9%	
2026	6.024	6.739	7.453		2,8%	4,2%	5,6%	
2027	6.199	7.028	7.883		2,9%	4,3%	5,8%	
Crec. 2019-2027	5,18%	6,66%	8,03%					

Tabla Nro. 3-31: Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación.

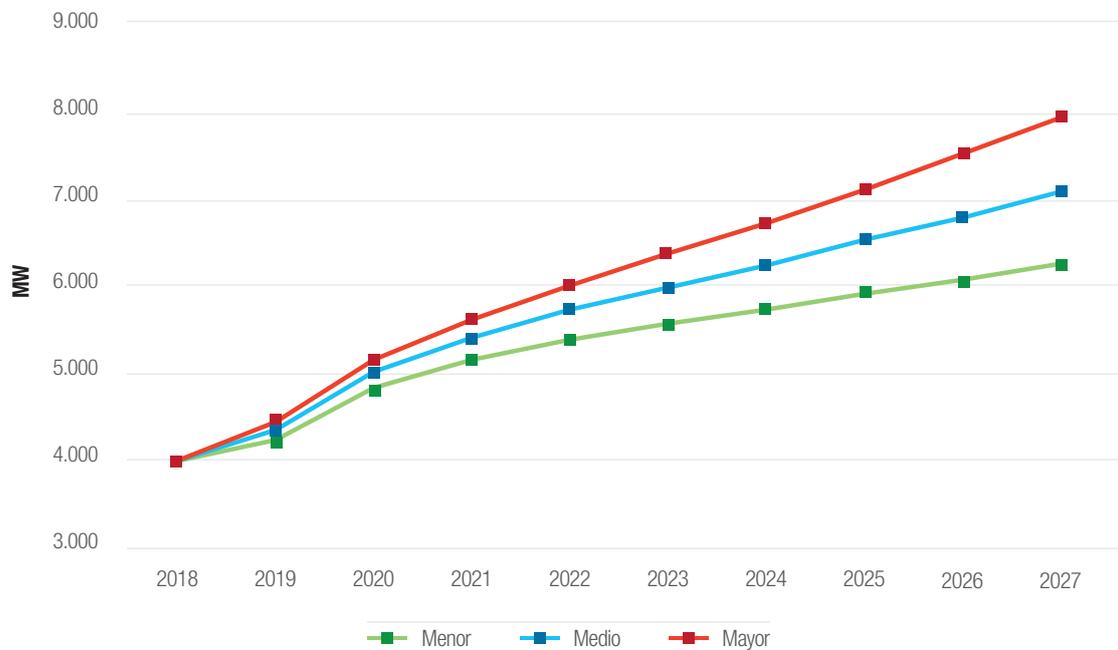


Figura Nro. 3-30: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en bornes de generación.

3.4.6 Resultados de la proyección hipótesis No. 3.

Esta hipótesis resulta de la incorporación de la energía requerida por la etapa de transmisión, subestaciones elevadoras y las correspondientes pérdidas, se obtienen los requerimientos de

potencia y energía en bornes de generación, es decir los que tendrá el S.N.I en el periodo de análisis.

3.4.6.1 proyección de la demanda en barras de subestación de entrega del S.N.I

Los resultados de proyección de demanda en barras de subestación de entrega del S.N.I hacia las distribuidoras tanto para la energía

como para la potencia se presentan en la Tabla Nro. 3-32 y Tabla Nro. 3-33, respectivamente.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA							
EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2							
Año	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	Crecimiento				Crecimiento		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	23.241	23.241	23.241	4,89%			
2019	24.680	25.395	26.007		6,2%	9,3%	11,9%
2020	26.119	27.244	28.248		5,8%	7,3%	8,6%
2021	27.444	29.020	30.472		5,1%	6,5%	7,9%
2022	28.617	30.712	32.682		4,3%	5,8%	7,3%
2023	29.717	32.380	34.940		3,8%	5,4%	6,9%
2024	30.791	34.076	37.304		3,6%	5,2%	6,8%
2025	32.031	35.997	39.981		4,0%	5,6%	7,2%
2026	33.296	37.971	42.804		4,0%	5,5%	7,1%
2027	34.580	40.028	45.819		3,9%	5,4%	7,0%
Crec. 2018-2027	4,51%	6,23%	7,83%				

Tabla Nro. 3-32: Proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

Se observa un crecimiento promedio de energía de 6,23% en el periodo; esto debido a la entrada de ciertas cargas singulares, que fueron expuestas en los incisos anteriores.

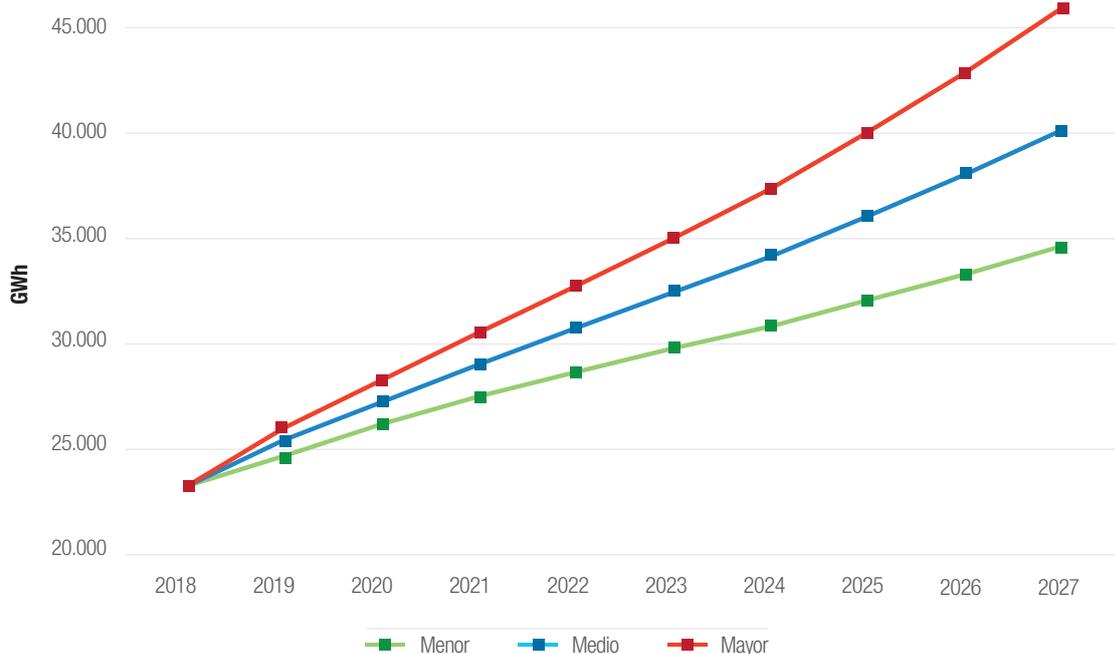


Figura Nro. 3-31: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en barras de subestación de entrega.

De forma similar a la energía, se observa un crecimiento promedio de potencia de 5,50% en el periodo, debido a la entrada de las ciertas cargas singulares.

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA								
EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI - HIPÓTESIS No. 2								
Año	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	Crecimiento				Crecimiento	Menor	Medio	Mayor
	Menor	Medio	Mayor					
2018	3.827	3.827	3.827	3,88%				
2019	3.938	4.045	4.134		2,9%	5,7%	8,0%	
2020	4.164	4.333	4.479		5,7%	7,1%	8,4%	
2021	4.358	4.595	4.806		4,7%	6,0%	7,3%	
2022	4.528	4.842	5.128		3,9%	5,4%	6,7%	
2023	4.688	5.087	5.458		3,5%	5,0%	6,4%	
2024	4.843	5.335	5.802		3,3%	4,9%	6,3%	
2025	5.021	5.614	6.190		3,7%	5,2%	6,7%	
2026	5.203	5.899	6.596		3,6%	5,1%	6,6%	
2027	5.387	6.196	7.030		3,5%	5,0%	6,6%	
Crec. 2018-2027	3,87%	5,50%	6,99%					

Tabla No. 3-33: Proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

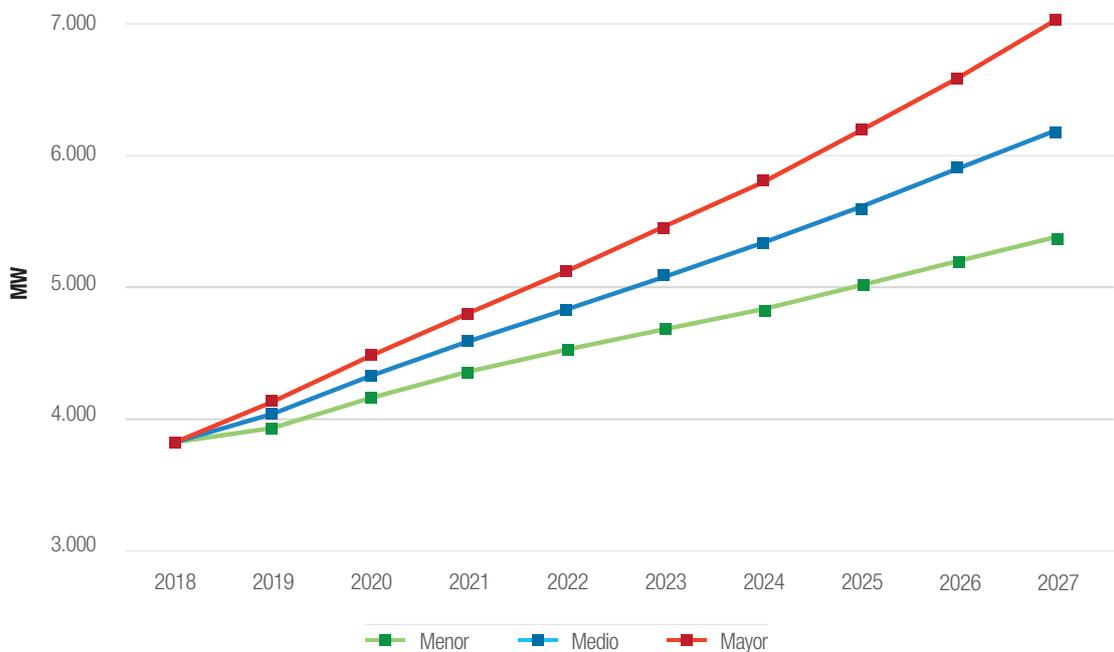


Figura No. 3-32: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en barras de subestación de entrega.

3.4.6.2 Proyección de la demanda en bornes de generación del S.N.I

A partir del 2018, se observa un incremento en los resultados de la proyección de demanda de energía y potencia en bornes de generación, este comportamiento obedece a la incorporación de

importantes cargas singulares proyectadas: en especial el sector petrolero, sector camaronero y otras industrias privadas que se describen en las Tablas Nro. 3-20 (potencia) y 3-22 (energía).

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3								
Año	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	Crecimiento				Crecimiento	Menor	Medio	Mayor
	Menor	Medio	Mayor					
2018	24.062	24.062	24.062	4,81%				
2019	25.936	26.675	27.308		7,8%	10,9%	13,5%	
2020	28.878	30.040	31.078		11,3%	12,6%	13,8%	
2021	31.394	33.023	34.523		8,7%	9,9%	11,1%	
2022	33.090	35.255	37.291		5,4%	6,8%	8,0%	
2023	38.055	40.807	43.452		15,0%	15,7%	16,5%	
2024	43.227	46.622	49.957		13,6%	14,2%	15,0%	
2025	45.387	49.485	53.600		5,0%	6,1%	7,3%	
2026	47.822	52.652	57.643		5,4%	6,4%	7,5%	
2027	50.324	55.951	61.932		5,2%	6,3%	7,4%	
Crec. 2018-2027	8,54%	9,83%	11,08%					

Tabla Nro. 3-34: Proyección de la demanda de energía en bornes de generación.

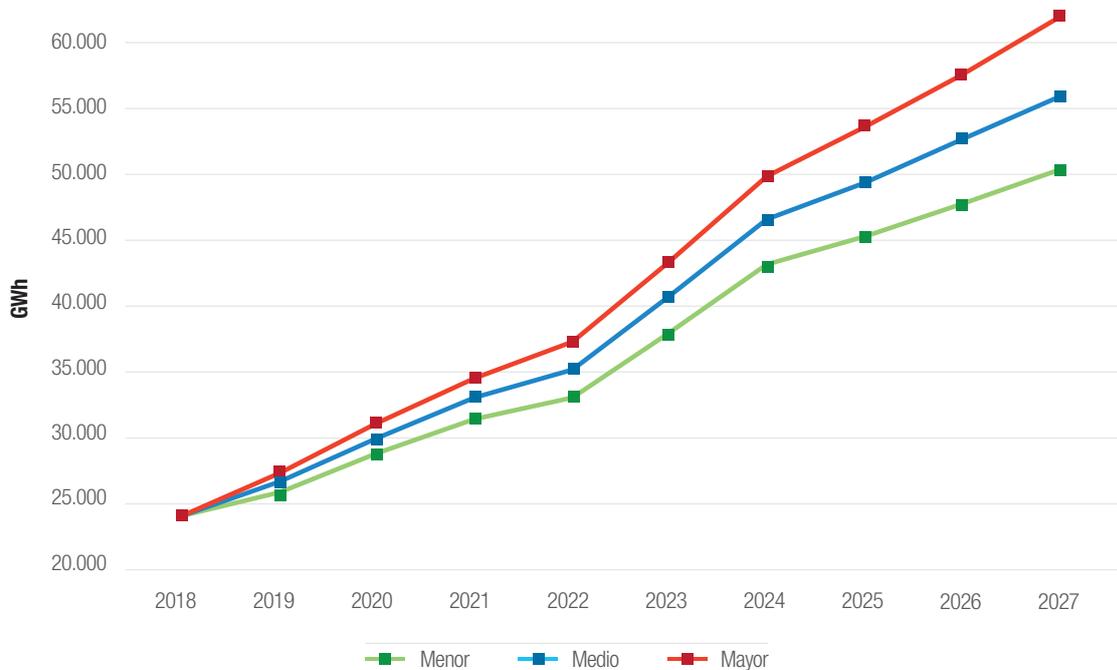


Figura Nro. 3-33: Sensibilidad de la proyección de la demanda de energía en bornes de generación

PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI - HIPÓTESIS No. 3							
Año	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			Histórico	TASAS DE CRECIMIENTO (%)		
	Crecimiento				Crecimiento		
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor
2018	3.933	3.933	3.933	3,99%			
2019	4.185	4.295	4.385		6,4%	9,2%	11,5%
2020	4.785	4.958	5.108		14,3%	15,4%	16,5%
2021	5.103	5.346	5.562		6,7%	7,8%	8,9%
2022	5.338	5.661	5.954		4,6%	5,9%	7,0%
2023	6.399	6.809	7.189		19,9%	20,3%	20,7%
2024	6.543	7.047	7.526		2,2%	3,5%	4,7%
2025	6.925	7.533	8.123		5,8%	6,9%	7,9%
2026	7.228	7.943	8.657		4,4%	5,4%	6,6%
2027	7.562	8.392	9.247		4,6%	5,7%	6,8%
Crec. 2018-2027	7,53%	8,78%	9,96%				

Tabla No. 3-35: Proyección de la demanda de potencia en bornes de generación

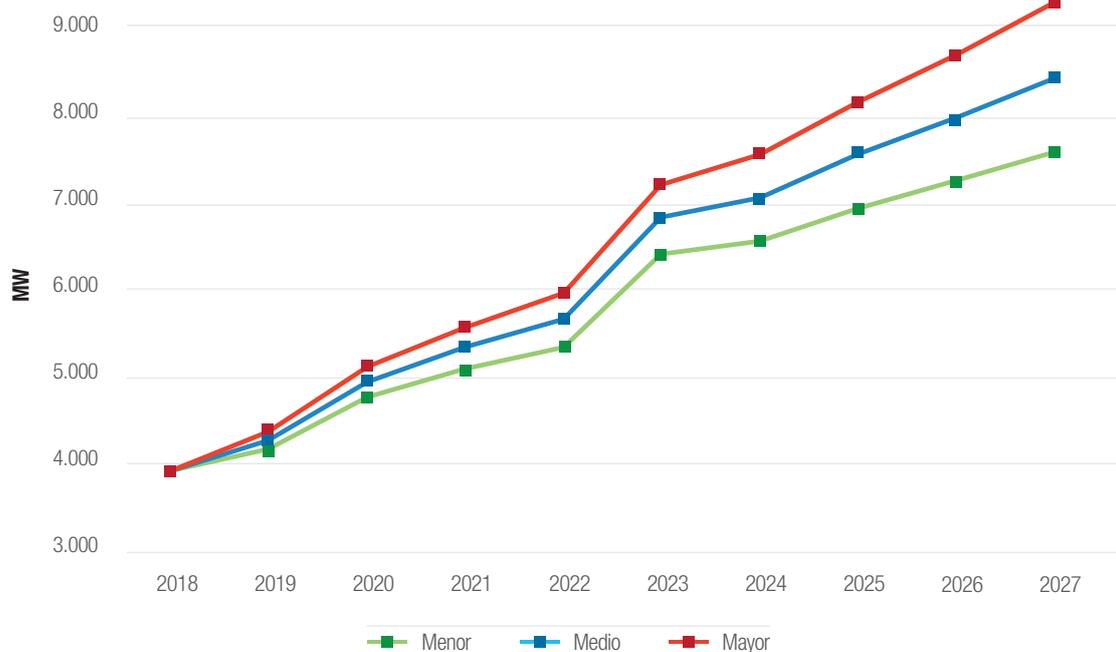


Figura No. 3-34: Sensibilidad de la proyección de la demanda de potencia en bornes de generación.

Finalmente, durante el periodo 2018 – 2027; en bornes de generación se presenta crecimientos promedio anuales de 9,83% y

8,78% en energía y en potencia respectivamente, lo cual es atribuible principalmente a los requerimientos de las Industrias Básicas.

3.5 Estudio de la demanda eléctrica del Sistema Galápagos

3.5.1 Información general

Las Islas Galápagos se localizan a 972 kilómetros al oeste de la costa ecuatoriana, en el océano Pacífico, su superficie territorial es de 8.010 km² y está integrada por los cantones: Isabela, San Cristóbal y Santa Cruz. La capital de la provincia es Puerto Baquerizo Moreno (en la isla San Cristóbal).

Las Islas Galápagos fueron declaradas por la Unesco como Patrimonio Natural de la Humanidad en 1978 y como Reserva de la Biosfera en 1985 (INOCAR, 2011), en reconocimiento a su valor universal excepcional, por su peculiar belleza natural, por sus singulares procesos geológicos y geomorfológicos y, por su extraordinaria

diversidad biológica, al ser hábitat de un gran número de especies tanto: animales, como vegetales que no existen en ningún otro lugar del mundo.

En la provincia de Galápagos habitan 25.244 personas¹¹, el 83% se ubica en el área urbana y el 17% en el área rural. La tasa¹² anual de crecimiento poblacional es del 1,8%.

En lo referente al servicio público de energía eléctrica, la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos -ELECGALAPAGOS- a diciembre 2018 suministró alrededor de 51.132 MWh de electricidad, para dotar del servicio a más de 12.484 usuarios.

A continuación en la Tabla Nro. 3-36 se presenta la demanda energía por sectores, en la cual se puede apreciar que el sector comercial tiene la mayor participación con 20.128 MWh alcanzando un 39,36% y un total de 2.015 usuarios, seguido del sector residencial con 19.967 MWh que corresponde al 39,05% y 9.729 usuarios; luego se encuentra el sector otros con 8.687 MWh correspondiente al 16,99% y con 512 usuarios, los sector industrial y alumbrado público con 2.350 MWh que corresponde al 4,60 % y un total de 228 usuarios. El grupo de otros consumos tiene grandes clientes en la tarifa bombeo de agua, entidades oficiales.

Año 2018			
Sector	Demanda de Energía MWh	Demanda de Energía (%)	Usuarios
Residencial	19.967	39,05	9.729
Comercial	20.128	39,36	2.015
Industrial	465	0,91	185
Alumbrado Público	1.885	3,69	43
Otros	8.687	16,99	512
TOTAL	51.132	100	12.484

Tabla Nro. 3-36: Demanda de Energía año 2018 y número de usuarios.

A continuación en la Figura Nro. 3-35, se presenta la evolución de la demanda de energía en MWh en el periodo 1999 al 2018 por sectores de consumo.

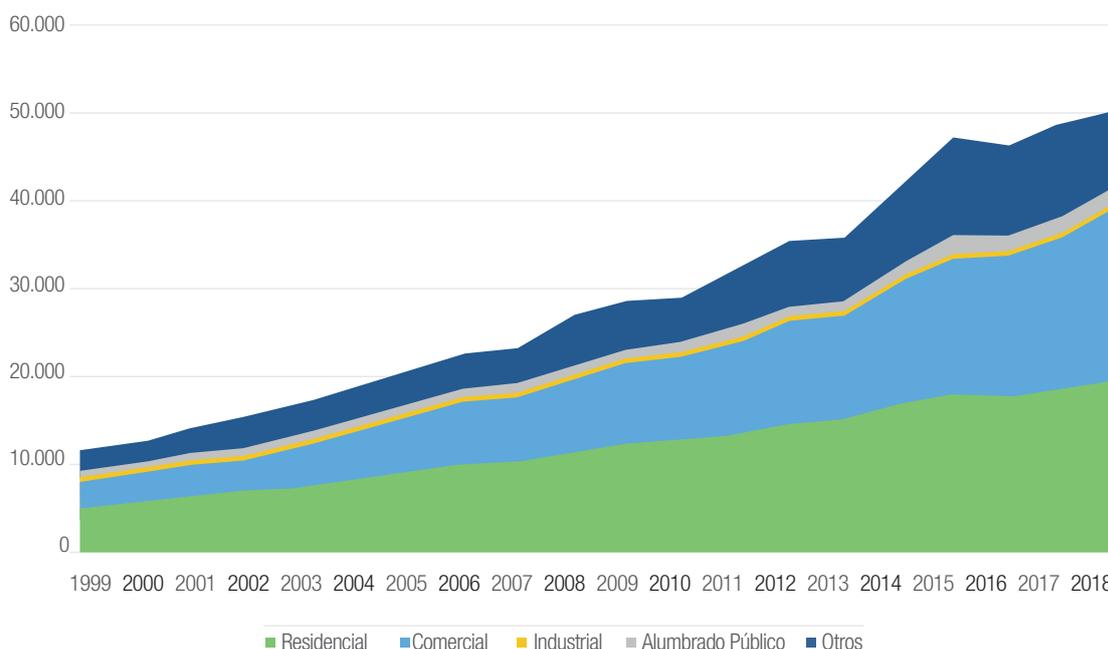


Figura Nro. 3-35: Evolución histórica de la demanda de energía (MWh), en la provincia de Galápagos¹³.

3.5.1.1 Estudio de la demanda eléctrica

ELECGALAPAGOS, con la finalidad de obtener La proyección de la demanda eléctrica considera un análisis multivariable, involucrando las variables que tienen una mayor correlación con respecto a los

valores históricos de la demanda de energía, siendo estas: número de clientes, población, temperatura y turistas.

11. Estadísticas INEC, 2015.
12. Estadísticas INEC, 2015.
13. ELECGALAPAGOS S.A.

Este modelo matemático está definido de forma general por:

$$Y_{t+1} = a_1X_1 + a_2X_2 + \dots + a_nX_n + k$$

Y_{t+1} = valor estimado de la demanda eléctrica en el tiempo futuro.

a_n = Factor de multiplicación (ponderación)

X_n = variables independientes

k = Constante

En este estudio se consideraron los siguientes criterios para la proyección:

- La variable de ingreso de turistas, la cual está restringida por el Parque Nacional Galápagos a un máximo de 250.000 personas por año.
- El crecimiento de la demanda por el ingreso de vehículos eléctricos con una capacidad máxima de 2MW, que representarían 425 vehículos
- Nuevos proyectos con cargas especiales: plantas de reciclaje (50kVA) y centro de faenamiento (30kVA) en la isla Isabela; planta de reciclaje (30kVA) en la isla Floreana.

En las figura Nro. 3-36 y figura Nro. 3-37 se presenta la demanda de energía y de potencia respectivamente para la provincia de Galápagos hasta el año 2027, con valores de 100.068 MWh y 17,6MW

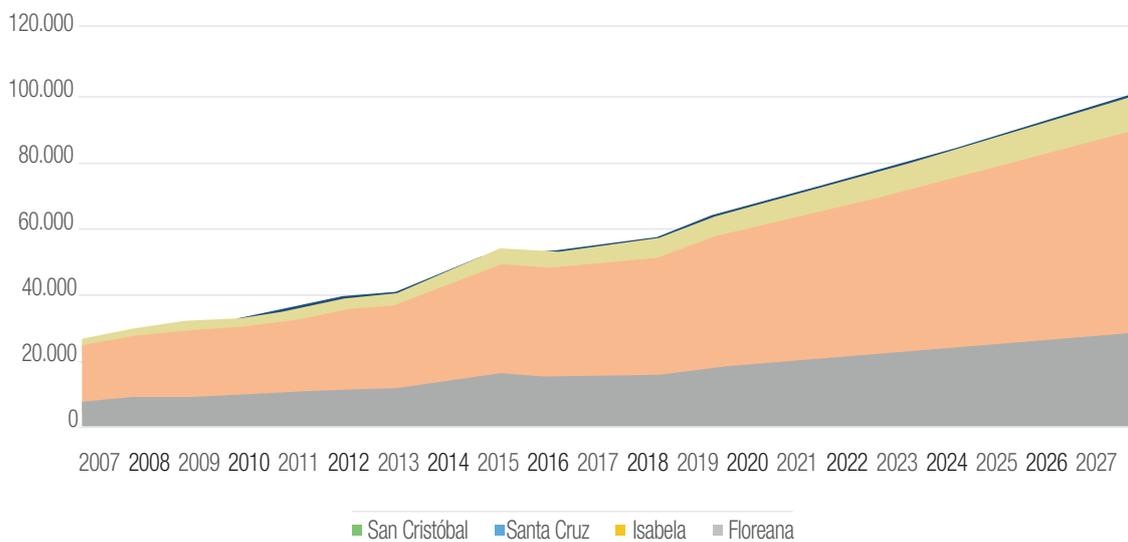


Figura Nro. 3-36: Proyección de la demanda de energía (MWh) en la provincia de Galápagos¹⁴.

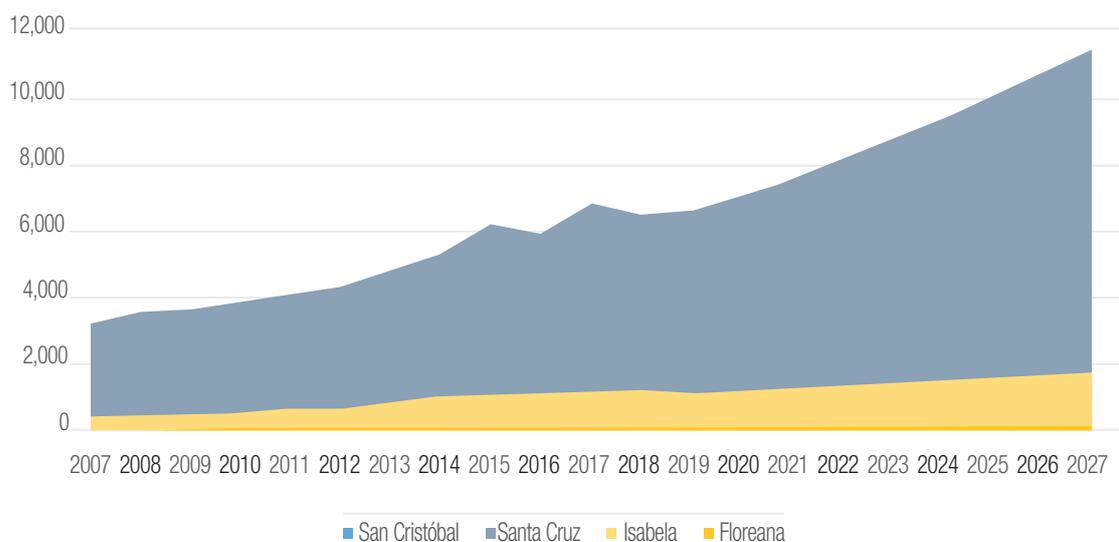


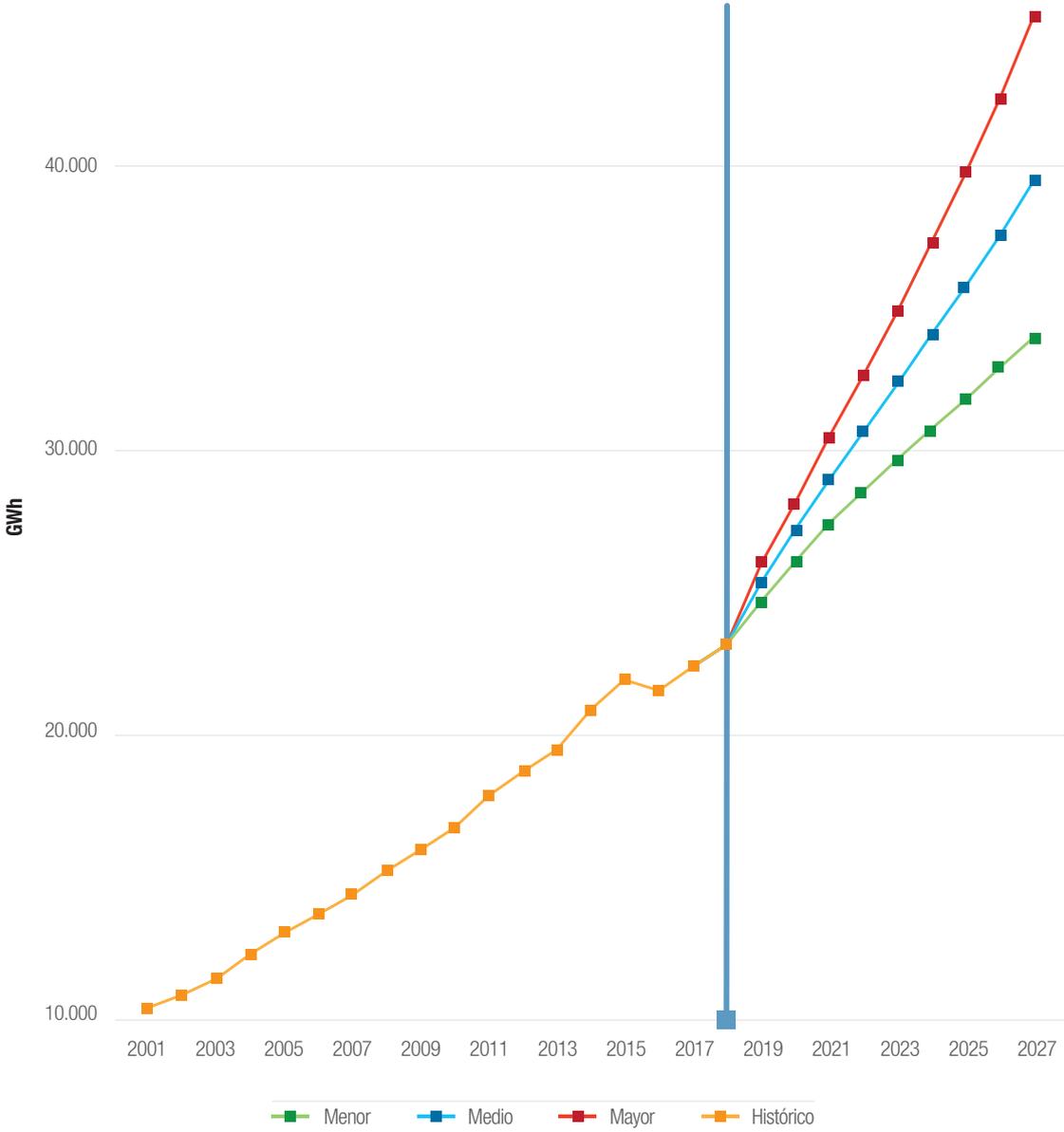
Figura Nro. 3-37: Proyección de la demanda de potencia (MW) en la provincia de Galápagos¹⁵.

14. ELECGALAPAGOS S.A.
15. ELECGALAPAGOS S.A.

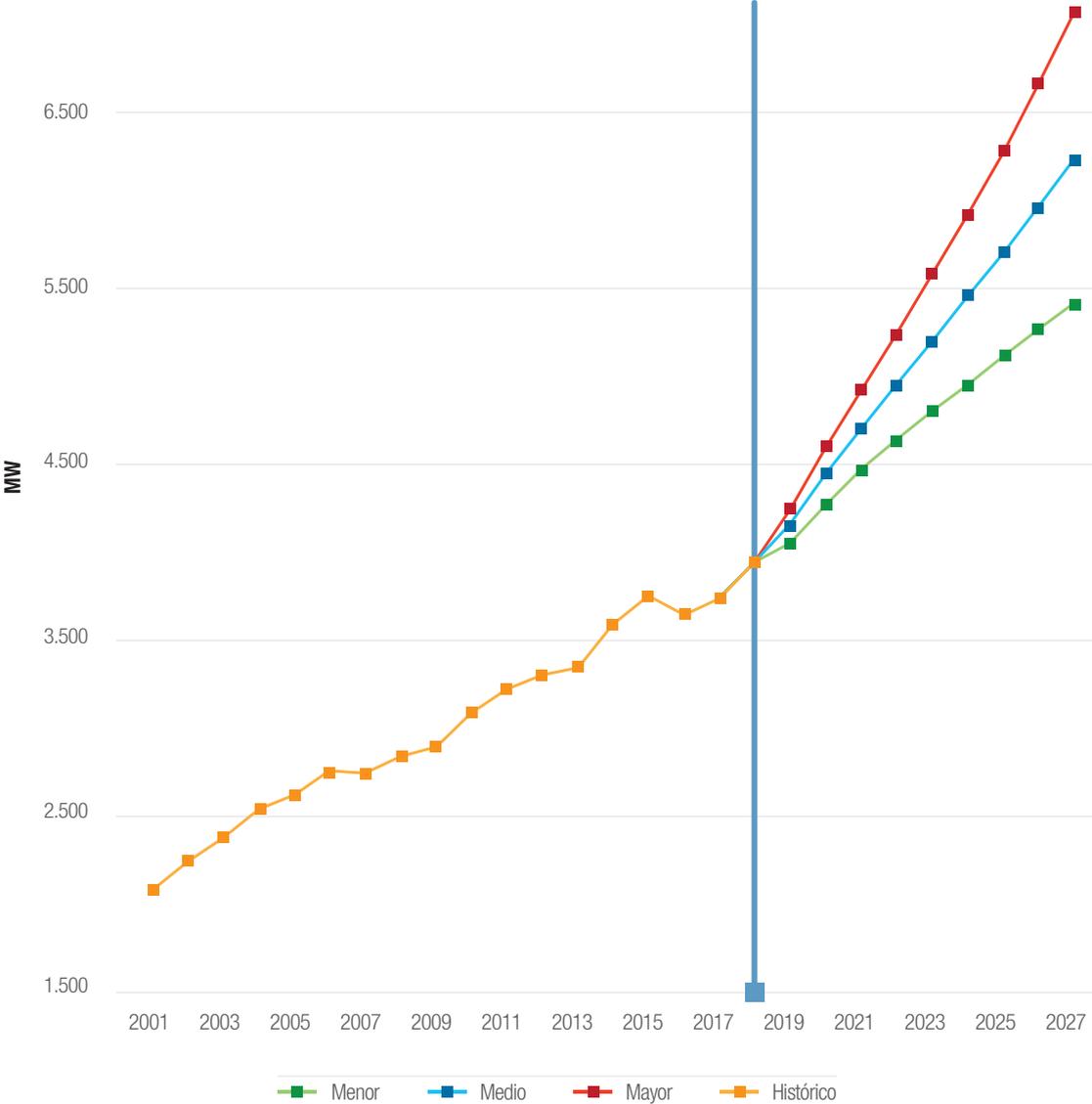
3.6 Anexos

3.6.1 Previsión de la demanda

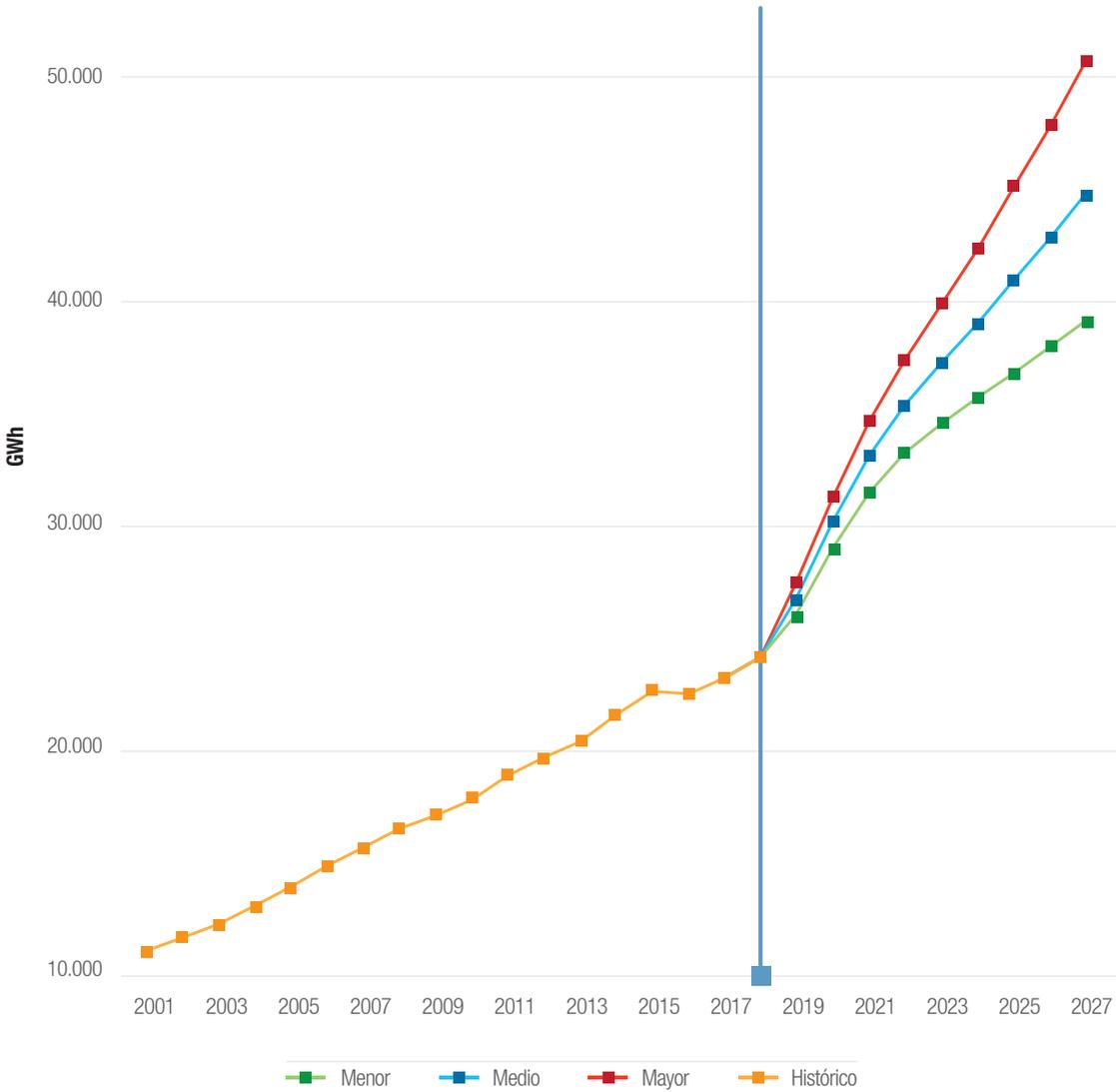
ANEXO 3.1								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI HIPÓTESIS No. 2								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.463				6,0
2002				10.899				4,2
2003				11.506				5,6
2004				12.306				7,0
2005				13.057				6,1
2006				13.791				5,6
2007				14.428				4,6
2008				15.260				5,8
2009				15.979				4,7
2010				16.824				5,3
2011				17.883				6,3
2012				18.721				4,7
2013				19.538				4,4
2014				20.928				7,1
2015				21.995				5,1
2016				21.555				-2,0
2017				22.452				4,2
2018				23.241				3,5
2019	24.680	25.395	26.007		6,2	9,3	11,9	
2020	26.119	27.244	28.248		5,8	7,3	8,6	
2021	27.444	29.020	30.472		5,1	6,5	7,9	
2022	28.617	30.712	32.682		4,3	5,8	7,3	
2023	29.717	32.380	34.940		3,8	5,4	6,9	
2024	30.791	34.076	37.304		3,6	5,2	6,8	
2025	31.832	35.798	39.782		3,4	5,1	6,6	
2026	32.899	37.575	42.407		3,4	5,0	6,6	
2027	33.985	39.433	45.224		3,3	4,9	6,6	
Crec. 2018-2027	4,31%	6,05%	7,68%					



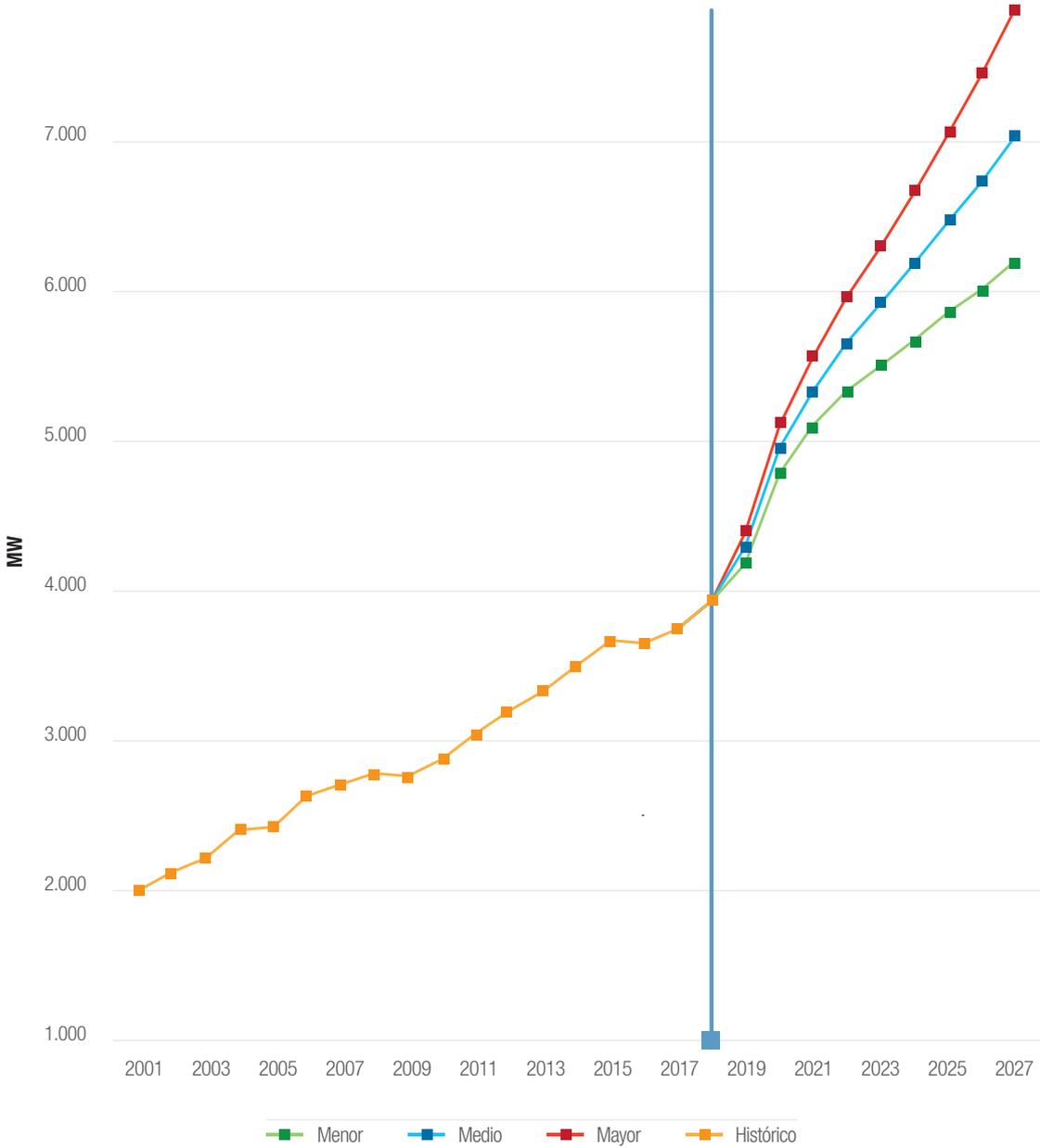
ANEXO 3.2								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI HIPÓTESIS No. 2								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				6,3
2003				2.264				5,0
2004				2.436				7,0
2005				2.519				6,2
2006				2.648				6,7
2007				2.630				5,2
2008				2.728				5,6
2009				2.792				3,4
2010				2.977				4,2
2011				3.112				6,0
2012				3.196				4,8
2013				3.240				3,7
2014				3.484				5,9
2015				3.646				4,8
2016				3.532				-0,6
2017				3.635				3,0
2018				3.827				4,5
2019	3.938	4.045	4.134		2,9	5,7	8,0	
2020	4.164	4.333	4.479		5,7	7,1	8,4	
2021	4.358	4.595	4.806		4,7	6,0	7,3	
2022	4.528	4.842	5.128		3,9	5,4	6,7	
2023	4.688	5.087	5.458		3,5	5,0	6,4	
2024	4.843	5.335	5.802		3,3	4,9	6,3	
2025	4.994	5.587	6.163		3,1	4,7	6,2	
2026	5.149	5.845	6.543		3,1	4,6	6,2	
2027	5.306	6.115	6.949		3,0	4,6	6,2	
Crec. 2018-2027	3,70%	5,34%	6,85%					



ANEXO 3.3								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI HIPÓTESIS No. 2								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.859				6,0
2002				11.541				6,3
2003				12.115				5,0
2004				12.960				7,0
2005				13.769				6,2
2006				14.689				6,7
2007				15.457				5,2
2008				16.315				5,6
2009				16.877				3,4
2010				17.594				4,2
2011				18.645				6,0
2012				19.547				4,8
2013				20.269				3,7
2014				21.461				5,9
2015				22.481				4,8
2016				22.355				-0,6
2017				23.031				3,0
2018				24.062				4,5
2019	25.936	26.675	27.308		7,8	10,9	13,5	
2020	28.878	30.040	31.078		11,3	12,6	13,8	
2021	31.394	33.023	34.523		8,7	9,9	11,1	
2022	33.090	35.255	37.291		5,4	6,8	8,0	
2023	34.396	37.148	39.793		3,9	5,4	6,7	
2024	35.581	38.976	42.311		3,4	4,9	6,3	
2025	36.740	40.837	44.953		3,3	4,8	6,2	
2026	37.894	42.723	47.715		3,1	4,6	6,1	
2027	39.088	44.715	50.696		3,2	4,7	6,2	
Crec. 2018-2027	5,54%	7,13%	8,63%					



ANEXO 3.4								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI HIPÓTESIS No. 2								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013				3.332				3,9
2014				3.503				5,1
2015				3.670				4,8
2016				3.653				-0,5
2017				3.746				2,6
2018				3.933				5,0
2019	4.185	4.295	4.385		6,4	9,2	11,5	
2020	4.785	4.958	5.108		14,3	15,4	16,5	
2021	5.103	5.346	5.562		6,7	7,8	8,9	
2022	5.338	5.661	5.954		4,6	5,9	7,0	
2023	5.514	5.924	6.304		3,3	4,7	5,9	
2024	5.681	6.186	6.665		3,0	4,4	5,7	
2025	5.860	6.468	7.058		3,1	4,6	5,9	
2026	6.024	6.739	7.453		2,8	4,2	5,6	
2027	6.199	7.028	7.883		2,9	4,3	5,8	
Crec. 2018-2027	5,18%	6,66%	8,03%					

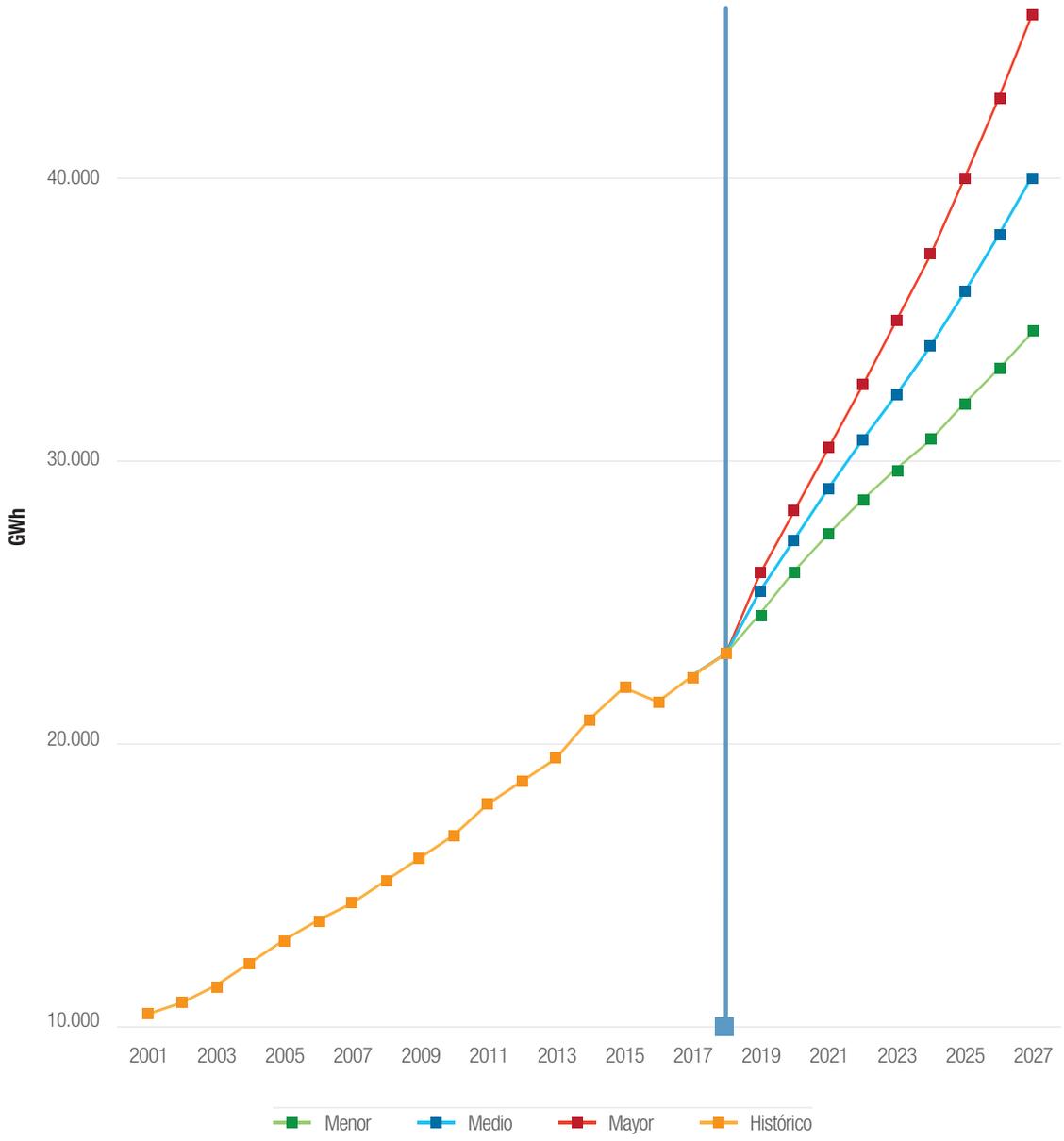


ANEXO 3.5										
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL S.N.I. CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 2										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	96	101	105	109	113	118	122	126	129	133
CNEL-EI Oro	1.214	1.299	1.416	1.553	1.676	1.792	1.903	1.994	2.084	2.175
CNEL-Esmeraldas	611	683	730	780	829	877	923	962	1.000	1.040
CNEL-Guayaquil	5.516	6.043	6.422	6.784	7.171	7.584	8.015	8.418	8.842	9.291
CNEL-Guayas Los Ríos	2.161	2.293	2.427	2.570	2.716	2.864	3.016	3.152	3.291	3.439
CNEL-Los Ríos	469	493	517	541	567	593	620	643	667	692
CNEL-Manabí	1.973	2.069	2.181	2.307	2.443	2.560	2.672	2.769	2.868	2.973
CNEL-Milagro	706	747	810	877	942	1.005	1.065	1.115	1.163	1.214
CNEL-Sta. Elena	767	808	898	990	1.075	1.144	1.206	1.257	1.306	1.357
CNEL-Sto. Domingo	659	689	729	771	812	854	897	1.133	1.366	1.601
CNEL-Sucumbíos	417	445	470	496	524	552	582	610	638	669
E.E. Ambato	691	733	768	805	844	885	928	968	1.009	1.053
E.E. Azogues	79	125	134	143	152	162	171	180	189	198
E.E. Centro Sur	1.101	1.286	1.467	1.598	1.677	1.757	1.839	1.914	1.993	2.077
E.E. Cotopaxi	630	729	776	825	877	933	991	1.046	1.105	1.168
E.E. Norte	609	752	793	801	846	892	941	986	1.032	1.082
E.E. Quito	4.774	5.054	5.463	5.887	6.218	6.526	6.853	7.153	7.477	7.813
E.E. Riobamba	398	650	725	753	782	812	840	863	886	911
E.E. Sur	370	396	413	432	450	470	490	509	528	548
ENERGÍA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I.	23.241	25.395	27.244	29.020	30.712	32.380	34.076	35.798	37.575	39.433

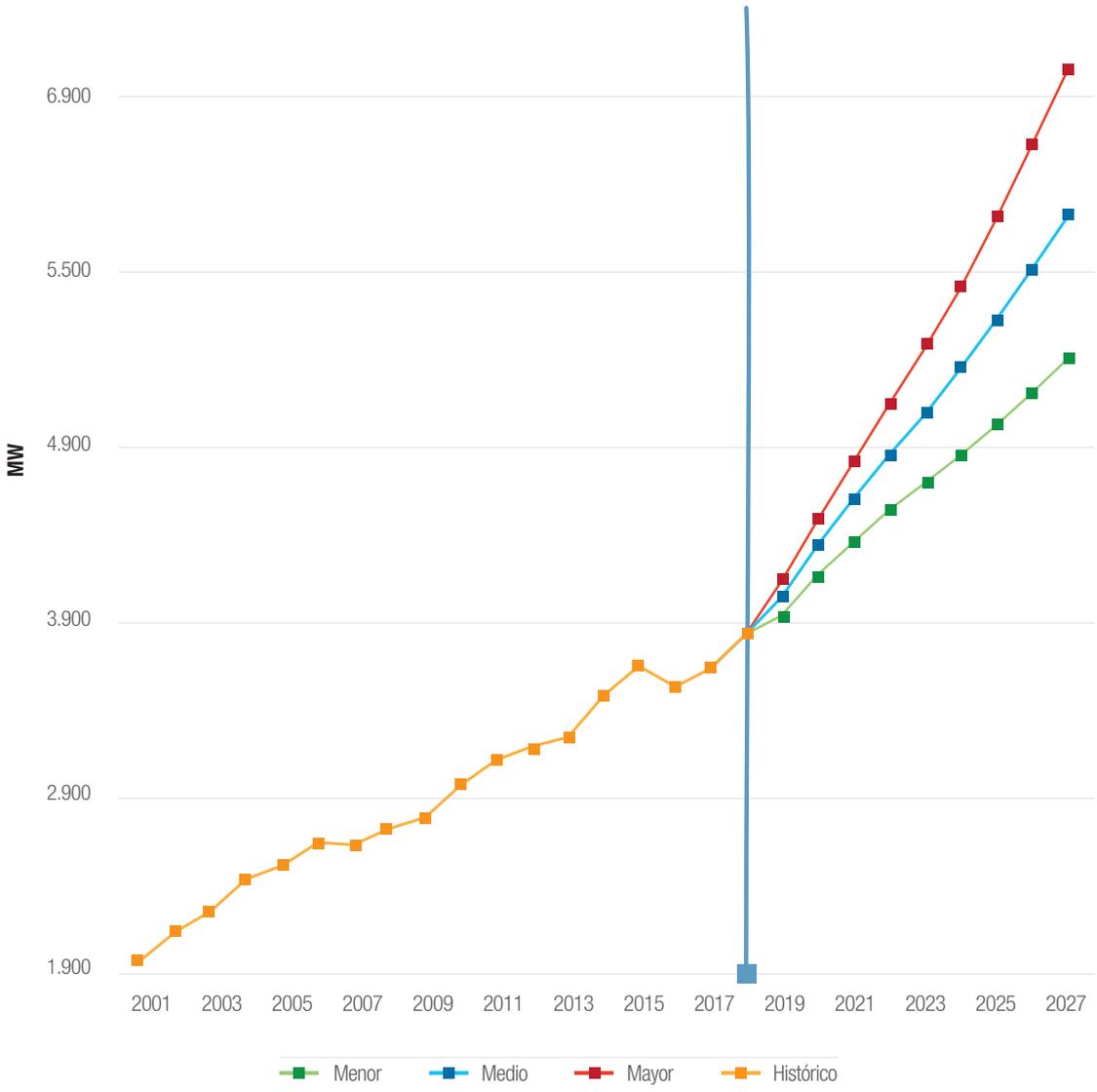
ANEXO 3.6										
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 2										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE POTENCIA (MW)									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	19	20	21	22	23	23	24	24	25	25
CNEL-El Oro	197	202	210	229	246	261	276	288	301	313
CNEL-Esmeraldas	94	97	103	110	115	121	127	131	136	141
CNEL-Guayaquil	916	967	1.037	1.096	1.157	1.222	1.291	1.355	1.423	1.494
CNEL-Guayas Los Ríos	367	368	389	409	429	448	468	486	504	522
CNEL-Los Ríos	82	81	83	87	90	94	97	100	103	107
CNEL-Manabí	302	311	326	341	357	370	383	394	405	416
CNEL-Milagro	149	156	167	169	179	190	199	208	216	224
CNEL-Sta. Elena	114	129	144	158	170	180	190	197	204	212
CNEL-Sto. Domingo	106	111	118	125	131	137	143	176	208	240
CNEL-Sucumbíos	92	93	97	101	105	109	113	116	120	123
E.E. Ambato	120	130	138	144	151	158	165	171	178	186
E.E. Azogues	13	16	17	18	19	20	21	22	23	24
E.E. Centro Sur	182	184	205	221	231	241	251	261	271	282
E.E. Cotopaxi	95	108	115	123	130	138	146	153	161	169
E.E. Norte	99	118	125	129	136	143	151	158	165	173
E.E. Quito	743	781	848	919	971	1.019	1.070	1.118	1.170	1.223
E.E. Riobamba	72	105	116	122	127	132	137	141	144	149
E.E. Sur	65	68	71	74	77	80	83	86	89	91
POTENCIA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I.	3.827	4.045	4.333	4.595	4.842	5.087	5.335	5.587	5.845	6.115

ANEXO 3.7											
DESAGREGACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 2											
TIPO	GRUPO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TENDENCIAL	RESIDENCIAL	7.400	7.894	8.176	8.463	8.755	9.053	9.355	9.665	9.960	10.256
TENDENCIAL	COMERCIAL	3.832	4.069	4.303	4.551	4.811	5.086	5.376	5.681	6.001	6.339
TENDENCIAL	INDUSTRIAL	8.509	8.003	8.094	8.365	8.834	9.460	10.186	11.018	11.929	12.924
TENDENCIAL	ALUMB. PÚBLICO	1.310	1.263	1.287	1.310	1.332	1.355	1.377	1.400	1.422	1.443
EFICIENCIA ENERGÉTICA	RESIDENCIAL	5	5	12	21	26	38	51	60	69	78
EFICIENCIA ENERGÉTICA	COMERCIAL	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-3
EFICIENCIA ENERGÉTICA	INDUSTRIAL	-6	-9	-10	-12	-15	-18	-21	-24	-27	-28
EFICIENCIA ENERGÉTICA	ALUMB. PÚBLICO	-4	-8	-10	-13	-14	-14	-15	-17	-18	-19
COCCIÓN EFICIENTE	RESIDENCIAL	15	52	91	122	154	186	207	215	219	224
CARGAS SINGULARES	INDUSTRIAL	373	665	1.211	1.625	1.893	2.060	2.187	2.271	2.346	2.411
Energía no ingresada al MEM	DISTRIBUCIÓN	33	35	40	43	45	49	53	56	59	63
Energía de las cargas singulares	TRANSMISIÓN	244	411	1.820	2.933	3.404	3.571	3.648	3.732	3.785	3.859
Pérdidas Técnicas/ No técnicas Distribución	DISTRIBUCIÓN	1.347	2.372	3.080	3.811	4.177	4.306	4.359	4.422	4.455	4.505
Pérdidas SNI	SNI.	1.004	1.924	1.948	1.805	1.851	2.018	2.216	2.361	2.525	2.663
TOTAL		24.062	26.675	30.040	33.023	35.255	37.148	38.976	40.837	42.723	44.715

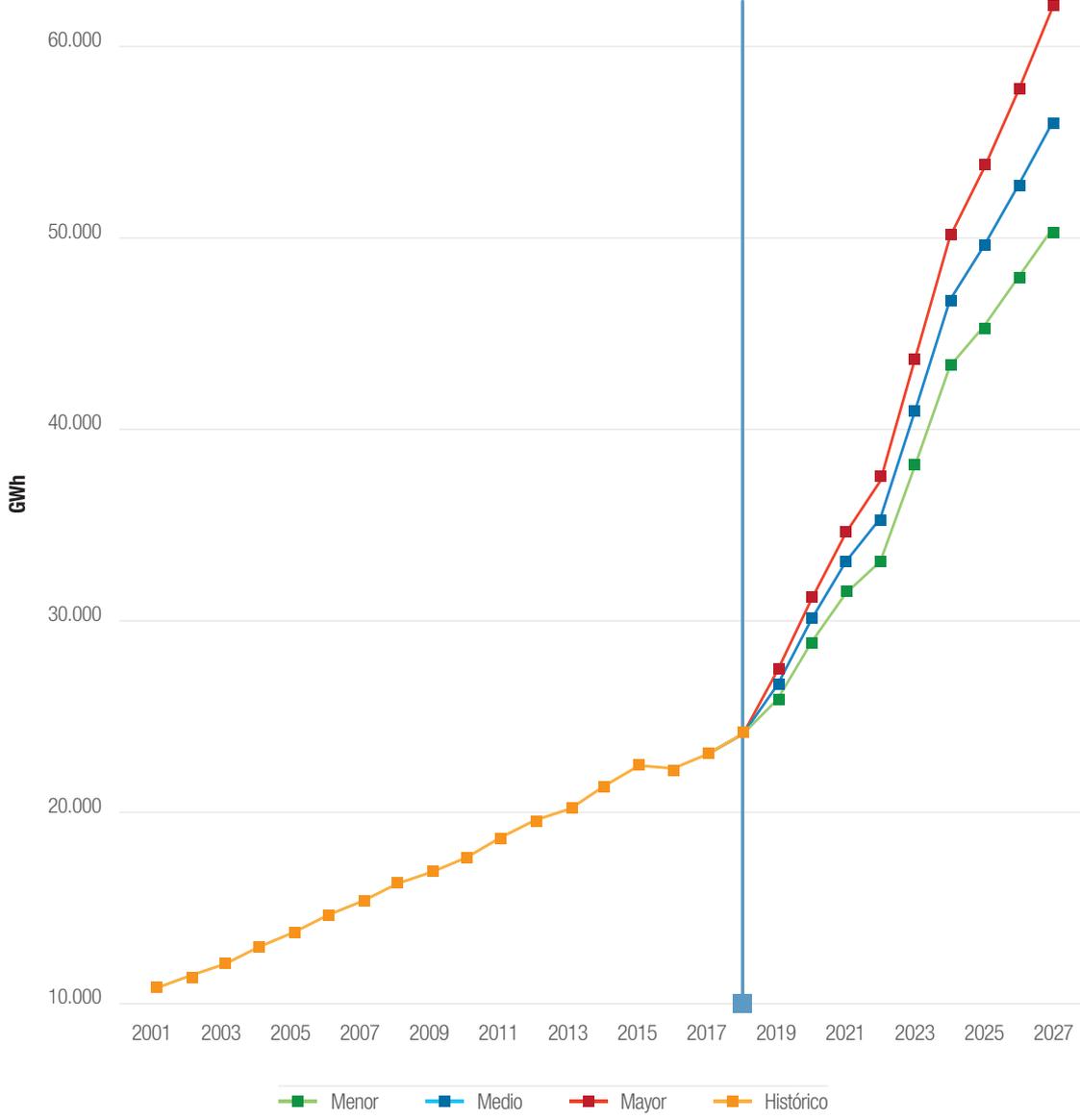
ANEXO 3.8								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.463				6,0
2002				10.899				4,2
2003				11.506				5,6
2004				12.306				7,0
2005				13.057				6,1
2006				13.791				5,6
2007				14.428				4,6
2008				15.260				5,8
2009				15.979				4,7
2010				16.824				5,3
2011				17.883				6,3
2012				18.721				4,7
2013				19.538				4,4
2014				20.928				7,1
2015				21.995				5,1
2016				21.555				-2,0
2017				22.452				4,2
2018				23.241				3,5
2019	24.680	25.395	26.007		6,2	9,3	11,9	
2020	26.119	27.244	28.248		5,8	7,3	8,6	
2021	27.444	29.020	30.472		5,1	6,5	7,9	
2022	28.617	30.712	32.682		4,3	5,8	7,3	
2023	29.717	32.380	34.940		3,8	5,4	6,9	
2024	30.791	34.076	37.304		3,6	5,2	6,8	
2025	32.031	35.997	39.981		4,0	5,6	7,2	
2026	33.296	37.971	42.804		4,0	5,5	7,1	
2027	34.580	40.028	45.819		3,9	5,4	7,0	
Crec. 2018-2027	4,51%	6,23%	7,83%					



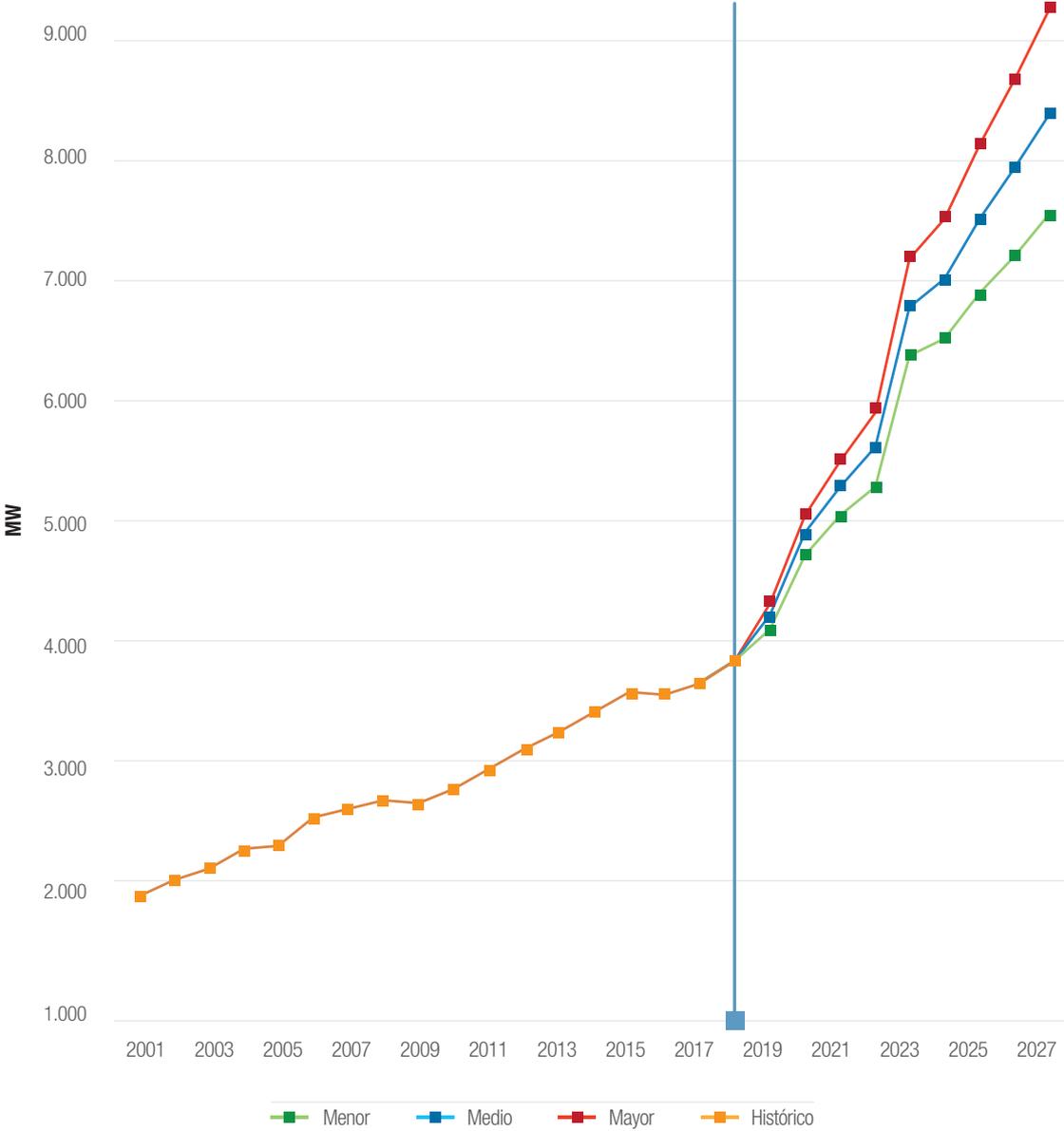
ANEXO 3.9								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BARRAS DE SUBESTACIONES DE ENTREGA DEL SNI HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				1.976				6,0
2002				2.136				8,1
2003				2.264				6,0
2004				2.436				7,6
2005				2.519				3,4
2006				2.648				5,1
2007				2.630				-0,7
2008				2.728				3,7
2009				2.792				2,4
2010				2.977				6,6
2011				3.112				4,5
2012				3.196				2,7
2013				3.240				1,4
2014				3.484				7,5
2015				3.646				4,7
2016				3.532				-3,1
2017				3.635				2,9
2018				3.827				5,3
2019	3.938	4.045	4.134		2,9	5,7	8,0	
2020	4.164	4.333	4.479		5,7	7,1	8,4	
2021	4.358	4.595	4.806		4,7	6,0	7,3	
2022	4.528	4.842	5.128		3,9	5,4	6,7	
2023	4.688	5.087	5.458		3,5	5,0	6,4	
2024	4.843	5.335	5.802		3,3	4,9	6,3	
2025	5.021	5.614	6.190		3,7	5,2	6,7	
2026	5.203	5.899	6.596		3,6	5,1	6,6	
2027	5.387	6.196	7.030		3,5	5,0	6,6	
Crec. 2018-2027	3,87%	5,50%	6,99%					



ANEXO 3.10								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10.859				6,0
2002				11.541				6,3
2003				12.115				5,0
2004				12.960				7,0
2005				13.769				6,2
2006				14.689				6,7
2007				15.457				5,2
2008				16.315				5,6
2009				16.877				3,4
2010				17.594				4,2
2011				18.645				6,0
2012				19.547				4,8
2013				20.269				3,7
2014				21.461				5,9
2015				22.481				4,8
2016				22.355				-0,6
2017				23.031				3,0
2018				24.062				4,5
2019	25.936	26.675	27.308		7,8	10,9	13,5	
2020	28.878	30.040	31.078		11,3	12,6	13,8	
2021	31.394	33.023	34.523		8,7	9,9	11,1	
2022	33.090	35.255	37.291		5,4	6,8	8,0	
2023	38.055	40.807	43.452		15,0	15,7	16,5	
2024	43.227	46.622	49.957		13,6	14,2	15,0	
2025	45.387	49.485	53.600		5,0	6,1	7,3	
2026	47.822	52.652	57.643		5,4	6,4	7,5	
2027	50.324	55.951	61.932		5,2	6,3	7,4	
Crec. 2018-2027	8,54%	9,83%	11,08%					



ANEXO 3.11								
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL SNI HIPÓTESIS No. 3								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012				3.207				5,1
2013				3.332				3,9
2014				3.503				5,1
2015				3.670				4,8
2016				3.653				-0,5
2017				3.746				2,6
2018				3.933				5,0
2019	4.185	4.295	4.385		6,4	9,2	11,5	
2020	4.785	4.958	5.108		14,3	15,4	16,5	
2021	5.103	5.346	5.562		6,7	7,8	8,9	
2022	5.338	5.661	5.954		4,6	5,9	7,0	
2023	6.399	6.809	7.189		19,9	20,3	20,7	
2024	6.543	7.047	7.526		2,2	3,5	4,7	
2025	6.925	7.533	8.123		5,8	6,9	7,9	
2026	7.228	7.943	8.657		4,4	5,4	6,6	
2027	7.562	8.392	9.247		4,6	5,7	6,8	
Crec. 2018-2027	7,53%	8,78%	9,96%					

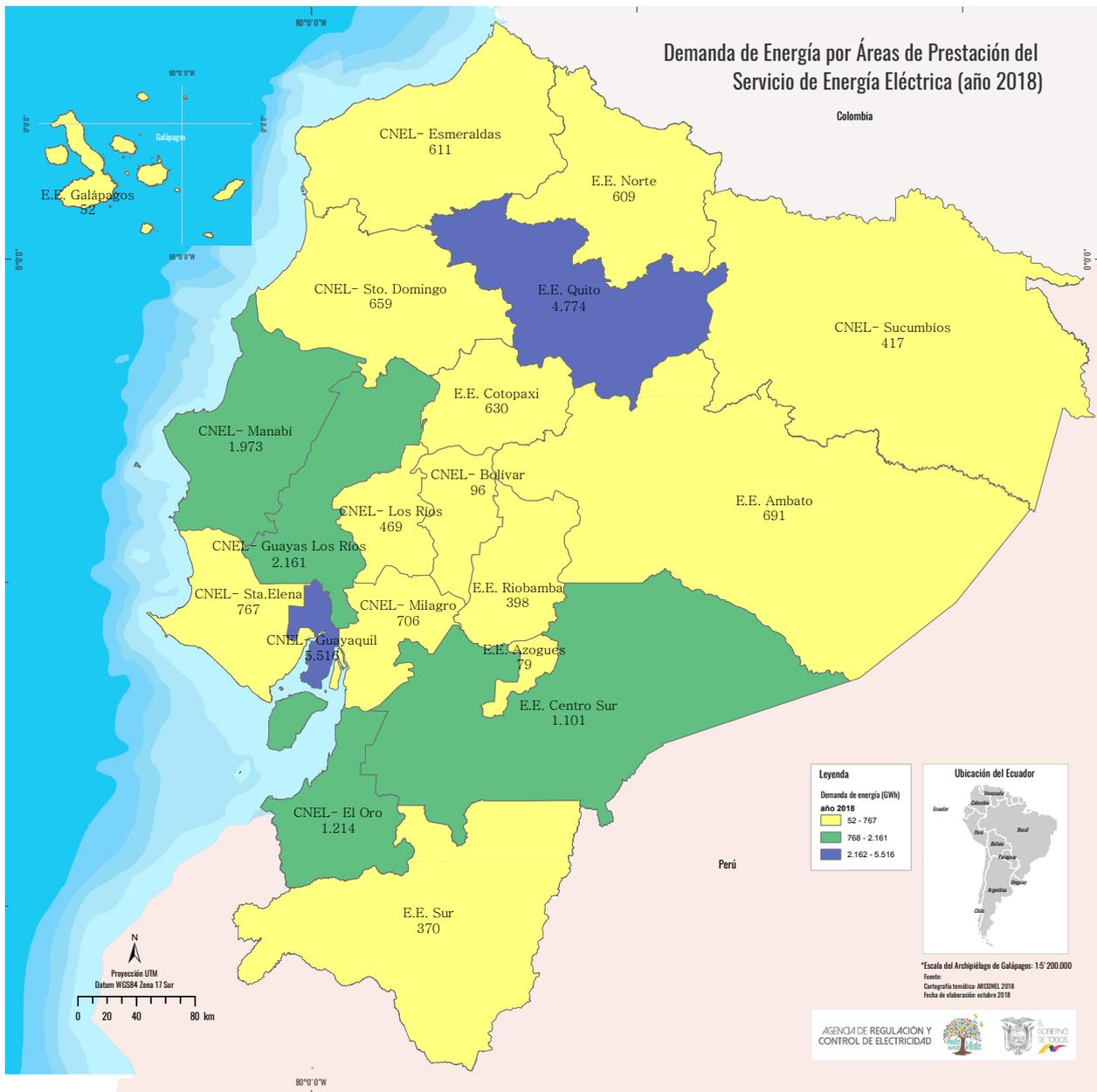


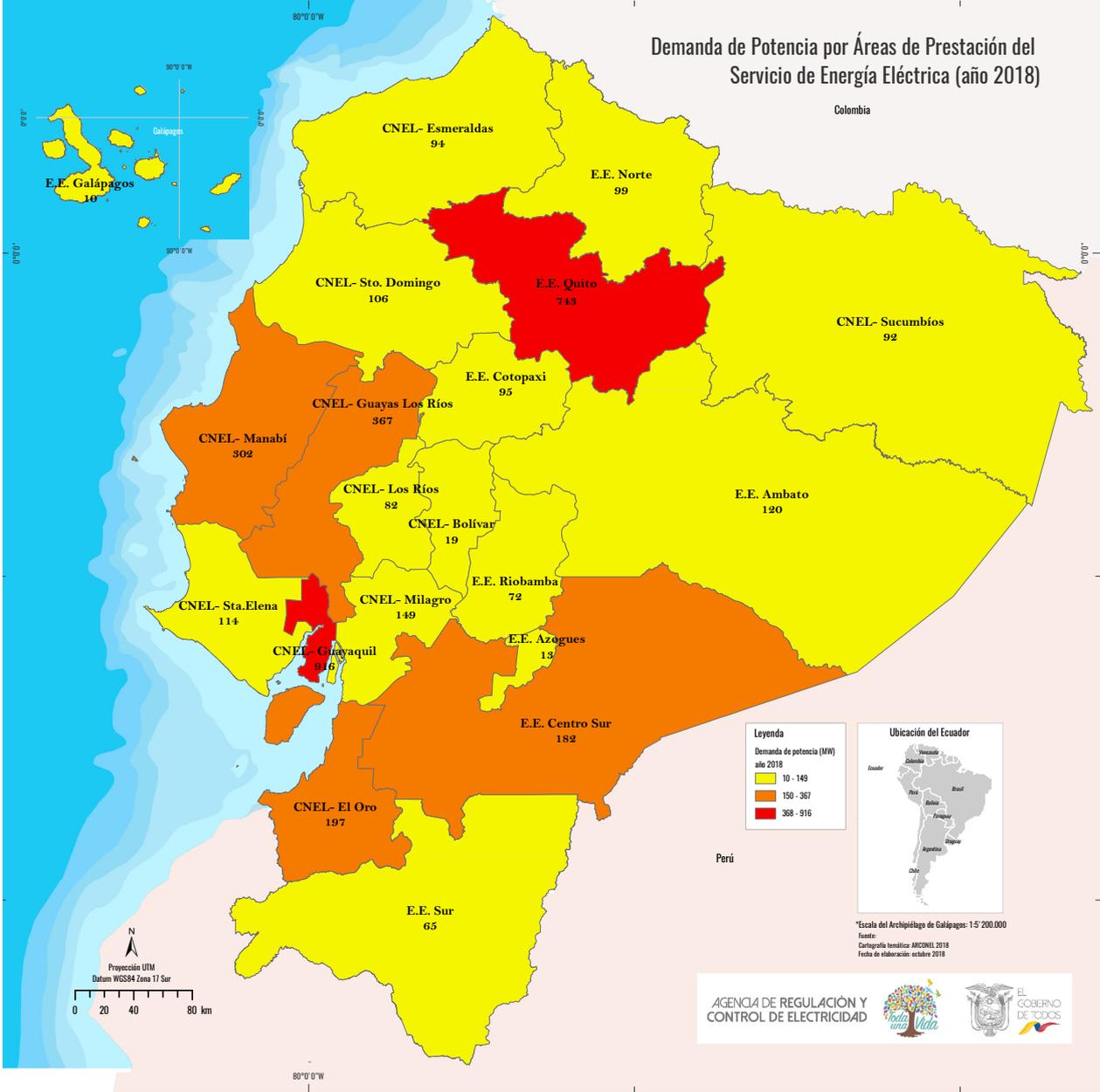
ANEXO 3.12										
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 3										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	96	101	105	109	113	118	122	126	131	135
CNEL-El Oro	1.214	1.299	1.416	1.553	1.676	1.792	1.903	2.005	2.106	2.208
CNEL-Esmeraldas	611	683	730	780	829	877	923	968	1.011	1.056
CNEL-Guayaquil	5.516	6.043	6.422	6.784	7.171	7.584	8.015	8.465	8.935	9.431
CNEL-Guayas Los Ríos	2.161	2.293	2.427	2.570	2.716	2.864	3.016	3.170	3.326	3.491
CNEL-Los Ríos	469	493	517	541	567	593	620	647	674	702
CNEL-Manabí	1.973	2.069	2.181	2.307	2.443	2.560	2.672	2.784	2.898	3.018
CNEL-Milagro	706	747	810	877	942	1.005	1.065	1.122	1.175	1.232
CNEL-Sta. Elena	767	808	898	990	1.075	1.144	1.206	1.264	1.319	1.378
CNEL-Sto. Domingo	659	689	729	771	812	854	897	1.139	1.381	1.625
CNEL-Sucumbíos	417	445	470	496	524	552	582	613	645	679
E.E. Ambato	691	733	768	805	844	885	928	973	1.020	1.069
E.E. Azogues	79	125	134	143	152	162	171	181	191	201
E.E. Centro Sur	1.101	1.286	1.467	1.598	1.677	1.757	1.839	1.925	2.014	2.108
E.E. Cotopaxi	630	729	776	825	877	933	991	1.052	1.117	1.185
E.E. Norte	609	752	793	801	846	892	941	991	1.043	1.099
E.E. Quito	4.774	5.054	5.463	5.887	6.218	6.526	6.853	7.193	7.556	7.931
E.E. Riobamba	398	650	725	753	782	812	840	867	895	925
E.E. Sur	370	396	413	432	450	470	490	512	534	556
ENERGÍA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I.	23.241	25.395	27.244	29.020	30.712	32.380	34.076	35.997	37.971	40.028

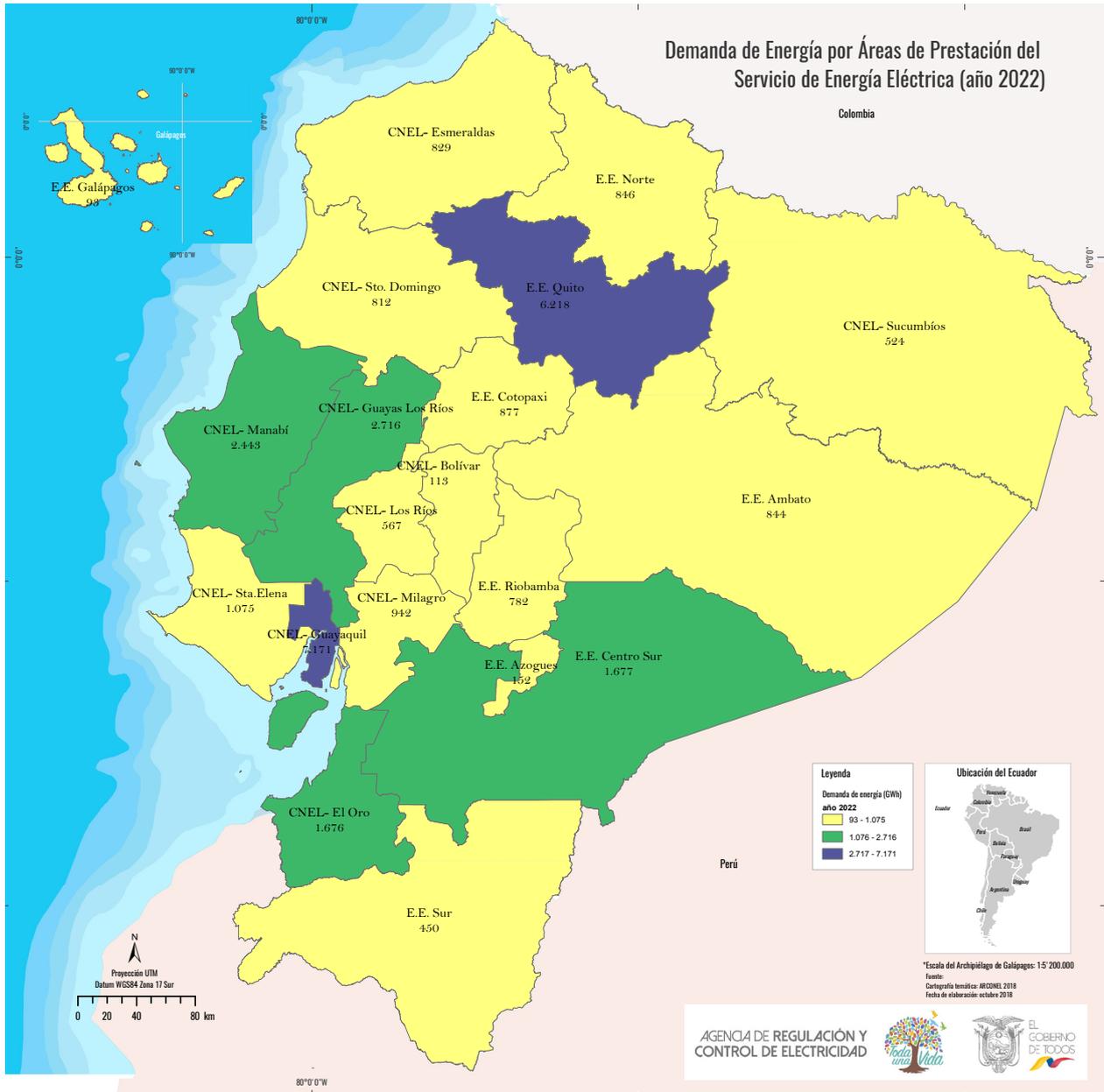
ANEXO 3.13										
PREVISIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA - ÁREAS DE CONCESIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL S.N.I. CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 3										
DISTRIBUIDORA	DEMANDA DE POTENCIA (MW)									
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL-Bolívar	19	21	21	22	23	23	24	25	25	26
CNEL-Ei Oro	197	195	213	231	248	263	278	292	305	319
CNEL-Esmeraldas	94	98	105	111	116	122	128	133	138	143
CNEL-Guayaquil	916	982	1.049	1.106	1.167	1.232	1.300	1.371	1.446	1.524
CNEL-Guayas Los Ríos	367	374	394	413	432	452	472	492	512	533
CNEL-Los Ríos	82	81	84	88	91	95	98	102	105	109
CNEL-Manabí	302	315	330	344	360	373	386	398	411	424
CNEL-Milagro	149	138	149	160	171	181	191	200	209	218
CNEL-Sta. Elena	114	131	145	159	171	182	191	200	208	216
CNEL-Sto. Domingo	106	113	120	126	132	138	145	178	211	245
CNEL-Sucumbíos	92	65	68	72	76	79	83	87	92	96
E.E. Ambato	120	132	139	145	152	159	166	173	181	189
E.E. Azogues	13	16	17	18	19	21	22	23	24	25
E.E. Centro Sur	182	187	207	222	233	243	253	264	275	287
E.E. Cotopaxi	95	109	117	124	131	139	147	155	163	172
E.E. Norte	99	120	127	130	137	144	152	160	168	177
E.E. Quito	743	793	858	927	979	1.027	1.078	1.132	1.189	1.248
E.E. Riobamba	72	106	118	123	128	133	138	142	147	151
E.E. Sur	65	69	72	75	78	81	84	87	90	93
POTENCIA EN BARRAS DE S/E DE ENTREGA DEL S.N.I.	3.827	4.045	4.333	4.595	4.842	5.087	5.335	5.614	5.899	6.196

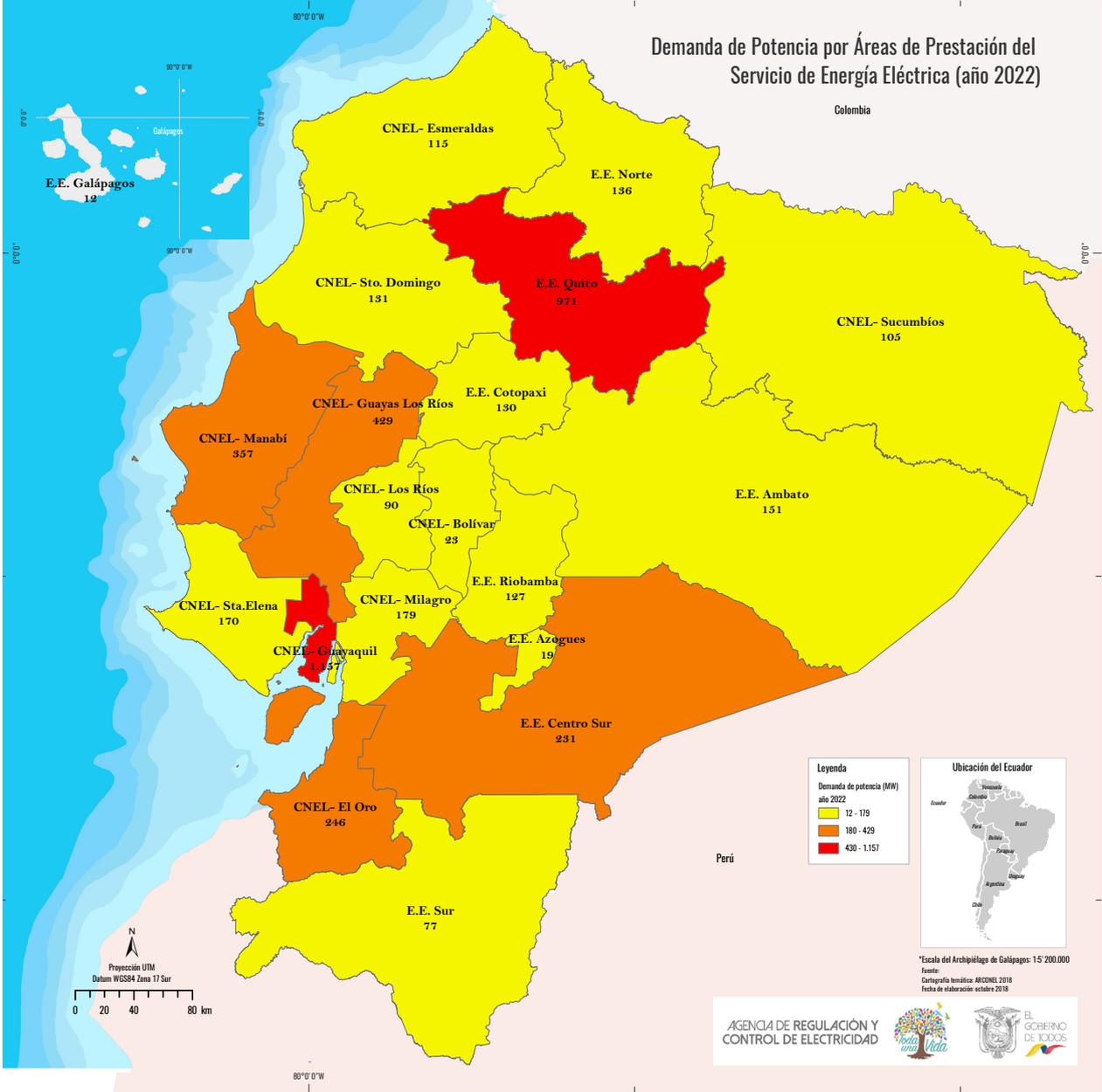
ANEXO 3.14											
DESAGREGACIÓN DE LA PROYECCIÓN DE ENERGÍA EN BORNES DE GENERACIÓN CRECIMIENTO MEDIO - HIPÓTESIS No. 3											
TIPO	GRUPO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)									
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TENDENCIAL	RESIDENCIAL	7.400	7.894	8.176	8.463	8.755	9.053	9.355	9.665	9.960	10.256
TENDENCIAL	COMERCIAL	3.832	4.069	4.303	4.551	4.811	5.086	5.376	5.681	6.001	6.339
TENDENCIAL	INDUSTRIAL	8.509	8.003	8.094	8.365	8.834	9.460	10.186	11.018	11.929	12.924
TENDENCIAL	ALUMB. PÚBLICO	1.310	1.263	1.287	1.310	1.332	1.355	1.377	1.400	1.422	1.443
EFIC. ENERGÉTICA	RESIDENCIAL	5	5	12	21	26	38	51	60	69	78
EFIC. ENERGÉTICA	COMERCIAL	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-2	-3	-3
EFIC. ENERGÉTICA	INDUSTRIAL	-6	-9	-10	-12	-15	-18	-21	-24	-27	-28
EFIC. ENERGÉTICA	ALUMB. PÚBLICO	-4	-8	-10	-13	-14	-14	-15	-17	-18	-19
COCCIÓN EFICIENTE	RESIDENCIAL	15	52	91	122	154	186	207	215	219	224
CARGAS SINGULARES	INDUSTRIAL	373	665	1.211	1.625	1.893	2.060	2.187	2.493	2.790	3.076
INDUSTRIAS BÁSICAS	INDUSTRIAL						3.541	7.400	8.394	9.659	10.949
Energía no ingresada al MEM	DISTRIBUCIÓN	33	35	40	43	45	49	53	84	114	145
Energía de las cargas singulares	TRANSMISIÓN	244	411	1.820	2.933	3.404	3.571	3.648	3.732	3.785	3.859
Pérdidas Técnicas/ No técnicas Distribución	DISTRIBUCIÓN	1.347	2.372	3.080	3.811	4.177	4.490	4.708	4.606	4.382	4.165
Pérdidas SNI	SNI.	1.004	1.924	1.948	1.805	1.851	1.952	2.112	2.181	2.369	2.542
TOTAL		24.062	26.675	30.040	33.023	35.255	40.807	46.622	49.485	52.652	55.951

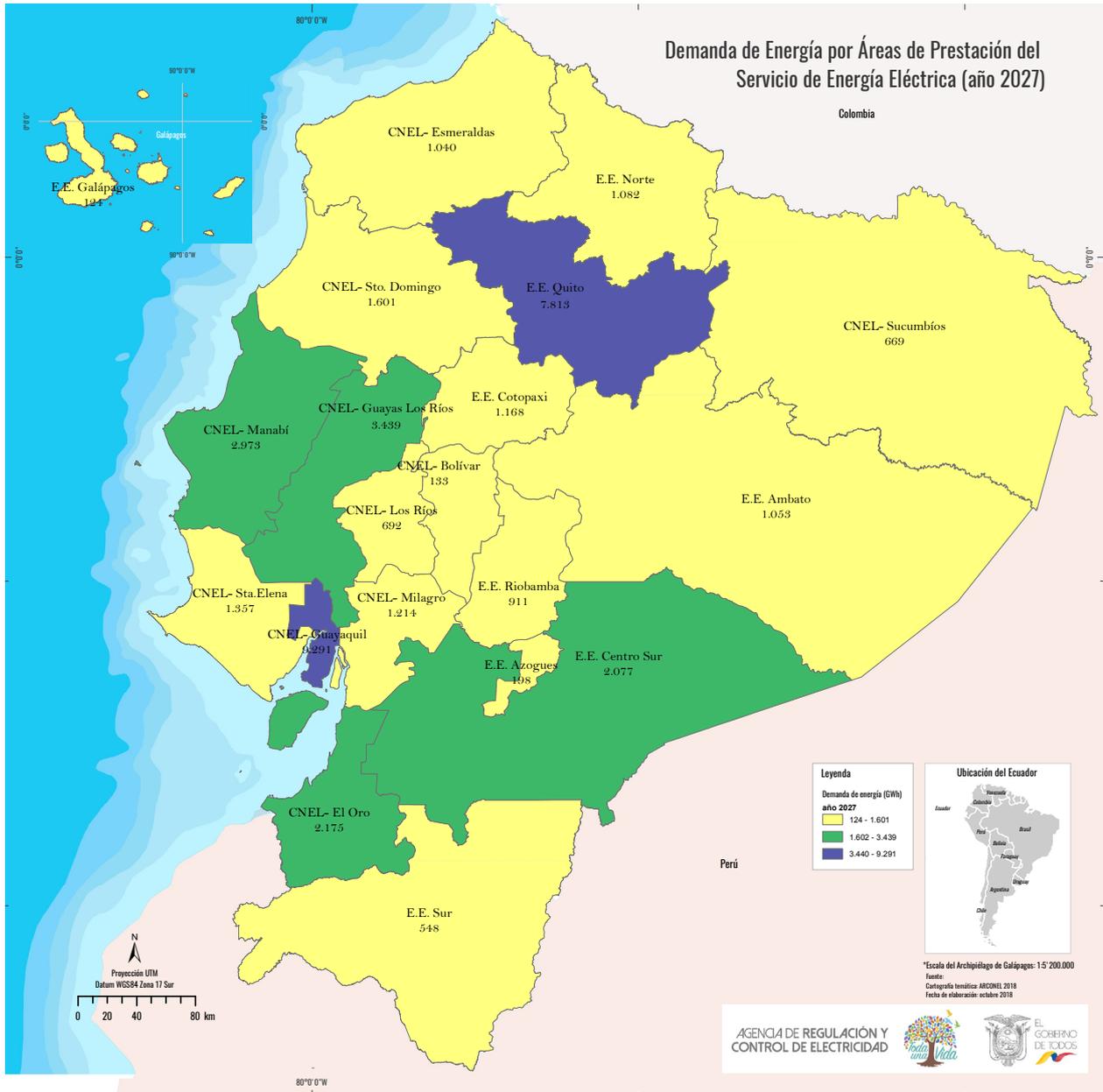
3.6.2 Mapas demanda de energía y potencia por áreas de concesión

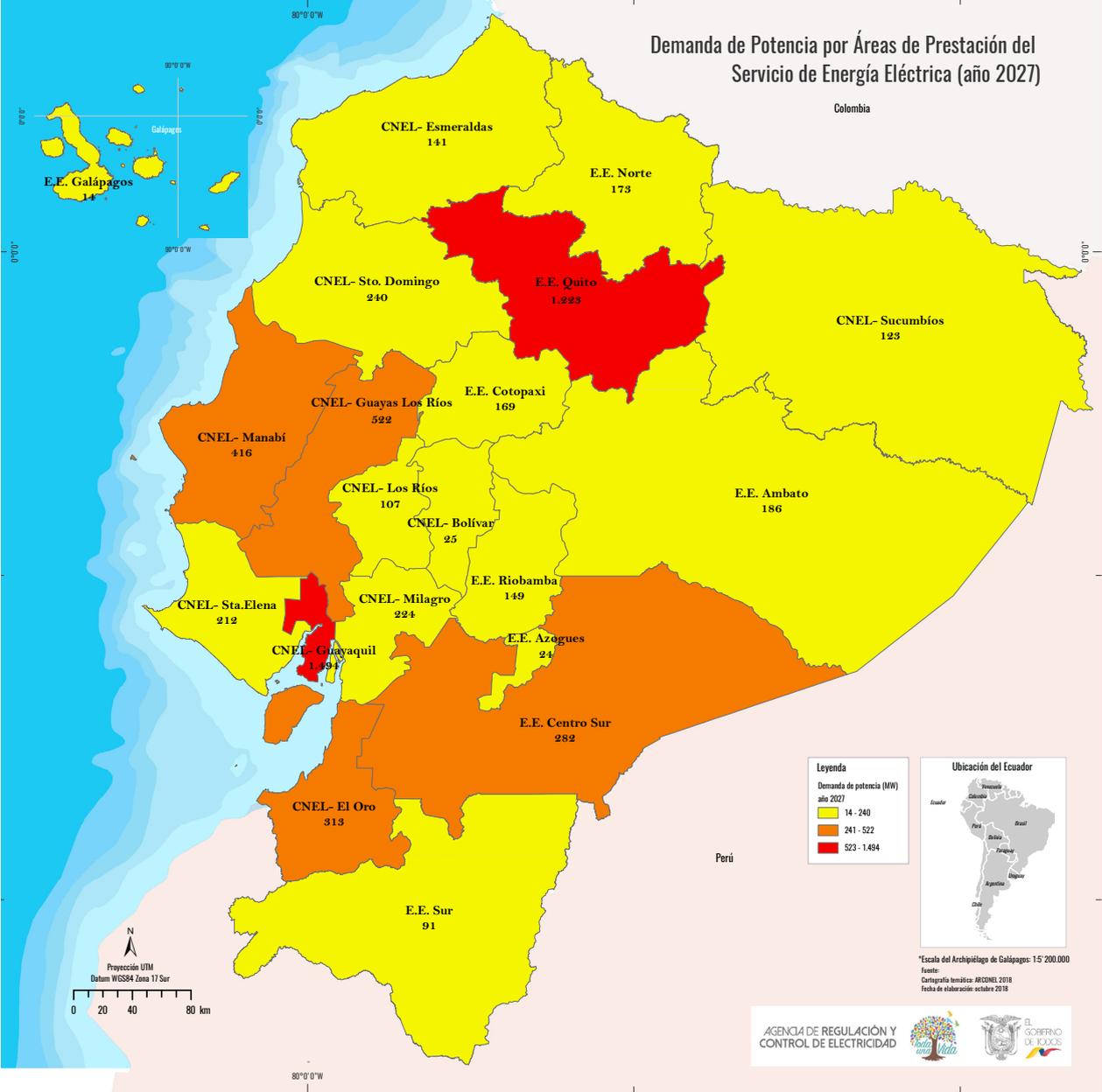
















4

EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

4.1 Introducción

El Plan Maestro de Electricidad (PME) está alineado con el Plan Nacional de Desarrollo 2017 – 2021 – “Toda Una Vida”, elaborado por el Consejo Nacional de Planificación (CNP). Parte fundamental del PME es el Plan de Expansión de Generación (PEG).

La política energética impulsada por el gobierno nacional, a través del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), está enfocada en la ejecución de obras de gran trascendencia para el desarrollo del Ecuador, que permitan abastecer adecuadamente la siempre creciente demanda de energía eléctrica del país, cumpliendo con criterios de confiabilidad, calidad, economía y menor afectación ambiental.

El Plan de Expansión de Generación (PEG), herramienta fundamental de la planificación energética, se adapta al comportamiento dinámico

del sistema eléctrico ecuatoriano y debe, por ello, ser actualizado periódicamente, conforme el crecimiento real y proyectado de la demanda de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y de los sistemas eléctricos aislados, observando las políticas sectoriales y los lineamientos emitidos por las autoridades nacionales y sectoriales, en apego al Plan Nacional de Desarrollo.

A modo introductorio se incluyen los objetivos y políticas empleados; luego, se describen los elementos básicos utilizados en el análisis de la expansión de la generación, los proyectos que se encuentran en construcción y en estudios, los programas computacionales utilizados, los resultados de las simulaciones, aspectos sobre las reservas de potencia y energía; y, la estimación de las emisiones de CO₂.

4.2 Objetivos, políticas y lineamientos

4.2.1 Objetivo

Garantizar el abastecimiento de electricidad en el Ecuador mediante la expansión óptima de la etapa de generación de energía eléctrica, en el corto, mediano y largo plazo, con criterios de eficiencia, sostenibilidad, calidad, continuidad y seguridad; promoviendo el uso de recursos

energéticos renovables, en un ámbito de suficiencia, soberanía energética, responsabilidad social y ambiental; considerando los aspectos de tipo técnico, económico, financiero y administrativo.

4.2.2 Políticas referentes a la expansión de generación

- a. La expansión de la generación deberá considerar cronogramas actualizados de ejecución de los proyectos previstos en un horizonte de mediano plazo y definir la expansión de largo plazo, mediante una solución que sea robusta ante las incertidumbres en las variables de entrada.
- b. La expansión deberá cumplir los niveles mínimos de reserva en energía y potencia establecidos por la normativa vigente, observando los distintos escenarios hidrológicos.
- c. Se deberá considerar la interconexión con el sistema petrolero nororiental, en cuanto a su capacidad instalada de generación y su oferta de energía eléctrica disponible.
- d. Se establecerá la expansión óptima del parque generador considerando precios internacionales de combustible y se coordinará con EP Petroecuador sus provisiones de disponibilidad.
- e. Los intercambios de energía con los países de la región se considerarán dentro de la expansión como intercambios de oportunidad, que permiten optimizar los costos de operación, pero de ninguna manera constituirán una base para el abastecimiento.
- f. La expansión de la generación deberá considerar una adecuada complementación de la matriz energética, para lo cual podrá establecer bloques de potencia y energía de diferentes fuentes primarias, que puedan ser cubiertos mediante proyectos estudiados y propuestos por la iniciativa privada.

4.2.3 Estrategias relativas a la expansión de generación

- a. Impulsar el desarrollo energético y tecnológico del sector eléctrico en toda su cadena de valor, incluyendo la investigación.
- b. Mantener actualizado el inventario de fuentes de energía renovable, que permita cuantificar el potencial energético

- aprovechable para la generación eléctrica, propendiendo a maximizar la participación de energías renovables en la matriz energética del sector eléctrico.
- Reducir la vulnerabilidad del sistema frente a variaciones hidrológicas a través de la implementación de fuentes de generación con alta firmeza.
 - Aprovechar el potencial de desarrollo de la bioenergía, sin detrimento de la soberanía alimentaria.
 - Fomentar intercambios energéticos regionales privilegiando el interés nacional.
 - Prestar el servicio eléctrico de generación en condiciones de calidad, confiabilidad y seguridad.
 - Dar impulso a la generación distribuida, con especial énfasis en las mini y micro centrales hidroeléctricas y de otras fuentes de energía renovable no convencional.

4.3 Elementos básicos utilizados en el análisis

El establecimiento del plan de expansión de generación de energía eléctrica parte de las políticas y lineamientos citados en el numeral 4.2 e incorpora los siguientes elementos básicos para el análisis:

crecimiento de la demanda (tanto en potencia como en energía), interconexiones internacionales e infraestructura de generación existente.

4.3.1 Crecimiento de la demanda

En la Figura Nro. 4-1 se aprecian las etapas funcionales del sector eléctrico. Los valores de potencia expresados en el presente capítulo, salvo se indique lo contrario, se refieren a bornes de generador.

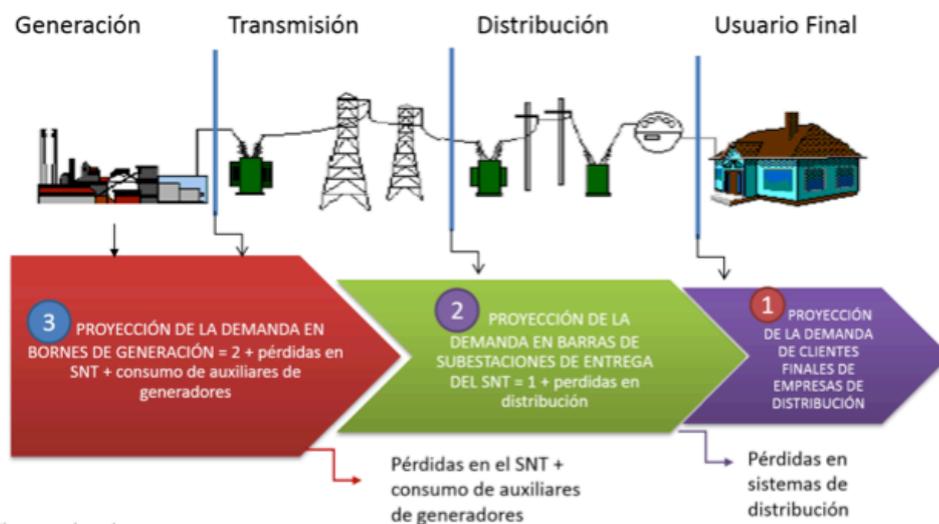


Figura Nro. 4-1: Etapas funcionales del sector eléctrico.

En el estudio de proyección de la demanda eléctrica se consideraron tres hipótesis de crecimiento; sin embargo, como se detalla a continuación, se presenta un Plan de Expansión de Generación para el Caso Base; y, un Plan de Expansión de Generación para el Caso Matriz Productiva.

El estudio de proyección de la demanda 2018-2027 dispone de tres hipótesis, con una base de desagregación mensual y anual para cargas singulares a nivel de transmisión, potencia en barras de subestaciones y en bornes de generación:

- Hipótesis 1 (Tendencial): considera el crecimiento tendencial de demanda.
- Hipótesis 2 (Caso Base): considera: proyección tendencial de la demanda eléctrica; proyectos de eficiencia energética; inclusión

de cargas singulares de las empresas eléctricas de distribución; conexión del Sistema Nacional Interconectado con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP), con la finalidad de optimizar el uso de recursos energéticos de forma integral.

- Hipótesis 3 (Caso Matriz Productiva): considera la Hipótesis 2 más la incorporación de las industrias básicas a gran escala de aluminio, cobre, siderúrgicas y papel.

Cada una de las Hipótesis planteadas representa diferentes exigencias de capacidad de generación. No obstante, el Plan de Expansión de Generación debe constituir una solución robusta, que permita enfrentar adecuadamente las incertidumbres en la demanda. Por ello, en el presente documento se analiza un Caso Base del Plan de Expansión de Generación, que considera la proyección del mismo nombre de crecimiento de la demanda, en virtud del alto

grado de certeza en la ejecución de las cargas consideradas en dicho escenario. A los resultados de este Plan se lo denomina “PEG 2018 - 2027 Caso Base”.

Por otro lado para el Caso Matriz Productiva de la demanda; se analiza el requerimiento de las cargas en el cumplimiento del cambio de la matriz productiva y la incorporación de las industrias básicas. A los resultados de este estudio se lo denomina: “PEG 2018 - 2027 Caso Matriz Productiva”. Conforme evolucione la demanda real de potencia y energía, se tomarán las decisiones de iniciar con la ejecución de los

proyectos adicionales recomendados en el Caso Matriz Productiva; es decir, una vez que se tenga la certeza de la incorporación de las demandas de las industrias básicas, el análisis servirá para la toma de decisiones adecuadas.

En la Figura Nro. 4-2 y Figura Nro. 4-3 se presenta la demanda máxima de potencia y la demanda de energía del S.N.I., respectivamente, para las tres hipótesis antes expuestas, con resolución anual. Información más detallada sobre la proyección de la demanda y las hipótesis consideradas se presenta en el Capítulo 3.

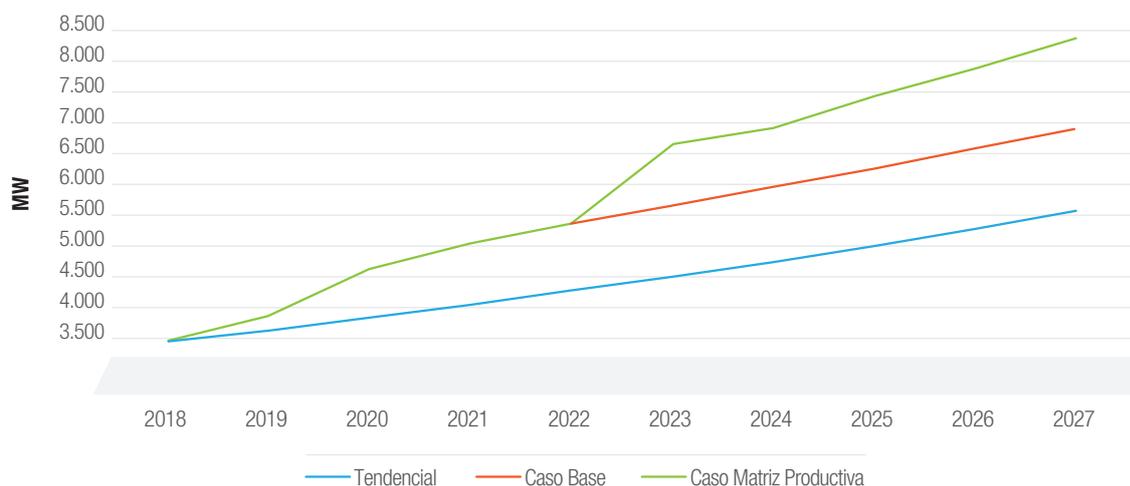


Figura Nro. 4-2: Proyección de la demanda máxima de potencia del S.N.I.

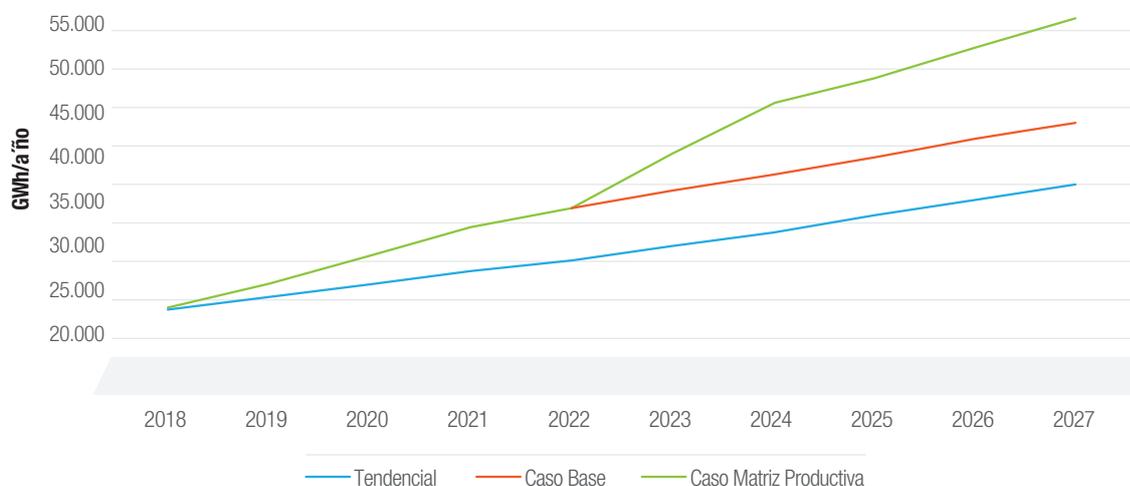


Figura Nro. 4-3: Proyección de la demanda de energía anual del S.N.I.

4.3.2 Interconexiones internacionales

Para definir el plan de expansión de generación no se han considerado las capacidades de importación de electricidad desde los países vecinos, de tal forma de poder garantizar el abastecimiento del país sólo con recursos de generación propios. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las interconexiones existentes con Colombia y Perú constituyen una oportunidad para tener potencia y energía adicional; y, eventualmente, para contingencias especiales. Esto podría permitir

alcanzar reducciones importantes en los costos de operación del sistema. Bajo condiciones de abastecimiento local satisfechas, este Plan considera la exportación de energía eléctrica a los países vecinos, a partir de los excedentes que se obtendrían en los diferentes regímenes hidrológicos simulados, cuando los precios de energía para oferta de exportación sean competitivos a nivel internacional.

4.3.3 Infraestructura existente

El parque generador disponible para producción de electricidad en el Ecuador, al mes de diciembre de 2018, consta de 317 centrales

eléctricas con una potencia total efectiva de 8.183 MW, tal como se detalla en la Tabla Nro. 4-1.

Sistema	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Sistemas Nacional Interconectado (S.N.I.)	133	7.177
Sistemas No Incorporados	184	1.006
TOTAL	317	8.183

Tabla Nro. 4-1: Número de centrales y potencia efectiva del Ecuador.

Los Sistemas No Incorporados incluyen todos aquellos sistemas que nos están conectados al Sistema Nacional Interconectado; y que generalmente sirven para proveer energía eléctrica a sitios de difícil acceso o para facilidades petroleras o mineras; un caso particular es el sistema eléctrico de las Islas Galápagos que, por estar separado del continente, se lo considera como aislado.

Por otro lado, se dispone de dos interconexiones internacionales: Colombia (525 MW) y Perú (110 MW).

En los siguientes párrafos se detallan aspectos sobre las fuentes de energía renovable y fuentes no renovables. En el Anexo 4.1 se detallan las centrales de generación existentes a diciembre de 2018 ordenadas de mayor a menor potencia efectiva.

4.3.3.1 Centrales recientemente incorporadas

En el periodo enero 2017 - diciembre de 2018, las principales centrales de generación con fuentes de energía renovable incorporadas al sistema son las siguientes (se indica la potencia efectiva):

- Hidroeléctrica Minas-San Francisco: 274,50 MW
- Hidroeléctrica Delsitanisagua: 180,00 MW
- Hidroeléctrica Due: 49,71 MW
- Hidroeléctrica Normandía: 49,58 MW
- Hidroeléctrica Pusuno: 38,25 MW
- Hidroeléctrica Topo: 29,2 MW

- Hidroeléctrica Sigchos: 18,39 MW
- Hidroeléctrica Palmira-Nanegal: 10,36 MW
- Hidroeléctrica Mazar Dudas Alazán: 6,23 MW
- Central Pichacay (biogás): 1 MW
- Central Híbrida Isabela: 0,95 MW (fotovoltaica) + 1,625 MW térmico (duales biocombustible)

En la Tabla Nro. 4.4 se detallan las centrales recientemente incorporadas.



Figura Nro. 4-4: Presa de la Central Hidroeléctrica Minas – San Francisco (274,50 MW). Fuente: Revista Avance, 2019.



Figura Nro. 4-5: Presa de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua (180 MW).
Fuente: CELEC EP (www.celec.gob.ec).

4.3.3.2 Centrales con fuentes de energía renovable

En el presente acápite se detallan las principales centrales que utilizan fuentes de energía renovable.

A diciembre de 2018, la capacidad efectiva en centrales de energía renovable alcanza los valores presentados en la Tabla Nro. 4-2.

Tipo	Con embalse		Sin embalse		Sub total	
	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)	Número de centrales	Potencia efectiva (MW)
Hidráulica	5	1.598	66	3.443	71	5.041
Biomasa	N/A	N/A	N/A	N/A	3	136,4
Eólica	N/A	N/A	N/A	N/A	3	21,15
Solar	N/A	N/A	N/A	N/A	34	26,74
Biogas	N/A	N/A	N/A	N/A	2	6,50
Subtotal					113	5.232

Tabla Nro. 4-2: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía renovable.

Las centrales hidroeléctricas, con embalse de regulación, con las que cuenta el Ecuador son:

- Paute – Molino, de 1.100 MW de potencia efectiva, de CELEC EP – Unidad de Negocio Hidropaute (Presa Daniel Palacios, Embalse Amaluza).
- Marcel Laniado de Wind, de 213 MW, CELEC EP – UN Hidronación (Embalse Daule Peripa).
- Mazar, de 170 MW de CELEC EP – UN Hidropaute (Embalse Mazar).
- Pucará, de 70 MW de CELEC EP – UN Hidroagoyán (Embalse Pisayambo).
- Baba (42 MW), de CELEC EP – UN Hidronación (Embalse Baba).

Las principales centrales hidroeléctricas de pasada, son:

- Coca Codo Sinclair, 1.500 MW de potencia nominal, 1.476 MW de potencia efectiva, de CELEC EP – Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair (con embalse compensador de regulación intradiaria)
- Sopladora, de 486,90 MW de potencia efectiva, CELEC EP – UN Hidropaute.
- Minas – San Francisco, 274,50 MW, CELEC EP – UN Enerjubones (con embalse de regulación intradiaria)
- San Francisco, de 212 MW, CELEC EP – UN Hidroagoyán.
- Delsitanisagua, 180 MW, CELEC EP – UN Gensur (con embalse de regulación intradiaria).
- Agoyán, 156 MW), de CELEC EP – UN Hidroagoyán (con embalse de regulación intradiaria)

- Manduriacu, 65 MW, CELEC EP – UN Coca Codo Sinclair (con embalse de regulación intradiaria)
- San Bartolo, 49,95 MW, Hidrosanbartolo.
- Due, 49,71 MW, Hidroalto
- Normandía, 49,58 MW, Hidronormandía
- Cumbayá, 40 MW, Empresa Eléctrica Quito S.A.

Las centrales con biomasa (bagazo de caña de azúcar) son: San Carlos, 73,60 MW de potencia efectiva, Empresa San Carlos S.A.;

Ecoelectric, 35,20 MW Empresa Ecoelectric S.A.; y, Ecudos A-G, 27,60 MW, Empresa Coazúcar S.A.

Las centrales de generación eólica son: Villonaco, 16,50 MW de potencia efectiva, CELEC EP – Gensur; San Cristóbal, 2,40 MW, Empresa Eléctrica Galápagos; y, Baltra, 2,25 MW, Empresa Eléctrica Galápagos.

Adicionalmente se cuenta con 34 centrales fotovoltaicas con 26,74 MW de potencia efectiva y 2 centrales con biogás que totalizan 6,50 MW de potencia efectiva.

4.3.3.3 Centrales con fuentes de energía no renovable

A diciembre de 2018 se dispone de 204 centrales termoeléctricas en el Ecuador, tal como se detalla a continuación.

Tipo	Número de centrales	"Potencia efectiva (MW)"
Motores de combustión interna (MCI)	186	1.753
Turbogás	11	744
Turbovapor	7	454
Subtotal	204	2.951

Tabla Nro. 4-3: Número de centrales y potencia efectiva con fuentes de energía no renovable.

Las principales centrales termoeléctricas con motores de combustión interna (MCI) son: Jaramijó (128,88 MW), Termoguyas (120 MW), EPF-Edén Yuturi (85,51 MW; no pertenece al SNI), Esmeraldas II (84 MW), Quevedo II (81 MW), TPP Andes Petro (65,4 MW), Santa Elena II (65,03 MW); y, Guangopolo II (48 MW).

Las mayores centrales termoeléctricas con turbinas a gas (turbogás) son: Termogás Machala I (130,6 MW), Termogás Machala II (119 MW), Victoria II (102 MW), Aníbal Santos (97 MW), Enrique García (96

MW), Álvaro Tinajero (64 MW); y, Santa Rosa (51 MW).

Las principales centrales termoeléctricas con turbinas a vapor (turbovapor) son: Gonzalo Zevallos (140 MW), Trinitaria (133 MW), Esmeraldas I (125 MW), Palo Azul PGE (33,18 MW) y Aníbal Santos (20 MW). En el Anexo No. 4-1 se presenta un listado con todas las centrales de generación eléctrica del Ecuador, ordenadas de mayor a menor potencia efectiva.

4.4 Recursos para generación eléctrica

El cambio de la matriz energética propende al uso preferencial de fuentes renovables, complementado con el uso eficiente de las fuentes energéticas no renovables que se disponen en el Ecuador, con el propósito de lograr una disminución radical del uso de combustibles importados y derivados del petróleo.

La disponibilidad de recursos energéticos considerada para el Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 se ha obtenido del "Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de producción eléctrica, 2015", en donde se identifica el potencial "técnico viable"

por tipo de fuente natural de energía. Los recursos se clasifican en cinco grupos:

- Recursos hidráulicos
- Recursos geotérmicos
- Recursos solares
- Recursos eólicos
- Recursos con biomasa y otras fuentes de energía

4.4.1 Potencial Hidroeléctrico

Los valores actualmente identificados del potencial hidroeléctrico con los que cuenta el Ecuador son:

- Potencial Hidroeléctrico Teórico Medio, estimado con caudales medios mensuales: 91.000 MW
- Potencial Técnicamente Factible: 31.000 MW (en 11 cuencas hidrográficas)
- Potencial Económicamente Factible: 22.000 MW (en 11 cuencas hidrográficas)

El potencial aprovechado corresponde a la capacidad hidroeléctrica instalada: 5.071 MW (5.041 MW de potencia efectiva) en 71 centrales hidroeléctricas. Con ello, el porcentaje del potencial económicamente factible aprovechado es del 23,05%; y el porcentaje del potencial

económicamente factible por aprovechar asciende al 76,95%.

En el Anexo No. 4-2 se presentan los proyectos hidroeléctricos, la mayoría identificados a nivel de inventario.

4.4.2 Potencial de otras fuentes renovables

Según el “Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica”, el potencial eólico – eléctrico bruto del país es de 1.691 MW, considerando zonas con una velocidad de viento promedio anual mayor a 7 m/s, el que generaría una energía media de 2.869 GWh. El potencial factible a corto plazo se ha estimado en valores de potencia instalable de 884 MW y energía media anual de 1.518 GWh. Cabe recalcar que este potencial se incrementaría si se incluyen las zonas con velocidades de viento promedio anuales bajas (entre 5 y 6 m/s).

Según el “Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica”, el valor de insolación directa promedio del Ecuador continental es de 2.543 Wh/m²/día; la insolación difusa promedio es de 2.032 Wh/m²/día; y la insolación global promedio es de 4.575 Wh/m²/día.

En lo referente al potencial geotérmico del Ecuador, CELEC EP se encuentra estudiando varios sitios potenciales. Según el Inventario de recursos energéticos del Ecuador con fines de generación eléctrica, 2015, basados en estudios realizados por INECEL y por estudios de CELEC EP, los potenciales máximos son los siguientes:

- Chachimbiro. Potencial estimado 178 MWe
- Tufiño-Chiles-Cerro Negro (binacional): 330 MWe
- Chalupas: 283 MWe
- Chacana-Cachiyacu: 83 MWe
- Jamanco: 26 MWe



“Figura Nro. 4-6: Perforación en el Proyecto Geotérmico Chachimbiro.
Fuente: CELEC EP (www.celec.gob.ec)”

Según el “Atlas Bioenergético del Ecuador”, se tendría un recurso de biomasa en el país de 18,4 millones toneladas/año que incluye residuos agrícolas, pecuarios y forestales; con los cuales se tendría un potencial energético estimado de 230.959 TJ/año, lo que equivaldría a 12.700 GWh/año. Como referencia, según la información del Atlas Bioenergético del Ecuador, si se aprovechara el 50% de los residuos

mayoritarios existentes en el país como: palma africana, banano y arroz, con un sistema asociado de almacenamiento; se estima un potencial teórico de aproximadamente 500 MW de generación firme durante todo el año.

Los mapas por tipo de fuente de energía, se anexan al final del Plan Maestro de Electricidad

4.5 Centrales incorporadas y proyectos en construcción

En el presente acápite se detallan las centrales incorporadas en los dos últimos años, los proyectos en fase de construcción y en fase de estudios.

4.5.1 Centrales incorporadas en 2017 y 2018

Entre los años 2017 y 2018 se incorporaron las centrales de generación indicadas en la Tabla Nro. 4.4.

Central	Empresa / Institución	Pública o privada	Tipo	Potencia nominal [MW]	Potencia efectiva [MW]	Año de ingreso
Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	Pública	Hidroeléctrico	275,00	274,50	2018
Delsitanisagua	CELEC EP - Gensur	Pública	Hidroeléctrico	180,00	180,00	2018
6 centrales térmicas (en diferentes sitios)	Petroamazonas	Pública	Térmica	46,66	26,02	2017 y 2018
Due	Hidroalto	Privada	Hidroeléctrico	49,71	49,71	2017
Normandía	Hidronormandía S.A.	Privada	Hidroeléctrico	49,58	49,58	2018
Pusuno	ElitEnergy	Privada	Hidroeléctrico	38,25	38,25	2018
Topo	Ecuagesa	Privada	Hidroeléctrico	29,20	27,00	2017
Sigchos	Hidrosigchos	Privada	Hidroeléctrico	18,60	18,39	2017
Palmira Nanegal	Ipnegal	Mixta	Hidroeléctrico	10,44	10,36	2018
Mazar-Dudas: Alazán	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	6,23	6,23	2017
Isabela	E.E. Galápagos	Pública	Térmica (dual)	1,63	1,63	2018
Pichacay	EMAC-GBP	Mixta	Biogás	1,06	1,00	2017
Isabela Solar	E.E. Galápagos	Pública	Fotovoltaica	0,95	0,95	2018
Paneles Pastaza	E.E. Ambato	Pública	Fotovoltaica	0,20	0,20	2018
Estación Mira	Orion	Privada	MCI	0,18	0,17	2018
TOTAL				708	684	

Tabla No. 4-4: Centrales de generación eléctrica incorporadas entre 2017 y 2018.

4.5.2 Proyectos en construcción

En la Tabla No. 4.5 se detallan los proyectos de generación eléctrica que se encuentran en fase de construcción.

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Toachi - Pilatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotoapi	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
Minas de Huascachaca	Elecaastro S.A.	Pública	Eólico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
Piatúa	San Francisco Genefran S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues

Proyecto / Central	Empresa / Institución	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
Chorrillos	Hidrozamora EP	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
Ulba	Hidroulba S.A.	Privada	Hidroeléctrico	1,02	8,4	Tungurahua	Baños
TOTAL				644,5	3.490,6		

Tabla Nro. 4-5: Proyectos de generación eléctrica en fase de construcción¹⁶.

4.5.3 Proyectos con título habilitante

En la Tabla Nro. 4.6 se detallan los proyectos de generación eléctrica que poseen título habilitante.

Proyecto	Empresa / Institución	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolívar
El Salto	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecaastro S.A.	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
Pilaló 3	Qualitec Comercio e Industria Cia. Ltda.	Privada	Hidroeléctrico	9,30	68,7	Cotopaxi	Pujilí
Maravilla	Hidroequinoccio EP	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
Chalpi Grande	EPMAPS EP	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecaastro S.A.	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
Pichacay II	EMAC-GBP	Mixta	Biogás	1,00	3,5	Azuay	Cuenca
El Laurel	CBS Energy	Privada	Hidroeléctrico	0,97	6,8	Carchi	Mira
TOTAL				130	918		

Tabla Nro. 4-6: Proyectos de generación eléctrica con título habilitante.

4.5.4 Proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW con estudios

En la Tabla Nro. 4.7 se detallan los proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW que poseen estudios de diseño definitivo.

Proyecto	Estudios	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Santiago	Diseño definitivo	Hidroeléctrico	2.400	14.613	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
Cardenillo	Diseño definitivo	Hidroeléctrico	596	3.409	Morona Santiago	Méndez
TOTAL			2.996	18.022		

Tabla Nro. 4-7: Proyectos hidroeléctricos de más de 500 MW con estudios de diseño definitivo.

16. La Central Hidroeléctrica Río Verde Chico (10 MW) está en operación comercial desde abril de 2019.



Figura Nro. 4-7: Unión de los ríos Zamora y Namangoza para formar el río Santiago
Fuente: CELEC EP (www.celec.gob.ec)

En el Anexo No. 4-3 se detallan varios proyectos de generación y autogeneración, de iniciativas públicas y privadas, algunos de los cuales tienen trámites de obtención de títulos habilitantes, y otros

se encuentran en etapa de estudios; sin embargo, por su grado de avance, no constituyen proyectos con suficiente certeza de ejecución para ser incluidos en la expansión actual.

4.5.5 Información sobre las centrales y proyectos de generación

La descripción así como las características técnicas de las principales centrales y proyectos contemplados en este capítulo se encuentran disponibles en varias páginas web especializadas. Se citan las páginas más relevantes:

- En el portal institucional de la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP (www.celec.gob.ec), en la sección Proyectos / Generación /, se halla una descripción de los proyectos de generación hidráulicos, térmicos y de energías renovables de CELEC EP.
- En el portal institucional de CELEC EP - Unidad de Negocio Hidropaute, www.celec.gob.ec/hidropaute, se describen las Centrales Hidroeléctricas Mazar, Molino y Sopladora; así como los Proyectos Hidroeléctricos Cardenillo y Santiago.
- En www.celec.gob.ec/cocacodosinclair se describen las Centrales Hidroeléctricas Coca Codo Sinclair y Manduriacu; así como el Proyecto Hidroeléctrico Quijos.
- En www.celec.gob.ec/hidroagoyan se detallan características técnicas de las Centrales Hidroeléctricas San Francisco, Agoyán y Pucará.
- En www.celec.gob.ec/gensur se presentan características técnicas de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua y la Central Eólica Villonaco.
- En www.celec.gob.ec/hidrotoapi se detalla información del Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón.

- En www.celec.gob.ec/enerjubones se presenta información de la Central Hidroeléctrica Minas - San Francisco.
- En www.elecaastro.com.ec se presenta una descripción del Proyecto Eólico Minas de Huascachaca y del Proyecto Hidroeléctrico Soldados Yanuncay.
- En www.celec.gob.ec/hidroazogues se encuentra información de la Central Hidroeléctrica Mazar Dudas.
- En www.celec.gob.ec/termogasmachala se presenta información sobre el Proyecto de Ciclo Combinado ubicado en la Provincia de El Oro.
- En www.iic.org/es/proyectos se encuentra información de la Central Hidroeléctrica Normandía.
- En el sitio www.celec.gob.ec/termopichincha se presenta información sobre los proyectos geotérmicos, incluido Chachimbiro.

En las páginas antes descritas existe abundante información técnica, mapas, planos, esquemas, fotografías, etc. de las centrales y proyectos del PEG. Por su especial interés se incluye en la Figura Nro. 4-8, el Diagrama de aprovechamiento de la cuenca media del Río Paute; y en la Figura Nro. 4-9, el Esquema de implantación de la presa de Hormigón Compactado con Rodillo HCR en el Río Santiago (Proyecto Hidroeléctrico Santiago).

4.6 Plan de Expansión de Generación del SNI 2018-2027

En los numerales siguientes se presentan, en forma resumida, aspectos sobre los modelos utilizados en el Plan de Expansión de Generación del Sistema Nacional interconectado (SNI), tanto para

el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva; las reservas de potencia y energía, estimación de combustibles y emisiones de CO₂ a la atmósfera; así como, la estimación de inversiones.

4.6.1 Modelos computacionales utilizados

Para la definición del Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 (PEG) del SNI, se han utilizado dos herramientas computacionales: OPTGEN (Modelo de planificación de la expansión de generación y de interconexiones regionales), y SDDP (Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red).

El programa OPTGEN parte del pronóstico de la demanda y del inventario de proyectos; determina la expansión de mínimo costo (inversión, operación y mantenimiento) de forma integrada con el SDDP, considerando la incertidumbre de los caudales y las restricciones operativas de las centrales de generación.

El programa SDDP calcula la política operativa estocástica de mínimo costo a través de un análisis probabilístico, generando múltiples escenarios hidrológicos equiprobables, en función de lo cual se simulan múltiples despachos económicos para cubrir la demanda eléctrica proyectada a futuro. De los resultados probabilísticos, se

obtienen los valores esperados del despacho económico así como valores de generación para diferentes probabilidades de excedencia. Se verifica posteriormente el cumplimiento de los márgenes de reserva de energía así como los criterios de confiabilidad de abastecimiento energético VERE (Valor Esperado de Racionamiento de Energía) y VEREC (Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado) para reserva de potencia. Finalmente, se determina el consumo estimado de combustible y se estiman las emisiones de CO₂.

En el Anexo No. 4-4 se presenta el flujograma para el proceso de planificación de la expansión de generación. Para las simulaciones realizadas en los estudios del Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 del SNI, se considera todo el parque generador del Sistema Nacional Interconectado.

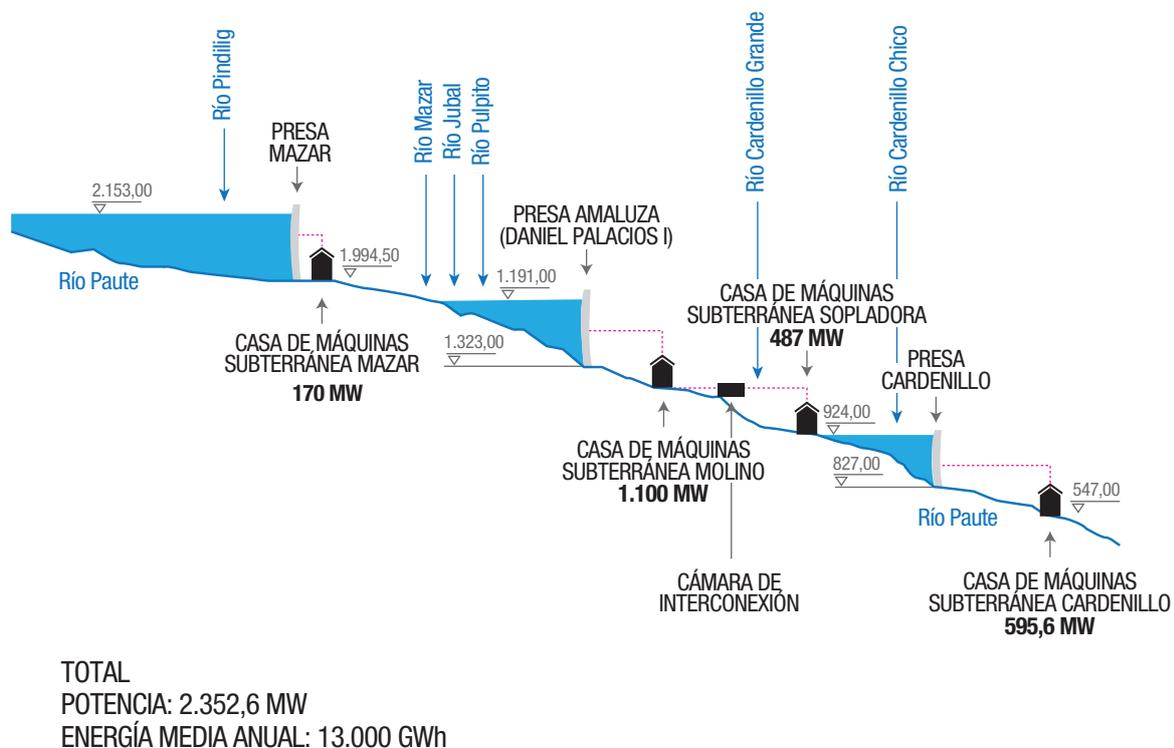


Figura Nro. 4-8: Diagrama de aprovechamiento hidroeléctrico de la cuenca media del río Paute. Fuente: CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute.

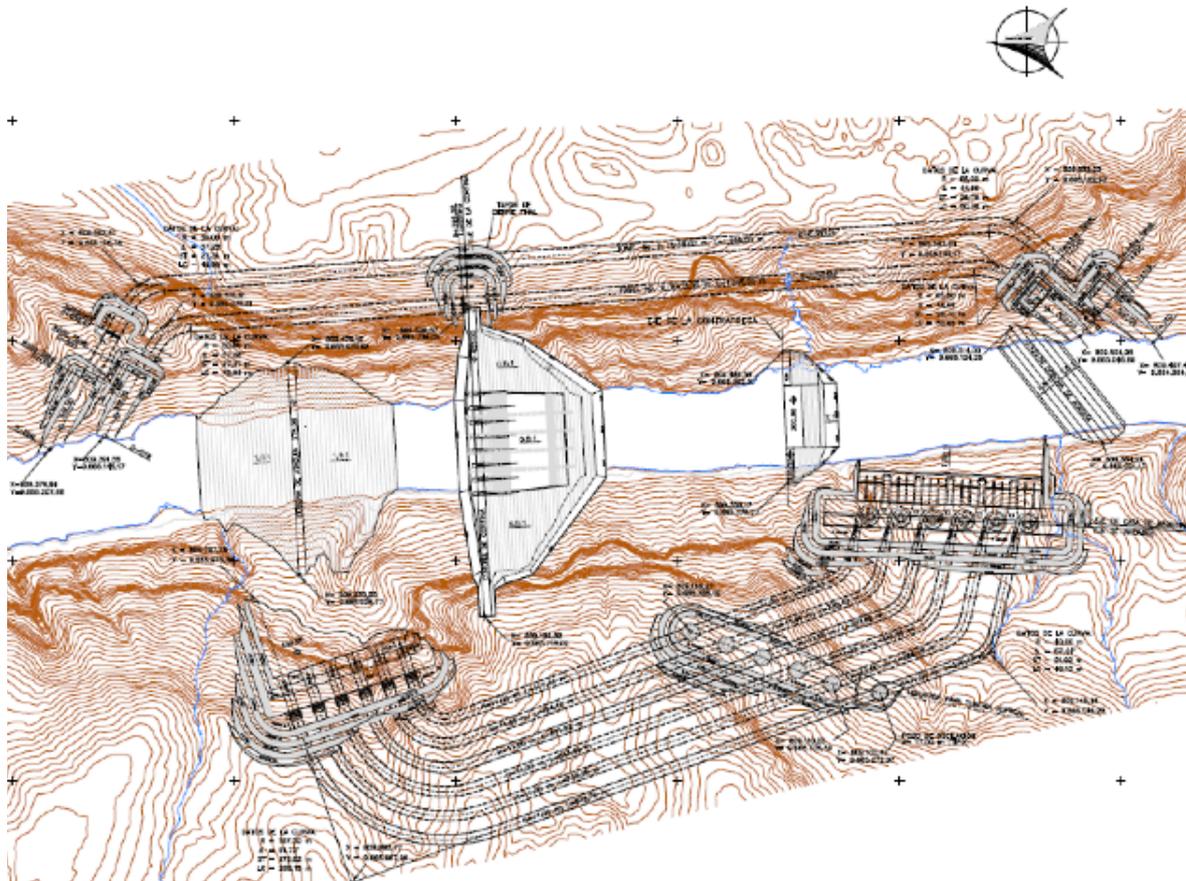


Figura Nro. 4-9: Esquema general de implantación de la presa de HCR del Proyecto Hidroeléctrico Santiago.
Fuente: CELEC EP Unidad de Negocio Hidropaute.

4.6.2 Resultados del PEG 2018 – 2027 del S.N.I.

De las simulaciones realizadas con OPTGEN y SDDP, previa verificación del cumplimiento de criterios técnicos y operativos, se obtuvo el Plan de Expansión de Generación:

- Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027, Caso Base. Considera la Proyección Tendencial más la adición de cargas singulares, es decir: demandas industriales vinculadas con la actividad minera, camaroneras, cemento, siderúrgica, transporte, bombeo, sistema petrolero público y privado; proyectos de eficiencia energética, abastecimiento a la ciudad del Conocimiento, obras portuarias e industria molinera.
- Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027, Caso Matriz Productiva. Incluye la demanda del Caso Base y las cargas adicionales de las industrias básicas impulsadas por el Gobierno Nacional, tales como: industria del aluminio, petroquímica, industria del cobre, puerto comercial y astilleros.

En la Tabla Nro. 4-8 y en la Figura Nro. 4-10 se presenta el resumen del Caso Base del PEG, en el que se detalla la fecha más probable de operación comercial (en función del avance de las obras y de los requerimientos sugeridos por el OPTGEN), el nombre del proyecto de generación, la empresa o institución a cargo, el estado actual (construcción, estudios, etc.), si el proyecto se financia con fondos públicos o privados, el tipo de tecnología (hidroeléctrico, termoeléctrico, Energías Renovables No Convencionales, entre otros),

la potencia nominal (MW), la energía media anual estimada (GWh/año), y la ubicación (provincia y cantón).

En el Plan se incorporan bloques de proyectos de generación, los mismos que serán definidos y especificados por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables en cuanto a los aspectos relacionados con la tecnología, capacidades mínimas, ubicación geográfica, etc.; para su posterior identificación y desarrollo por parte de la inversión privada, como resultado de procesos públicos de selección.

En la Tabla Nro. 4-9 se presentan los proyectos de generación adicionales al Caso Base que se requieren en el Caso Matriz Productiva del PEG. En la Figura Nro. 4-11 se presenta el resumen del Caso Matriz Productiva del PEG. En la Figura Nro. 4-12 se presenta un mapa con la ubicación de los proyectos del PEG 2018 – 2027.

En cumplimiento a las disposiciones establecidas y alineado a la política del gobierno de incentivo productivo en varias zonas del país; así como de fomentar la inversión privada, se presenta, en la Tabla Nro. 4-10, información técnica de los proyectos de Energías Renovables No Convencionales que forman parte del "Bloque de ERNC I" citado en las Tablas 4-8 y 4-9; así como en las Figuras Nro. 4-10 y 4.11:

- Proyecto Fotovoltaico El Aromo (200 MW)
- Proyecto Eólico Villonaco II y III (110 MW)

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia (MW)	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2018	Normandía	Hidronormandía S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	49,60	350,3	Morona Santiago	Morona
2018	Delisantisagua	CELEC EP - Gensur	En operación	Pública	Hidroeléctrico	180,00	1.411,0	Zamora Chinchipe	Zamora
2019	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enejuibones	En operación	Pública	Hidroeléctrico	274,50	1.290,8	Azuay / El Oro / Loja	Pucará / Saraguro / Pasaje
2019	Pusuno	Eiltenery S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	39,50	216,9	Napo	Tena
2019	Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
2020	San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
2020	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
2020	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2020	Minas de Huasachaca	Elecausto S.A.	En construcción	Pública	Eólico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
2021	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Paralizado	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
2021	Platúa	San Francisco Genefran S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
2021	Chalpi Grande	EPMAPS EP	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quijos
2021	Toachi - Pliatón (Serapullo 49 MW, Allurquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotopi	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2021	La Magdalena	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
2021	Maravilla	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
2021	Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Contrato de concesión	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolívar
2021	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
2021	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	El Salto	Hidroquinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia (MW)	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2022	Chorrillos	Hidrozamora EP	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecausto S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
2022	Bloque de ERNC I. Incluye Fotovoltaico El Aromo y Eólico Villonaco II y III.	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	ERNC	500,00	1.700,0	Varias	Varios
2023	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecausto S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
2023	Quijos	CELEC EP - CCS	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
2023	Bloque de Ciclo Combinado I	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por Definir	Por Definir
2024	Santa Cruz	Hidrocrúz S.A.	Autogeneración minera En trámite	Privada	Hidroeléctrico	100,00	560,0	Morona Santiago	Mirador
2026	Paute - Cardenillo	Empresa Concesionaria	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez
2027	Santiago (G8), Fase I	Empresa Concesionaria	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
2028	Santiago (G8), Fase II	Empresa Concesionaria	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
TOTAL CASO BASE							5.294	30.836	

Tabla Nro. 4-8: Proyectos del PEG 2018 – 2027 del S.M.I, Caso Base.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales
 PPS: Proceso Público de Selección

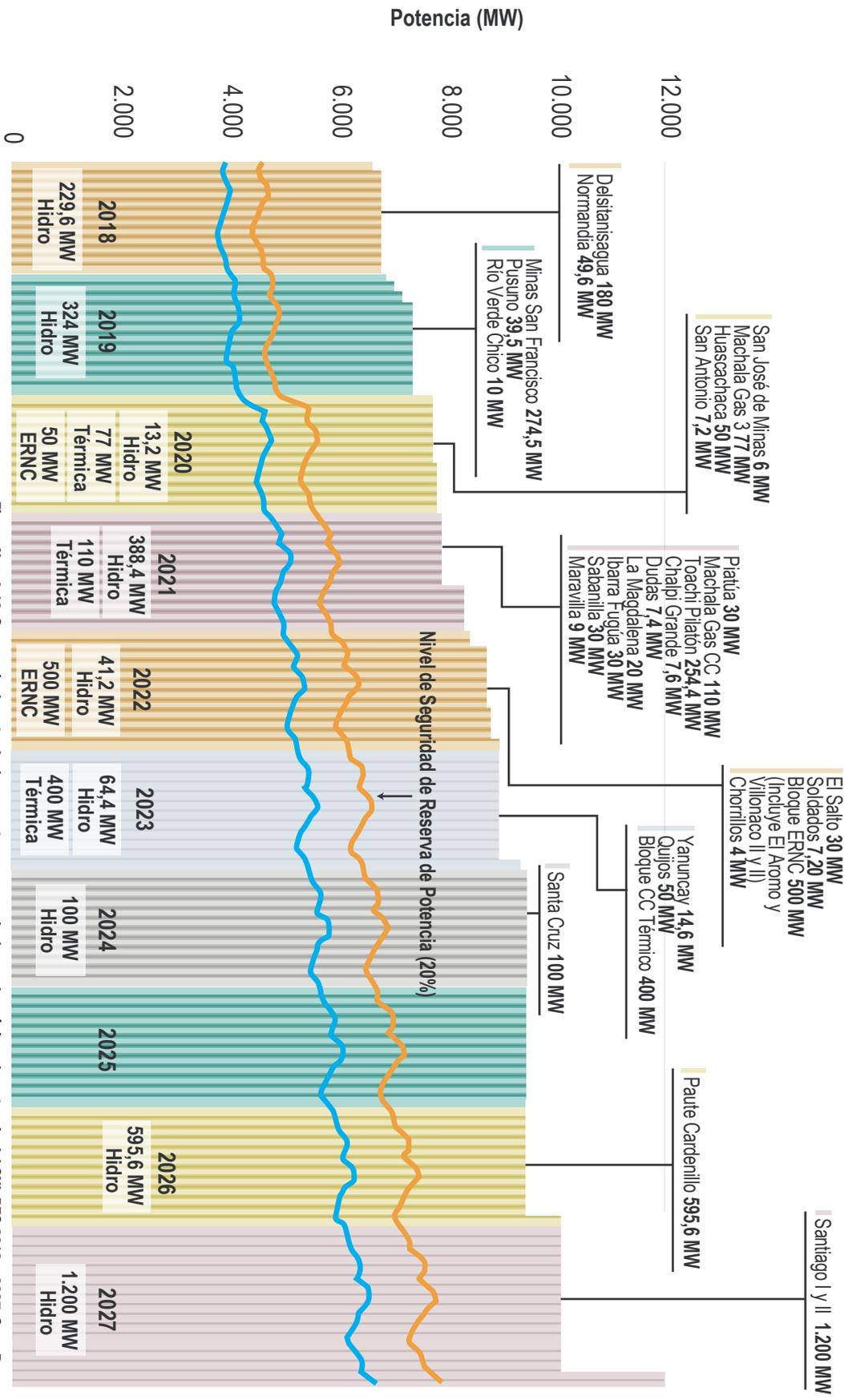


Figura Nro. 4-10: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNI, PEG 2018 – 2027, Caso Base.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales
CC: Ciclo combinado

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2018	Normandía	Hidronomandía S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	49,60	350,3	Morona Santiago	Morona
2018	Delstaniagua	CELEC EP - Gensur	En operación	Pública	Hidroeléctrico	180,00	1.411,0	Zamora Chinchipe	Zamora
2019	Minas - San Francisco	CELEC EP - Enerjubones	En operación	Pública	Hidroeléctrico	274,50	1.290,8	Azuay / El Oro / Loja	Pucará / Saraguro / Pasaje
2019	Pusuno	Ellitenergy S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	39,50	216,9	Napo	Tena
2019	Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	En operación	Privada	Hidroeléctrico	10,00	74,3	Tungurahua	Baños de Agua Santa
2020	San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	5,95	48,0	Pichincha	Quito
2020	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	En construcción	Pública	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
2020	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2020	Minas de Huaschachaca	Elecaustro S.A.	En construcción	Pública	Eólico	50,00	119,0	Loja	Saraguro
2021	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Paralizado	Pública	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
2021	Piatúa	San Francisco Genefran S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,0	Pastaza, Napo	Santa Clara, Mera
2021	Chalpi Grande	EPWAPS EP	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	7,59	36,0	Napo	Quiljos
2021	Toachi - Pliatón (Sarapullo 49 MW, Alluriquín 205,4 MW)	CELEC EP - Hidrotopi	En construcción	Pública	Hidroeléctrico	254,40	1.120,0	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2021	La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi
2021	Maravilla	Hidroequinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
2021	Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Contrato de concesión	Privada	Hidroeléctrico	30,00	208,4	Carchi	Bolívar
2021	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidrozogues	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	7,38	41,4	Cañar	Azogues
2021	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	En construcción	Privada	Hidroeléctrico	30,00	210,5	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	El Salto	Hidroequinoccio EP	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
2022	Chorrillos	Hidroamora EP	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
2022	Soldados Yanuncay, Central Soldados	Elecaustro S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	7,20	39,2	Azuay	Cuenca
2022	Bloque de ERNC I. Incluye Fotovoltaico El Aroma y Eólico Villonaco II y III.	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	ERNC	500,00	1.700,0	Varias	Varios

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Inversión pública o privada	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
2023	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	Elecaustro S.A.	Autorización de operación	Pública	Hidroeléctrico	14,60	79,5	Azuay	Cuenca
2023	Quijos	CELEC EP - Coca Codo Sinclair	Paralizado	Pública	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
2023	Bloque de Ciclo Combinado I	Empresas Concesionarias	Estructurando Proceso Público de Selección	Privada	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por Definir	Por Definir
2023	Bloque de ERNC II	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	ERNC	400,00	1.400,0	Por Definir	Por Definir
2023	Bloque de Ciclo Combinado II	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Termoeléctrico	600,00	4.500,0	Por Definir	Por Definir
2024	Santa Cruz	Hidrocruz S.A.	Autogeneración minera En trámite	Privada	Hidroeléctrico	100,00	560,0	Morona Santiago	Mirador
2025	Bloque de Proyectos Hidroeléctricos I	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Hidroeléctrico	150,00	850,0	Por Definir	Por Definir
2026	Bloque de Proyectos Hidroeléctricos II	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Hidroeléctrico	150,00	850,0	Por Definir	Por Definir
2026	Bloque de proyectos geotérmicos I	A definir por parte del MERNNR y CELEC EP	En estudios	Privada y/o pública	Geotérmico	50,00	380,0	Por Definir	Por Definir
2026	Paute - Cardenillo	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez
2026	Santiago (G8), Fase I	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
2027	Santiago (G8), Fase II	Empresa Concesionaria	En proceso público de selección	Privada	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,0	Morona Santiago	Twintza / Limón Indanza
TOTAL CASO MATRIZ PRODUCTIVA						6.644	38.816		

Tabla Nro. 4-9: Proyectos del PEG 2018 – 2027 del S.N.I, Caso Matriz Productiva.

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

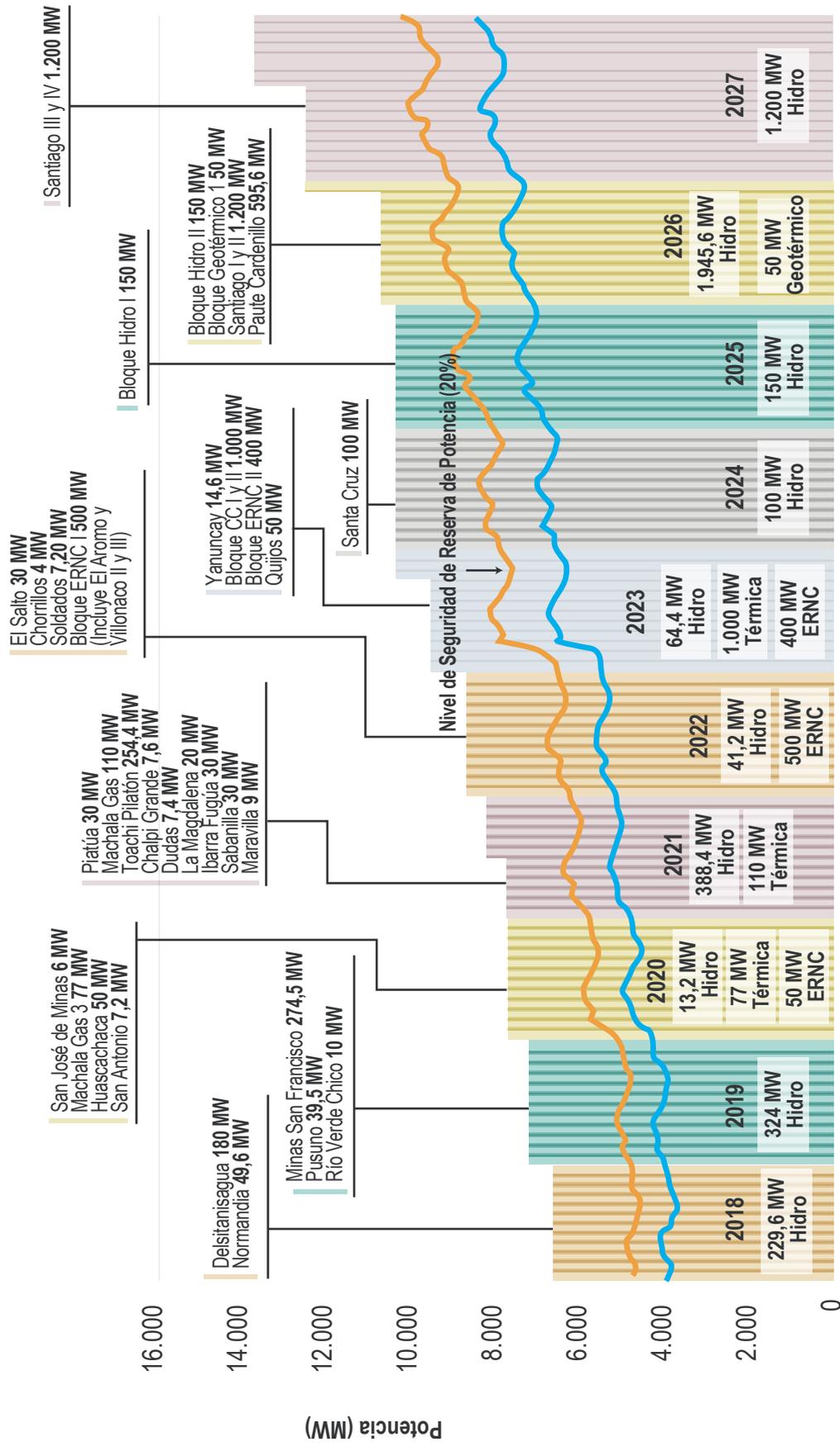


Figura Nro. 4-11: Secuencia de entrada de proyectos y curvas de demanda máxima de potencia del SNI, PEG 2018 – 2027, Caso Matriz Productiva. ERNC: Energías Renovables No Convencionales

INFORMACIÓN TÉCNICA												
PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES												
Nombre	Proyecto Eólico Villonaco II y III											
POTENCIA (MW)	UBICACIÓN											
	PROVINCIA:		Loja		CANTÓN:		Loja		INVERSIÓN ANUAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)	
	COORDENADAS : EMPLAZAMIENTO MEMBRILLO DUCAL											
	INICIO		FIN		INICIO		FIN		INICIO		FIN	
	695.266.575		696.868.216		9.554.109.732		9.548.601.282		2.797		2.995	
110	COORDENADAS: EMPLAZAMIENTO HUAYRAPAMBA											
	NORTE		ESTE		COTAS (m.s.n.m.)		INVERSIÓN ANUAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)			
	COORDENADAS: EMPLAZAMIENTO HUAYRAPAMBA											
	INICIO		FIN		INICIO		FIN		INICIO		FIN	
	9.569.837.020		9.576.486.309		692.896.667		681.418.416		2.950		3.000	
97,48		64,99		162,47								
NOMBRE:	Proyecto Fotovoltaico El Aromo											
POTENCIA (MVA)	UBICACIÓN											
	PROVINCIA:		Manabí		CANTÓN:		Manta - Montecristi		INVERSIÓN ANUAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)	
	COORDENADAS											
	NORTE		ESTE		COTAS (M.S.N.M.)		INVERSIÓN ANUAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)		INVERSIÓN TOTAL ESTIMADA SIN IMPUESTOS (MUSD)			
	INICIO		FIN		INICIO					FIN		INICIO
9.889.694		9.878.988		518.887		528.514		255		255		
275,06		160		160								
160		0										

Tabla Nro. 4-10: Proyectos de generación que forman parte del Bloque de ERNC I; Fuente: CELEC EP.

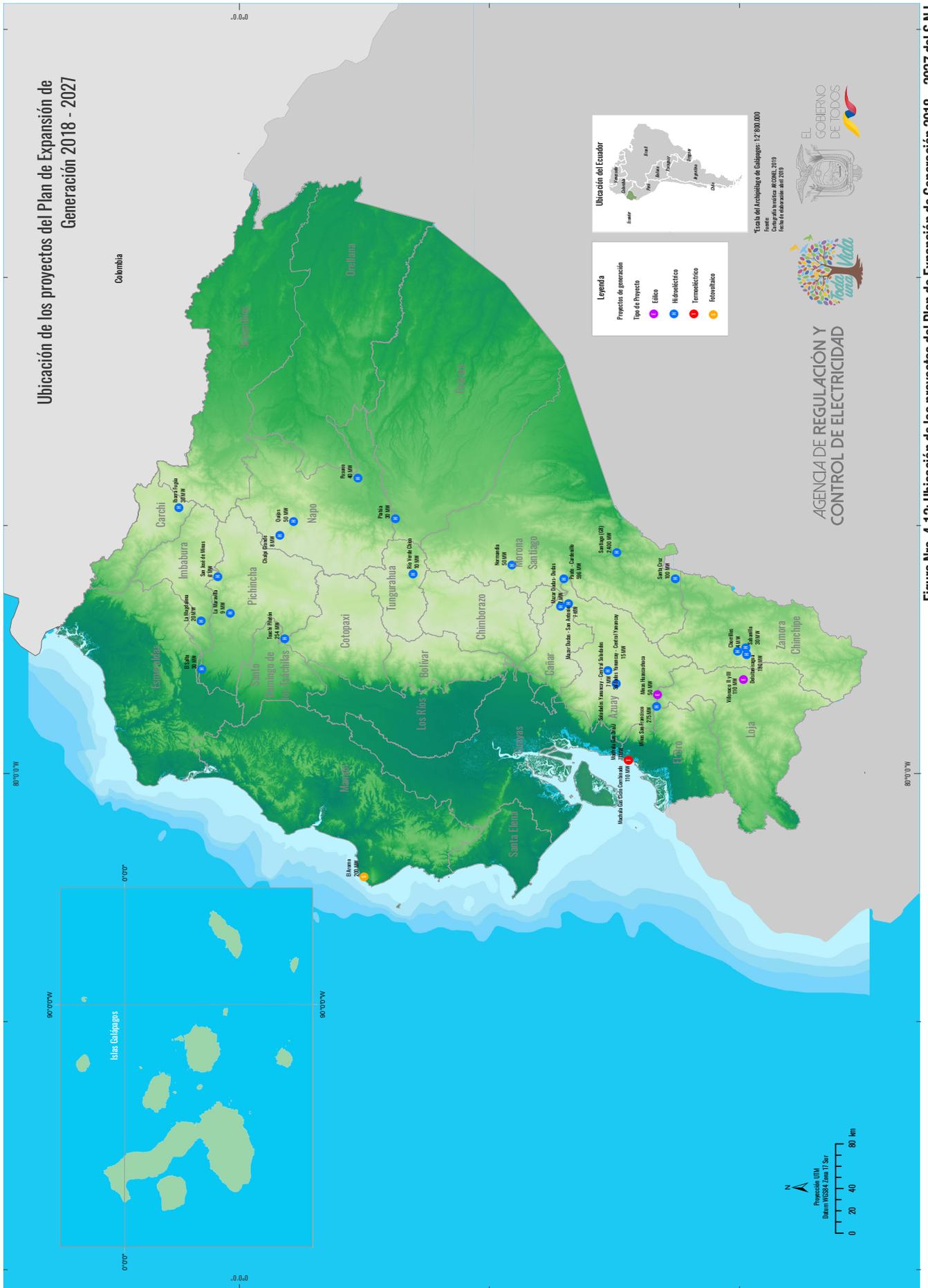


Figura Nro. 4-12: Ubicación de los proyectos del Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027 del S.N.I.

4.6.3 Reservas de potencia y energía del S.N.I., PEG 2018 - 2027

Con el objeto de determinar un criterio sobre la reserva mínima de potencia y energía ante diferentes escenarios hidrológicos, se elaboró un diagnóstico de la generación del sector eléctrico, en el que se tomó en cuenta la seguridad en el abastecimiento de la demanda, el índice general energético, los índices de reserva de potencia y energía, la ejecución de los planes de mantenimiento de generación y el índice de indisponibilidad de generación. En el Anexo No. 4.5 se detallan los índices antes expuestos.

En función del diagnóstico antes citado, para el Plan de Expansión de Generación 2018 – 2027, tanto para el Caso Base como para

el Caso Matriz Productiva, se ha adoptado el criterio de garantizar una reserva mínima de energía del 10% ante la ocurrencia de un escenario hidrológico seco (con 90 % de probabilidad de excedencia, resolución mensual), y una reserva mínima de potencia del 20%, sin considerar las interconexiones internacionales. Adicionalmente, se ha realizado una verificación del VERE y VEREC, metodología utilizada en varios países de América Central y de Sudamérica.

Se presentan los resultados de reservas de energía para dos escenarios hidrológicos: hidrología media e hidrología seca.

4.6.3.1 Reservas de Energía: Hidrología Media

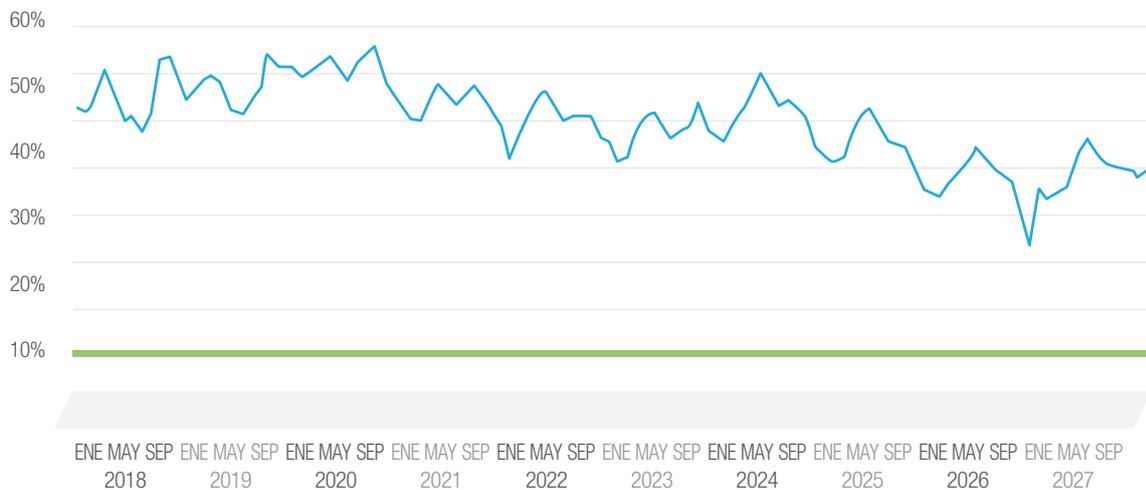


Figura No. 4-13: Reserva de energía con hidrología media, Caso Base.

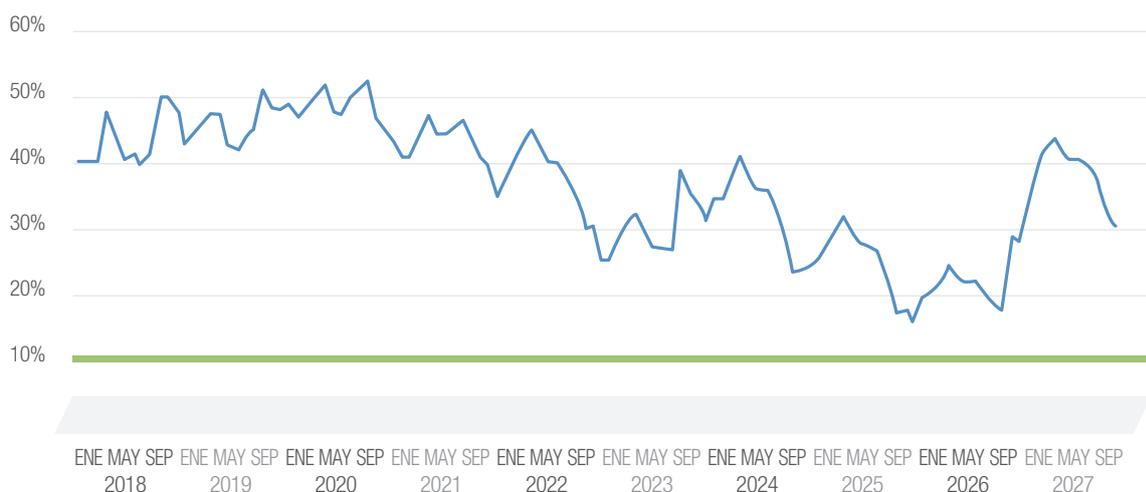


Figura No. 4-14: Reserva de energía con hidrología media, Caso Matriz Productiva.

4.6.3.2 Reservas de Energía: Hidrología Semi - Seca



Figura Nro. 4-15: Reserva de energía con hidrología semi - seca, Caso Base.

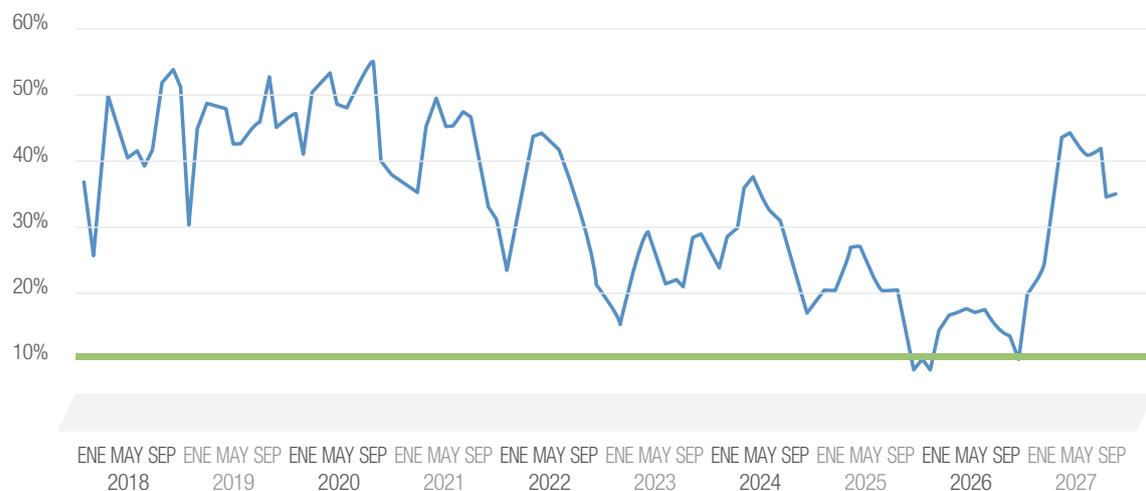


Figura Nro. 4-16: Reserva de energía con hidrología semi - seca, Caso Matriz Productiva.

Como se observa en las figuras anteriores 4-15 y 4-16, con el equipamiento del Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027, tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, se

cumple con el criterio de reserva mínima de energía ante la ocurrencia de escenarios hidrológicos promedio y semi - secos.

4.6.3.3 Reservas de Potencia



Figura Nro. 4-17: Reserva de potencia del S.N.I., Caso Base.

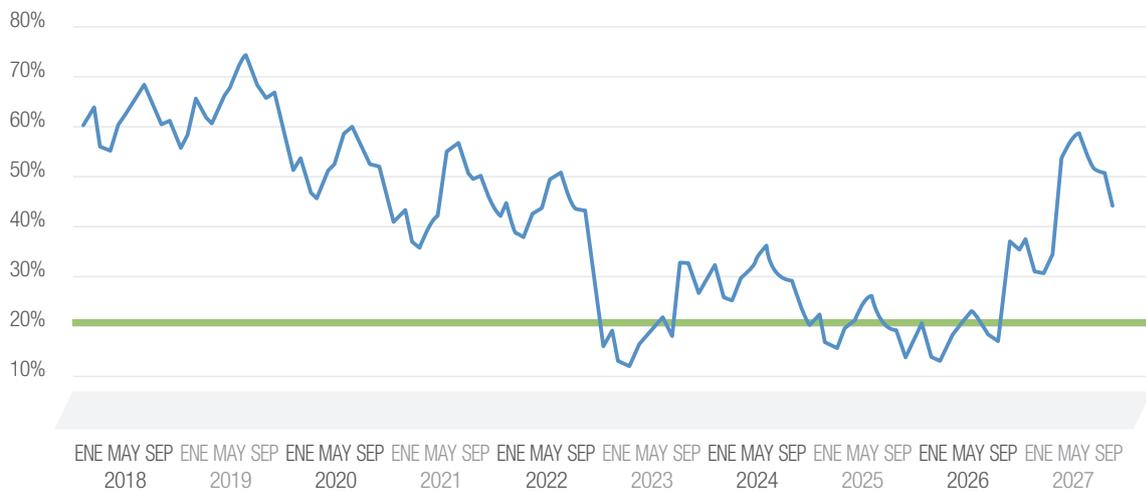


Figura Nro. 4-18: Reserva de potencia del S.N.I., Caso Matriz Productiva.

Como se observa en las figuras anteriores 4-17 y 4-18, con el equipamiento del Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027,

tanto para el Caso Base como para el Caso Matriz Productiva, se cuenta con reserva de potencia necesaria.

4.6.4 Composición de la generación

4.6.4.1 Hidrología promedio

En la Figura Nro. 4-19 y Figura Nro. 4-20 se presentan los resultados de la estimación de la composición de la generación para el PEG Caso

Base y para el PEG Caso Matriz Productiva, respectivamente, para una condición hidrológica promedio.

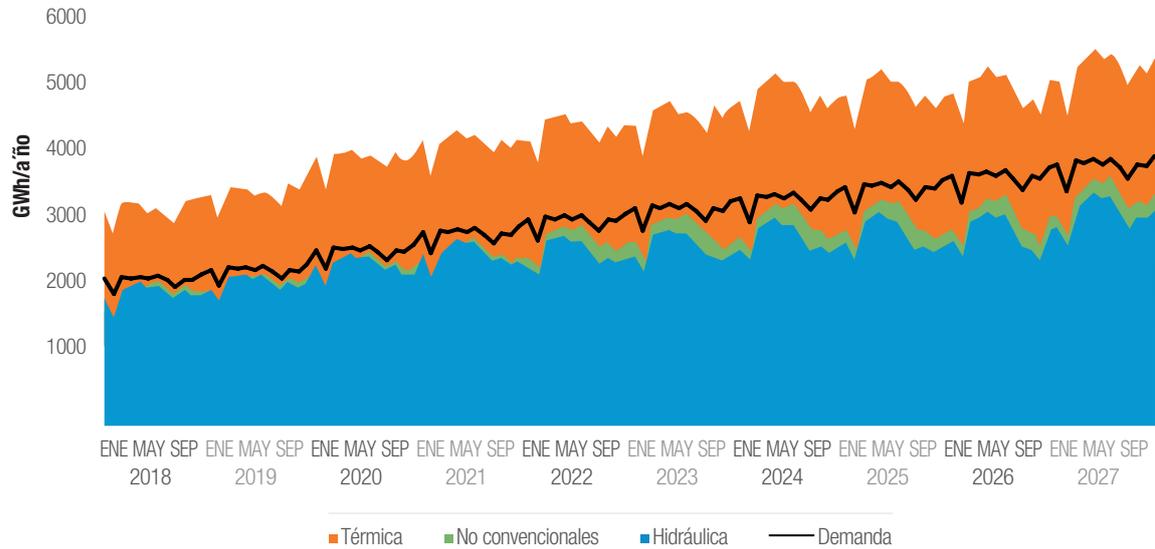


Figura Nro. 4-19: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base (GWh/mes).

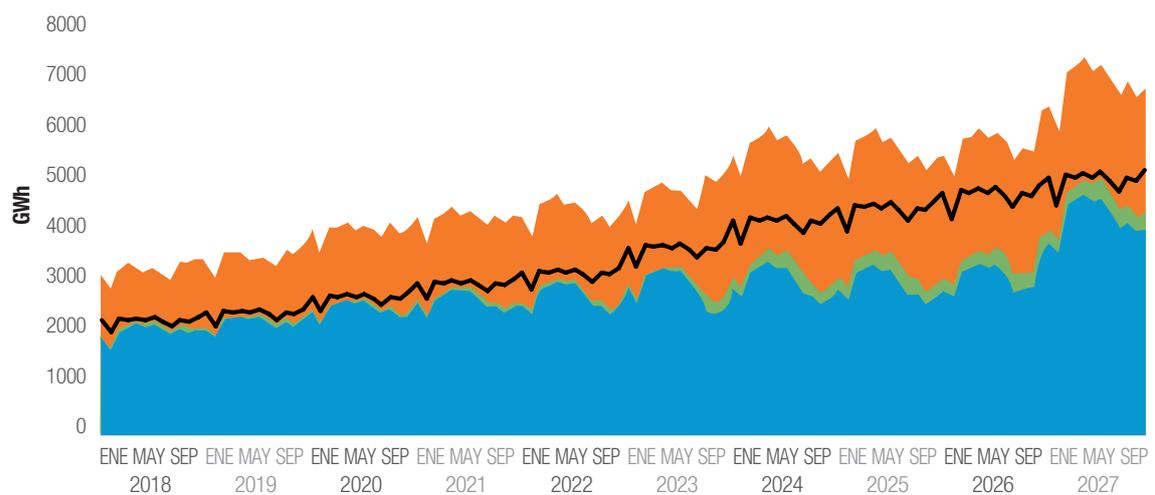


Figura Nro. 4-20: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva (GWh/mes).

4.6.4.2 Hidrología semi - seca

En la Figura Nro. 4-21 y Figura Nro. 4-22 se presentan los resultados de la estimación de la composición de la generación para el PEG Caso Base y para el PEG Caso Matriz Productiva, respectivamente, para una condición hidrológica semi - seca (resolución mensual).

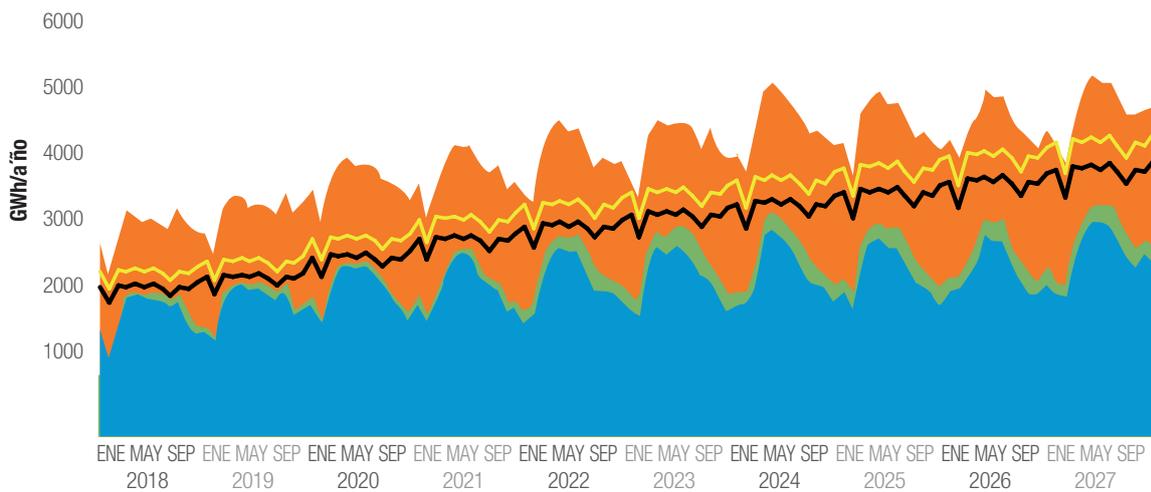


Figura Nro. 4-21: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología semi - seca, Caso Base (GWh/mes).

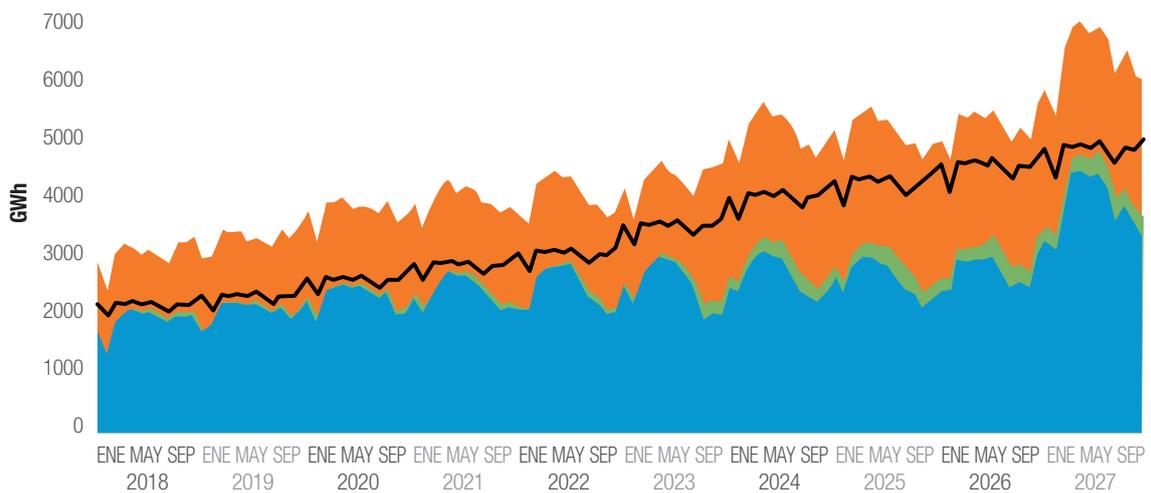


Figura Nro. 4-22: Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología semi - seca, Caso Matriz Productiva (GWh/mes).

4.6.5 Criterio de confiabilidad VERE y VEREC

En un país como el Ecuador, con un parque generador hidroeléctrico predominante, se recomienda el uso de criterios de confiabilidad que permitan estimar los posibles racionamientos.

Algunos países de Centroamérica y Sudamérica utilizan en su planeación los denominados "Índices de verificación de racionamientos

de energía en el horizonte del planeamiento: VERE y VEREC. Estos índices deben ser verificados para establecer la viabilidad de los programas de mantenimiento para un determinado mes.

4.6.5.1 Valor esperado de racionamiento de energía (VERE)

Es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este límite de confiabilidad, está expresado en porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor de

1,5%, obtenido como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de energía mediante reducción de voltaje y frecuencia, sin desconexión de circuitos.

4.6.5.2 Valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC)

Es el valor esperado del porcentaje de racionamiento con respecto a la demanda, cuyo valor límite es el 2% de la demanda de energía y el número de casos de racionamiento, cuyo límite es 5% del total de escenarios hidrológicos considerados. Por tanto, en un análisis que contempla 100 escenarios hidrológicos, el VEREC no debe superar el 2% de la demanda mensual de energía en más de 5 escenarios

hidrológicos. El criterio adoptado para el presente PEG 2018 – 2027 ha sido:

- VERE: límite máximo 1,5%
- VEREC: límite máximo 2,0%

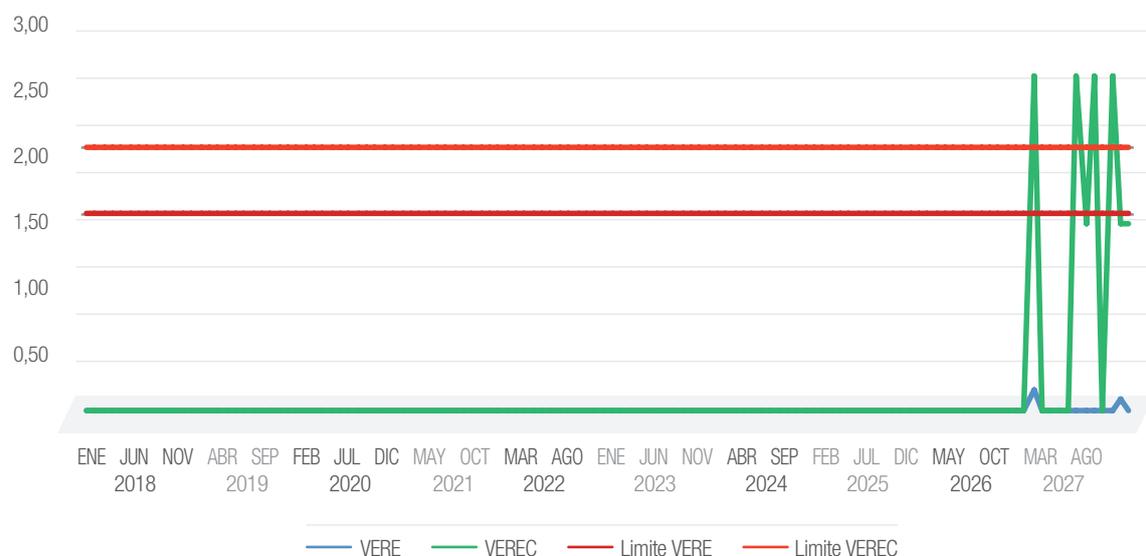


Figura Nro. 4-23: Índices de confiabilidad VERE y VEREC para el PEG 2018 – 2027 del S.N.I.

4.7 Consumo de combustibles y emisiones de CO₂

4.7.1 Consumo estimado de combustibles

El consumo estimado de combustibles para condiciones hidrológicas medias se presenta en la Tabla Nro. 4-11 y en la Figura Nro. 4-24 para el Caso Base del PEG. De manera similar, en la Tabla Nro. 4-11 y en la Figura Nro. 4-25 para el Caso Matriz Productiva del PEG.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]*	Fuel Oil [galón]
2018	10.509,0	0,0	3.679,4	10.859,0	34.125,5	78.338,6	44.984,5
2019	10.848,0	0,0	1.448,5	8.692,7	21.906,6	80.865,6	30.599,3
2020	10.925,0	0,0	1.140,1	14.575,0	44.573,9	81.439,6	59.148,9
2021	10.948,0	0,0	5.028,4	23.298,0	77.787,1	81.611,1	101.085,1
2022	17.195,0	0,0	2.925,3	14.050,0	46.679,5	128.178,9	60.729,5
2023	21.527,0	0,0	2.487,9	12.043,0	42.439,9	160.471,4	54.482,9
2024	25.886,0	0,0	2.510,3	9.658,8	30.340,4	192.965,3	39.999,2
2025	33.113,0	0,0	3.321,7	15.118,0	54.239,2	246.838,4	69.357,2
2026	38.664,0	0,0	4.374,7	26.087,0	88.872,4	288.218,0	114.959,4
2027	32.070,0	0,0	7.506,2	15.802,0	54.277,3	239.063,5	70.079,3
Total	211.685,0	0,0	34.422,5	150.183,5	495.241,8	1.577.990,3	645.425,3

Tabla Nro. 4-11: Consumo estimado de combustibles, hidrología promedio, Caso Base del PEG.

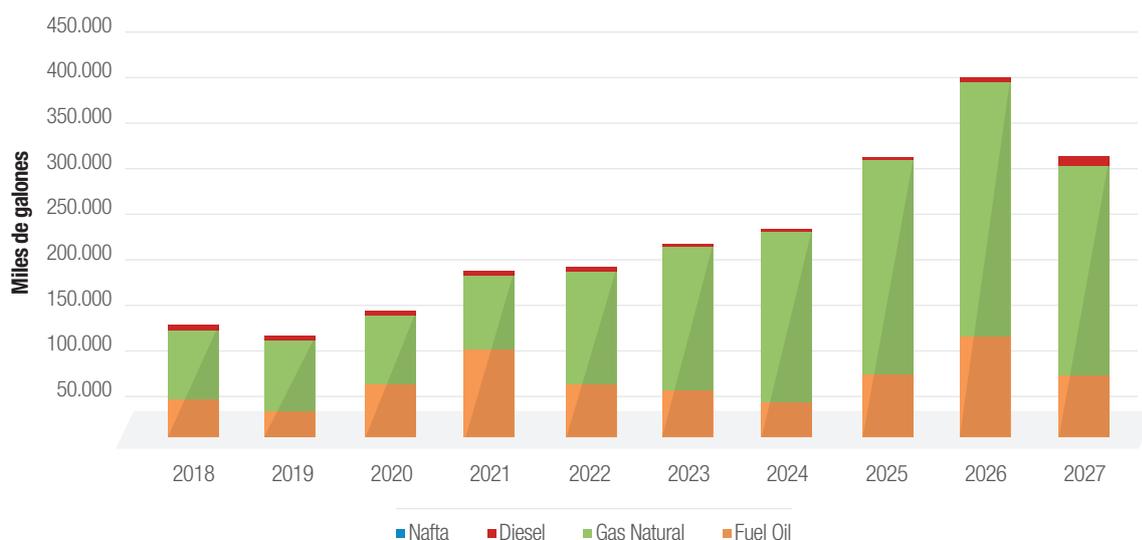


Figura Nro. 4-24: Consumo de combustibles, hidrología media, Caso Base del PEG.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]*	Fuel Oil [galón]
2018	10.511,0	0,0	3.689,6	11.070,0	33.871,4	78.353,5	44.941,4
2019	10.848,0	0,0	1.612,8	8.824,4	21.938,9	80.865,6	30.763,3
2020	10.925,0	0,0	1.421,1	14.262,0	44.180,2	81.439,6	58.442,2
2021	10.949,0	0,0	5.365,9	24.194,0	81.771,3	81.618,5	105.965,3
2022	20.083,0	0,0	5.372,0	26.695,0	84.241,0	149.707,3	110.936,0
2023	30.855,0	0,0	15.828,0	52.607,0	164.393,5	230.006,3	217.000,5
2024	46.340,0	0,0	34.895,0	63.999,0	185.611,3	345.438,1	249.610,3
2025	48.219,0	0,0	76.191,0	112.480,0	271.132,7	359.445,0	383.612,7
2026	49.570,0	0,0	112.290,0	125.620,0	312.652,1	369.515,9	438.272,1
2027	27.064,0	0,0	13.825,0	20.848,0	60.861,0	201.746,6	81.709,0
Total	265.364,0	0,0	270.490,4	460.599,4	1.260.653,5	1.978.136,5	1.721.252,9

Tabla Nro. 4-12: Consumo estimado de combustibles, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva del PEG.

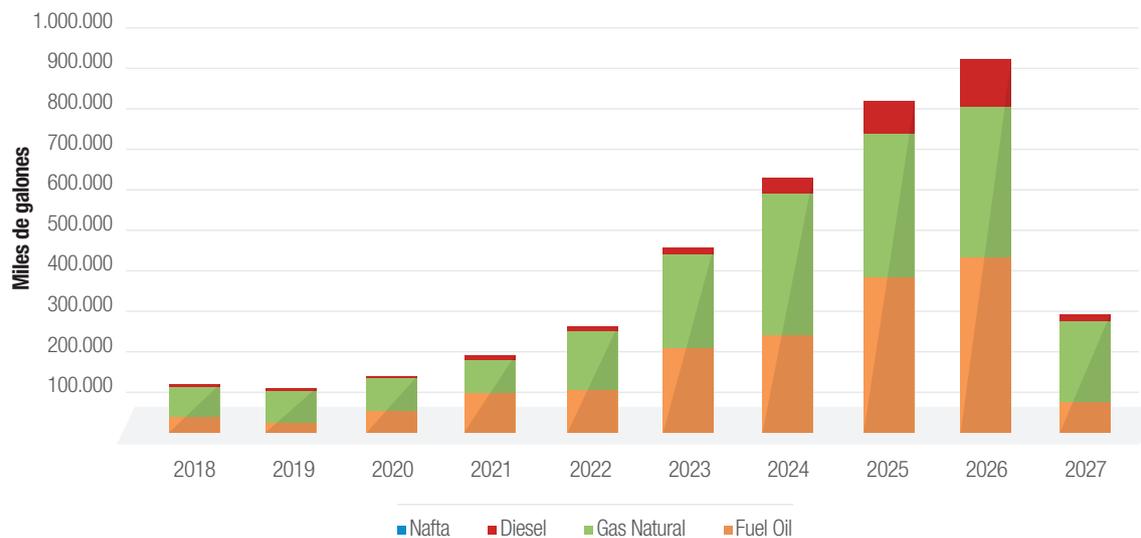


Figura Nro. 4-25: Consumo de combustibles, hidrología media, Caso Matriz Productiva del PEG.

4.7.2 Emisiones de CO₂

Entre los múltiples resultados de la simulación de la expansión de la generación, se dispone de la estimación de emisiones de CO₂ a la atmósfera, considerando un factor de emisión asociado al tipo de combustible utilizado. Los factores utilizados son de uso generalizado en la mayoría de los países de Sudamérica y Centroamérica y se

encuentran detallados en el documento “Cálculo del factor de emisión”, disponible para descarga en el sitio web de CENACE: www.cenace.org.ec. En la Figura Nro. 4-26 y en la Figura Nro. 4-27 se presenta la estimación de emisiones de CO₂ para condiciones hidrológicas medias.

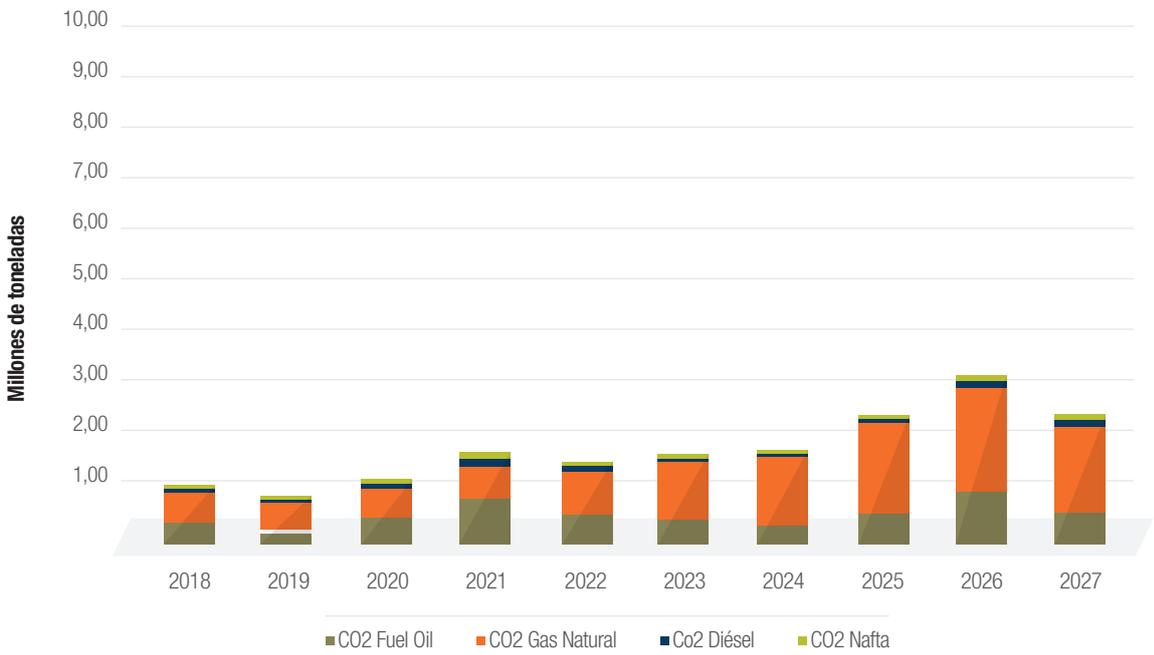


Figura Nro. 4-26: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Base del PEG.

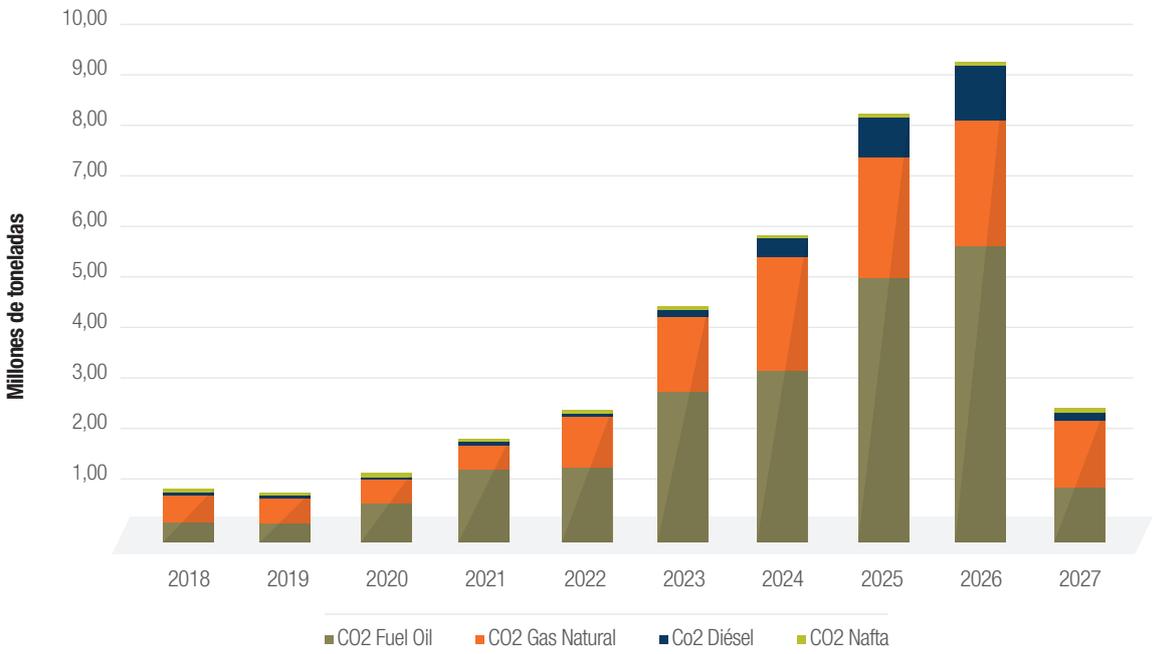


Figura Nro. 4-27: Emisiones estimadas de CO2, hidrología media, Caso Matriz Productiva del PEG.



Figura Nro. 4-28: Presa del Proyecto Hidroeléctrico Toachi – Pilatón
Fuente: La Hora, 01.mar.2019

4.8 Inversiones estimadas

Un resumen de las inversiones totales de los proyectos del S.N.I., estimadas para el periodo 2018 – 2027 se presentan en la tabla y figuras siguientes:

Año	Inversión estimada (MUSD)	
	Caso Base	Caso Matriz Productiva
2018	268,7	268,7
2019	328,0	328,0
2020	754,9	867,4
2021	1.082,5	1.660,0
2022	1.122,5	1.728,5
2023	780,2	1.537,2
2024	779,8	978,8
2025	642,0	815,0
2026	497,9	577,9
2027	400,0	293,5
TOTAL	6.656,5	9.055,0

Tabla Nro. 4-13: Inversiones estimadas en el PEG 2018 – 2027, S.N.I. Caso Base y Caso Matriz Productiva, en millones de dólares

Como se puede apreciar en la Tabla Nro. 4-13, las diferencias entre las inversiones estimadas para el Caso Base del PEG y para el Caso Matriz Productiva, son significativas a partir del año 2020. La toma de decisiones sobre la ejecución de los proyectos adicionales considerados en el Caso Matriz Productiva está estrechamente

relacionada a la incorporación de las cargas adicionales: la Industria Petroquímica, la industria del Cobre, los Astilleros y, finalmente, la industria del Aluminio. En la Figura Nro. 4.29 y en la Figura Nro. 4-30 se presenta la estimación de inversiones para el PEG Caso Base y para el Caso Matriz Productiva, respectivamente.

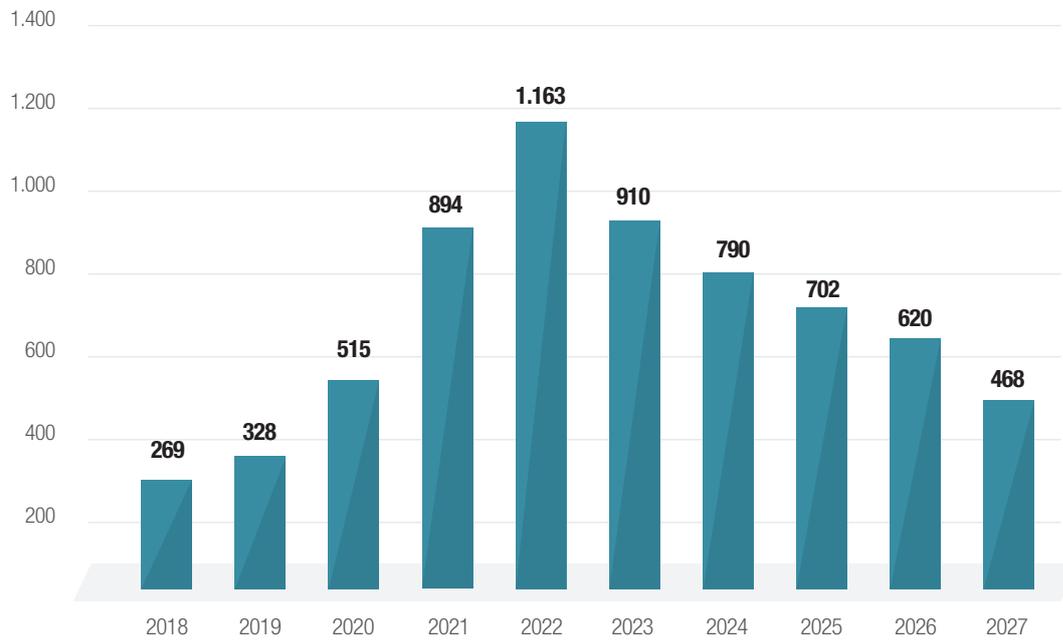


Figura Nro. 4-29: Inversiones públicas y privadas estimadas en el PEG Caso Base.

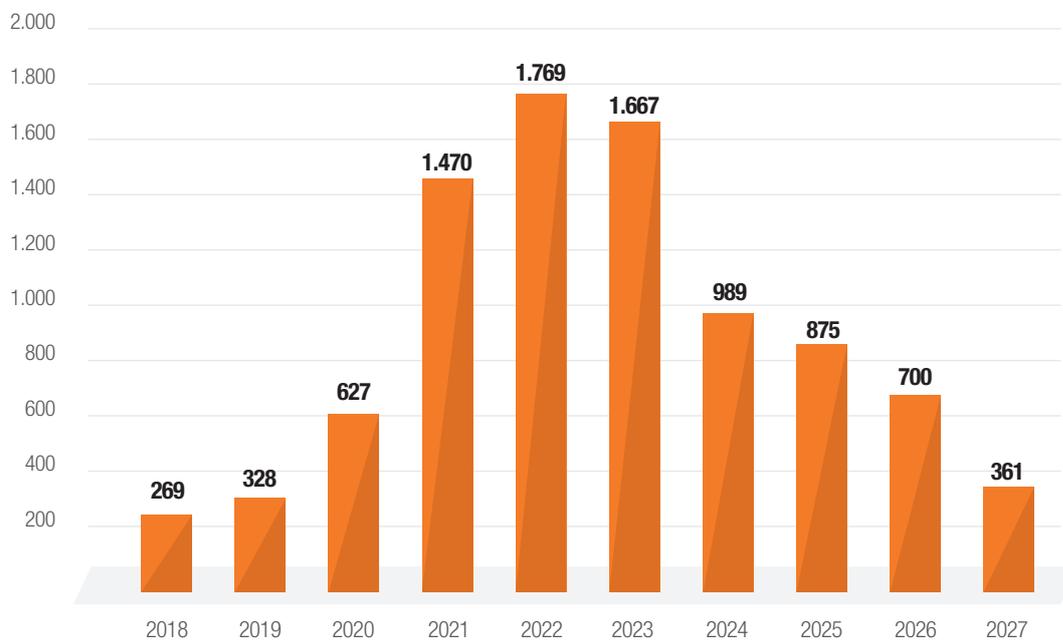


Figura Nro. 4-30: Inversiones públicas y privadas estimadas en el PEG Caso Matriz Productiva.



Figura Nro. 4-31: Captación del río Pilatón, Proyecto Hidroeléctrico Toachi – Pilatón
Fuente: El Comercio, 27.feb.2019

4.9 Plan de Expansión de Generación en el Sistema Aislado Galápagos

Con el objeto de apoyar en el cuidado de los ecosistemas y el desarrollo de las Islas Galápagos, se ha evidenciado la necesidad de incorporación de criterios de sostenibilidad en la planificación del Sistema Eléctrico de cada una de las islas; conformadas espacialmente por sus áreas protegidas (7.731 km²) y áreas pobladas (264 km²).

El Plan de expansión del sistema eléctrico para la Provincia de Galápagos se sustenta en las políticas y objetivos de: La Constitución de la República del Ecuador, Plan Nacional de Desarrollo, Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPEE- y Ley de Régimen Especial de la Provincia de Galápagos.

El principal lineamiento constituye, el impulso para el desarrollo de los sectores de manera sustentable; con los criterios de soberanía energética y aprovechamiento de recursos renovables disponibles, con la finalidad de reducir el uso de combustibles fósiles para generación eléctrica.

Por tanto, la dotación de un servicio seguro, confiable, de calidad, eficiente y amigable con el medio ambiente, exige implementar centrales con los más modernos avances tecnológicos en generación renovable no convencional, con la finalidad de coadyuvar al desarrollo sostenible de la región insular.

4.9.1 Iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en Galápagos”

El Estado ecuatoriano mantiene como política la conservación ambiental de las Islas Galápagos, por esta razón en 1986 el Gobierno del Ecuador declara al Archipiélago de Galápagos como Reserva de la Biosfera y en 1990 Santuario de Ballenas. En el año 2001 fue incluida por la ONU en la lista de Patrimonios Naturales de la Humanidad, además en 1998 se aprobó la Ley Orgánica de Régimen Especial para la Conservación y Desarrollo Sustentable de la Provincia de Galápagos, donde se estableció La Reserva Marina de Galápagos, reconociéndose de esta manera su valor ecológico, cultural, educacional y económico para la conservación y mantenimiento de especies únicas en el mundo.

El constante transporte de combustibles fósiles por medio marítimo hacia las Islas hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan accidentes y derrames. Así mismo y debido al uso de combustibles fósiles para generación de electricidad, se emiten gases nocivos para el medio ambiente, provocando significantes

impactos ambientales en una zona que posee un elevado endemismo que permite separarla como una región biogeográfica única, constituyéndose en un refugio de especies amenazadas y un atractivo turístico

El Gobierno Nacional aspira que la aplicación de tecnologías energéticas sustentadas en el aprovechamiento de fuentes renovables y no convencionales de energía disminuya la transportación de combustibles fósiles y por ende la emisión de gases de efecto invernadero.

En el año 2007, el Gobierno del Ecuador declaró en situación de riesgo a las Islas Galápagos y ordenó asignar la máxima prioridad a la conservación de su biodiversidad y así superar la grave crisis institucional, ambiental y social que viven las islas.

Ante la problemática energética existente en las Islas, el Gobierno del Ecuador promueve desde el año 2007 la iniciativa “Cero Combustibles

Fósiles en las Islas Galápagos”, que plantea el objetivo de disminuir el uso de derivados del petróleo en esa zona de alta sensibilidad ambiental y social como parte importante de la estrategia nacional de conservación del Archipiélago, en cumplimiento de los compromisos que ha asumido el Estado ecuatoriano con la comunidad internacional y sus organismos especializados.

Para la ejecución de la iniciativa en el ámbito de su competencia, el Ministerio de Energías y Recursos Natural No Renovables (MERNNR) en conjunto con la Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A (ELECGALAPAGOS S.A) se encuentran diseñando y ejecutando proyectos que apuntan a sustituir la generación eléctrica basada en energía térmica de origen fósil por energía renovable basada en los recursos solar, eólico, hidráulico, biocombustibles y geotérmica.

4.9.2 El Régimen Especial de Galápagos

La Asamblea Nacional, de conformidad con las atribuciones que le confiere la Constitución de la República del Ecuador y la Ley Orgánica de la Función Legislativa, discutió y aprobó el PROYECTO DE LEY ORGANICA DE REGIMEN ESPECIAL DE LA PROVINCIA DE GALAPAGOS.

“Que, el Art. 258 de la Constitución de la Republica establece que la provincia de Galápagos tendrá un Gobierno de Régimen Especial, cuya administración estará a cargo de un Consejo de Gobierno

presidido por el representante de la Presidencia de la República e integrado por las alcaldesas y alcaldes de los municipios de la provincia de Galápagos, el representante de las juntas parroquiales y los representantes de los organismos que determine la Ley”

“Que, el Art. 11 numeral 2 de la Ley Orgánica del Régimen Especial de la provincia de Galápagos establece: Aprobar el Plan para el Desarrollo Sustentable y Ordenamiento Territorial de Galápagos, así como las modificaciones al mismo.”

4.9.3 Situación demográfica

De acuerdo a las proyecciones de la población para el año 2018 se estima un total de 31.600 personas en la Provincia de Galápagos¹⁷, manteniendo una tasa de crecimiento positiva.

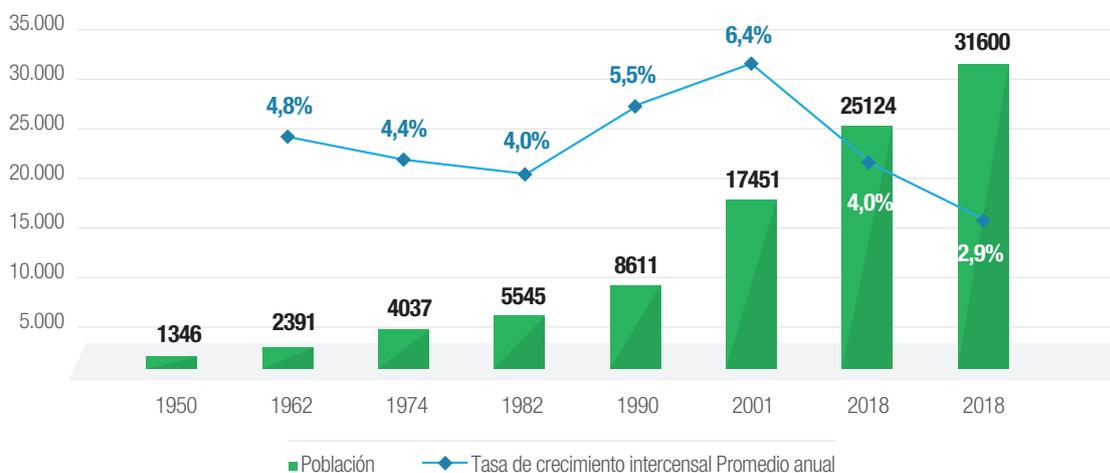


Figura Nro. 4-32: Evolución población habitual en la Provincia de Galápagos¹⁸.

Cantón /Parroquia	2010	2018	Tasa de crecimiento intercensal
Cantón Santa Cruz	15.393	19.404	2,9%
Cantón San Cristóbal (no incluye Floreana)	7.339	9.167	2,8%
Parroquia Floreana del Cantón San Cristóbal	136	111	-2,5%
Cantón Isabela	2.256	2.918	3,2%
TOTAL	25.124	31.600	2,9%

Tabla. Nro. 4-14: Tasa de crecimiento intercensal por parroquia (2010 – 2018)¹⁹.

17. MEMORIA ESTADÍSTICA GALAPAGOS 2017 INEC.

18. MEMORIA ESTADÍSTICA GALAPAGOS 2017 INEC

19. MEMORIA ESTADÍSTICA GALAPAGOS 2017 INEC

4.9.2 El Régimen Especial de Galápagos

Como se observa en la Figura Nro. 4-2, la población flotante muestra un crecimiento constante. De todos los ingresos, los turistas que

se hospedan en tierra son los que afectan la demanda de energía eléctrica.

4.9.4 Situación actual de la generación de energía eléctrica

El parque de generación en Galápagos se conforma de sistemas aislados para cada una de las islas, los cuales están compuestos en su mayor parte por centrales termoeléctricas, seguida por centrales

de generación de fuentes renovables como: parques eólicos, centrales fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento de energía y motores duales que utilizan biocombustibles (aceite de piñón).

Isla	Térmica (MW)	Eólica (MW)	FV (MW)	Subtotal (MW)	Baterías (MW)
San Cristóbal	7,19	2,40	0,01	9,61	
Santa Cruz- Baltra	11,85	2,25	1,60	15,70	Pb-Acido: 0,5MW; 4,03MWh Ion-litio: 0,5MW; 0,27MWh
Isabela	2,10		0,95	3,05	Ion-litio: 0,66MW - 0,33MWh
Floreana	0,24		0,02	0,26	Pb-Acido:0,07MW; 0,38MWh
Total	21,38	4,65	2,58	28,62	

Tabla. Nro. 4-15: Potencia Efectiva por isla en la provincia de Galápagos al 31 de diciembre 2018²⁰.

4.9.4.1 Sistemas de acumulación de combustible para generación de energía eléctrica

Para cubrir con la demanda de generación térmica se cuenta con infraestructura para los procesos de descarga, transporte, almacenamiento, filtrado, y bombeo de combustibles a las unidades

de generación. Para el caso de Isabela y Floreana, existe un sistema para la mezcla del diésel con biocombustible. El cuadro a continuación describe la cantidad de tanques y su capacidad de almacenamiento.

TANQUES DE COMBUSTIBLE DE ELECGALAPAGOS		
CENTRAL TÉRMICA	CAPACIDAD EN GAL	COMBUSTIBLE
SAN CRISTÓBAL	25.500	Diésel
SANTA CRUZ	38.000	Diésel
ISABELA	46.476	Diésel
	16.000	Piñón
FLOREANA	3.000	Diésel
	3.100	Piñón
SUBTOTAL DIÉSEL	112.976	
SUBTOTAL PIÑÓN	19.100	
Total	132.076	

Tabla. Nro. 4-16: Capacidad de los tanques de almacenamiento de combustible²¹.

4.9.5 Matriz de generación de energía eléctrica

En el año 2018, la energía total generada fue de 56.897,64 MWh/año, la principal fuente de energía es producida con generación térmica a diésel, representando 47.785,23 MWh/año equivalente al 83,98%, mientras que el aporte de energía producida con fuentes renovables fue de 9.112,41 MWh/año equivalente al 16,02%. En el

periodo del año 2018, en lo que respecta a la demanda, esta creció un 3,84% con respecto al año 2017.

Como se presenta en la siguiente gráfica, de porcentajes de participación de las diferentes fuentes de generación eléctrica, predomina la generación térmica:

20. ELECGALAPAGOS S.A.

21. ELECGALAPAGOS S.A.

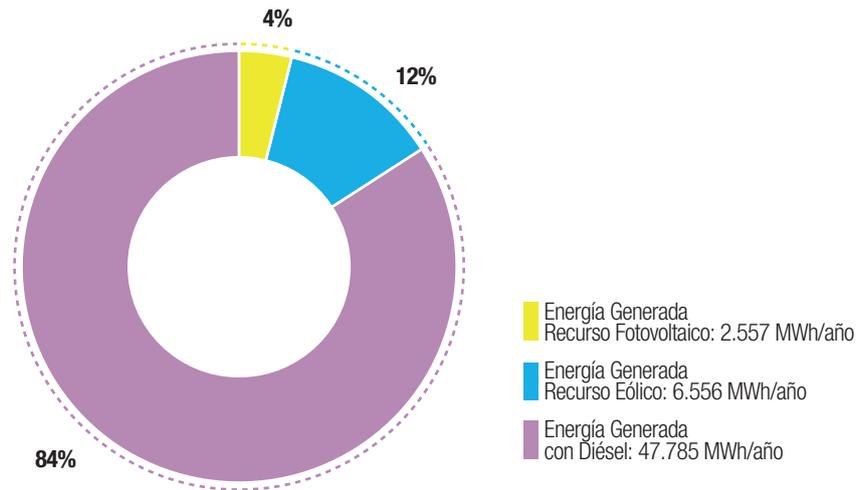


Figura Nro. 4-33: Generación eléctrica en la provincia de Galápagos año 2018.

El desarrollo de los proyectos bajo la Iniciativa “Cero Combustibles Fósiles”, han logrado cambiar la matriz de generación eléctrica a partir del 2007, desplazando la participación del parque térmico de un 100%, a una participación que inició con el 91% hasta alcanzar en el año 2018 una participación del 84%, permitiendo así que los recursos renovables y disponibles en las islas aporten el 16% de la energía.

Esto permitió en el periodo 2007 a 2018 la reducción acumulada de 4,51 millones de galones de diésel para la generación de electricidad, evitando así la emisión de aproximadamente 42,44 miles toneladas de CO₂ significando un ahorro de aproximadamente 4,69 millones de dólares.

En la Isla Isabela, en octubre del año 2018, inicio la operación del Proyecto Híbrido Isabela estimándose una participación anual del 25% de energía renovable y del 75% de energía térmica.

4.9.5.1 Generación Isla San Cristóbal

La isla San Cristóbal cuenta con diversas fuentes de electricidad:

- Parque eólico de 2,4 MW, que entró en funcionamiento en octubre del 2007. Tiene instalados 3 aerogeneradores de 0,8 MW.
- Sistema Fotovoltaico, con una potencia instalada de 0,013 MW.

- Central térmica con una potencia instalada de 8,99 MW, y una potencia efectiva de 7,19 MW, unidades que datan del año 1991.

La Figura Nro. 4-4, muestra la predominancia de la generación térmica alcanzando un aporte del 81,63% en el año 2018.

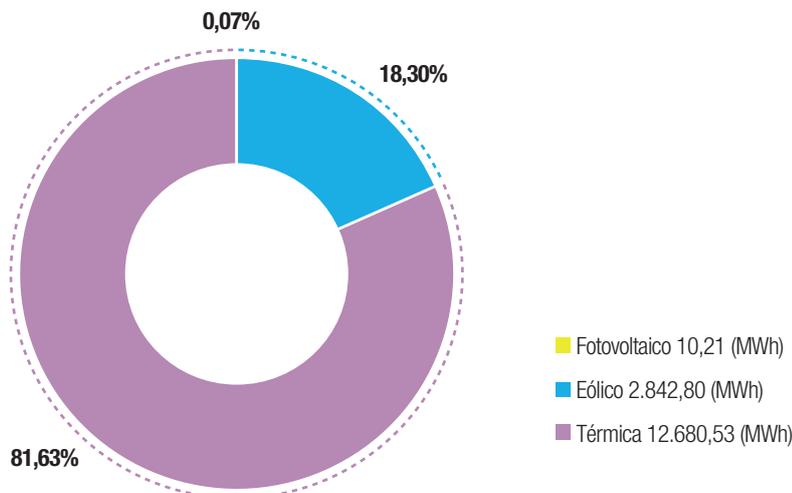


Figura Nro. 4-34: Generación eléctrica San Cristóbal año 2018²².

22. ELECGALAPAGOS S.A.

4.9.5.2 Generación de las Islas Santa Cruz y Baltra

El sistema de generación en Santa Cruz-Baltra, dispone de la siguiente infraestructura:

- Parque Eólico Baltra con una potencia instalada de 2,25 MW, conformado por 3 aerogeneradores de 0,75 MW, que entró en funcionamiento en enero de 2015.
- Parque Fotovoltaico Puerto Ayora con una potencia instalada de 1,5 MW que entró en funcionamiento en mayo de 2014, también se cuenta con sistemas fotovoltaicos pequeños sumando una potencia instalada de 0,03 MW.
- Parque Fotovoltaico Baltra con una potencia instalada de 0,07 MW, que entro en funcionamiento en marzo de 2016.
- Un sistema de almacenamiento de energía en baterías recargables Ion-Litio (500 kW; 268,07 kWh) el cual permite

estabilizar el sistema absorbiendo las variaciones de generación del parque eólico y otro banco de baterías de Plomo- Acido (500 kW; 4.032 kWh) que sirven para almacenamiento y despacho de energía eléctrica. Estos bancos se encuentran ubicados en Baltra y que entro en funcionamiento en marzo de 2016.

- Central térmica Santa Cruz con una potencia instalada de 14,81 MW, y una potencia efectiva de 11,85 MW, la central cuenta con unidades que datan del año 1990.

Las centrales de las islas Santa Cruz y Baltra se encuentran interconectadas mediante una línea a 34,5 kV, recorriendo una distancia de 54,1 km, que incluye tramos aéreo, submarino y soterrado.

La Figura Nro. 4-5, muestra en la producción de electricidad por tipo de tecnología.

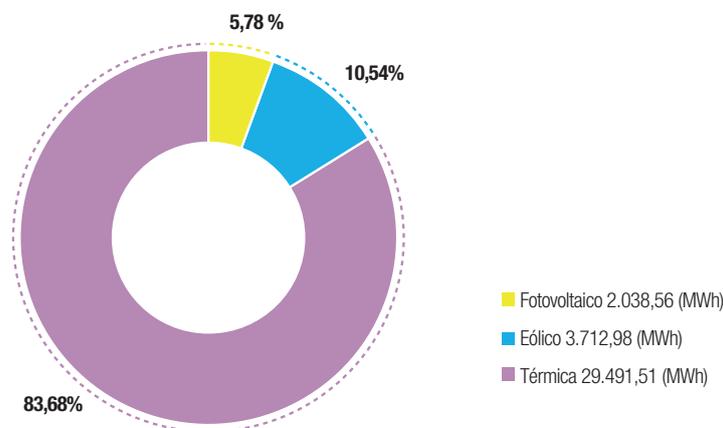


Figura Nro. 4-35: Generación eléctrica Santa Cruz Baltra año 2018²³.

4.9.5.3 Generación Isla Isabela

El sistema de generación en la Isla Isabela dispone de la siguiente infraestructura:

- Generación térmica dual de 1,63 MW
- Planta Fotovoltaica con una potencia instalada de 0,952p MW.
- Un sistema de almacenamiento de energía en baterías recargables Ion-Litio (0,66 MW – 0,33 MWh).

La operación de la generación se encuentra automatizada, donde el sistema de almacenamiento permite mantener la estabilidad al absorber las variaciones de la producción de la planta fotovoltaica.

El sistema de generación (Central Híbrida) entró en operación en agosto de 2018. Además, se dispone de una unidad térmica a diésel de 1 MW en reserva fría. La Figura Nro. 4-6, muestra en la producción de electricidad por tipo de tecnología.

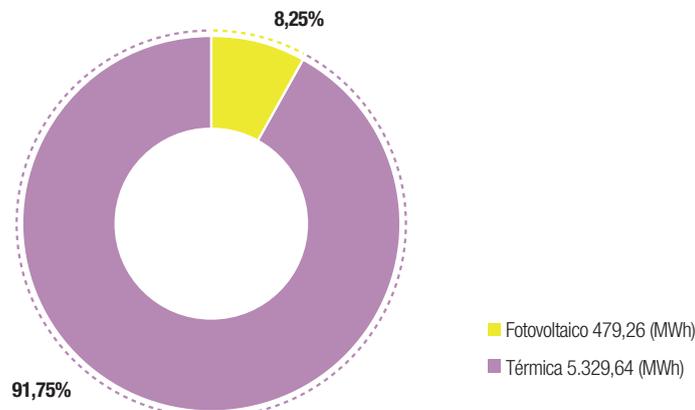


Figura Nro. 4-36: Generación eléctrica isla Isabela año 2018²⁴.

23. ELECGALAPAGOS S.A.
24. ELECGALAPAGOS S.A.

4.9.5.4 Generación Isla Floreana

El sistema de generación en la isla Floreana, actualmente dispone de las siguientes centrales de generación:

- Planta Fotovoltaica Perla Solar con una potencia instalada de 0,021 MWp, operativa desde junio de 2014.
- Un sistema de almacenamiento de energía en baterías recargables Pb-Acido: 0,069kW y 0,38 MWh, el cual permite almacenar y despachar la energía de la planta fotovoltaica.

- Central térmica dual con una potencia instalada de 0,29 MW y una potencia efectiva de 0,23 MW, con unidades que datan del año 2010.

La Figura Nro. 4-7, muestra en la producción de electricidad por tipo de tecnología.

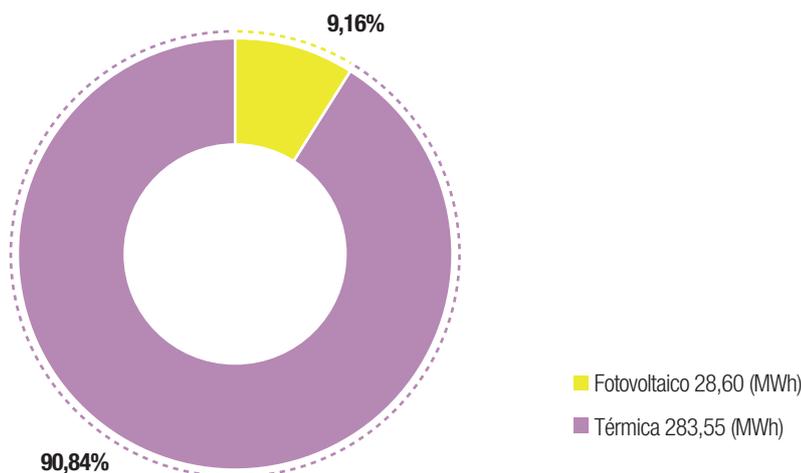


Figura Nro. 4-37: Generación eléctrica Floreana año 2018.

4.9.6 Plan de Expansión de la Generación para Galápagos

La expansión del sistema de generación se ajusta al estudio de la demanda de cada una de las islas y la designación tecnológica obedece a la política orientada a garantizar el desarrollo económico del archipiélago en función de la preservación del medio ambiente. El portafolio de proyectos expuestos en el Plan de expansión 2018-2027, garantizará una penetración de energía renovable de al menos 56%, seguridad, calidad y confiabilidad del servicio con los mejores niveles de cobertura. Es necesario continuar los estudios para el aprovechamiento de los recursos naturales renovables en las islas, hasta cumplir la meta de descarbonizar las islas hasta el año 2030.

El dimensionamiento de los proyectos de generación de energía

renovable para Galápagos utilizó el software HOMER y LEAP, los cuales permiten analizar la participación de las distintas centrales de generación optimizando el uso del recurso, y de acuerdo a la disponibilidad del mismo.

El HOMER realiza un análisis anual técnico - económico, mientras que el LEAO efectúa una prospectiva energética de medio y largo plazo, con un modelo multicriterio, que se genera a través de la evaluación de varios escenarios alternativos comparando sus requerimientos de energía, sus costos y beneficios sociales y sus impactos ambientales. La Tabla. Nro. 4-4, muestra la planificación de los nuevos proyectos, en periodos de corto, mediano y largo plazo.

Ubicación	Plazo	Proyecto	Año de Operación	Capacidad	Factor de Planta	Costo (MUSD)
San Cristóbal	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2020	1,00 [MWp]	21%	8,5
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2020	1,4 [MWh]		
	Corto Plazo	Automatización del sistema híbrido	2020			0,5
	Corto Plazo	Eólico	2022	5,6 [MW]	15%	12,3
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2022	2,2 [MWh]		1,3
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2024	2,5 [MW]	19%	5,71

Ubicación	Plazo	Proyecto	Año de Operación	Capacidad	Factor de Planta	Costo (MUSD)
Santa Cruz - Baltra	Corto Plazo	Segunda fase Eólico Baltra	2022	6,75 [MW]	23%	14,8
	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2022	4 [MWp]	20%	9,14
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2022	30 [MWh]		18
	Corto Plazo	Sistema de Redes Inteligentes	2022			2,26
	Mediano Plazo	Tercera fase Eólico Baltra	2025	2,75 [MW]	18%	6,03
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2025	1,5 [MW]	21%	3,43
	Mediano Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2025	10 [MWh]		6
Isabela	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2021	0,8 [MWp]	20%	1,82
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2021	1 [MWh]		1,5
	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2023	0,5[MWp]	23%	1,14
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2023	7,1 [MWh]		4,26
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2025	0,5 [MWp]	23%	1,42
	Mediano Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2025	4,3 [MWh]		2,58
Floreana	Corto Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2020	0,09 [MWp]	20%	0,31
	Corto Plazo	Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS)	2020	0,384[MWh]		0,33
	Mediano Plazo	Proyecto Fotovoltaico	2023	0,08 [MWp]	20%	1,83
					TOTAL	103,16

Tabla. Nro. 4-17: Plan de Expansión de la Generación de las Islas Galápagos.

**Corto Plazo corresponde de 0 a 4 años.*

**Mediano Plazo corresponde de 4 a 7 años.*

**Largo Plazo corresponde de 7 años en adelante.*

4.9.7 Descripción de los proyectos

4.9.7.1 Proyectos para el corto plazo

Los proyectos a ser incorporados, abastecerán la demanda proyectada de las islas al corto plazo²⁵, además que aportan al desplazamiento del uso de combustibles fósiles en la generación eléctrica, cambiando la tendencia de incorporar centrales térmicas para el abastecimiento del crecimiento de la demanda. Dentro de los proyectos se tiene:

A. Automatización del sistema híbrido San Cristóbal

Actualizar y automatizar todo el sistema híbrido eólico – diésel, para lograr la máxima penetración de energía renovable sistema la red eléctrica de San Cristóbal. Se espera un aporte energético de 3,9 GWh/año proveniente del parque eólico instalado, además de la reducción 350 mil gal/año de diésel para generación de electricidad,

25. Para corto plazo, se considera un periodo de 4 años, en los que se pueda ejecutar los proyectos que aprovechan fuentes renovables.

lo que evitará la emisión de aproximadamente 3 148 Ton CO₂/año. El Presupuesto referencial es de 500 mil USD, y se espera la entrada en operación a partir del segundo semestre del año 2020.

B. Proyecto Fotovoltaico y de acumulación Energética San Cristóbal

Se dispone del estudio de factibilidad para la instalación de una Planta Fotovoltaica de 1MWp de potencia, adicional un sistema de acumulación energética de 1,4 GWh, con un costo aproximado de 8,5 MUSD, para ello se dispondría de un aporte internacional del 80% del costo total del proyecto. Se espera la reducción 520 mil gal/año de diésel para generación de electricidad, lo que evitará la emisión de aproximadamente 3.300 Ton CO₂/año. Se prevé su entrada en operación en el segundo semestre del año 2020.

C. Segunda fase proyecto eólico San Cristóbal

Ampliación del parque eólico San Cristóbal, mediante el incremento de 5,6 MW de potencia. Con este proyecto se estima lograr un aporte energético de aproximadamente 7,25 GWh/año, y una reducción de diésel en la generación de energía eléctrica de aproximadamente 0,6 millón de galones/año evitando la emisión de toneladas de CO₂ en aproximadamente 6 mil Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 12,3 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

D. Sistema de acumulación energética San Cristóbal

Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) de 2,2 MWh; a fin de integrar la generación renovable en el sistema eléctrico de la isla. El proyecto tiene un costo de 1,3 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

E. Sistema de redes Inteligentes Santa Cruz – Baltra

El objetivo del proyecto se centra en la integración máxima de energía renovable. Para ello las Redes Inteligentes dispondrían de las siguientes funcionalidades:

- Gestión en la optimización de despacho de energía renovable.
- Gestión de los sistemas de almacenamiento de Energía
- Gestión de la demanda en el sector residencial y comercial.

El proyecto dispone de un análisis de prefactibilidad para su implementación, el presupuesto estimado es de 2,26 MUSD, y está previsto para el año 2022.

F. Segunda fase proyecto eólico Baltra Santa Cruz

Ampliación del parque eólico de la Isla Baltra, mediante el incremento de 6,75 MW de potencia. Con este proyecto se estima lograr un aporte energético de aproximadamente 13,4 GWh/año, y una reducción de diésel en la generación de energía eléctrica de aproximadamente 1,1 millón de galones/año evitando la emisión de toneladas de CO₂ en aproximadamente 11 500 Ton/año. El proyecto tiene un costo de 14,8 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

G. Proyecto Fotovoltaico Santa Cruz

Con el fin de diversificar la matriz de generación en el sistema Baltra Santa Cruz, se prevé incorporar una planta fotovoltaica de 4 MWp, misma que aportará con aproximadamente 6,9 GWh/año, una reducción de 0,57 millones de galones/año, evitando la emisión de 5 800 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 9,14 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

H. Acumulación energética Santa Cruz

La integración de la generación renovable a la red del sistema, será dada a través de la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía (ESS) de 30 MWh. El proyecto tiene un costo de 18 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2022.

I. Ampliación de la planta fotovoltaica Isabela

Ampliación de 0,8 MWp de la planta fotovoltaica del Proyecto Híbrido Isabela, mismo que aportará con 1,41 GWh/año, aportando con una reducción de 1 200 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 1,82 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2021.

J. Ampliación acumulación energética Isabela

Como parte de la ampliación del sistema híbrido Isabela, se prevé el aumento de 1 MWh del Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS); a fin de aprovechar la energía fotovoltaica generada. El proyecto tiene un costo de 1,5 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2021.

K. Ampliación de la planta fotovoltaica Isabela Fase II

Ampliación de 0,5 MWp de la planta fotovoltaica del Proyecto Híbrido Isabela, mismo que aportará con 1 GWh/año, con una reducción estimada de 851 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 1,14 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2023.

L. Ampliación acumulación energética Isabela Fase II

Como parte de la ampliación del sistema híbrido Isabela, se prevé el aumento de 7,1 MWh del Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS); a fin de aprovechar la energía fotovoltaica generada. El proyecto tiene un costo de 4,26 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2023.

M. Proyecto fotovoltaico Floreana

Instalación de una planta fotovoltaica de 90 KWp, que aportará con una generación promedio de 0,16 GWh/año, desplazando 13 mil galones de combustible y reduciendo 140 Ton CO₂/año. El proyecto tiene un costo de 0,31 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2020.

N. Acumulación energética Floreana

Incorporación de 384 KWh al Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS) en baterías para el mayor aprovechamiento de la generación fotovoltaica instalada. El proyecto tiene un costo de 0,33 MUSD, y su entrada en operación está prevista en el año 2020.

4.9.7.2 Proyectos para el mediano y largo plazo

La participación de nuevos proyectos de fuentes de energía renovable en las Islas Galápagos en el mediano y largo plazo²⁶ se considera en un escenario de crecimiento renovable. Este toma como referencia

los proyectos que aseguren una participación del 56% de fuentes de energía renovable, evitando el aumento de generación térmica diésel; y garantizando el abastecimiento de la demanda.

4.9.8 Escenario de participación de energía renovable

La Figura Nro. 4-8, muestra la participación de la incorporación cronológica de la potencia renovable en el mix de generación,

resultado de la simulación de las condiciones de recurso renovable, disponibilidad de las plantas e incremento de demanda.

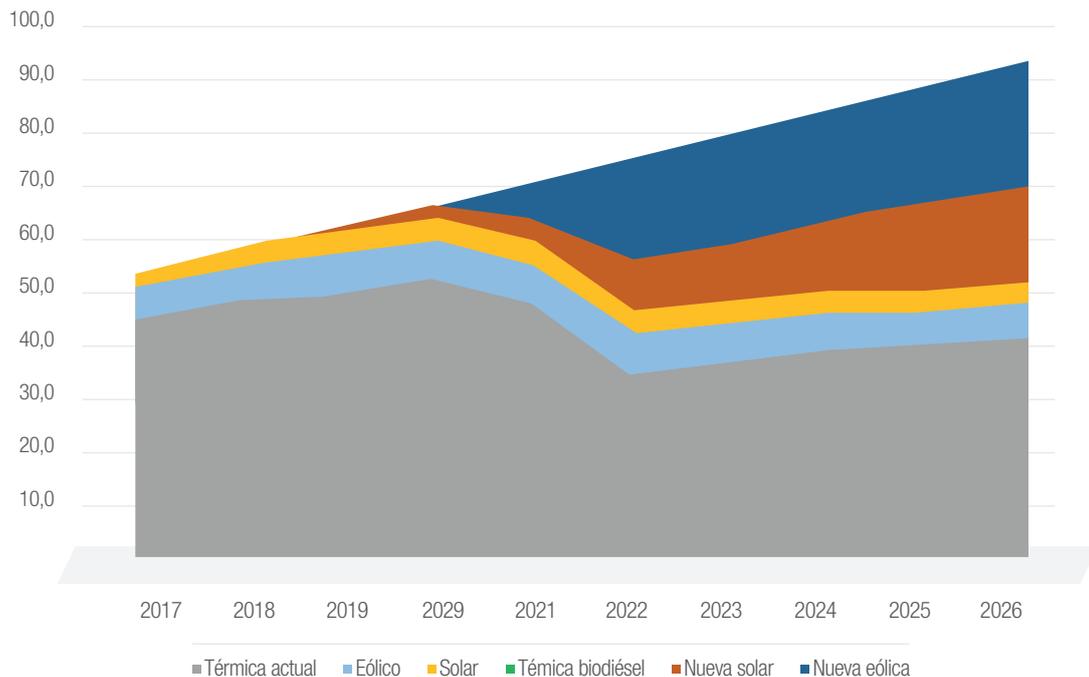


Figura Nro. 4-38: Escenario de crecimiento renovable (GWh).

Con la instalación de la potencia de 26,07MW necesaria para garantizar el abastecimiento de la demanda y el desplazo de combustibles fósiles que son usados en la generación de electricidad;

se logra una participación renovable, según lo que se indica en la Figura 4-9.

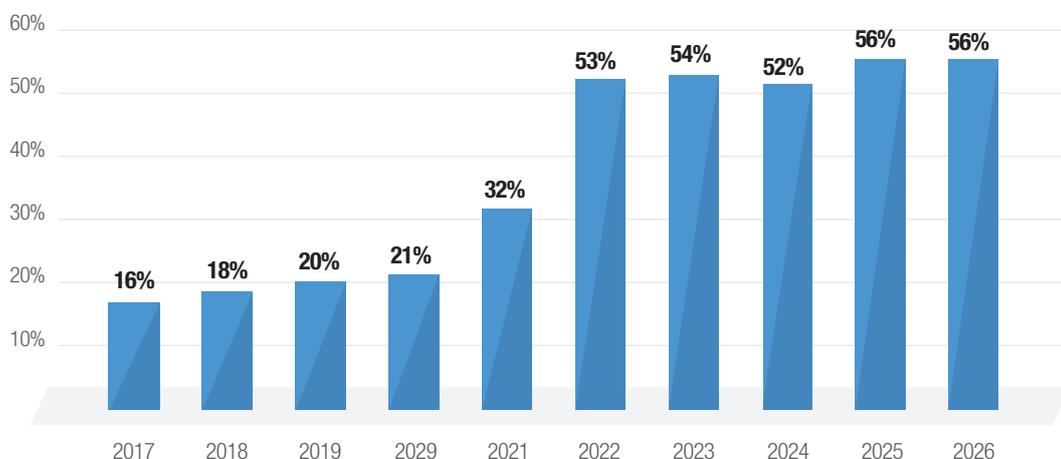


Figura Nro. 4-39: Proyección de la participación de energía renovable en la matriz.

26. Se considera la ejecución en un mediano y largo plazo en un periodo de 7 a 10 años.

4.9.9 Evaluación de los recursos solar y eólicos

El análisis de recursos renovables, específicamente el estudio del recurso eólico toma en cuenta diversos factores que influyen en el comportamiento del viento, como son: la rugosidad del terreno, temperatura, densidad del aire, altura, presión atmosférica, etc. El análisis del potencial eólico con fines de generación eléctrica incluye la selección de la potencia del aerogenerador a instalar, los datos de velocidad de viento y los cálculos de densidad de potencia la cual depende variables de las condiciones medio-ambientales del sitio de interés.

Por otro lado, los estudios del recurso solar orientado a parques fotovoltaicos depende del comportamiento de las celdas solares bajo las condiciones ambientales del sitio priorizado. Existen diversos estudios sobre el rendimiento de los paneles fotovoltaicos para niveles

de radiación iguales, pero con distintos valores de temperaturas, donde la eficiencia del mismo tipo de celda solar disminuye a medida que incrementa la temperatura de la celda.

El estudio de los recursos en las Islas Galápagos se desarrolla a través de la metodología del potencial-eoloeléctrico que estima la producción de un aerogenerador promedio de 2 MW bajo las condiciones de densidad del aire y velocidad del viento medias. Asimismo, el potencial solar es analizado a partir del mapa de radiación solar provisto por SolarGIS, el mismo que tiene una resolución de 1 km², junto con el método de Osterwald, se logró obtener los rendimientos aproximados de parques fotovoltaicos en las Islas Galápagos.

4.9.9.1 Potencial Eolo-eléctrico

El Mapa de potencial Eolo-eléctrico de la Figura Nro. 4-10 presenta los valores de potencia media del aerogenerador tipo considerado, donde los valores se encuentran en el intervalo de 0 a 400 (kW). Con el fin determinar el factor de rendimiento de cada una de las turbinas según el mapa, el valor de potencia media debe ser dividido

para la capacidad del aerogenerador que es 2000 (kW). En este sentido, los valores de factor de rendimiento máximo de las turbinas promedio tendrían valores cercanos a 0,2 en las condiciones de las Islas Galápagos.

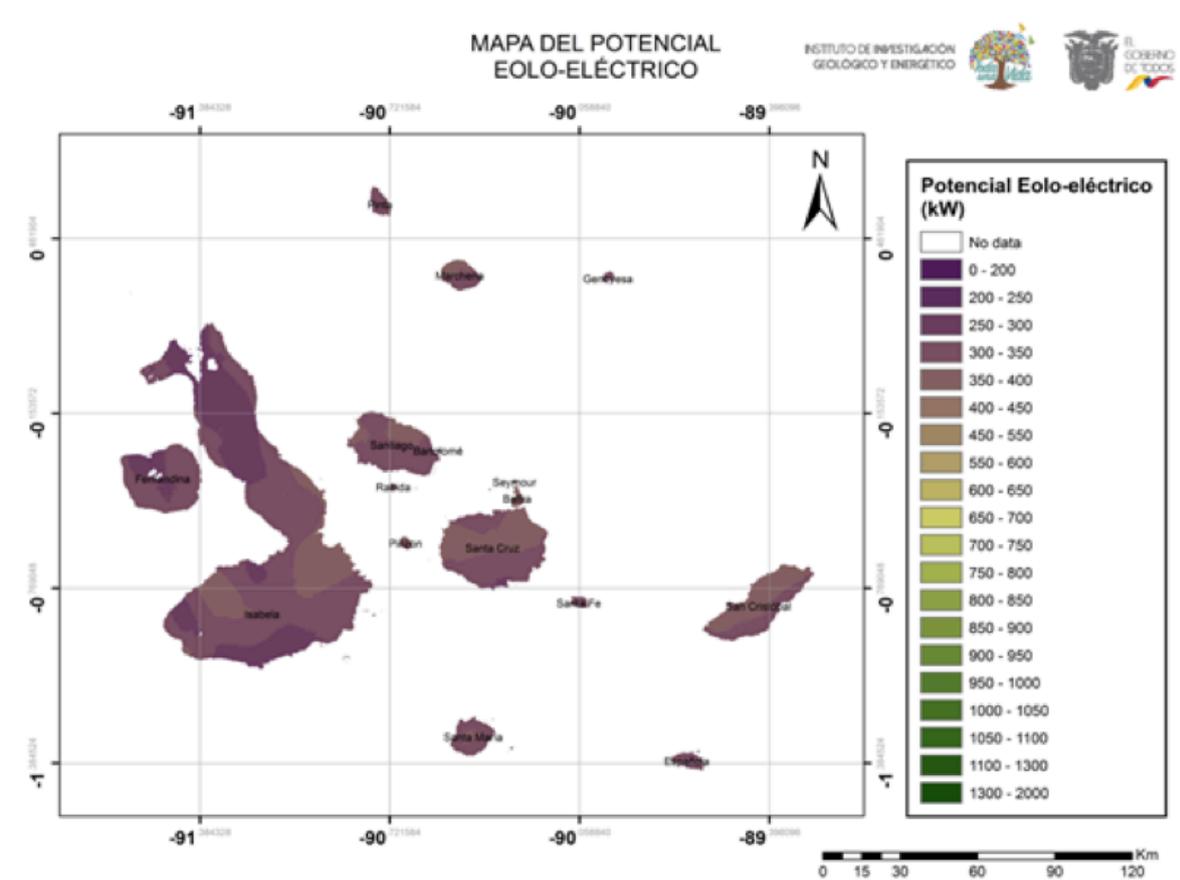


Figura Nro. 4-40: Potencial Eolo eléctrico de las Islas Galápagos.

4.9.9. 2 Potencial PV-eléctrico

El potencial PV-eléctrico que determina la potencia media con la que funcionaría un parque fotovoltaico de 2.1 MW en un año, dado la radiación global horizontal anual y la temperatura ambiente, y es presentado en la Figura Nro. 4-11.

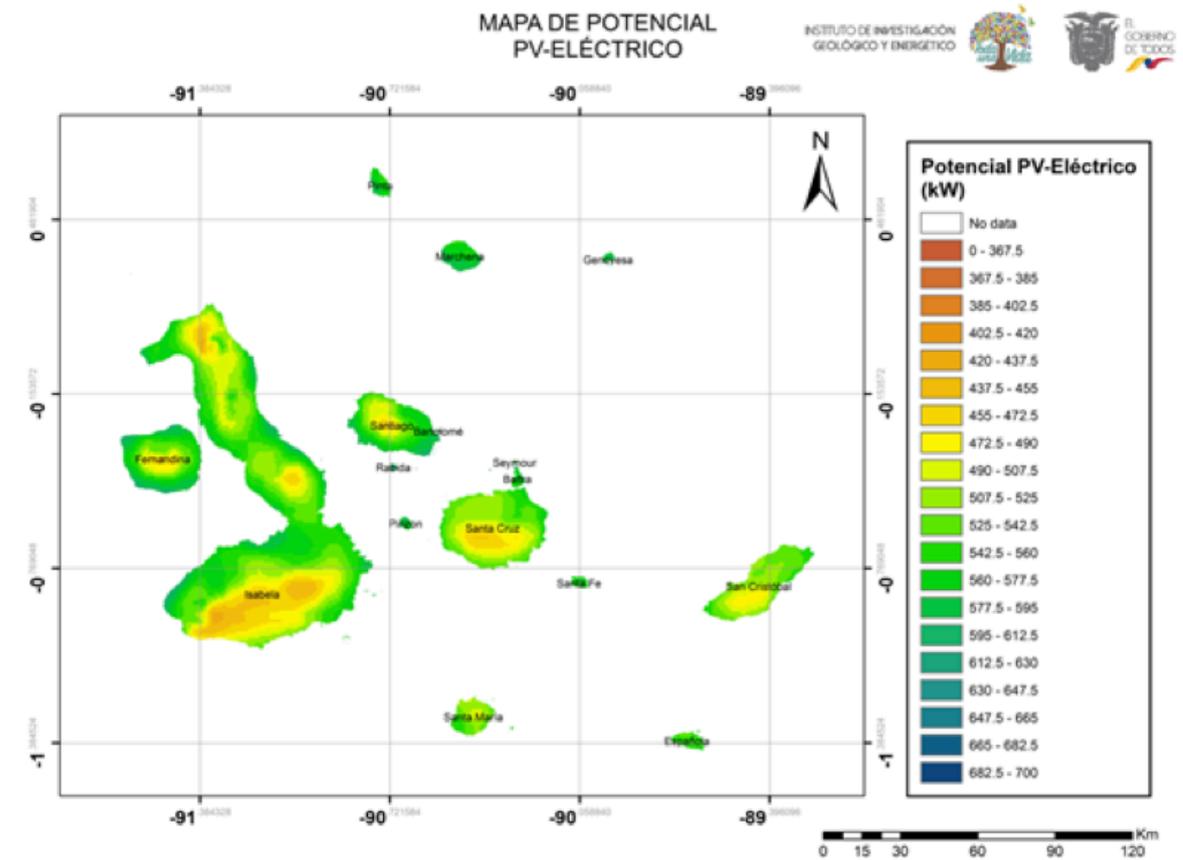


Figura Nro. 4-41: Potencial fotovoltaico de las Islas Galápagos.

El Mapa de potencial FV-eléctrico de la Figura 4-11 presenta los valores de potencia media para cada 4 hectáreas que es un pixel del mapa, donde los valores se encuentran en el intervalo de 0 a 590 (kW). Con el fin de determinar el factor de rendimiento de un parque fotovoltaico de 2,1 MW, el valor de potencia media debe ser dividido para la capacidad del parque.

En las Islas Galápagos el recurso solar más alto se encuentra en las zonas costeras, mientras que el recurso eólico más alto se presenta en las zonas de: la Isla de Baltra, Santa Cruz y San Cristóbal, pero con un área inferior de aprovechamiento que en el caso solar.

4.10 ANEXOS

4.10.1 Anexo Nro. 4.1: Centrales de generación existentes ordenadas de mayor a menor potencia efectiva

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Coca Codo Sinclair	Coca Codo Sinclair	Napo	El Chaco	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1.500,00	1.476,00
CELEC-Hidropaute	Paute	Azuay	Sevilla de Oro	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	1.075,00	1.100,00
CELEC-Hidropaute	Sopladora	Azuay	Sevilla de Oro	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	487,00	486,90
CELEC-Enerjubones	Minas San Francisco	Azuay	Pucara	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	275,00	274,50
CELEC-Hidronación	Marcel Laniado	Guayas	El Empalme	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	213,00	213,00
CELEC-Hidroagoyán	San Francisco	Tungurahua	Baños de Agua Santa	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	230,00	212,00
CELEC-Genstur	Delstitanisagua	Zamora Chinchipe	Zamora	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	180,00	180,00
CELEC-Hidropaute	Mazar	Azuay	Sevilla de Oro	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	170,00	170,00
CELEC-Hidroagoyán	Agoyán	Tungurahua	Baños de Agua Santa	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	160,00	156,00
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Vapor)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	146,00	140,00
CELEC-Electroguayas	Trinitaria	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	133,00	133,00
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala I	El Oro	El Guabo	S.N.I.	Térmica	Turbogás	138,56	130,60
CELEC-Termomanabí	Jaramijó	Manabí	Jaramijó	S.N.I.	Térmica	MCI	140,00	128,88
CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	Esmeraldas	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	132,50	125,00
Termogayas Generation S.A.	Termogayas	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	MCI	150,00	120,00
CELEC-Termogas Machala	Termogas Machala II	El Oro	El Guabo	S.N.I.	Térmica	Turbogás	136,80	119,00
Intervisa Trade	Victoria II	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	115,00	102,00
ONEL -Guayaquil	Anibal Santos (Gas)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	113,27	97,00
CELEC-Electroguayas	Enrique García	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	102,00	96,00
Petroamazonas	EPF-Eden Yuturi	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	119,62	85,51
CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas II	Esmeraldas	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	MCI	100,20	84,00
CELEC-Termopichincha	Quevedo II	Los Ríos	Quevedo	S.N.I.	Térmica	MCI	95,20	81,00
San Carlos	San Carlos	Guayas	Coronel Marcelino Maridueña	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	78,00	73,60
CELEC-Hidroagoyán	Pucará	Tungurahua	Pillaro	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	73,00	73,00
Andes Petro	TPP	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	75,83	65,40
CELEC-Electroguayas	Santa Elena II	Santa Elena	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	MCI	90,10	65,03
CELEC-Coca Codo Sinclair	Manduracu	Imbabura	Cotacachi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	63,36	65,00
ONEL -Guayaquil	Álvaro Tinajero	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	94,80	64,00

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Termopichincha	Santa Rosa	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Térmica	Turbogás	71,10	51,00
Hidroanbarbato	Hidroanbarbato	Morona Santiago	Santiago	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,98	49,95
Hidroalto	Due	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,71	49,71
Hidronormandía	Normandía	Morona Santiago	Morona	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	49,58	49,58
CELEC-Termopichincha	Guangopolo 2	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Térmica	MCI	52,20	48,00
Repsol	REPSOL YPF-SPF-3	Orellana	Aguatico	No Incorporado	Térmica	MCI	45,28	44,30
CELEC-Termopichincha	Jivino III	Sucumbios	Shushufindi	S.N.I.	Térmica	MCI	44,00	42,00
CELEC-Hidronación	Baba	Los Rios	Buena Fe	S.N.I.	Hidráulica	Embalse	42,20	42,00
CELEC-Electroguayas	Santa Elena III	Santa Elena	Santa Elena	S.N.I.	Térmica	MCI	41,70	40,00
E.E. Quito	Cumbayá	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	40,00	40,00
CELEC-Termomanabí	Miraflores	Manabí	Manta	S.N.I.	Térmica	MCI	49,80	39,40
EliiEnergy	Pusuno	Napo	Tena	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	38,25	38,25
Hidroabánico	Abánico	Morona Santiago	Morona	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	38,45	37,99
Agip	CPF	Pastaza	Pastaza	No Incorporado	Térmica	MCI	40,34	36,23
Ecoelectric	Ecoelectric	Guayas	Miagro	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	36,50	35,20
Repsol	REPSOL YPF-NPF-1	Orellana	Aguatico	No Incorporado	Térmica	Turbogás	42,90	35,00
Generoca	Generoca	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	MCI	38,12	34,40
Petroamazonas	Sacha	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	41,94	34,37
Petroamazonas	Palo Azul PGE	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	Turbovapor	38,90	33,18
E.E. Quito	Gualberto Hernández	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Térmica	MCI	34,32	31,20
E.E. Quito	Nayón	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	29,70	29,70
Petroamazonas	Oso	Napo	Tena	No Incorporado	Térmica	MCI	40,00	29,57
Coazucar	Ecuador A-G	Cañar	La Troncal	S.N.I.	Biomasa	Turbovapor	29,80	27,60
Ecuagesa	Topo	Tungurahua	Baños de Agua Santa	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	29,20	27,00
Petroamazonas	CPF	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	38,59	26,59
Petroamazonas	Secoya	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	29,75	26,27
Elecaustro	Ocaña	Cañar	Cañar	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	26,10	26,10
UNACEM	Selva Alegre	Imbabura	Otavalo	S.N.I.	Térmica	MCI	29,28	24,30

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Elecaustro	Saucay	Azuay	Cuenca	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	24,00	24,00
Petroamazonas	Tiputini C-1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	26,33	22,59
CELEC-Termopichincha	Guangopolo	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Térmica	MCI	22,50	21,80
E.E. Quito	Guangopolo	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	20,92	20,92
ONEL-Guayaquil	Anibal Santos (Vapor)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbovapor	34,50	20,00
CELEC-Electroguayas	Gonzalo Zevallos (Gas)	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Térmica	Turbogás	26,27	20,00
Repsol	REPSOL YPF-SPF-1	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	Turbogás	30,10	19,00
Petroamazonas	Auca Sur	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	22,72	18,98
CELEC-Termopichincha	Sacha	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	20,40	18,60
CELEC-Termopichincha	Sigchos	Cotopaxi	Sigchos	No Incorporado	Térmica	MCI	18,60	18,39
CELEC-Termomanabí	Manta II	Manabí	Manta	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	18,60	18,39
Elecaustro	El Descanso	Cañar	Azogues	S.N.I.	Térmica	MCI	20,40	17,34
E.E. Sur	Catamayo	Loja	Catamayo	S.N.I.	Térmica	MCI	19,20	17,20
CELEC-Gensur	Villonaco	Loja	Loja	S.N.I.	Térmica	MCI	19,74	17,17
Elecaustro	Saymirín	Azuay	Cuenca	S.N.I.	Eólica	Eólica	16,50	16,50
Petroamazonas	Tiputini C-2	Orellana	Orellana	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	15,52	15,52
Enermax	Calope	Cotopaxi	La Maná	No Incorporado	Térmica	MCI	17,49	15,06
EPMAPS	Recuperadora	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	16,60	15,00
HidroSibimbe	Sibimbe	Los Rios	Ventanas	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	14,70	14,50
Petroamazonas	Cuyabeno	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	15,37	14,20
Repsol	REPSOL YPF-SPF-2	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	23,15	14,09
CELEC-Termopichincha	Santa Cruz	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Térmica	MCI	15,84	13,63
Petroamazonas	Aguarico	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	14,81	12,79
Petroamazonas	Sacha Norte 2	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	15,17	11,70
Petroamazonas	Auca	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	15,33	11,49
Petroamazonas	Tiputini A-1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	15,23	11,39
Petroamazonas	Tiputi A-2	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	14,62	11,30
Petroamazonas	CELEC Sacha	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	13,88	11,22
Petroamazonas		Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	14,40	11,20

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Lago Agrio	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	13,80	11,12
Petroamazonas	Payamino	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	16,72	10,98
Petroamazonas	Cononaco	Pastaza	Arajuno	No Incorporado	Térmica	MCI	15,04	10,53
IPNEGAL	Ipnegal	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,44	10,36
E.E. Riobamba	Alao	Chimborazo	Riobamba	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,40	10,00
Petroamazonas	Shushufindi	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	Turbogás	11,75	10,00
CELEC-Termopichincha	Jivino II	Sucumbios	Shushufindi	S.N.I.	Térmica	MCI	11,00	10,00
Hidrovectoria	Victoria	Napo	Quijos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	10,32	10,00
Petroamazonas	Guanta	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	12,41	9,77
Petroamazonas	Shushufindi Estación Sur-oeste	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	14,63	9,77
CELEC-Termopichincha	Sistemas Menores	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	9,60	9,40
Petroamazonas	Yuralpa	Napo	Tena	No Incorporado	Térmica	MCI	18,60	9,21
Petroamazonas	VHR	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	12,32	8,70
CELEC-Termoesmeraldas	La Propicia	Esmeraldas	Esmeraldas	S.N.I.	Térmica	MCI	10,50	8,50
Repsol	REPSOL YPF-NPF-2	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	10,28	8,49
EPMAPS	El Carmen	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,40	8,20
Petroamazonas	Acolandis Shushufindi	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	10,15	8,14
CELEC-Termopichincha	Secoya	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	10,00	8,00
Hidrotrambo	Hidrotrambo	Bolivar	Chillanes	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,00	8,00
E.E. Norte	Ambi	Imbabura	Antonio Ante	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	8,00	7,85
Andes Petro	Hormiguero C	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	9,61	7,85
Agip	Sarayacu	Napo	Archidona	No Incorporado	Térmica	MCI	9,00	7,78
Petroamazonas	Coca	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	10,83	7,67
Petroamazonas	Limonococha	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	15,95	7,47
Spec	MDC-CPF	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	9,55	7,40
CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	Sucumbios	Lago Agrio	S.N.I.	Térmica	MCI	10,00	7,20
Repsol	REPSOL YPF-SSFD	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	9,62	6,95
Petroamazonas	Sansahuari	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	10,28	6,49

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
CELEC-Hidroazogues	Alazán	Cañar	Azogues	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,23	6,23
Ecoluz	Papallacta	Napo	Quijos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,63	6,20
OCP Ecuador	Amazonas	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	6,66	6,14
CELEC-Termopichincha	San Cristóbal	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Térmica	MCI	7,41	5,91
Vicunha	Vindobona	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	6,09	5,86
Andes Petro	Tapir A	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	6,56	5,83
Gasgreen	El Inga	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Biogás	MCI	6,20	5,50
Petroamazonas	Yuca	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	6,95	5,48
CELEC-Termopichincha	Jivino I	Sucumbios	Shushufindi	S.N.I.	Térmica	MCI	7,50	5,40
Andes Petro	Dorine Battery	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	7,75	5,40
OCP Ecuador	Sardinas	Napo	Quijos	No Incorporado	Térmica	MCI	6,66	5,33
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.2	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	5,20	5,20
Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago 2	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	7,16	4,79
Petroamazonas	Paka Sur	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	8,74	4,75
E.E. Quito	Paschoa	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	4,50	4,50
Petroamazonas	Central de Procesos Tiputini	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	5,52	4,42
Andes Petro	Nantu D	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	5,58	4,33
Petroamazonas	Auca 51	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	8,05	4,23
Agip	Villano A	Pastaza	Arajuno	No Incorporado	Térmica	MCI	5,72	4,20
Petroamazonas	Palmar Oeste	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	6,62	4,15
CELEC-Termopichincha	Isabela	Galapagos	Isabela	No Incorporado	Térmica	MCI	5,06	4,09
Andes Petro	Horniguero Sur	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,08	4,08
Andes Petro	Wanke 1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,85	4,08
E.E. Cotopaxi	Illuchi No.1	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	4,19	4,00
CELEC-Termopichincha	Macas	Morona Santiago	Morona	S.N.I.	Térmica	MCI	4,50	4,00
Petroamazonas	Tapi	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	5,21	3,92
CELEC-Termomanabí	Pedernales	Manabí	Pedernales	S.N.I.	Térmica	MCI	5,00	3,90

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Andes Petro	Nantu B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,44	3,88
Petroamazonas	Gacela	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	5,26	3,82
E.E. Ambato	Ligua	Tungurahua	Ambato	S.N.I.	Térmica	MCI	5,00	3,60
Petroamazonas	Sacha Sur GAS Wakesta	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	4,20	3,60
OCP Ecuador	Cayagana	Sucumbios	Gonzalo Pizarro	No Incorporado	Térmica	MCI	3,36	3,36
Petroamazonas	Sacha Norte 1	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	17,45	3,26
Petroamazonas	Sacha Sur	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	3,90	3,09
Andes Petro	Mariann Vieja	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	3,82	3,00
E.E. Riobamba	Río Blanco	Chimborazo	Riobamba	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	3,13	3,00
Andes Petro	Hormiguero D	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	3,73	3,00
Petroamazonas	Tetele	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	4,61	2,91
E.E. Ambato	Península	Tungurahua	Ambato	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	3,00	2,90
Petroamazonas	CUYABENO E	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	3,65	2,74
Petroamazonas	Vinita	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	3,51	2,64
Petroamazonas	Dumbique	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,90	2,60
OCP Ecuador	Páramo	Napo	Quijos	No Incorporado	Térmica	MCI	3,36	2,56
E.E. Norte	San Miguel de Car	Carchi	Tulcan	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,95	2,52
CELEC-Termopichincha	Puná Nueva	Guayas	Guayaquil	No Incorporado	Térmica	MCI	2,80	2,52
UCEM	Planta Guapán	Cañar	Azogues	No Incorporado	Térmica	Turbovapor	3,63	2,50
Perlabi	Perlabi	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,70	2,46
E.E. Sur	Carlos Mora	Zamora Chinchipe	Zamora	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,40	2,40
E.E. Galápagos	San Cristóbal Eólico	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Eólica	Eólica	2,40	2,40
Petroamazonas	RS Roth Shushufindi Drago N1	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	3,19	2,40
Petroamazonas	Shushufindi Norte	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	3,15	2,37
Andes Petro	Sunka 1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,76	2,30
Sipac	PBHI-INCHI A	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,77	2,30
Petroamazonas	Indillana	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	4,71	2,28
E.E. Galápagos	Baltra Eólico	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Eólica	Eólica	2,25	2,25

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Ecoluz	Loreto	Napo	Quijos	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,30	2,20
Petroamazonas	Auca Central	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,66	2,04
Petroamazonas	Aguajal	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	5,80	2,02
Gransolar	Salinas	Imbabura	Ibarra	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	2,00	2,00
I.M. Mejía	La Calera	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	2,50	1,98
Andes Petro	Nantu C	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,46	1,97
UCEM	Planta Chimborazo	Chimborazo	Riobamba	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	2,00	1,90
Petroamazonas	Pakay	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	3,25	1,85
Petroamazonas	Tambococha A	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	2,13	1,84
Andes Petro	Kupi 1	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,18	1,83
CELEC-Termopichincha	Payamino	Orellana	Orellana	S.N.I.	Térmica	MCI	2,50	1,80
CELEC-Termopichincha	Loreto	Orellana	Loreto	S.N.I.	Térmica	MCI	2,25	1,80
CELEC-Termopichincha	Dayuma	Orellana	Orellana	S.N.I.	Térmica	MCI	2,25	1,80
Petroamazonas	Frontera	Sucumbios	Lago Agrío	No Incorporado	Térmica	MCI	2,46	1,76
E.E. Quito	Los Chillos	Pichincha	Rumiñahui	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1,76	1,76
Petroamazonas	Mono	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,60	1,74
OCP Ecuador	Terminal Marítimo	Esmeraldas	Esmeraldas	No Incorporado	Térmica	MCI	1,72	1,72
E.E. Cotopaxi	El Estado	Cotopaxi	Pujilí	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	1,70	1,66
Moderna Alimentos	Geppert	Pichincha	Cayambe	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1,65	1,65
Petroamazonas	Nerke	Orellana	Aguarico	No Incorporado	Térmica	MCI	4,08	1,58
E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,52	1,52
Tecpetrol	Planta de Agua	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,90	1,52
Andes Petro	Kupi 4	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,91	1,50
Spec	PBH-PAR12	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,80	1,50
Petroamazonas	Pucuna	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	1,88	1,46
Andes Petro	Pindo	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,82	1,45
Moderna Alimentos	Kohler	Pichincha	Cayambe	S.N.I.	Térmica	MCI	1,60	1,40
Petroamazonas	Itaya A	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,53	1,35

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Petroamazonas	Santa Elena	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,50	1,31
Andes Petro	Tapir B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,52	1,30
Andes Petro	Lago Agrio LTF	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	1,64	1,28
Andes Petro	CPH	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,59	1,27
Andes Petro	Mariann 4A	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,49	1,25
E.E. Norte	La Playa	Carchi	Tuacan	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	1,43	1,23
Petroamazonas	Yamanunka	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,19	1,20
Tecpetrol	Estación Sur	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,44	1,15
Petroamazonas	Yanaq Oeste	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	1,64	1,15
Petroamazonas	Tipishca	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,43	1,12
Petroamazonas	Itaya B	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	2,55	1,10
Petroamazonas	Lobo	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,41	1,09
Andes Petro	Penke B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,36	1,09
Petroamazonas	ZEMI	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,36	1,07
Petroamazonas	Tumali	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,55	1,07
Tecpetrol	Bermejo Sur 1008	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,33	1,06
Andes Petro	Mariann 5-8	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,29	1,05
EMAC-BGP	Pichacay	Azuay	Cuenca	S.N.I.	Biogás	MCI	1,06	1,00
Gransolar	Tren Salinas	Imbabura	Ibarra	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Brineforcorp	Brineforcorp	Manabi	San Vicente	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Sanersol	Sanersol	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Saracaysol	Saracaysol	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Solsantos	Solsantos	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Gonzanergy	Gonzanergy	Loja	Gonzanama	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
San Pedro	San Pedro	Loja	Gonzanama	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Surenery	Surenery	Loja	Catamayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Solchacras	Solchacras	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Solhuauqui	Solhuauqui	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Solsantonio	Solsantonio	El Oro	Santa Rosa	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Electrisol	Electrisol	Pichincha	Pedro Moncayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Epfotovoltaica	Mulaló	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Epfotovoltaica	Pastocalle	Cotopaxi	Latacunga	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Valsolar	Paragachi	Imbabura	Pimampiro	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Sansau	Sansau	Guayas	Urbina Jado	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Wildtecsa	Wildtecsa	Guayas	Urbina Jado	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	1,00
Altgenotec	Altgenotec	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,99	0,99
Genrenotec	Genrenotec	Guayas	Guayaquil	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,99	0,99
Hidrosibimbe	Uravia	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,99	0,98
Hidrosibimbe	Corazón	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,99	0,98
Petroamazonas	Anaconda	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	2,35	0,98
Andes Petró	Mariann 9	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,27	0,97
Elecaustro	Gualaceo	Azuay	Gualaceo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,97	0,97
E.E. Galápagos	Isabela Solar	Galapagos	Isabela	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,95	0,95
E.E. Norte	Buenos Aires	Imbabura	San Miguel de Urcuquí	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,98	0,95
Hidroimbabura	Hidrocarolina	Imbabura	Ibarra	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,92	0,88
Tecpetrol	Bermejo Sur 12	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	1,08	0,86
Andes Petró	Hormiguero B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,18	0,83
Petroamazonas	Arazá	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	1,05	0,82
Andes Petró	Mariann Battery	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,09	0,80
Andes Petró	Shiripuno	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,90	0,80
Andes Petró	Mariann 30	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,09	0,80
Andes Petró	Hormiguero A	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,07	0,77
E.E. Cotopaxi	Catazación	Cotopaxi	Pangua	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,80	0,76
Petroamazonas	Jivino A	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	1,96	0,76
E.E. Riobamba	Nizag	Chimborazo	Alausi	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,80	0,75
Andes Petró	Dorine H	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	1,00	0,75
Sabiangosolar	Sabiango Solar	Loja	Maccara	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	0,73

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Tecpetrol	Estación Payo	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,91	0,72
Lojaenergy	Lojaenergy	Loja	Catamayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	0,70
Renova Loja	Renova Loja	Loja	Catamayo	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	1,00	0,70
Spec	PBH-HUA02	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,72	0,70
Spec	PBH-PSQ24	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,82	0,70
Andes Petró	Tarapuy	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,79	0,64
SERMAA EP	Fábrica Imbabura	Imbabura	Antonio Ante	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,79	0,61
Orion	Estación Ocano	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,77	0,61
Orion	Estación ENO	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,73	0,58
Andes Petró	Fanny 50	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,70	0,50
Spec	PBH-INCHI B	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,56	0,50
Petroamazonas	Paka Norte	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	2,73	0,50
Energol	Energol	Manabí	Jaramijio	S.N.I.	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,50	0,49
Orion	Estación Peña Blanca	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,58	0,46
Tecpetrol	Subestación 4B	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,57	0,46
Petroamazonas	Cedros	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,73	0,45
Petroamazonas	Laguna	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	0,82	0,44
Petroamazonas	Playas del Cuyabeno	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,53	0,43
Hidrotaivalo	Otavalo II	Imbabura	Otavalo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,40	0,40
Hidrotaivalo	Otavalo I	Imbabura	Otavalo	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,40	0,40
Municipio Cantón Espejo	Espejo	Carchi	Espejo	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,44	0,40
E.E. Centro Sur	Panel Fotovoltaico	Morona Santiago	Huamboya	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,37	0,37
Andes Petró	Sunka 2	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,45	0,36
Petroamazonas	SRF Shushufindi	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	0,83	0,35
Petroamazonas	Angel Norte	Orellana	La Joya de los Sachas	No Incorporado	Térmica	MCI	0,40	0,35
Andes Petró	CDP	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,41	0,33
Petroamazonas	Parayacu	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	1,23	0,32
SERMAA EP	Atuntaqui	Imbabura	Antonio Ante	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,40	0,32
Petroamazonas	Concordia	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,89	0,31

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi II	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,30	0,30
EPIMAPS	Noroccidente	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,30	0,30
Andes Petro	Chorongo A	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,37	0,30
Petroamazonas	Jaguar	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	1,36	0,29
Petroamazonas	Tangay	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,37	0,29
Tecpetrol	Estación Norte	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,36	0,29
Petroamazonas	Pacayacu	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,35	0,28
Andes Petro	Dorine G	Sucumbios	Cuyabeno	No Incorporado	Térmica	MCI	0,37	0,27
E.E. Cotopaxi	Angamarca	Cotopaxi	Pujilí	No Incorporado	Hidráulica	Pasada	0,30	0,26
E.E. Centro Sur	Taisha	Morona Santiago	Taisha	No Incorporado	Térmica	Turbovapor	0,24	0,24
CELEC-Termopichincha	Floreana	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Térmica	MCI	0,29	0,24
Petroamazonas	Jivino C	Sucumbios	Shushufindi	No Incorporado	Térmica	MCI	0,55	0,23
Orion	Estación Ron	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,28	0,22
Spec	PBH-Estación	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,28	0,20
Electrocórdova	Electrocórdova	Imbabura	Cotacachi	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,20	0,20
E.E. Ambato	Panel Fotovoltaico	Pastaza	Pastaza	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,20	0,20
Orion	Estación Mira	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,18	0,17
Petroamazonas	Pichincha	Sucumbios	Lago Agrio	No Incorporado	Térmica	MCI	0,27	0,17
OCP Ecuador	Chiquilpe	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	No Incorporado	Térmica	MCI	0,16	0,16
OCP Ecuador	Puerto Quito	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	No Incorporado	Térmica	MCI	0,16	0,16
Tecpetrol	Bermejo Este	Sucumbios	Cascales	No Incorporado	Térmica	MCI	0,19	0,15
Andes Petro	Estación Dayuma	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,25	0,13
Petroamazonas	Pañacocha	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,00	0,13
Orion	Estación CFE	Sucumbios	Putumayo	No Incorporado	Térmica	MCI	0,14	0,12
Petroamazonas	PCC-Tierras Orientales	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,15	0,11
Agua y Gas de Sillunchi	Sillunchi I	Pichincha	Mejía	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,10	0,09
E.E. Galápagos	Balra Solar	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,07	0,07
Consejo Provincial De Tungurahua	Tilivi	Tungurahua	Ambato	S.N.I.	Hidráulica	Pasada	0,10	0,06

Empresa	Central	Provincia	Cantón	Sistema	Tipo de Central	Subtipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
EPIMAPS	Carcelén	Pichincha	Distrito Metropolitano de Quito	No Incorporado	Hidráulica	Pasaca	0,06	0,06
Andes Petro	Carni	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,05	0,04
E.E. Galápagos	Floreana Perla Solar	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,02	0,02
E.E. Galápagos	San Cristóbal Solar Eólica	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Santa Cruz Solar Aislados	Galapagos	Santa Cruz	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Isabela Solar Aislados	Galapagos	Isabela	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
E.E. Galápagos	Floreana Solar Aislados	Galapagos	San Cristóbal	No Incorporado	Fotovoltaica	Fotovoltaica	0,01	0,01
Petroamazonas	Puerto Nuevo	Orellana	Orellana	No Incorporado	Térmica	MCI	0,0002	0,0002
Total general							8,826,89	8,182,58

4.10.2 Anexo Nro. 4.2: Proyectos hidroeléctricos del Inventario de Recursos Energéticos

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Zamora G9 y G10	Zamora	3.180	Prefactibilidad	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Limón Indanza / Gualaquiza
Verdeyacu Chico	Verdeyacu	1.172	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Catachi	Mulatos	748	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Chespi - Palma Real	Guayllabamba	460	Diseño definitivo	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cedroyacu	Chalupas	270	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Tena
El Retorno	Zamora	261	Inventario	Santiago	Amazonas	Zamora Chinchipe	Zamora
Tortugo	Guayllabamba	201	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Abitagua	Pastaza	198	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Lligua-Muyo	Pastaza, Muyo	170	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Llurimaguas	Guayllabamba	162	Factibilidad avanzada	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Pedro V. Maldonado
Chirapi	Guayllabamba	160	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Calderón	Guayllabamba	147	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Parambas	Mira	145	Prefactibilidad	Mira	Pacífico	Imbabura	Ibarra
Los Bancos	Bianco	92,2	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Palanda 2	Palanda	84,7	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
San Pedro	Guayllabamba	83,4	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Las Cidras	Isimanchi	77,3	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Leila	Toachi	62,3	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Platón-Santa Ana	Platón-Sta. Ana-Chicicoa	58,5	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cubí	Guayllabamba	53,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Cuyes	Cuyes	51,3	Prefactibilidad básica	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Gualaquiza
Isimanchi	Isimanchi	51,1	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Chinchipe
Mira 2	Mira	47,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Cinto	Saloya / Cinto	45,8	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Milpe	Bianco	43,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Los Bancos
Vacas Galindo 2	Intag	42,0	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
Mira	Mira	41,0	Prefactibilidad básica	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Pamplona	Intag	40,5	Prefactibilidad básica	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi
La Barquilla	Chingual	40,1	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbios	Cascabel
Guayabal	Mira	39,8	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira
Numbalá	Numbalá	39,2	Prefactibilidad básica	Mayo - Chinchipe	Amazonas	Zamora Chinchipe	Palanda
Calderón II	San Pedro	38,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Negro (2)	Negro	36,0	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Puniyacu	Puniyacu	35,6	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Alluriquín	Toachi	34,5	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Santo Domingo
Yacuchaqui	Toachi	32,2	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sucúa	Tuitanangoza	31,6	Inventario	Santiago	Amazonas	Morona Santiago	Sucúa
Gualleturo	Cañar	27,7	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	Cañar
Las Juntas	Toachi	27,7	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Sarapullo	Sarapullo	27,0	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Mejía
Cosanga	Cosanga	27,0	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidragráfico	Vertiente	Provincia	Cantón
Langoa	Langoa	26,0	Prefactibilidad	Napo	Amazonas	Napo	Tena
Paquishapa	Paquishapa	26,0	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Chingual	Chingual	25,6	Inventario	Napo	Amazonas	Sucumbios	Gonzalo Pizarro
Victoria 2	Pastaza	25,0	Prefactibilidad	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Baños
Quijos-1	Quijos	24,2	Inventario	Napo	Amazonas	Napo	Quijos
Chilima	Chilima	23,7	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán
Bellavista	Alambí	11,6	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Sigsipamba	Blanco	10,9	Inventario	Mira	Pacífico	Imbabura	Pimampiro
El Burro	El Burro	10,2	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Girón
Bravo Grande	Bravo Grande	10,0	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Alambí	Alambí	9,50	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
San Pedro II	San Pedro	9,50	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
San Francisco II	San Francisco	9,40	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel
Tandapi	Pilatón	8,90	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Meja
Lucarquí	Catamayo	8,80	Inventario	Catamayo	Pacífico	Loja	Sozoranga
Echeandia bajo 2	Soloma	8,40	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Bolivar	Echeandia
Uchucay	Uchucay	8,40	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro
Balsapamba	Cristal	8,10	Inventario	Guayas	Pacífico	Los Ríos	Montalvo
Blanco 2	Toachi	8,00	Inventario	Guayas	Pacífico	Los Ríos	Valencia
Mandur	Mandur	7,80	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Nabón
Palmar	San Miguel	7,80	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Bolivar
Tulipe	Tulipe	7,80	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito
Alausí	Alausí-Guasuntos	7,50	Inventario	Guayas	Pacífico	Chimborazo	Chunchi
Rayo	Cochapamba-Rayo	7,50	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos
Chanchán	Chanchán	7,30	Prefactibilidad	Guayas	Pacífico	Chimborazo	Alausí
Cebadas	Cebadas	6,95	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Guanoate
Casacay	Casacay	6,10	Inventario	Jubones	Pacífico	El Oro	Pasaje
Lachas	Lachas	6,00	Prefactibilidad básica	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo
Tomebamba	Tomebamba	6,00	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca

Nombre del Proyecto Hidroeléctrico	Río	Potencia (MW)	Nivel de estudio	Sistema Hidrográfico	Vertiente	Provincia	Cantón	
Vivar	Vivar	5,90	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Pucará	
Collay	Collay	5,80	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca	
El Cañaro	Yanuncay	5,60	Inventario	Santiago	Amazonas	Azuay	Cuenca	
Chinambi	Chinambi	5,00	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira	
Tandayapa	Alambi	5,00	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito	
Pucayacu 1	Quindigua	4,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí	
Huarhuallá	Huarhuallá	4,60	Inventario	Pastaza	Amazonas	Chimborazo	Riobamba	
Ambato	Ambato	4,00	Inventario	Pastaza	Amazonas	Tungurahua	Ambato	
Chilayacu	Chilayacu	3,92	Inventario	Jubones	Pacífico	El Oro	Pasaje	
Chimbo-Guaranda	Illangama	3,80	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Guaranda	
Guápulo	Quebrada El Batán	3,20	Prefactibilidad	Esmeraldas	Pacífico	Pichincha	Quito	
La Concepción	Santiagoullo	3,17	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Mira	
Rircay	Rircay	3,10	Inventario	Jubones	Pacífico	Azuay	Santa Isabel	
Solanda	Solanda	3,00	Inventario	Catamayo	Pacífico	Loja	Loja	
Monte Nuevo	Toachi Grande	2,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Sigchos	
El Laurel	La Plata	2,37	Inventario	Mira	Pacífico	Carchi	Tulcán	
Chuquiraguas	Chuquiraguas	2,35	Inventario	Guayas	Pacífico	Cotopaxi	Pujilí	
Ganancay	Ganancay	2,29	Inventario	Jubones	Pacífico	Loja	Saraguro	
Campo Bello	Suquibí	1,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Guaranda	
Intag 2	Intag	1,70	Diseño definitivo	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi	
Salunguire	Salunguire	1,70	Inventario	Guayas	Pacífico	Bolívar	Chilanes	
Mariano Acosta	Chamachán	1,68	Inventario	Mira	Pacífico	Imbabura	Pimampiro	
Tululbi	Tululbi	1,60	Inventario	Cayapas	Pacífico	Esmeraldas	San Lorenzo	
M.J. Calle	Canal de riego	1,44	Inventario	Cañar	Pacífico	Cañar	La Troncal	
Vacas Galindo 1	Intag	1,20	Inventario	Esmeraldas	Pacífico	Imbabura	Cotacachi	
Mirador 1	Gala	1,15	Prefactibilidad	Naranjal-Pagua	Pacífico	Azuay	Pucará	
Río Luis-2 (2)	Luis	1,13	Inventario	Puyango	Pacífico	El Oro	Portovelo	
Total							9.429	

4.10.3 Anexo Nro. 4.3: Proyectos de generación y autogeneración en fase de estudios

A) CON TRÁMITE DE OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE

Proyecto	Inversión Pública o Privada	Tipo de tecnología	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Santa Cruz	Privada	Hidroeléctrico	100,0	560	Morona Santiago	Mirador
Pagshillín	Privada	Hidroeléctrico	2,6	16	Cotopaxi	Sigchos
TOTAL			103	576		

B) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE DISEÑO DEFINITIVO CONCLUIDO

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Chespí-Palma Real	Público	Hidroeléctrico	460,0	2.000	Pichincha	Quito
Chontal	Público	Hidroeléctrico	194,0	1.044	Pichincha/ Imbabura	Quito y Cotacachi
La Unión	Público	Hidroeléctrico	94,1	412	El Oro	Pasaje
Angamarca	Privado	Hidroeléctrico	66,0	300,0	Cotopaxi	Pangua
Apaquí	Privado	Hidroeléctrico	36,00	235	Carchi	Bolívar
Angamarca Sinde	Público	Hidroeléctrico	29,1	241	Cotopaxi y Bolívar	Pangua y Guaranda
Infiernillos	Público	Hidroeléctrico	19,60	120,7	Loja	Saraguro
Río Luis	Privado	Hidroeléctrico	15,00	83,0	El Oro	Portovelo / Zaruma
Chinambí	Público	Hidroeléctrico	9,90	45,2	Carchi	Mira
Sardinas Grande	Público	Hidroeléctrico	6,60	42,8	Napo	Archidona
Valladolid	Privado	Hidroeléctrico	5,85	39	Zamora Chinchipe	Palanda
Huapamala	Público	Hidroeléctrico	5,20	30	Loja	Saraguro
Caluma Pasagua	Público	Hidroeléctrico	3,45	21	Bolívar	Caluma
Tigreurco	Público	Hidroeléctrico	3,44	21	Bolívar	Guaranda
TOTAL			948	4.634		

C) PROYECTOS EN ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Ocaña II	Público	Hidroeléctrico	24,00	145	Cañar	Cañar
Tahuín	Público	Hidroeléctrico	2,50	18	El Oro	Arenillas
TOTAL			26,5	163,0		

D) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD CONCLUIDA

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Tortugo	Público	Hidroeléctrico	201,0	864	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
Chirapí	Público	Hidroeléctrico	169,2	968	Pichincha	Quito
Llurimaguas	Público	Hidroeléctrico	162,0	718	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
Villonaco II	Público	Eólico	46,00	200	Loja	Loja
Villonaco III	Público	Eólico	54,00	235	Loja	Loja
Tránsito	Privado	Hidroeléctrico	3,14	20	Santo Domingo de los Tsáchilas	Santo Domingo de los Colorados
TOTAL			635	3.005		

E) PROYECTOS CON ESTUDIOS DE PREFACTIBILIDAD CONCLUIDO

Proyecto / Central	Público o Privado	Tipo	Potencia [MW]	Energía media [GWh/año]	Provincia	Cantón
Abitagua	Público	Hidroeléctrico	198,20	1.336	Tungurahua / Pastaza	Baños / Mera
Lligua Muyo	Público o privado	Hidroeléctrico	170,0	1.242	Tungurahua	Baños
Parambas	Público o privado	Hidroeléctrico	144,5	965	Imbabura	Ibarra
Jondachi Sardinias	Público	Hidroeléctrico	24,0	137	Napo	Archidona
TOTAL			339	2.344		

4.10.4 Anexo Nro. 4.4: Flujograma del proceso de planificación de la expansión de la generación



4.10.5 Anexo Nro. 4.5: Índices utilizados en el diagnóstico de la generación en el S.N.I.

Descripción	Formulación	Frecuencia de cálculo	Señal de alerta	Motivación	Información Fuente
Índice General Energético (GWh)	Diferencia entre el embalse equivalente real y embalse equivalente esperado	Semanal	Cuando el embalse equivalente real es menor al esperado	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva que cubra las incertidumbres en los pronósticos de los caudales, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos y cálculo)
Reserva de potencia (%)	$\text{Potencia Disponible (MW)} - \text{Potencia Despachada (MW)} / \text{Potencia Disponible (MW)}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva de potencia para cubrir los desbalances de generación Vs. carga	CENACE (base de datos)
Reserva de energía (%)	$\text{Energía Disponible (MWh)} - \text{Energía Despachada (MWh)} / \text{Energía Disponible (MWh)}$	Mensual	Cuando el nivel de reserva sea inferior al 10%	El despacho seguro debe considerar un margen de reserva hidráulica y térmica que cubra los periodos de estiaje, indisponibilidad de combustibles y de las unidades de generación	CENACE (base de datos)
Ejecución de los planes de mantenimiento de generación (%)	$(\text{Número de mantenimientos ejecutados} / \text{Número de mantenimientos programados}) * 100$	Mensual	Cuando el indicador sea menor al 95 %	Reducción de la indisponibilidad en el parque generador	CENACE (base de datos)
Índice de indisponibilidad de generación (%)	$\frac{\sum \text{Potencia Indisponible} \cdot \text{Horas Indisponibles}}{\sum \text{Potencia Total} \cdot \text{Horas Totales}}$	Mensual	Mayor que el 7 % para las térmicas y que el 3 % para las hidráulicas	Reducción de los índices de indisponibilidad del parque generador	CENACE (base de datos)





5

**PLAN DE EXPANSIÓN
DE LA TRANSMISIÓN**

5.1 Introducción

El Plan de Expansión de la Transmisión (PET) responde a una visión integral del sistema eléctrico ecuatoriano (generación, transmisión y distribución), priorizando la atención al crecimiento de la demanda, cuya prospectiva considera a más del crecimiento tendencial del consumo, la incorporación de cargas especiales, el cambio de las matrices energética y productiva del país, la interconexión del sector petrolero con el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y los lineamientos establecidos para la integración eléctrica regional.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) establece que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable hoy Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), es el órgano rector y planificador del sector eléctrico, al que le corresponde: dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación; supervisar y evaluar la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos; otorgar y extinguir títulos habilitantes; evaluar la gestión del sector eléctrico; elaborar el Plan Maestro de Electricidad (PME) y el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE); entre otras atribuciones y deberes.

A partir del plan de expansión de generación, del diagnóstico de la situación actual del sistema eléctrico realizado por el Operador Nacional de Electricidad (CENACE), del estado de los proyectos de transmisión en marcha y de la información de la infraestructura prevista de distribución; CELEC EP, a través de la Unidad de Negocio TRANSELECTRIC, ha elaborado el PET 2018 – 2027, , mismo que busca garantizar el transporte de potencia y energía eléctrica desde las centrales de generación a los centros de consumo, con adecuados niveles de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio eléctrico.

En este capítulo se presenta el resultado de los análisis eléctricos y económicos de los proyectos y obras alternativas para la expansión de la red de transmisión, planteadas a partir de un diagnóstico de las condiciones operativas actuales del sistema y de las obras de transmisión en construcción que entrarán en operación en el corto plazo. Posteriormente se indica, en orden cronológico, los proyectos, las obras, el equipamiento y el presupuesto referencial requerido para la expansión del sistema de transmisión.

5.2 Objetivo

Establecer los proyectos y obras que se requieren ejecutar en el periodo 2018-2027 para la expansión de la infraestructura de transmisión del Sistema Nacional Interconectado; la cual permitirá la interconexión de los nuevos proyectos de generación con los centros

de consumo, considerando, además, la viabilidad de proyectos de interconexión eléctrica con los países vecinos, cumpliendo con las exigencias de confiabilidad, seguridad y calidad establecidas en las regulaciones vigentes.

5.3 Políticas

El Plan de Expansión de la Transmisión se fundamenta en la Constitución de la República del Ecuador, específicamente en el Art. 314, que establece: “El Estado será responsable de la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias, y los demás que determine la ley. El Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El Estado dispondrá que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, y establecerá su control y regulación”.

Entre los lineamientos establecidos por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable, (VEER) para la elaboración de la Expansión de la Transmisión, se tienen:

- Priorizar la confiabilidad y seguridad de la red de transmisión para el suministro de energía eléctrica a la demanda, dentro de niveles de calidad establecidos en la normativa.
- Además de la implementación de nuevo equipamiento, considerar la repotenciación y reconfiguración de la

infraestructura existente, con fines de tener una red de transmisión óptimamente robusta y confiable.

- Con la finalidad de tener un crecimiento técnico – económico óptimo del sistema eléctrico, en todas sus etapas, la expansión de los sistemas de transmisión se realizará coordinadamente con los sistemas de subtransmisión de las empresas eléctricas distribuidoras.
- El artículo 42 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, dispone que: “... Será obligación de la empresa pública encargada de la transmisión, expandir el Sistema Nacional de Transmisión, sobre la base de los planes elaborados por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable”.

La Regulación No. CONELEC 006/12, “Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano”, establece las etapas que se debe contemplar en el proceso de la planificación, se definen los plazos de entrega de información, los informes del PET y las responsabilidades y criterios generales que deben ser observados por las instituciones involucradas en el proceso elaboración y presentación del Plan de Expansión de la Transmisión.

5.4 Normativas y exigencias regulatorias relacionadas con la expansión de la Transmisión

Los estudios eléctricos que permiten establecer el plan de obras del Plan de Expansión de Transmisión, consideran las exigencias establecidas en la normativa vigente, principalmente lo indicado en las regulaciones: 'Procedimientos de Despacho y Operación (No 006/00)', 'Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM (No

004/02)' y 'Calidad del Transporte de Potencia y del Servicio de Conexión en el S.N.I. (No 003/08)'. Los aspectos regulatorios que son específicamente considerados en el desarrollo de los diferentes análisis realizados para la determinación del presente PET, son resumidos a continuación.

5.4.1 Niveles de voltaje y generación de potencia reactiva

De acuerdo a la Regulación No. 004/02, numeral 2.2 es responsabilidad del Transmisor:

- Declarar al CENACE los equipos para control de voltaje y suministro de potencia reactiva que pone a disposición del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores a los límites establecidos por la ARCONEL (Ex_CONELEC) sobre la base de los estudios presentados por CENACE. Los estudios lo efectuarán conjuntamente el CENACE y el Transmisor tomando como referencia el Plan de Expansión de Transmisión y el Plan de Operación del MEM.
- Ubicar los "taps" de los transformadores de reducción en la posición que lo solicite el CENACE, con la finalidad de aprovechar al máximo la producción de potencia reactiva.
- Corregir o levantar las restricciones en los nodos en donde no se pueda cumplir con el control de voltaje dentro de los plazos establecidos en los estudios.

De acuerdo con el Artículo 28 del Reglamento para el funcionamiento del MEM, "Todos los agentes del MEM son responsables por el control del flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio en función de las regulaciones que emita el CONELEC (ahora ARCONEL) sobre la materia".

Según la Regulación No. CONELEC 004/02 "Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM", es responsabilidad de los generadores "Entregar reactivos hasta el 95 % del límite de potencia reactiva (inductiva o capacitiva), en cualquier punto de operación que esté

dentro de las características técnicas de las máquinas, de acuerdo a lo solicitado por el CENACE".

Las Distribuidoras y Grandes Consumidores entre otros aspectos son responsables de: "Comprometer en cada uno de los nodos (barras) de interconexión con el transportista u otros agentes del MEM, un factor de potencia, que será determinado por el CONELEC (ahora ARCONEL) sobre la base de un estudio conjunto CENACE-Distribuidor y tomando como referencia el Plan de Expansión presentado como respaldo al cálculo del VAD. Los valores límites del factor de potencia serán calculados para demanda: mínima, media y máxima. El factor de potencia se lo determinará sin tomar en cuenta el efecto de cualquier generación insertada en la red del Distribuidor".

De conformidad con los Procedimientos de Despacho y Operación, "El CENACE deberá presentar al CONELEC (ahora ARCONEL), el estudio conjunto con los agentes del MEM, a efectos de fijar los niveles de voltaje en cada barra del SNT y los valores del factor de potencia que deben presentar los Distribuidores y Grandes Consumidores en sus puntos de conexión con el Transmisor o Distribuidor, según corresponda.

El estudio deberá ser actualizado por el CENACE por lo menos una vez al año o cuando se produzcan cambios importantes en la topología del sistema o por la incorporación de nuevas unidades de generación al mercado".

La ARCONEL, sobre la base de estudios realizados por el CENACE, remitió la información correspondiente a los niveles de voltaje que debe mantener el transmisor y el factor de potencia que deben presentar las Empresas Eléctricas Distribuidoras. La Tabla Nro. 5.1 se muestran los límites para los diferentes niveles de voltaje:

Nivel de Voltaje	Banda Inferior		Banda Superior	
	Normal	Emergencia	Normal	Emergencia
500 kV	-5%	-8%	5%	7%
230 kV	-5%	-7%	5%	6%
138 kV	-5%	-10%	5%	6%
69 y 46 kV	-3%	-5%	4%	6%

Tabla Nro. 5-1: Rangos aceptables de variación de voltaje.

El factor de potencia: 0,96 inductivo o superior inductivo para condiciones de máxima, media y mínima demanda.

Además, para zonas radiales del sistema de transmisión a 138 kV que no dispongan de generación o recursos necesarios para el control de voltaje, los valores mínimos aceptables serán -7% y -10% para

la operación del sistema en condiciones normales y en emergencia, respectivamente.

Asimismo, para barras de generación se recomienda que operen de forma continua con un voltaje 6% mayor al nominal, conforme requerimientos operativos del sistema, establecidos en el CENACE.

5.4.2 Cargabilidad de líneas de transmisión y transformadores

En el largo plazo no se permitirán sobrecargas permanentes, en tanto que en el corto y muy corto plazo se pueden fijar límites de sobrecarga definidos en función de la duración de dicha condición. En cualquier caso, no se sobrepasarán las temperaturas máximas permisibles de los equipos de tal forma de evitar disminuciones en su vida útil.

Para la determinación de necesidades de ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio la condición de que la cargabilidad de los equipamientos existentes haya alcanzado la capacidad FA (80% de la capacidad máxima).

Para los análisis de estado estacionario se consideran contingencias simples en líneas de transmisión. En condiciones de contingencias para análisis de planificación no se permitirán sobrecargas en los transformadores de potencia (sobre el 100%), en tanto que se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV de hasta el 10% para dichas condiciones al no superarse el límite térmico de líneas aunque sí el operativo.

En términos generales, el sistema estará diseñado para soportar, sin consecuencias graves, contingencias simples (condición n-1) para líneas de transmisión.

5.4.3 Libre acceso al Sistema Nacional de Transmisión

El Transmisor tiene la obligación de permitir el libre acceso de terceros a la capacidad de transmisión, establecida en el artículo 42 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, en concordancia

con lo que indica su Reglamento General en el literal k) Artículo 28 y el Artículo 54.

5.5 Metodología para la elaboración del plan de expansión de transmisión

El desarrollo de redes de transmisión adaptadas a las necesidades del crecimiento de la demanda y a la inherente expansión de la generación, representa una tarea fundamental y de alto impacto en la economía del país o de una determinada región. Es, entonces, la planificación de la expansión de redes de transmisión una actividad preponderante, que se constituye en una importante herramienta de optimización del uso de recursos y en un mecanismo de direccionamiento técnico encaminado a garantizar la eficiencia y eficacia de los sistemas de potencia que brindan servicio a la sociedad.

Cabe entonces señalar que el objetivo fundamental de la planificación de la expansión del sistema de transmisión, es el de garantizar el desarrollo de una red debidamente adaptada a las crecientes necesidades de la demanda. Para cumplir con dicho objetivo es necesario buscar el cumplimiento de criterios específicos, directamente vinculados, que se enumeran a continuación:

- Determinar de manera confiable la proyección espacial de la demanda entre las subestaciones de transmisión.
- Establecer sistemas de transmisión que interconecten a los sistemas de distribución y los proyectos de generación tanto en ejecución como proyectados.
- Proyectar redes troncales que permitan garantizar la interconexión confiable de grandes centros de generación con importantes centros de consumo.
- Proyectar obras y sistemas que permitan garantizar la disponibilidad de nexos de transmisión suficientes para el abastecimiento confiable y de calidad de la demanda de las diversas zonas del sistema de potencia.
- Minimizar la vulnerabilidad del sistema a eventos contingentes mediante la incorporación de obras específicas diseñadas para el efecto.

En el plan de expansión se determinan las obras de transmisión requeridas para superar las restricciones operativas existentes en el Sistema Nacional Interconectado, así como las obras para la conexión al sistema de transmisión de las nuevas fuentes de suministro de energía eléctrica para atender con calidad, confiabilidad y seguridad los requerimientos del crecimiento de la demanda.

Los análisis se inician con un diagnóstico de la operación del S.N.I. en el año previo al inicio del período del plan, con el objeto de identificar los problemas y restricciones operativas que causaron disminuciones de voltajes y/o sobrecargas de instalaciones; y luego, con la entrada en operación de instalaciones de transmisión en construcción, plantear para el Corto Plazo soluciones a dichas restricciones. Estos análisis los realiza el Operador Nacional de Electricidad (CENACE) conjuntamente con CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Para el mediano y largo plazos del plan de expansión de la transmisión, CELEC EP - TRANSELECTRIC ha desarrollado estudios eléctricos de la operación del sistema, sobre la base de los cuales define la necesidad de construcción de nuevas obras de transmisión para la seguridad, calidad y confiabilidad operativa del S.N.I.

Con el objeto de garantizar el desarrollo de una red de transmisión debidamente adaptada a las crecientes necesidades de la demanda del sistema eléctrico nacional, y considerando los lineamientos establecidos en la Regulación No. CONELEC 006/12, "Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano", se ha aplicado la siguiente metodología para la elaboración del Plan de Expansión:

- Configuración de información básica: distribución espacial de la demanda que incluye además carga petrolera, camaronera y de las industrias en general y establecimiento de despachos de generación con base en el correspondiente plan de expansión de generación.

- Análisis técnicos de diagnóstico del estado operativo del sistema para el corto y largo plazo.
- Planteamiento de obras específicas establecidas para solucionar problemas de cargabilidad, confiabilidad y calidad de servicio.
- Plan de obras para el PET 2018 - 2027 con su alcance.

En las siguientes secciones se detallan los aspectos metodológicos así como los resultados de cada una de las etapas implementadas, tanto para la elaboración de información base como para la configuración de las obras de transmisión que conforman el PET.

5.5.1 Distribución espacial de la demanda

La distribución espacial considera el Estudio de Proyección de la Demanda elaborado en coordinación con la ARCONEL, el cual considera las políticas y lineamientos emitidos por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable (antes MEER). El estudio de proyección de la demanda 2018-2027 dispone de tres hipótesis, con una base de desagregación mensual y anual para cargas singulares a nivel de transmisión, potencia en barras de subestaciones y en bornes de generación:

Hipótesis 1 considera:

- El crecimiento tendencial de la demanda.

Hipótesis 2 considera:

- La Hipótesis 1;

- Los proyectos de eficiencia energética;
- La inclusión de cargas singulares de las empresas eléctricas de distribución; y,
- La interconexión del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) con el S.N.I.

Hipótesis 3: considera:

- La Hipótesis 2; y,
- La incorporación de las industrias básicas a gran escala de aluminio, cobre, siderúrgicas y papel.

5.5.2 Análisis energético para la determinación de despachos de generación

Los análisis eléctricos ejecutados para la determinación del Plan de Expansión de Transmisión, consideran además simulaciones de despacho de generación en el largo plazo. La producción de las centrales de generación hidroeléctrica depende directamente del comportamiento hidrológico de las cuencas hidrográficas y en tal sentido es necesaria una simulación que considere la aleatoriedad de dichas variables.

El Sistema Eléctrico Ecuatoriano posee un parque generador conformado por centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y de energía renovable, el cual se representa mediante un modelo hidrotérmico de optimización que permite determinar el uso apropiado de los recursos energéticos disponibles y minimizar los costos operativos del parque generador. La generación hidroeléctrica aporta con variables aleatorias (variabilidad e incertidumbre de los caudales de las cuencas de los ríos), que convierten a la simulación energética en un problema complejo de optimización estocástica.



5.6 Situación actual del Sistema Nacional de Transmisión

5.6.1 Topología actual del Sistema Nacional de Transmisión



Figura Nro. 5-1: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión – Año 2018.

La Figura Nro. 5.1 muestra la topología geográfica del Sistema Nacional de Transmisión a diciembre de 2018 el cual está conformado por: líneas de transmisión de 500, 230 y 138 kV, subestaciones de elevación, reducción y seccionamiento; y, de líneas de interconexión con Colombia y Perú.

5.6.2 Líneas de transmisión

La entrada en operación de varios proyectos hidroeléctricos, ha modificado de forma importante la topología del sistema de transmisión, donde además del anillo trocal de 230 kV conformado por líneas que interconectan las subestaciones: Molino - Zhoray - Milagro - Dos Cerritos - Pascuales - Quevedo - Santo Domingo

- Santa Rosa - Totoras - Riobamba, se ha formado en las zonas de Guayaquil y Quito otros anillos, reforzando de esta manera la confiabilidad y la seguridad operativa del S.N.I.

El Sistema Nacional de Transmisión, cuenta actualmente con líneas de transmisión que operan en niveles de voltaje: 500, 230 y 138 kV.

Descripción	Líneas a 500 kV (km)	Líneas a 230 kV (km)	Líneas a 138 kV (km)
Simple circuito	613,3	1588,64	1496,76
Doble circuito	-	1426,89	692,53
Total	460,8	3.015,53	2.189,29

Tabla Nro. 5-2: Resumen de líneas de transmisión del SNT.

Las líneas y subestaciones que constituyen el anillo de 230 kV y las líneas que operan a 500 kV, conforman el sistema troncal de transmisión.

A nivel de 138 kV, las líneas de transmisión sirven para vincular el sistema troncal de transmisión con las centrales de generación y con los centros de distribución.

Como parte de las instalaciones en operación del SNT existen además líneas de interconexión internacionales a nivel de 230 kV:

- Con Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 272.63 km de longitud total, que interconectan las

subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano, con una capacidad de hasta 525 MW.

- Con Perú: una línea de transmisión de 53,19 km de longitud total, que interconecta a las subestaciones Machala en el Ecuador con Zorritos en el lado peruano, con una capacidad de hasta 110 MW.

El gráfico muestra la longitud de líneas de propiedad de CELEC EP - Transelectric; y, para el caso de las interconexiones, las longitudes únicamente hasta las fronteras de Colombia y Perú.

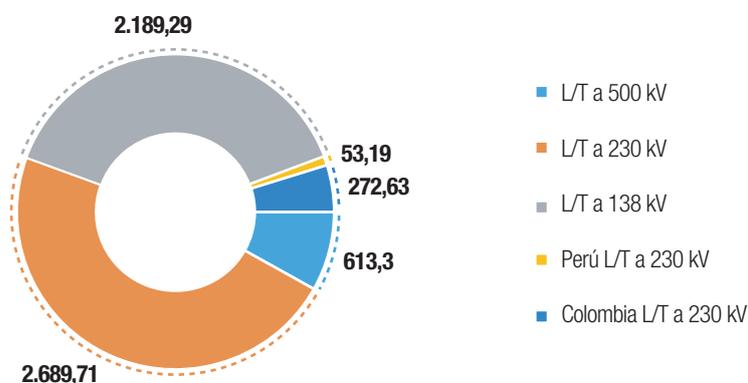


Figura Nro. 5-2: Composición y longitud en km de líneas de transmisión del SNT.

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
San Rafael - Inga C1	500	123,90	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
San Rafael - Inga C2	500	123,50	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C1	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
Coca Codo - San Rafael C2	500	8,30	1732,1	1	ACAR	4 x 1100
El Inga - Tisaleo	500	149,30	1732,1	1	ACAR	3 x 1100
Chorrillos - Tisaleo	500	200,00	1732,1	1	ACAR	3 x 1100

Tabla Nro. 5-3: Líneas de transmisión de 500 kV.

PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
Baba - Quevedo	230	43,00	353,0	1	ACSR	1113
Chorrillos - Esclusas	230	37,90	297,0	1	ACAR	750
Chorrillos - Pascuales C1-C2	230	4,80	332,0	2	ACAR	1200
Chorrillos - Pascuales C3-C4	230	4,60	332,0	2	ACAR	1200
Esclusas-Termoguayas	230	0,20	247,0	1	ACAR	750
Inga - Pomasqui	230	34,84	494,0	2	ACAR	2 x 750
Inga - Santa Rosa	230	32,04	494,0	2	ACAR	2 x 750
Jivino - Shushufindi	230	28,00	297,0	1	ACAR	750
Machala - Zorritos 1/	230	53,19	332,0	2	ACAR	1200
Manduriacu - Sto. Domingo	230	68,64	494,0	2	ACAR	2 x 750
Milagro - Dos Cerritos	230	42,90	353,0	1	ACSR	1113
Milagro - Durán	230	36,80	494,0	1	ACAR	2 x 750
Milagro - Machala	230	135,20	494,0	1	ACAR	2 x 750
Milagro - Minas San Francisco	230	153,30	332,0	1	ACAR	1200
Milagro - Pascuales	230	52,80	353,0	1	ACSR	1113
Milagro -Zhoray	230	120,70	353,0	2	ACSR	1113
Minas San Francisco - Machala	230	60,40	332,0	1	ACAR	1200
Molino - Pascuales	230	188,50	342,0	2	ACSR	1113
Molino - Taday	230	41,40	332,0	2	ACAR	1200
Molino - Zhoray	230	15,00	353,0	2	ACSR	1113
Pascuales - Dos Cerritos	230	9,90	353,0	1	ACSR	1113
Pomasqui - Jamondino 1 2/	230	212,20	332,0	2	ACAR	1200
Pomasqui - Jamondino 2 3/	230	214,00	332,0	2	ACAR	1200
Quevedo - Chorrillos	230	143,40	332,0	2	ACAR	1200
Quevedo - San Gregorio	230	113,48	332,0	2	ACAR	1200
Riobamba - Totoras	230	42,90	342,0	1	ACSR	1113
San Francisco - Totoras	230	44,60	282,0	2	ACAR	795
San Rafael - Jivino	230	82,20	297,0	2	ACAR	750
Santa Rosa - Pomasqui	230	45,90	332,0	2	ACAR	1200
Santa Rosa - Sto. Domingo	230	78,34	342,0	2	ACSR	1113
Santa Rosa - Totoras	230	110,09	342,0	2	ACSR	1113
Santo Domingo - Baba	230	62,00	353,0	1	ACSR	1113
Santo Domingo - Esmeraldas	230	156,80	332,0	2	ACAR	1200
Santo Domingo - Quevedo	230	104,60	353,0	2	ACSR	1113
Sopladora - Esclusas	230	182,70	494,0	1	ACAR	2 x 750
Sopladora - Milagro	230	181,70	494,0	1	ACAR	2 x 750
Taday - Bomboiza	230	111,60	332,0	2	ACAR	1200
Taday - Riobamba	230	135,50	332,0	1	ACAR	1200
Taday - Totoras	230	178,40	332,0	1	ACAR	1200
Trinitaria - Esclusas	230	7,40	494,0	1	ACAR	2 x 750
Zhoray - Mazar	230	2,00	353,0	2	ACSR	1113
Zhoray - Sinincay	230	52,00	332,0	1	ACAR	1200

Tabla Nro. 5-4 Líneas de transmisión de 230 kV.

1/ 53.19 km de longitud desde la S/E Machala hasta la frontera, circuitos encuellados.
 2/136.514 km de longitud desde S/E Pomasqui hasta la frontera E240.
 3/136.114 km de longitud desde S/E Pomasqui hasta la frontera E246.

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
Agoyán - Baños	138	1,90	165,0	2	ACSR	636
Ambato - Totoras	138	7,70	148,0	1	ACAR	750
Baños - Topo	138	27,10	90,0	1	ACSR	266,8
Baños - Totoras	138	31,70	165,0	2	ACSR	636
Chone - Severino	138	30,30	113,0	1	ACSR	398
Chongón - Electroquil	138	13,90	113,0	2	ACSR	397,5
Chongón - Posorja	138	71,82	113,0	1	ACSR	397,5
Chongón - Santa Elena C1	138	81,60	113,0	1	ACSR	397,5
Chongón - Santa Elena C2 4/	138	84,67	266,0	1	ACAR	1200
Cuenca - Gualaceo	138	20,87	88,8	1	ACSR	267
Cuenca - Loja	138	134,20	112,0	1	ACAR	500
Cuenca - Yanacocha	138	131,80	100,0	1	ACSR	397,5
Daule Peripa - Chone	138	63,20	113,0	1	ACSR	397,5
Daule Peripa - Portoviejo	138	91,20	113,0	2	ACSR	397,5
Delsitanisagua - Cumaratza	138	18,10	90,0	1	ACSR	266,8
Delsitanisagua - Yanacocha C1-C2	138	33,50	332,0	2	ACAR	1200
Esclusas - Caraguay	138	5,40	148,0	2	ACAR	750
Gas Machala - San Idelfonso	138	11,20	296,0	1	ACAR	2 x 750
Gualaceo - Limón	138	45,14	88,8	1	ACSR	266,8
Guangopolo - Vicentina	138	7,00	112,0	1	ACSR	477
Ibarra - Tulcán	138	74,50	115,0	1	ACSR	477
Jaramijó - Manta	138	6,40	112,0	1	ACSR	477
Jaramijó - Montecristi	138	8,20	138,0	1	ACAR	750
Limón - Méndez	138	33,02	88,8	1	ACSR	266,8
Loreto - Francisco de Orellana	138	55,70	90,0	1	ACAR	300
Méndez - Macas	138	51,39	88,8	1	ACSR	266,8
Milagro - Babahoyo	138	41,07	113,0	1	ACSR	397,5
Milagro - San Idelfonso	138	112,80	113,0	2	ACSR	397,5
Molino - Cuenca	138	67,08	100,0	2	ACSR	397,5
Montecristi - San Gregorio	138	26,00	110,0	1	ACSR	477
Mulaló - Vicentina	138	74,00	112,0	1	ACSR	477
Nueva Prosperina - Trinitaria 4/	138	20,60	160,0	1	ACSR	1113
Pascuales - Chongón	138	24,20	113,0	1	ACSR	397,5
Pascuales - Nueva Prosperina 4/	138	11,40	113,0	1	ACSR	397,5
Pascuales - Policentro	138	15,10	126,0	2	ACSR	477
Pascuales - Salitral	138	17,40	126,0	2	ACSR	477
Pomasqui - Ibarra	138	60,50	112,0	1	ACSR	477
Pomasqui - San Antonio	138	6,00	112,0	1	ACSR	477
Portoviejo - San Gregorio	138	8,00	110,0	1	ACSR	477
Pucará - Ambato	138	25,74	112,0	1	ACSR	477
Pucará - Mulaló	138	42,30	148,0	1	ACAR	750
Puerto Napo - Tena	138	4,50	90,0	1	ACSR	266,8
Puyo - Puerto Napo	138	62,00	90,0	1	ACSR	266,8
Quevedo - Daule Peripa	138	43,20	113,0	2	ACSR	397,5
Quinindé - Esmeraldas	138	74,00	113,0	1	ACSR	397,5
San Antonio - Ibarra	138	54,50	112,0	1	ACSR	477
San Idelfonso - Machala	138	21,00	113,0	2	ACSR	397,5
Santo Domingo - Esmeraldas	138	154,80	113,0	1	ACSR	397,5

Nombre de la Línea	Voltaje (kV)	Longitud (km)	Capacidad (MVA)	Circuitos (No.)	Conductor de Fase	
					Tipo	Calibre
Santo Domingo - Quinindé	138	80,75	113,0	1	ACSR	397,5
Tena - Loreto	138	86,40	90,0	1	ACAR	300
Topo - Puyo	138	27,80	90,0	1	ACSR	266,8
Trinitaria - Salitral	138	11,00	110,0	1	ACSR	477
Tulcán - Panamericana	138	15,49	112,0	1	ACSR	477
Yanacocha - Loja	138	13,60	100,0	1	ACSR	397,5

Tabla Nro. 5-5: Líneas de transmisión de 138 kV.
4/ L/T operada a 138 kV, aislada a 230 kV.

5.6.3 Subestaciones

El sistema de transmisión está conformado por 51 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles. Considerando las características del equipamiento de transformación instalado, éstas pueden clasificarse de la manera siguiente:

- 3 subestaciones con patios de 500 y 230 kV
- 2 subestaciones con patios de 230 kV únicamente
- 7 subestaciones con patios de 230, 138 y 69 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 138 kV
- 5 subestaciones con patios de 230 y 69 kV
- 2 subestaciones con patios de 138 kV únicamente
- 23 subestaciones con patios 138 y 69 kV
- 4 subestaciones con patios 138 kV y 22 o 13,8 kV.

- Tres subestaciones móviles de 138/69 kV y una de 230/69 kV, mismas que permiten de manera temporal el suministro del servicio a empresas eléctricas de distribución.

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

Los equipos de maniobras en subestaciones, de manera general, tienen aislamiento tipo convencional; y, en pocos casos, se tienen subestaciones compactas con aislamiento en SF6.

Existen 160 transformadores instalados en las subestaciones, con una capacidad máxima de 15.352,63 MVA, cuya distribución se muestra en la tabla siguiente:

Relación de transformación (kV)	Trifásicos (#)	Monofásicos (#)
500/230		7
230/138	46	7
230/69	17	6
138/69	38	35
138/34,5		1
138/22		1
138/13,8		2

Tabla Nro. 5-6: Resumen de Transformadores del SNT.

Las tablas siguientes muestran la capacidad de los transformadores por nivel de voltaje de las subestaciones del SNT.

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Chorrillos	500/230/34,5	3+1	270,0	360,0	450,0	si
Chorrillos	500/230/34,5	3+1	270,0	360,0	450,0	si
El Inga	500/230/34,5	3	360,0	480,0	600,0	si
El Inga	500/230/34,5	3	360,0	480,0	600,0	si
El Inga	500/230/34,5	3	360,0	480,0	600,0	si
San Rafael	500/230/34,5	3	270,0	360,0	450,0	si
Tisaleo	500/230/34,5	3+1	270,0	360,0	450,0	si

Tabla Nro. 5-7: Capacidad de los transformadores en subestaciones de 500 kV del SNT.

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Dos Cerritos	230/69/13,8	3+1	99,0	132,0	165,0	si
Durán	230/69/13,8	1	135,0	180,0	225,0	si
El Inga	230/138/13,8	3	180,0	240,0	300,0	no
El Inga	230/138/13,8	1	180,0	240,0	300,0	no
Esclusas	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	si
Esmeraldas	230/138/13,8	3+1	100,0	133,3	166,7	si
Jivino	230/69/13,8	1	100,0	133,0	167,0	si
Machala	230/69/13,8	3+1	99,9	133,2	166,5	si
Milagro	230/69/13,8	3+1	99,9	133,3	166,7	no
Milagro	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	no
Molino - E	230/138/13,8	3	225,0	300,0	375,0	no
Molino - E	230/138/13,8	3+1	225,0	300,0	375,0	no
Móvil EFACEC (Dos Cerritos)	230/69/13,8	1	0,0	0,0	45,0	si
Pascuales	230/138/13,8	3	225,0	300,0	375,0	no
Pascuales	230/138/13,8	3+1	225,0	300,0	375,0	no
Pomasqui	230/138/13,8	1	180,0	240,0	300,0	no
Pomasqui	230/138/13,8	1	180,0	240,0	300,0	no
Quevedo	230/138/13,8	3+1	99,9	133,3	166,6	no
Riobamba	230/69/13,8	1	135,0	180,0	225,0	si
Riobamba	230/69/13,8	3+1	60,0	80,1	99,9	si
San Gregorio	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	no
Santa Rosa	230/138/13,8	3	225,0	300,0	375,0	si
Santa Rosa	230/138/13,8	3+1	225,0	300,0	375,0	no
Santo Domingo	230/138/13,8	3	99,9	133,3	166,7	no
Santo Domingo	230/138/13,8	3+1	99,9	133,3	166,7	no
Shushufindi	230/138/13,8	3	180,0	240,0	300,0	si
Sinincay	230/69/13,8	1	100,0	133,2	165,5	si
Totoras	230/138/13,8	3+1	60,0	80,0	100,0	no
Trinitaria	230/138/13,8	1	135,0	180,0	225,0	no

Tabla Nro. 5-8: Capacidad de los transformadores en subestaciones de 230 kV del SNT.

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Ambato	138/69/13,8	1	33,0	43,0	-	no
Ambato	138/69/13,8	1	45,0	60,0	75,0	si
Baños	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Bomboiza	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Caraguay	138/69/13,8	1	135,0	180,0	225,0	si
Chone	138/69/13,8	1	60,0	80,0	100,0	si
Cuenca	138/69/13,8	3+1	60,0	80,0	99,9	no
Cumbaratza	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Esmeraldas	138/69/13,8	1	44,8	59,7	75,0	si
Esmeraldas	138/69/13,8	1	44,8	59,7	75,0	si
Francisco de Orellana	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Gualaceo	138/22	1	12,0	16,0		no
Ibarra	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Ibarra	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si

Subestación	Relación de Transformación	Transformadores (No.)	Capacidad (MVA)			LTC
			OA	FA	FA/FOA	
Ibarra	138/34.5/13,8	1	30,0	40,0	50,0	si
Limón	138/13,8	1	5,0	6,7		no
Loja	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Loreto	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Macas	138/69	1	40,0	53,3	66,7	si
Machala	138/69/13,8	3+1	60,0	80,1	99,9	si
Machala	138/69/13,8	3	60,0	80,1	99,9	si
Manta	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	no
Méndez	138/13,8	1	5,0	6,7		no
Montecristi	138/69/13,8	1	60,0	80,0	100,0	si
Móvil Mitsubishi (Posorja)	138/69/46	1	30,0	32,0		no
Móvil EFACEC (Quevedo)	138/69/13,8	1			60,0	si
Móvil EFACEC (Esmeraldas)	138/69/13,8	1			60,0	si
Mulaló	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Nueva Babahoyo	138/69/13,8	1	40,0	50,0	60,0	si
Nueva Babahoyo	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Nueva Prosperina	138/69/13,8	1	90,0	120,0	150,0	si
Pascuales	138/69/13,8	1	120,0	150,0	200,0	si
Pascuales	138/69/13,8	1	120,0	150,0	200,0	si
Policentro	138/69/13,8	3	90,0	120,0	150,0	si
Portoviejo	138/69/13,8	1	44,8	59,7	75,0	si
Portoviejo	138/69/13,8	1	45,0	60,0	75,0	si
Posorja	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Puyo	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Quevedo	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	si
Quinindé	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Salitral	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	no
Salitral	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	si
Santa Elena	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Santa Elena	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si
Santa Rosa	138/46/13,8	1	45,0	60,0	75,0	si
Santa Rosa	138/46/13,8	1	45,0	60,0	75,0	si
Santo Domingo	138/69/13,8	1	100,0	133,0	167,0	no
Santo Domingo	138/69/13,8	3	60,0	80,0	99,9	no
Tena	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Totoras	138/69/13,8	3+1	60,0	80,0	99,9	no
Trinitaria	138/69/13,8	3+1	90,0	120,0	150,0	si
Tulcán	138/69/13,8	1	20,0	26,7	33,3	si
Yanacocha	138/69/13,8	1	40,0	53,3	66,7	si

Tabla Nro. 5-9: Capacidad de los transformadores en subestaciones de 138 kV del SNT.

5.6.4 Compensación de potencia reactiva

Con el objeto de regular los voltajes en barras del sistema de transmisión, en varias de las subestaciones del sistema de transmisión se dispone de bancos de condensadores, para compensación capacitiva y bancos de reactores, para compensación inductiva.

Las tablas Nro. 5.10 y Nro. 5.11 muestran en que subestación del SNT se encuentran instalados los reactores y capacitores, el nivel de voltaje de la barra de conexión y la capacidad.

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

Tabla Nro. 5-10: Compensación inductiva en el SNT.

Subestación	Barra de conexión (kV)	Bancos (No.)	Capacidad Unitaria (MVAR)	Capacidad (MVAR)
Las Esclusas	230	2	60	120
Las Esclusas	138	1	30	30
Pascuales	138	2	60	120
San Gregorio	138	1	30	30
Santa Rosa	138	3	27	81
Caraguay	69	2	12	24
Dos Cerritos	69	2	12	24
Esmeraldas	69	2	12	24
Loja	69	1	12	12
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Pascuales	69	2	12	24
Portoviejo	69	3	12	36
Posorja	69	2	6	12
Santa Elena	69	1	12	12
Ibarra	13,8	6	2	12
Machala	13,8	6	2	12
Milagro	13,8	1	18	18
Policentro	13,8	2	6	12
Tulcán	13,8	1	3	3
Total:		41		618

Tabla Nro. 5-11 Compensación capacitiva en el SNT.

5.6.5 Cargabilidad de los transformadores del SNT

Cabe señalar que la normativa indica que los límites de cargabilidad de los transformadores deben ser fijados por el propietario de los equipos y validados por el CENACE.

Para la determinación de necesidades de ampliación de capacidad de transformación, se utiliza como criterio la condición de que la cargabilidad de los equipamientos existentes haya alcanzado la capacidad FA (80% de la capacidad máxima).

En algunos casos, no es un régimen ordinario de trabajo, sino más bien obedece a contingencias operativas del SNT, pero no se puede descartar el hecho de que, en un determinado momento, estas condiciones se presenten y afecten la operación.

La Tabla Nro. 5.12 muestra los transformadores del SNT que han alcanzado o superado el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Cargabilidad Máxima (MVA)	Cargabilidad Máxima (%)	Año Entrada Operación
Totoras - ATT	230/138	112	124,5	111%	1986
Machala - ATQ	138/69	100	108,6	109%	1988
Dos Cerritos - ATK	230/69	165	170,2	103%	2004
Posorja - ATQ	138/69	33	34,1	102%	1988
Pomasqui - ATU	230/138	300	300,6	100%	2003
Santo Domingo - ATR	138/69	100	99	99%	1983
Policentro - ATQ	138/69	150	143,1	95%	1990
Milagro - ATK	230/69	167	151,7	91%	1983
Loja - ATQ	138/69	66,7	60	90%	1988
Manta - ATQ	138/69	33	29,6	89%	1980
Mulaló - ATQ	138/69	60	53,1	88%	1999

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Cargabilidad Máxima (MVA)	Cargabilidad Máxima (%)	Año Entrada Operación
Machala - ATR	138/69	100	88,4	88%	2006
Molino - AT1	230/138	375	326,6	87%	1983
Portoviejo - AA2	138/69	75	64,9	87%	1986
Esmeraldas - AA1	138/69	75	64,9	86%	1981
Ibarra - ATQ	138/69	66,7	57,5	86%	2012
Portoviejo - AA1	138/69	75	63,9	85%	1980
Santa Rosa - ATT	230/138	375	316,5	84%	2006
Quevedo - ATT	230/138	167	139,5	84%	1983
Pascuales - ATU	230/138	375	310,5	83%	1983
Riobamba - TRK	230/69	100	81,6	82%	1989
Montecristi - ATQ	138/69	100	81,6	82%	2012
Nueva Prosperina - ATK	230/69	225	181,7	81%	2011
Cuenca - ATQ	138/69	100	80,7	81%	1983
Quevedo - ATR	138/69	120	96,7	81%	1997
Milagro - ATU	230/138	225	178,9	79%	2009
Totoras - ATQ	138/69	100	78,6	79%	1986
Gualaceo - TRG	138/22	16	12	75%	2012
Salitral - ATR	138/69	150	112,7	75%	2001
Salitral - ATQ	138/69	150	112,4	75%	1991
San Gregorio - ATT	230/138	225	163,1	72%	2010
Santo Domingo - ATU	230/138	167	120,4	72%	1983
Santo Domingo - ATT	230/138	167	117	70%	2014

Tabla Nro. 5-12: Equipos que han alcanzado o superado el 70% de cargabilidad respecto de su potencia nominal.

Existen 12 subestaciones (Posorja, Baños, Puyo, Loja, Chone, Orellana, Tena, Mulaló, Manta, Montecristi, Tulcán y Quevedo) que no tienen transformadores de reserva, en las que las averías de sus transformadores ocasionarían el colapso del servicio a la totalidad de sus usuarios por un período indefinido.

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20 - 35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C.

En la Tabla Nro. 5.13, se presenta el listado de transformadores del SNT que han llegado y/o han rebasado los 30 años de operación.

Transformador	Relación Transformación	Capacidad (MVA)	Año Operación
Santo Domingo -ATR	138 / 69	100	1983
Milagro - ATK	230 / 69	167	1983
Manta - ATQ	138 / 69	33	1980
Molino - AT1	230 / 138	375	1983
Esmeraldas-AA1	138 / 69	75	1981
Portoviejo - AA1	138 / 69	75	1980
Quevedo - ATT	230 / 138	167	1983
Pascuales -TU	230 / 138	375	1983
Cuenca ATQ	138 / 69	100	1983
Santo Domingo- ATU	230 / 138	167	1983
Ambato - AT1	138 / 69	43	1977
Tena - TRQ	138 / 69	33	1980

Tabla Nro. 5-13: Transformadores con más de 30 años de funcionamiento.

5.7 Diagnóstico de corto plazo

Para presentar el diagnóstico de las instalaciones del SNT se considera las diferentes subestaciones y líneas operadas por CELEC

EP TRANSELECTRIC de las cuales se muestra una referencia en el Figura Nro. 5.3.

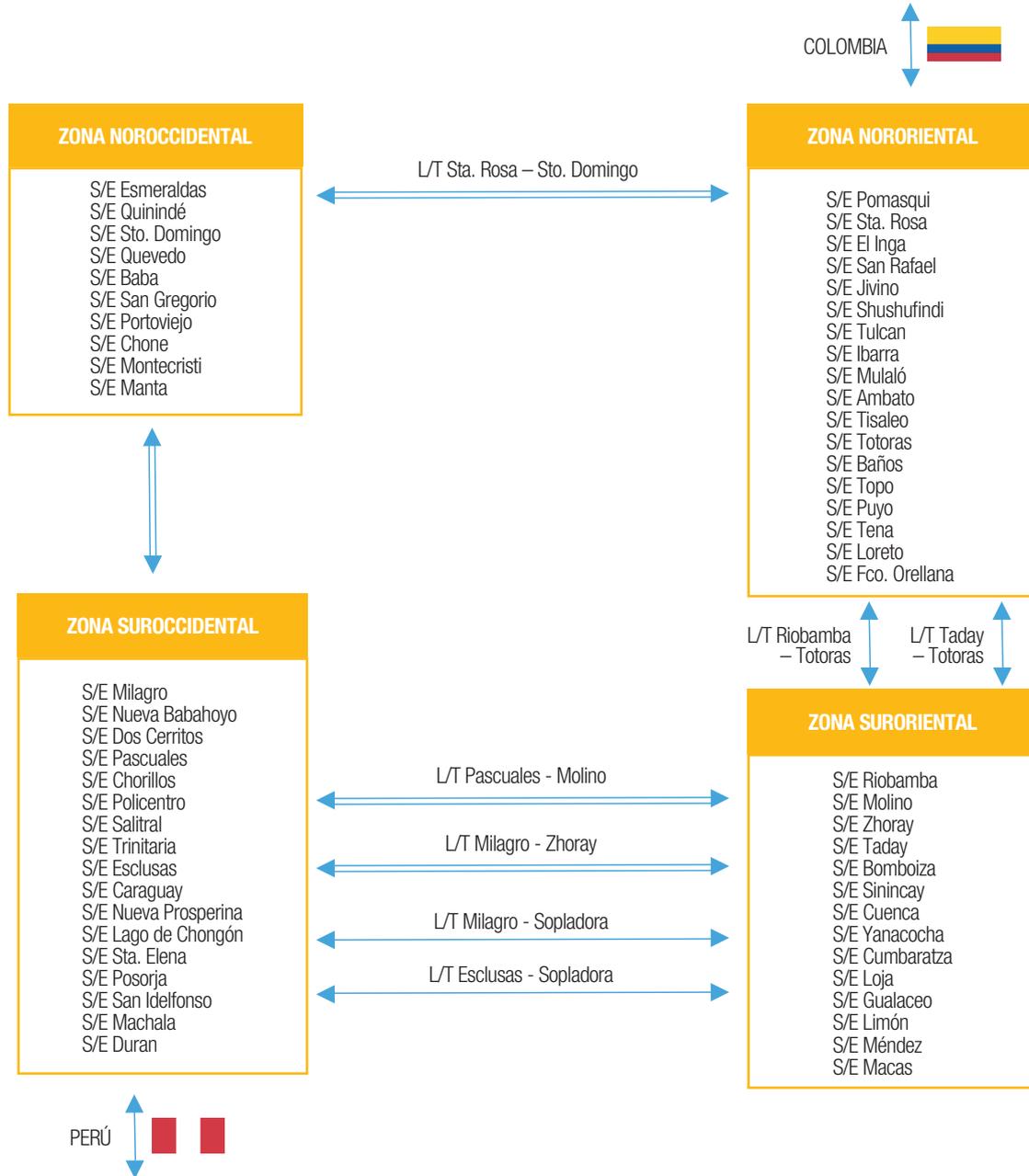


Figura Nro. 5-3: Subestaciones y zonas operativas del SNT .

De acuerdo a la Regulación CONELEC 006/2012, el transmisor, con base al “Diagnóstico de la Situación Actual del Sistema Nacional de Transmisión 2018 - 2019” proporcionado por el CENACE y con la colaboración de éste, deberá presentar un informe que contenga el diagnóstico de Corto Plazo del sistema de transmisión proyectado. Para estos análisis se deberá considerar las instalaciones de transmisión previstas que operen en el año n (2018) y n+1 (2019), más aquellas ya comprometidas que operaran en los años n+2, n+3,

n+4 y las centrales de operación que entren en operación comercial en los años antes señalados.

El desempeño del SNT considerando las condiciones de demanda y despacho de generación, es evaluado a través de simulaciones de flujos de potencia en el periodo 2020 – 2022. El análisis es realizado para condiciones normales de operación y ante contingencias N-1 de todos los elementos de transmisión.

5.7.1 Análisis en condiciones normales de operación

A continuación se presenta la cargabilidad de los elementos eléctricos que superan el 80% durante el periodo de análisis. En la última

columna de la Tabla Nro. 5.14 se señalan las acciones que deberían tomarse para evitar la condición de operación señalada.

	2020	2020	2021	2021	2022	2022	Acciones
	1S	2S	1S	2S	1S	2S	
AT1 Ambato	81	85	85	88			Se prevé el reemplazo del transformador AT1 en el año 2022 debido a la vetustez y cargabilidad.
ATQ Ibarra	83	83	80		83		Ingreso de 30 MW por Central Eólica en el año 2023. Se solicitará una mejor distribución de la demanda a EMELNORTE. La SE Cajas ingresa el 2do semestre de 2021.
ATR Ibarra	84	83	80	80	84		
ATQ Loreto	81	81	81	81	82		Aumento de la demanda del sector petrolero. La carga se mantiene constante.
ATT Pascuales	87		96				Se prevé el ingreso del Sistema Orquídeas y Nueva Salitral el 2do semestre de 2021. Esto permitirá bajar la transferencia de los transformadores.
ATU Pascuales	85		94				
ATQ Policentro	96	97	103		81	82	
ATQ Salitral	94	86	102				
ATR Salitral	101	110	115				
ATK Milagro					84		Distribución de la demanda entre la S/E Troncal y S/E Milagro.
C1 Bomboiza-Cumbaratza 230 kV			85				Debido al alto despacho de la generación de Delsitanisagua. Se requiere el ingreso del circuito 2.
TRK Machala			85				Se prevé el ingreso de la S/E Avanzada el 2do semestre de 2021
ATQ Posorja				86			Repotenciación del transformador ATQ de Posorja debido a vetustez del mismo.
ATR Posorja			85				
ATQ Trinitaria			80				Redistribución de la demanda en CNEL Guayaquil.

Tabla Nro. 5-14: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores en %.

5.7.2 Análisis contingencia de un elemento eléctrico (contingencia N-1)

A continuación se presentan los resultados de niveles de carga para aquellos nexos de transmisión en los que ante contingencia N-1 se supera el 100% en transformadores y 110% en líneas de transmisión.

subestación Pascuales (fila 1) se sobrecarga al 104% en el año 2018 debido a la contingencia N-1 del circuito 1 de la línea de transmisión Esclusas – Trinitaria (fila 2). Así mismo, la Fila 3 indica la cargabilidad de 120 % del transformador ATT de la S/E Pascuales, en el año 2017, por efecto del disparo de la línea de transmisión Tisaleo – Chorrillos de 500 kV.

El esquema de presentación de todas las tablas es el siguiente: Fila 1 indica el elemento afectado con sobrecarga por la contingencia que se indica en la Fila 2. Ejemplo, el transformador ATT de la

	Elemento Sobrecargado Contingencia	2017	2018	2019	2020	Acciones
Fila 1 →	ATT Pascuales					
Fila 2 →	C1 Esclusas - Trinitaria 230kV		104			
Fila 3 →	C1 Tisaleo - Chorrillos 500 kV	120		110	40	

	2020	2020	2021	Acciones
	1S	2S	1S	
C1 Cuenca - Yanacocha 138 kV				Debido al despacho de Delsitanisagua los flujos por las líneas Cuenca – Yanacocha se incrementan. Ante contingencia N-1 se superan los límites térmicos de las líneas por lo que se deberán tomar consideraciones con los valores de despacho de Delsitanisagua y ajustes en protecciones sistémicas en la zona.
C2 Cuenca - Yanacocha 138 kV	141			
C2 Cuenca - Yanacocha 138 kV				
C1 Cuenca - Yanacocha 138 kV	148			
C1 Mulalo - Santa Rosa 138 kV				Se supera el límite continuo, sin embargo no se supera el límite de emergencia. Esto se solventa con el ingreso de la S/E Tanicuchí el 2do semestre de 2021
C1 Ambato - Totoras 138 kV		126	146	
C1 Pascuales - Policentro 138 kV				Debido a la redistribución de la demanda los flujos por la línea se incrementan afectando la cargabilidad de las líneas. No es superado el límite en operación de emergencia. (160 MVA). El 2do semestre de 2021 ingresa la S/E Orquídeas
C2 Pascuales - Policentro 138 kV		117		
C2 Pascuales - Policentro 138 kV				
C1 Pascuales - Policentro 138 kV		117		
C2 Taday - Molino 230 kV				Debido a la topología temporal de la SE Molino. Se debe considerar un esquema de protecciones temporales hasta volver la subestación a condiciones normales.
C2 Molino - Zhoray 230 kV	122			
C2 Molino - Zhoray 230 kV				
C2 Taday - Molino 230 kV	145			
AT1 Molino				
C2 Taday - Molino 230 kV	137	113		
AT2 Molino				
C2 Molino - Zhoray 230 kV	111			
ATR Salitral				Debido a la sobrecarga de los transformadores en la SE Salitral se espera el ingreso de Nueva Salitral y Orquídeas segundo semestre 2021
C1 El Inga - San Rafael 500 kV		112	122	
ATQ Salitral				
C1 El Inga - San Rafael 500 kV		115	110	Se prevé el reemplazo del transformador AT1 en el año 2022 debido a la vetustez y cargabilidad.
AT1 Ambato				
C1 Ambato - Totoras 138 kV			121	

Tabla Nro. 5-15: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores en %.

En la Tabla Nro. 5.16 y Nro. 5.17 se indican los voltajes de 230 kV y 138 kV del sistema de transmisión por efecto de contingencias de líneas de transmisión.

5.7.3 Análisis de voltaje

Contingencia	2021	2022	Acciones
Voltaje	1S	1S	
L/T Quevedo - San Gregorio 230			Se realizarán estudios de estabilidad de voltaje ante el disparo de esta línea de transmisión. Para el siguiente Plan de expansión de transmisión se revisará compensación capacitiva.
San Juan de Manta 230	213,4	212,5	
San Gregorio 230			

Tabla Nro. 5-16: Voltajes de subestaciones por efecto de contingencias (kV).

Contingencia	2020	2021	Acciones
Voltaje	2S	1S	
L/T Ambato - Totoras 138 kV			Ante el disparo de esta línea de transmisión se tiene bajos voltajes fuera de la banda de operación en emergencia. El 2do semestre de 2021 ingresa la S/E Tanicuchí.
Ambato 138	114,6	102,6	
Mulaló 138		116,4	
Novacero 138		116,4	
Pucará 138	119,5	108,9	
L/T Pascuales - Chongón 138 kV			El 2do semestre de 2021 ingresa la línea de transmisión Chongón – Posorja de 138 kV, línea aislada a 230 kV. Esta nueva obra de transmisión permite mejorar las condiciones operativas de transferencia de carga.
Posorja		122,3	

Tabla Nro. 5-17: Voltajes de subestaciones por efecto de contingencias (kV).

En la Tabla Nro. 5.18 se indican el resultado de voltajes a nivel de 138 kV de la zona oriental en caso de contingencia N-1. Esta zona está conformada por el siguiente corredor eléctrico: Baños – Topo - Puyo – Puerto Napo – Tena – Loreto – Francisco de Orellana de 138 kV. En caso de disparo de alguna línea de transmisión los voltajes tienen valores inferiores a las condiciones de emergencia. En otros casos la solución de flujos de potencia no converge por tener un problema estructural de transferencia de potencia.

Los análisis determinan problemas de calidad y confiabilidad en el servicio a la zona oriental. En función de lo indicado, se requieren mayores análisis y definición de nuevas obras de reforzamiento asociadas al desarrollo del futuro Sistema de Transmisión Nororiental (STNO), considerando los estudios y diseños a contratarse por CELEC EP TRANSELECTRIC para el abastecimiento del sector petrolero con este sistema.

Año ->	2020						2021						2022	
Periodo ->	Lluvioso			Estiaje			Lluvioso			Estiaje			Lluvioso	Estiaje
Contingencia Voltaje	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Media	Media
L/T Topo - Puyo 138			123,2			113,9						121,9	123	
Francisco Orellana 138			123,9			115,1						121,9	124,2	122,6
Loreto 138			123,2			113,9						122,6	123	123,5
Puerto Napo 138						115,4							124,1	
Pusuno 138						115,9								
Puyo 138						114,9							123,7	
Tena 138						115,3							124	
L/T Puyo - Puerto Napo 138		118,7			113,2	123,1	120,3		119,4	112,3				
Francisco Orellana 138		119,7			113,6	123,8	120,3		119,7	113				120,2
Loreto 138		118,7			113,2	123,1	121		119,4	112,3				120,3
Piatua 138									122,3	116,4				
Puerto Napo 138		120,5			116,6				122,1	115,8				124,1
Pusuno 138		121,2			117,7				122,6	116,9				
Tena 138		120,4			116,3				121,9	115,5				123,9
L/T Baños - Topo 138						124								
Loreto 138						124								
Puyo 138						124,2								
L/T Loreto – F. Orellana	121			119,9	118,7		112,9	121,8		114	122,9			
B_Francisco de Orellana 138	121			119,9	118,7		112,9	121,8		114	122,9			

Tabla Nro. 5-18: Voltajes de la zona oriental por efecto de contingencias (kV).

5.8 Diagnóstico de largo plazo

El desempeño del SNT, considerando las condiciones de demanda y despacho de generación, es evaluado a través de simulaciones de flujos de potencia en el periodo 2023 - 2025. El análisis es realizado

para condiciones normales y ante contingencias N-1 de todos los elementos de transmisión energizados a 500 kV, 230 kV y 138 kV.

5.8.1 Análisis en condiciones normales de operación

A continuación se presenta la cargabilidad de los elementos eléctricos que superan el 80% durante el periodo de análisis.

La Tabla Nro. 5.19 presenta los elementos eléctricos cuya cargabilidad supera el 80% en condiciones normales de operación. Se puede evidenciar que L/T Bomboiza – Cumbaratza 230 kV tiene

una cargabilidad de 88%. El transformador ATQ de la subestación Loreto presenta cargabilidad de 84%, esto es debido a la conexión de la demanda del sector petrolero mediante la subestación Oso. El autotransformador ATK de la subestación Milagro tiene cargabilidad máxima de 101 % en el año 2025; para evitar estos niveles de transferencia se requiere redistribuir de mejor manera la demanda

entre la subestación Troncal y Milagro. Los transformadores ATQ y ATR de la subestación Ibarra tienen cargabilidad de 87%; de igual manera, se debe gestionar con la empresa eléctrica EMELNORTE la redistribución óptima de la demanda mediante la nueva subestación

Cajas. Las altas cargabilidades de los transformadores de Policentro, Salitral y Orquídeas se solventarán con la mejor redistribución de la demanda.

Contingencia	Voltaje	2023		2024		2025		Acciones
		1S	2S	1S	2S	1S	2S	
L/T Bomboiza - Cumbaratza		81		88				Ingreso del circuito 2
ATQ Loreto		83		83	83	84	84	Aumento de la demanda del sector petrolero. La carga se mantiene constante
ATK Milagro		90		95		101	84	Distribución de la demanda entre la S/E Troncal y S/E Milagro. Posiblemente ingreso de la S/E Puerto Inca.
ATQ Ibarra					83		87	Gestionar con EMELNORTE para distribución de la demanda
ATR Ibarra					83		87	
ATQ Policentro		87	87	92	92			Gestionar con la CNEL Guayaquil para distribución de la demanda
ATR Salitral				84				
ATQ Orquídeas						81	84	

Tabla Nro. 5-19: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores en %.

5.8.2 Análisis contingencia de un elemento eléctrico (contingencia N-1)

A continuación se presentan los resultados de niveles de carga para aquellos nexos de transmisión en los que ante contingencia

N-1 se supera el 100% en transformadores y 110% en líneas de transmisión

Contingencia	Voltaje	2024	2024	Acciones
		1S	2S	
C2 L/T Cuenca - La Paz				Esta sobrecarga depende de los niveles de generación de la central Delsitanisagua. Este valor se encuentra dentro de los límites en emergencia luego de la contingencia de la L/T Bomboiza – Cumbaratza.
L/T Bomboiza - Cumbaratza		112		
C1 L/T Pascuales - Policentro				Gestionar con la CNEL Guayaquil para distribución de la demanda
C2 L/T Pascuales - Policentro			112	

Tabla Nro. 5-20: Cargabilidades de líneas de transmisión y transformadores. Valores en %.

5.8.3 Análisis de voltaje

En la Tabla Nro. 5.21 se presentan los voltajes críticos del Sistema Nacional de Transmisión por efecto de contingencias.

Por efecto de disparo de un circuito de la L/T Taday – Bomboiza la subestación Bomboiza presenta voltaje de 213,5 kV, valor inferior al límite de emergencia establecido en las bandas de voltaje definido por la ARCONEL.

Contingencia	Voltaje	2023	Acciones
		2S	
Bomboiza 230			Ante el disparo de un circuito de la L/T Taday – Bomboiza en la S/E Bomboiza baja el voltaje fuera de los límites de emergencia. Por lo cual para permitir el incremento de carga al proyecto MIRADOR y FRUTA del NORTE se deben ubicar compensación reactiva por los promotores del proyecto.
L/T Taday – Bomboiza C1		213,5	

Tabla Nro. 5.21: Voltajes en subestaciones por efecto de contingencias (kV).

PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

En la Tabla Nro. 5.22 se indica el resultado de voltajes a nivel de 138 kV de la zona oriental en caso de contingencia N-1. Esta zona está conformada por el siguiente corredor eléctrico: Baños – Topo - Puyo – Puerto Napo – Tena – Loreto – Francisco de Orellana de 138 kV. En caso de disparo de alguna línea de transmisión los voltajes tienen valores inferiores a las condiciones de emergencia.

En otros casos la solución de flujos de potencia no converge por tener un problema estructural de transferencia de potencia.

De similar forma que en el caso de corto plazo, se requiere nuevos análisis para definir obras de reforzamiento para la zona oriental, considerando la topología final del Sistema de Transmisión Nororiental.

Año ->	2023					2024					2025					
	Lluvioso		Estiaje			Lluvioso		Estiaje			Lluvioso			Estiaje		
	Máxima	Media	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
L/T Baños - Topo		123		120,1	114,8					124,1						
Francisco Orellana 138		123		120,6	116,7											
Loreto 138		123,2		120,1	114,8					124,1						
Piantúa 138				124,1	116,3											
Puerto Napo 138				123,4	115,8											
Pusuno 138				124,1	116,2											
Puyo 138				122,9	11,5											
Tena 138				123,2	115,7											
Topo 138				123,9	115,7											
L/T Loreto – F. Orellana 138	108,1	115	107,1	117,1		109,5	115,2	112,7	117,9		104	119,4	122,8	114,7	118,8	
Francisco Orellana 138	108,1	115	107,1	117,1		109,5	115,2	112,7	117,9		104	119,4	122,8	114,7	118,8	
L/T Puyo - Puerto Napo		115,7		119,8	120,5		121									122,3
Francisco Orellana 138		115,7		119,8	121,2		121									122,9
Loreto 138		115,8		119,8	120,5		121,1									122,3
Piantúa 138		120,5			123,2											
Puerto Napo 138		119,9		123,6	122,8											
Pusuno 138		120,9			123,1											
Tena 138		119,7		123,3	122,6											
L_TOPO_PUYO_1_1					102,6					113,7					120,9	
Francisco Orellana 138					104,8					115,2					120,9	
Loreto 138					102,6					113,7					121,7	
Piantúa 138					104,2					115,6						
Puerto Napo 138					103,7					115						
Pusuno 138					104,1					115,2						
Puyo 138					102,9					114,4						
Tena 138					103,6					114,9						

Tabla Nro. 5-22: Voltajes en subestaciones por efecto de contingencias de la zona oriental (kV).

5.9. Plan de Expansión de la Transmisión, PET 2018 - 2027

De acuerdo al procedimiento para la Aplicación de la Regulación No. CONELEC 006/12, el corto plazo quedaría definido con los estudios y proyectos comprendidos entre el año 2018 y 2022, mientras que para el largo plazo corresponde desde el año 2023 al 2027.

Para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión, PET 2018 – 2027, se procede a realizar los análisis de diagnóstico del sistema para el corto y largo plazo, se incluyen aquellas obras consideradas en el PET previo (PET 2016 - 2025) que no han sido modificadas por los análisis realizados, se excluyen las obras que han concluido su ejecución o que se encuentran en servicio, y se realiza un análisis

básico de los requerimientos de infraestructura necesarios a nivel de transmisión para la evacuación de toda la generación de los bloques de Energía Renovable No Convencional y el ingreso del proyecto termoelectrico de Ciclo Combinado para el año 2022. Para los bloques de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en función de la ubicación y potencia de cada uno, se realiza una descripción básica del posible punto de conexión al S.N.I., sin embargo es importante mencionar que son necesarios estudios eléctricos específicos tanto en estado estable como dinámico, para determinar las posibles afectaciones que podrían existir ante el ingreso de esta gran cantidad de generación fotovoltaica y térmica en el sistema.

Es importante señalar que, por principio general, todos los proyectos de expansión contribuyen al mejoramiento de las condiciones operativas del S.N.I. así como a la disminución de los niveles de pérdidas de potencia y energía en el SNT, en forma general contribuyen a la

mejora de calidad de servicio y de la confiabilidad del sistema.

La Tabla Nro. 5.23 muestra las obras que fueron energizadas o puestas en servicio hasta diciembre del año 2018.

Proyecto u obra operando	Fecha de energización
Subestación Tisaleo 500/230 kV, 450 MVA	Jan-18
Subestación Shushufindi 230/138 kV, 300 MVA	Feb-18
Subestación Esclusas 230 kV, capacitores 2x60 MVAR	Mar-18
Subestación Loreto 138/69 kV, 33 MVA	Mar-18
Línea de transmisión Milagro – Machala 230 kV, segundo circuito (C1)	May-18
Subestación San Gregorio 138 kV, capacitores 30 MVAR	Jun-18
Subestación San Gregorio, ampliación 230/69 kV, 167 MVA y Patio de 69 kV	Jun-18
Subestación Taday 230 kV (seccionamiento)	Jul-18
Línea de transmisión Taday – Punto de seccionamiento 230 kV, 10 km, doble circuito.	Jul-18
Línea de transmisión Taday – Bomboiza 230 kV, 112 km, doble circuito.	Sep-18
Subestación Bomboiza 230/69 kV, 33 MVA	Sep-18
Sistema de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo 230 kV, 155 km, 2 circuitos	Sep-18
Ampliación Subestación Santo Domingo 230 kV, 2 bahías	Sep-18
Construcción Subestación Esmeraldas 230/138 kV, 167 MVA	Sep-18
Sistema de transmisión Taday – Bomboiza 230 kV	Sep-18
Modernización Subestación Esmeraldas (sala de control)	Oct-18
Construcción línea de transmisión conexión Subestación Durán 230 kV, 10 km, doble circuito.	Dec-18
Sistema de transmisión Durán 230/69 kV	Dec-18
Subestación Posorja, ampliación 138/69 kV, 66 MVA (Traslado y montaje autotransformador CENEMESA)	Dec-18

Tabla Nro. 5-23: Proyecto u obra en operación a diciembre de 2018.

5.9.1 Requerimientos presupuestarios del Plan de Expansión de Transmisión PET 2018 -2027

En la planificación de la expansión del sistema de transmisión 2018 - 2027, se han considerado dos hipótesis de crecimiento de la demanda denominados Caso Base y Caso Matriz Productiva y un plan de expansión de generación para cada una de ellas, con base a las políticas y lineamientos emitidos por el Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Adicionalmente, en el plan de expansión se considera la construcción de obras por concepto de Calidad del Servicio, que implica el remplazo o repotenciación de instalaciones de transmisión que han cumplido su vida útil de operación.

Con la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos Sopladora, Delsitanisagua, Minas – San Francisco y Coca Codo Sinclair, se conformaron en el sistema dos grandes centros de generación, uno ubicado en la parte sur (Paute, Mazar, Sopladora, Desitanisagua y Minas - San Francisco) con una capacidad instalada del orden de los 2.150 MW y otro en la parte norte del sistema (Coca Codo Sinclair) con una potencia de 1.500 MW, mejorando la confiabilidad operativa del S.N.I., cuyo sistema de transmisión operó durante varios años estresado debido a las altas transmisiones de potencia que se realizaban desde el Paute para alimentar la parte norte del país.

Las inversiones previstas para el desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión 2018 – 2027, que permiten concluir la construcción de un enlace de 500 kV entre los principales centros de consumo del país, al igual que la construcción de otras obras que reforzarán el sistema de transmisión, asciende a 1.793,09 millones de dólares:

- En el Corto Plazo 981,62 millones de dólares; y,
- En el Largo Plazo 811,47 millones de dólares.

Es importante señalar que al no haberse incluido obras de transmisión asociadas a Proyectos Renovables No Convencionales (PRNC) y Ciclo Combinado, los proyectos o sistemas de transmisión de los dos casos de análisis serían prácticamente los mismos; y, debido a la particularidad del Sistema de Transmisión Santiago 500 kV, se incluye en el largo plazo (inicio de operación 2026).

El presupuesto necesario para ejecutar el Plan de Expansión de Transmisión 2018 – 2027, considerando las obras de transmisión para el corto y largo plazo se indica en millones de dólares en la Tabla Nro. 5.24.

PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

Descripción	En Ejecución (MUSD)	Con Financiamiento (MUSD)	Gestión de Financiamiento (MUSD)	Total (MUSD)
Corto Plazo	216,85	351,51	413,26	981,62
Fiscales	2,89	-	-	2,89
EXIM BANK	57,96	-	-	57,96
Tarifa	4,42	16,78	-	21,20
BID FASE II	82,70	-	-	82,70
BID FASE III	68,88	6,31	-	75,18
BID FASE V	-	167,79	-	167,79
BID FASE VI	-	72,84	-	72,84
CAF	-	87,80	-	87,80
En Gestión	-	-	413,26	413,26
Largo Plazo	-	-	811,47	811,47
En Gestión	-	-	811,47	811,47
TOTAL	216,85	351,51	1.224,74	1.793,09

Tabla Nro. 5-24: Plan de Expansión de Transmisión 2018 - 2027 (Millones de Dólares).

Para cumplir con las fechas de entrada en operación de los proyectos y garantizar el normal abastecimiento de la demanda a lo largo del periodo de análisis, es indispensable disponer de los recursos

económicos necesarios de forma oportuna para la ejecución de las obras de expansión propuestas. En la Tabla Nro. 5.25 y Figura Nro. 5.4, se muestra el flujo de inversiones por año en millones de dólares.

Descripción	Años Anteriores	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total (MUSD)
Corto Plazo	1,81	28,59	148,05	146,58	361,79	245,93	48,86	-	-	-	-	981,62
Zona Nor-Occidental	0,72	4,17	40,45	42,16	7,43	2,53	0,45	-	-	-	-	97,92
Zona Nor-Oriental	0,61	13,45	82,75	57,60	206,37	116,28	0,96	-	-	-	-	478,03
Zona Sur-Occidental	0,49	10,97	24,20	38,96	123,04	113,03	47,46	-	-	-	-	358,14
Zona Sur-Oriental	-	-	0,59	5,27	23,82	14,09	-	-	-	-	-	43,77
Zona Nacional	-	-	0,06	2,57	1,13	-	-	-	-	-	-	3,76
Largo Plazo	0,75	-	2,51	1,42	4,13	19,72	139,77	108,83	61,78	285,17	187,40	811,47
Zona Sur-Occidental	-	-	-	-	-	-	0,06	2,99	4,21	1,28	-	8,56
Zona Sur-Oriental	-	-	0,38	0,64	0,03	-	0,37	8,25	17,81	3,05	-	30,54
Zona Nacional	0,75	-	2,13	0,78	4,10	19,72	139,34	97,58	39,75	280,84	187,40	772,38
Total	2,56	28,59	150,56	148,00	365,93	265,65	188,63	108,83	61,78	285,17	187,40	1.793,09

Tabla Nro. 5-25: Flujo de Inversión previsto PET 2018 - 2027 (Millones de Dólares).

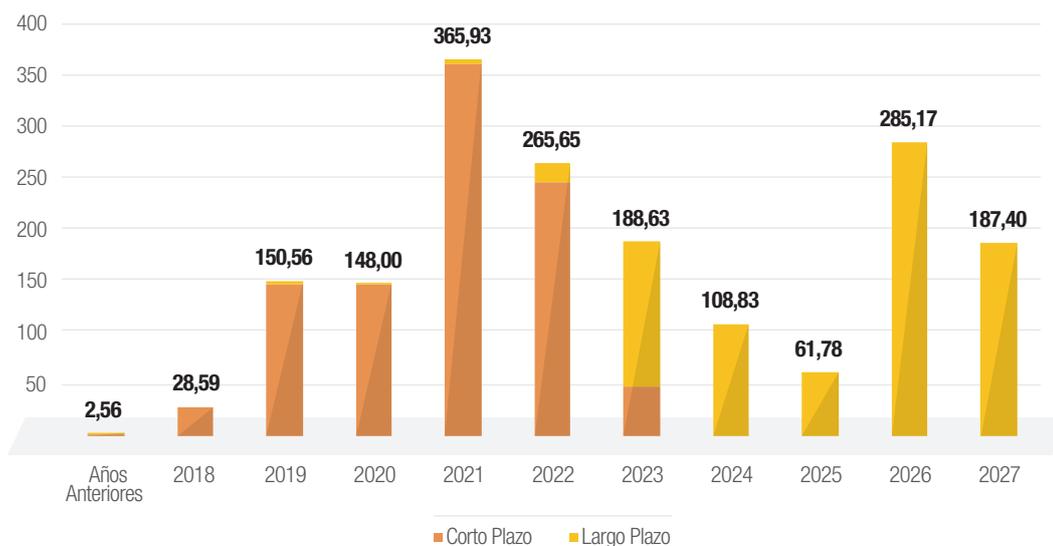


Figura Nro. 5-4: Flujo de Inversión previsto PET 2018 - 2027 (Millones de Dólares).

Corto Plazo: comprende los años 2018 al 2022.

Largo Plazo: comprende los años 2023 al 2027.

A continuación y agrupados por Ubicación, fechas de entrada en operación y estado se describe en forma general la justificación y el alcance de todos los sistemas y/o proyectos considerados en la actualización del Plan de Expansión de Transmisión en el Corto y Largo Plazo.

5.9.2 Plan de obras a corto plazo

De los sistemas y/o proyectos a corto plazo, siete cuentan con financiamiento por 216,85 millones de dólares y se encuentran en construcción, los demás están en gestión de financiamiento

Ubicación	Ingreso en operación	Estado	Sistema/Proyecto /1	Total (MUSD)
Zona Noroccidental	2do sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión Concordia - Pedernales 138 kV	44,70
	1er sem 2020		Sistema de Transmisión Quevedo- San Gregorio - San Juan de Manta 230 kV	45,54
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Subestación Esmeraldas, ampliación 230 kV, 1 bahía	1,20
	2do sem 2022		S/E Esmeraldas, Autotransformador Trifásico , 100/133/167 MVA	4,97
	2do sem 2022		Subestación Esmeraldas, ampliación 138kV	1,51
Zona Nororiental	1er sem 2019	En Ejecución	Sistema de Transmisión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV 2/	57,96
	2do sem 2019		Sistema de Transmisión Tabacundo 230/138 kV	38,00
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Sistema de Transmisión Cajas 230/69kV	33,33
			Sistema de Transmisión Tanicuchi 230/138 kV	38,24
			Sistema de Transmisión Nororiental (STNO)	304,10
	1er sem 2022	Gestión de Financiamiento	Línea de Transmisión Tisaleo - Totoras 230kV	4,37
	2do sem 2022		Subestación El Inga, ampliación 138kV, 2 bahías	2,02

Zona Suroccidental	1er sem 2019	En Ejecución	Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito	2,89
	2do sem 2019		Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo 138 kV	23,34
			Línea de Transmisión Pascuales - Lago de Chongón 138 kV, repotenciación	4,42
	2do sem 2021	Con Financiamiento	Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reemplazo ATT, 225 MVA	6,02
			Subestación Santa Elena y Subestación Posorja, ampliación 69 kV, 2 bahías	2,00
			Ampliación Subestación Durán, una bahía 69 kV	1,29
			Subestación Nueva Salitral 230/69 kV , 300MVA	38,50
			Ampliación Subestación Posorja, 138/69 kV	14,58
			Nueva Ampliación Subestación Posorja 138/69 kV	4,93
			Ampliación Subestación Las Esclusas, 230/69 kV 225MVA	16,49
			Sistema de Transmisión La Avanzada 230/138 kV	34,70
			Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV	33,83
			Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV	46,95
	1er sem 2022	Gestión de Financiamiento	Subestación Lago de Chongón, ampliación 138 kV	1,51
			Ampliación Subestación Quevedo 230/69 kV	6,31
	2do sem 2022	Con Financiamiento	Subestación Palestina 230/138/69 kV	37,34
			Subestación Puerto Inca 138/69 kV, 2X100 MVA	27,82
Gestión de Financiamiento		Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV, 225 MVA	23,13	
Zona Suroriental	1er sem 2020	Con Financiamiento	Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV	32,13
	1er sem 2021		Gestión de Financiamiento	Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA
Zona Nacional	2do sem 2020	Con Financiamiento		Ampliación Subestación Taday 230 kV
			Sistema de Transmisión Delsitanisagua - Cumbaratza - Bomboiza 230 kV	33,30
			Equipos de Transformación de Reserva	3,76
Total				981,62

Tabla Nro. 5-26: Sistemas/Proyectos a Corto Plazo (Millones de dólares).

1/ Los costos adicionales consideran los rubros de estudios, fiscalización, posibles indemnizaciones, indirectos, terrenos e IVA del proyecto correspondiente.

2/ Los costos del sistema de 500 kV y obras asociadas en 230 kV, únicamente consideran el acumulado de la inversión prevista 2018 y 2019.

3/ Los costos para proyectos en marcha, son los definidos en el programa proyectos de ampliación del SNT y del programa 2012-2022.

5.9.2.1 Sistema de Transmisión Concordia – Pedernales 138 kV

El sistema tiene por objeto garantizar el abastecimiento de energía a la zona norte de la provincia de Manabí (Pedernales, Jama, Sesme, San Isidro, Cojimíes) y la zona sur de Esmeraldas (Salima, Decameron, Muisne, Tonchigüe) a través de un nuevo punto de entrega desde el SNT, la S/E Pedernales 138/69 kV de 67 MVA de capacidad. En la actualidad, la carga de Manabí se abastece radialmente desde la S/E Chone del SNT, mediante alimentadores de 69 kV de largas longitudes, con bajos niveles de tensión, inferiores a los establecidos en la normativa vigente. En cambio, la carga de CNEL Esmeraldas se abastece desde la S/E Esmeraldas.

La ventaja de este nuevo punto de conexión es abastecer la carga de CNEL Manabí y Esmeraldas de manera confiable y de calidad en cuanto a nivel de voltaje; y, complementariamente, esta obra baja la cargabilidad de las subestaciones de Chone 138/69 kV y Esmeraldas 138/69 kV.

Para la implementación de este nuevo punto de conexión al SNT se prevé el seccionamiento de un circuito de la L/T Santo Domingo – Quinindé 138 kV en el sector de La Concordia. El proyecto contempla la subestación de seccionamiento La Concordia y la SE Pedernales 138/69 kV. Adicionalmente, se requiere la construcción de una línea de transmisión con estructuras de doble circuito, aislada a 230 kV; se montará un solo circuito, conductor 1200 ACAR, desde la Concordia hacia Pedernales con una distancia de 80 km.

El proyecto contempla:

- S/E Pedernales 138/69 kV.
 - Autotransformador trifásico 138/69 kV, 67 MVA.
 - 1 bahía de transformador de 138 kV.
 - 1 bahía de línea de 138 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento 138 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento 69 kV.
 - 1 bahía de transformador de 69 kV.
 - 2 bahías de línea de 69 kV.
 - Terreno 5 hectáreas.
- S/E de seccionamiento La Concordia.
 - 3 bahías de línea de 138 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento 138 kV.
 - Terreno 9 hectáreas.
- L/T Concordia - Pedernales, estructura para doble circuito, montaje inicial de unos 80 km de 138 kV (aislado a 230 kV), 1200 ACAR.

Estado: En Ejecución.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2019.

5.9.2.2 Sistema de Transmisión Quevedo - San Gregorio - San Juan de Manta 230 kV

La subestación San Juan de Manta permitirá abastecer la demanda de la ciudad de Manta descargando la actual subestación Montecristi 138/69 kV, que opera con una capacidad cercana al 100%. Esta subestación será alimentada desde la S/E San Gregorio mediante una línea de transmisión de 230 kV, siendo necesario además que se retorne a la topología de diseño de la línea Quevedo – San Gregorio, esto es, en doble circuito, para lo cual es necesario construir nuevas bahías de 230 kV en las subestaciones Quevedo y San Gregorio; actualmente la línea existente entre estas subestaciones se halla encuellada en los extremos.

El proyecto contempla:

- L/T San Gregorio - San Juan 230 kV, 41 km, doble circuito, 1200 ACAR.

- S/E San Juan de Manta, 230/69 kV, 225 MVA.
 - Transformador trifásico 230/69 kV de 135/180/225 MVA.
 - 2 bahías de línea de 230 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - 1 bahía de transformador de 230 kV.
 - 4 bahías de línea de 69 kV.
 - 1 bahía de transformador de 69 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
- S/E San Gregorio 230 kV, ampliación.
 - 4 bahías de línea de 230 kV. (3 bahías para San Gregorio y 1 bahía en Quevedo).

Estado: En Ejecución.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2020.

5.9.2.3 Subestación Esmeraldas, ampliación 230 kV, 1 bahía

Debido al incremento de demanda en la Refinería de Esmeraldas, se ve necesario incrementar el nivel de voltaje a 230 kV, para su abastecimiento mediante una bahía en la subestación de CELEC EP TRANSELECTRIC. Esto permitirá a la refinería tener además mejor control de voltaje e independizarse de los posibles problemas técnicos con la generación existente o con el abastecimiento a nivel de 69 kV. Adicionalmente, CELEC EP TRANSELECTRIC, a través de las subestaciones Santo Domingo y Esmeraldas y la reciente línea en operación 230 kV, forma con las líneas en 138 kV un anillo eléctrico robusto, aumentado considerablemente la confiabilidad.

Con esta bahía de 230 kV, los transformadores AA1 y AA2, 75 MVA, 138/69 kV existentes se descargarán, pero es importante indicar que se debe coordinar con la Refinería de Esmeraldas el desarrollo de la infraestructura eléctrica 230/69 kV para la distribución interna de energía para completar el esquema y alimentar su carga. Con esto se

determina alta confiabilidad desde el sistema de transmisión hasta el punto de consumo.

Se suma al suministro eléctrico con nivel de calidad, la operación de las centrales de Esmeraldas I y II para controlar voltaje de la zona.

El proyecto contempla:

- 1 bahía de línea de 230 kV (Refinería Esmeraldas).

Al momento CELEC EP TRANSELECTRIC y PETROECUADOR están trabajando en un convenio para el desarrollo de las obras complementarias en las instalaciones de Refinería, esto es la línea dedicada 230 kV y el transformador de bajada.

Estado: financiamiento por tarifa.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2020.

5.9.2.4 Subestación Esmeraldas, autotransformador trifásico, 100/133/167 MVA

El autotransformador ATR (AA1) inició su operación en 1981, por lo que presenta una menor confiabilidad y en caso de presentarse alguna falla que impida ponerlo nuevamente en servicio, obligaría actualmente a desconectar carga de CNEL Esmeraldas; por esta razón, se ha postulado este proyecto para el reemplazo del transformador existente por uno de mayor capacidad.

El proyecto contempla:

- 1 Autotransformador trifásico, 100/133/167 MVA. (Reemplazo transformador AA1 75 MVA).

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.5 Subestación Esmeraldas, ampliación 138 kV

Con la finalidad de atender la demanda del sector camaronero prevista en la zona de Borbón y la Tola, se ve la necesidad de instalar una nueva bahía de línea en la Subestación Esmeraldas a nivel de 138 kV, la cual permitirá a CNEL tener un punto de conexión para abastecimiento directo de esta zona.

El proyecto contempla:

- 1 bahía de línea de 138 kV.

Estado: Financiamiento BID VI.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2022.

5.9.2.6 Sistema de Transmisión a 500 kV y obras asociadas a 230 kV

El actual sistema de transmisión en 500 kV que permite evacuar la generación de Coca Codo Sinclair, es una obra icónica del Sistema Nacional Interconectado, que permite llevar energía de norte a sur del país y mejorar las transferencias internacionales en condiciones de seguridad y confiabilidad. Este sistema de transmisión en 500 kV culminará su ejecución en el primer semestre del 2019 con el tramo faltante de la línea El Inga – Tisaleo 500 kV simple circuito.

Adicionalmente, el punto de entrega subestación Shushufindi 230/138 kV, desarrollado en conjunto con el sistema de 500 kV, se halla listo para abastecer la importante carga del sector petrolero, lo cual generará importantes ahorros económicos para el país por desplazamiento de generación térmica costosa.

La línea Tisaleo – Totoras 230 kV, permitirá enlazar al actual sistema de 500 kV con la red de 230 kV, favoreciendo una mejor distribución de la generación de Coca Codo Sinclair y garantizando estabilidad en el sistema en el caso de contingencias.

Los proyectos contemplados son:

- L/T El Inga - Tisaleo, línea 500 kV, simple circuito, 19 km, haz de 3 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Tisaleo – Totoras, línea doble circuito, 13 km, haz de 2 conductores ACAR 750 MCM.

Estado: En Ejecución.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2019.

5.9.2.7 Sistema de Transmisión Tabacundo 230/138 kV

Considerando el posible desarrollo de proyectos fotovoltaicos que planificaban ubicarse en la zona de Tabacundo y Cayambe, así como la necesidad de mejorar el servicio de la zona sur de EMELNORTE, se proyectó instalar la subestación Tabacundo en la zona de Malchingui con un nivel de tensión 230/138/69 kV.

Por motivos regulatorios no se construyeron los proyectos fotovoltaicos y adicionalmente ante pedido de la empresa distribuidora se reubicó la subestación Tabacundo determinándose entonces construir dos subestaciones: Pimampiro y Cajas, esta última que atenderá la carga de la zona sur de la empresa distribuidora EMELNORTE.

En vista de la necesidad de incrementar la confiabilidad del servicio para la demanda de la Empresa Eléctrica Regional Norte y garantizar su abastecimiento, se incorporará la subestación Pimampiro desde el SNT, ya que en la actualidad la demanda se abastece desde la S/E Ibarra con dos transformadores 66.7 MVA cada uno, a través de una línea doble circuito de 138 kV desde la S/E Pomasqui que, con la instalación de la subestación San Antonio de la Empresa Eléctrica Quito, representa un enlace débil que, al producirse una contingencia N-1, presenta bajos niveles de tensión en el norte del país.

Con este nuevo esquema se garantiza el abastecimiento de la demanda en la zona norte del país, mejorando los perfiles de voltaje en la zona de Ibarra y Tulcán y brindando, a su vez, mayor confiabilidad al sistema.

Adicionalmente, la distancia eléctrica de la interconexión Colombia – Ecuador disminuye, obteniéndose mejores condiciones para los intercambios de energía. Se prevé mantener los cuatro circuitos de la interconexión desde la subestación Pimampiro hacia la subestación Jamondino.

El proyecto contempla:

- S/E Pimampiro, 230/138 kV, 225 MVA.
 - Autotransformador trifásico 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
 - 8 bahías de línea de 230 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - 1 bahía de transformador de 230 kV.
 - 2 bahías de línea de 138 kV.
 - 1 bahía de transformador de 138 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
 - Terreno
- 2 Tramos L/T 2,75 km, 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR.
- 2 Tramos L/T 1 km, 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR.
- 1 Tramo L/T 15 km, 138 kV, doble circuito, 750 ACAR.

Estado: En Ejecución.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2019.

5.9.2.8 Sistema de Transmisión Cajas, 230/69 kV

Ante el pedido de los promotores de proyectos fotovoltaicos que planificaban ubicarse en la zona de Tabacundo y Cayambe, así como dar servicio a la zona sur de EMELNORTE, se proyectó instalar la subestación Tabacundo en la zona de Malchingui con un nivel de tensión 230/138/69 kV.

Por motivos regulatorios no se construyeron los proyectos fotovoltaicos y adicionalmente ante pedido de la empresa distribuidora se reubicó la subestación Tabacundo determinándose entonces construir dos subestaciones Pimampiro y Cajas esta última que atenderá la carga de la zona sur de la empresa distribuidora EMELNORTE.

La alimentación de la subestación Cajas se realizará mediante el seccionamiento de un circuito de la interconexión Pomasqui – Pimampiro de 230 kV. Esta subestación atenderá la demanda de la zona sur de la Empresa Regional del Norte, permitiendo descargar los transformadores de la S/E Ibarra 138/69 kV. Adicionalmente, con esta infraestructura, Yachay Ciudad del Conocimiento, podrá incrementar su demanda de acuerdo a sus pronósticos de largo plazo. Adicionalmente se podrá cubrir el crecimiento de la demanda de la cementera UNACEM (ex Lafarge), ya que ante la disponibilidad de energía hidroeléctrica de bajo costo la cementera apagaría su generación térmica.

EMELNORTE ha programado construir una red mallada de 69 kV entre las subestaciones Bellavista (Ibarra) y la nueva subestación Cajas con su red de subtransmisión.

El proyecto contempla:

- 2 Transformadores trifásicos de 40/60/75 MVA, 230/69-13,8 kV.
- 2 bahías de línea de 230 kV.
- 1 bahía de acoplamiento 230 kV.
- 2 bahías de transformador de 230 kV.
- 3 bahías de línea de 69 kV.

- 2 bahías de transformador de 69 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
- Terreno 9 hectáreas.
- Tramo de línea de transmisión a 230 kV, desde punto de seccionamiento de L/T Jamondino – Pomasqui hasta la S/E Cajas, aproximadamente 4 km, multicircuito, con conductor 1200 ACAR.

Estado: Financiamiento BID V.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.9 Sistema de Transmisión Nororiental (STNO)

Este proyecto emblemático permitirá Interconectar las facilidades de producción petrolera de PETROAMAZONAS EP (SEIP) con el S.N.I para optimizar los excedentes de energía hidroeléctrica disponibles en el sistema, reduciendo los costos operacionales y evitando emisiones al ambiente. Con esto, se permitirá la importación de energía eléctrica al SEIP, desde el Sistema Nacional Interconectado, de menor costo y menor impacto al ambiente para, de esta manera, generar beneficios económicos, ambientales y sociales para el país. Entre los beneficios adicionales previstos se hallan:

- Reducir la "huella humana" (impacto al ambiente) por barril de petrolero extraído.
- Transferir energía desde el Sistema Nacional Interconectado hacia el Sector Petrolero, permitiendo desplazar y evitar generación costosa con diésel y crudo.

Las interconexiones previstas con el sector petrolero, cuyo alcance será ajustado con el desarrollo de los estudios de ingeniería básica, se presentan a continuación.

El proyecto contempla:

- Interconexión Shushufindi – Tarapoa -Cuyabeno.
- Interconexión Shushufindi - Edén Yuturi (EPF) - Apaika Nenke (ECB) - Tiputini (CPT).
- Interconexión Loreto – Oso.

La demanda prevista a abastecer con estas interconexiones se estima en 270 MW, en la fecha de operación, siendo prioritaria la interconexión hasta el Tiputini (CPT).

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.10 Sistema de Transmisión Tanicuchí 230/138 kV

Se ha planificado el seccionamiento de la L/T Mulaló-Vicentina en la SE Santa Rosa, estableciéndose los tramos Mulaló - Santa Rosa y Santa Rosa - Vicentina de 138 kV. A pesar de disponer de las líneas anteriormente indicadas, al presentarse ciertas contingencias en determinadas condiciones de operación (demanda e hidrología), se producen sobrecargas en diversos elementos de la red de 138 kV, que incluso pueden significar desastre de carga en la zona de influencia.

Desde años atrás la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO) ha solicitado un nuevo punto de alimentación para su sistema. ELEPCO considera que, por seguridad ante posibles eventos eruptivos del volcán Cotopaxi, se debería ubicar un nuevo punto de conexión en otro sector de la provincia, fuera del área de posible afectación del fenómeno natural mencionado.

Con estos antecedentes se plantea la construcción del sistema de transmisión Tanicuchí, que dará fortaleza al sistema en la zona centro norte del país y atenderá los requerimientos de la distribuidora. Adicionalmente, a futuro se plantea el levantamiento o desmantelamiento de la subestación Mulaló, la cual tiene limitaciones en su espacio físico para ampliación.

El proyecto contempla:

- 2 Autotransformadores trifásico 230/138-13,8 kV, de 45/60/75 MVA cada uno.
 - 2 bahías de línea de 230 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento 230 kV.
 - 3 bahías de línea de 138 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
 - 2 bahías de transformador de 230 kV.
 - 2 bahías de transformador de 138 kV.
- Terreno 9 hectáreas.
- Tramo de línea doble circuito, 4 km de 230 kV, 1200 ACAR.
- 2 Tramos de línea 138 kV, doble circuito, con montaje inicial de uno, de 10 y 16 km para seccionamiento de línea actual Santa Rosa – Mulaló – Pucará 138 kV, 750 ACAR.

Estado: Financiamiento BID V.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.11 Línea de Transmisión Tisaleo – Totoras 230 kV

El desarrollo de este proyecto estaba previsto como parte de las obras en 230 kV asociadas al Sistema de Transmisión en 500 kV, pero en vista de la cercanía de la culminación del contrato de construcción, los problemas sociales en la zona de interés y al no haberse incluido en la planificación de corto plazo, se deberá desarrollar con una nueva fuente de financiamiento.

El proyecto permitirá vincular la red actual de 500 kV con el sistema de 230 kV, permitiendo garantizar el flujo de la energía proveniente del norte y sur del país, particularmente en condiciones de contingencias severas.

El proyecto contempla:

- Línea doble circuito, 13 km, haz de 2 conductores ACAR 750 MCM.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2022.

5.9.2.12 Subestación El Inga, ampliación 138 kV, 2 bahías

De acuerdo con la revisión de los estudios realizados por la Empresa Eléctrica Quito S.A., se estableció que el sistema de subtransmisión a nivel de 46 kV de esta empresa distribuidora se encuentra saturado, razón por la cual la empresa ha previsto la construcción de un nuevo sistema a nivel de 138 kV, con la finalidad de descargar al sistema de subtransmisión actual y cubrir el crecimiento de la demanda de la distribuidora.

En función de lo indicado, se evidencia la necesidad de dos bahías para la línea doble circuito El Inga – Vicentina 138 kV. De un circuito de esta línea se alimentaría a la nueva S/E Tumbaco 138/23 kV, 24/32/40 MVA y nueva S/E Cumbaya 138/23 kV, 24/32/40 MVA y

del otro circuito se alimentaría a la S/E Parque Industrial Itulcachi, 138/23 kV, 20/27/33 MVA, además mejora la confiabilidad en caso de una posible contingencia por la salida de los transformadores de Pomasqui o Santa Rosa.

El proyecto contempla:

- 2 bahías de línea 138 kV.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2022.

5.9.2.13 Línea de Transmisión Milagro - Esclusas 230 kV, 2do circuito

Se ha programado la línea Milagro – Esclusas de doble circuito con conductores en haz, con la finalidad de evacuar la gran concentración de generación en la zona suroriental por efecto de ingreso de la central Sopladora, y de la zona suroccidental con la tercera unidad prevista de la central Gas Machala (70 MW), una unidad de generación de ciclo combinado de la misma central (100 MW) y la central Minas San Francisco (275 MW). Adicionalmente, para disminuir la cargabilidad de los dos circuitos de la L/T Molino – Pascuales, Milagro – Dos Cerritos, Milagro – Pascuales y Dos Cerritos – Pascuales.

Actualmente, un circuito de la línea Milagro – Esclusas, se secciona en el sector de Taura para ingreso de la central Sopladora, conformándose los circuitos Sopladora - Milagro y Sopladora – Esclusas de 230 kV, siendo importante concluir el circuito 2 de la L/T Milagro – Esclusas el cual será seccionado en la subestación Durán 230 kV.

Es de importancia superlativa, completar este segundo circuito por seguridad de abastecimiento de energía eléctrica, especialmente ante

contingencias N-1, considerando un alto porcentaje de generación hidroeléctrica. Adicionalmente, de acuerdo a las políticas operativas, el objetivo es minimizar la generación térmica, especialmente la forzada, en la zona de Guayaquil. Se dispone de un gran parque termoeléctrico que debe ser desplazado por generación hidráulica, esto hace que aumenten la cargabilidad de las líneas de transmisión en la zona y que el sistema esté expuesto a baja confiabilidad en caso de contingencia, lo cual refuerza el hecho de que la construcción del segundo circuito de la línea de transmisión sea completado en el menor tiempo posible.

El proyecto contempla:

- Montaje del segundo circuito con una distancia de 52 km, calibre 2x750 ACAR.

Estado: En Ejecución.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2019.

5.9.2.14 Sistema de Transmisión Milagro - Babahoyo 138 kV

Actualmente se cuenta con una nueva subestación, Nueva Babahoyo 138/69 kV, con dos transformadores de 67 MVA. Esta subestación tiene la suficiente capacidad para cubrir la demanda de CNEL Los

Ríos y para evacuar la generación de la central hidroeléctrica Sibimbe (17 MW) y de San Jose de Tambo (10 MW)

Considerando el cambio del uso del suelo de los terrenos utilizados para el recorrido de la línea de transmisión Milagro-Babahoyo de 138 kV, dado que actualmente se han reemplazado los cultivos de arroz y potreros por caña de azúcar, cacao, y bananeras, así como por el crecimiento poblacional, que está acompañado de viviendas y carreteras de primer y segundo orden, las distancias de seguridad a esta línea de transmisión se han reducido en muchos sectores, lo cual constituye la causa principal para el incremento de fallas en esta línea de transmisión.

El diseño original de la línea existente fue realizado para el nivel de voltaje de 69 kV, motivo por el cual fue construida con postes de hormigón y en 32 sitios con estructuras tipo H, haciendo la función de suspensión, por lo que, para incrementar la altura de amarre que apenas es de 8,5 m, debe realizarse el reemplazo por nuevas estructuras.

Con la finalidad de garantizar un adecuado abastecimiento de energía eléctrica a la distribuidora, CNEL-Los Ríos, se realizaron análisis técnico-económicos para determinar la mejor solución al problema de la altura de fase a tierra, que permitirá minimizar las fallas en esta línea de transmisión.

Al momento está en proceso la ejecución del cambio de algunas estructuras tipo H.

Adicionalmente, debido a las condiciones ambientales de la zona, que presenta un alto grado de contaminación y salinidad, sumado al tiempo de operación de esta línea de transmisión, el conductor de ésta se encuentra en mal estado, motivo por el cual como parte de la expansión del SNT, para mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica en el área de concesión de CNEL-Los Ríos, se está construyendo una nueva línea de transmisión doble circuito hacia la zona de Babahoyo, aislada a 230 kV, operando inicialmente a 138 kV, con una distancia de 47 km.

El proyecto contempla:

- L/T Milagro-Babahoyo, 230 kV, 47 km, doble circuito, 1200 ACAR (opera energizada a 138 kV).
- S/E Milagro 138 kV, ampliación.
 - 1 bahía de línea de 138 kV.
- S/E Babahoyo 138 kV, ampliación.
 - 1 bahía de línea de 138 kV.
 - 1 bahía de línea de 69 kV (Caluma).

Estado: En Ejecución.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2019.

5.9.2.15 Línea de Transmisión Pascuales - Lago Chongón 138 kV, repotenciación

En vista del alto crecimiento de la demanda en la zona de Santa Elena y Posorja, se determina alta cargabilidad (84%) en los dos circuitos existentes Pascuales – Chongón. Ante contingencia N-1 no se podría abastecer la demanda de Santa Elena y Posorja. En vista de estos problemas, se ha determinado el ingreso de generación forzada en las centrales de generación Santa Elena II y Santa Elena III, ante lo cual es necesaria la repotenciación de esta línea entre las subestaciones Pascuales y Chongón.

El proyecto contempla:

- Repotenciación de la línea de transmisión con un superconductor. Distancia 24,2 km.

Estado: En Ejecución.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2019.

5.9.2.16 Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reemplazo ATT, 225 MVA

El transformador TRK 230/69 kV de la S/E Nueva Prosperina se encuentra indisponible por avería desde el 26 de febrero de 2017, por lo que, a partir del 16 julio 2017, se opera con una configuración temporal que alimenta un autotransformador ATT 138/69 kV (150 MVA) desde la S/E Pascuales 138 kV para tomar la carga de la subestación. En función de lo indicado, se requiere instalar un nuevo transformador trifásico y así retomar a la topología original en la zona. En función de nuevos estudios de demanda y de confiabilidad, se definirá la necesidad de contar en un futuro con un transformador 230/69 kV en paralelo al nuevo TRK. El proyecto contempla:

El proyecto contempla:

- 1 Transformador trifásico de 135/180/225 MVA.
- 1 bahía de transformador de 230 kV.
- 1 bahía de transformador de 69 kV.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2019.

5.9.2.17 Subestación Santa Elena y Subestación Posorja, ampliación 69 kV, 2 bahías

De acuerdo a informes de CNEL Santa Elena, el alimentador de Colonche de la S/E Santa Elena presenta cargabilidad alta, por lo cual una quinta bahía en la subestación solventaría este problema. La

nueva bahía en Santa Elena en 138 kV permitirá alimentar en forma independiente la carga de Capaes (carga residencial), liberando y descargando el alimentador de Colonche 69 kV mencionado.

La línea de salida desde la subestación Posorja (el Morro) hacia la zona norte del subsistema Playas, realiza recorridos ineficientes que originan mala calidad del servicio y aumenta los costos por energía no suministrada. Esto se mejoraría sustancialmente con la tercera posición de salida en la S/E Posorja. La propuesta mejora sustancialmente el voltaje en el sistema Playas, desde 0,95 p.u. hasta 0,985 p.u en el punto más alejado de la red de alta tensión, logrando cumplir con la normativa al respecto.

La cristalización de la construcción de ambas posiciones de salida

mejorará sustancialmente el recorrido del flujo de potencia y reducirá las pérdidas de energía a nivel de subtransmisión²⁷.

El proyecto contempla:

- 2 bahías de línea de 69 kV (Ampliación de una bahía por subestación).

Estado: Financiamiento por Tarifa.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2019.

5.9.2.18 Ampliación Subestación Durán, una bahía 69 kV

La subestación Durán sirve a la carga de CNEL Guayas Los Ríos y debido a su dimensionamiento en transformación (225 MVA) está en capacidad de atender carga adicional. Se presenta entonces la posibilidad de atender parte de la carga de CNEL Milagro, lo cual reduce la carga de la subestación Milagro de CELEC EP TRANSELECTRIC y posibilita la postergación de la construcción de la subestación La Troncal.

Actualmente existe un solo punto de entrega para CNEL Milagro y por lo tanto un solo enlace con el Sistema Nacional de Transmisión, el mismo que se encuentra ubicado en la subestación Milagro de TRANSELECTRIC. La distribuidora hace uso de cuatro alimentadores

de la subestación Milagro a nivel de 69 kV llamados Milagro 1, 2, 3, 4. La nueva bahía en Durán 69 kV permitirá tomar parte de la carga de la actual bahía Milagro 2, mejorando las condiciones operativas al sur del sistema de la distribuidora considerando además la posible carga camaronesa.

El proyecto contempla:

- 1 bahía de línea de 69 kV.

Estado: Financiamiento BID VI.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2021.

5.9.2.19 Subestación Nueva Salitral 230/69 kV, 300 MVA

Debido al crecimiento de la demanda en la ciudad de Guayaquil y considerando que las centrales de generación ubicados en el área de Salitral (Gonzalo Zevallos, Álvaro Tinajero, Central Aníbal Santos) minimizarán su producción con el ingreso de las nuevas centrales hidráulicas, es necesario construir una nueva subestación en la zona; al no ser posible ampliar las instalaciones de la actual subestación por falta de espacio, se propone la construcción de esta obra junto a la subestación actual, la obra descargará las líneas Pascuales-Salitral 138 kV y los transformadores de ATQ y ATR de la SE Salitral.

El proyecto contempla:

- 2 Tramos L/T 230 kV, doble circuito, 0,5 km.

- S/E Nueva Salitral, 230/69 kV, 300 MVA.
 - 1 Transformador trifásico de 180/240/300 MVA.
 - 4 bahías de línea de 230 kV.
 - 1 bahía de transformador de 230 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - 1 bahía de transformador de 69 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
 - 3 bahías de línea de 69 kV.

Estado: Financiamiento BID VI.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.20 Ampliación Subestación Posorja, 138/69 kV

Incremento de la demanda en la zona y adicionalmente por efecto de un crecimiento industrial por el desarrollo del Puerto de Aguas Profundas, es importante el incremento de capacidad de transformación en esta subestación, con un nuevo autotransformador fijo (ATR) de mayor capacidad que permita retirar la subestación móvil para su uso ante cualquier emergencia en el SNT.

El proyecto contempla:

- Segundo autotransformador, 40/53/67 MVA, 138/69 kV

- 2 bahías de transformador de 138 kV
- 1 bahías de transformador de 69 kV
- 1 bahía de acoplamiento de 138 kV
- 1 bahía de línea de 138 kV
- Modernización e integración de sistemas de control

Estado: Financiamiento BID V.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

²⁷. "Estudio justificativo de la necesidad de dos posiciones a 69 kV en CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena", Informe presentado a CELEC EP TRANSELECTRIC

5.9.2.21 Nueva ampliación subestación Posorja, 138/69 kV

Actualmente el transformador ATQ de la subestación Posorja de 33 MVA tiene copada su capacidad y en el año 2019 superará los 30 años de vida útil. Por tal motivo, en una primera fase (contando con financiamientos) se implementará un segundo auto transformador 138/69 kV de 67 MVA para liberar la subestación móvil actualmente en operación y además cubrir con el ATQ existente la demanda de la zona. Considerando el permanente aumento de la demanda en la zona debido al desarrollo del proyecto Puerto de Aguas Profundas y el futuro Astillero, se encuentra planificada una segunda fase de

ampliación de la subestación, con un transformador de 67 MVA que reemplazará al ATQ existente y que garantizará el abastecimiento de toda la demanda prevista en la subestación Posorja al mediano plazo.

El proyecto contempla:

- Autotransformador 138/69 kV, 67 MVA (reemplazo de ATQ)

Estado: Financiamiento BID VI.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.22 Ampliación Subestación Las Esclusas, 230/69 kV, 225 MVA

Actualmente el transformador ATQ de la subestación Posorja de 33 MVA tiene copada su capacidad, por tal motivo la subestación móvil Mitsubishi de 33 MVA se encuentra cubriendo parte de la demanda de la zona de Posorja y se encuentra instalado temporalmente también un transformador de 66 MVA (CENEMESA). Es pertinente indicar el alto incremento de la demanda en la zona debido al foco de crecimiento industrial por el desarrollo del Puerto de Aguas Profundas. Por esta razón es importante el incremento de capacidad de transformación en esta subestación con un nuevo autotransformador fijo de mayor capacidad.

El proyecto contempla:

- Segundo autotransformador, 40/53/67 MVA, 138/69 kV.
- 2 bahías de transformador de 138 kV.
- 1 bahías de transformador de 69 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
- 1 bahía de línea de 138 kV.
- Modernización e integración de sistemas de control.

Estado: Financiamiento BID VI.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.23 Sistema de Transmisión La Avanzada, 230/138 kV

La red de subtransmisión de CNEL Regional El Oro es servida actualmente a través de la subestación Machala, que cuenta con dos transformadores ATQ y ATR 138/69 kV de 100 MVA de capacidad cada uno y, alternativamente, con un transformador TRK de 165 MVA. El problema que limita la capacidad de entrega a la carga de CNEL El Oro a nivel de 69 kV, es el hecho de que la barra de 69 kV es de tipo encapsulada y dispone solamente de dos alimentadores de 69 kV: Emeloro 1 y Emeloro 2. Estos alimentadores presentan actualmente altos niveles de carga y en el largo plazo llegarán a copar su capacidad de transferencia, sin existir la posibilidad de instalar más alimentadores en dicha barra encapsulada. Los tres transformadores de la Subestación Machala se encuentran conectados a la barra común en GIS a nivel de 69 kV.

Con estos antecedentes se planifica la construcción de una nueva subestación denominada La Avanzada la cual poseerá dos auto transformadores 230/138 kV de 75 MVA de capacidad, la cual se alimentará, seccionando los dos circuitos de la línea Machala - frontera de 230 kV.

Esta subestación prestará servicio fundamentalmente a la zona sur de la provincia del Oro y facilitará los intercambios de energía con Perú.

El proyecto contempla:

- 2 Autotransformadores trifásicos 230/138-13,8 kV, 45/60/75 MVA cada uno.
- 4 bahías de línea de 230 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
- 2 bahías de transformador de 230 kV.
- 2 bahías de transformador de 138 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
- 2 bahías de línea de 138 kV.
- Terreno 9 Ha.
- Tramo L/T 4 Km, 230 kV, multicircuito, 1200 ACAR para seccionamiento L/T Machala – Zorritos 230 kV.

Estado: Financiamiento BID V.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.24 Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV

Debido a la vetustez de la actual línea simple circuito Lago de Chongón – Posorja, el crecimiento tendencial de la demanda residencial y considerando la infraestructura industrial programada para los próximos años, es necesario brindar un nuevo vínculo de transmisión desde la subestación Chongón hasta Posorja para dar mayor confiabilidad al suministro de energía. Esto se logrará mediante la construcción de una nueva línea de transmisión doble circuito entre las subestaciones indicadas, la cual será aislada en 230 kV y energizada en 138 kV en una primera etapa.

El proyecto contempla:

- S/E Posorja 138 kV, ampliación
 - 1 bahía de línea de 138 kV.
- L/T Posorja-Lago de Chongón, 230 kV, 70,4 km, doble circuito, 1200 ACAR, doble circuito (línea energizada en 138 kV).
- S/E Lago de Chongón 138 kV, ampliación.
 - 1 bahía de línea de 138 kV.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.25 Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV

Luego del análisis de la distribución de la demanda futura de la Empresa Eléctrica de Guayaquil y ante la dificultad de ampliar la capacidad de transformación en la subestación Policentro, se ha programado un nuevo punto de entrega desde el SNT, mediante la instalación de dos transformadores de 125 MVA de 230/69 kV, en una subestación ubicada en Las Orquídeas, 10 km aproximadamente al norte de la subestación Policentro.

De los análisis realizados, el ingreso en operación de los proyectos hidroeléctricos, reduce la generación térmica en Guayaquil, con el consecuente incremento de transferencias por los transformadores de la subestación Pascuales 230/138 kV, de 375 MVA de capacidad cada uno, hasta niveles superiores al 80% de su capacidad nominal. Esto hace necesario definir alternativas que permitan minimizar estas altas transferencias de potencia, siendo una de las mejores alternativas el abastecer la demanda de la nueva subestación Las Orquídeas desde la subestación Pascuales y desde la subestación Milagro, con ello ingresan dos circuitos a la nueva subestación; esto se define por confiabilidad y calidad de abastecimiento de la demanda. En caso de contingencia N-1 de cualquier circuito, los

voltajes se mantienen dentro de las bandas permisibles aprobadas por la ARCONEL.

El proyecto contempla:

- S/E Las Orquídeas 230/69 kV.
 - 2 Transformadores 230/69-13,8 kV, de 125 MVA cada uno.
 - 2 bahías de línea de 230 kV (GIS).
 - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV (GIS).
 - 1 bahía de acoplamiento de 69 kV (GIS).
 - 2 bahías de transformador en 230 kV (GIS).
 - 2 bahías de transformador en 69 kV (GIS).
 - 3 bahías de línea de 69 kV (GIS) (espacio para 2 bahías futuras).
 - Terreno 6 Ha.
 - Línea de Transmisión conexión S/E Las Orquídeas 230 kV, 10 km, doble circuito, 1200 ACAR.

Estado: Financiamiento BID V.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.26 Subestación Lago de Chongón, ampliación 138 kV

Ante el requerimiento de CNEL para abastecer la demanda camaronera en el sector de Sabana Grande, se ve la necesidad de construir una bahía en la Subestación Lago de Chongón, la cual permitirá conectarse con el sistema de transmisión de CNEL denominado Lago de Chongón – Sabana Grande 138 kV y de esta forma alimentar la carga antes mencionada.

El proyecto contempla:

- 1 bahía de línea de 138 kV.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2021.

5.9.2.27 Ampliación Subestación Quevedo, 230/69 kV

Debido a problemas de sobrecalentamiento en un bushing del ATR 138/69 kV de la S/E Quevedo, se optó por la instalación de la subestación Móvil AMQ 138/69 kV de 60 MVA de capacidad nominal, la misma que se energizó el 08 de noviembre de 2017, tomando toda la carga del alimentador de 69 kV Quevedo Sur de CNEL Guayas – Los Ríos.

Con la finalidad de solventar el inconveniente presentado, se tenía planificado el reemplazo del banco de autotransformadores 138/69 kV 167 MVA por un autotransformador trifásico 138/69 kV de 225 MVA con su respectiva modernización, sin embargo la modernización implica la desconexión de una bahía por aproximadamente 2 meses, lo que dificulta desconectar los bancos 230/138 kV y 138/69 kV, por

lo que se plantea la opción de instalar un transformador 230/69 kV de 225 MVA para facilitar estas tareas.

Con el fin de dar una solución técnica inmediata, se plantea el uso del nuevo transformador para la Subestación San Juan de Manta 230/69 kV de 225 MVA, que podría estar listo para el segundo semestre del 2019 y posteriormente reponer este equipo con una nueva adquisición o contrato.

El proyecto contempla:

- Autotransformador trifásico 230/69 kV, 225 MVA.
- 1 bahía de transformador 230 kV.
- 1 bahía de transformador 69 kV.

Estado: Financiamiento BID III.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2022.

5.9.2.28 Subestación Palestina 230/138/69 kV

Ante un pedido de CNEL y de SENAGUA (EPA) para mejorar las condiciones de calidad de servicio del norte de la provincia del Guayas y alimentar el futuro proyecto Trasvase Daule - Pedro Carbo respectivamente, se consideró al proyecto eléctrico S/E Palestina 230/138/69 kV como la alternativa más adecuada de abastecimiento de energía para la zona de Palestina y parte del área de influencia de CNEL Guayas Los Ríos. En función de todo lo indicado, se planifica tres patios con 230, 138 y 69 kV en este proyecto, el cual se alimentará del seccionamiento de la línea Chorrillos – Quevedo 230 kV.

El proyecto contempla:

- 1 Autotransformador trifásico, 230/138 kV, 75 MVA.
 - 1 Transformador trifásico, 230/69 kV, 167 MVA.
 - 4 bahías de línea de 230 kV.

- 2 bahías de transformador 230 kV.
- 1 bahía de transformador 138 kV.
- 1 bahía de transformador 69 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
- 1 bahía de línea de 138 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 138 kV.
- 4 bahías de línea de 69 kV.
- 1 bahía de acoplamiento de 69 kV.
- 2 Tramos L/T de 1 Km, 230 kV, doble circuito, 1200 ACAR.
- Terreno.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2022.

5.9.2.29 Subestación Puerto Inca 138/69 kV, 2x100 MVA

Con la finalidad de atender principalmente la demanda del sector camaronero prevista en las futuras subestaciones de CNEL denominadas: Taura, Puerto Baquerizo Moreno y Naranjal, se planifica la construcción de una nueva subestación en el sector de Puerto Inca, mediante el seccionamiento de la actual línea de transmisión doble circuito Milagro – San Idelfonso 138 kV.

El proyecto contempla:

- 4 bahías de línea 138 kV
- 2 bahías de transformador 138 kV
- 1 bahía de acoplamiento 138 kV

- 2 autotransformadores 138/69 kV 100 MVA
- 2 bahía de transformador 69 kV
- 1 bahía de acoplamiento 69 kV
- 3 bahías de línea 69 kV
- 2 tramos de línea doble circuito: Punto de seccionamiento – Subestación Puerto Inca 138 kV, 750 ACAR, 2 km cada uno.
- Terreno

Estado: En Gestión de Financiamiento

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2022.

5.9.2.30 Subestación San Idelfonso, ampliación 230/138 kV, 225 MVA

La ampliación de la Subestación San Idelfonso con un patio de 230 kV y un transformador 230/138 kV, permitirá evacuar la generación de la Central Minas San Francisco y de TermoGas Machala, gracias al seccionamiento de la línea de transmisión Milagro - Machala 230 kV en sus dos circuitos. Esto permitirá garantizar la operación del sistema en la zona con condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad.

El proyecto contempla:

- 1 Autotransformador trifásico, 230/138-13,8 kV, 225 MVA.
- 7 bahías de línea de 230 kV.
- 1 bahía de transformador de 230 kV.

- 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
- 1 bahía de transformador de 138 kV.
- 1 bahía de línea de 138 kV.

En caso de existir un incremento en la generación prevista en la zona de Bajo Alto, por incremento de disponibilidad de gas o la implementación del Ciclo Combinado, será necesaria la implementación de una (1) bahía 230 kV adicional en la S/E San Idelfonso con la correspondiente línea con cargo al proyecto de generación.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2022.

5.9.2.31 Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV

Con el crecimiento de la demanda, tanto en Santa Elena como en Posorja, se ha determinado alta cargabilidad en los transformadores ATU y ATT de la Subestación Pascuales 230/138 kV, así como en la línea de transmisión Pascuales – Chongón 138 kV. Por esta razón se hace pertinente una nueva infraestructura de transmisión eléctrica entre Chorrillos y Lago de Chongón, que adicionalmente permitiría disminuir la generación forzada de las centrales Santa Elena II y Santa Elena III.

Cabe indicar que con esta obra se forma otro anillo para brindar mayor confiabilidad a la zona de Guayaquil.

El proyecto contempla:

- S/E Chorrillos, 230 kV, ampliación.
 - 2 bahías de línea de 230 kV.

- L/T Chorrillos-Lago de Chongón, 230 kV, 30 km, doble circuito, 1200 ACAR .
- S/E Lago de Chongón, 230/138 kV, 225 MVA.
 - 1 Autotransformador trifásico, 230/138 kV, 135/180/225 MVA.
 - 4 bahías de línea de 230 kV (2 hacia S/E Chorrillos y 2 hacia S/E Nueva Posorja).
 - 1 bahía de transformador de 230 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - 1 bahía de transformador de 138 kV.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2022.

5.9.2.32 Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA

Debido al crecimiento de la demanda, el ingreso de grandes bloques de generación, especialmente Delsitanisagua 180 MW en la zona suroriental, y a la operación continua del anillo eléctrico de la Empresa Eléctrica Centro Sur, se ve necesario, en una primera etapa, el aumento de capacidad de transformación 138/69 kV hasta 150 MVA en la subestación Rayo Loma en la ciudad de Cuenca, para, en una segunda etapa, de ser factible técnicamente, buscar una operación en paralelo con el actual banco de autotransformadores de 100 MVA.

De acuerdo a estudios eléctricos realizados, se determina que el mayor porcentaje de la generación de la zona suroriental ingresa a la subestación Cuenca (Rayo Loma) en mención y esto se producirá hasta contar con un nuevo vínculo de transmisión (Sistema Cumaratza – Bomboiza 230 kV) que permita reorientar todos los excedentes de generación.

Adicionalmente, el incremento de la capacidad de transformación de la subestación, permitirá el crecimiento de la demanda por parte de

las empresas mineras de Río Blanco y Loma Larga que se conectarán al sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Centro Sur con una carga de 22 MW al año 2020, aproximadamente.

El proyecto completo contempla:

- Obra Civil y Montaje Electromecánico de Transformador 138/69 kV, 150 MVA.
- 1 bahía de transformador de 138 kV.
- 1 bahía de transformador de 69 kV.
- 1 bahía de transferencia de 69 kV.
- Modernización de servicios auxiliares.

Estado: Financiamiento por Tarifa.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2020.

5.9.2.33 Ampliación Subestación Taday 230 kV

Actualmente la conexión de la central Sopladora es de manera directa desde la central hasta el sector de Taura y luego se derivan hacia las subestaciones de Milagro y Esclusas. Debido a las grandes distancias y ante el problema de una contingencia N-1, los voltajes se deprimen, pudiendo provocar conflictos en la operación permanente de la zona suroccidental. El ingreso de la subestación Taday con asignación de dos bahías de entrada y dos de salida para evacuar la generación de la central Sopladora garantizará la operación estable ante contingencia N-1.

Por lo expuesto, la generación de la central Sopladora inyectada en la S/E Taday permitirá participar y distribuir su flujo de potencia

en el anillo de 230 kV y adicionalmente aumentar la confiabilidad y seguridad del sistema.

El proyecto contempla:

- 4 bahías de línea de 230 kV (parte de Sistema Sopladora - Taday - Taura).

Estado: Financiamiento BID VI.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2021.

5.9.2.34 Sistema Delsitanisagua - Cumaratza – Bomboiza 230 kV

Uno de los proyectos emblemáticos que se ha concluido por el Gobierno Nacional a través de CELEC EP, es la central hidroeléctrica Delsitanisagua 3x60 MW. El proyecto de generación está ubicado en los límites de las provincias de Loja y Zamora Chinchipe.

Para evacuar generación sin restricciones y especialmente ante una posible contingencia N-1 del enlace Yanacocha - Cuenca, se determina una solución para dar una alternativa de evacuación a éste y futuros proyectos de generación en la zona, construyendo un nuevo

enlace desde la zona sur oriental hacia la zona sur central, permitiendo una evacuación confiable y segura de esta generación. Desde el año 2018, se determina que ante contingencia N-1 de un circuito de la línea Yanacocha – Cuenca 138 kV, el otro circuito se sobrecarga, llegando a superar el 120% de no implementar esquemas remediales o de protección.

El sistema Bomboiza – Cumbaratza – Delsitanisagua, permitirá evacuar la generación ubicada en la zona sur y sur oriental del país, dando confiabilidad de servicio especialmente ante posibles fallas en la zona asociada. A la fecha existe un esquema de protección implementado, que permitirá la apertura inmediata del anillo de la CENTROSUR, redistribuyendo el flujo y evitando una posible sobrecarga del banco de autotransformadores de la S/E Cuenca (Rayoloma).

El proyecto contempla:

- Línea de Transmisión Cumbaratza – Los Encuentros 230 kV, doble circuito (montaje inicial de uno), 500 ACAR, 52 km.

- Línea de Transmisión Los Encuentros – Bomboiza 230 kV (montaje de conductor), 500 ACAR, 33 km.
- Línea de transmisión Delsitanisagua – Cumbaratza 138 kV, doble circuito, 500 ACAR, 21 km.
- Ampliación Subestación Cumbaratza:
 - 1 Autotransformador trifásico 230/138 kV, 225 MVA.
 - 1 bahía de línea de 230 kV.
 - 1 bahía de transformador de 230 kV.
 - 1 bahía de acoplamiento de 230 kV.
 - 1 bahía de transformador de 138 kV.
 - 1 bahía de línea de 138 kV.
- Ampliación Subestación Bomboiza:
 - 1 bahía de línea de 230 kV.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 20

5.9.2.35 Equipos de transformación de reserva

Subestación Móvil 230/69 kV, 60 MVA, es necesario contar con una infraestructura de emergencia para solventar problemas operativos en cualquier parte del país, como son los transformadores móviles. Se podría ubicar temporalmente este equipo en la S/E Milagro para precautelar su conservación y para facilitar su movilización en el momento de un trabajo o emergencia.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2020.

5.9.3. Plan de obras a largo plazo

Ubicación	Ingreso en operación	Estado	Sistema/Proyecto (1)	Total (MUSD)
Zona Sur-occidental	1er sem 2024	Gestión de Financiamiento	Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
	1er sem 2025		Subestación Orquídeas, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	4,28
Zona Sur-oriental	2do sem 2025		Sistema de Transmisión Sopladora - Cardenillo - Taday 230 kV	22,99
			Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, segundo circuito	7,54
Zona Nacional	1er sem 2023		Sistema de Transmisión Ecuador - Perú 500 kV	256,13
	2do sem 2026		Sistema de Transmisión Santiago 500kV (2400MW)	516,25
Total				811,47

Tabla Nro. 5-27: Sistemas/Proyectos a Largo Plazo (Millones de dólares).

1/ Los costos consideran los rubros de estudios, fiscalización, posibles indemnizaciones, indirectos, terrenos e IVA de todo el proyecto correspondiente.

5.9.3.1 Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230 kV, 2x60 MVAR

Debido al desplazamiento de generación térmica, especialmente en la zona suroccidental, por ingreso de grandes proyectos hidroeléctricos y además por efecto del crecimiento de la demanda, se ve necesaria la incorporación de 2 bancos de capacitores de 60 MVAR para el año 2023 en el sector de Prosperina.

Esta obra contempla:

- Banco de capacitores 230 kV, 2X60 MVAR.

Estado: En Gestión de Financiamiento

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2024.

5.9.3.2 Subestación Orquídeas, ampliación 230 kV, capacitores

Los estudios en el análisis de matriz productiva determinan en el año 2025 la necesidad de inyección de reactivos para suplir deficiencias de voltaje en la zona sur occidental del S.N.I., donde se ubica la nueva subestación Orquídeas 230/69 kV.

Esta obra contempla:

- Banco de capacitores 230 kV, 2X60 MVAR.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2025.

5.9.3.3 Sistema de Transmisión Sopladora – Cardenillo – Taday 230 kV

Los estudios eléctricos desarrollados en el año 2015, determinaron la necesidad de contar con un enlace de transmisión altamente confiable para evacuar la generación del futuro proyecto de generación hidroeléctrica Cardenillo, el cual contará con seis unidades de 116 MVA (595 MW), con operación programada para el año 2025 de acuerdo al plan de expansión de generación. En virtud de lo indicado, se define un enlace doble circuito en 230 kV hacia las subestaciones Sopladora y Taday.

El proyecto contempla:

- L/T Sopladora - Cardenillo, 230 kV, 8 km, doble circuito, 2x1100 ACAR.
- L/T Cardenillo - Taday, 230 kV, 40 km, doble circuito, 2x1100 ACAR.

- Ampliación S/E Taday 230 kV, dos bahías de línea.

Las longitudes de línea son estimadas y se prevé desarrollar los estudios necesarios en el año 2019 contando con recursos de autogestión. En el caso de los recursos de inversión, es necesario que el presupuesto de obras e indirectos sea considerado con cargo al proyecto de generación.

El financiamiento y ejecución de las obras de transmisión asociadas serán incluidas en el financiamiento y ejecución de la central.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Primer semestre 2025.

5.9.3.4 Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, 2do circuito

La Empresa Eléctrica Centro Sur se abastece de la SE Sinincay y Cuenca, de 230/69 kV y 138/69 kV, respectivamente. En ciertas horas de demanda ante la contingencia de la L/T Zhoray – Sinincay, hay el riesgo de que el transformador de Cuenca se sobrecargue. Adicionalmente se ha determinado que el ingreso de la central hidroeléctrica Delsitanisagua, incrementa la cargabilidad del sistema de transmisión suroriental. Por lo cual, se propone la implementación del segundo circuito entre las subestaciones Zhoray y Sinincay a nivel de 230 kV.

El proyecto contempla:

- Montaje del segundo circuito Zhoray – Sinincay 230 kV.
- 1 bahía de línea 230 kV, encapsulada en SE Zhoray.
- 1 bahía de línea 230 kV, en SE Sinincay.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2025.

5.9.3.5 Sistema de Transmisión Ecuador – Perú 500 kV

Este sistema permitirá intercambios energéticos entre Ecuador y Perú, para aprovechar la complementariedad hidrológica, basados en acuerdos comerciales y regulatorios de integración regional, propendiendo al beneficio mutuo de estos países, mejorando las condiciones de calidad del servicio en el S.N.I, garantizando la integración de la producción de los futuros proyectos de generación que se desarrollan en la Zona Suroriental del Ecuador. El proyecto contempla:

Líneas de transmisión:

- Línea de Transmisión Chorrillos – Pasaje 500 kV, 211 km, doble circuito, con montaje inicial de uno, fases en haz de cuatro conductores.
- Línea de Transmisión Pasaje - Frontera 500 kV, 74 km, doble circuito, con montaje inicial de uno, fases en haz de cuatro conductores.
- Línea de Transmisión Pasaje – seccionamiento línea Minas San Francisco - San Idefonso 230 kV, 1.8 km, 2 tramos doble circuito, 1200 ACAR, en estructuras doble circuito.

Subestaciones:

- Subestación Pasaje 500/230 kV, banco de autotransformadores monofásicos de 600 MVA (3x200 MVA) + reserva monofásica de 200 MVA.
- Subestación Chorrillos, ampliación 500 kV.

Compensación shunt:

- 1 Reactor trifásico de línea 160MVAR en SE Pasaje para la línea Piura-Pasaje 500 kV + Reserva monofásica 53.3 MVAR, + Reactor de Neutro
- 2 Reactores trifásicos de línea 110MVAR en los extremos de línea para Pasaje y Chorrillos 500 kV + Reserva monofásica de 36.6 MVAR y Reactor de Neutro para cada uno.
- 1 Reactor trifásico 100MVAR para Barra en Pasaje 500 kV + Reserva monofásica 33.3 MVAR

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2023.

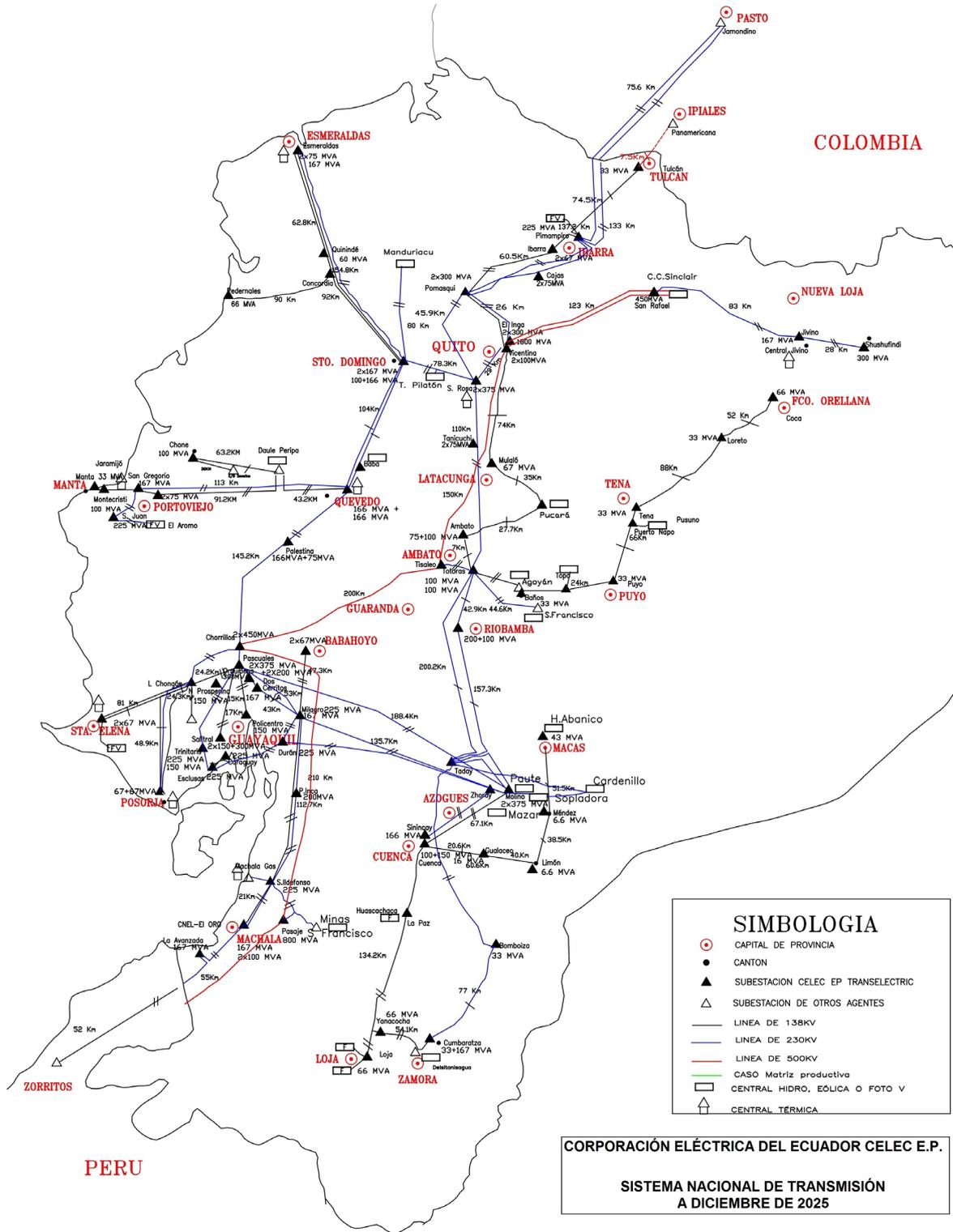


Figura Nro. 5-5: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión – Año 2025

5.9.3.6 Sistema de Transmisión Santiago (2400 MW)

El proyecto hidroeléctrico tiene una capacidad total de 2400 MW, la primera etapa de 1200 MW se pondrá en servicio en el año 2026 y la segunda etapa con los otros 1200 MW ingresará en el año 2027 de acuerdo al PEG caso de Matriz Productiva planteado por el MERNNR. El proyecto se encuentra localizado en la región suroriental del Ecuador en la provincia de Morona Santiago sobre el río Santiago, mismo que nace de la confluencia de los ríos Namangoza y Zamora.

Con este antecedente se debe determinar un sistema de transmisión de 500 kV asociado, que permita evacuar la generación hacia el Sistema Nacional Interconectado; se considera adicionalmente que para el año de ingreso del proyecto ya estará en funcionamiento la interconexión con Perú, debido a que este sistema formará parte de las obras para la evacuación de la central Santiago.

Conocemos también que entre los años 2023 al 2026 ingresarían a operación varios proyectos en la zona de Posorja los cuales constituyen cargas industriales como: Industria básica de aluminio con 849 MW, Siderurgia (acero) con 320 MW y del cobre con 90 MW, dando un total de 1259 MW. Con estos antecedentes, se tiene previsto que el sistema asociado para la central Santiago tenga una línea de transmisión que llegue hasta la subestación Posorja 500 kV.

Se debe aclarar, además, que en esta zona (El Morro - Posorja) y de acuerdo al Plan de Expansión de Generación, se tiene previsto instalar un bloque de generación de 1000 MW de ciclo combinado hasta el año 2023; sin embargo, al estar previsto que esta generación sea de tipo estacional (para operar en periodos hidrológicos secos), en la época lluviosa se deberá atender la carga de Posorja con generación hidráulica de las centrales del país entre ellas de la central Santiago. El proyecto contempla:

Líneas de Transmisión:

- L/T Zamora - Pasaje - L1, línea 500 kV, 180 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Zamora - Pasaje - L2, línea 500 kV, 180 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Zamora - Taday - L1, línea 500 kV, 90 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Zamora - Taday - L2, línea 500 kV, 90 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Chorrillos - Taday - L1, línea 500 kV, 160 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.
- L/T Chorrillos - Taday - L2, línea 500 kV, 160 km, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM.

Las longitudes son de carácter referencial y se definirán una vez concluidos los estudios y diseños. A continuación se presenta el detalle de las diferentes conexiones:

Subestación Chorrillos, ampliación 500 kV

- 3 Bahía de línea de 500 kV.
- Sistema de control, protecciones y telecomunicaciones.

Subestación Taday, ampliación 500 kV

- 4 Bahías de línea de 500 kV.
- 1 Bahía de acople de barras 500 kV.
- 1 Banco de Autotransformadores monofásicos con OLTC, 600

MVA (3x200 MVA), 500/230/34,5 kV.

- 1 Bahía de transformador de 500 kV.
- 1 Bahía de transformador de 230 kV.
- Sistema de control, protecciones y telecomunicaciones.

Subestación Pasaje, ampliación 500 kV

- 3 Bahías de línea de 500 kV.
- Sistema de control, protecciones y telecomunicaciones.

Compensación reactiva

S/E Chorrillos

- 3 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 3 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33 MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

S/E Taday

- 4 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 4 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33 MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

S/E Pasaje

- 3 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 3 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

S/E Santiago

- 4 Bahías para reactores de línea de 500 kV sin interruptor.
- 4 Bancos de reactores de línea de 500 kV (3x33 MVAR) + reactor neutro (0,3 MVAR, 72,5 kV).
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva de 500 kV, 33 MVAR.
- 1 Unidad monofásica de reactor de reserva, 72,5 kV.

El primer circuito SE Chorrillos - SE Pasaje se construirá con el proyecto Interconexión con Perú, de manera previa al ingreso del Proyecto Santiago. Se deberá verificar la necesidad de tender el segundo circuito con nuevos estudios.

Estado: En Gestión de Financiamiento.

Fecha prevista entrada en operación: Segundo semestre 2026.

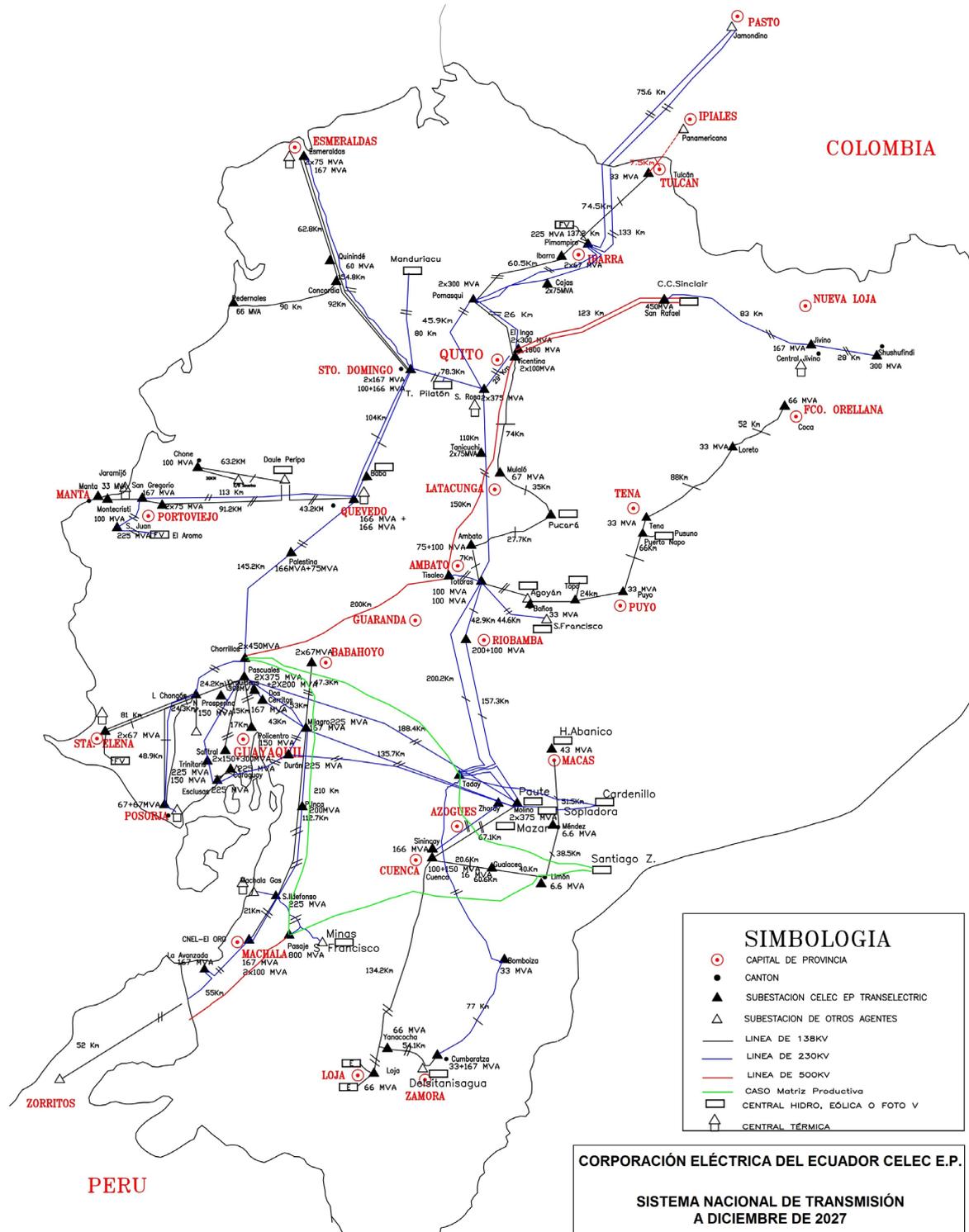


Figura Nro. 5-6: Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión – Año 2027





6

EXPANSIÓN Y MEJORA DE LA DISTRIBUCIÓN

6.1 Introducción

La planificación y ejecución del Plan de Expansión de la Distribución, generará impacto en el desarrollo productivo y económico del País, así como en el bienestar de la sociedad, consolidándose el compromiso de las Empresas Eléctricas de Distribución con lo técnico, económico, social y ambiental.

El Plan de Expansión y Mejora de la Distribución se elaboró en atención del crecimiento de la Demanda y los lineamientos establecidos en la planificación Nacional y del Sector Eléctrico, mantienen los Objetivos y Políticas consideradas en el Plan Maestro de Electricidad 2016-2025.

Los planes, programas y proyectos se encuentran orientados a mejorar la calidad, continuidad, confiabilidad, sustentabilidad y sostenibilidad del servicio de Energía Eléctrica.

En este Capítulo se presentan los resultados consolidados de la planificación efectuada por las Empresas Distribuidoras, cuyos requerimientos responden a los análisis eléctricos y económicos para la expansión y mejora de los Sistemas de Distribución durante los próximos 10 años.

En forma general se presenta la información de la situación actual, año 2018, en lo referente a Infraestructura, Gestión Comercial, así como la evolución de la cobertura y pérdidas y la Implementación del Modelo Único de Gestión.

Finalmente, en el Capítulo se muestra el equipamiento, infraestructura, gestión comercial y presupuesto referencial demandado para desarrollar los Sistemas de Distribución en el periodo de análisis.

6.2 Objetivo general

Establecer los proyectos y obras que se requieren para la Expansión y Mejora de los Sistemas de Distribución a fin de brindar el servicio público de energía eléctrica con los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad,

universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, en el periodo 2018-2027.

6.3 Objetivos específicos

- Expandir los sistemas de distribución en función al crecimiento de la demanda actual y futura.
- Incrementar la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica.
- Fortalecer los sistemas de distribución para asegurar la calidad y confiabilidad.
- Incrementar el nivel de satisfacción al cliente.
- Alcanzar las metas de pérdidas de energía propuestas en los Sistemas de Distribución.
- Incrementar el servicio de alumbrado público, mediante la utilización de la tecnología eficiente.
- Continuar con la modernización del modelo de gestión y de los sistemas de información y de la automatización de la distribución.

6.4 Políticas

El Plan de Expansión y Mejora de la Distribución 2018-2027, está alineado con el Plan Nacional de Desarrollo, y se fundamenta en las políticas emitidas por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

En lo referente a la distribución, se citan las siguientes:

- Responder a una planificación integral de la expansión de la distribución fomentando la eficiencia financiera y gestión empresarial; que responda a las necesidades de desarrollo del sector, a fin de atender los requerimientos del servicio eléctrico en el país para el corto, mediano y largo plazo.
- Atender la demanda del servicio de energía eléctrica, propendiendo al incremento de los niveles de cobertura, mejorando los niveles de calidad, confiabilidad, continuidad, minimizando las pérdidas e incluyendo además el aprovechamiento de los recursos de energía distribuida.
- Cumplir con los acuerdos y compromisos internacionales suscritos para atender áreas fronterizas que no disponen del servicio eléctrico, con proyectos eléctricos que viabilicen este propósito en coordinación con las entidades correspondientes.

- Efectuar los programas de eficiencia energética, para el fomento de la matriz energética y la matriz productiva, basados en la eficacia económica, uso racional de la energía eléctrica,

reducción de los costos de producción y disminución de impactos ambientales.

6.4.1 Lineamientos y estrategias

Expandir los Sistemas de Distribución en función al crecimiento de la demanda actual y futura.

Ejecutar los planes, programas y proyectos que permitan atender el incremento de la demanda, garantizando la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico, al menor costo.

Diseñar y ejecutar los proyectos cumpliendo con las normas técnicas, políticas y directrices vigentes, considerando criterios de resiliencia.

Ejecutar los proyectos planificados para el cambio de redes aéreas a subterráneas en: accesos a ciudades, patrimonios culturales, centros turísticos e históricos, accesos a puertos, aeropuertos, puntos o pasos fronterizos internacionales y lugares que ponen en riesgo la seguridad ciudadana, siempre y cuando los estudios técnicos, financieros, económicos y ambientales sean viables.

Realizar convenios con empresas de servicios y entidades de desarrollo local, regional y nacional, que permitan el uso y/o construcción de infraestructura eléctrica.

Desarrollar proyectos eléctricos a través de Empresas Distribuidoras o por medio de convenios con empresas privadas o de economía popular y solidaria, con sujeción a la normativa legal vigente.

Incrementar la Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica.

- Ejecutar proyectos para la dotación del servicio eléctrico con extensión de redes especialmente en los sectores rural y urbano marginal.
- Ejecutar proyectos de energía renovable para la dotación del servicio de energía eléctrica en los sectores alejados y dispersos, en los que no es factible el acceso al sistema de red convencional.

Fortalecer los Sistemas de Distribución para asegurar la calidad y confiabilidad del sistema.

- Avanzar en la construcción de la infraestructura necesaria para optimizar y equilibrar la demanda en los puntos de entrega disponibles, en coordinación con el transmisor, incluyendo la expansión y operación del sistema de distribución en 138 kV.
- Construir la infraestructura necesaria para la transferencia entre sistemas de distribución aledaños en alto y medio voltaje, que garantice la confiabilidad n-1.
- Modernizar los sistemas de protecciones con equipos homologados y de última tecnología.
- Mantener actualizados los estudios de coordinación de protecciones e implementar el esquema de alivio de carga, de acuerdo al comportamiento de la demanda.
- Continuar con la Implementación del Sistema de Gestión de la Distribución Avanzada – ADMS, a través del equipamiento eléctrico en redes de subtransmisión, subestaciones de

distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, con sistemas de comunicación homologados que permitan su integración.

- Diseñar los proyectos eléctricos nuevos y de reforzamiento con conceptos de redes inteligentes.

Cumplir los Planes de Inversión financiados por el Presupuesto General Estado y con recursos propios.

- Fortalecer el sistema de gestión, seguimiento y control de los planes, programas y proyectos de inversión.
- Evaluar de manera permanente los avances y resultados de ejecución de los planes, programas y proyectos de inversión, para la toma de decisiones y aplicación de correctivos oportunos.

Incrementar el nivel de satisfacción al cliente.

- Fortalecer los procesos y procedimientos internos de las empresas eléctricas enfocados a la atención al cliente
- Continuar con la implantación de centros integrales de atención al cliente.
- Ampliar los canales de comunicación entre las Empresas Eléctricas y sus clientes utilizando la tecnología de punta
- Atención personalizada a clientes especiales.

Reducir el nivel de pérdidas de energía en el sistema de distribución.

- Realizar periódicamente estudios en el sistema de distribución, para identificar y ejecutar las inversiones necesarias, con el objeto de reducir pérdidas técnicas con criterio costo-beneficio.
- Implementar y reforzar procesos de actualización permanente de la calidad de la información para los Sistemas Comerciales, Sistema de Información Geográfica y otros.
- Utilizar equipos y materiales con valores de pérdidas normalizadas.
- Gestionar de manera permanente el balance de energía para todo tipo de usuarios.
- Implementar sistemas de medición inteligente a nivel de red de distribución, centros de transformación y usuario.
- Blindar las redes secundarias mediante el uso de conductor pre ensamblado.
- Control permanente del comportamiento de la demanda eléctrica en clientes especiales, comerciales e industriales.

Incrementar el Servicio de Alumbrado Público, mediante la utilización de la tecnología eficiente.

- Ejecutar proyectos de alumbrado público general enfocados a mejorar y ampliar la cobertura, utilizando fuentes luminosas eficientes.
- Reemplazar fuentes luminosas ineficientes y contaminantes por equipos eficientes.
- Cumplir con los niveles de iluminación de acuerdo a la normativa vigente.
- Iluminar avenidas, calles, pasajes de accesos a poblaciones rurales y entre ellas.

Continuar con la Modernización del modelo de gestión y de los sistemas de información.

- Utilizar los modelos analíticos basados en la información que proporcionan los sistemas de gestión implantados en las

distribuidoras, para la mejora de la gestión comercial en los ámbitos de: facturación, recaudación, atención al cliente y gestión de pérdidas no técnicas.

- Utilizar modelos analíticos espaciales basados en la información que proporcionan los sistemas de control y adquisición de datos, interrupciones, administración de redes en tiempo real, análisis técnico y gestión de mantenimiento para mejorar la gestión técnica en los ámbitos de: construcción, operación, mantenimiento y gestión de pérdidas técnicas.

Implementar proyectos de Eficiencia Energética.

- Impulsar los proyectos de eficiencia energética que aportan a la matriz productiva y cumplen con los lineamientos propuestos en el Plan Nacional de Eficiencia Energética, los proyectos considerados son aquellos que fomentan cambios de tecnologías, reducción y sustitución de energéticos, reducción de pérdidas y eficiencia económica.

6.5 Situación actual de la distribución

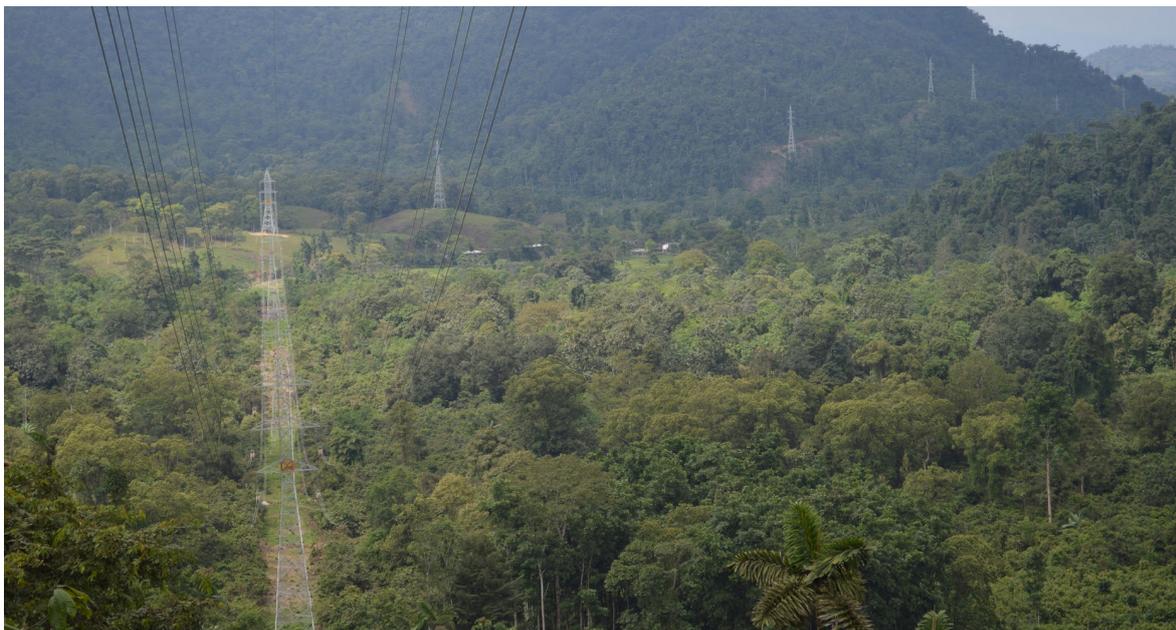
Las inversiones para el desarrollo del sector eléctrico en la etapa de distribución están orientadas a reforzar y renovar la infraestructura física de sus instalaciones, así como para atender la modernización de la gestión, sustentada en estándares actualizados de las tecnologías de información, comunicación y de la industria eléctrica.

Esto ha permitido disponer de un servicio de energía eléctrica con mejoras en los niveles de eficiencia; y con el compromiso de lograr la sustentabilidad y sostenibilidad del sector eléctrico.

6.5.1 Áreas geográficas y prestación del servicio

La prestación del servicio de energía eléctrica en el Ecuador se realiza a través de 9 Empresas Eléctricas y la Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP con sus 11 Unidades de Negocio las que cubren

un área de servicio de 256.423 km², dividida conforme el detalle expuesto en la Figura Nro. 6-1.



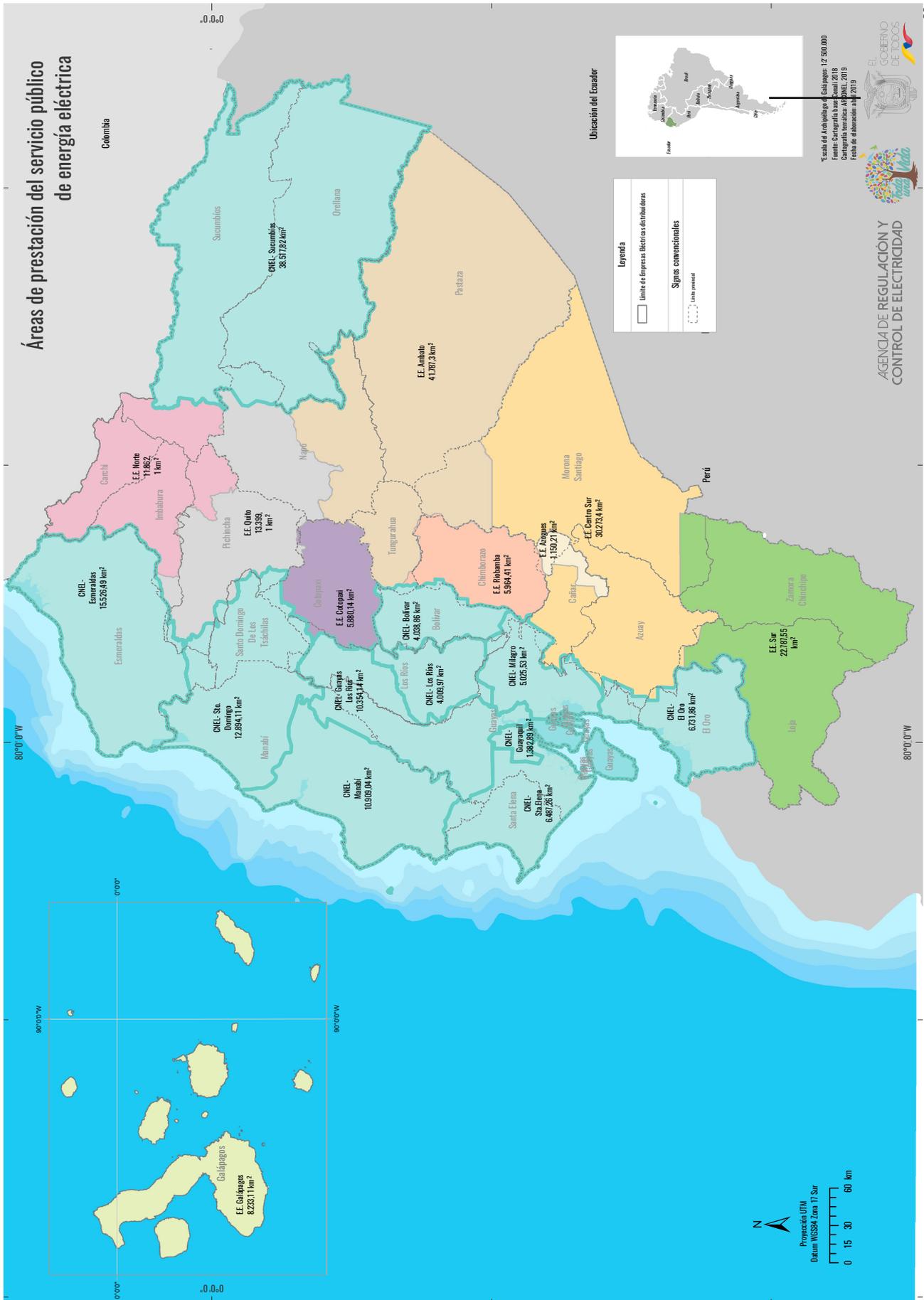


Figura Nro. 6-1: Áreas de Servicio de las Empresas Eléctricas y CNEL EP con sus Unidades de Negocio²⁸.
28. Fuente: AFRONEL

6.5.2 Cobertura del servicio eléctrico

La cobertura del servicio eléctrico al 2018 es de 97,05%, la misma que refleja las inversiones y proyectos ejecutados para la expansión y mejora de los sistemas de distribución.

La provisión del servicio principalmente se realizó a través de la red convencional; no obstante, para los sectores muy alejados se han venido desarrollando una planificación que evalúa la mejor alternativa

técnica y económica, mediante sistemas aislados renovables no convencionales, garantizando la sostenibilidad y la asequibilidad del servicio a la población de menores ingresos.

En la siguiente Figura Nro. 6-2, se presenta la evolución porcentual de la cobertura a nivel nacional:

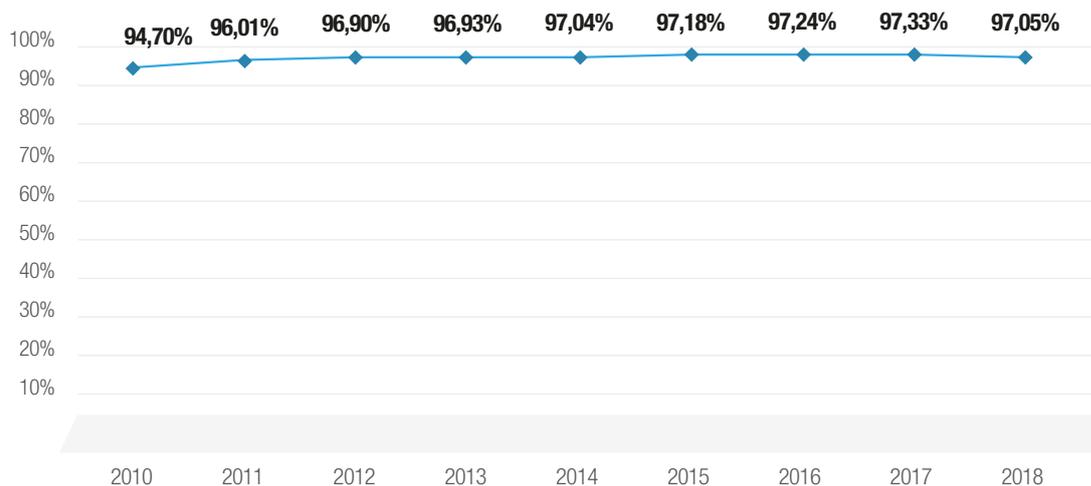


Figura Nro. 6-2: Cobertura del Servicio Público de energía eléctrica nacional en porcentaje.

La energía eléctrica es un facilitador del desarrollo humano; es decir, por sí sola apenas es suficiente para crear riqueza o un cambio drástico de las condiciones de vida, pero sin ella es imposible el desarrollo; más allá de su impacto en las condiciones de vida, es necesaria para la utilización en todos los servicios básicos, mejorando la calidad de vida de la población, promoviendo actividades: productivas,

artesanales y agroindustriales especialmente en sectores rurales y urbanos marginales; así como la dotación de nuevos servicios para educación, salud, recreación, comunicación, entre otros.

A continuación, en la Tabla Nro. 6-1 se detalla por provincia la cobertura alcanzada en el año 2018:

Provincia	Porcentaje (%)
AZUAY	98,06
BOLÍVAR	92,04
CAÑAR	95,99
CARCHI	99,13
COTOPAXI	97,09
CHIMBORAZO	94,09
IMBABURA	98,88
LOJA	98,86
PICHINCHA	99,76
TUNGURAHUA	97,73
SANTO DOMINGO	98,94
EL ORO	98,06
ESMERALDAS	87,83
GUAYAS	97,11
LOS RÍOS	98,38
MANABÍ	97,39
SANTA ELENA	88,37

Provincia	Porcentaje (%)
MORONA SANTIAGO	86,16
NAPO	90,87
PASTAZA	89,32
ZAMORA CHINCHIPE	97,90
SUCUMBÍOS	95,41
ORELLANA	96,48
GALÁPAGOS	99,68

Tabla Nro. 6-1: Cobertura eléctrica 2018 por provincia en porcentaje

Electrificación rural y urbana marginal

La responsabilidad de ejecutar los proyectos de electrificación rural y urbano marginal viene enmarcada con la política de Estado de mejorar las condiciones de vida de la población de menores recursos, así como de abastecer de éste servicio a centros de salud, centros comunitarios, instituciones de educación, entre otros ubicados en esos sectores.

Actualmente, se ha beneficiado alrededor de 974 mil viviendas y aproximadamente 4 millones de personas.

Tomando como referencia las inversiones realizadas en los últimos años y el crecimiento demográfico, los proyectos de electrificación rural hasta la presente fecha, registra una inversión de USD 431 millones, ver Figura Nro. 6-3

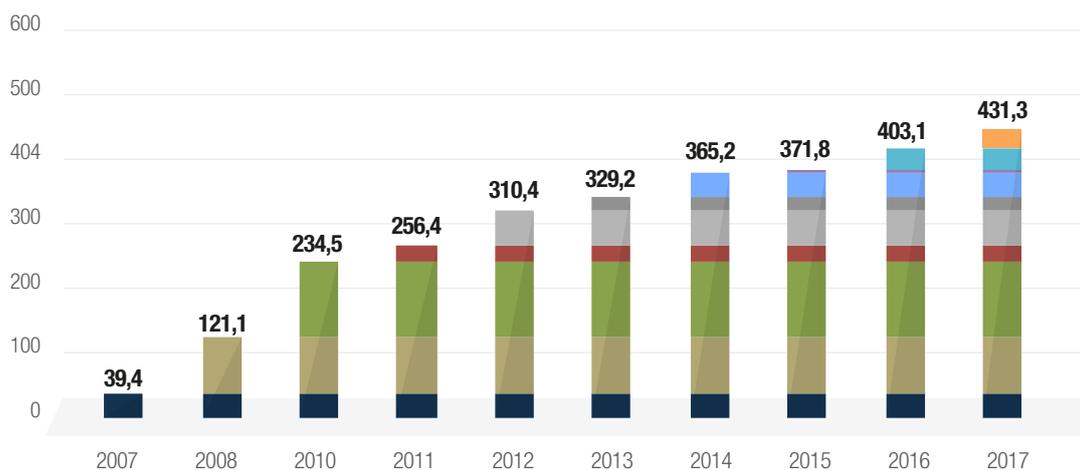


Figura Nro. 6-3: Inversiones Electrificación Rural y Urbano Marginal.

Parte de estas inversiones han contribuido con la energización en las zonas más alejadas de la región Amazónica, a través de la implementación de sistemas fotovoltaicos, con modelos de gestión

ejecutados desde las Empresas Eléctricas de Distribución. Estos proyectos cumplen con estándares de calidad medioambiental y estrategias de recolección de residuos.

6.5.3 Infraestructura de Subtransmisión

En el sistema de subtransmisión, a diciembre de 2018 se contó con 385 subestaciones con una capacidad de 6.628 MVA; y redes de subtransmisión con niveles de voltaje de 46 kV, 69 kV y 138 kV, con

una longitud aproximada de 5.488 km, según el detalle en la Tabla Nro. 6-2 y en la Tabla Nro. 6-3.

Empresa	Denominación	No. Subestaciones	Potencia Subestaciones (MVA)
CNEL EP	CNEL U.N. Bolívar	6	69
	CNEL U.N. El Oro	17	309
	CNEL U.N. Esmeraldas	18	208
	CNEL U.N. Guayaquil	53	1577
	CNEL U.N. Guayas Los Ríos	37	680
	CNEL U.N. Los Ríos	12	160
	CNEL U.N. Manabí	30	530
	CNEL U.N. Milagro	14	239
	CNEL U.N. Santa. Elena	19	199
	CNEL U.N. Santo Domingo	15	260
	CNEL U.N. Sucumbíos	9	144
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	19	338
	E.E. Azogues	2	33
	E.E. Centro Sur	18	433
	E.E. Cotopaxi	12	131
	E.E. Galápagos	5	18
	E.E. Norte	16	201
	E.E. Quito	49	803
	E.E. Riobamba	11	127
	E.E. Sur	23	169
TOTAL		385	6.628

Tabla Nro. 6-2: Infraestructura de subestaciones de distribución a diciembre 2018².

Empresa	Denominación	Longitud (km)				
		2014	2015	2016	2017	2018
CNEL EP	U.N. Bolívar	133	133	133	147	147
	U.N. El Oro	266	266	266	280	280
	U.N. Esmeraldas	370	360	360	378	380
	U.N. Guayaquil	250	255	255	277	277
	U.N. Guayas Los Ríos	389	391	391	428	428
	U.N. Los Ríos	138	177	179	207	207
	U.N. Manabí	509	489	486	561	561
	U.N. Milagro	217	217	217	264	270
	U.N. Sta. Elena	211	205	205	205	205
	U.N. Sto. Domingo	216	216	216	278	313
	U.N. Sucumbíos	190	178	178	190	190
CNEL EP Total		2.889	2.887	2.886	3.215	3.258

2. Fuente: Empresas Distribuidoras.

Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	132	142	143	155	155
	E.E. Azogues	27	27	27	27	27
	E.E. Centro Sur	292	293	297	297	297
	E.E. Cotopaxi	129	129	129	144	144
	E.E. Galápagos	12	39	51	72	72
	E.E. Norte	298	274	274	274	274
	E.E. Quito	359	398	398	550	551
	E.E. Riobamba	173	173	173	173	173
	E.E. Sur	554	554	554	537	537
TOTAL		1.976	2.029	2.046	2.229	2.230
TOTAL NACIONAL		4.865	4.916	4.932	5.444	5.488

Tabla Nro. 6-3: Infraestructura de redes de subtransmisión 46 y 69 kV y redes de transmisión 138 kV por empresa distribuidora a diciembre 2018.

6.5.4 Infraestructura de distribución

El sistema de distribución tiene aproximadamente 101.759 km de medio voltaje, 93.122 km de redes de bajo voltaje, 324.776 transformadores de distribución, con una capacidad instalada de

12.443 MVA; y 5.157.553 medidores de energía, según se detalla en la Tabla Nro. 6-4.

Empresa	Denominación	Redes Medio Voltaje (km)	Redes Bajo Voltaje (km)	Nro. Transf.	Capacidad Transf. MVA	Nro. Medidores
CNEL EP	CNEL U.N. Bolívar	3.053	3.040	5.279	73	64.906
	CNEL U.N. El Oro	5.179	3.216	15.746	661	252.716
	CNEL U.N. Esmeraldas	4.586	2.703	9.872	313	131.138
	CNEL U.N. Guayaquil	2.748	4.666	36.050	2.424	703.763
	CNEL U.N. Guayas Los Ríos	7.845	5.119	29.763	1.124	341.013
	CNEL U.N. Los Ríos	3.448	2.031	10.039	316	125.625
	CNEL U.N. Manabí	7.528	5.541	26.225	778	319.476
	CNEL U.N. Milagro	3.814	1.953	11.444	321	143.945
	CNEL U.N. Santa Elena	2.189	1.642	9.015	373	119.918
	CNEL U.N. Santo Domingo	9.436	5.603	22.793	446	237.075
	CNEL U.N. Sucumbios	5.025	4.423	9.492	252	98.016
	CNEL EP		54851	39937	185718	7081
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	5.315	7.221	14.913	400	271.851
	E.E. Azogues	801	1.413	2.047	55	37.241
	E.E. Centro sur	9.530	11.987	23.631	759	390.257
	E.E. Cotopaxi	4.181	5.597	9.179	254	141.811
	E.E. Galápagos	298	226	944	32	12.475
	E.E. Norte	5.861	6.280	16.513	464	245.150
	E.E. Quito	8.775	10.177	40.753	2.787	1.144.106
	E.E. Riobamba	4.065	5.070	13.222	267	173.106
	E.E. Sur	8.082	5.214	17.856	344	203.965
TOTAL		101.759	93.122	324.776	12.443	5.157.553

Tabla Nro. 6-4: Infraestructura de redes de medio voltaje, redes de bajo voltaje, transformadores y medidores por Empresa Distribuidora a diciembre 2018²⁹.

29. Fuente: Centro de Control Nacional de Distribución, Empresas Eléctricas de Distribución, SISDAT.

6.5.5 Infraestructura de alumbrado público

La infraestructura del servicio de alumbrado público general registró 1.548.918 luminarias, con una potencia instalada de 250 MW, el detalle se observa en la Tabla Nro. 6-5.

Empresa	Denominación	Nro. luminarias	Potencia luminarias MW
CNEL EP	U.N. Bolívar	18.745	3
	U.N. El Oro	84.716	15
	U.N. Esmeraldas	46.474	8
	U.N. Guayaquil	171.968	28
	U.N. Guayas Los Ríos	88.274	16
	U.N. Los Ríos	30.420	5
	U.N. Manabí	119.745	25
	U.N. Milagro	43.889	8
	U.N. Sta. Elena	41.206	7
	U.N. Sto. Domingo	69.617	11
	U.N. Sucumbíos	38.079	5
	CNEL EP	753.133	131
	Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	109.467
E.E. Azogues		15.647	2
E.E. Centro sur		134.494	24
E.E. Cotopaxi		47.320	7
E.E. Galápagos		3.542	0
E.E. Norte		88.791	12
E.E. Quito		275.643	44
E.E. Riobamba		55.898	7
E.E. Sur		64.983	8
TOTAL		1.548.918	250

Tabla Nro. 6-5: Infraestructura de alumbrado público a diciembre de 2018³⁰.



30. Fuente: SISDAT.

6.5.6 Comercialización

La comercialización de energía a diciembre de 2018, se realizó a través de 285 agencias a nivel nacional, puntos de recaudación autorizados con un enfoque de acercamiento al cliente y política de atención con calidad y calidez.

6.5.7 Facturación y recaudación

En la Tabla Nro. 6-6, se presentan los resultados de la gestión comercial por empresa distribuidora:

Empresa	Denominación	Nro. Usuarios	Energía Facturada MWh	Energía Facturada Millones USD	Energía Recaudada Millones USD	Recaudación (%)
CNEL EP	CNEL U.N. Bolívar	64.906	89	8,53	8,25	96,66%
	CNEL U.N. El Oro	252.933	1044	98,6	105,37	106,87%
	CNEL U.N. Esmeraldas	133112	468	39,28	41,86	106,57%
	CNEL U.N. Guayaquil	703.808	4886	417,58	403,54	96,64%
	CNEL U.N. Guayas Los Ríos	342.228	2031	179,58	174,61	97,23%
	CNEL U.N. Los Ríos	125.640	385	35,98	35,79	99,47%
	CNEL U.N. Manabí	319.493	1414	114,87	119,3	103,86%
	CNEL U.N. Milagro	143.988	686	61,56	62,88	102,16%
	CNEL U.N. Santa Elena	120.543	614	57	54,93	96,36%
	CNEL U.N. Santo Domingo	237.094	676	66,55	66,47	99,88%
	CNEL U.N. Sucumbíos	98.300	627	52,19	52,65	100,89%
	CNEL EP	2.542.045	12.920	1.131,72	1.125,65	99,46%
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	271851	658	63,44	62,5	98,51%
	E.E. Azogues	37.436	109	8,28	8,44	101,91%
	E.E. Centro sur	393.953	1079	104,65	101,91	97,38%
	E.E. Cotopaxi	142.019	579	46,84	49,43	105,53%
	E.E. Galápagos	12.484	51	5,56	5,49	98,87%
	E.E. Norte	245.805	568	56,39	56,63	100,42%
	E.E. Quito	1.144.951	4378	376,44	353,18	93,82%
	E.E. Riobamba	173.107	368	34,24	34,03	99,39%
	E.E. Sur	204.194	345	36,22	37,33	103,08%
	TOTAL	5.167.845	21.055	1.863,78	1.834,59	98,43%

Tabla Nro. 6-6: Facturación y recaudación a diciembre de 2018.



A continuación en la Figura No. 6-4 se observa la evolución de la facturación y recaudación del período.

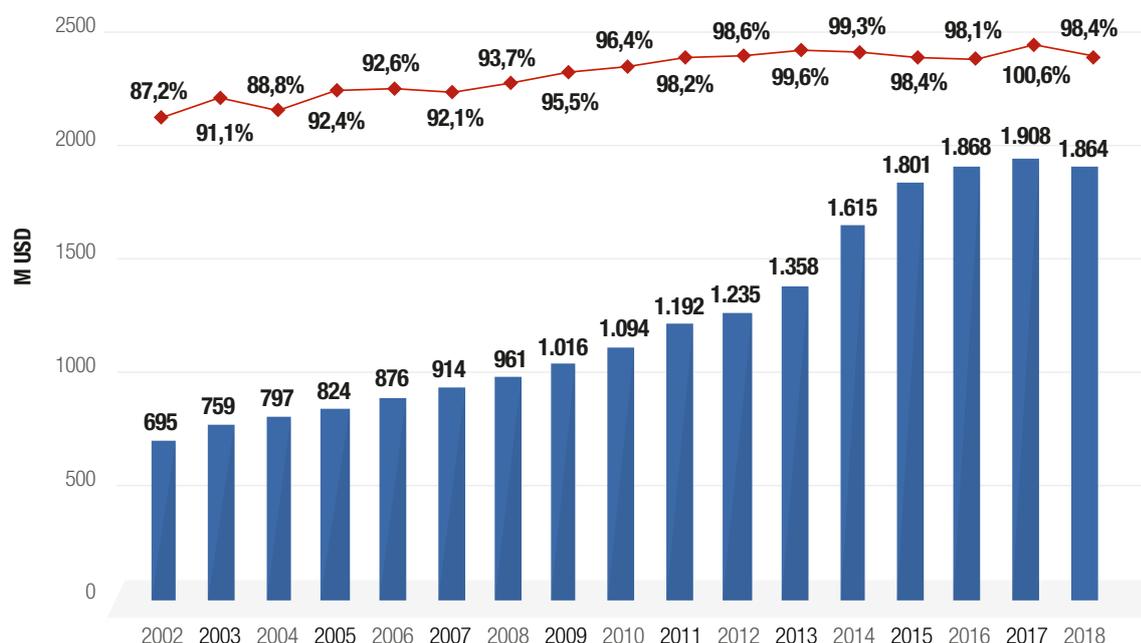


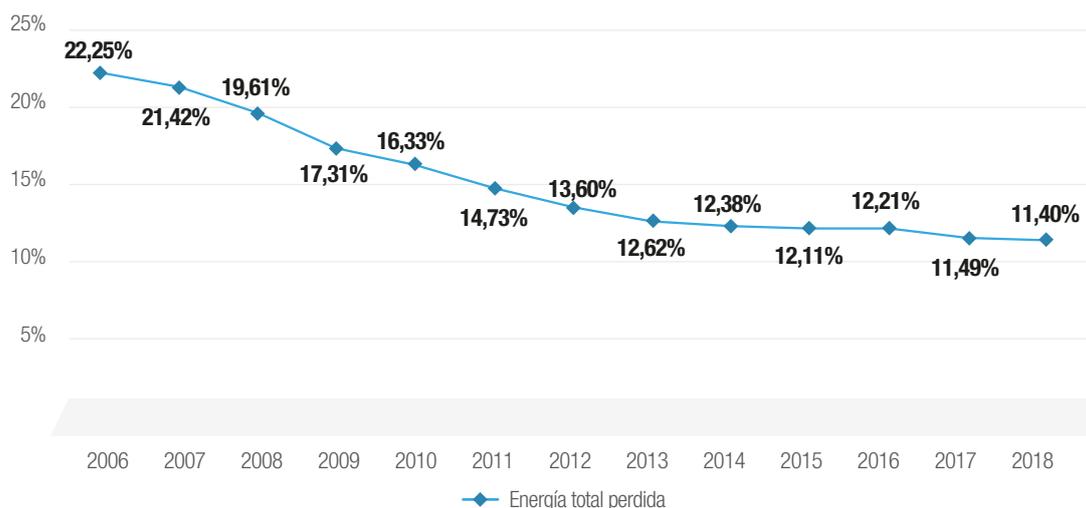
Figura No. 6-4: Evolución de la facturación y recaudación a nivel nacional.

6.5.8 Pérdidas de energía eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica a nivel nacional han tenido una atención prioritaria, alcanzando el 11,40 % equivalente a 2.706 GWh a diciembre de 2018, ver Tabla No. 6-7 y Figura No. 6-5.

Año	Total Pérdidas GWh	Total Perdidas %
2006	3.069	22,30%
2007	3.090	21,40%
2008	2.993	19,60%
2009	2.765	17,30%
2010	2.747	16,30%
2011	2.634	14,70%
2012	2.546	13,60%
2013	2.465	12,60%
2014	2.590	12,40%
2015	2.664	12,10%
2016	2.691	12,20%
2017	2.618	11,50%
2018	2.706	11,40%

Tabla No. 6-7: Evolución de las Pérdidas de Energía Eléctrica.

**Figura Nro. 6-5: Evolución de las Pérdidas a nivel nacional.**

A continuación se presenta para el año 2018 las pérdidas totales en porcentaje por cada Empresa Eléctrica y de las Unidades de Negocio de CNEL EP, Tabla Nro. 6-8.

Empresa	Denominación	Pérdidas (%) Año 2018
CNEL EP	CNEL U.N. Bolívar	7,75
	CNEL U.N. El Oro	14,86
	CNEL U.N. Esmeraldas	21,79
	CNEL U.N. Guayaquil	11,10
	CNEL U.N. Guayas Los Ríos	13,93
	CNEL U.N. Los Ríos	17,00
	CNEL U.N. Manabí	22,81
	CNEL U.N. Milagro	15,15
	CNEL U.N. Santa Elena	14,59
	CNEL U.N. Santo Domingo	11,21
	CNEL U.N. Sucumbíos	8,21
	CNEL EP	14,12
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	5,62
	E.E. Azogues	5,30
	E.E. Centro sur	7,04
	E.E. Cotopaxi	9,54
	E.E. Galápagos	8,63
	E.E. Norte	9,26
	E.E. Quito	5,72
	E.E. Riobamba	8,53
	E.E. Sur	8,72
TOTAL		11,40

Tabla Nro. 6 8: Porcentaje de pérdidas de energía por Empresa Eléctrica y Unidades de Negocio de CNEL EP.

6.5.9 Modernización de los sistemas de distribución

En la actualidad los sistemas de distribución se adaptan a un modelo único de gestión empresarial, para lo cual se ha homologado procedimientos y procesos, acogiendo las mejores prácticas y normativas internacionales, apoyados en tecnología de clase mundial.

Los sistemas que integran el modelo único son: el de información comercial, relacionamiento con el cliente, recursos empresariales, información geográfica, gestión de interrupciones, gestión de la distribución y el de adquisición, supervisión y control de la distribución.

PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

La modernización de los sistemas de distribución se sustenta en los siguientes ejes estratégicos:

- Gestión Estratégica
- Georreferenciación de los Activos de la Infraestructura Eléctrica

- Gestión de Operación de la Red
- Gestión Comercial
- Recursos Empresariales
- Gestión Tecnológica de la Información y Comunicación

Gestión Estratégica

Las Empresas Eléctricas y las Unidades de Negocio de la CNEL EP tiene como prioridad la atención al cliente, brindando un servicio con oportunidad, continuidad, confiabilidad y a un precio justo, por lo

que, se ha visto la necesidad de homologar los sistemas, procesos, procedimientos, metodologías apoyados en tecnologías de información y telecomunicación, a fin de mejorar las gestiones de las empresas.

Georreferenciación de los Activos de la Infraestructura Eléctrica

Se cuenta con un Sistema de Información Geográfica homologado en las empresas eléctricas de distribución del país, y se ha realizado el levantamiento integral de cada uno de los elementos que componen la red de distribución hasta nivel de clientes

La actualización de los sistemas de distribución es dinámica y conlleva una cultura del registro de activos que las empresas realizan a través de las unidades de operación y mantenimiento, así como la incorporación de nueva infraestructura.

En tabla 6-9 se muestra el estado de actualización de la información:

Empresas	Porcentaje	Empresas	Porcentaje
CNEL U.N. Bolívar	82,77%	E.E. Ambato	99,97%
CNEL U.N. El Oro	95,92%	E.E. Azogues	98,39%
CNEL U.N. Esmeraldas	98,08%	E.E. Centro sur	99,17%
CNEL U.N. Guayaquil	99,95%	E.E. Cotopaxi	88,14%
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	99,17%	E.E. Galápagos	97,23%
CNEL U.N. Los Ríos	97,20%	E.E. Norte	95,10%
CNEL U.N. Manabí	93,41%	E.E. Quito	99,70%
CNEL U.N. Milagro	98,53%	E.E. Riobamba	99,84%
CNEL U.N. Santa Elena	95,17%	E.E. Sur	99,65%
CNEL U.N. Santo Domingo	99,23%	TOTAL	97,95%
CNEL U.N. Sucumbíos	92,02%		

Tabla Nro. 6-9: Estado actual de la georreferenciación de los sistemas de distribución.

Gestión de Operación de la Red

La implementación del Sistema de Gestión Avanzado de la Distribución, automatización de subestaciones, automatización de alimentadores de medio voltaje, automatización de redes de bajo voltaje, control automático de voltaje y medición inteligente de los clientes, son parte de la gestión de operación de la red.

La automatización permite a las Empresas Distribuidoras, recopilar información y supervisar de forma remota equipos de distribución para tomar las medidas de control adecuadas, ante eventos como trabajos programados e incidentes en la red, mejorando así la confiabilidad del servicio y la calidad del producto.

El Sistema de la Gestión de la Distribución Avanzado se ha implementado en el período 2012 a 2017 y tiene una interoperabilidad con los sistemas: geográfico, comercial y equipos de telecomunicaciones, recolectando información, supervisando y controlando equipos ubicados en subestaciones y alimentadores

de medio voltaje, lo que permite realizar análisis de flujo de carga, gestión de secuencias de maniobras validadas, cálculo y reportes de los índices de confiabilidad de la red, cálculo de corrientes de fallas y probable ubicación de la falla, pérdidas operacionales, análisis topológico, análisis de protecciones, entre otras, estas funciones entregan información en tiempo real que mejoran la gestión operativa, la toma decisiones oportunas en menor tiempo, incrementando la seguridad operacional entre otros beneficios.

Al 2018 se han automatizado 352 de un total de 385 subestaciones de distribución.

Las 33 subestaciones restantes corresponden a instalaciones nuevas y reconstrucciones que se encuentran ubicadas en las zonas de afectación del terremoto de 2016 y zonas lejanas como se aprecia en la tabla Nro. 6-10.

Empresa	Subestaciones por automatizar
CNEL U.N. Esmeraldas	1
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	5
CNEL U.N. Manabí	9
CNEL U.N. Milagro	4
CNEL U.N. Santa Elena	2
CNEL U.N. Sucumbíos	5
E.E. Cotopaxi	3
E.E. Quito	2
E.E. Sur	1
E.E. Galápagos	1
TOTAL	33

Tabla Nro. 6-10: Cantidad de Subestaciones de distribución, faltantes por Empresa³¹.

Gestión Comercial

Desde el 5 de octubre del 2016 arrancó la operación del nuevo Sistema Comercial y el de Relacionamiento con el Cliente; las Empresas de Distribución Eléctrica han ido migrando al sistema en

forma sistemática y se prevé que hasta finales del segundo semestre del año 2020, que todas las Distribuidoras cuenten con el nuevo Sistema Comercial Único Nacional.

Recursos Empresariales

El sector de la distribución se encuentra en proceso de implementación del Sistema de Gestión de Recursos Empresariales (ERP) homologado a nivel nacional; este sistema permitirá a las empresas optimizar y mejorar la gestión de: proyectos, talento humano, inventarios y

bodegas, finanzas, presupuestos, contabilidad, tesorería, entre otros a nivel administrativo financiero. El proyecto es plurianual y concluirá a finales del año 2020.

Gestión Tecnológica de la Información y Comunicaciones

A fin de aprovechar los datos y consolidar la información generada diariamente por los sistemas implantados, administrar y unificar la infraestructura tecnológica que existe en las diferentes Empresas de Distribución, se implementó el Centro de Datos Nacional que se encuentra actualmente en operación. La arquitectura de infraestructura hardware, se orienta a soportar todos los proyectos

informáticos y los ambientes tecnológicos de: desarrollo, pruebas, producción y contingencia; de las aplicaciones, como parte de la modernización del sector.

Para las telecomunicaciones se utiliza una red de fibra óptica, la topología es un anillo de comunicaciones que enlaza cada nodo con el resto de los nodos de la red.

6.5.10 Sector productivo

El Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 menciona que “Se mantendrá un manejo macroeconómico adecuado y transparente, con énfasis en la producción y comercialización de bienes de alto valor agregado, que sostengan la liquidez financiera para el desarrollo con equidad territorial. Tales políticas favorecerán a las comunidades, asociaciones y cooperativas, garantizando la estabilidad económica en coordinación con los diversos sectores de la economía. En consecuencia, esta nueva arquitectura productiva favorecerá: La inversión pública y privada para el sector productivo.”

Así mismo el Objetivo 5 del Plan de Inversiones indica la importancia de “Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria.”

Entendiéndose como sector productivo primario, a todas aquellas actividades relacionadas directamente con los recursos naturales, como por ejemplo, la ganadería, la pesca, minería, extracción de petróleo, carbón, entre otras.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables en cumplimiento de los lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan Nacional de Eficiencia Energética ha venido tomando acciones para atender al sector productivo en el corto y mediano plazo. Entre las acciones desarrolladas es importante considerar la inclusión de la tarifa “Categoría General de Instalaciones de Bombeo de Agua para uso agrícola y piscícola”; en el Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas de Distribución del Servicio público de Energía Eléctrica.

El servicio eléctrico y los sistemas de distribución han sido planificados para atender las demandas de los diferentes sectores, incluidos los industriales y productivos, cumpliendo con los objetivos nacionales. En este sentido, se ha realizado un análisis para considerar la demanda del sector camaronero para ir atendiendo los requerimientos de interconexión con las redes eléctricas de las Empresas Distribuidoras.

A continuación se presenta el análisis diagnóstico correspondiente al sector camaronero:

³¹. Fuente. Centro de Control Nacional de Distribución, Empresas Eléctricas de Distribución.

Sector Camaronero

La producción de camarón en cautiverio, entre las exportaciones no petroleras, actualmente es el primer producto en ventas al exterior; generando ingresos de alrededor de 2.500 millones de dólares anuales, cuya producción alcanza 540 millones de libras de camarón. Consume alrededor de 25 millones de galones de diésel por año, como combustible primario en el funcionamiento de motores de

combustión interna, razón por la cual se ha puesto énfasis en la atención a dicho sector.

El sector eléctrico tiene planificado, dentro del Programa de Eficiencia Energética, el cambio, en el sector camaronero, de los motores a diésel (combustible fósil, contaminante) a motores eléctricos, para impulsar la industria, como es el caso del sector camaronero del país.

Descripción del sector camaronero

En el Ecuador existen, aproximadamente, 3.500 fincas camaroneras, de estas 2.828 tienen la autorización para su operación, en tanto que el resto se encuentra en proceso de legalización.

Como se observa en la Figura Nro. 6-6, la mayor concentración de piscinas camaroneras se encuentra en el Golfo de Guayaquil (provincia del Guayas) y en el Archipiélago de Jambelí (provincia de El Oro).

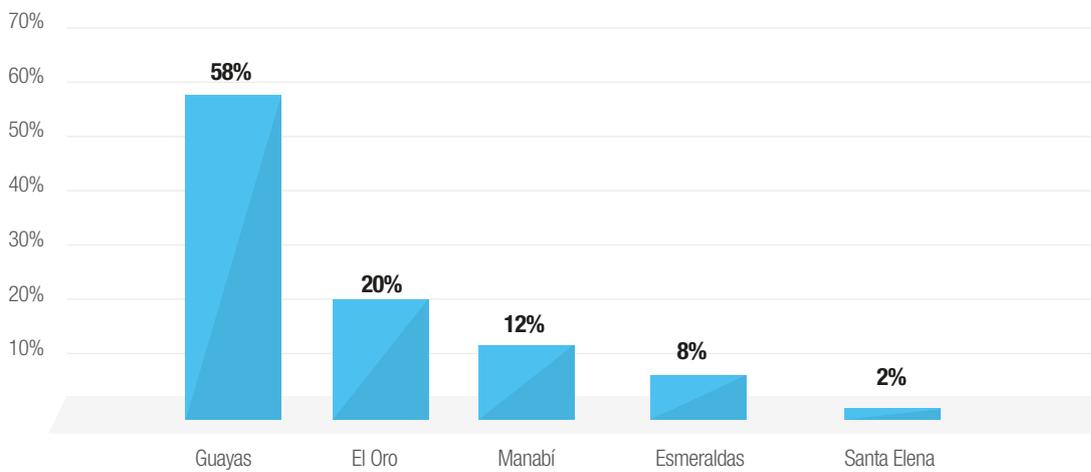


Figura Nro. 6-6: Distribución por provincias de Granjas Camaroneras en el Ecuador.

Estudio de la Demanda del Sector Camaronero

El estudio de pre-factibilidad, contratado por el MAP, refleja que la incorporación de los sistemas de bombeo de las camaroneras, impulsado por electricidad, generaría un incremento en la demanda nacional de aproximadamente 671 MW y considerando que a lo largo

del año la ocurrencia del punto más alto de la marea se desplaza desde alrededor de las 15h00, hasta las 24h00, esto afectaría el valor de la demanda máxima a mediados de año meses de julio y agosto. Ver Figura 6-7.

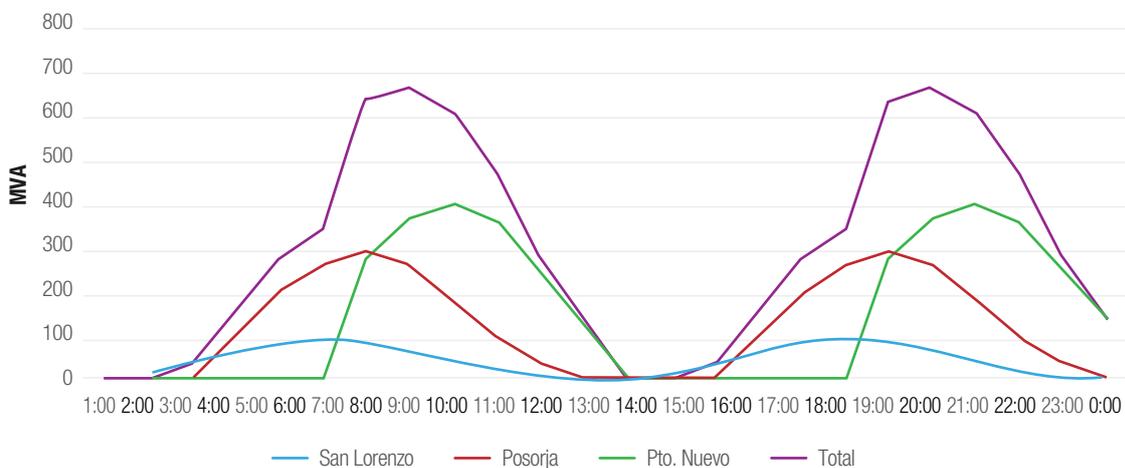


Figura Nro. 6-7: Curva de demanda de las Camaroneras.

Atención al sector camaronero con servicio de energía eléctrica.

- Identificación de camaronerías y redes eléctricas

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR); con base en la información del MAP y la del Sector Eléctrico

(información geográfica), obtuvo un inventario de camaronerías y su acceso a redes eléctricas, evidenciando que 1.724 camaronerías se encuentran alejadas de las redes de distribución. Ver Tabla Nro. 6-11.

Provincias	Total de camaronerías		Con acceso a servicio monofásico de MV			Con acceso a servicio trifásico de MV			Total camaronerías con acceso a servicio eléctrico		
	Total	Área (ha)	Cantidad	Área (ha)	Demanda (kVA)	Cantidad	Área (ha)	Demanda (kVA)	Cantidad	Área (ha)	Demanda (kVA)
EL ORO	847	31.857	243	10.424	70.883	146	10.294	69.999	389	20.718	140.882
ESMERALDAS	309	8.794	79	1.753	11.920	33	3.251	22.107	112	5.004	34.027
GUAYAS	1.091	90.947	214	20.124	136.843	92	17.057	115.988	306	37.181	252.831
MANABI	567	13.044	200	4.925	33.490	87	2.731	18.571	287	7.656	52.061
SANTA ELENA	14	2.915	3	1.063	7.228	7	1.462	9.942	10	2.525	17.170
TOTAL	2.828	147.557	739	38.289	260.365	365	34.795	236.606	1.104	73.084	496.971

Tabla Nro. 6-11: Camaronerías y redes eléctricas.

Las Empresas Distribuidoras consideraron la demanda del sector camaronero y realizaron los estudios integrales que permitan atender este requerimiento conforme a su expansión.

El MERNNR, gestionará las acciones para cumplir con el programa de Eficiencia Energética, en el sector camaronero, promoverá el cambio de los motores a diésel (combustible fósil, contaminante) a motores eléctricos, para impulsar la industria.

ARCONEL, dentro del pliego tarifario enero-diciembre 2018, incorporó la tarifa para Instalaciones de Bombeo de Agua tanto en bajo, medio y alto voltaje, para uso agrícola y piscícola del sector camaronero, lo cual implica un precio medio del kWh de 6,4 centavos de dólar. Al mismo tiempo instruyó a las Empresas Distribuidoras para la aplicación de esta.

6.6 Plan de expansión y mejora de la distribución 2018-2027

El Plan de Expansión y Mejora de la Distribución, considera el abastecimiento de la demanda para el período 2018-2027, bajo los escenarios de crecimiento de la demanda que consideran: el Caso Base (proyección tendencial de la demanda eléctrica; proyectos de eficiencia energética; inclusión de cargas singulares y conexión del Sistema Nacional Interconectado con el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP); y para el Caso Matriz Productiva (caso base más la incorporación de las industrias básicas a gran escala de aluminio, cobre, siderúrgicas y papel).

Para el Caso Base, el plan contempla la infraestructura necesaria para abastecer la demanda de los nuevos requerimientos a nivel de

subtransmisión, medio y bajo voltaje.

Para el Caso Matriz Productiva, se ha considerado la infraestructura necesaria para abastecer la demanda de las industrias básicas, así como también de las zonas circundantes.

El plan contiene proyectos de expansión y mejora de la infraestructura eléctrica, incluyendo el ámbito de la gestión administrativa, comercial, comunicacional y ambiental, elaborados sobre la base de las políticas, y estrategias antes descritas, con el propósito de cumplir los objetivos y metas propuestas.

6.6.1 Metas

El MERNNR dentro de su planificación ha determinado que en el período 2018-2027, las Empresas Distribuidoras deberán cumplir con las siguientes metas:

6.6.1.1 Cobertura eléctrica

Las consideraciones efectuadas para obtener las metas de cobertura, contemplan la información del número de clientes residenciales

incorporados al sistema comercial de las Empresas Distribuidoras y los datos del crecimiento demográfico de la población proyectado por

el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), para el periodo 2018-2027.

En la Figura No. 6-8, se presentan los valores de metas que se alcanzarían hasta el 2027.

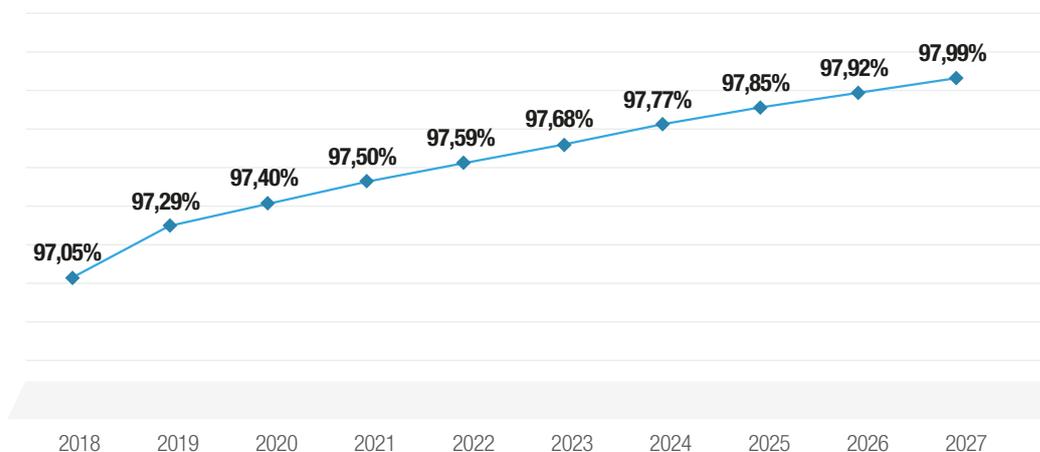


Figura No. 6-8: Metas de la cobertura eléctrica del 2018-2027.

Para alcanzar esta cobertura al 2027, el total de clientes residenciales que se deberá alcanzar es de 5.832.324, como se muestra en la Figura Nro. 6-9:

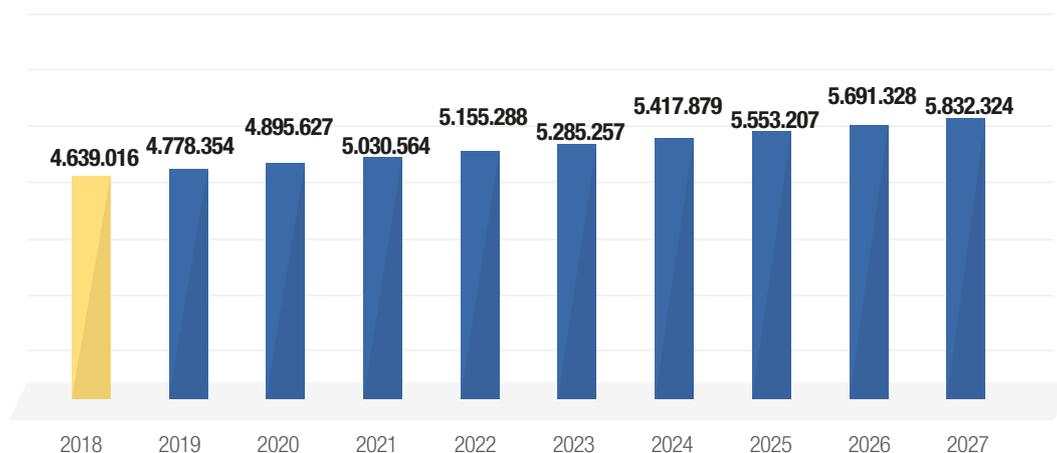


Figura No. 6-9: Proyección de clientes residenciales al 2027³².

En la tabla Nro. 6-12, se detalla el número de clientes residenciales a ser incorporados por Provincia durante el periodo hasta el 2027:

Provincia	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
AZUAY	274.412	280.278	286.486	292.183	298.139	304.365	310.856	317.608	324.619	331.891
BOLÍVAR	61.648	62.179	63.267	64.559	65.558	66.744	67.985	69.276	70.617	72.011
CAÑAR	84.765	86.649	88.023	89.650	91.522	93.516	95.634	97.871	100.224	102.686
CARCHI	51.047	51.864	52.629	53.650	54.394	55.218	56.043	56.870	57.699	58.534
COTOPAXI	129.269	132.462	135.818	138.939	141.994	145.235	148.532	151.883	155.294	158.767
CHIMBORAZO	157.562	159.619	162.199	165.763	168.389	171.350	174.366	177.446	180.583	183.779
IMBABURA	137.296	139.655	142.723	146.059	149.232	152.523	155.864	159.268	162.732	166.257

32. El dato 2018 de clientes residenciales es un valor proyectado. Fuente: INEC.

Provincia	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
LOJA	151.276	156.071	160.203	164.806	168.984	173.506	178.182	183.011	188.007	193.178
PICHINCHA	1.042.550	1.068.194	1.097.105	1.126.372	1.156.082	1.186.143	1.216.587	1.247.415	1.278.635	1.310.257
TUNGURAHUA	188.511	193.054	197.328	201.966	206.382	210.944	215.581	220.298	225.098	229.986
SANTO DOMINGO	141.126	144.543	148.763	153.118	157.508	161.994	166.563	171.222	175.969	180.813
EL ORO	204.546	208.612	212.682	217.227	221.546	225.907	230.313	234.768	239.269	243.821
ESMERALDAS	130.538	135.028	139.007	143.993	148.061	152.465	156.947	161.501	166.134	170.847
GUAYAS	1.012.807	1.052.931	1.075.544	1.108.186	1.135.786	1.164.424	1.193.630	1.223.421	1.253.824	1.284.850
LOS RÍOS	209.761	212.125	217.083	223.869	229.468	235.435	241.532	247.757	254.120	260.625
MANABÍ	358.036	378.247	389.708	403.433	415.228	428.141	441.427	455.108	469.200	483.724
SANTA ELENA	85.735	90.880	93.934	96.607	99.638	102.540	105.418	108.281	111.126	113.954
MORONA SANTIAGO	38.712	39.635	40.561	41.552	42.525	43.510	44.507	45.519	46.543	47.582
NAPO	30.286	30.611	31.555	32.453	33.442	34.434	35.446	36.479	37.532	38.609
PASTAZA	23.077	23.943	24.969	25.700	26.718	27.704	28.713	29.747	30.808	31.894
ZAMORA CHINCHIPE	27.875	29.189	30.252	31.297	32.403	33.536	34.704	35.905	37.143	38.417
SUCUMBÍOS	49.137	52.082	54.245	55.939	58.018	60.113	62.272	64.491	66.778	69.133
ORELLANA	36.450	37.409	37.936	39.107	39.587	40.260	40.940	41.620	42.305	42.992
GALÁPAGOS	9.729	10.084	10.449	10.819	11.202	11.594	11.996	12.409	12.835	13.272
ZONAS NO DELIMITADAS	2.865	3.008	3.159	3.317	3.482	3.657	3.839	4.031	4.233	4.445
TOTAL	4.639.016	4.778.354	4.895.627	5.030.564	5.155.288	5.285.257	5.417.879	5.553.207	5.691.328	5.832.324

Tabla Nro. 6-12: Detalle de clientes residenciales por Provincia al 2027.

Electrificación rural y urbano marginal

La electrificación rural y urbano marginal dentro de su planificación, tiene previsto ir ejecutando USD 173,9 millones de acuerdo al siguiente cronograma, como se aprecia en la Tabla 6-13:

Año	Inversiones Anuales (USD)
2018	89.071.112
2019	40.067.687
2020	25.931.712
2021	18.837.657
TOTAL	173.908.168

Tabla Nro. 6-13: Inversiones Electrificación Rural y Urbano Marginal 2018-2021.

6.6.1.2 Pérdidas de energía

Se establece como meta para el año 2027, la reducción de pérdidas a nivel de país del 8,92%, como se muestran en la Figura Nro. 6-10 y en las Tablas Nro. 6-14 y Nro. 6-15.

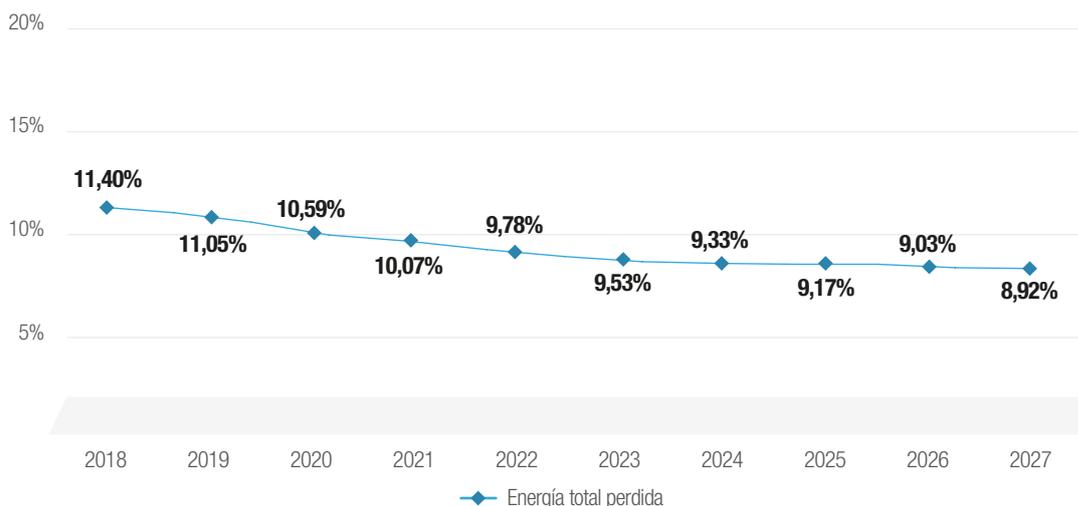


Figura Nro. 6-10: Meta de pérdidas de distribución.

Año	Total Pérdidas GWh	Total Pérdidas %
2018	2.706,0	11,40%
2019	2.760,1	11,05%
2020	2.733,7	10,59%
2021	2.697,5	10,07%
2022	2.726,5	9,78%
2023	2.754,3	9,53%
2024	2.792,5	9,33%
2025	2.838,7	9,17%
2026	2.892,6	9,03%
2027	2.954,6	8,92%

Tabla Nro. 6-14: Metas de pérdidas de distribución .

Metas de pérdidas CNEL EP (Unidades de Negocio)										
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
CNEL U.N. Bolívar	7,75	7,50	7,00	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50	6,50
CNEL U.N. El Oro	14,86	14,50	13,40	12,50	12,45	12,40	12,00	11,95	11,90	11,85
CNEL U.N. Esmeraldas	21,79	21,50	20,00	18,40	18,00	17,60	17,20	16,80	16,40	16,00
CNEL U.N. Guayaquil	11,10	10,50	10,07	9,69	9,41	9,26	9,09	9,01	8,89	8,87
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	13,93	13,90	13,00	12,00	11,64	11,29	10,95	10,63	10,31	10,00
CNEL U.N. Los Ríos	17,00	16,00	14,90	13,80	13,00	12,45	12,05	11,60	11,10	10,70
CNEL U.N. Manabí	22,81	21,50	20,00	18,00	16,14	15,03	14,11	13,48	12,95	12,43
CNEL U.N. Milagro	15,15	14,60	14,00	13,20	12,25	11,79	11,42	11,11	10,85	10,62
CNEL U.N. Santa Elena	14,59	14,00	16,52	16,44	16,40	15,93	15,90	15,92	15,83	15,75
CNEL U.N. Santo Domingo	11,21	11,00	10,50	10,00	10,00	9,34	9,35	9,42	9,40	9,48
CNEL U.N. Sucumbios	8,21	8,20	7,80	7,10	7,05	6,82	6,60	6,39	6,19	6,00
CNEL EP	14,12	13,64	12,93	12,11	11,63	11,27	10,96	10,74	10,52	10,34

Metas de pérdidas CNEL EP (Unidades de Negocio)										
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
E.E. Ambato	5,62	5,89	5,88	5,86	5,85	5,85	5,83	5,81	5,81	5,79
E.E. Azogues	5,30	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61
E.E. Centro sur	7,04	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70	6,70
E.E. Cotopaxi	9,54	8,80	8,68	8,50	8,22	7,65	7,21	6,75	6,60	6,50
E.E. Galápagos	8,63	8,58	8,15	7,68	7,22	6,77	6,53	6,35	6,17	6,01
E.E. Norte	9,26	9,20	9,14	9,07	8,98	8,78	8,72	8,65	8,57	8,50
E.E. Quito	5,72	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77	5,77
E.E. Riobamba	8,53	8,03	7,53	7,23	7,05	6,89	6,76	6,65	6,56	6,50
E.E. Sur	8,72	8,60	8,50	8,40	8,30	8,20	8,10	8,00	7,90	7,80
TOTAL	11,40	11,05	10,59	10,07	9,78	9,53	9,33	9,17	9,03	8,92

Tabla Nro. 6- 15: Metas de pérdidas de distribución por Empresa Distribuidora.

6.6.1.3 Luminarias

Considerando que la iluminación de las vías, pasajes, acceso a poblaciones aporta de manera significativa a la seguridad de la ciudadanía, así como al confort de las personas se ha programado el siguiente número de luminarias, Tabla Nro. 6-16:

Número de Luminarias	
2018	99.889
2019	49.945
2020	29.967
2021	20.977
2022	37.758
2023	71.740
2024	78.914
2025	71.023
2026	56.818
2027	17.045
Total	534.076

Tabla Nro. 6-16: Meta de luminarias.

6.6.1.4 Modernización y automatización de los sistemas de información de la distribución

El manejo de la información es un elemento fundamental para cumplir con los objetivos y metas planteadas, por lo que se prevé la siguiente implantación, ver Tabla Nro. 6-17:

Años	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Medidores AMI Instalados	3	4	5	7	8	10	11	12	13	15
Automatización de alimentadores	0,62	1,50	3	6	8	10	12	14	15,50	17
Subestaciones Automatizadas	92	95	98	100	100	100	100	100	100	100
Transformadores de distribución monitoreados	3	6	10	13	16	19	22	25	28	32

Tabla Nro. 6- 17: Metas - Modernización y Automatización del sistema de distribución.

6.6.2 Inversiones estimadas en el PED 2018-2027

Los recursos requeridos por cada empresa distribuidora, se observa en las Tabla Nro.6-18 y 6-19:

Inversiones anuales por empresa (MUSD)											
Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	11,24	11,64	14,44	14,63	14,62	15,80	15,31	14,30	12,85	12,59	137,41
CNEL U.N. El Oro	10,85	13,32	17,31	24,89	25,51	16,39	19,68	19,52	12,61	9,35	169,43
CNEL U.N. Esmeraldas	11,07	20,72	15,39	21,73	24,29	10,55	18,23	18,31	15,35	15,10	170,75
CNEL U.N. Guayaquil	28,72	51,96	38,11	41,44	34,38	40,18	38,35	36,41	32,67	30,40	372,62
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	37,49	62,63	74,29	43,05	31,49	40,61	29,02	22,79	17,92	12,74	372,04
CNEL U.N. Los Ríos	13,45	18,60	25,45	29,09	28,04	15,86	15,05	11,69	7,03	3,41	167,68
CNEL U.N. Manabí	39,40	70,49	56,33	56,91	64,21	49,34	50,82	59,35	53,10	47,96	547,92
CNEL U.N. Milagro	5,25	21,80	25,57	23,22	9,39	10,72	13,19	15,15	10,73	10,08	145,11
CNEL U.N. Santa Elena	7,51	22,21	18,80	15,94	22,63	20,43	18,85	12,38	11,52	10,83	161,10
CNEL U.N. Santo Domingo	21,96	20,97	37,52	27,99	18,33	15,22	18,62	16,76	12,90	12,45	202,72
CNEL U.N. Sucumbíos	6,62	26,66	17,30	24,74	21,78	22,39	22,14	20,69	15,20	13,43	190,94
CNEL EP	193,55	341,01	340,51	323,63	294,66	257,50	259,26	247,36	201,89	178,36	2.637,72
E.E. Ambato	36,07	45,31	40,60	40,89	41,33	42,54	48,62	50,12	48,48	47,44	441,40
E.E. Azogues	1,68	1,52	1,00	0,96	0,95	1,04	1,07	1,09	1,02	1,01	11,34
E.E. Centro Sur	48,25	40,17	45,78	47,42	38,30	41,19	40,17	41,85	37,78	36,69	417,59
E.E. Cotopaxi	15,36	17,87	18,92	19,22	18,88	18,04	16,98	14,34	12,61	12,46	164,68
E.E. Galápagos	2,93	2,14	5,51	3,52	2,08	2,27	2,52	2,08	1,18	0,96	25,19
E.E. Norte	17,05	20,15	10,13	8,29	9,24	7,15	7,78	7,98	7,11	6,81	101,68
E.E. Quito	101,05	118,18	74,35	68,20	61,12	53,88	43,44	36,81	25,27	16,81	599,11
E.E. Riobamba	12,16	15,84	22,39	17,54	14,07	16,18	16,51	16,75	14,65	13,69	159,79
E.E. Sur	17,07	21,46	15,58	14,62	19,83	22,87	20,26	19,23	14,22	12,29	177,42
TOTAL	445,16	623,65	574,78	544,29	500,46	462,65	456,61	437,63	364,20	326,50	4.735,92

Tabla Nro. 6-18: Requerimiento económicos por distribuidora Caso Base.

Inversiones anuales por empresa (MUSD)											
Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	11,24	13,09	14,67	14,63	15,93	15,80	15,31	14,30	12,65	12,18	139,79
CNEL U.N. El Oro	10,85	19,35	19,48	28,69	29,05	19,93	19,70	19,52	17,50	14,60	198,66
CNEL U.N. Esmeraldas	11,07	28,09	22,66	21,73	24,29	10,55	18,23	18,31	15,35	15,10	185,39
CNEL U.N. Guayaquil	57,01	60,40	50,96	56,91	61,84	61,03	44,91	40,75	37,21	31,61	502,64
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	37,91	72,56	77,48	44,00	31,78	40,90	29,13	22,90	20,11	13,59	390,36
CNEL U.N. Los Ríos	13,45	26,56	25,45	29,09	28,04	15,86	15,05	11,69	9,32	7,25	181,77
CNEL U.N. Manabí	39,55	76,17	56,33	62,91	64,21	49,34	50,82	59,35	49,91	42,96	551,57
CNEL U.N. Milagro	5,25	26,17	25,97	23,22	9,39	10,72	16,07	15,15	11,33	10,43	153,70
CNEL U.N. Santa Elena	7,51	28,23	24,83	21,12	23,53	21,32	18,85	12,38	11,98	10,93	180,68
CNEL U.N. Santo Domingo	21,96	23,12	42,56	29,77	22,55	19,44	18,62	16,76	11,72	10,69	217,19
CNEL U.N. Sucumbíos	6,62	26,66	26,36	25,41	21,78	22,39	22,14	20,69	17,89	15,20	205,13
CNEL EP	222,42	400,40	386,74	357,48	332,39	287,30	268,83	251,82	214,96	184,54	2.906,88
E.E. Ambato	36,07	45,31	40,60	40,89	41,33	42,54	48,62	50,12	48,05	46,85	440,38
E.E. Azogues	1,68	1,52	1,00	0,96	0,95	1,04	1,07	1,09	1,02	0,94	11,27
E.E. Centro Sur	49,02	40,17	45,78	47,42	38,30	41,19	40,17	41,85	40,97	40,13	425,00
E.E. Cotopaxi	15,36	17,87	18,92	19,22	18,88	18,04	16,98	14,34	12,16	11,67	163,45

Inversiones anuales por empresa (MUSD)											
Empresas	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
E.E. Galápagos	2,94	5,54	5,51	3,52	2,58	2,50	2,52	2,48	1,58	1,41	30,58
E.E. Norte	17,05	26,65	10,13	8,29	9,24	7,15	7,78	7,98	6,61	6,24	107,11
E.E. Quito	104,26	122,37	74,35	71,46	61,12	53,88	43,44	36,81	26,12	17,23	611,04
E.E. Riobamba	12,16	15,84	22,39	17,54	14,07	16,18	16,51	16,75	15,15	14,08	160,67
E.E. Sur	17,07	21,46	15,58	14,62	19,83	22,87	20,26	19,23	14,88	11,44	177,24
TOTAL	478,02	697,12	621,02	581,40	538,68	492,68	466,18	442,48	381,48	334,52	5.033,60

Tabla No. 6-19: Requerimiento económicos por distribuidora caso matriz productiva.

Es importante mencionar que las distribuidoras disponen de diseños y estudios eléctricos para los dos primeros años de período decenal, a partir del tercer año, se dispone de presupuestos referenciales que se ajustarán con los estudios definitivos.

Los proyectos propuestos corresponden a las siguientes etapas funcionales:

- Redes de Subtransmisión.
- Subestaciones de Distribución.
- Alimentadores Primarios.

- Redes Secundarias.
- Acometidas y Medidores.
- Automatización y Modernización de la Red de Distribución
- Gestión Operativa/Inversiones Generales

Los requerimientos económicos para el Caso Base

ascienden a 4.735 millones de dólares y con infraestructura complementaria por el Caso Matriz Productiva los recursos solicitados por etapa funcional ascienden a un monto total de 5.033 millones de dólares, como se muestra en la Tablas No. 6-20 y No. 6-21.

Inversiones anuales por etapa funcional Caso Base (MUSD)											
Etapa Funcional	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Redes de Subtransmisión	26,81	49,01	62,59	69,79	67,05	69,94	42,11	35,29	32,03	27,20	481,82
Subestaciones	52,40	83,44	94,68	71,21	65,90	47,78	53,08	39,64	21,84	14,08	544,04
Alimentadores Primarios	75,57	113,69	97,24	94,95	88,26	82,46	86,05	86,65	74,60	68,63	868,08
Transformadores de Distribución	59,37	89,33	76,40	74,60	69,35	64,79	67,61	68,08	58,61	53,93	682,07
Redes Secundarias	53,98	81,21	69,46	67,82	63,04	58,90	61,46	61,89	53,28	49,02	620,06
Acometidas y Medidores	80,96	121,81	104,18	101,73	94,56	88,35	92,19	92,84	79,92	73,54	930,09
Instalaciones Generales	96,08	85,16	70,23	64,19	52,30	50,42	54,11	53,26	43,92	40,10	609,76
TOTAL	445,16	623,65	574,78	544,29	500,46	462,65	456,61	437,63	364,20	326,50	4.735,92

Tabla No. 6-20: Requerimiento por etapa funcional- Caso Base.

Inversiones anuales por etapa funcional Caso Base (MUSD)											
Etapa Funcional	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Redes de Subtransmisión	26,90	55,87	63,10	69,79	67,05	69,94	45,01	35,29	31,90	22,80	487,66
Subestaciones	56,39	103,04	97,81	80,97	73,66	55,54	53,08	39,64	35,03	24,58	619,74
Alimentadores Primarios	83,09	124,86	107,64	102,05	96,26	88,70	87,91	88,00	75,97	69,59	924,07
Transformadores de Distribución	65,29	98,10	84,58	80,18	75,63	69,69	69,08	69,15	59,69	54,68	726,06
Redes Secundarias	59,35	89,18	76,89	72,89	68,75	63,36	62,80	62,86	54,27	49,71	660,05
Acometidas y Medidores	89,03	133,77	115,33	109,34	103,13	95,04	94,19	94,29	81,40	74,56	990,08
Instalaciones Generales	97,98	92,30	75,67	66,19	54,20	50,42	54,11	53,26	43,22	38,62	625,95
TOTAL	478,02	697,12	621,02	581,40	538,68	492,68	466,18	442,48	381,48	334,52	5.033,60

Tabla No. 6-21: Requerimiento por etapa funcional Caso Matriz Productiva.

6.6.3 Infraestructura considerada en el Plan de Expansión de la Distribución

Las siguientes tablas muestran la infraestructura anual que se requiere para el Caso Base y Caso Matriz Productiva en los sistemas distribución.

6.6.3.1 Transformadores de subestaciones periodo 2018-2027

Transformadores en subestaciones Caso Base											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
CNEL U.N. El Oro	2	3	3	2	3	1	3	5	2	2	26
CNEL U.N. Esmeraldas	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	4
CNEL U.N. Guayaquil	1	1	1	3	1	2	2	1	1	1	14
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	1	5	9	3	2	1	3	3	1	1	29
CNEL U.N. Los Ríos	0	0	1	0	1	0	2	2	1	0	7
CNEL U.N. Manabí	2	8	5	3	2	3	2	4	2	1	32
CNEL U.N. Milagro	0	1	2	2	3	1	1	2	0	0	12
CNEL U.N. Santa Elena	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3
CNEL U.N. Santo Domingo	2	3	7	1	0	1	0	0	0	0	14
CNEL U.N. Sucumbíos	0	0	3	1	2	0	3	3	0	0	12
CNEL EP	8	23	34	17	15	10	17	21	8	6	159
E.E. Ambato	0	4	3	2	1	1	0	1	1	1	14
E.E. Azogues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Centro Sur	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	3
E.E. Cotopaxi	0	3	4	2	2	0	0	0	0	0	11
E.E. Galápagos	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
E.E. Norte	1	2	2	0	1	0	0	0	0	0	6
E.E. Quito	3	4	4	6	1	0	2	2	1	1	24
E.E. Riobamba	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	2
E.E. Sur	0	1	1	2	4	5	1	3	1	0	18
TOTAL	12	37	50	29	24	19	21	27	11	8	238

Tabla Nro. 6-22: Transformadores en Subestaciones de Distribución Caso Base.

Transformadores en subestaciones Caso Base (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	30
CNEL U.N. El Oro	44	53	68	191	215	167	68	112	59	29	1.006
CNEL U.N. Esmeraldas	-	24	25	16	-	-	-	-	-	-	65
CNEL U.N. Guayaquil	24	24	24	72	24	48	57	24	24	24	345
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	16	90	135	38	30	18	28	26	24	24	429
CNEL U.N. Los Ríos	-	-	13	-	13	-	25	23	16	-	89
CNEL U.N. Manabí	39	132	130	36	113	52	22	53	24	24	625
CNEL U.N. Milagro	-	18	36	36	54	18	18	36	18	18	252
CNEL U.N. Santa Elena	-	10	10	5	-	-	-	-	-	-	25
CNEL U.N. Santo Domingo	30	60	120	20	-	20	-	-	-	-	250
CNEL U.N. Sucumbíos	-	-	50	13	33	-	75	63	-	-	233
CNEL EP	153	411	611	427	486	328	298	340	170	124	3.347
E.E. Ambato	-	52	31	20	10	10	-	5	-	-	128

Transformadores en subestaciones Caso Base (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
E.E. Azogues	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	20	-	-	-	-	48	24	-	-	-	92
E.E. Cotopaxi	-	0	0	0	0	-	-	-	-	-	1
E.E. Galápagos	16	-	5	-	-	-	-	-	-	-	21
E.E. Norte	40	40	30	-	20	-	-	-	-	-	130
E.E. Quito	75	122	69	162	24	-	66	80	24	24	646
E.E. Riobamba	-	-	15	-	-	15	-	-	-	-	30
E.E. Sur	-	10	8	13	40	80	10	23	18	-	201
TOTAL	304	635	768	621	580	481	398	448	212	148	4.595

Tabla Nro. 6-23: Transformadores en Subestaciones de Distribución Caso Base (MVA).

Transformadores en subestaciones Matriz Productiva											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	6
CNEL U.N. El Oro	2	7	5	2	3	2	3	5	4	3	36
CNEL U.N. Esmeraldas	0	1	2	1	0	0	0	0	0	0	4
CNEL U.N. Guayaquil	1	1	2	3	1	2	2	1	1	1	15
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	1	7	9	3	2	1	3	3	2	1	32
CNEL U.N. Los Ríos	0	2	1	0	1	0	2	2	2	1	11
CNEL U.N. Manabí	2	8	5	3	2	3	2	4	3	2	34
CNEL U.N. Milagro	0	2	2	2	3	1	1	2	1	1	15
CNEL U.N. Santa Elena	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3
CNEL U.N. Santo Domingo	2	3	8	1	0	1	0	0	0	0	15
CNEL U.N. Sucumbíos	0	0	3	1	2	0	3	3	2	2	16
CNEL EP	8	32	38	17	15	11	17	21	16	12	187
E.E. Ambato	0	4	3	2	1	1	0	1	1	1	14
E.E. Azogues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Centro Sur	1	0	0	0	0	2	1	0	1	1	6
E.E. Cotopaxi	0	3	4	2	2	0	0	0	0	0	11
E.E. Galápagos	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2
E.E. Norte	1	2	2	0	1	0	0	0	0	0	6
E.E. Quito	3	5	4	6	1	0	2	2	1	1	25
E.E. Riobamba	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	2
E.E. Sur	0	1	1	2	4	5	1	3	1	0	18
TOTAL	14	47	54	29	24	20	21	27	20	15	271

Tabla Nro. 6- 24: Transformadores en Subestaciones de Distribución Caso Matriz Productiva.

Transformadores en subestaciones Matriz Productiva (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	-	-	-	-	5	5	5	5	5	5	30
CNEL U.N. El Oro	44	145	116	191	215	334	68	112	93	62	1.380
CNEL U.N. Esmeraldas	-	24	25	16	-	-	-	-	-	-	65
CNEL U.N. Guayaquil	24	24	48	72	24	48	57	24	24	24	369
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	16	132	135	38	30	18	28	26	24	20	467
CNEL U.N. Los Ríos	-	37	13	-	13	-	25	23	24	20	153
CNEL U.N. Manabí	39	132	130	36	113	52	22	53	24	20	621

Transformadores en subestaciones Matriz Productiva (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Milagro	-	36	36	36	54	18	18	36	24	24	282
CNEL U.N. Santa Elena	-	10	10	5	-	-	-	-	-	-	25
CNEL U.N. Santo Domingo	30	60	140	20	-	20	-	-	-	-	270
CNEL U.N. Sucumbíos	-	-	50	13	33	-	75	63	48	48	329
CNEL EP	153	599	703	427	486	495	298	340	266	223	3.989
E.E. Ambato	-	52	31	20	10	10	-	5	24	24	176
E.E. Azogues	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	44	-	-	-	-	48	24	-	24	24	164
E.E. Cotopaxi	-	0	0	0	0	-	-	-	-	-	1
E.E. Galápagos	32	-	5	-	-	-	-	-	-	-	37
E.E. Norte	40	40	30	-	20	-	-	-	-	-	130
E.E. Quito	75	162	69	162	24	-	66	80	24	24	686
E.E. Riobamba	-	-	15	-	-	15	-	-	-	-	30
E.E. Sur	-	10	8	13	40	80	10	23	16	-	199
TOTAL	344	863	860	621	580	648	398	448	354	295	5.411

Tabla Nro. 6- 25: Transformadores en Subestaciones de Distribución Caso Matriz Productiva (MVA).

6.6.3.2 Redes de alto voltaje periodo 2018 – 2027

Redes de Alto Voltaje Caso Base (kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	0	0	20	34	14	20	20	0	0	0	108
CNEL U.N. El Oro	0	0	0	0	8	0	0	1	0	0	11
CNEL U.N. Esmeraldas	3	24	5	1	26	24	0	0	0	0	83
CNEL U.N. Guayaquil	10	23	10	2	1	0	1	1	0	0	48
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	108	65	74	40	9	33	0	0	0	0	329
CNEL U.N. Los Ríos	1	30	12	3	59	77	13	21	14	10	241
CNEL U.N. Manabí	53	109	59	58	94	41	69	104	60	40	687
CNEL U.N. Milagro	19	39	39	32	32	37	21	0	7	5	231
CNEL U.N. Santa Elena	0	63	18	12	75	57	46	0	0	0	271
CNEL U.N. Santo Domingo	52	32	48	8	0	0	0	0	0	0	140
CNEL U.N. Sucumbíos	0	0	0	68	0	130	36	14	10	8	266
CNEL EP	248	387	283	257	318	420	206	141	91	63	2.415
E.E. Ambato	10	12	80	10	33	8	0	33	25	18	229
E.E. Azogues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Centro Sur	4	10	25	0	0	0	0	0	0	0	39
E.E. Cotopaxi	1	26	34	90	1	0	0	0	0	0	152
E.E. Galápagos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Norte	17	45	0	19	0	0	0	0	0	0	81
E.E. Quito	13	48	68	63	24	5	0	0	0	0	221
E.E. Riobamba	0	0	11	9	9	18	21	19	15	14	114
E.E. Sur	0	0	5	24	32	29	38	46	40	30	244
TOTAL	293	528	507	472	417	479	266	238	172	125	3.496

Tabla Nro. 6- 26: Redes de alto voltaje por empresa distribuidora Caso Base 2018-2027.

Redes de Alto Voltaje Matriz Productiva (kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	0	0	20	34	14	20	20	0	0	0	108
CNEL U.N. El Oro	0	1	1	0	8	0	0	1	0	0	11
CNEL U.N. Esmeraldas	3	24	5	1	26	24	0	0	0	0	83
CNEL U.N. Guayaquil	11	23	14	2	1	0	1	1	0	0	53
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	108	65	74	40	9	33	0	0	0	0	329
CNEL U.N. Los Ríos	1	30	12	3	59	77	13	21	14	10	241
CNEL U.N. Manabí	53	110	59	83	94	41	69	104	70	50	733
CNEL U.N. Milagro	19	49	39	32	32	37	31	11	7	5	261
CNEL U.N. Santa Elena	0	63	18	12	75	57	46	0	0	0	271
CNEL U.N. Santo Domingo	52	32	72	8	0	0	0	0	0	0	164
CNEL-Sucumbíos	0	0	0	68	0	130	36	14	10	8	266
CNEL EP	249	397	312	283	318	420	216	152	101	73	2.521
E.E. Ambato	10	12	80	10	33	8	0	33	25	20	232
E.E. Azogues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Centro Sur	4	10	25	0	0	0	0	0	0	0	39
E.E. Cotopaxi	1	26	34	90	1	0	0	0	0	0	152
E.E. Galápagos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E.E. Norte	17	45	0	19	0	0	0	0	0	0	81
E.E. Quito	15	48	68	63	24	5	0	0	0	0	223
E.E. Riobamba	0	0	11	9	9	18	21	19	16	14	115
E.E. Sur	0	0	5	24	32	29	38	46	40	30	244
TOTAL	296	539	535	497	417	479	276	249	183	137	3.607

Tabla Nro. 6- 27: Redes de alto voltaje por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2018-2027.

6.6.3.3 Redes de medio voltaje periodo 2018 – 2027

Redes de Medio Voltaje Caso Base (kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	83	156	181	136	131	124	133	141	139	136	1.361
CNEL U.N. El Oro	17	159	122	52	36	37	40	45	37	31	575
CNEL U.N. Esmeraldas	150	13	161	221	300	168	34	47	39	39	1.171
CNEL U.N. Guayaquil	61	80	82	90	97	105	121	126	108	96	967
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	124	195	384	260	199	393	141	81	73	46	1.896
CNEL U.N. Los Ríos	26	215	70	41	41	34	34	35	22	16	535
CNEL U.N. Manabí	183	478	380	338	140	281	219	259	224	213	2.715
CNEL U.N. Milagro	47	126	34	21	9	9	9	9	5	5	272
CNEL U.N. Santa Elena	75	152	113	89	63	64	29	24	19	49	679
CNEL U.N. Santo Domingo	101	388	65	41	421	21	22	23	22	21	1.125
CNEL-Sucumbíos	34	273	98	143	156	57	109	79	39	37	1.025
CNEL EP	902	2.236	1.692	1.431	1.593	1.294	890	868	726	688	12.320
E.E. Ambato	218	235	187	263	272	297	335	346	309	282	2.745
E.E. Azogues	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
E.E. Centro Sur	266	157	100	103	107	111	115	120	80	69	1.228
E.E. Cotopaxi	132	84	137	102	98	98	98	98	98	97	1.044
E.E. Galápagos	13	42	37	29	2	3	3	0	0	0	129

Redes de Medio Voltaje Caso Base (kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
E.E. Norte	172	68	15	15	15	15	15	15	13	13	359
E.E. Quito	703	876	421	404	429	363	192	143	101	65	3.698
E.E. Riobamba	82	147	280	249	48	50	48	50	43	41	1.038
E.E. Sur	26	98	80	69	68	54	46	81	57	55	634
TOTAL	2.514	3.943	2.951	2.667	2.635	2.287	1.742	1.723	1.429	1.310	23.202

Tabla Nro. 6- 28: Redes de medio voltaje por empresa distribuidora Caso Base 2018-2027.

Redes de Medio Voltaje Matriz Productiva (kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	83	169	184	136	141	124	133	141	115	107	1.333
CNEL U.N. El Oro	17	207	122	57	36	37	40	45	37	30	630
CNEL U.N. Esmeraldas	150	132	267	221	300	168	34	47	39	37	1.395
CNEL U.N. Guayaquil	82	101	121	169	288	300	183	167	152	137	1.700
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	125	235	400	260	199	393	141	81	79	56	1.970
CNEL U.N. Los Ríos	26	255	70	41	41	34	34	35	32	31	599
CNEL U.N. Manabí	188	569	380	338	140	281	219	259	224	211	2.809
CNEL U.N. Milagro	47	126	35	21	33	35	31	29	27	24	407
CNEL U.N. Santa Elena	75	163	124	100	63	64	29	24	23	20	685
CNEL U.N. Santo Domingo	101	472	139	41	421	21	22	23	22	21	1.282
CNEL U.N. Sucumbíos	34	273	172	149	156	57	109	79	56	48	1.134
CNEL EP	929	2.703	2.014	1.533	1.818	1.515	974	929	807	722	13.944
E.E. Ambato	218	235	187	263	272	297	335	346	309	282	2.745
E.E. Azogues	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
E.E. Centro Sur	266	157	100	103	107	111	115	120	106	103	1.288
E.E. Cotopaxi	132	84	137	102	98	98	98	98	85	79	1.013
E.E. Galápagos	15	67	37	29	2	3	3	0	0	0	155
E.E. Norte	172	149	15	15	15	15	15	15	13	13	440
E.E. Quito	703	876	421	435	429	363	192	143	102	66	3.731
E.E. Riobamba	82	147	280	249	48	50	48	50	46	45	1.044
E.E. Sur	26	98	80	69	68	54	46	81	52	47	621
TOTAL	2.542	4.517	3.273	2.800	2.860	2.508	1.826	1.784	1.521	1.358	24.988

Tabla Nro. 6- 29: Redes de medio voltaje por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2018-2027.

6.6.3.4 Redes de bajo voltaje periodo 2018 – 2027

Redes de Bajo Voltaje Caso Base (Kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	119	163	158	152	179	201	214	227	223	218	1.855
CNEL U.N. El Oro	43	96	72	80	50	51	54	81	67	67	660
CNEL U.N. Esmeraldas	37	26	101	160	146	88	8	85	30	15	697
CNEL U.N. Guayaquil	76	140	126	138	151	165	189	198	180	174	1.537
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	46	26	29	23	4	0	0	0	0	0	127
CNEL U.N. Los Ríos	26	100	220	249	84	24	24	24	15	11	776
CNEL U.N. Manabí	236	432	132	406	328	385	390	428	352	351	3.440

Redes de Bajo Voltaje Caso Base (Kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Milagro	39	111	60	44	26	31	28	28	16	15	397
CNEL U.N. Santa Elena	161	244	237	226	230	238	252	252	225	212	2.277
CNEL U.N. Santo Domingo	115	95	109	26	359	15	16	16	13	12	776
CNEL U.N. Sucumbíos	53	207	210	249	295	138	201	234	208	194	1.990
CNEL EP	951	1.639	1.454	1.753	1.852	1.336	1.375	1.574	1.328	1.269	14.532
E.E. Ambato	419	434	175	188	195	209	243	251	138	107	2.359
E.E. Azogues	3	4	4	4	5	4	4	4	4	4	42
E.E. Centro Sur	254	215	234	240	235	238	244	254	232	229	2.375
E.E. Cotopaxi	173	176	181	123	104	99	91	82	47	46	1.121
E.E. Galápagos	7	18	16	8	6	4	3	0	0	0	62
E.E. Norte	143	172	41	41	41	41	41	41	25	16	603
E.E. Quito	1074	1215	738	659	706	589	401	364	290	243	6.280
E.E. Riobamba	107	167	352	300	57	59	57	59	52	49	1.260
E.E. Sur	29	97	36	37	41	28	34	35	29	26	393
TOTAL	3.160	4.137	3.233	3.352	3.242	2.609	2.495	2.666	2.143	1.989	29.026

Tabla Nro. 6- 30: Redes de bajo voltaje por empresa distribuidora Caso Base 2018-2027.

Redes de Bajo Voltaje Matriz Productiva (Kilómetros)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	119	181	161	152	193	201	214	227	219	211	1.880
CNEL U.N. El Oro	43	96	72	80	50	51	54	81	67	67	660
CNEL U.N. Esmeraldas	37	62	125	160	146	88	8	85	32	16	759
CNEL U.N. Guayaquil	126	208	187	262	452	471	285	262	240	202	2.695
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	48	39	29	23	4	0	0	0	0	0	143
CNEL U.N. Los Ríos	26	100	220	249	84	24	24	24	23	22	795
CNEL U.N. Manabí	236	459	132	406	328	385	390	428	352	350	3.466
CNEL U.N. Milagro	39	111	60	44	26	31	28	28	18	18	402
CNEL U.N. Santa Elena	161	395	388	353	255	263	252	252	179	167	2.665
CNEL U.N. Santo Domingo	115	143	109	26	359	15	16	16	11	10	821
CNEL U.N. Sucumbíos	53	207	261	258	295	138	201	234	204	190	2.041
CNEL EP	1.003	2.001	1.745	2.013	2.191	1.667	1.471	1.638	1.344	1.252	16.326
E.E. Ambato	419	434	175	188	195	209	243	251	138	107	2.359
E.E. Azogues	3	4	4	4	5	4	4	4	4	4	42
E.E. Centro Sur	254	215	234	240	235	238	244	254	232	229	2.375
E.E. Cotopaxi	173	176	181	123	104	99	91	82	79	78	1.186
E.E. Galápagos	12	27	16	8	6	4	3	0	0	0	76
E.E. Norte	143	253	41	41	41	41	41	41	25	14	682
E.E. Quito	1074	1215	738	702	706	589	401	364	284	237	6.312
E.E. Riobamba	107	167	352	300	57	59	57	59	55	53	1.267
E.E. Sur	29	97	36	37	41	28	34	35	29	26	393
TOTAL	3.217	4.590	3.524	3.656	3.581	2.940	2.591	2.730	2.188	2.001	31.018

Tabla Nro. 6- 31: Redes de bajo voltaje por empresa distribuidora caso matriz productiva 2018-2027.

6.6.3.5 Transformadores de distribución 2018 – 2027

Transformadores de Distribución Caso Base											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	197	283	296	277	308	334	356	378	350	322	3.100
CNEL U.N. El Oro	54	208	137	147	125	151	151	183	178	174	1.508
CNEL U.N. Esmeraldas	342	42	330	416	624	347	46	612	353	335	3.447
CNEL U.N. Guayaquil	309	2349	875	1020	1176	1345	1610	1723	1431	1428	13.265
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	247	234	184	258	60	234	268	0	93	72	1.650
CNEL U.N. Los Ríos	123	601	643	481	148	150	152	154	101	55	2.608
CNEL U.N. Manabí	758	1476	533	1090	659	1452	1472	1743	1074	1029	11.285
CNEL U.N. Milagro	107	474	135	106	120	125	110	118	90	77	1.462
CNEL U.N. Santa Elena	203	277	223	142	145	150	196	161	146	137	1.780
CNEL U.N. Santo Domingo	460	63	121	93	628	58	59	60	60	31	1.633
CNEL U.N. Sucumbíos	129	1190	470	677	389	235	331	602	397	373	4.793
CNEL EP	2.929	7.197	3.947	4.707	4.382	4.581	4.751	5.734	4.273	4.033	46.532
E.E. Ambato	423	486	380	398	416	442	492	504	375	352	4.268
E.E. Azogues	2	4	4	4	4	4	4	3	3	3	35
E.E. Centro Sur	807	748	801	808	774	781	802	829	811	794	7.955
E.E. Cotopaxi	288	141	294	268	283	253	224	207	195	178	2.331
E.E. Galápagos	19	76	46	98	30	20	15	0	16	12	332
E.E. Norte	167	203	68	68	69	69	70	70	49	39	872
E.E. Quito	1256	1311	1127	654	746	504	616	509	507	447	7.676
E.E. Riobamba	209	221	696	588	496	499	498	500	421	386	4.514
E.E. Sur	79	363	146	153	135	166	118	112	107	97	1.476
TOTAL	6.178	10.750	7.508	7.746	7.335	7.320	7.590	8.468	6.757	6.339	75.992

Tabla No. 6- 32: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Base 2018-2027.

Transformadores de Distribución Caso Base (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	3	4	4	3	4	5	5	6	5	5	43
CNEL U.N. El Oro	1	5	3	4	3	4	4	5	5	5	38
CNEL U.N. Esmeraldas	5	0	3	6	5	3	0	4	3	3	33
CNEL U.N. Guayaquil	15	92	45	52	60	68	81	87	80	73	653
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	5	3	21	5	1	4	4	0	2	1	45
CNEL U.N. Los Ríos	6	18	29	24	7	7	7	7	6	5	116
CNEL U.N. Manabí	19	37	13	27	17	36	37	44	27	26	282
CNEL U.N. Milagro	3	12	3	4	4	4	3	4	2	2	42
CNEL U.N. Santa Elena	5	7	6	4	4	4	5	4	3	3	44
CNEL U.N. Santo Domingo	23	3	6	5	31	3	3	3	3	3	83
CNEL U.N. Sucumbíos	6	31	13	19	14	11	15	30	24	18	180
CNEL EP	91	210	146	152	148	148	165	193	161	143	1.558
E.E. Ambato	17	19	14	15	16	17	18	15	12	10	152
E.E. Azogues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
E.E. Centro Sur	25	19	22	22	20	20	21	22	17	16	204
E.E. Cotopaxi	14	7	15	13	14	13	11	10	10	9	117
E.E. Galápagos	0	2	1	2	1	1	0	0	0	0	7
E.E. Norte	4	7	3	3	3	3	3	3	3	3	38

Transformadores de Distribución Caso Base (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
E.E. Quito	75	146	38	37	52	38	22	11	8	4	431
E.E. Riobamba	2	3	8	10	16	16	16	16	16	16	120
E.E. Sur	2	6	2	2	2	3	1	1	1	1	21
TOTAL	230	419	249	256	273	259	259	273	229	203	2.651

Tabla No. 6- 33: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Base 2018-2027 (MVA).

Transformadores de Distribución Matriz Productiva											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	197	313	301	277	330	334	356	378	350	322	3.158
CNEL U.N. El Oro	54	208	137	147	125	151	151	183	178	174	1.508
CNEL U.N. Esmeraldas	342	207	388	416	624	347	46	612	464	315	3.761
CNEL U.N. Guayaquil	525	2496	1144	1574	2335	2888	2060	2021	1884	1707	18.633
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	251	311	187	259	60	234	268	0	93	71	1.734
CNEL U.N. Los Ríos	123	601	643	481	148	150	152	154	101	55	2.608
CNEL U.N. Manabí	758	1605	533	1090	659	1452	1472	1743	1073	1026	11.411
CNEL U.N. Milagro	107	474	137	106	120	125	110	118	91	77	1.464
CNEL U.N. Santa Elena	203	349	295	214	145	150	196	161	152	140	2.005
CNEL U.N. Santo Domingo	460	63	121	93	628	58	59	60	60	31	1.633
CNEL U.N. Sucumbíos	129	1190	606	698	389	235	331	602	531	459	5.170
CNEL EP	3.149	7.817	4.492	5.355	5.563	6.124	5.201	6.032	4.976	4.376	53.084
E.E. Ambato	423	486	380	398	416	442	492	504	375	352	4.268
E.E. Azogues	2	4	4	4	4	4	4	3	3	3	36
E.E. Centro Sur	807	748	801	808	774	781	802	829	811	794	7.955
E.E. Cotopaxi	288	141	294	268	283	253	224	207	195	178	2.331
E.E. Galápagos	31	114	46	98	30	20	15	0	25	22	401
E.E. Norte	167	379	68	68	69	69	70	70	49	35	1.044
E.E. Quito	1256	1311	1127	859	746	504	616	509	406	312	7.646
E.E. Riobamba	209	221	696	588	496	499	498	500	421	386	4.514
E.E. Sur	79	363	146	153	135	166	118	112	108	97	1.477
TOTAL	6.410	11.584	8.053	8.599	8.516	8.863	8.040	8.766	7.370	6.556	82.757

Tabla No. 6- 34: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2018-2027.

Transformadores de Distribución Matriz Productiva (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	3	4	4	3	4	5	5	6	5	5	44
CNEL U.N. El Oro	1	5	3	4	3	4	4	5	5	5	38
CNEL U.N. Esmeraldas	5	3	5	6	5	3	0	4	3	3	38
CNEL U.N. Guayaquil	24	99	58	80	118	145	104	102	95	86	911
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	5	4	21	5	1	4	4	0	2	1	46
CNEL U.N. Los Ríos	6	18	29	24	7	7	7	7	6	5	116
CNEL U.N. Manabí	19	40	13	27	17	36	37	44	27	26	286
CNEL U.N. Milagro	3	12	4	4	4	4	3	4	2	2	42
CNEL U.N. Santa Elena	5	9	7	5	4	4	5	4	4	3	50
CNEL U.N. Santo Domingo	23	3	6	5	31	3	3	3	3	2	82
CNEL U.N. Sucumbíos	6	31	15	20	14	11	15	30	18	17	176

Transformadores de Distribución Matriz Productiva (MVA)											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL EP	101	227	166	182	206	225	187	208	170	155	1.827
E.E. Ambato	17	19	14	15	16	17	18	15	12	11	154
E.E. Azogues	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
E.E. Centro Sur	25	19	22	22	20	20	21	22	17	16	204
E.E. Cotopaxi	14	7	15	13	14	13	11	10	10	9	117
E.E. Galápagos	1	2	1	2	1	1	0	0	0	0	8
E.E. Norte	4	10	3	3	3	3	3	3	2	1	38
E.E. Quito	75	146	38	52	52	38	22	11	11	2	448
E.E. Riobamba	2	3	8	10	16	16	16	16	16	16	121
E.E. Sur	2	6	2	2	2	3	1	1	1	1	21
TOTAL	241	439	269	301	331	336	282	288	241	213	2.940

Tabla No. 6- 35: Transformadores de distribución por empresa distribuidora Caso Matriz Productiva 2018-2027(MVA).

6.6.3.6 Medidores periodo 2018 – 2027

En el caso base se ha considerado los medidores a instalarse anualmente tomando en cuenta el crecimiento vegetativo, el incremento de la cobertura y el cambio masivo de medidores de

monofásicos a bifásicos, hasta el año 2023 debido al programa de coacción eficiente – PEC.

Número de Medidores Caso Base											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	12.097	409	395	331	419	1.755	1.766	1.777	1.741	1.731	22.421
CNEL U.N. El Oro	5.588	5.641	5.960	5.646	5.191	6.048	6.029	4.704	4.250	3.795	52.852
CNEL U.N. Esmeraldas	8.959	7.002	6.359	8.380	9.143	9.555	9.482	12.052	12.027	12.003	94.962
CNEL U.N. Guayaquil	6.851	18.766	14.874	14.874	14.874	14.874	14.874	14.884	13.530	13.085	141.486
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	6.009	23.345	25.317	11.653	14.473	2.285	2.285	2.285	2.044	1.431	91.127
CNEL U.N. Los Ríos	10.412	49.440	83.376	87.434	30.787	713	588	714	673	430	264.567
CNEL U.N. Manabí	15.410	28.587	11.057	21.032	14.772	35.837	36.237	40.558	27.481	27.257	258.228
CNEL U.N. Milagro	3.140	3.382	3.232	3.280	3.180	3.200	3.300	3.400	1.771	1.375	29.260
CNEL U.N. Santa Elena	3.598	10.143	9.166	7.552	7.739	7.932	8.977	8.337	7.697	7.057	78.198
CNEL U.N. Santo Domingo	3.371	4.078	4.087	3.483	4.916	3.924	3.733	3.676	3.085	2.693	37.046
CNEL U.N. Sucumbios	911	5.885	4.235	5.225	5.814	5.461	5.889	7.687	7.744	7.072	55.923
CNEL EP	76.346	156.678	168.058	168.890	111.308	91.584	93.160	100.074	82.043	77.929	1.126.070
E.E. Ambato	11.830	11.577	11.388	12.317	13.089	14.121	15.688	16.599	16.529	16.459	139.597
E.E. Azogues	263	156	278	385	945	198	181	180	168	164	2.918
E.E. Centro Sur	55.875	13.544	31.533	31.538	31.549	29.773	31.540	29.618	26.996	24.841	306.807
E.E. Cotopaxi	3.697	2.302	3.807	2.111	1.945	1.821	1.566	1.509	1.316	1.157	21.231
E.E. Galápagos	2.001	1.335	513	620	573	145	135	125	115	105	5.667
E.E. Norte	8.894	5.673	774	774	774	774	775	775	765	765	20.743
E.E. Quito	45.190	42.775	34.796	36.044	34.410	33.438	38.531	33.043	23.379	17.534	339.140
E.E. Riobamba	2.413	2.187	5.208	5.048	2.104	2.106	2.104	2.106	1.838	1.747	26.861
E.E. Sur	6.074	6.122	6.293	6.348	6.388	6.493	6.507	6.556	6.493	6.440	63.714
TOTAL	212.583	242.349	262.648	264.075	203.085	180.453	190.187	190.585	159.642	147.141	2.052.748

Tabla No. 6- 36: Medidores para Caso Base 2018-2027.

En el Caso Matriz Productiva se ha considerado los medidores a instalarse anualmente, tomando en cuenta el crecimiento vegetativo, el incremento de la cobertura, el cambio masivo de medidores

monofásicos a bifásicos hasta el año 2023, debido al programa de cocción eficiente – PEC y además el incremento de clientes debido a la incorporación de las industrias básicas.

Número de Medidores Matriz Productiva											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
CNEL U.N. Bolívar	12.097	432	399	331	436	1.755	1.766	1.777	458	441	19.892
CNEL U.N. El Oro	5.588	5.641	5.960	5.646	5.191	6.048	6.029	4.704	4.250	3.578	52.635
CNEL U.N. Esmeraldas	8.959	7.277	7.628	10.195	10.816	11.093	9.482	12.052	10.105	9.940	97.547
CNEL U.N. Guayaquil	13.823	28.547	24.780	24.780	24.780	24.781	24.781	24.795	20.739	17.772	229.578
CNEL U.N. Guayas Los Ríos	6.072	23.734	25.416	11.657	14.473	2.285	2.285	2.285	1.714	1.223	91.144
CNEL U.N. Los Ríos	10.412	50.040	83.376	87.434	30.787	713	588	714	665	644	265.373
CNEL U.N. Manabí	15.410	31.248	11.057	21.032	14.772	35.837	36.237	40.558	27.476	27.201	260.828
CNEL U.N. Milagro	3.140	3.382	3.232	3.280	3.180	3.200	3.300	3.400	1.771	1.375	29.260
CNEL U.N. Santa Elena	3.598	22.250	21.273	17.816	9.687	9.880	8.977	8.337	8.059	6.926	116.803
CNEL U.N. Santo Domingo	3.371	4.078	4.087	3.483	4.916	3.924	3.733	3.676	3.085	2.693	37.046
CNEL U.N. Sucumbios	911	5.885	5.611	5.225	5.814	5.461	5.889	7.687	7.538	6.984	57.005
CNEL EP	83.381	182.514	192.819	190.879	124.852	104.977	103.067	109.985	85.860	78.777	1.257.111

Número de Medidores Matriz Productiva											
Empresa	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
E.E. Ambato	11.830	11.577	11.388	12.317	13.089	14.121	15.688	16.599	16.502	15.753	138.864
E.E. Azogues	263	156	278	385	945	198	181	180	167	154	2.907
E.E. Centro Sur	55.875	13.544	31.533	31.538	31.549	29.773	31.540	29.618	29.024	28.930	312.924
E.E. Cotopaxi	3.697	2.302	3.807	2.111	1.945	1.821	1.566	1.509	1.114	1.067	20.939
E.E. Galápagos	2.251	1.421	513	620	573	145	135	125	92	82	5.957
E.E. Norte	8.894	6.760	774	774	774	774	775	775	668	631	21.599
E.E. Quito	45.190	42.775	34.796	36.059	34.410	33.438	38.531	33.043	32.672	31.803	362.717
E.E. Riobamba	2.413	2.187	5.208	5.048	2.104	2.106	2.104	2.106	1.639	1.303	26.218
E.E. Sur	6.074	6.122	6.293	6.348	6.388	6.493	6.507	6.556	6.446	6.375	63.602
TOTAL	219.868	269.358	287.409	286.079	216.629	193.846	200.094	200.496	174.184	164.875	2.212.838

Tabla Nro. 6- 37: Medidores caso Matriz Productiva 2018-2027.

6.6.3.7 Conexiones a 138 kV

Algunas Empresas de Distribución para atender sus requerimientos de servicio eléctrico, han programado la ejecución de una serie

de proyectos a nivel de 138 kV a nivel nacional, mismos que se mencionan a continuación.

Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.

El 98 de la demanda requerida por ELEPCO proviene del S.N.I., el 60 de la demanda de la Empresa se encuentra conectada a la Subestación Mulaló propiedad de CELEC-EP TRANSELECTRIC, adicionalmente esta subestación se encuentra en zona de riesgo debido a los lahares que se generarían por una posible erupción del volcán Cotopaxi, al igual que varias torres de la línea de transmisión Pucará-Mulaló de 138 kV, planteando un escenario muy adverso para la población de la provincia de Cotopaxi.

Es así que se ha planificado ejecutar las siguientes obras:

- Subestación Tanicuchí 138/69 kV

CELEC EP TRANSELECTRIC tiene programado a futuro el desmontaje de la Subestación Mulaló 138/69 kV por encontrarse dentro de la zona de riesgo, para dar paso a la construcción de la nueva Subestación 230/138 kV que servirá de punto de entrega para Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi.

ELEPCO tiene planificado la construcción de la Subestación Tanicuchí 138/69 kV en el sector de la Avelina parroquia de Tanicuchí, cercana a la nueva Subestación de CELEC EP TRANSELECTRIC, por encontrarse en zona segura con baja densidad demográfica, reduciendo en gran manera el impacto socio-ambiental.

Para la construcción de la Subestación Tanicuchí de 60MVA se tiene previsto un presupuesto aproximado de USD 9.000.000.

- Subestación Latacunga 138/69 kV

La presencia de lahares que se generarían por una posible erupción del volcán Cotopaxi dividirá en 2 zonas el área de suministro de energía eléctrica de la ELEPCO S.A., una zona oriental y otra zona occidental.

La zona occidental tendría garantizado el suministro eléctrico con la construcción de la subestación Tanicuchí, siendo necesario un plan para garantizar el suministro en la zona oriental.

Aprovechando la existencia de la línea de transmisión Pucará-Pisayambo a 138kV, se planea construir una subestación de 138/69kV denominada Latacunga en el sector de Ashpacruz, la cual sería construida con parte de los equipos desmontados de la subestación Mulaló.

De la nueva subestación Latacunga 138/69kV se derivarán redes de subtransmisión hacia las siguientes subestaciones: La Cocha, Salcedo y Centrales de Generación Illuchi 1 y 2. Para la construcción de la Subestación Latacunga se tiene previsto un presupuesto aproximado de USD 2.000.000.

Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.

El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. -EERSSA- está constituido por 24 redes de subtransmisión aisladas a 69 kV, con una longitud de 485.64 km. Las redes que enlazan las subestaciones: Catamayo, Velacruz, Catacocha, Playas, El Empalme, Macará, Carimanga, Gonzanamá se encuentran operando en anillo, el resto del sistema de subtransmisión tiene configuración radial. Según estudios eléctricos realizados para un escenario de corto plazo y con una demanda de 70.32 MW en condiciones de configuración normales de la red de subtransmisión muestran la sobrecarga en las barras a 69 kV de 4 subestaciones (Playas, Celica, Macará y Pindal).

Luego del análisis realizado, la mejor opción, para alimentar al anillo de la provincia de Loja manteniendo los índices de calidad y confiabilidad del sistema, es obteniendo un punto de entrega en la Subestación Velacruz a 138 kV, la misma que CELEC EP TRANSELECTRIC planifica construir a futuro.

- CNEL Unidad de Negocios El Oro

El área de servicio de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro, se encuentra limítrofe con el Perú, en la actualidad, se encuentran en desarrollo dos zonas de alto consumo de energía eléctrica, la primera se encuentra en la parte norte del área de servicio en el cantón Ponce Enriquez, cuya actividad esencial es la minería y el cantón Balao

dedicada básicamente a la actividad camaronera; la segunda zona de desarrollo se encuentra en el sector sur del área de servicio, sitio que presenta una alta actividad camaronera, incluye los cantones de Huaquillas (La Huada) y el sector de las islas de Jambelí.

La regulación de voltaje de la zona norte y sur de la área de servicio ha venido decreciendo, producto del incremento de demanda de energía del sector minero y camaronero respectivamente.

Para mejorar la confiabilidad del sistema de subtransmisión y a su vez los niveles de voltaje en las subestaciones y al usuario final, es necesaria la implementación de dos nuevos puntos de entrega a 138 kV, ubicados en el sitio San Idelfonso cantón el Guabo para la parte norte y La Avanzada del cantón Santa Rosa para la parte sur, conforme al siguiente detalle:

- Punto de entrega por parte de CELEC con Subestación 167MVA 230/138kV en S/E La Avanzada.
- Patio 138/69kV 167MVA en S/E La Avanzada.
- Patio 138/69kV 167MVA en S/E Pagua.
- Línea de subtransmisión San Idelfonso-Pagua 138 KV
- Posición de salida a 138KV por parte de CELEC-TRANSELECTRIC en San Idelfonso.

PROYECTO	MONTO INVERSION
Estudios electromecánico y de impacto ambiental y construcción de la subestación la avanzada 138/69 KV	USD 9.000.000
Estudios electromecánico y de impacto ambiental y construcción de la subestación pagua 138/69 KV	USD 9.000.000
Estudios electromecánico y de impacto ambiental para construcción de la línea de subtransmisión San Idelfonso – Pagua a 138KV	USD 970.000

Tabla Nro. 6- 38: Inversiones 138 kV CNEL Unidad de Negocio El Oro.

Empresa Eléctrica Quito S.A.

La Empresa Eléctrica Quito mantiene como política de expansión el desarrollo del sistema de subtransmisión a 138 kV, para descargar sistemáticamente el nivel de 46 kV existente, ya que su sistema así lo demanda y podría colapsar.

Bajo este concepto, para el desarrollo y evolución de las redes de alto voltaje y de las subestaciones se ha considerado un análisis del sistema eléctrico existente, el crecimiento de la demanda eléctrica anual, una reserva mínima adecuada de capacidad tanto en los

conductores de las redes de alto voltaje como en los transformadores de las subestaciones y la calidad, continuidad del servicio eléctrico bajo condiciones de contingencias simples de falla de una línea o de un transformador.

A continuación, en la tabla Nro. 6- 39 se presenta un resumen de la información de las conexiones de las obras a 138 kV contempladas por las Empresas Distribuidoras:

Detalle de proyectos a nivel de 138 kV por Empresa Distribuidora				
Empresa Eléctrica	Proyecto	Nivel de Voltaje (kV)	Longitud Aprox. (km)	Capacidad (MVA)
Cotopaxi ELEPCO S.A.	Subestación Tanicuchi 138/69 kV	138/69		60
	Subestación Latacunga 138/69 kV	138/69		60
Quito S.A.	Línea S/E Inga TRANSELECTRIC - S/E Vicentina	138	22,00	
	4 posiciones 138 kV en la SE Sta. Rosa TRANSELECTRIC	138	-	
	Subestación San Rafael (Coca Codo) 230/138 kV	230/138	-	40
	Subestación 25 Nueva Vicentina	138/23	-	33
	Subestación 34 Nueva Machachi	138/23	-	40
	Subestación 46 Parque Industrial NOVOPAN en Itulcachi	138/23	-	40
	Subestación 48 Mirador Alto	138/23	-	40
	Subestación 51 Parque Bicentenario 138/23 kV	138/23	-	40
	Subestación 01 Olímpico 138/23 kV	138/23	-	40
	Subestación 65 Papallacta 138/23kV	138/23	-	25
	Subestación 55 Nueva Sangolquí 138/23 kV	138/23	-	40
	Subestación 66 Baeza 138/23 kV	138/23	-	25
	Subestación 67 El Salado 138/23 kV	138/23	-	25
	Subestación 35 Nueva Cumbayá 138/23 kV	138/23	-	40
	Subestación 36 Nueva Tumbaco 138/23 kV	138/23	-	40
	Ampliación Subestación 23 Conocoto 138/23 kV	138/23	-	33
	Ampliación Subestación 14 Gualo 138/23 kV	138/23	-	33
	Ampliación Subestación 05 Chilibulo 138/23 kV	138/23	-	33
	L/T 138kV, 2 C, a la Nueva S/E Machahi	138	4,50	-
	L/T 138 kV, 1C, Derivación a S/E NOVOPAN en Itulcachi	138	0,05	-
	L/T 138 kV, 2C, Derivación a S/E Parque Bicentenario	138	5,60	-
	L/T 138 kV, 1C, El Tablón - S/E Papallacta – C.H. Quijos	138	44,00	-
	L/T 138 kV, 2C, S/E Pomasqui a S/E Vicentina	138	21,00	-
	L/T 138 kV, 2C, Derivación a S/E Olímpico	138	2,50	-
	L/T 138kV, 1C, Adelca 1 - S/E Machahi 138/23kV	138	4,50	-
	LT 138 kV, S/E S. Rosa - S/E El Inga-TRANSELECTRIC (Compra)	138	25,00	-
	L/T 138 kV, 1C, C.H Quijos - S/E Baeza	138	8,00	-
	L/T 138 kV, 1C, S/E Baeza - S/E El Salado	138	46,00	-
	L/T 138 kV, 2C, Derivación a S/E 35 Nueva Cumbayá	138	4,25	-
	L/T 138 kV, 1C, S/E El Salado - S/E San Rafael TRANSELECTRIC	138	22,00	-
L/T 138 kV, 2C, Derivación a S/E 36 Nueva Tumbaco	138	3,00	-	
L/T 138kV, 2C, S/E Cristianía a S/E Gualo	138	5,00	-	
Regional del Sur S.A.	Subestación Velacruz 138/69 kV	138/69	-	60
CNEL Unidad de Negocio El Oro	Construcción de la Subestación la Avanzada 138/69 kV	138/69	-	60
	Construcción de la Subestación Pagua 138/69 kV	138/69	-	60
	Construcción de la línea de Subtransmisión San Idelfonso- Pagua a 138 kV	138	-	-

Nro. 6- 39: Información de las conexiones a 138 kV en Distribución³³.

33. Fuente: Empresas Distribuidoras.





7

ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

7.1 Introducción

En el presente capítulo se analiza la evolución del costo del servicio eléctrico, para la tarifa aplicada al consumidor final dentro del sector eléctrico, principalmente influenciados por las inversiones del ajuste realizado al Plan Maestro de Electrificación, para el período 2018 – 2027.

Los aspectos más relevantes considerados para el análisis contemplan:

- Efecto de la ejecución de los planes de expansión de generación, transmisión y distribución, en la determinación del costo del servicio eléctrico anual.

- La estimación del resultado de la aplicación tarifaria del sector eléctrico anual.

En el contexto del análisis desarrollado se toma en cuenta la normativa vigente, metodologías internacionales relacionadas a la determinación de los costos del servicio y la evaluación financiera del PME.

Importantes resultados y conclusiones cierran el estudio, entregando una herramienta para la toma de decisiones y análisis de comportamientos esperados dentro del sector eléctrico.

7.2 Generalidades

En el sector eléctrico, la tarifa o precio de venta a clientes regulados es el monto de dinero que debe pagar el usuario final del servicio de electricidad, por la energía y potencia eléctrica que requiere para satisfacer sus diferentes y variadas necesidades, según sus modalidades de consumo y nivel de voltaje al que se brinda el servicio.

El marco jurídico que soporta la fijación de tarifas a los usuarios finales está constituido principalmente por:

- La Regulación No. CONELEC 006/08 de 12 de agosto de 2008 que establece los parámetros regulatorios específicos para el establecimiento de la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica.
- Las Regulaciones Nos. CONELEC 013/08 y CONELEC 004/09 de 27 de noviembre de 2008 y de 06 de agosto de 2009, respectivamente, complementan a la anterior Regulación en los aspectos de funcionamiento del mercado eléctrico y tarifarios.
- La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, normativa expedida el 16 de enero de 2015 en el Tercer

Suplemento del Registro Oficial N° 418, en el Título III, Capítulo III AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE LA ELECTRICIDAD – ARCONEL, dispone: “Artículo 15.- Atribuciones y deberes.-... 5. Realizar estudios y análisis técnicos, económicos y financieros para la elaboración de las regulaciones, pliegos tarifarios y acciones de control”.

- La Ley ibídem, en el Título V, Capítulo III - Régimen Tarifario en los artículos del 54 al 57 establece los conceptos y principios para la determinación de los costos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y de alumbrado público general, que son la base fundamental para la determinación de los pliegos tarifarios al consumidor o usuario final. Específicamente, el Artículo 57, dispone: “Artículo 57.- Pliegos tarifarios.- ARCONEL, por intermedio de su Directorio, aprobará los pliegos tarifarios, los mismos que, para conocimiento de los usuarios del sistema, deberán ser informados a través de los medios de comunicación en el país y publicados en el Registro Oficial”.

7.3 Resumen de Inversiones del PME 2018 - 2027

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 se consideran los siguientes recursos económicos:

Componente	Caso Base (MM USD)	Caso Matriz Productiva (MM USD)
Plan de expansión de la generación	6.150	9.155
Plan de expansión de la transmisión	1.793	1.793
Plan de expansión y mejoras de la distribución	4.736	5.034
Total Nacional	12.679	15.982

Tabla Nro. 7-1: Resumen de recursos económicos para el PME 2018-2027.

Para la ejecución de las obras del Plan Maestro se cuenta con varias fuentes de financiamiento como son los recursos fiscales y créditos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), Eximbank, de la Agencia Financiera de Desarrollo (AFD), del Banco de Desarrollo de China (CDB por sus siglas en inglés); y, a su vez, una importante inversión del sector privado que se espera se consolide en los próximos años y tenga

cada vez una participación mayor, dentro del marco normativo del sector eléctrico y de las asociaciones público –privadas, APP.

Los montos de las inversiones de generación varían con relación a las indicadas en el capítulo 4 de este Plan, debido a que por la metodología para el análisis económico financiero, se considera la inversión total del proyecto en el año de su ingreso en operación.

7.4 Costo del Servicio Eléctrico para la tarifa

El costo del servicio eléctrico con el cual se determina la tarifa o precio de venta a clientes regulados corresponde a la sumatoria entre: la valoración económica de la producción óptima de energía eléctrica (generación), el transporte por el sistema nacional interconectado hacia los centros de mayor concentración de carga eléctrica (transmisión), y la entrega y comercialización de la energía eléctrica a

los usuarios finales (distribución y comercialización).

El costo de cada una de estas actividades corresponde, principalmente, a costos fijos asociados a la prestación del servicio y a los costos variables de producción de energía presentes en la actividad de generación.

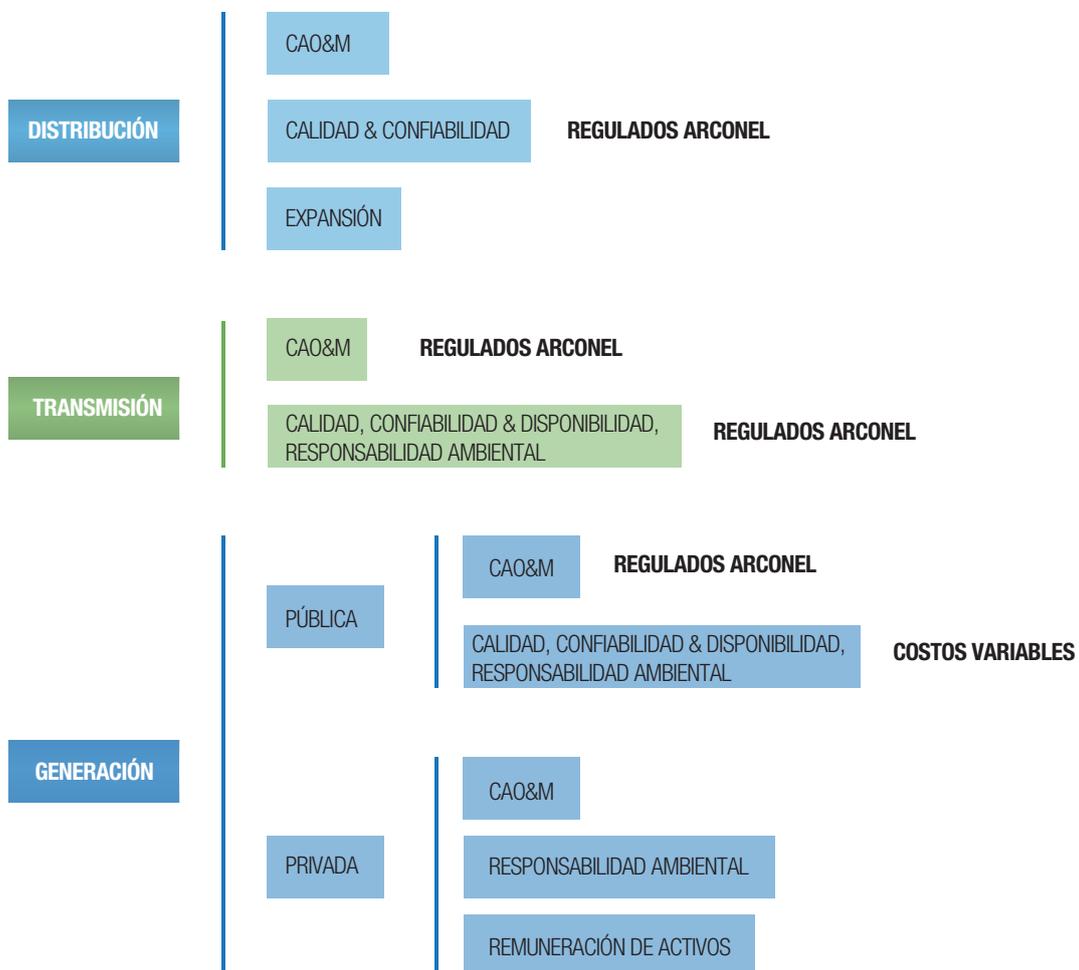


Figura Nro. 7-1: Componentes del costo del servicio eléctrico.

En la Figura Nro. 7 - 1 se ilustran los componentes del costo del servicio, y a su vez se indica que los costos fijos para cada una de las actividades de generación, transmisión y distribución, están compuestos por:

- Los costos de administración, operación y mantenimiento (AO&M),
- Los costos asociados a la calidad, confiabilidad & disponibilidad,
- Los costos asociados a la responsabilidad ambiental,

- d. Expansión del servicio eléctrico (actividad distribución); y,
- e. Para la actividad de generación se incluyen además los costos variables requeridos para la producción de energía.
- f. Para la generación privada se incluye el concepto de remuneración de la base de capital de los activos en servicio, a través de la determinación de una anualidad con tasas de descuento y vidas útiles definidas.

No se consideran los costos asociados al servicio de la deuda en las inversiones públicas realizadas con recursos del Presupuesto General del Estado.

La asignación de los costos de AO&M tiene como objetivo la valoración económica de los requerimientos para una eficiente operación y gestión de las empresas eléctricas, dentro de sus actividades, ligados a un proceso de supervisión y control de estos parámetros en base a la normativa vigente.

En este estudio se considera para la determinación del costo del servicio eléctrico: la revisión de metodologías internacionales, el procedimiento utilizado actualmente por la ARCONEL, y aquellas modificaciones aplicables para los casos de estudio, según la normativa vigente.

7.4.1 Generación

7.4.1.1 Costos fijos

Se aplica el método de asignación que consiste en un ajuste de los costos fijos, a lo largo del período de análisis, partiendo de los montos del año base hasta llegar a un valor proveniente de los referentes internacionales.

Dadas estas condiciones y sobre la base de la revisión de la metodología desarrollada para la determinación de los costos de AO&M, se ha considerado la capacidad instalada y los valores referentes internacionales, para la determinación del costo fijo de

Administración, Operación y Mantenimiento. Por otro lado, se analizó el costo fijo aprobado por el regulador en el año base, y se ha aplicado la inflación anual durante todo el horizonte de análisis, 2018-2027.

Para el caso de centrales de generación nuevas, la determinación de los costos fijos se efectúa en función de su capacidad instalada y valores referentes internacionales. Al resultado obtenido, se lo afecta por el valor de inflación para obtener la serie de tiempo.

7.4.1.2 Costos variables

Los costos variables de producción son individuales para cada central de generación y calculados considerando costos nacionales de los combustibles, eficiencias de las plantas, costos de transporte de combustible, entre otros.

En lo referente a la producción de cada unidad de generación se obtiene del resultado de las simulaciones energéticas realizadas en el modelo SDDP bajo las condiciones de demanda y expansión consideradas para el desarrollo de este plan.

7.4.2 Transmisión

En primera instancia, la metodología de determinación de los costos de transmisión consiste en tomar como base los últimos valores aprobados por el ARCONEL y afectarlos por el valor de la inflación anual; continuando con la comparación de los costos aprobados de las empresas de transmisión latinoamericanas, al igual que su monto de activos, obteniéndose así un porcentaje entre ambas variables (porcentaje referente).

Debido a que la determinación de los costos considera los activos en servicio del transmisor, se realiza una actualización anual de los

misimos, logrando expresar su valor a valores corrientes por medio de la inflación anual. Paralelamente, se incrementa la cantidad de activos y su valor, conforme los proyectos del plan de expansión de la transmisión son incorporados.

Una vez definidos los activos, a este valor se aplica el porcentaje referente, obteniéndose los datos finales de cada año, estos datos son comparados con los datos descritos en el primer acápite.

7.4.3 Distribución

Los costos de cada una de las empresas de distribución a ser utilizados en el análisis, considera los valores aprobados por la ARCONEL para el año base, a los cuales se aplica el valor de la inflación anual estimada, obteniendo los costos para todo el período de análisis. Se menciona que en el presente PME se considera al Servicio de Alumbrado Público como una actividad diferenciada a la de distribución.

Del análisis realizado se obtuvo los costos requeridos por cada una de las empresas distribuidoras como un porcentaje de sus activos en servicio. Por esta razón, es necesario llevar a cabo la actualización de los mismos, lo cual consiste en expresar su valor a precios corrientes por medio de la inflación e incrementar la cantidad de activos y su valor, con los nuevos proyectos ingresados en el año de análisis correspondiente.

7.4.4 Escenarios de análisis

Para el presente estudio se han definido dos escenarios de simulación: Caso Base y Caso Matriz Productiva, mismos que han sido seleccionados, por su representatividad e impacto dentro del sector eléctrico.

Estos escenarios son concordantes con los capítulos respectivos de demanda, plan de expansión de generación, transmisión y distribución; de la misma forma, cumplen con las políticas generales del PME. Los escenarios de simulación tienen las siguientes características:

Características para los Casos de Simulación

- Caso Matriz Productiva, el cual se diferencia del caso base, pues incluye la demanda de las industrias básicas.
- La energía generada se despacha con base en la simulación energética efectuada en escenarios representativos de hidrología correspondiente al valor esperado (hidrología media).

- El sistema de transmisión considera el reforzamiento de su infraestructura cuyo proyecto representativo es la entrada en operación de la línea de 500 kV.
- El análisis del costo medio de generación considera el precio de los combustibles con referencia nacional.
- EL servicio de alumbrado público general se lo considera como un servicio independiente a la actividad de distribución.
- Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución, entran en operación una vez finalizada su construcción total y su entrada en funcionamiento.

7.4.4.1 Parámetros de simulación

En el presente acápite se describen los parámetros de simulación aplicados para la determinación del costo del servicio, así como la estimación del déficit tarifario, en cada uno de los escenarios de análisis.

Cálculo del Costo Medio de Generación – CMG:

- Plan de expansión de generación.
- Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base la metodología aplicada.

Costo de Transmisión:

- Plan de expansión de transmisión.
- Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base de la metodología aplicada.

Costo de Distribución:

- Plan de expansión de distribución.
- Evolución de los activos y de los costos de administración, operación y mantenimiento sobre la base de la metodología explicada.

7.4.5 Análisis de resultados del Caso Base

Una vez que se aplican las metodologías correspondientes y se analizan las hipótesis y los parámetros de simulación de los respectivos escenarios, se obtienen los siguientes resultados para los casos de estudio:

En este escenario analizado del Plan Maestro de Electricidad 2018 – 2027, se considera como un monto global de inversiones de 12.679 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación porcentual se muestra en la Figura Nro. 7–2.

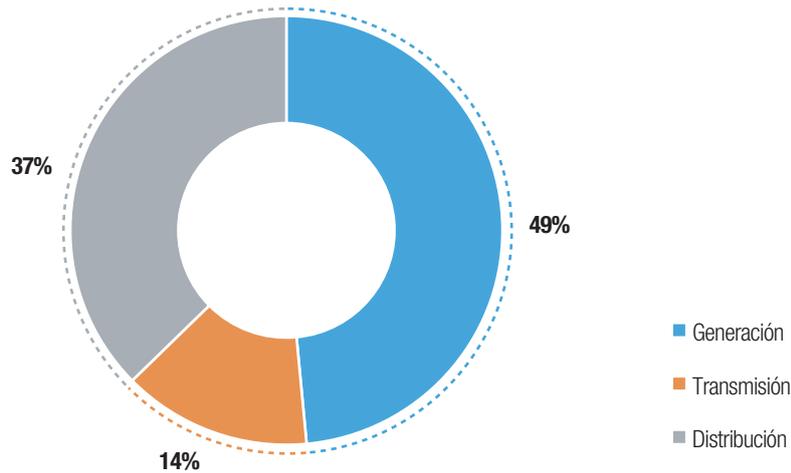


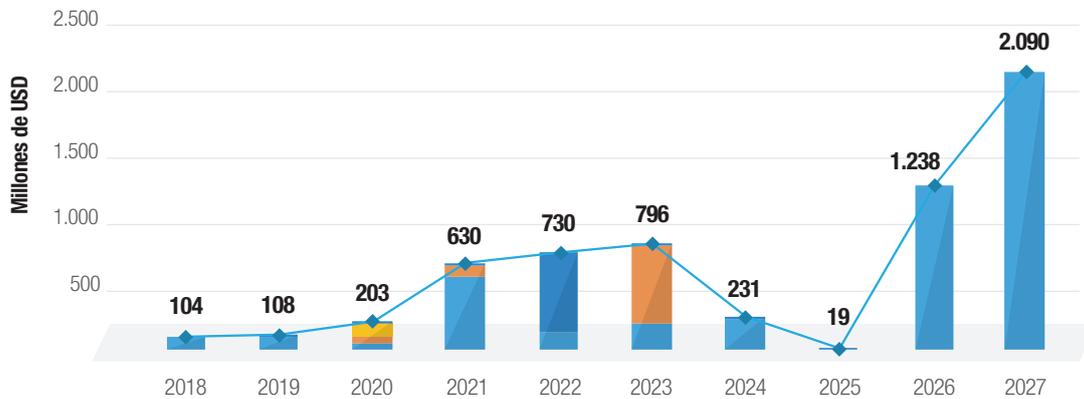
Figura Nro. 7-2: Participación de la inversión por actividad en el período del PME.

7.4.5.1 Generación

Inversión

Para el cumplimiento del Plan Maestro de Electricidad, se establece en el capítulo de expansión de la generación un requerimiento de recursos por el orden de 6.150 millones de dólares.

En la Figura Nro. 7-3 se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del período de análisis por tipo de tecnología.



Renovables	-	9	1	3	606	7	6	19	-	-
Eólico	-	-	114	-	-	-	-	-	-	-
Termoeléctrico	-	-	51	72	-	590	-	-	-	-
Hidroeléctrico	104	100	38	555	125	199	226	-	1.238	2.090
TOTAL	104	108	203	630	730	796	231	19	1.238	2.090

Figura Nro. 7-3: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología.

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento, según se lo explicó en la metodología correspondiente.

Con la entrada en operación de 29 centrales nuevas de generación, la composición de la generación eléctrica a lo largo de los diez años se conformará de la siguiente manera:

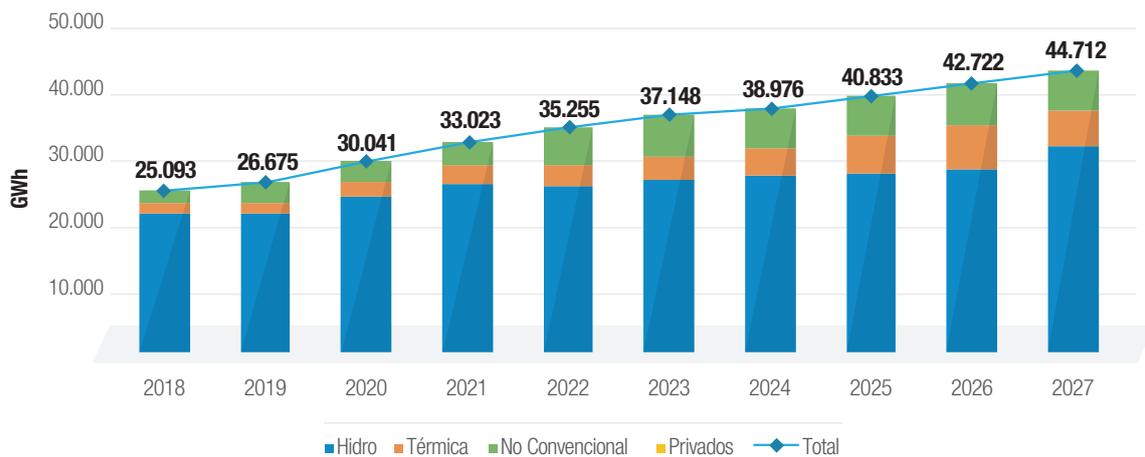


Figura Nro. 7-4: Evolución de la generación.

Se observa que en los primeros años la demanda de energía es suplida por generación hidráulica en su mayoría, desplazando a la generación térmica, sin embargo a partir del 2023 si bien la generación hidráulica

sigue creciendo la generación térmica también se amplía, así como la generación de fuentes no convencionales.

Costos Fijos

Para los diez años, el análisis de costos de las empresas de generación muestra un comportamiento variable, pues si bien los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento así como los valores inherentes a la calidad, muestran un crecimiento ordenado,

no es así para el caso de los recursos destinados para la inversión. Los cuales varían en función de los requerimientos de la etapa, así como la participación del costo unitario de generación en el costo del servicio eléctrico.

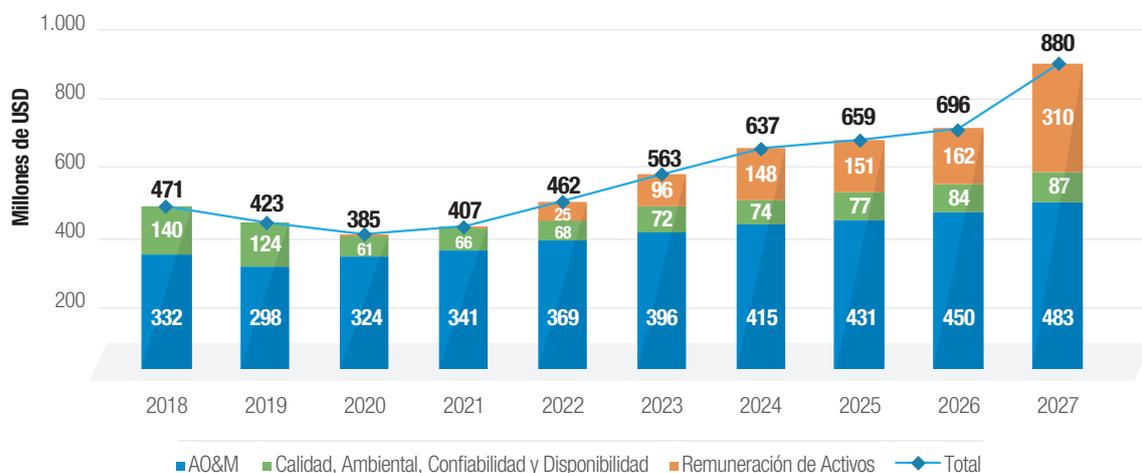


Figura Nro. 7-5: Evolución de Costos Fijos de generación – Caso Base.

Costo Medio de Generación - CMG

Este componente del costo, se calcula como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación; y como rubro de contraste, tiene la producción total de energía de ese mismo período.

Una vez que se han obtenido los costos fijos, según la metodología explicada, se aprovecha la simplicidad del esquema de contratación regulada en el S.N.I (principalmente porque los contratos regulados eliminan la incertidumbre de cambios en los precios de producción de energía de cada central), con el fin de lograr simular el probable comportamiento de los costos incurridos en la actividad de generación;

e, incorporando todos los rubros que se deben afrontar para lograr esta producción como: costos variables de producción, Impuesto de Valor Agregado -IVA- de los combustibles, pago de contratos a generadores privados, entre otras; de forma que el cálculo del Costo Medio de Generación CMG, refleje la mayor precisión posible.

El CMG es un único valor promedio anual, determinado a partir del valor esperado de la producción de las centrales de generación, y recoge las variaciones de costos de generación que se producen por la gran dependencia de la generación hidroeléctrica dentro del S.N.I, que produce el efecto de gran variación de costos entre períodos lluviosos y de estiaje.

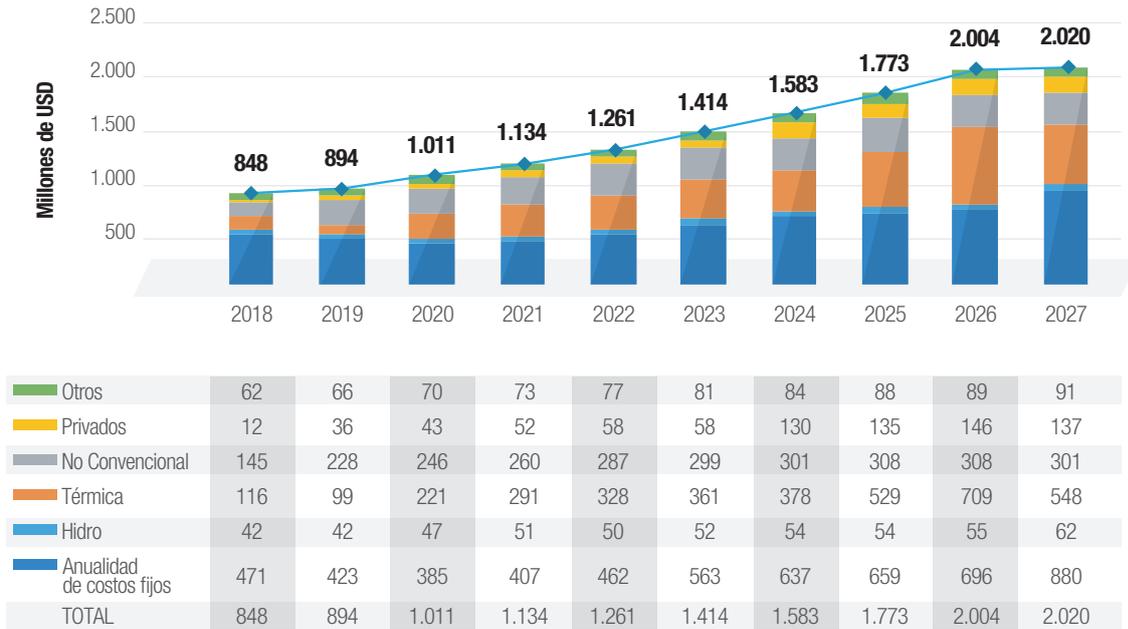


Figura Nro. 7-6: Evolución del Costo Medio de Generación - Caso Base.

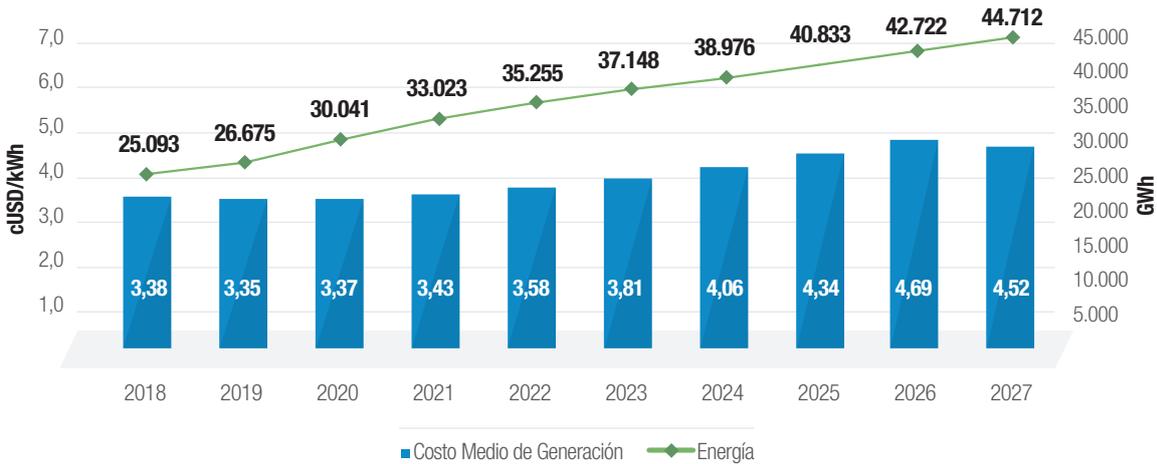


Figura Nro. 7-7: Evolución del costo medio y despacho de energía de generación - Caso Base.

7.4.5.2 Transmisión

Inversión

El presupuesto previsto para el Sistema Nacional de Transmisión – SNT, comprende un monto total de 1.793 millones de dólares para el periodo 2018-2027, de los cuales el 88% será destinado para líneas

de transmisión y el restante 12% para subestaciones, como se indica en la Tabla Nro. 7-2.

Componentes	Montos (MUSD)	Participación Total
Líneas de Transmisión	1.580.712	88%
Subestaciones	212.382	12%
Total	1.793.094	100%

Tabla Nro. 7-2: Detalle de la inversión en el sistema de transmisión – Caso Base.

De la tabla anterior, se colige que la mayor concentración de la inversión se produce en la implementación de líneas de niveles de tensión de 230 kV y 500 kV, y la implementación de nuevas

subestaciones de reducción. En la Figura Nro. 7-8 se muestra la evolución de las inversiones en líneas de transmisión y subestaciones en el SNI.

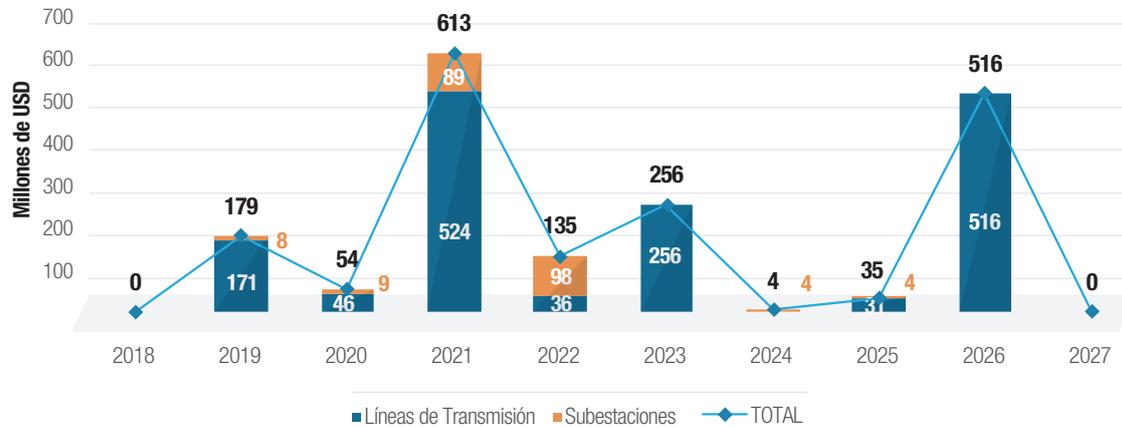


Figura Nro. 7.8: Inversiones de capital en transmisión por actividad – Caso Base.

Activos y Costos

De acuerdo al programa de inversiones para la actividad de transmisión, se incluyen estos valores dentro de los activos en

operación por sub-etapa funcional, como se muestra en la Figura Nro. 7-9.

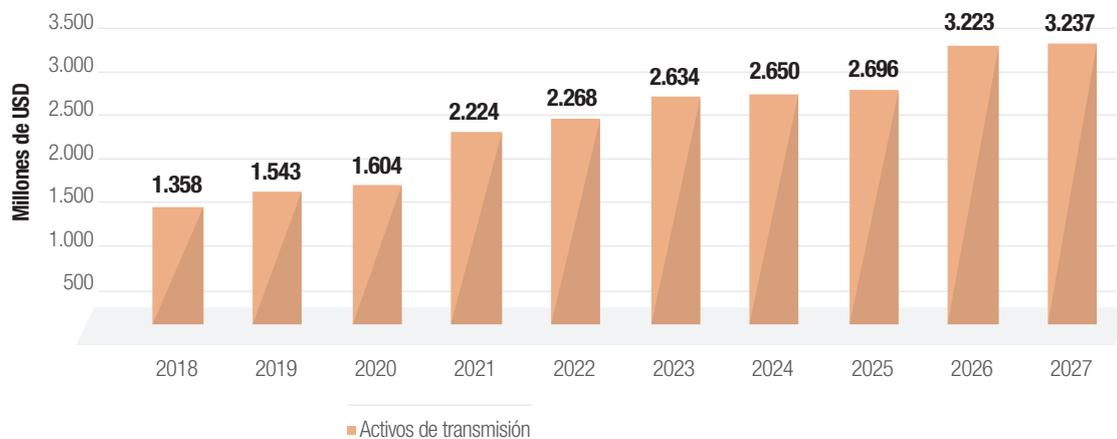


Figura Nro. 7-9: Evolución de los activos en servicio de transmisión – Caso Base.

En la Figura Nro. 7-9, se puede identificar variaciones importantes de activos a lo largo del periodo de análisis. La variación de activos es

del 138.37% respecto del año inicial de análisis 2018, alcanzando los 3.237 millones de dólares al año 2027.

Costo de Transmisión

En lo que respecta al costo total de transmisión, este mantiene la tendencia de los activos, debido a que la expansión del sistema esta correlacionada con la ampliación de los costos. Es así, que al 2027 los costos de transmisión alcanzan los 197 millones de dólares.

Conforme las mismas premisas metodológicas y las normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación, se realiza la modelación de los costos de transmisión, bajo las directrices descritas en el acápite en el que se explica

la metodología aplicada; no obstante, ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: la tarifa de transmisión se circunscribe al reconocimiento de los costos de AO&M, así como de la calidad de servicio, gestión ambiental, y confiabilidad y sostenibilidad del sistema.

Con estos antecedentes, se estima el comportamiento de la evolución de la tarifa de transmisión como resultado de comparar los costos de esta etapa (en dólares), con el total de energía que fluirá por el sistema (GWh).

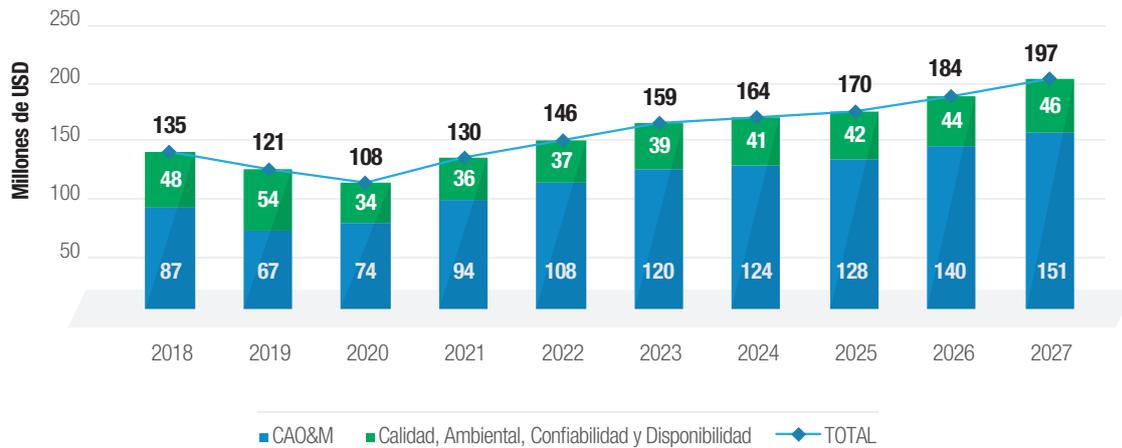


Figura Nro. 7-10: Evolución del costo de transmisión - Caso Base.

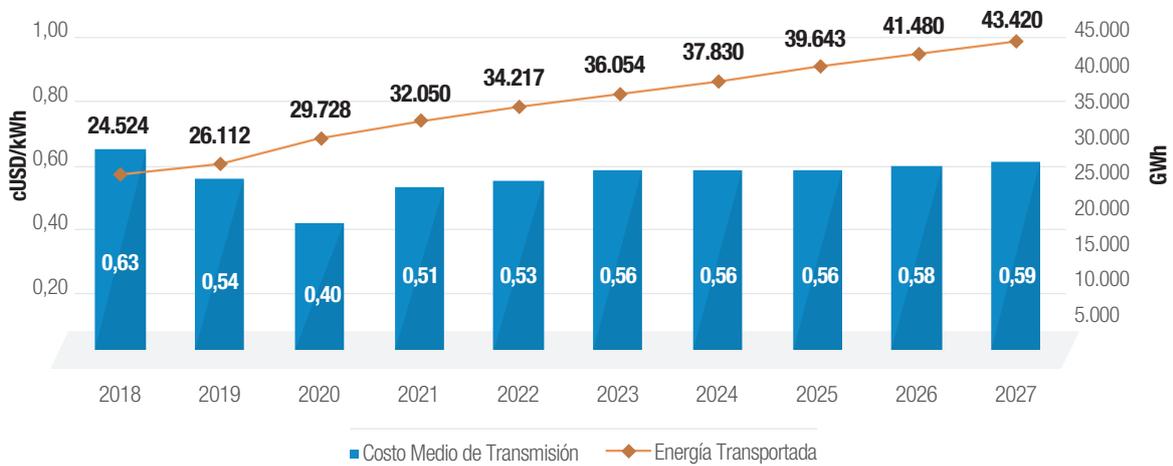


Figura Nro. 7-11: Evolución del costo de transmisión y energía transportada – Caso Base.

7.4.5.3 Distribución

La distribución constituye dentro de la cadena del sector eléctrico, el eslabón mediante el cual se coloca a disposición de los consumidores finales la oferta de generación; en este sentido, bajo la misma consideración para las anteriores actividades, se analizan los resultados obtenidos.

Inversión

El plan de expansión de distribución busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica a aproximadamente 6,43 millones de clientes regulados en el año 2027, lo que corresponde a una variación del 24% a lo largo del horizonte de tiempo analizado respecto del

año 2018. Por lo tanto, se prevé una variación en cuanto a la venta de energía eléctrica de 84.30%, respecto al año 2018, como se evidencia en la Figura Nro. 7-12. Estos aspectos se analizan en el Capítulo 3, Estudio de la Demanda Eléctrica, de este Plan.

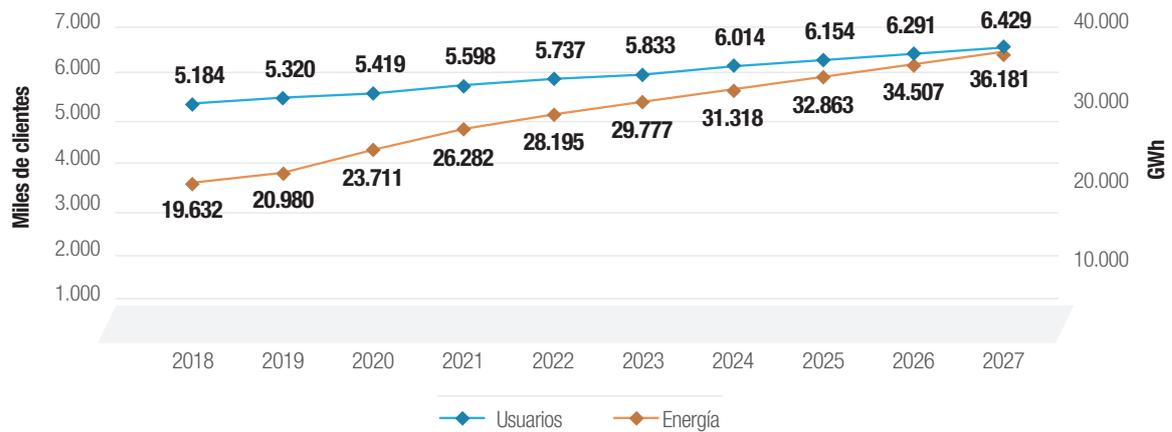


Figura Nro. 7-12: Abonados vs Venta de energía eléctrica.

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 4.736 millones de dólares, los cuáles permitirá mejorar los índices de

pérdidas, calidad del servicio, infraestructura, cobertura, y la gestión propia de las distribuidoras, como se indica en la Tabla Nro. 7-3.

Concepto	Inversión	Participación	Participación Sección
	(Millones USD)		
Acometidas y Medidores	930,09	20%	33%
Redes Secundarias	620,06	13%	
Transformadores de Distribución	682,07	14%	33%
Alimentadores Primarios	868,08	18%	
Subestaciones	544,04	11%	22%
Líneas de Subtransmisión	481,82	10%	
Instalaciones Generales	609,76	13%	13%
Total	4.735,92	100%	100%

Tabla Nro. 7-3: Detalle de la inversión en el sistema de distribución - Caso Base.

De la tabla anterior se colige que la mayor concentración de inversión se encuentra en Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios con un monto de 1.550 millones de dólares, seguida por Acometidas y Medidores y Redes Secundarias que corresponden a un monto de 1.550 millones, mientras que la inversión en Subestaciones

y Líneas de Subtransmisión asciende a 1.025 millones de dólares, que representa el 32,73%, 32,73% y 21,66% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

La Figura Nro. 7-13 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a los largo de los diez años de análisis.



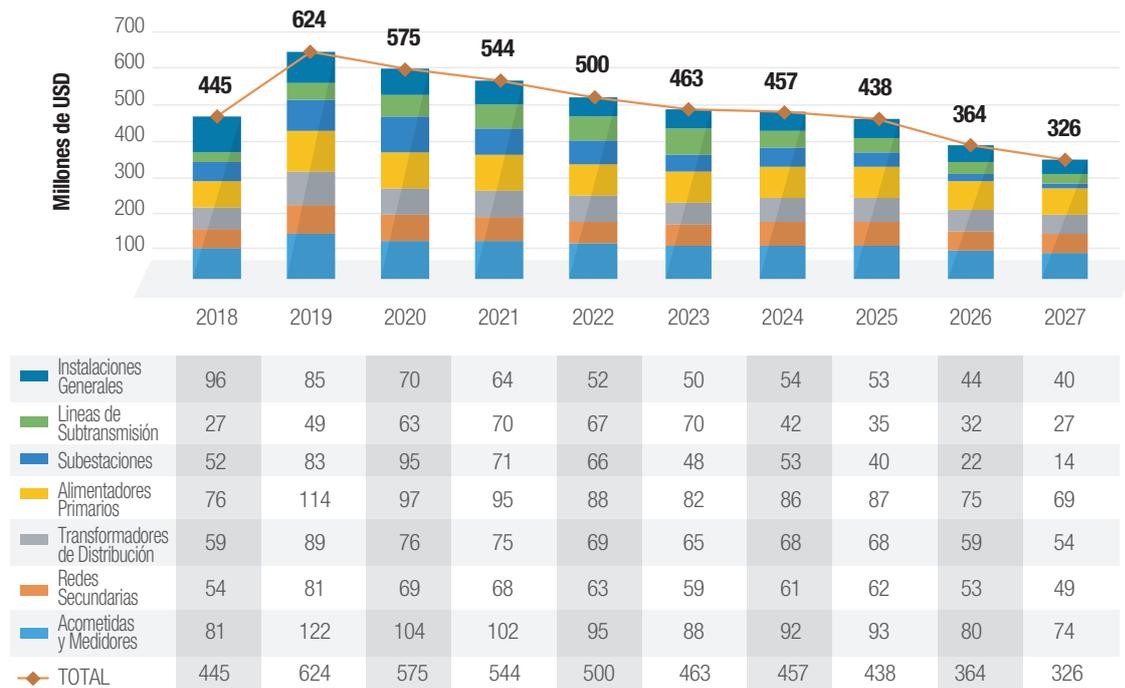


Figura Nro. 7-13: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Base.

Activos

Para el sistema de distribución, el análisis se efectúa por cada una de las empresas distribuidoras que operan en el país, y parte con la inclusión de las inversiones realizadas, las cuales se consideran como activos que entrarán en operación año a año, garantizando

que los costos obtenidos, permitan la administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio, como se muestra en la Figura Nro. 7-14.

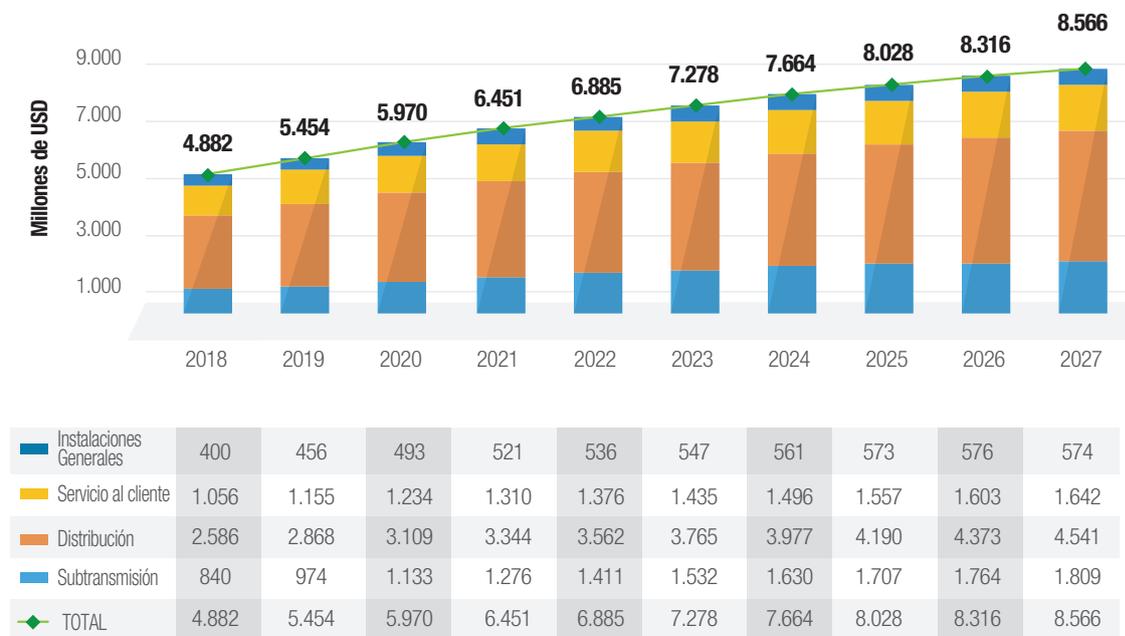


Figura Nro. 7-14: Evolución de los activos de distribución – Caso Base.

De acuerdo a las inversiones en el sistema de distribución, en su conjunto, se observa que los activos al 2018 suman 4.882 millones de dólares, mientras que para el año 2027 alcanzarían los 8.566 millones de dólares. Es importante indicar que para determinar

la evolución de los activos de distribución, para el año 2018 se ha considerado el valor de la inversión de 649 millones de dólares, conforme la información reportada de inversiones para el cálculo del Costo Total del Servicio Público de Energía Eléctrica de dicho año.

Costos

Así mismo, aplicando la metodología explicada en la sección correspondiente, y que para el caso particular del sistema de distribución, el análisis se realiza por cada empresa distribuidora

tal como la normativa lo establece, se presentan los resultados de costos, en la Figura Nro. 7-15.

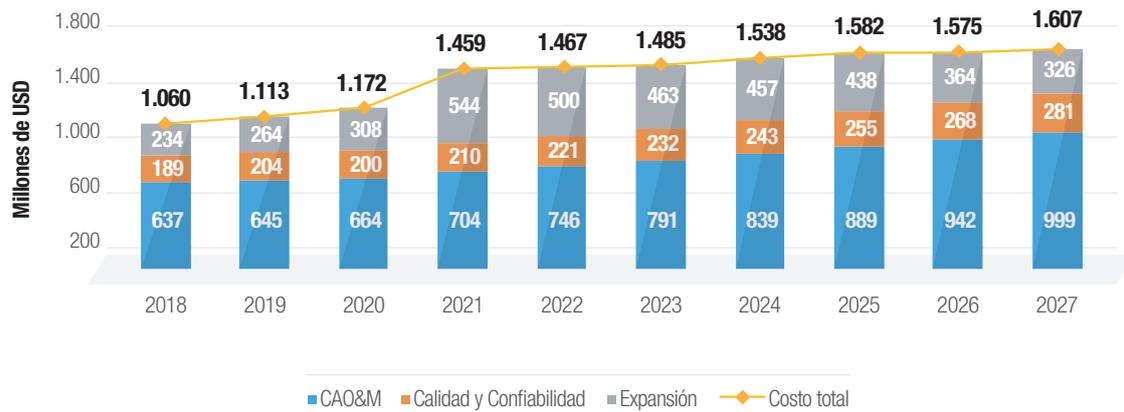


Figura Nro. 7-15: Costos de distribución – Caso Base.

En la Figura Nro. 7-15, se presentan los resultados del costo que representa operar el sistema nacional de distribución, la variación del período presenta diferentes patrones que responden tanto al proceso de ajuste de los costos del sistema, como a los altos niveles

de inversión. Por lo tanto, los costos para el año 2018 estarían en los 1.060 millones de dólares y al final del 2027 se ubicarían en USD 1.607 millones, garantizando la correcta operación del sistema de distribución.

Costo de Distribución

Conforme las mismas premisas metodológicas y legales que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de la expansión de la transmisión se ha obtenido los costos medios

de distribución, presentados para el período de análisis en la Figura Nro. 7-16.

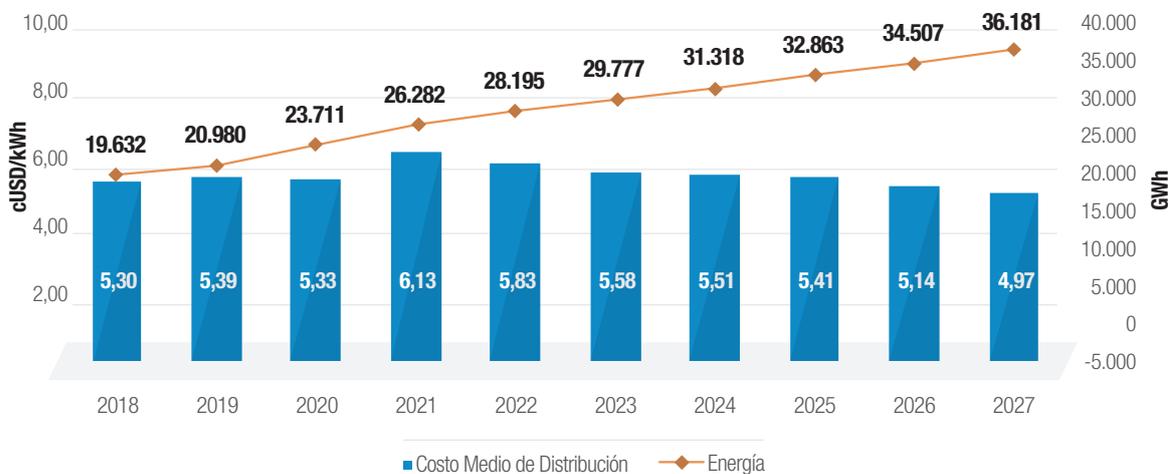


Figura Nro. 7-16: Evolución del Costo Medio de Distribución y Energía - Caso Base.

7.4.5.4 Costo del servicio y precio medio, Caso Base

De acuerdo a las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 7-17 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.



Figura Nro. 7-17: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Base.

7.4.6 Análisis de resultados del Caso Matriz Productiva

En el escenario Matriz Productiva del Plan Maestro de Electricidad 2018-2027, se considera un monto global de inversiones de 15.982 millones de dólares, que corresponden a las actividades de generación, transmisión y distribución, cuya participación se muestra en la siguiente figura.

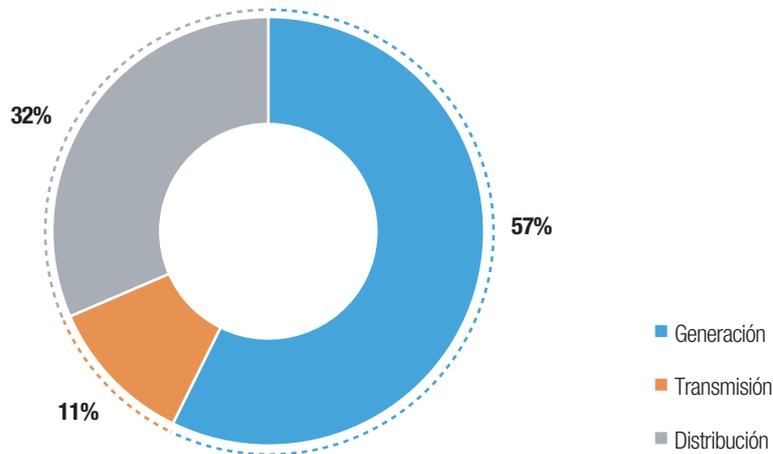


Figura Nro. 7-18: Participación de la inversión por actividad.

7.4.6.1 Generación

Inversión

En este escenario la principal diferencia respecto del caso base, se da por la inclusión de varios bloques de generación que suman 1.350 MW y por el proyecto de generación hidroeléctrica Santiago Fase II de 1.200MW, por lo que la inversión al final del periodo de análisis suma

9.155 millones de dólares. Estos aspectos se detallan en el Capítulo 5, Expansión de la Generación, de este Plan.

En la Figura Nro. 7-19, se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del periodo de análisis por tipo de tecnología.

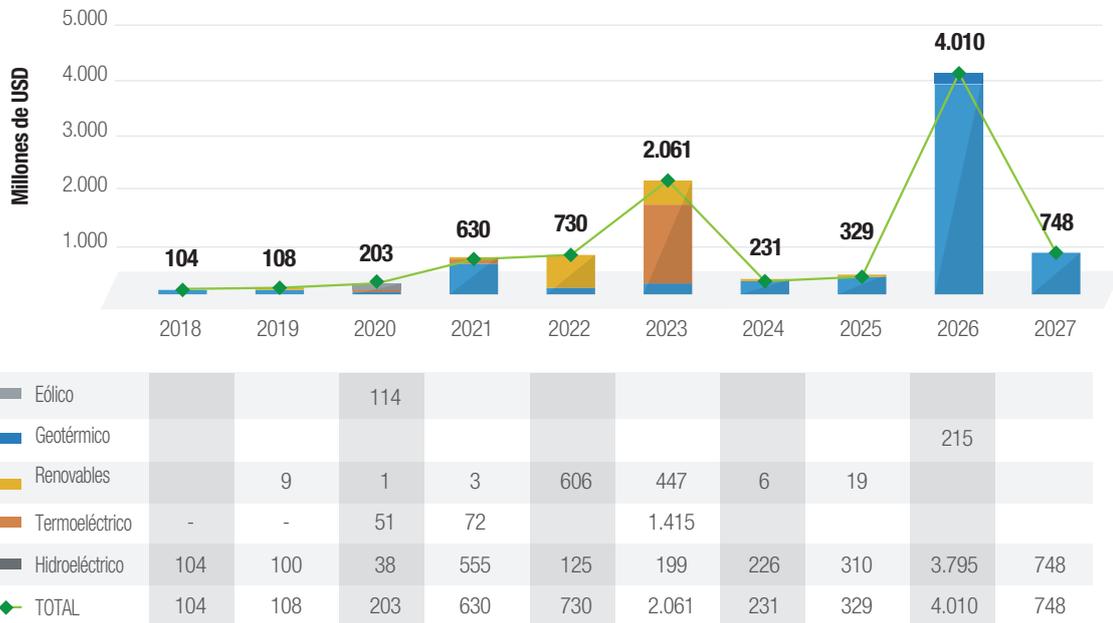


Figura Nro. 7-19: Inversiones de capital en generación por tipo de tecnología.

Esta inversión tendrá una incidencia directa en el cálculo del costo medio de generación, en cuanto a los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, según se lo explicó en la metodología correspondiente.

Con la entrada en operación de 35 centrales nuevas de generación, la composición de la generación eléctrica a lo largo de los diez años se conformará de la siguiente manera:

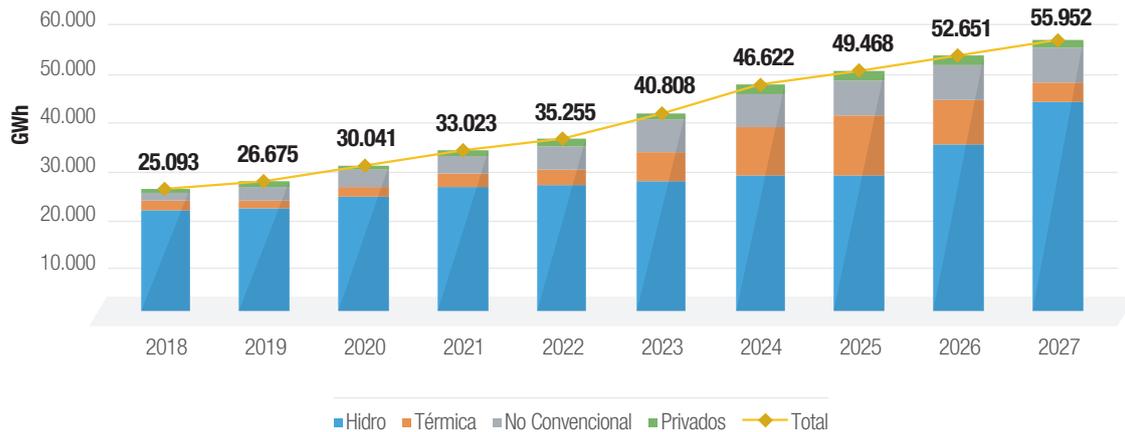


Figura Nro. 7-20: Evolución de la generación.

A lo largo del período de análisis se observa que la generación hidráulica es la principal fuente, y la entrada en operación de la nueva central Santiago Fase I y Fase II permite abastecer el crecimiento de

la demanda generada por la entrada y los requerimientos de energía de las industrias básicas.

Costos fijos

Los costos fijos presentan un comportamiento variable durante los diez años de análisis, esto debido a la entrada de nuevas centrales

de generación. En el año 2018 se partió con 471 millones y hasta el 2027 se tiene previsto alcanzar los 1.505 millones de dólares.

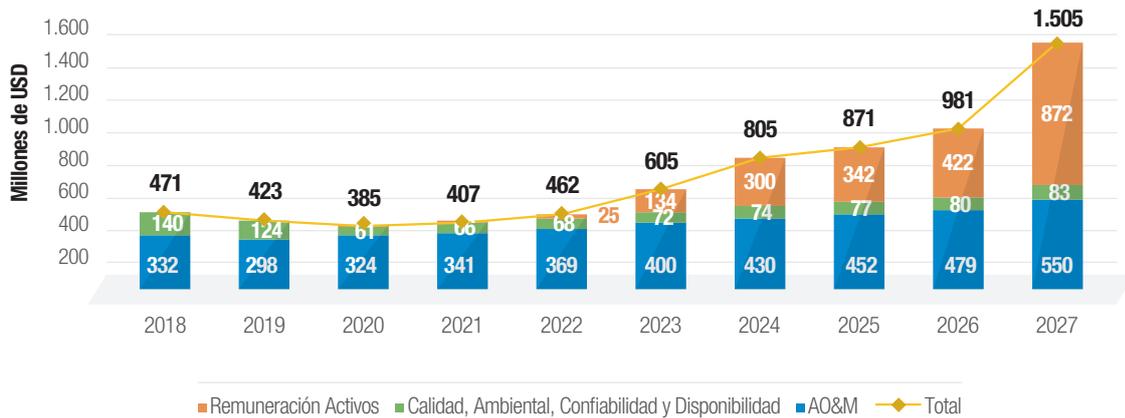


Figura Nro. 7-21: Evolución de Costos fijos de generación.

Costo Medio de Generación

Este componente del costo para el Caso Matriz Productiva, se calcula con el mismo procedimiento y alcance que para el Caso Base. Los resultados se indican en las figuras siguientes:

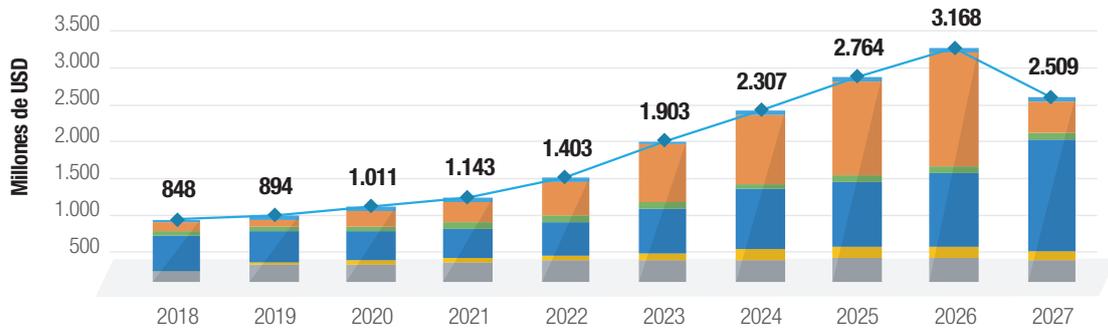


Figura Nro. 7-22: Evolución del costo medio de generación - Caso Matriz Productiva.

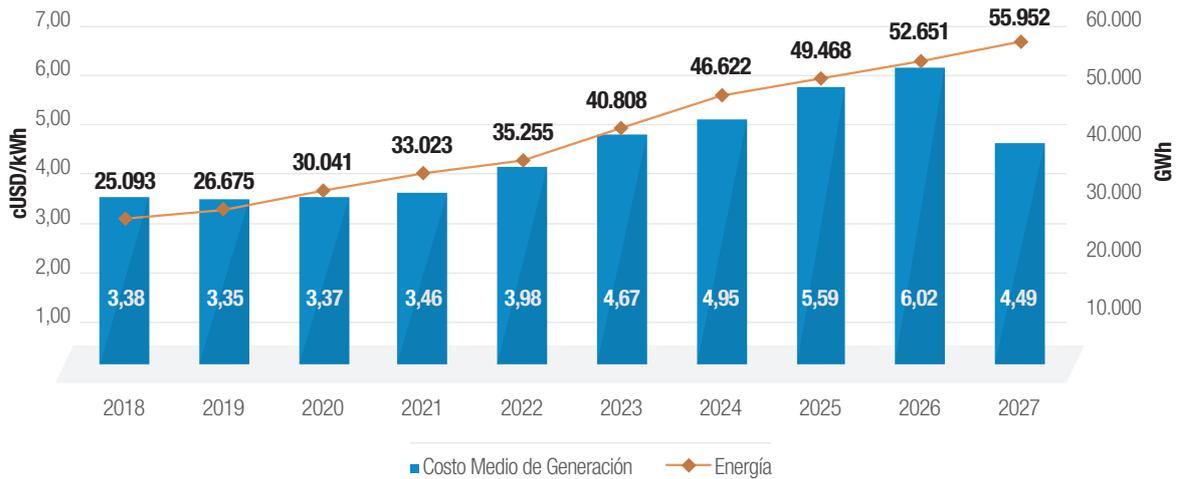


Figura Nro. 7-23: Evolución del costo de generación – Caso Matriz Productiva.

De acuerdo a lo que se observa en la Figura Nro. 7-23, el crecimiento del costo de generación está relacionado con la cantidad de energía despachada, principalmente térmica, para cubrir la demanda, como se nota en el año 2026.

La principal variación que se observa en los dos últimos años de análisis, ocurre como consecuencia de la entrada en operación de la central Santiago, que permite aportar con alrededor de 40% más de energía hidráulica, desplazando energía térmica. Esta variación genera una reducción del costo medio de generación.

7.4.6.2 Transmisión

Para el análisis de inversiones se consideró el programa del Caso Base, en los cuales están incluidas las inversiones para los proyectos hidroeléctricos Cardenillo y Santiago. Consecuentemente, como se expuso previamente, existe un importante crecimiento de las

inversiones durante el período de análisis, por lo que los activos muestran un comportamiento creciente. Para los demás proyectos de generación, tanto en el Caso Base como en el Caso Matriz Productiva, las inversiones en transmisión están incluidas en sus presupuestos.

Costo de transmisión

Conforme las mismas premisas metodológicas y normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación, se realiza la modelación de los costos de transmisión, bajo las directrices descritas en el acápite en el que se explica la metodología aplicada, no obstante, ha sido preciso efectuar la siguiente puntualización: la tarifa de transmisión se circunscribe al

reconocimiento de los costos de AO&M, así como la confiabilidad y sostenibilidad del sistema.

En lo que respecta al costo total de transmisión, este mantiene la tendencia de los activos, debido a que la expansión del sistema esta correlacionada con la ampliación de los costos. Es así, que al 2027 los costos de transmisión alcanzan los 197 millones de dólares.

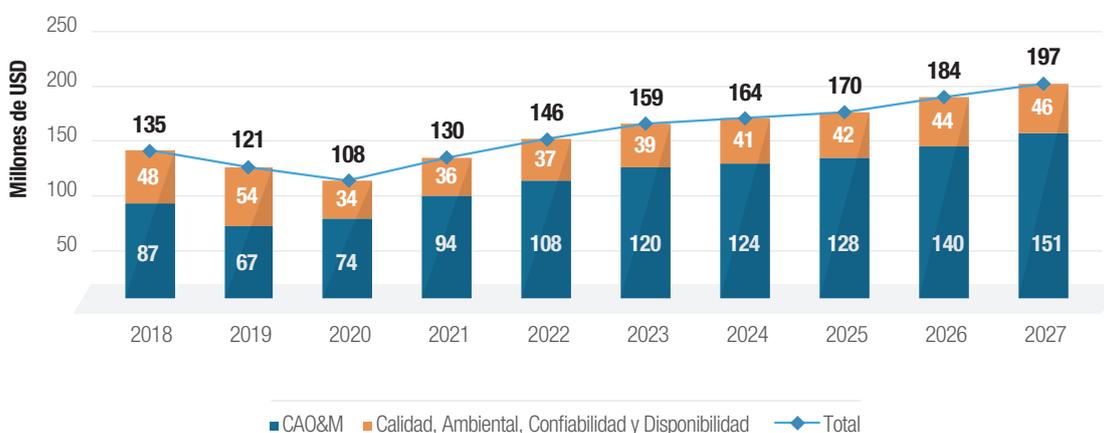


Figura Nro. 7-24: Evolución del costo de transmisión – Caso Matriz Productiva.

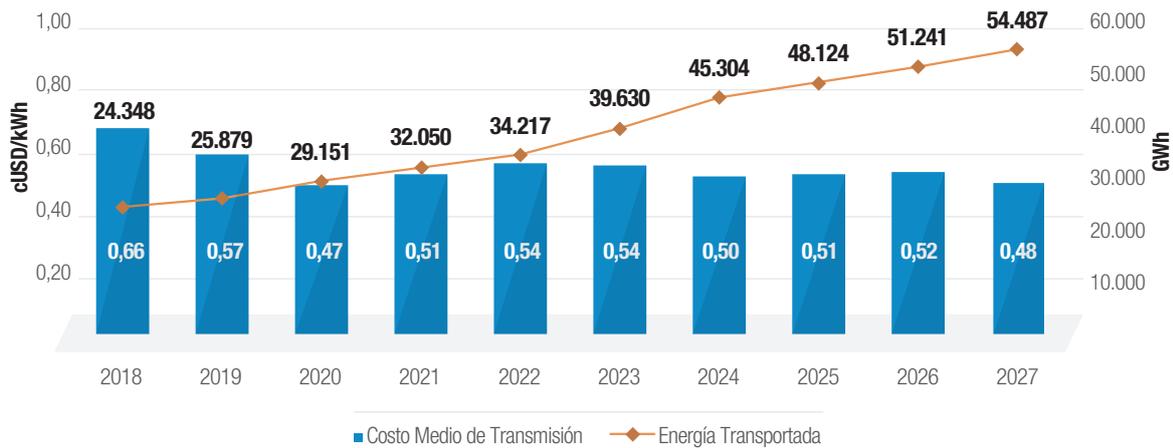


Figura Nro. 7-25: Evolución del costo de transmisión – Caso Matriz Productiva.

7.4.6.3 Distribución

Para este escenario, la distribución brindará servicio a 6,43 millones de clientes regulados, y se estima que se venda hasta 47.159 GWh el horizonte de análisis.

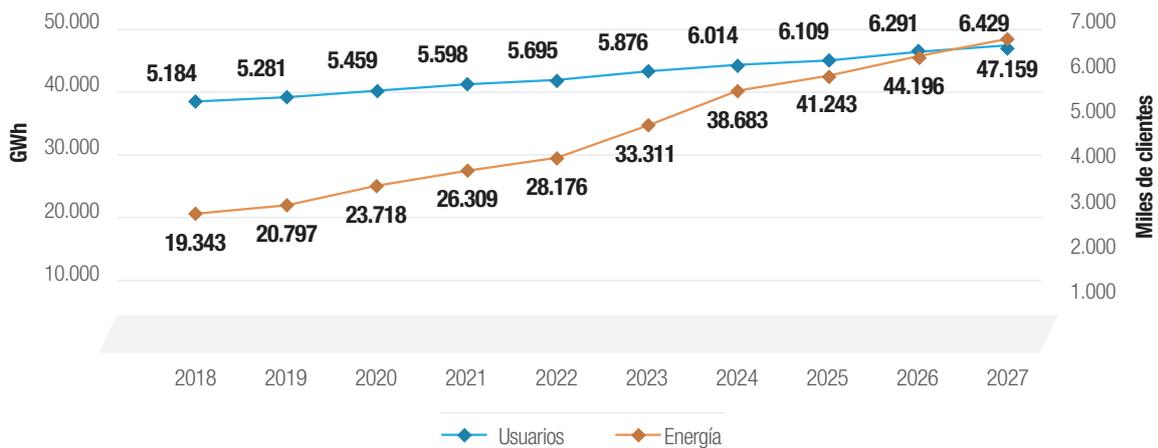


Figura Nro. 7-26: Abonados vs Ventas de energía eléctrica.

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 5.034 millones, el cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura y la gestión propia de

las distribuidoras, con el objeto de alinearlos para alcanzar las metas planteadas en el Plan Nacional del Buen Vivir – PNBV, como se indica en la Tabla Nro. 7-4.

Concepto	Inversión	Participación	Participación Sección
	(MM USD)		
Acometidas y Medidores	998,08	20%	33%
Redes Secundarias	660,05	13%	
Transformadores de Distribución	726,06	14%	
Alimentadores Primarios	924,07	18%	22%
Subestaciones	619,74	12%	
Líneas de Subtransmisión	487,66	10%	12%
Instalaciones Generales	625,95	12%	
Total	5.033,60	100%	100%

Tabla Nro. 7-4: Detalle de inversión en distribución.

De la anterior Tabla, se observa que la mayor concentración de la Inversión es en Acometidas y Medidores y Redes Secundarias con un monto de 1.650 millones de dólares y para Transformadores de Distribución y Alimentadores Primarios corresponde un monto de 1.650 millones de dólares, mientras que Subestaciones y Líneas de

Subtransmisión alcanzan 1.108 millones de dólares que representan el 32,78%, 32,78% y 22,00% del total invertido en el período de análisis, respectivamente.

La Figura Nro. 7-27 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a lo largo de los diez años.

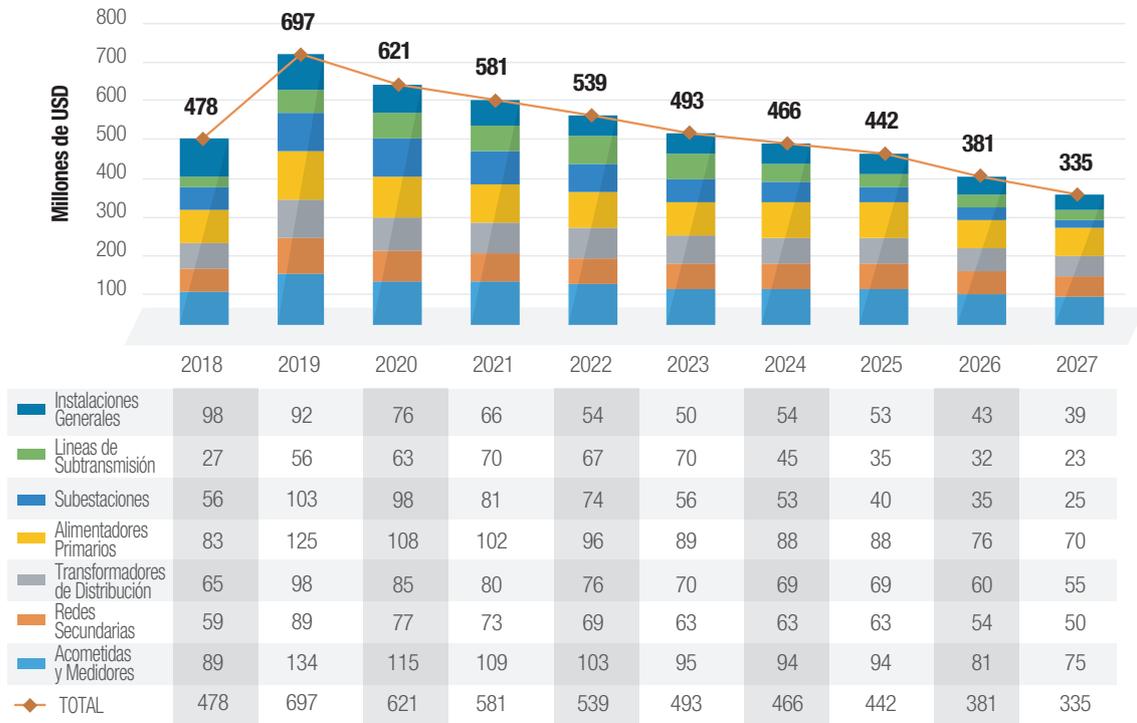


Figura Nro. 7-27: Inversión de capital en distribución por etapa funcional – Caso Matriz Productiva.

Activos

Para el sistema de distribución, el análisis se efectúa por cada una de las empresas distribuidoras que operan en el país. El cual, parte con la inclusión de las inversiones realizadas, las cuales se consideran como activos que entrarán en operación año a año, garantizando

que los costos obtenidos, permitan la administración, operación y mantenimiento de los activos en servicio, como se muestra en la Figura Nro. 7-28.

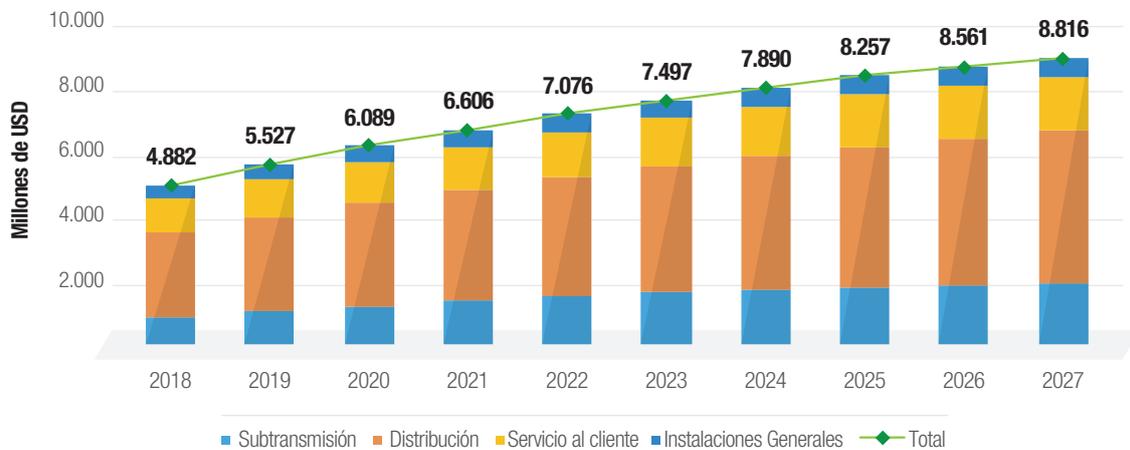


Figura Nro. 7-28: Evolución de los activos de distribución – Caso Matriz Productiva.

De acuerdo a las inversiones en el sistema de distribución, en su conjunto, se observa que los activos al 2018 suman 4.882 millones de dólares, mientras que para el año 2027 alcanzarían los 8.816 millones de dólares. Es importante indicar que para determinar

la evolución de los activos de distribución, para el año 2018 se ha considerado el valor de 478 millones de dólares, conforme la información reportada de inversiones para el cálculo del Costo Total del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Costos

Así mismo, aplicando la metodología explicada en la sección correspondiente, y que para el caso particular del sistema de distribución el análisis se realiza por cada empresa distribuidora, tal

como la normativa lo establece, se presentan los resultados del costo de la figura Nro. 7-29.

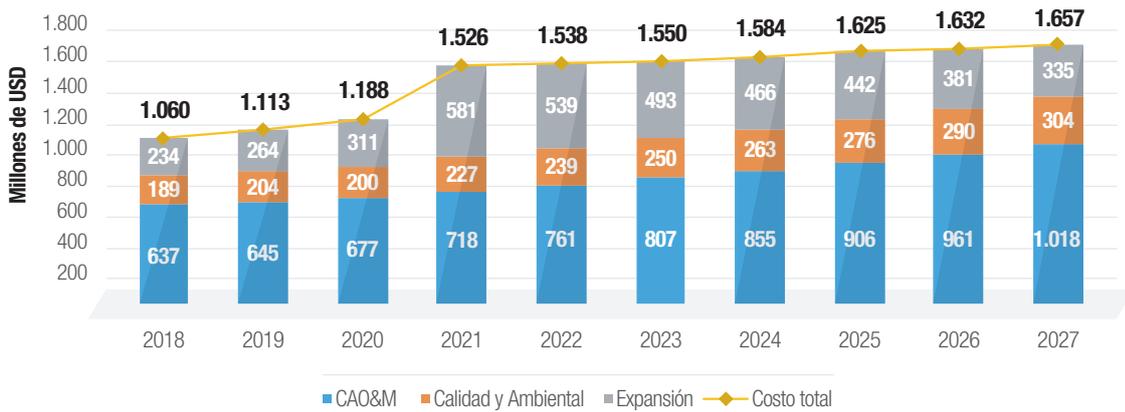


Figura Nro. 7-29: Costos de distribución – Caso Matriz Productiva.

Los resultados presentados en la Figura Nro. 7-30, representan el costo para operar el sistema nacional de distribución; las variaciones

durante el período responden tanto a los procesos de ajuste de los costos del sistema, como a los altos niveles de inversión.

Costo de Distribución

En este sentido, conforme las mismas premisas metodológicas y las normativas que orientan los resultados alcanzados en el análisis de expansión de la generación y de la expansión de la transmisión se

ha obtenido los costos de distribución, bajo las directrices descritas anteriormente.

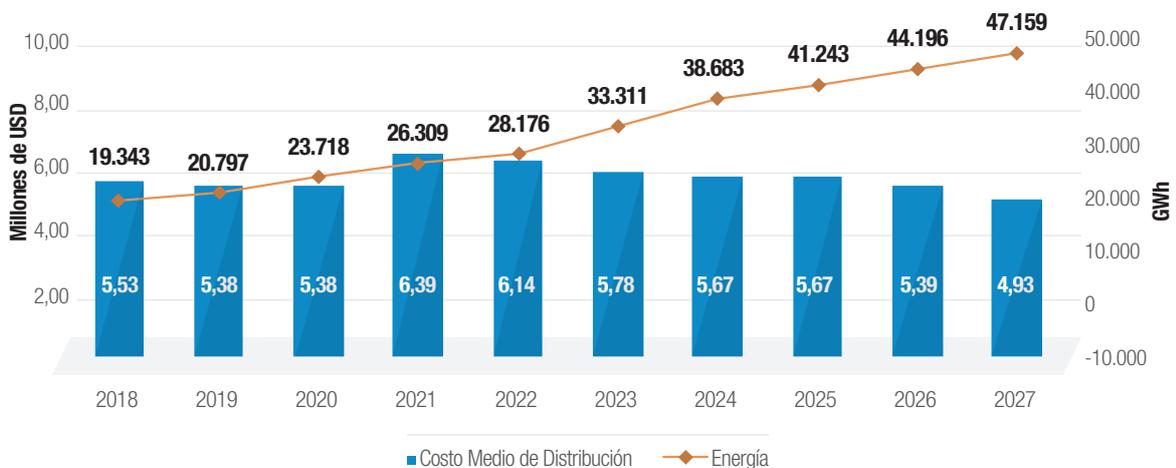


Figura Nro. 7-30: Evolución del Costos Medio de Distribución y Energía - Caso Matriz Productiva.

7.4.6.4 Costo del servicio y precio medio – Caso Matriz Productiva

Sobre la base de las premisas descritas anteriormente, en la Figura Nro. 7-31 se presentan los resultados del costo del servicio de energía eléctrica.

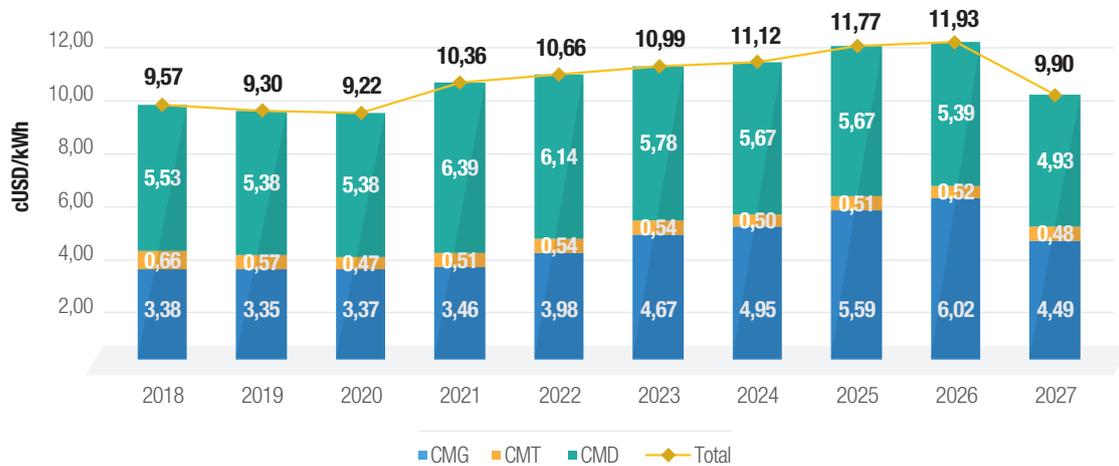


Figura Nro. 7-31: Evolución de los costos del servicio eléctrico - Caso Matriz Productiva.

En la Figura Nro. 7-31 se observa una tendencia decreciente de los costos del servicio, que es comparable con la tendencia creciente en venta de energía eléctrica. El importante crecimiento de las ventas responde a la inclusión de la demanda de las industrias básicas, las

cuales para el año 2027 llegarán a representar un 20% de las ventas totales. Para los años 2025 y 2026, se incrementa el costo medio total, debido a la mayor participación de generación térmica para abastecer la demanda.





A



INTEGRACIÓN ENERGÉTICA REGIONAL

A.1 Aspectos relevantes en la Integración

A.1.1 Visión de la integración energética

La integración energética regional es un proceso de formación de vínculos de cooperación profundos y estables, con el propósito de maximizar las potencialidades de los países en forma conjunta para intensificar su interdependencia y obtener beneficios mutuos. Considerando las características del escenario global actual, la integración ha dejado de ser una opción para convertirse en una exigencia entre los países.

En los países de América Latina y el Caribe (ALyC), el balance de recursos energéticos presenta excedentes que posibilitan los intercambios de electricidad, considerando sus abundantes y diversos recursos naturales tanto renovables como no renovables. Dentro de los recursos renovables se destaca el enorme potencial hidroeléctrico de la región, el mismo que presenta gran complementariedad entre las cuencas hidrográficas de los países, lo cual representa grandes ventajas para la región.

Entre las principales ventajas a ser obtenidas por los países con la integración, se puede señalar las siguientes: incremento de la seguridad en el suministro, uso de recursos naturales de forma conjunta, incremento en la calidad del servicio, eficiencia en las inversiones, aprovechamiento de economías de escala y menor impacto ambiental.

Hasta el momento, gran parte de la integración energética en la región se ha limitado a interconexiones físicas para comercio de combustibles y de energía eléctrica. Sin embargo, los grandes beneficios económicos de la integración se obtendrán al permitir el comercio de energía y no solo de mercancías; para ello, es necesario un desarrollo armónico de los países en cuanto a la infraestructura del sector energético así como del marco normativo correspondiente. En

este contexto, varias iniciativas de los organismos como: la Comunidad Andina de Naciones (CAN), Mercado Común del Sur (MERCOSUR), Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC), Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), entre otros, han permitido que la integración de los mercados de gas y electricidad se desarrollen paulatinamente en América del Sur; mediante reformas de los sectores de electricidad e hidrocarburos que abrieron las puertas para el desarrollo de proyectos como gasoductos internacionales y de líneas de interconexión eléctrica.

Para alcanzar los enormes beneficios de la integración energética es fundamental caminar hacia la definición de políticas energéticas comunes que busquen priorizar la integración, asimismo se debe propender a desarrollar una matriz energética regional que permita la formulación de un plan energético a nivel de la región. De igual manera, se debe continuar trabajando en la implementación de infraestructuras robustas que permitan los intercambios energéticos, así como en la armonización de marcos regulatorios y comerciales.

Además, para avanzar en la integración se debe tomar en cuenta aspectos como: coordinación de las inversiones energéticas, marco institucional, valoración de los beneficios, así como el rol de las nuevas fuentes de energía y el cambio climático. La integración energética puede y debe convertirse en el principal catalizador que permita impulsar el proceso de integración en la región.

Finalmente, la obtención de las ventajas del proceso de integración energética radica en un alto nivel de voluntad política, aspecto que generará directrices homogéneas vinculantes, las mismas que se deberán traducir en acciones comunes que tiendan hacia la conformación de mercados energéticos regionales.

A.1.2 Políticas energéticas para el sector eléctrico

El sector eléctrico ecuatoriano, al tener un rol estratégico y protagónico en la economía del país, tiene como responsabilidad cumplir con una planificación integral en base a los grandes intereses nacionales. En este sentido, la Constitución de la República, el Plan Nacional de

Desarrollo³⁴, la Ley Orgánica del Servicio Público Energía Eléctrica “LOSPEE” y la Agenda Nacional de Energía 2016-2040, han definido políticas energéticas, las cuales deben ser observadas y aplicadas en el ámbito de la integración regional.

34. Plan Nacional del Buen Toda una Vida 2017-2021.

A.1.2.1 Marco legal

Constitución de la República del Ecuador

El Artículo 416 de la Constitución de la República del Ecuador, señala que, “Las relaciones del Ecuador con la comunidad internacional responderán a los intereses del pueblo ecuatoriano, al que le rendirán sus responsables y ejecutores”; y, por tanto, entre otros aspectos proclama la independencia e igualdad jurídica de los Estados; e, impulsa prioritariamente la integración política, cultural y económica de la Región Andina, de América del Sur y Latinoamérica.

El Artículo 423 de la Carta Magna preceptúa que, “La integración, en especial con los países de Latinoamérica y el Caribe, será un objetivo estratégico del Estado. En todas las instancias y procesos de integración, el Estado ecuatoriano se comprometerá a:

- Promover estrategias conjuntas de manejo sustentable del patrimonio natural, en especial la regulación de la actividad

extractiva; la cooperación y complementación energética sustentable; la conservación de la biodiversidad, los ecosistemas y el agua; la investigación, el desarrollo científico y el intercambio de conocimientos y tecnología; y, la implementación de estrategias coordinadas de soberanía alimentaria.

- Fortalecer la armonización de las legislaciones nacionales con énfasis en los derechos y regímenes laboral, migratorio, fronterizo, ambiental, social, educativo, y de salud pública, de acuerdo con los principios de progresividad y no de regresividad.
- Favorecer la consolidación de organizaciones de carácter supranacional conformadas por Estados de América y del Caribe, así como la suscripción de tratados y otros instrumentos internacionales de integración regional.”

Decreto Ejecutivo 399

La Disposición General Segunda del Decreto Ejecutivo No. 399 de 15 de mayo de 2018, establece que en toda la normativa vigente que se refiere al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, se lea “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables”.

Por otra parte, en el Tercer Suplemento del Registro Oficial No. 418 del 16 de enero de 2015, se promulgó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica –LOSPÉE–, la cual en su artículo 12 estipula “Atribuciones y deberes.- Son atribuciones y deberes del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en materia eléctrica, energía renovable y eficiencia energética: 1. Ejercer la representación del Estado ante organismos nacionales e internacionales y, acordar

los lineamientos para su armonización normativa; 2. Dictar las políticas y dirigir los procesos para su aplicación; 7. Fijar la política de importación y exportación de energía eléctrica; 8. Promover la Integración Eléctrica Regional.”

El Artículo 45 de la Ley ibídem, establece que: “las interconexiones internacionales de electricidad serán permitidas de acuerdo con las disponibilidades y necesidades del sector eléctrico y estarán sujetas a la Constitución de la República del Ecuador, los tratados e instrumentos internacionales y a las regulaciones que se dicten para el efecto.”

Políticas - Integración Eléctrica

En concordancia con la normativa vigente, a continuación se establecen las siguientes políticas en materia de interconexiones internacionales e integración eléctrica:

- Promover los intercambios internacionales de electricidad a fin de optimizar el uso de los recursos energéticos del país y aprovechar las complementariedades energéticas existentes con otros países, para fomentar el desarrollo económico del país.
- Sustentar los intercambios internacionales de electricidad en principios de seguridad, eficiencia, calidad, reciprocidad, equidad, transparencia y sostenibilidad, promoviendo el desarrollo de los sistemas eléctricos.
- Potenciar el uso de la infraestructura de generación y transmisión del país a través de los intercambios de electricidad, optimizando los beneficios económicos mediante la implementación de procesos de coordinación eficientes con los países de la región,

tanto técnicos como comerciales, sin afectar las condiciones técnicas y económicas del abastecimiento de la demanda nacional.

- Incorporar el desarrollo de las interconexiones internacionales en la planificación de la expansión y promover los intercambios internacionales mediante el diseño y aplicación de instrumentos comerciales que permitan apalancar inversiones tanto en generación como en transmisión.
- Aprovechar la infraestructura eléctrica disponible entre países vecinos para el abastecimiento del servicio eléctrico en poblaciones ubicadas en zonas de frontera, basados en principios de cooperación y buena vecindad.
- Contribuir al cumplimiento de los acuerdos internacionales y promover una participación activa del país en el campo eléctrico dentro de los organismos supranacionales.

A.1.3 Evolución de la normativa supranacional para el intercambio de electricidad

En el ámbito de la integración eléctrica, los representantes de los países miembros de la Comunidad Andina –CAN- promulgaron en diciembre de 2002 la Decisión CAN 536, la misma que se alcanzó en base a la consecución de hitos relevantes, entre los que se destacan:

- “Acuerdo para la Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”; suscrito en la reunión de Cartagena de Indias (Colombia), el 22 de septiembre de 2001.
- “Propuesta de Armonización de Marcos Normativos – noviembre 2001”; preparada por los Organismos Reguladores de Electricidad de los países miembros; en las reuniones de Quito (Ecuador) y Caracas (Venezuela), de diciembre de 2001 y enero 2002, respectivamente.
- “Acuerdo Complementario al de Interconexión Regional de los Sistemas Eléctricos y el Intercambio Internacional de Energía Eléctrica”; suscrito el 19 de abril de 2002 en Quito.

Acorde con lo dispuesto en la Decisión CAN 536, se creó el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad –CANREL-, como órgano encargado de velar por la aplicación de la Decisión CAN 536 en la región.

En marzo de 2003 se creó el Grupo de Trabajo de los Organismos Reguladores (GTOR), una instancia técnica conformada por representantes de los organismos reguladores, a quienes se les encargó analizar y elaborar propuestas conducentes a la armonización regulatoria para aplicar la Decisión CAN 536.

Con base en la referida norma supranacional, se realizaron intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia por siete años, desde marzo de 2003. El 11 de mayo de 2009, en la XI Reunión del CANREL, los delegados de los Países Miembros, considerando que es necesario analizar y modificar los lineamientos establecidos en la norma supranacional para que pueda desarrollarse efectivamente un mercado regional de energía eléctrica, mostraron interés en la revisión de la Decisión CAN 536 y propusieron suspender dicha norma supranacional transitoriamente por un período de hasta dos años, generando para el efecto un régimen transitorio que sea aplicable a las transacciones existentes entre Ecuador y Colombia.

La Comisión de la Comunidad Andina en reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 4 de noviembre de 2009, aprobó la Decisión CAN 720, publicada el 5 de noviembre de 2009 en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena; la cual, entre los principales aspectos, estableció la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un período de dos años y definió un régimen transitorio aplicable a las transacciones entre Ecuador y Colombia, en el que se determinó un tratamiento diferenciado para los precios de los mercados internos y los precios de oferta de exportación de cada país y la asignación equitativa de las rentas de congestión entre el país importador y el país exportador.

Como consecuencia de los análisis efectuados al interior del GTOR y considerando la existencia de una nueva realidad del sector eléctrico al interior de cada uno de los Países Miembros, en la XXIII Reunión de GTOR, realizada el 9 de diciembre de 2010, se acordó solicitar a CANREL extender a Perú las facultades otorgadas a Colombia y Ecuador y, en paralelo, continuar con el análisis de los principios de la Decisión CAN 536 para avanzar en la definición de un sistema que contemple la aplicación de diversos modelos para realizar en el futuro interconexiones de los sistemas eléctricos en la subregión e intercambios de electricidad intracomunitarios.

Desde la aprobación de la Decisión CAN 720, las delegaciones de los países miembros han realizado varias reuniones para analizar los lineamientos de la Decisión CAN 536 con el fin de establecer los nuevos criterios para afianzar la integración eléctrica regional. En la reunión de Ministros y Altas Autoridades encargadas del sector eléctrico de los países miembros de la Comunidad Andina y de la hermana República de Chile, realizada en Galápagos el 2 de abril de 2011, se acordó solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión CAN 720 hasta que se adopte una Decisión final sobre la revisión del marco general de la Decisión CAN 536, así como la opción de suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

El CANREL, en su XIII Reunión Ordinaria, realizada el 11 de agosto de 2011, recomendó prorrogar el plazo de suspensión, revisar la Decisión CAN 536 y aprobar los regímenes transitorios para Colombia - Ecuador y para Ecuador - Perú. En tal sentido, la Comisión de la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los Ministros de Energía, el 22 de agosto de 2011, aprobó la Decisión CAN 757 y se publicó en la Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena; la misma que se refiere a la vigencia de la Decisión CAN 536, la cual establece dos anexos transitorios para los intercambios de electricidad entre Colombia - Ecuador; y, Ecuador - Perú; adicionalmente, se mantiene la suspensión de la Decisión CAN 536 hasta por un lapso de dos años.

Los señores Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la iniciativa denominada “Sistema de Interconexión Eléctrica Andina - SINEA”, acordaron implementar acciones sobre los temas relacionados con la infraestructura eléctrica de cada país y los mecanismos para avanzar en un proceso de integración eléctrica regional; aspectos expresados en las reuniones efectuadas en: Lima - Perú (25 de febrero de 2011); Galápagos – Ecuador (2 de abril de 2011); Lima – Perú (22 de julio de 2011); Bogotá – Colombia (15 de noviembre de 2011).

El 27 de septiembre de 2012, en Santiago de Chile, los señores Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector eléctrico de las Repúblicas de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú, en el marco de la iniciativa SINEA, aprobaron iniciar dos estudios, financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo –BID-, uno de Armonización Regulatoria y otro de Planificación de la Infraestructura de Transmisión³⁵.

35. Planificación y estudio de factibilidad de la infraestructura de integración eléctrica de los países andinos.

A.1.4 Impacto de la normativa supranacional en los intercambios de electricidad

Con base a lo dispuesto en la Decisión CAN 536, Ecuador y Colombia han realizado intercambios efectivos de electricidad desde el 1 de marzo de 2003, con beneficios en el ámbito técnico y económico para los dos países miembros. Sin embargo, considerando los resultados obtenidos en los primeros años de las transacciones entre ambos países, Ecuador advirtió en el año 2007 la existencia de un desequilibrio económico y motivó un análisis de los aspectos técnicos y económicos que estarían produciendo barreras al desarrollo de las interconexiones eléctricas regionales.

Considerando los aspectos de detalle a nivel técnico y económico expuestos por el Ecuador en el seno del GTOR, las delegaciones de los Países Miembros acordaron en la X Reunión del CANREL, realizada el 3 de diciembre de 2008, que las Rentas de Congestión, sean asignadas en partes iguales, 50 % al exportador y 50 % al importador, sin afectar a la demanda del país exportador; además, los Países Miembros de la Comunidad Andina también acordaron que no existirá una discriminación en el tratamiento que se conceda a los

agentes internos y externos en cada país, excepto para la oferta de electricidad, en el cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda extranjera.

Por otra parte, y como ya se ha mencionado, en la reunión de los Ministros, Viceministros y altos funcionarios del sector de energía de los países de la Comunidad Andina y Chile, realizada en Galápagos en abril de 2011, se acordó solicitar una prórroga de la vigencia de la Decisión 720, así como para que se puedan suscribir convenios bilaterales entre Ecuador y Perú.

Por lo expuesto en los párrafos anteriores, los nuevos lineamientos han obligado la elaboración de nuevos preceptos normativos, mismos que han sido integrados en la Decisión CAN 757, y los cuales han determinado que los países miembros procedan a armonizar su normativa interna.

Los principales aspectos técnicos y económicos de la armonización regulatoria se muestran en los siguientes numerales.

A.1.4.1 Marco normativo para el intercambio de electricidad entre Ecuador – Colombia

El marco normativo que rige los intercambios de energía entre Ecuador y Colombia ha sido expedido tanto por el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC (actualmente ARCONEL) y por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, organismos que son los Entes Reguladores de Ecuador y Colombia, respectivamente. Esta normativa comprende los siguientes documentos: Resoluciones CREG 04 de 2003; CREG 096 de 2008; CREG 160 de 2009, incluyendo todas sus reformas; y, Regulación No. CONELEC 004/10 expedida en el 2010, con sus reformas.

Con base a lo citado, el intercambio intracomunitario de electricidad entre Colombia y Ecuador se efectúa conforme a las siguientes reglas fundamentales, contenidas en el Anexo I de la Decisión CAN 757: No se discriminará en el tratamiento que se conceda a los agentes internos y externos de cada país, excepto para la oferta de electricidad, en la cual se discriminarán los precios para la demanda nacional y demanda externa.

1. Se garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.
2. El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.
3. Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.
4. La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces, elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.
5. Colombia y Ecuador asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad con precios y tarifas que reflejan costos

económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante.

6. Colombia y Ecuador permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipulaciones en los contratos para los mercados nacionales. Colombia y Ecuador permitirán también la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países conforme a los marcos bilaterales contenidos en la presente Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la presente Decisión.
7. Colombia y Ecuador permitirán las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo.
8. Colombia y Ecuador promoverán la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura de transporte de electricidad para las interconexiones internacionales.
9. Las rentas de congestión que se originen por la diferencia de precios en los extremos del enlace internacional, entre Colombia y Ecuador, no serán asignadas a los propietarios del mismo, sino que serán asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir el 50 % para el sistema importador y el 50 % para el sistema exportador, y no serán afectadas por la ejecución de contratos de exportación. En caso de haber contratos de exportación, el agente exportador deberá reconocer a los mercados las rentas de congestión, en una cantidad igual a la proporción de su intercambio horario respecto del intercambio total en la respectiva hora.
10. Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados.

A.1.4.1.1 Intercambios por seguridad

Para el caso de Colombia, en las TIE se realizan intercambios de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica en cualquiera de las siguientes condiciones:

1. Cuando exista capacidad remanente en el enlace internacional.
2. Cuando no se haya programado una TIE por el enlace internacional.

En todos los casos, la programación de una importación para suplir generación de seguridad, será la resultante de incluir en el despacho programado un recurso con precio de oferta igual al precio de oferta en el nodo frontera del país exportador, y con disponibilidad igual al menor valor entre la cantidad dispuesta para exportación por parte del

país exportador y la capacidad remanente del enlace.

En caso de que el sistema ecuatoriano requiera generación por seguridad, calidad de servicio o por emergencia, a través del enlace internacional, será posible realizar tal transferencia considerándola como un caso de excepción de una importación de electricidad, con lo cual no se requerirá efectuar la comparación de precios en los nodos frontera, puesto que ingresará al sistema eléctrico ecuatoriano como una generación forzada u obligada, aplicándole el concepto de lo establecido en la Regulación vigente sobre restricciones e inflexibilidades operativas y pagándose con el precio correspondiente a la oferta de esa generación de seguridad, por cada bloque de energía solicitado.

A.1.4.1.2 Asignación de pérdidas de transmisión

Para efectos de la liquidación y facturación de una exportación, las pérdidas asociadas con el enlace internacional las asume la demanda del país importador.

A.1.4.1.3 Asignación de rentas de congestión

Las rentas de congestión son originadas por la diferencia de precios en los nodos frontera y de conformidad con lo establecido en la Decisión CAN 757, dichas rentas son asignadas en partes iguales para cada mercado, es decir 50 % para el sistema importador y 50 % para el sistema exportador.

En tal sentido, el mercado colombiano al realizar las exportaciones de electricidad, los recursos de las rentas que correspondan al sistema importador serán considerados por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC-. La demanda internacional de despacho económico coordinado participa también de esta asignación, en proporción a la energía importada por el sistema eléctrico que la representa a través de los enlaces internacionales. El ASIC considerará estos recursos como un saldo a favor del sistema importador.

Por otra parte, en el caso de una exportación desde el mercado ecuatoriano, el 50 % de las rentas de congestión será asignada a la Corporación Eléctrica del Ecuador EP -CELEC EP-, para que sean usadas para la expansión en las actividades de generación y transmisión y el 50 % que le corresponde a la demanda internacional será descontado por el CENACE al mercado importador en la respectiva factura.

De la misma forma, para una importación del mercado ecuatoriano, las rentas de congestión que correspondan al mercado importador, serán asignadas a los distribuidores en forma proporcional a su demanda comercial del período al que corresponden esas rentas de congestión y servirán para cubrir futuros pagos correspondientes a las garantías semanales por importación de electricidad.

A.1.4.1.4 Coordinación de los sistemas eléctricos de Ecuador y Colombia

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, las TIE's entre Colombia y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas primeramente en la Decisión CAN 536, que ahora han sido plasmadas en la Decisión CAN 757. En resumen, los intercambios de electricidad establecidos para el día siguiente y de emergencia, serán realizados por los operadores de los mercados de los países, Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. –XM- en Colombia y el Operador Nacional de Electricidad –CENACE- en

Ecuador, con el objetivo de minimizar los costos operativos en ambos mercados sujeto a la restricción de capacidad de la interconexión. Los agentes individuales siguen operando en sus respectivos mercados y, en la actualidad, no se han suscrito contratos financieros para compraventa de energía entre agentes de ambos países.

En la siguiente figura se ilustra el esquema general establecido para la operación de las TIE Colombia – Ecuador.

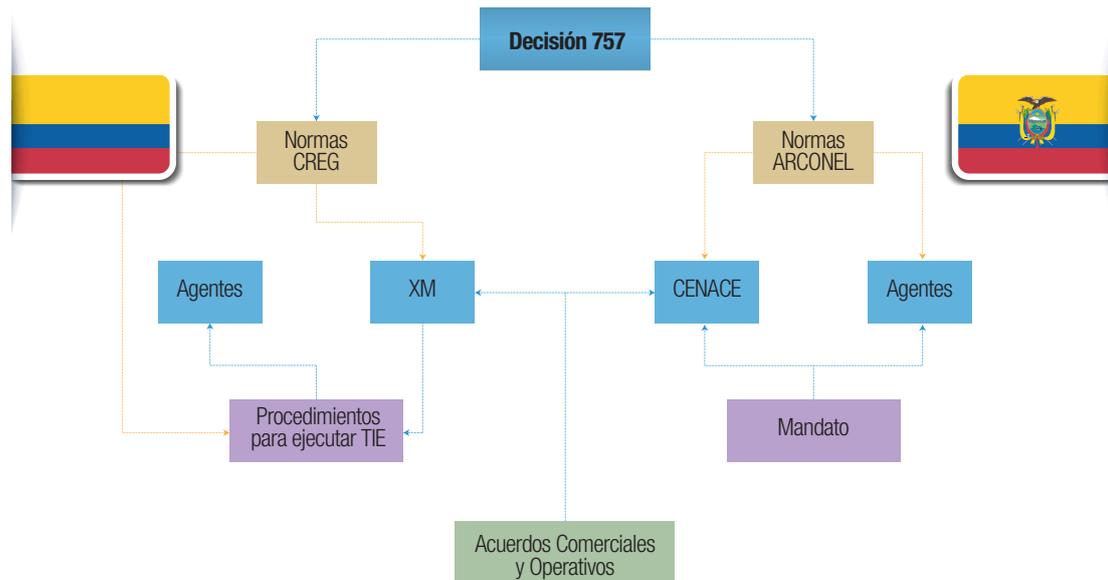


Figura Nro. A 1: Esquema de las TIE Colombia – Ecuador

A.1.4.2 Marco normativo para el intercambio de electricidad entre Ecuador – Perú

En lo referente a los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador, las reglas generales están contenidas en el Anexo II de la Decisión 757, las que han permitido la elaboración de normas complementarias en cada país, en el caso peruano se ha expedido el Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión CAN 757, el cual ha sido publicado en el Registro Oficial “El Peruano”. Por su parte, la normativa aplicable en el caso ecuatoriano ha ido actualizándose a fin de facilitar los intercambios de electricidad entre ambos países, en tal sentido la Regulación No. ARCONEL 002/15, expedida en el año 2015, establece los lineamientos técnicos y comerciales a ser cumplidos por el Operador Nacional de Electricidad -CENACE-, el Agente Habilitado y los demás agentes involucrados, para efectuar los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, en aplicación a las disposiciones establecidas en la normativa supranacional expedida por la CAN.

Por lo expuesto, el intercambio intracomunitario de electricidad entre Perú y Ecuador se efectúa conforme a los lineamientos contenidos en el Anexo II de la Decisión CAN 757, los cuales de forma general citan lo siguiente:

1. Los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador, aplicando como base:
 - a. Los excedentes de potencia y energía serán determinados por los operadores de cada país, y serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o mantener la seguridad del suministro de cada uno de ellos, sobre la base de la normativa interna de cada país.
 - b. Los intercambios de electricidad no se basan en despachos económicos conjuntos de ambos sistemas.
2. El intercambio de electricidad se realizará mediante contratos bilaterales de suministro entre los Agentes autorizados por las entidades que designen Ecuador y Perú, hasta el límite de la capacidad de transmisión que establezcan los operadores de

los sistemas eléctricos. Para tal efecto, se tomará en cuenta lo siguiente:

- a. En el caso de Perú, se entiende por Agentes peruanos a los Generadores, los Distribuidores y los Usuarios Libres, conforme a su marco legal interno.
- b. En el caso de Ecuador, se entiende por Agentes ecuatorianos a los definidos conforme a su marco normativo interno.
- c. El suministro de electricidad, a través de los contratos bilaterales, tendrá el carácter de interrumpible, para lo cual, el operador del sistema exportador considerará el abastecimiento a su demanda, las restricciones técnicas y las situaciones de emergencia de su sistema.
- d. La demanda asociada a los contratos bilaterales no requiere respaldo en potencia ni energía firme.
- e. Los contratos bilaterales podrán contar con mecanismos de garantía de pago y los esquemas de pago, que sean acordados por los Agentes.
- f. En los contratos bilaterales que suscriban los Agentes se podrán estipular mecanismos de solución de controversias, al amparo de las normas que rigen la Comunidad Andina, o a través de un proceso arbitral.
- g. Los precios en los contratos bilaterales serán estipulados por acuerdo entre los Agentes intervinientes.

Ecuador y Perú permitirán la libre contratación de sus agentes con agentes de otros países, conforme a los marcos bilaterales contenidos en la Decisión y demás acuerdos bilaterales que se suscriban con otros países también en el marco de la Decisión. Dichos agentes deberán estar habilitados para realizar operaciones de importación o exportación de electricidad de acuerdo con la legislación interna de sus respectivos países.

1. El tratamiento interno de los intercambios de electricidad en la programación y operación del despacho económico, debe considerar las decisiones de importación y exportación reportadas por los Agentes contratantes, para lo cual cada país expedirá la normativa que corresponda.

2. La demanda asociada a los intercambios de electricidad no se tomará en cuenta para la determinación de: a) los costos marginales de los sistemas; b) la máxima demanda del sistema exportador; y, c) las tarifas aplicables a los consumidores del sistema exportador.
3. El Agente exportador asumirá, internamente en su país, los costos marginales de su sistema, más todos los costos asociados al intercambio de electricidad, entre los cuales se consideran los siguientes:
 - a. Los costos adicionales de las unidades que operaron para atender la energía exportada.
 - b. Los costos por servicios complementarios e inflexibilidades operativas asociados a la exportación.
 - c. Los cargos regulados como peajes u otros que correspondan.
 - d. Un cargo por capacidad para la exportación, según se determine en la normativa interna de Ecuador y Perú.
4. Cuando se requiera utilizar el sistema eléctrico de Ecuador o Perú como tránsito y exista la factibilidad técnica para atender un contrato con un Agente de un tercer país, el Agente exportador deberá pagar al país de tránsito por los conceptos a que hacen referencia los literales b y c del numeral 3 antes descrito.
 - a. Esta operación no obligará al país de tránsito a suplir la energía no entregada por el país exportador, ni afectará a su mercado interno.
 - b. El país de tránsito no podrá utilizar esta energía para cubrir su demanda interna.
5. El Agente exportador peruano no asumirá el cargo por potencia regulado asociado a la energía exportada. Al Agente exportador ecuatoriano no se le asignará pago por potencia asociado a la energía exportada.
6. El Agente importador asumirá, internamente en su país, los cargos determinados regulatoriamente, como potencia, peajes u otros que correspondan.
7. El Agente importador peruano, en el caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores, sólo cuando se trate de situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna.

8. Los operadores de los respectivos sistemas se comunicarán recíprocamente sobre las situaciones de emergencia o restricciones técnicas que se produzcan en sus sistemas y que puedan afectar a los intercambios de electricidad.

El Operador Nacional de Electricidad –CENACE- y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional –COES-, que son los operadores en Ecuador y Perú respectivamente, realizan el despacho económico de los recursos de generación, para el efecto se considera únicamente los excedentes de energía y la demanda internacional, en los extremos del enlace. Los intercambios de electricidad entre ambos países, se realizan una vez acordado los intercambios de electricidad entre Ecuador y Colombia con recursos de generación propios de cada país.

Para la exportación de electricidad por parte del Ecuador, una vez abastecida la demanda nacional, el operador establece por bloques de demanda, la capacidad máxima de transferencia en el enlace, definida por los estudios eléctricos. En caso de que las condiciones operativas del sistema ecuatoriano afecten la disponibilidad de excedentes, el operador está facultado a efectuar una reprogramación de la exportación.

La liquidación comercial de los contratos bilaterales, es realizada por el Agente Habilitado, para lo cual cuenta con el apoyo del operador. Para este efecto, en el caso ecuatoriano, el CENACE remite periódicamente la información operativa que requiera el Agente y participa en el análisis de los intercambios resultantes del contrato bilateral.

De acuerdo a lo expuesto, los intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador han sido posibles gracias a los principios y reglas fundamentales establecidas en la Decisión CAN 757, misma que marca un hito importante desde el 2011, la cual establece el marco de referencia para las transacciones internacionales de electricidad entre ambos países Andinos. En resumen, éstas consisten en intercambios establecidos por medio de contratos bilaterales entre agentes habilitados de ambos países, los cuales se basan en excedentes de energía y potencia de los sistemas.

En la siguiente figura se ilustra el esquema general para la realización de los intercambios de electricidad entre Perú – Ecuador.

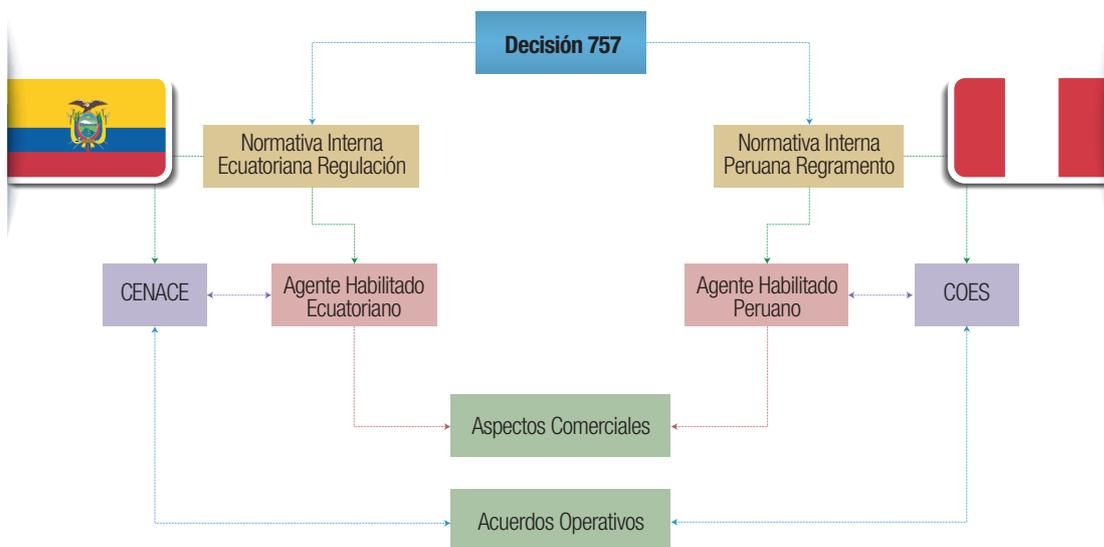


Figura Nro. A-2: Esquema para los intercambios de electricidad Perú – Ecuador

A.1.4.3 Reglamentación para aplicación de la Decisión 816

La Decisión 816 ha generado un hito relevante lo que ha conllevado a cumplir dos etapas, las cuales se describen a continuación:

1. Etapa transitoria: En la cual se realizarán intercambios de electricidad entre Ecuador, Colombia y Perú bajo la normativa binacional vigente.
2. Etapa permanente: Con la elaboración y expedición de los Reglamentos de detalle para aplicación de la Decisión 816, se pondrá en vigencia la etapa permanente en la cual se efectuarán únicamente transacciones de compra y venta de energía en base a los excedentes de energía que tenga cada país, una vez abastecida su demanda interna.

El esquema de estas etapas se muestra en la siguiente figura.



Figura Nro. A 3: Hoja de Ruta – Aprobación de Reglamentos Decisión CAN 816

La Disposición Transitoria Primera de la Decisión 816 dispone que, “La Secretaría General adoptará mediante Resolución a propuesta y previa opinión favorable del CANREL, los Reglamentos señalados a continuación; y para tal efecto dicho Comité elaborará un cronograma para el desarrollo de los mismos que permitirán la aplicación de la presente Decisión:

- a. El Reglamento Operativo, que incluirá las condiciones operativas que regirán los intercambios de compra y venta de electricidad.
- b. El Reglamento Comercial, que incluirá las condiciones y procedimientos para la liquidación, facturación y pago de las TIE, el tipo de garantías financieras, la metodología de cálculo y el procedimiento para su implementación.

- c. El Reglamento de designación, funciones y responsabilidades del Coordinador Regional

Los reglamentos a los que se refieren los literales a) y b), considerarán el procedimiento de funcionamiento del Mercado del Día Anterior y del Mercado Intradiario; el procedimiento de Despacho Económico Coordinado y el algoritmo del modelo del Despacho Económico Coordinado, según corresponda.”

Bajo esta consideración, los organismos reguladores de los países miembros trabajaran conjuntamente a fin de elaborar los reglamentos; sin perjuicio de lo citado, se adiciona que para la elaboración de cada reglamento se ha asignado a un país coordinador como se muestra en la siguiente tabla:

Responsable	Tipo de Reglamento
Colombia	Comercial
Perú	Coordinador Regional
Ecuador	Operativo

Tabla Nro. A 1: Responsables de la elaboración de los Reglamentos - Decisión CAN 816

Por lo expuesto y dada la coyuntura en el marco del SINEA, las actividades a ser ejecutadas por los países coordinadores también contarán con el apoyo de consultores que guiarán el proceso en cada país y actuarán como coordinadores y actores activos en la

elaboración de dichos documentos, en tal sentido a continuación se muestra en diagrama esquemático sobre el cual se ejecutarán las acciones pertinentes que conducirán al objetivo, esto es la aprobación de los mencionados reglamentos:

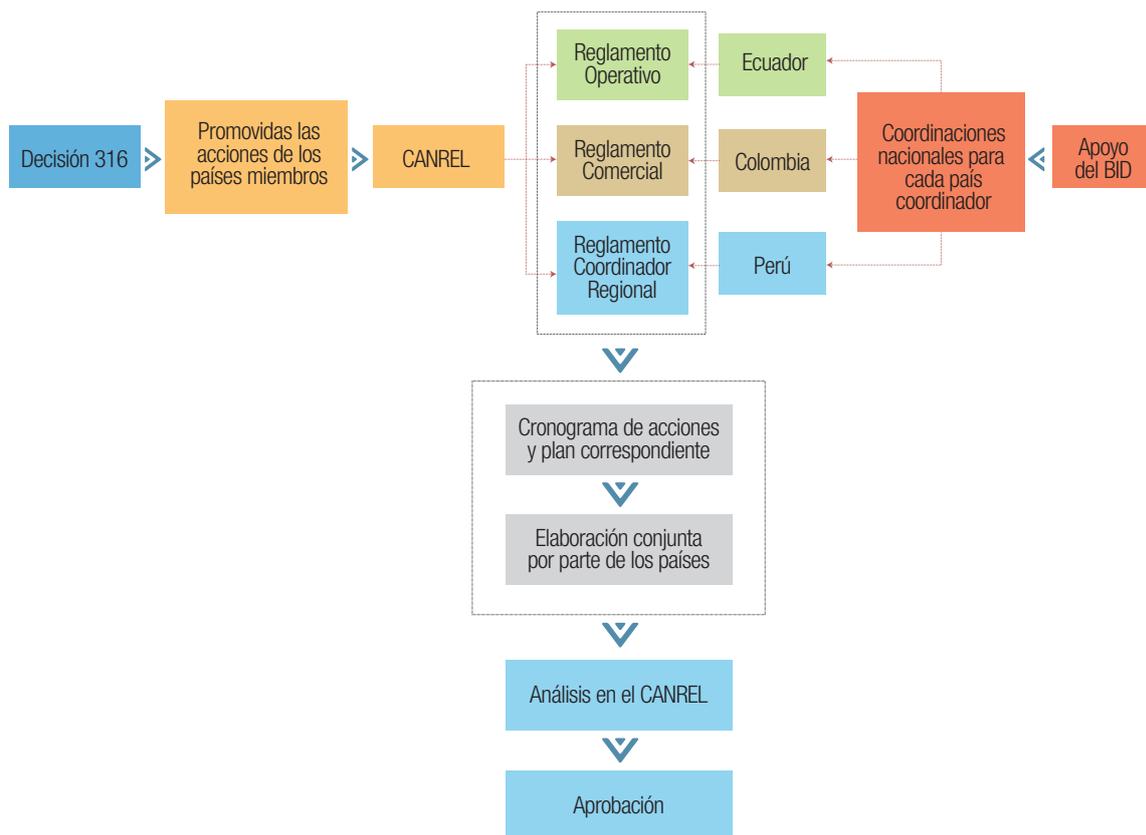


Figura Nro. A 4: Diagrama esquemático – Aprobación de Reglamentos Decisión CAN 816

A.2 Intercambios de Electricidad

A.2.1 Características de la infraestructura usada para los intercambios de electricidad

A.2.1.1 Infraestructura a nivel de Transmisión Ecuador – Colombia

En el año 1999, las subestaciones Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia se conectaron a través de una línea de transmisión de 138 kV circuito simple con conductor calibre 477 MCM ACSR, de 15,49 km de longitud, de los cuales 5,61 km se localizaban en el Ecuador (Tulcán – Frontera). Adicionalmente en la Subestación Tulcán se implementó una posición para conexión de la línea de 138 kV; esta posición incluyó los sistemas de supervisión, control y medición requeridos para la operación y protección de las instalaciones. Esta interconexión actualmente está operando de forma radial intercambiando energía entre ambos sistemas.

En el 2003, se realizó la interconexión a 230 kV de los sistemas eléctricos ecuatoriano y colombiano, con la entrada en operación de la línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, doble circuito, conductor ACAR 1200, de 221,6 km de longitud, de los cuales 137 km (Pomasqui – Frontera) se construyeron en territorio ecuatoriano. La capacidad de transferencia de potencia por esta línea es del orden de los 250 MVA.

Con la experiencia de la primera interconexión a 230 kV entre Ecuador y Colombia, TRANSELECTRIC analizó la factibilidad de construir

una segunda línea de transmisión de características similares a la primera. En el año 2008, entró en operación esta segunda línea de transmisión 230 kV Pomasqui – Jamondino, con lo cual la capacidad de transferencia entre los dos sistemas aumentó a 500 MVA.

Con el objeto de un mejor aprovechamiento de la capacidad de intercambio entre los dos sistemas, en el sistema ecuatoriano se construyeron varias instalaciones de transmisión, entre las principales se citan:

- La instalación de dos transformadores 230/138 kV de 300 MVA cada uno, instalados en la Subestación Pomasqui, que permiten transferir la energía a la parte norte del Sistema Nacional Interconectado, la cual sirve también para el abastecimiento de la demanda de la Empresa Eléctrica Quito.
- Interconexión con una línea de transmisión 230 kV doble circuito entre las subestaciones Pomasqui y Santa Rosa, con el objeto de intercambiar energía entre el sistema colombiano y el sistema de transmisión troncal del SNI.

- Instalación de un banco de reactores de 25 MVAR, necesarios para la regulación del voltaje de las barras de 230 kV en la Subestación Pomasqui.

Adicionalmente se instalaron sistemas de control, entre ellos el de supervisión para el Control Automático de Generación “AGC” en la Subestación Pomasqui y también lo hizo Colombia en la Subestación Jamondino, necesarios para el control de los intercambios de potencia entre los sistemas ecuatoriano y colombiano, realizados desde las centrales de generación habilitadas para AGC.

El intercambio de potencia Colombia – Ecuador se encuentra en el rango de -300 MW a 200 MW durante todos los periodos del día (en el sentido Colombia hacia Ecuador). Este rango de intercambio fue establecido, en el estudio de actualización de febrero de 2017, como medida remedial ante eventos de desconexión de grandes bloques de generación en la red ecuatoriana (desde noviembre de 2016) y posterior desconexión de demanda en el sistema colombiano. Actualmente, se está diseñando un nuevo esquema de separación de áreas en Jamondino 230 kV, más robusto y flexible, que permita incrementar el intercambio en ambos sentidos, Colombia a Ecuador y Ecuador a Colombia.

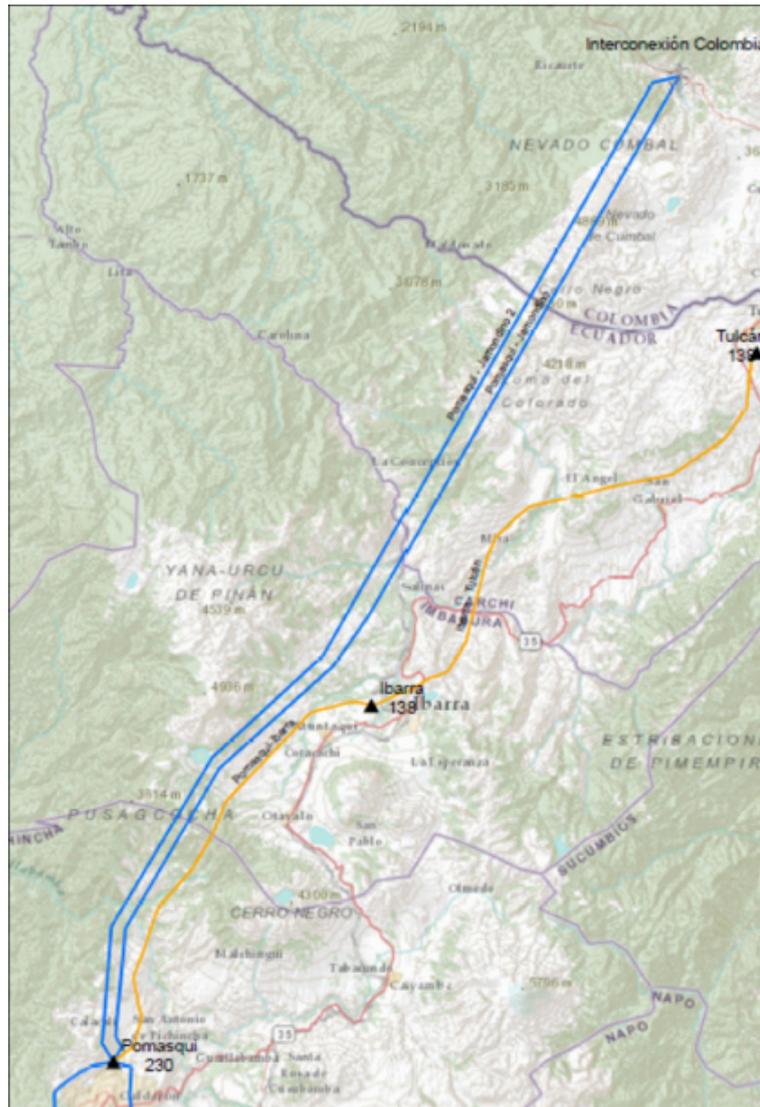


Figura Nro. A 5: Interconexión Ecuador – Colombia

A.2.1.2 Infraestructura a nivel de Transmisión Ecuador – Perú

La interconexión a 230 kV entre las subestaciones Machala y Zorritos de las empresas TRANSELECTRIC (Ecuador) y REP (Perú), entró en operación en el 2004, por medio de la construcción de una línea de transmisión 230 kV doble circuito, con conductores ACAR 1200, realizándose el montaje inicial de un circuito, lo que permite la conexión radial de los dos sistemas.

Considerando las características eléctricas de los dos sistemas en las subestaciones de interconexión, se determinó que la capacidad máxima de transferencia a través de esta línea de transmisión sería del orden de 100 MVA.

La longitud total de la interconexión entre subestaciones Machala y

Zorritos es de 107 km, de los cuales 53,4 km (Machala – frontera) los construyó TRANSELECTRIC. Con el objeto de que esta interconexión esté operativa, en el sistema ecuatoriano fue necesario construir el patio de 230 kV en la subestación Machala y se instaló un transformador 230/69/13,8 kV de 165 MVA.

La operación inicial de este enlace se previó en todos los casos que sea de forma radial, sin que ambos sistemas entren en sincronismo.

Hasta el año 2009, los intercambios de energía entre el Ecuador y Perú han contribuido en el abastecimiento de la demanda bajo condiciones emergentes de los sistemas. Sin embargo, a partir de la expedición de

la Decisión 757, se pudo establecer mecanismos de compra- venta de energía, vía contratos entre agentes habilitados de Ecuador y Perú, con lo cual se ha podido aprovechar la complementariedad energética existente entre los sistemas eléctricos ecuatoriano y peruano, incrementando las transferencias bidireccionales entre los países.

Los escenarios de transferencias energéticas entre Ecuador y Perú se determinan para escenarios de red completa y considerando posibles indisponibilidades. En el caso de red completa por ejemplo y considerando el ingreso de la Central Minas San Francisco se estima exportaciones al país vecino del sur de hasta 60 MW en hidrología lluviosa y hasta 80 MW en estiaje con demanda máxima.

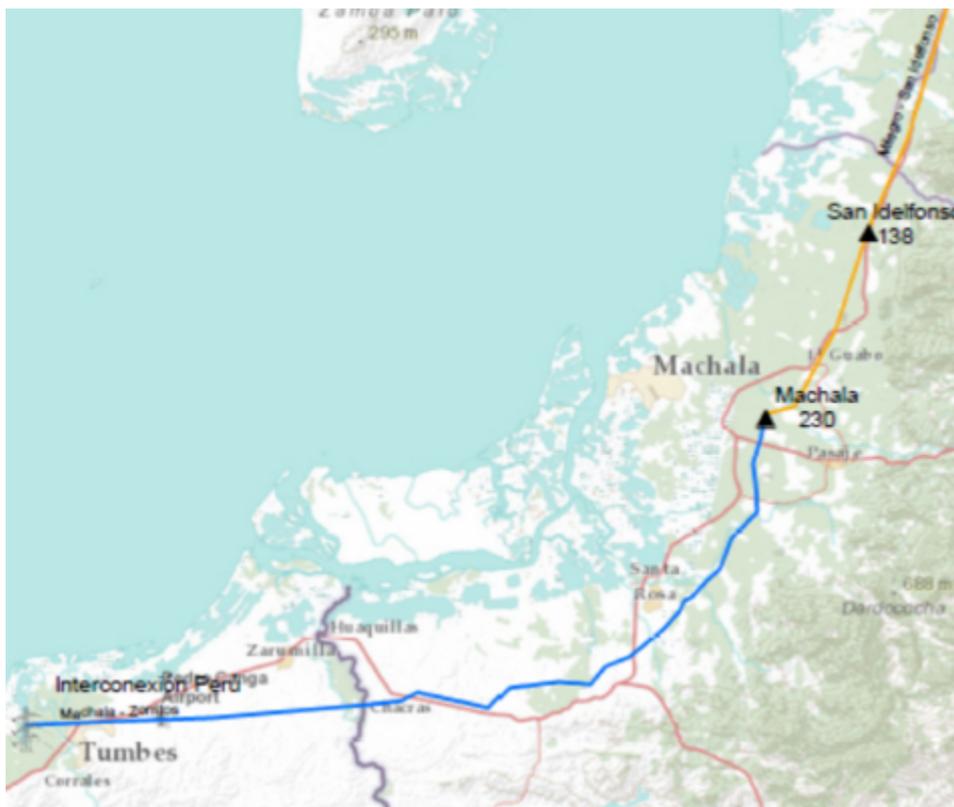


Figura Nro. A 6: Interconexión Ecuador – Perú.

A.2.2 Perspectivas de futuros reforzamientos de la red de transmisión

El Plan Maestro de Electricidad –PME- muestra el desarrollo de nuevos proyectos de generación, los cuales ingresarán en operación conforme la planificación realizada, en este sentido es importante señalar que existe la capacidad suficiente de energía eléctrica para

uso interno del país y alta posibilidad de exportación de bloques considerables de energía que intensificarán los intercambios con los países vecinos, lo que obliga a mantener niveles óptimos de disponibilidad y confiabilidad del sistema troncal de transmisión.

A.2.2.1 Perspectivas con Perú - Proyecto de Interconexión a 500 kV

En la Declaración Presidencial de Trujillo de 20 de octubre de 2017, los Presidentes de Ecuador y Perú, se comprometieron a mantener una estrecha coordinación con el objeto de establecer las acciones y requerimientos necesarios para implementar la infraestructura de transmisión entre los dos países.

En ese contexto, delegaciones de Ecuador y Perú han trabajado conjuntamente con el objeto de concretar el denominado “Proyecto de Interconexión Ecuador – Perú a 500 kV”.

Descripción

La interconexión Ecuador – Perú se ha configurado con líneas de transmisión de 500 kV que conectarían la Subestación Chorrillos en Ecuador con la Subestación La Niña en Perú con un total de 634 km de longitud.

En el Proyecto se construirán dos nuevas subestaciones denominadas Pasaje en Ecuador y Piura Nueva en Perú. Para reforzar los sistemas de transmisión de 230 kV en Ecuador y de 220 kV en Perú las nuevas subestaciones se equiparán con transformaciones para estas tensiones de transmisión. En la siguiente Figura se muestra geográficamente el recorrido de las líneas de transmisión.



Figura Nro. A-7: Mapa con el trazado de las líneas de transmisión y ubicación de Subestaciones – 500 kV

Estudios, Planificación y Construcción del Proyecto

Estudios

Los estudios realizados y los que se prevén ejecutar para la interconexión son:

- Consultoría para el Desarrollo del Anteproyecto de "Interconexión en 500 kV Ecuador - Perú". Proceso binacional.
- Consultoría para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de una Línea de Transmisión en 500 kV entre Ecuador – Perú.
- En el primer semestre del 2019, en Ecuador se tiene planificado contratar los Estudios y Diseños de Ingeniería Básica del Sistema de Transmisión Ecuador - Perú a 500 kV. Los estudios demorarían 12 meses.

Planificación y Construcción.

Proyecto Ecuador

Se contará con el diseño completo del proyecto (estudios de geología, suelos e ingeniería de detalle) en el primer semestre del año 2020, el proceso de contratación para la ejecución del proyecto durará aproximadamente 12 meses y la ejecución propia del proyecto se estima iniciar para el primer semestre de 2021 con una duración

aproximada de 27 meses para la construcción del proyecto.

En lo concerniente a Ecuador, las pruebas funcionales y la entrada en operación del Proyecto se realizarían en el primer semestre del 2023.

Proyecto Perú

En el primer semestre de 2019 se tiene previsto realizar la convocatoria a concurso para la ejecución de los estudios y construcción del proyecto "Interconexión en 500 kV Ecuador - Perú" y en noviembre

de 2019 se prevé suscribir el contrato; la fecha para culminación de las obras y puesta en operación comercial en el lado peruano sería el segundo semestre del 2023.

A.2.2.2 Perspectivas con Colombia

En la Declaración Presidencial de Quito de 04 de Diciembre de 2018, los Presidentes de Ecuador y Colombia, se comprometieron en adelantar todas las acciones necesarias para ejecutar análisis de intercambio de energía eléctrica, obras para optimizar la capacidad de la infraestructura existente y posibles obras de expansión de la red de transporte de energía eléctrica. Los resultados de este compromiso se presentarán en el segundo semestre de 2019.

Asimismo, se han mantenido reuniones con representantes de la Unidad de Planificación Minero-Energética de Colombia, en las cuales se precisaron acciones a fin de realizar análisis conjuntos e intercambios de buenas prácticas para identificar complementariedades y sinergias en la planificación energética de los dos países.

Por otra parte, Colombia viene explorando la posibilidad de tener una visión de largo plazo para la interconexión con Ecuador, en este sentido, en su Plan de Expansión de la Transmisión 2017 -2031 se

realizaron análisis preliminares de expansión con el fin de determinar una red a largo plazo que pueda potencializar esta interconexión. A continuación se presentan las alternativas estudiadas relacionadas con las Importaciones/Exportaciones a Ecuador:

- Alternativa 1 - Nuevo circuito Alférez – Jamondino – Coca Codo Sinclair 500 kV + Nueva SE Jamondino 500 kV + TRF 500/230 -450 MVA.
- Alternativa 2 - Nueva Línea Alférez – Coca Codo Sinclair 500 kV.
- Alternativa 3 - Nueva Línea Alférez – Mocoa – Coca Codo Sinclair 500 kV + Nueva SE Mocoa 500 kV + TRF 500/230 kV – 450 MVA.
- Alternativa 4 - Repotenciación del STR (Segundo circuito Pasto – Catambuco 115 kV y Catambuco – Jamondino 115 kV y Tercer transformador 230/1150 kV – 150 MVA en Jamondino).

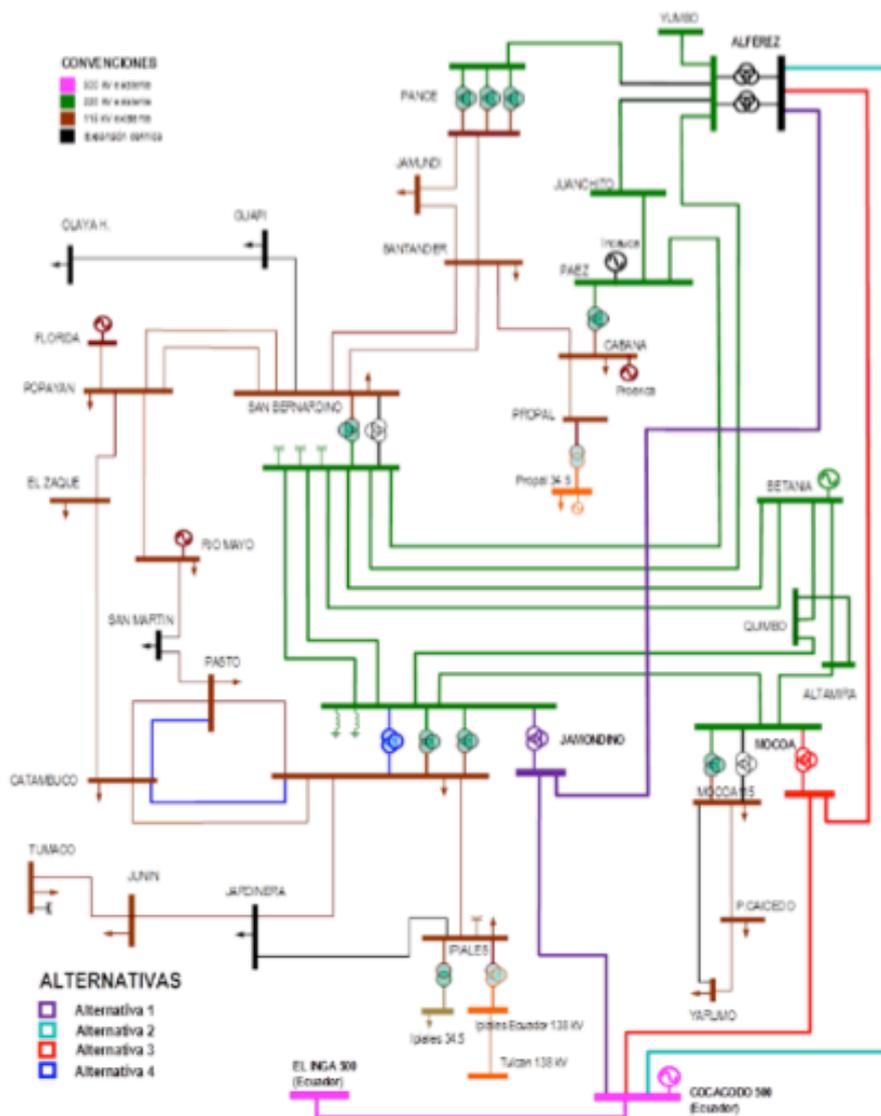


Figura Nro. A-8: Alternativas estudiadas Interconexión Ecuador-Colombia

En los estudios realizados por Colombia con relación a la interconexión con Ecuador, se identifica que: los sistemas regionales de la zona sur de Colombia requieren reforzarse para incrementar la capacidad de intercambios de electricidad a través del enlace Pomasqui – Jamondino 230 kV. Se planifica disponer de este reforzamiento para el segundo semestre de 2022.

El Plan de Expansión de Transmisión prevé el ingreso de la subestación Pimampiro 230 kV en el segundo semestre de 2019, esta subestación seccionará los cuatro circuitos de la línea de transmisión Pomasqui – Jamondino 230 kV, con lo que la subestación Pimampiro se convertirá en la nueva subestación frontera, siendo necesario la actualización del Esquema de Separación de Áreas - ESA.

A.2.3 Estadística de los volúmenes energéticos

A.2.3.1 Volúmenes energéticos intercambiados entre Ecuador y Colombia

Con base a los lineamientos de la norma supranacional y tomando en cuenta las reglas para el intercambio de electricidad entre Ecuador y Colombia, expedidas por los organismos reguladores de ambos países, las transacciones internacionales de electricidad TIE se han ejecutado entre los países mediante el despacho económico coordinado de los operadores de los sistemas interconectados, las cuales se realizaron efectivamente a partir de marzo del 2003. Sin perjuicio de lo mencionado, es importante indicar que en el período comprendido entre 1999 y 2002, existieron intercambios

de electricidad entre el sistema eléctrico colombiano y la Empresa Eléctrica Quito S.A. los cuales se realizaron mediante la suscripción de contratos y la utilización de la infraestructura implementada a nivel de 138 kV.

De la información histórica plasmada en los documentos oficiales emitidos por el ARCONEL y CENACE, los montos energéticos anuales transferidos entre los sistemas eléctricos de Colombia y Ecuador por las interconexiones internacionales, son las siguientes:

Importación de Electricidad desde Colombia		
País	Año	Energía Importada (GWh)
Colombia	1999	16,08
	2000	0
	2001	22,23
	2002	56,30

Tabla Nro. A 2: Importación de electricidad desde Colombia
Fuente: ARCONEL

Importación de Electricidad desde Colombia			Exportación de Electricidad a Colombia		
Importador	Año	Energía Exportada (GWh)	Importador	Año	Energía Exportada (GWh)
Ecuador	2003	1.119,61	Colombia	2003	67,20
	2004	1.641,61		2004	34,97
	2005	1.716,01		2005	16,03
	2006	1.570,47		2006	1,07
	2007	860,87		2007	38,39
	2008	500,16		2008	37,53
	2009	1.058,20		2009	20,76
	2010	794,51		2010	9,74
	2011	1.294,59		2011	8,22
	2012	236,03		2012	6,51
	2013	657,00		2013	42,50
	2014	812,12		2014	56,34
	2015	457,24		2015	45,19
	2016	43,92		2016	378,26
	2017	18,52		2017	194,23
	2018	106,07		2018	233,53

Tabla Nro. A3: Volúmenes de energía - Transacciones entre Ecuador y Colombia
Fuente: ARCONEL

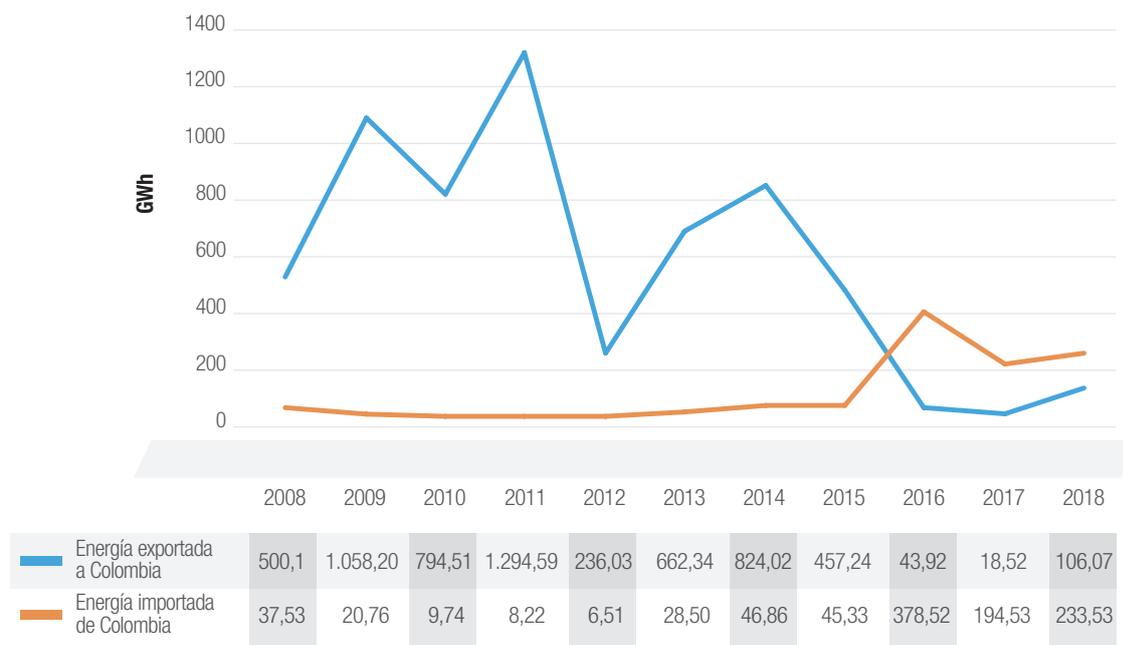


Figura Nro. A-9: Intercambios Energéticos entre Ecuador y Colombia

A.2.3.2 Volúmenes energéticos intercambiados entre Ecuador y Perú

Por otra parte y de acuerdo a lo expuesto, los intercambios de energía entre Ecuador y Perú por la interconexión, fundamentalmente se han dado por condiciones emergentes de suministro de energía entre

los países. Las estadísticas de volúmenes de energía transados, con corte al mes de diciembre de 2018, son las siguientes:

Importación de Electricidad desde Perú		
Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)
Ecuador	2003	-
	2004	-
	2005	7,44
	2006	-
	2007	-
	2008	-
	2009	62,55
	2010	78,39
	2011	-
	2012	2,17
	2013	-
	2014	12,42
	2015	54,57
	2016	37,74
2017	0,00	
2018	0,00	

Exportación de Electricidad a Perú		
Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)
Perú	2003	-
	2004	-
	2005	-
	2006	-
	2007	-
	2008	-
	2009	-
	2010	0,21
	2011	6,17
	2012	5,37
	2013	0,14
	2014	0,38
	2015	0,46
	2016	23,28
2017	17,27	
2018	22,13	

Tabla Nro. A-4: Exportación de Electricidad de Perú a Ecuador

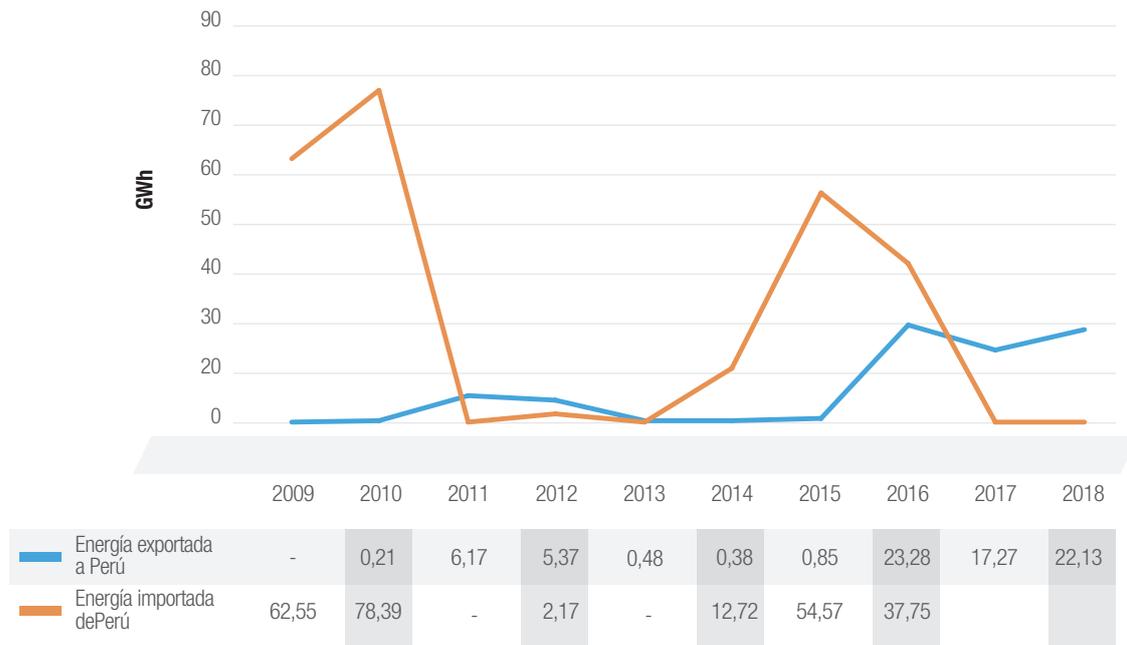


Figura Nro. A-10: Intercambios Energéticos entre Ecuador y Perú

A.2.4 Estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad

A.2.4.1 Montos económicos resultantes de los intercambios entre Ecuador y Colombia

Durante el periodo comprendido entre enero 2002 y diciembre 2018, el valor monetario por concepto de los intercambios de electricidad

entre Ecuador y Colombia basados en las transacciones de corto plazo, es el siguiente:

Año	Egresos por importación de Colombia	Rentas de Congestión	Año	Ingresos por exportación a Colombia	Rentas de Congestión
2002	3,00	-	2003	2,49	0,56
2003	80,61	45,13	2004	0,76	0,21
2004	133,66	75,22	2005	0,50	0,16
2005	150,39	66,82	2006	0,05	0,01
2006	124,78	54,44	2007	1,29	0,49
2007	65,65	20,73	2008	2,29	0,26
2008	33,99	6,95	2009	1,07	0,63
2009	110,92	11,95	2010	0,54	3,83
2010	69,79	3,83	2011	0,18	5,16
2011	87,83	5,16	2012	0,17	0,14
2012	23,99	0,14	2013	1,11	0,28
2013	78,08	0,28	2014	1,94	0,15
2014	95,86	0,15	2015	2,55	0,03
2015	47,96	0,03	2016	37,34	0,02
2016	6,06	0,02	2017	3,11	0,01
2017	0,88	0,01	2018	5,82	1,1
2018	4,63	1,59	TOTAL	61,21	13,04
TOTAL	1.118,08	292,45			

Tabla Nro. A-5: Montos económicos de los intercambios entre Ecuador y Colombia Millones de dólares



Figura Nro. A 11: Egresos por la importación de electricidad desde Colombia
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE -

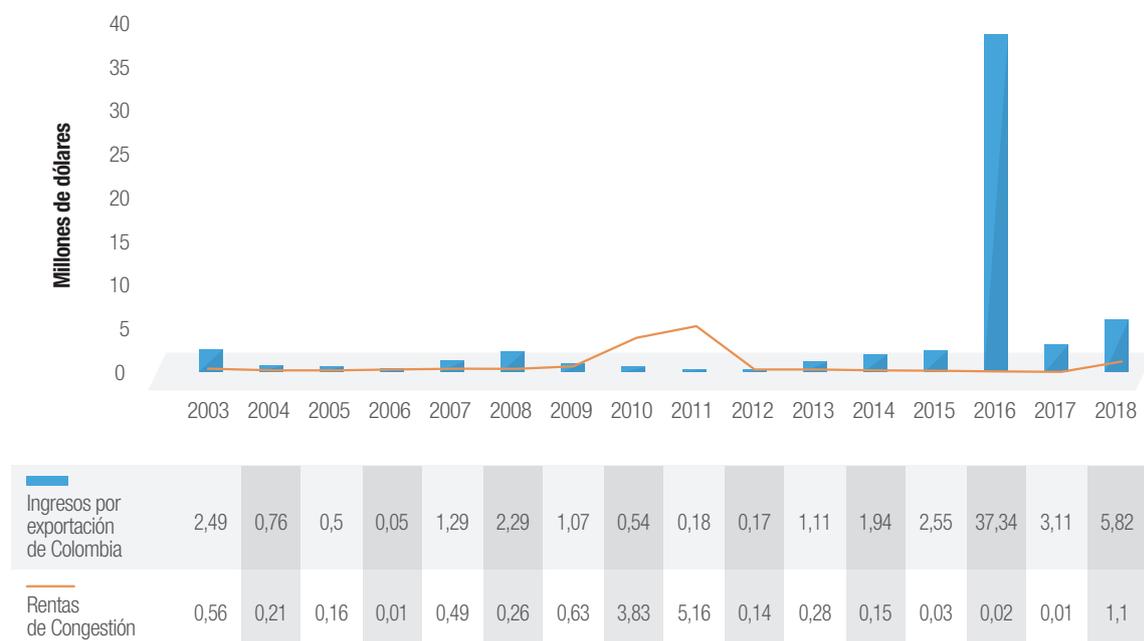


Figura Nro. A 12: Ingresos por la exportación de electricidad desde Ecuador
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE

A.2.4.2 Montos económicos resultantes de los intercambios entre Ecuador y Perú

En lo referente a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, a continuación se presentan los valores monetarios resultantes de dichas transacciones con corte a diciembre de 2018:

Importación de Electricidad de Ecuador desde Perú			
País Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)	Egresos(MM USD)
Ecuador	2005	7,44	1,85
	2009	62,55	15,20
	2010	78,39	22,80
	2011	-	-
	2012	2,17	1,22
	2013	-	-
	2014	12,42	0,55
	2015	54,47	3,13
	2016	37,74	2,21
	2017	-	-
2018	-	-	

Tabla Nro. A 6: Egresos de la importación de electricidad desde Perú
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE

Exportación de Electricidad de Ecuador a Perú			
País Importador	AÑO	Energía Exportada (GWh)	Ingresos (MM USD)
Perú	2010	0,21	0,02
	2011	6,17	4,48
	2012	5,37	2,36
	2013	0,14	0,05
	2014	0,38	0,04
	2015	0,46	0,06
	2016	23,28	0,33
	2017	17,27	0,04
	2018	21	0,21

Tabla Nro. A 7: Ingresos de la exportación de electricidad de Ecuador
Fuente: Informe Anual 2018 – CENACE

A.2.5 Beneficios por el intercambio de electricidad

Los intercambios de electricidad se fundamentan en la optimización de los recursos energéticos de ambos países, aspecto que se encuentra reflejado en las disposiciones normativas de ambos países; dando lugar a que dichos intercambios brinden, entre los principales beneficios para el Ecuador, los siguientes:

- Reducción de costos operativos considerando la diversidad de condiciones hidrológicas, curvas de demanda y variaciones estacionales.
- Uso adecuado de la infraestructura implementada para el intercambio internacional de electricidad.
- Optimización de márgenes de reserva de los sistemas eléctricos de los países.
- Incremento en la seguridad y confiabilidad de los sistemas, permitiendo soportar eventos inesperados bajo condiciones aisladas.
- Abastecimiento de la demanda en condiciones de emergencia.
- Disminución en el uso de combustibles fósiles, por la optimización de todos los recursos energéticos.
- Exportación de energía en periodos lluviosos.

Por otra parte, del numeral referente a la estadística sobre la valoración económica de los intercambios de electricidad, se muestra que la exportación de electricidad desde Ecuador hacia Colombia desde el 2003 hasta diciembre del 2018, ha permitido que al sector eléctrico ecuatoriano ingrese 61,21 millones de dólares por venta de energía y 13,04 millones de dólares por rentas de congestión dando un total de 74,25 millones de dólares por ingresos de exportación.

Con relación a los intercambios de electricidad entre Ecuador y Perú, puede concluirse que éstos se han producido bajo la figura de intercambios por condiciones de seguridad y mediante contratos bilaterales, manteniendo una conexión no sincrónica, además que el enlace de transmisión es de menor capacidad que con Colombia, en tal sentido la exportación de electricidad al sistema eléctrico peruano ha sido puntual y considerablemente menor a las transacciones realizadas con Colombia. Los montos energéticos valorados de acuerdo a lo establecido en los contratos suscritos, han permitido un ingreso para el Ecuador el cual asciende a 7,59 millones de dólares en el período comprendido entre enero del 2010 y diciembre 2018.

Adicional a lo mencionado y de conformidad a los resultados descritos en las figuras, se concluye que: la incorporación de los proyectos emblemáticos de generación ha permitido abastecer la demanda nacional y además se ha incrementado los montos de excedentes para exportación de electricidad, generando así un ingreso adicional al Ecuador.





B

**DESARROLLO
SUSTENTABLE**

B.1 Introducción

El desarrollo sustentable es definido por la Comisión de Brundtland (1987) como “el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin poner en peligro la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”. La energía es clave para mejorar las condiciones sociales y económicas de una nación, y es indispensable para la generación de riqueza de un país. Sin embargo, a pesar de su importancia para el desarrollo, la energía es sólo un medio para un fin. El fin es la buena salud, altos niveles de calidad de vida, una economía sostenible y un medio ambiente limpio. Ninguna forma de energía (carbón, solar, nuclear, eólica o cualquier otra) es buena o mala en sí misma, cada una solo es valiosa en la medida en que puede ofrecer este fin³⁶. Esta idea expresa la interdependencia entre las personas y el mundo circundante.

El Ecuador dentro de sus políticas de Estado, incentiva el uso de energías renovables, por sus características ambientales y principalmente porque se encuentran ligadas al desarrollo sustentable del sector eléctrico, como son: la energía hidroeléctrica, eólica, biomasa y geotérmica.

Bajo el contexto definido, “Energía Sustentable” puede expresarse como la energía, cuya producción y consumo continuo, tiene un mínimo impacto negativo sobre la salud humana y en el funcionamiento de los ecosistemas.

La Organización para las Naciones Unidas (ONU) en la Cumbre de Desarrollo Sostenible de septiembre de 2015, donde se reunieron los dirigentes mundiales de todos los países miembros, resolvió aprobar los 17 Objetivos de Desarrollo Sustentable (ODS) que entraron en vigor oficialmente el 1 de enero de 2016³⁷.

“Los nuevos objetivos de Desarrollo Sustentable presentan la singularidad de instar a todos los países, ya sean ricos, pobres o de ingresos medianos, a adoptar medidas para promover la prosperidad al tiempo que protegen el planeta. Abarcan más con la pretensión de afrontar las desigualdades, el crecimiento económico, el acceso a un trabajo decente, las ciudades y los asentamientos humanos, la industrialización, los ecosistemas, la energía, el cambio climático, el consumo y la producción sostenibles, la paz y la justicia”.

En 2018, Ecuador presentó ante el Foro Político de Alto Nivel sobre el Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas el primer Examen Nacional Voluntario, como parte de su compromiso con la implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.

El Examen recoge los aportes de los sectores gubernamentales, privado, academia, sociedad civil y gobiernos locales, bajo un criterio de corresponsabilidad y participación colectiva para trabajar juntos en la promoción del crecimiento económico sostenido, el desarrollo social y la protección ambiental, el combate a las desigualdades y la discriminación.

En este sentido, una vez revisado el Examen Nacional Voluntario – ECUADOR 2018, en el marco del Foro Político de Alto Nivel sobre Desarrollo Sostenible para la implementación de la Agenda 2030 de la ONU, en alineación a las políticas del Plan Nacional de Desarrollo

2017-2021 “Toda una vida”, se determina que el Sector Eléctrico Ecuatoriano interviene directamente en el cumplimiento de 5 objetivos de los 17 y que se indican a continuación:

OBJETIVO 2

Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora Visión de país de la nutrición y promover la agricultura sostenible.

A este objetivo se han alineado en el exámen, las siguientes políticas del Plan Nacional de Desarrollo, en las cuales se involucra la gestión del Sector Eléctrico:

- **1.8)** Garantizar el acceso a una vivienda adecuada y digna con pertinencia cultural y a un entorno seguro que incluya la provisión y calidad de los bienes y servicios públicos vinculados al hábitat: suelo, energía, movilidad, transporte, agua y saneamiento, calidad ambiental, espacio público seguro y recreación.
- **5.10)** Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.

OBJETIVO 7

Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.

A más de la política 1.8 descrita anteriormente, se ha alineado al objetivo la siguiente política:

- **5.7)** Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.

OBJETIVO 10

Reducir la desigualdad en y entre los países.

A este objetivo se ha alineado la política 5.8 “Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad”.

OBJETIVO 12

Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles.

A este objetivo se ha alineado la política: 9.2 Profundizar el proceso de integración con América Latina, el Caribe y los países vecinos, como espacio de convergencia política y complementariedad económica, logística, estratégica, social, ambiental, turística, cultural y de cooperación, afianzando la capacidad negociadora de la región, y, fortaleciendo el desarrollo de las zonas fronterizas y la libre movilidad de las personas.

También es necesario adoptar un enfoque sistémico y lograr la

36. INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Energy Indicators for Sustainable Development: Guidelines and Methodologies, p 1.

37. ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS (ONU), Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), 1 de enero de 2016.

cooperación entre los participantes de la cadena de suministro, desde el productor hasta el consumidor final. Consiste en involucrar a los consumidores mediante la sensibilización y la educación sobre el consumo y los modos de vida sostenibles, facilitándoles información adecuada a través de normas y etiquetas, y participando en la contratación pública sostenible³⁸, entre otros.

OBJETIVO 13

Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Naciones Unidas menciona que el cambio climático afecta a todos los países en todos los continentes. Tiene un impacto negativo en la economía nacional y en la vida de las personas, de las comunidades y de los países. En un futuro las consecuencias serán todavía peores.

El cambio de actitudes se acelera a medida que más personas están recurriendo a la energía renovable y a otras soluciones para reducir las emisiones. La energía sostenible es una oportunidad que transforma vidas, economías y cuida planeta.

Considerando que el Ecuador es uno de los países adherentes al Sistema de Naciones Unidas, la agenda de 2030 se establece como una directriz no limitante de desarrollo con el fin de fortalecer las estrategias establecidas y de esta manera coadyuvar en el Desarrollo Sustentable del Ecuador.

En el 2012 el Consejo Nacional de Electricidad- CONELEC, definió la metodología donde se establecieron los indicadores y estrategias que permitan medir el progreso del sector eléctrico hacia los ODS; por lo tanto, en el presente documento se ha realizado una actualización de los indicadores para el desarrollo sustentable del sector eléctrico, con base en la información que dispone la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) y el CENACE para el 2018,

evidenciando que el sector eléctrico, ha impulsado de manera importante la implementación de la Matriz energética más limpia, y que contribuye a un futuro inclusivo, sustentable y resiliente.

Mediante Decreto Ejecutivo N° 371, de 19 de abril de 2018, se establece: "Declarar como política pública del Gobierno Nacional la adopción de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, orientada al cumplimiento de sus objetivos y metas en el marco de su alineación a la planificación y desarrollo nacional", ratificando de esta forma el compromiso nacional de satisfacer las necesidades de la población ecuatoriana, en consistencia con la agenda global.

La Constitución de la República del Ecuador, publicada mediante Registro Oficial No. 449 de 20 de octubre de 2008, instaura a la preservación del ambiente como una de las prioridades del Estado. Así, la Constitución dispone que el Estado promueva en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto.

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) promulgada el 16 de enero de 2015, establece en su "Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica. La presente Ley regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética."

B.2 Objetivos de la sustentabilidad en el Sector Eléctrico Ecuatoriano

De acuerdo a lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021, en el Eje 2, Economía al Servicio de la Sociedad, cuyo Objetivo 5 hace referencia al impulsode la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria; que en su acápite correspondiente señala lo siguiente: "La considerable inversión pública que ha realizado el Estado permite contar con niveles de conectividad adecuados, infraestructura productiva, seguridad, talento humano y entorno para los negocios, lo cual se convierte en una oportuna plataforma de condiciones para cerrar brechas de competitividad, que debe ser aprovechada por el sector privado para dinamizar la producción nacional, con lo que se permita atender al mercado interno y explotar sus oportunidades comerciales en los mercados externos. En ello las empresas públicas han tenido y tienen un rol importante, debido a que son agentes que promueven su desarrollo económico y social a través de su intervención estratégica en mercados, la provisión de bienes y servicios de calidad, y la gestión eficiente de los recursos de los sectores estratégicos".

En este sentido, el sector eléctrico se ha alineado al cumplimiento de la Política 5. 7 del Plan: "Garantizar el suministro energético con

calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social"; y al cumplimiento de su Meta: "Incrementar de 68,8% al 90% la generación eléctrica a través de fuentes de energías renovables a 2021".

Este principal lineamiento está ligado con los ODS, toda vez que promueven un desarrollo sustentable del sector eléctrico, en sus fases de generación, transmisión, distribución y la utilización de alternativas de generación de energía renovable, tales como: eólica, biomasa, hidroeléctrica y solar, así como la disminución gradual de la producción eléctrica que utiliza combustibles fósiles.

El país va cumpliendo notablemente con éstos objetivos, y con obras estratégicas de infraestructura hidroeléctrica; hitos muy importantes que promueven la diversificación de la matriz de generación a través del uso responsable de fuentes renovables, lo que garantizará la soberanía energética del país y entregará un servicio eléctrico seguro, confiable, eficiente y de calidad a todos los ecuatorianos; lo que se puede observar en la Tabla Nro. B-10.

³⁸. La contratación pública tiene una influencia muy importante en el entorno socioeconómico actual, es por ello, que la toma en consideración de criterios de índole ético, social y ambiental promueve a un desarrollo sostenible y bienestar social, dando efectividad con ello a las políticas públicas de protección social.

B.3 Políticas del Sector Eléctrico para el Desarrollo del PME 2018 – 2027

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), promulgada el 16 de enero de 2015, establece en su “Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.

Artículo 13.- De la Planificación: 1. El Plan Maestro de Electricidad, PME, será elaborado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, en coordinación con las entidades y empresas del sector eléctrico.

Este Plan Maestro de Electricidad, es una herramienta integral e intersectorial, para promover el uso de recursos energéticos renovables, en el ámbito de soberanía energética, que permitirá establecer un conjunto de planes, programas y proyectos de generación, transmisión, distribución, que deberán desarrollarse para garantizar el abastecimiento de la demanda nacional en el corto, mediano y largo plazo, considerando criterios de eficiencia, seguridad, confiabilidad, calidad y responsabilidad social y ambiental en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables MERNNR, definirá escenarios de largo plazo para demanda y generación, que permitan identificar alternativas de expansión del sistema, en generación, transmisión y distribución con un horizonte de quince (15) años.

El MERNNR, conjuntamente con el CENACE, verificará que la expansión del SNI permita cumplir con las condiciones operativas en el corto, mediano y largo plazo, dentro de los parámetros establecidos en las regulaciones correspondientes; para ello se han considerado las siguientes políticas emitidas por la Entidad Rectora del sector eléctrico:

- La soberanía energética, es uno de los pilares fundamentales de la política sectorial, las importaciones de energía representan un aporte adicional para la optimización de costos y reforzamiento de la reserva, la cual no constituye la base para el abastecimiento.
- La expansión de la generación, incluyendo las energías renovables no convencionales, desarrollado por el MERNNR en coordinación con el transmisor, los generadores y el CENACE. Establecerá como mínimo: proyectos de generación a ser incorporados en el sistema y/o requerimientos genéricos de generación por bloques de potencia y energía, por tipo de tecnología, incluyendo las fechas previstas para su incorporación; la generación térmica debe considerar la disponibilidad de combustibles, así como las políticas, proyectos actuales y futuros del sector hidrocarbúrico, como es el caso del desarrollo en la explotación del gas natural y el aprovechamiento del gas asociado.

La actividad de generación de energía eléctrica será realizada por empresas públicas, de economía mixta, privadas, consorcios o asociaciones y de economía popular y solidaria, que actuarán con sujeción a lo dispuesto en la LOSPEE, la Ley Orgánica de Empresas Públicas, Ley de Economía Popular y Solidaria y demás leyes aplicables.

El MERNNR, podrá autorizar la participación en la actividad de generación a empresas públicas o mixtas creadas por los Gobiernos Autónomos Descentralizados donde éstos posean participación mayoritaria, siempre y cuando los proyectos que sean propuestos por estas empresas se enmarquen en las políticas y criterios que establezca el MERNNR para la planificación de la expansión de la generación.

El MERNNR, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y las políticas sectoriales, considerará dentro de la planificación, el desarrollo de proyectos de ERNC, previstos o no en el PME, incentivará su ejecución a través de empresas privadas y de economía popular y solidaria, mediante la convocatoria a Proceso Público de Selección exclusivos por tipo de tecnología.

Las iniciativas privadas que de manera formal han respondido a las señales regulatorias tendientes a promover el desarrollo de las energías renovables no convencionales.

- La expansión de la transmisión, debe desarrollar el transmisor, en coordinación con el MERNNR, CENACE y las Empresas Eléctricas de distribución; definirá como mínimo: proyectos de expansión de red, reforzamiento o mejoramiento de las redes existentes, y demás proyectos necesarios para el transporte de energía eléctrica; debe ajustarse a las nuevas condiciones de generación y demanda, priorizando la seguridad del sistema, la satisfacción de la demanda y el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos.

El MERNNR, podrá autorizar a empresas mixtas; y, de manera excepcional, concesionar a empresas privadas o de economía popular y solidaria, especializadas en transmisión eléctrica, la construcción y operación de los sistemas de transporte de electricidad que consten en el PME.

- La expansión de la distribución, desarrollada por las distribuidoras, en coordinación con el MERNNR y el CENACE y el Transmisor, incluirán proyectos de expansión de red, reforzamiento o mejoramiento de las redes existentes, proyectos de energización rural y demás proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda del área de servicio de las distribuidoras. Se incluirán los proyectos de expansión y mejora del sistema de alumbrado público general, así como proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica. De igual manera, se debe considerar los cambios que requiere el sistema por efectos de la migración de consumos hacia la electricidad, lo cual constituye el cambio de la matriz energética desde el lado del consumo.

B.4 Indicadores de sustentabilidad del Sector Eléctrico

Las consideraciones antes expuestas constituyeron la justificación para la identificación de un conjunto de indicadores que faciliten la tarea de seguimiento y evaluación de las tendencias de los principales aspectos asociados al sector eléctrico del país, y su progreso en las políticas nacionales establecidas para este propósito, las mismas que se vinculan estrechamente con el desarrollo de los ODS.

Adicionalmente, los indicadores son una herramienta para evaluar las políticas y programas energéticos actualmente en vigencia y proporcionar una guía para la dirección de estrategias futuras.

Por lo tanto, la actualización de los indicadores de sustentabilidad es esencial para la evaluación del sector eléctrico y sus impactos en la equidad social, economía, resiliencia y la sustentabilidad.

En base a la selección nueve indicadores de sustentabilidad, definidos e identificados en el estudio de Estrategias para el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano de 2012, se realizaron la validación y actualización al año 2018, los cuales se muestran en la Tabla Nro. B-1

No.	Indicador	Criterio
1	Consumo de combustibles fósiles	Integridad Ambiental
2	Calidad del servicio público de energía eléctrica	Integridad Social
3	Consumo de energía por habitante	Integridad Social
4	Pérdidas de la transmisión y distribución de energía eléctrica	Integridad Económica
5	Cobertura del servicio público de energía eléctrica	Integridad Social
6	Soberanía en energía eléctrica	Integridad Económica
7	Generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables	Integridad Ambiental
8	Emisiones de gases de efecto invernadero	Integridad Ambiental
9	Emisiones de contaminantes comunes del aire	Integridad Ambiental

Tabla Nro. B-1: Indicadores de sustentabilidad desarrollados para el diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano.

B.4.1 Indicador 1: Consumo de Combustibles Fósiles

En la producción de energía eléctrica, los combustibles fósiles son los principales insumos para las actividades operativas de las centrales termoeléctricas. Así, el manejo de combustibles en una empresa dedicada a la generación termoeléctrica constituirá un aspecto de gran interés, pues además de las repercusiones ambientales y sociales de la operación de fuentes fijas de combustión, el uso eficiente de los combustibles, repercutirá en la economía y en la sustentabilidad de las operaciones de una empresa.

Los combustibles fósiles constituyen un recurso natural no renovable, por lo cual el uso de los mismos podría verse restringido en el mediano y largo plazo. Esto implica que la sustentabilidad en el sector, desde el punto de vista operativo, depende de la disponibilidad de combustibles fósiles para la generación.

En la Tabla Nro. B-2 se muestran los datos de consumo de combustible por tipo de empresa para el 2018; se consideraron seis tipos diferentes de combustibles.

Tipo de combustible	Unidades	Consumo de Combustible			Total
		Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	
Fuel Oil	10 ⁶ galones	176,79	2,39	6,33	185,51
Diésel	10 ⁶ galones	15,57	5,64	93,09	114,30
Crudo	10 ⁶ galones	-	-	111,88	111,88
Residuo	10 ⁶ galones	18,16	-	10,45	28,60
Gas Natural	10 ⁶ miles de pies ³	10,31	-	9,90	20,21
GLP	10 ⁶ galones	-	-	7,90	7,90

Tabla Nro. B-2: Consumo por tipo de combustible 2018.

Combustibles			Equivalencias (TEP)			Total (TEP)
Tipo	Cantidad	Unidades		=		
Fuel Oil	185,51	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	631.616,62
Diésel	114,30	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	377.452,84
Crudo	111,88	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	380.905,19
Residuo	28,60	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,003	94.460,44
Gas Natural	20,21	10 ⁶ miles de pies ³	1 kpc	=	0,022	450.333,85
GLP	7,90	10 ⁶ galones	1 galón	=	0,002	17.487,63
Total						1.952.256,57

Tabla Nro. B-3: Consumo total de combustibles en TEP 2018.

En el 2014 el consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica del país fue de 3.100,5 kTEP (miles de toneladas equivalentes de petróleo), para el 2015 fue de 2.883,47 kTEP, para el 2016 fue de 2.572,74 kTEP, para el 2017 fue de 2.131,85 kTEP, mientras que para el 2018 fue de 1.952,26 kTEP. Esto permite notar que la incorporación de los proyectos hidroeléctricos aportó

positivamente a la reducción de consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica. En este sentido, con el fin de asegurar la sustentabilidad del sector eléctrico, se han incorporado tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, en concordancia con lo establecido actualmente con los ODS.

B.4.2 Indicador 2: calidad del servicio público de energía eléctrica

Este indicador muestra la fiabilidad del suministro eléctrico y la capacidad de las empresas distribuidoras reguladas, para restaurar la energía en forma oportuna.

Para este indicador se consideraron los datos consolidados por la ARCONEL, para la frecuencia media de interrupciones (FMik) y para el tiempo total de las interrupciones eléctricas (TTIk) reportadas por las empresas eléctricas de distribución. En el 2014 el FMik se ubicó en el 13,17 y el TTIk en 13,64, para el 2015 el FMik se ubicó en 9,59 y

el TTIk en 9,57, para el 2016 el FMik se ubicó en el 7,71 y el TTIk en 8,35, para el 2017 el FMik se ubicó en 7,18 y el TTIk en 8,17, para el 2018 el FMik se ubicó en 7,60 y el TTIk en 10,09.

Este indicador está relacionado directamente con la calidad del servicio público de energía eléctrica suministrado al consumidor final, de lo cual se puede evidenciar una disminución en los indicadores y el resultado del mismo, refleja un incremento en la calidad del servicio al usuario final.

B.4.3 Indicador 3: consumo de energía eléctrica por habitante

La energía eléctrica coadyuva a mejorar la calidad de vida a sus usuarios; así, el nivel de consumo de energía constituye un reflejo de las repercusiones positivas que pudiere tener el servicio público de energía eléctrica en la sociedad, pero al mismo tiempo, un alto consumo puede reflejar un uso desmedido de energía eléctrica.

La importancia del indicador radica entonces en que puede medir el uso energético en una sociedad, reflejando al mismo tiempo factores

que inciden en el uso del recurso, tales como nivel de ingresos económicos, costos de la energía, tecnologías empleadas, cultura en el uso energético, políticas dirigidas hacia la minimización del consumo, entre otros.

En la Tabla Nro. B-4 se muestra el consumo de energía para uso público del 2018, por tipo de usuario.

Tipo de Usuario	Consumo (GWh)
Residencial	7.400,31
Comercial	3.831,65
Industrial	6.141,71
Alumbrado Público	1.310,36
Otros	2.367,71
Total	21.051,74

Tabla Nro. B-4: Consumo de energía para uso público 2018.

En este caso, se entiende como energía eléctrica para uso público, aquella que se produce para ponerla a disposición de los clientes

finales, a través de los distintos sistemas de distribución. De acuerdo con lo indicado previamente, el consumo de energía por

habitante refleja aspectos sociales y económicos de un país; de ahí su importancia para evaluar el desarrollo sustentable del sector eléctrico ecuatoriano.

Sin embargo, un indicador debe ser evaluado según su cambio en el tiempo, o con respecto a estándares de referencia que permitan establecer si las condiciones encontradas son aceptables.

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) en su primer informe sobre desarrollo humano, estableció un mecanismo para medir el bienestar de la sociedad: “El Índice de Desarrollo Humano (IDH) que es un indicador que refleja los logros medios de

un país obtenidos en tres dimensiones fundamentales: tener una vida larga y saludable (salud), acceso al conocimiento (educación) y un nivel de vida digno (ingresos)”.

En el 2016, el Ecuador presentó un consumo de energía per cápita promedio de 1.143,31 kWh/hab., en año 2017, 1.157,99 kWh/hab., mientras que para el año 2018 fue de 1.174,89 kWh/hab.

Este indicador evidencia, un consumo de energía eléctrica por usuario, más responsable y eficiente, que no afecta con la calidad de vida y relacionándose directamente con el Desarrollo Sustentable.

B.4.4 Indicador 4: pérdidas en la transmisión y distribución de energía eléctrica

La eficiencia en el transporte de electricidad, se mide por el porcentaje de pérdidas de energía producidas en los sistemas de transmisión y distribución de la red eléctrica, mientras menos pérdidas, más eficiente será el sistema.

El origen técnico de estas pérdidas responde a las características de operatividad, de la infraestructura instalada en los sistemas. En tanto que las pérdidas no técnicas son aquellas originadas por las conexiones clandestinas e ilegales, errores en la medición, falta de gestión en la facturación, errores en consumo estimado, fraude o hurto.

Las pérdidas fueron para el 2014 de 15,23%, para el año 2015 15,17%, en el 2016 del 15,04%, en el 2017 del 14,63% y para el año 2018 del 14,15%.

Específicamente, las pérdidas en distribución fueron del 12,4% en el año 2014, en el 2015 fue de 12,10%, en el 2016 de 12,21%, en el 2017 de 11,52% y en el 2018 de 11,40%. En el capítulo “Expansión y Mejora de la Distribución” se presenta a mayor detalle esta evolución.

Estos valores, indican que el sector sigue logrando avances en la reducción de pérdidas de energía e incrementando la eficiencia del sistema de transmisión y distribución.

B.4.5 Indicador 5: cobertura del servicio público de energía eléctrica

El principal producto del sector eléctrico ecuatoriano, con el cual las empresas de dicho sector llegan hasta la sociedad en general, es la energía eléctrica; por lo tanto la expansión y operación sustentable del sector eléctrico deberá propender a incrementar la cobertura del servicio público de energía eléctrica para que pueda ser aprovechado en beneficio de la comunidad, actividad en la cual se encuentran inmersas las empresas distribuidoras del país.

Para desarrollar un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano en base a la cobertura del servicio público de energía eléctrica, se debe recurrir a la evolución del indicador a través del tiempo, el mismo

que se muestra en el capítulo “Trasformación y Situación actual del Sector Eléctrico”.

En el 2018 la cobertura fue de 97,05%, lo que resalta una amplia cobertura del servicio a nivel nacional. Desde el punto de vista de la sustentabilidad, se puede inferir que el suministro de energía eléctrica es capaz de mejorar la calidad de vida y satisfacer las necesidades energéticas de la gran mayoría de los ecuatorianos, existiendo una tendencia creciente de la cobertura del servicio, que va ligado con el cambio de matriz energética, mayor generación a través de energía renovable.

Región	Cobertura
Sierra	98,41%
Costa	96,37%
Amazónica	92,77%
Insular	99,68%
Total país	97,33%

Tabla Nro. B-5: Cobertura del servicio eléctrico 2018.

B.4.6 Indicador 6: soberanía de energía eléctrica

La soberanía energética se considera como la capacidad de abastecer la demanda eléctrica nacional por medios propios, sin depender de terceros, en tal sentido, con la notable evolución en el sector eléctrico respecto a la inversión realizada en las centrales hidroeléctricas, el país se convierte en exportador de energía, en

concordancia con los preceptos estipulados en la Constitución de la República del Ecuador, y en el Plan Nacional de Desarrollo.

El indicador “Soberanía de Energía Eléctrica” de uso internacional, se evalúa en base a la información de las importaciones de energía

eléctrica del 2018, en relación con la energía eléctrica bruta producida en el país, esto a fin de obtener una relación en cuanto a la representatividad de las importaciones sobre las necesidades de energía eléctrica del país.

En el 2018, el valor obtenido fue de 99,64%. La cifra muestra una dependencia relativamente baja en lo que a importaciones respecta,

lo que expone que la soberanía sobre el manejo de nuestros recursos naturales ha marcado hitos importantes, permitiendo pasar de importaciones a exportaciones de energía, gracias a los grandes incrementos y optimización de la capacidad de proyectos hidroeléctricos que proporcionan la generación nacional.

Oferta de Energía Eléctrica	(GWh)
Producción Nacional Bruta	29.377,38
Importación desde Colombia	106,07
Importación desde Perú	-
Energía Bruta Total	29.483,45

Tabla Nro. B-6: Energía eléctrica generada e importada en el 2018.

B.4.7 Indicador 7: generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables

El uso de energías renovables en el sector eléctrico ecuatoriano constituye un medio para minimizar emisiones, no solo de gases de efecto invernadero, sino también de contaminantes comunes del aire. La reducción de los efectos contaminantes de las tecnologías de generación termoeléctrica, repercutirá positivamente en el entorno, haciendo que las prácticas dirigidas hacia la producción de electricidad sean sustentables.

Por otra parte, dentro de las estrategias propuestas en el Plan Nacional de Desarrollo, se plantea garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social. Constituyendo de esta forma el camino a seguir para alcanzar el desarrollo sustentable del sector.

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Producida
		GWh
Renovable	Hidráulica	20.696,12
	Térmica Biomasa	382,44
	Eólica	80,26
	Térmica Biogás	45,52
	Fotovoltaica	37,99
Total Renovable		21.242,33
No Renovable	Térmica MCI	4.972,62
	Térmica Turbopar	1.822,71
	Térmica Turbogás	1.339,72
Total No Renovable		8.135,05
Total		29.377,38

Tabla Nro. B-7: Producción nacional de energía eléctrica por tipo de tecnología 2018.

Con la información disponible, es viable establecer la forma en que se desagrega la generación de energía eléctrica, según el tipo de

recurso renovable empleado. Los valores obtenidos son mostrados en la siguiente tabla:

Tipo Energía	Tipo de Central	Energía Producida	
		GWh	%
Renovable	Hidráulica	20.696,12	97,43
	Térmica Biomasa	382,44	1,80
	Eólica	80,26	0,38
	Térmica Biogás	45,52	0,21
	Fotovoltaica	37,99	0,18
Total Renovable		21.242,33	100,00

Tabla Nro. B-8: Energía renovable por tipo de fuente 2018.

El valor obtenido para el indicador “Generación de Energía a Partir de Fuentes Renovables”, fue de 49,18 % para el 2014, de 51,54 % para el 2015, para el 2016 de 59,85 %, para el 2017 de 73,69 %, mientras que para el 2018 de 72,31 %; los cuales muestran con claridad que la generación eléctrica en Ecuador tiene una participación importante de generación renovable. En el total de energía renovable para el período analizado, la generación hidroeléctrica representa la mayor proporción de la energía generada (97,43%), existiendo una alta dependencia de la disponibilidad de los recursos hídricos. También hay que señalar que entre los años 2013 al 2015 se implementaron proyectos de energía eólica y fotovoltaica, los cuales se encuentran actualmente en operación.

El desarrollo sustentable del sector, está asociado a incrementar y diversificar el uso de fuentes energéticas renovables, considerando que existe el potencial riesgo de que los combustibles de origen fósil no estén disponibles para las generaciones futuras, o que su uso sea limitado.

Como aspecto primordial de conservación ambiental, y estrechamente ligado a este indicador, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, como ente rector del sector eléctrico, viene propiciando la soberanía y la eficiencia energética, el

uso de tecnología ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes, promueve la iniciativa “Cero Combustibles Fósiles en las Islas Galápagos”, cuyo objetivo es la reducción paulatina de combustibles en el Archipiélago, que con el apoyo de la cooperación internacional, planificó el desarrollo y ejecución de distintos proyectos de energía renovable para la generación de electricidad en Galápagos, que permitan el cambio de la matriz energética, en el sector eléctrico.

En las islas Galápagos se encuentran en operación las centrales de generación especificadas en el capítulo 4 sobre Situación actual de la generación de energía eléctrica. En dicha sección se indica que la principal fuente de energía es producida con generación térmica diésel, representando un 83,98%, mientras que el aporte de energía producida con fuentes renovables fue del 16,02%, con corte al año 2018, en lo que respecta a la demanda esta creció un 2,86% con respecto al año 2017.

La participación de la energía renovable en el sistema de generación eléctrica en galápagos, ha permitido la reducción acumulada de 3 millones de galones de diésel para la generación de electricidad en el periodo comprendido de 2007 a 2017; evitando así la emisión de aproximadamente 26,7 mil toneladas de CO₂ significando un ahorro de 2,73 millones de dólares.

B.4.8 Indicador 8: emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI)

El crecimiento constante de la contaminación ambiental y el cómo se enfrenta esta situación debido a su incidencia directa en el calentamiento global, ha orientado a reordenar las necesidades y prioridades de las distintas naciones.

En el Informe de Síntesis del Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) realizado en el 2014, se cita que existe evidencia suficiente para atribuir los efectos asociados al calentamiento global como consecuencia de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de origen antropogénico.

Esta problemática requiere abordar estrategias que mitiguen la emisión de GEI a consecuencia de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas natural y carbón) principalmente, seguido por el cambio en el uso del suelo. Por otro lado, es necesario contar con mecanismos que permitan la adaptación al cambio climático e incremento de la resiliencia para afrontar eventos naturales presentes y futuros.

De acuerdo al documento “Cambio Climático: Una muy corta introducción”, publicado por Mark Maslin en el año 2014, entre las áreas de evidencia que deben considerarse cuando se investiga al cambio climático, se encuentran: (i) el incremento de los GEI en la atmósfera y su rol en las variaciones climáticas pasadas; (ii) cambios significativos presentados en las temperaturas globales y el incremento de los niveles del mar en el último siglo; (iii) cambios significativos en el sistema climático (retirada del mar de hielo en el Ártico, el retroceso de los glaciares de montaña en todos los continentes y del permafrost); y, (iv) la cantidad e intensidad de eventos extremos.

Por otro lado, las consecuencias del calentamiento global no necesariamente afectarán a todos por igual, siendo las regiones costeras y países insulares donde un leve cambio en la temperatura puede causar graves repercusiones en cuanto a disponibilidad de agua, la productividad agrícola, entre otros efectos colaterales.

Al respecto, existe un amplio marco internacional que apunta hacia la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, cuyos principios están liderados por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC).

Para el Ecuador, al igual que a la gran mayoría de países, es imprescindible contar con un modelo de desarrollo sustentable, que permita cubrir las necesidades desde un punto de vista social, económico y de bajo impacto ambiental. Es por esto que, el país forma parte de la UNFCCC, habiendo además suscrito el Protocolo de Kyoto, de Montreal y actualmente ratificado el Acuerdo de París de lucha contra el cambio climático. A esto se suma el apoyo del Gobierno Nacional a la satisfactoria implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, establecida por las Naciones Unidas, donde la energía es trascendental para el efectivo cumplimiento de al menos 4 de los objetivos que establece dicha agenda.

La energía eléctrica, por su parte, ha sido considerada como un pilar fundamental para el desarrollo y crecimiento de las sociedades, sin embargo el avance tecnológico para su producción ha tenido históricamente una participación de combustibles fósiles mayoritaria.

De acuerdo al Global Status Report publicado por REN21, se estimó que en el año 2016, un 75.5% de recursos no renovables fueron empleados para producción de electricidad en el mundo. No obstante, el despliegue de las energías renovables ha crecido notablemente y es así que en el 2016 se tenía una participación de 24.5% frente a los 22.8% presentes en el 2014.

La generación de electricidad en el Ecuador para el año 2018, ha sido de 29.377,38 GWh, con una participación de 27,64% provenientes de origen fósil. La cuantificación en emisiones de contaminantes atmosféricos se detalla en la Tabla Nro. B-9. Se considera el potencial equivalente relativo al dióxido de carbono (peq CO₂=1) que para los gases metano y óxido nitroso, corresponde a 21 y 310 respectivamente.

Tipo de combustible	Consumo (TEP)	Gases de efecto invernadero (TEQ)		
		CO2	CH4	N2O
Fuel Oil	631.616,62	2.044.556,44	79,25	15,85
Diésel	377.452,84	1.169.707,21	47,36	9,47
Gas Natural	450.333,85	1.188.300,11	21,18	2,12
Residuo	94.460,44	305.770,45	11,85	2,37
Crudo	380.905,19	1.232.998,21	50,46	10,09
GLP	17.487,63	46.144,77	0,73	0,07
Total TEQ		5.987.477,19	210,83	39,97
Total en miles de toneladas equivalentes de CO2		5.987,48	4,43	12,39
		6.004,30		

Tabla Nro. B-9: Emisiones de gases de efecto invernadero del sector eléctrico ecuatoriano atribuibles a la generación termoeléctrica en el 2018.

De lo expuesto, un diagnóstico basado en las emisiones de GEI producidas por la generación termoeléctrica en el país, no necesariamente se debe evaluar como un aspecto negativo, debido a la baja participación porcentual de combustibles fósiles en la matriz eléctrica y del constante apoyo al desarrollo de las Energías Renovables.

Sin embargo, el seguimiento al indicador de emisiones de GEI en la generación de electricidad, servirá para establecer tendencias de comportamiento del sector en cuanto a responsabilidad ambiental. Las emisiones de gases de efecto invernadero para el 2018 fueron de 6,06 millones de toneladas de CO2.

El Ecuador ha adoptado voluntariamente políticas, tecnologías y medidas para reducir las emisiones, con el fin de contribuir al objetivo global de mitigar el cambio climático, por lo que el seguimiento del presente índice de sustentabilidad debería buscar una estabilización de los niveles de emisiones de GEI. Esto mediante la introducción de tecnologías de generación limpias, como aquellas basadas en el uso de energía hidráulica, eólica y solar, acciones que el sector eléctrico ha emprendido fuertemente.

Adicional, con el fin de equilibrar el consumo de energía y el respeto al medio ambiente, dentro de las prioridades de planificación sostenible del Ecuador, se ha implantado una estrategia de desarrollo, que ha

incorporado como actividad prioritaria el fomento e impulso de la eficiencia energética. Su accionar se ha orientado a la ejecución de una serie de proyectos de impacto, impulso a la emisión de nueva normativa, reglamentación nacional de etiquetado y cumplimiento de requisitos de rendimiento óptimo en equipos que consumen energía eléctrica. Con los cuales se han conseguido importantes avances en reemplazo de equipos obsoletos, prohibición de comercialización de equipos ineficientes, gestión de energía en la industria, sustitución de fuentes energéticas a nivel de usos finales; y en generar un mayor nivel de conciencia de la sociedad sobre el uso y consumo más eficiente de la energía.

También se han reducido drásticamente los niveles de pérdidas de energía en el S.N.I., logro alcanzado a través de programas de mejora en la distribución (PMD), modernización de las redes de transmisión y distribución, así como mejora de la gestión de las empresas eléctricas, consiguiendo una optimización desde el lado de la oferta de energía.

Todas estas acciones han obtenido importantes reducciones de GEI a nivel de consumidores finales de energía.

A continuación, la Tabla Nro. B-10 muestra los resultados de los indicadores desarrollados para el diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico:

INDICADOR	CRITERIO	DESCRIPCIÓN	VALOR ACTUAL	REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR
1. Consumo de Combustibles	Integridad Ambiental	Evalúa la intensidad del uso de combustibles en el sector eléctrico para la producción de energía eléctrica	1.952,26 kTEP.	ARCONEL, DNEEE, consumos de combustibles – 2018. OLADE - SIEN, Guía M5 - Metodología de Conversión de Unidades, octubre de 2004
2. Calidad de Servicio Público de Energía Eléctrica	Integridad Social	Promedio Nacional: Frecuencia media de interrupciones (FMik); Tiempo total de las interrupciones eléctricas (TTIk)	FMik: 7,60 TTIk: 10,09	Regulación No. CONELEC - 004/01. Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución+ CNCSEARCONEL, CNCSE, Registros 2016 de las interrupciones eléctricas, entregados por los Distribuidores regulados
3. Consumo de Energía Eléctrica por habitante	Integridad Social	Establece el consumo eléctrico de los usuarios del sistema eléctrico del país, per cápita.	1.174,89 kWh/hab	ARCONEL, DNEEE
4. Pérdidas por Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica	Integridad Social	Porcentaje de pérdidas totales de energía por transmisión y distribución	14,15%	ARCONEL, DNEEE

INDICADOR	CRITERIO	DESCRIPCIÓN	VALOR ACTUAL	REFERENCIAS ESPECÍFICAS PARA EL DESARROLLO DEL INDICADOR
5. Cobertura del Servicio Público de Energía Eléctrica	Integridad Social	Promedio Nacional: Determina el número de viviendas con servicio eléctrico en las áreas de prestación deservicio	97,33%	MERNNR, SDCEE
6. Porcentaje de Soberanía en Energía Eléctrica	Integridad Económica	Energía neta independiente de la importación en proporción a la demanda total	99,64%	ARCONEL, DNEEE
7. Porcentaje de Generación de Energía a partir de Fuentes Renovables	Integridad Ambiental	Determina cuánto de la energía eléctrica producida en el país, proviene de la utilización de recursos naturales renovables	72,31%	ARCONEL, DNEEE
8. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero	Integridad Ambiental	Determina las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), atribuibles a la generación termoeléctrica de energía, en base al uso de combustibles	6.004,30 miles de Ton eq de CO2	ARCONEL, DNEEE Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero

Tabla Nro. B-10: Resumen de indicadores desarrollados para el diagnóstico socio ambiental del sector eléctrico ecuatoriano.

B.5 Visión a futuro - estrategias para el desarrollo sustentable en el Sector Eléctrico

La visión de las actividades del sector eléctrico bajo el marco del desarrollo sustentable, es indudablemente la opción más adecuada para asumir con responsabilidad los retos que implican la diversificación de la matriz eléctrica del país con la conservación del ambiente, en pos del desarrollo productivo y la equidad social. Los pilares fundamentales para cumplir con los retos propuestos son:

1. La eficiencia energética con sustentabilidad ambiental en todos los procesos.- recoge las mejores propuestas

aplicables a nuestra realidad, basadas en prácticas internacionales en uso y aprovechamiento de tecnologías amigables con el medio ambiente.

Conforme a los análisis del “Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE)”, en la Figura Nro. B-2, se observa la reducción del consumo energético con la ejecución de los planes de eficiencia energética.

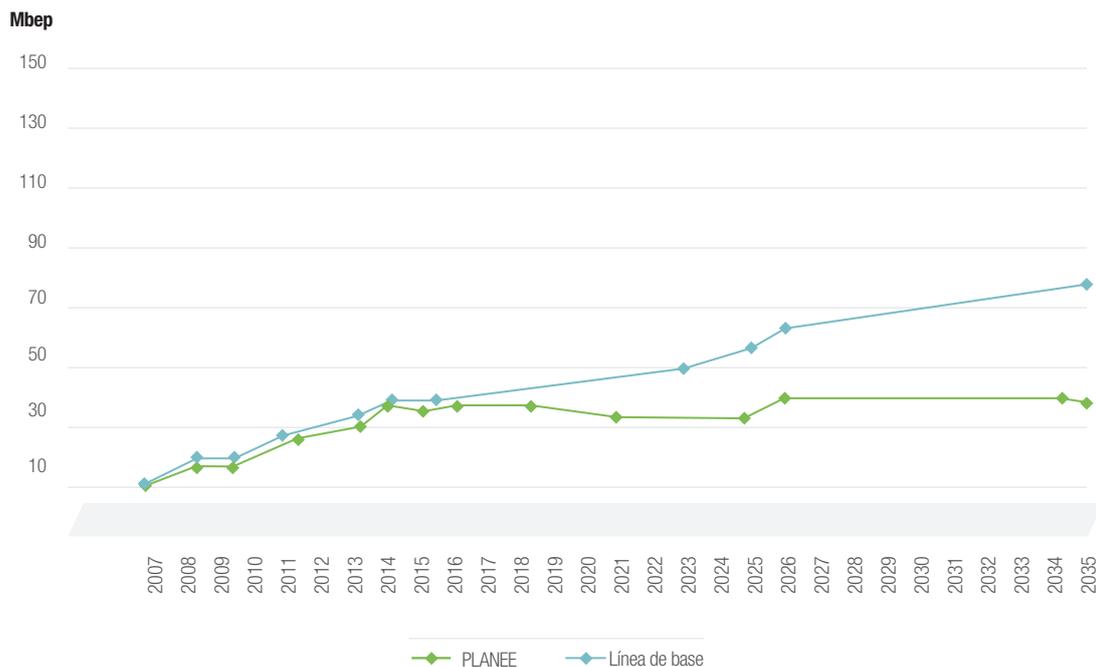


Figura Nro. B-1: Comparación del consumo Escenario Tendencial vs Escenario eficiencia energética.

1. La sustitución progresiva de combustibles y fuentes de energía con alto impacto ambiental a otros con bajo contenido de carbono.- impulsa acciones concretas para garantizar a nuestra población y las futuras generaciones un desarrollo económico sostenible basado en el acceso a energía moderna, limpia y económica, utilizando los recursos de forma más inteligente, eficiente y responsable.

El país contará con una de las matrices de generación eléctrica más competitivas y limpias del mundo, generando más del 90%

de su energía con fuentes renovables y posibilitando un mejor aprovechamiento de sus recursos naturales, aportando de esta manera al cambio de la matriz productiva y viabilizando el incremento de la competitividad nacional. Todo esto, en un marco de respeto a la naturaleza, de compromiso social y seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica.

De acuerdo al análisis del Plan de Expansión de la Generación, en la Figura Nro. B-2 se muestra el porcentaje de participación en la generación de electricidad por tipo de fuente en el horizonte de planificación.

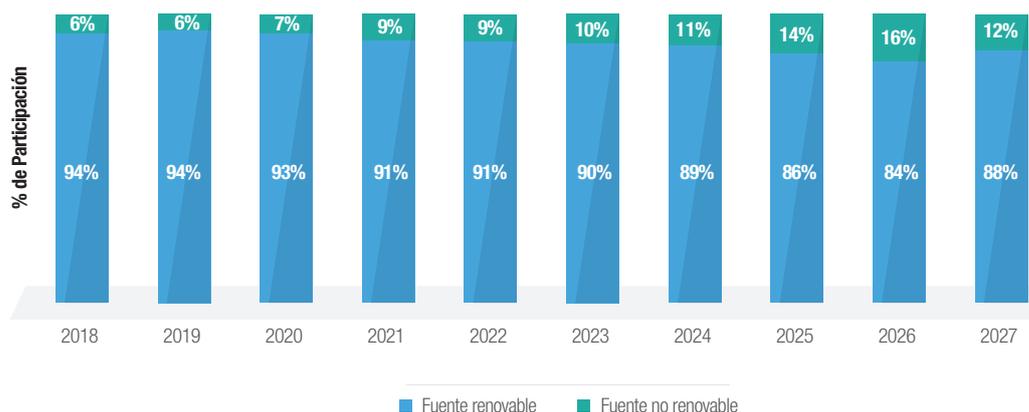


Figura Nro. B-2: Composición de la generación por tipo de fuente de energía.

De la figura anterior se puede concluir que la participación del consumo de combustible fósil en la producción de electricidad es evidentemente baja con un incremento de 6% entre el 2018 y

2027. A continuación, se puede ver el combustible necesario para el escenario de hidrología media.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]	Fuel Oil [galón]
2018	10.509,0	0,0	3.679,4	10.859,0	34.125,5	78.338,6	44.984,5
2019	10.848,0	0,0	1.448,5	8.692,7	21.906,6	80.865,6	30.599,3
2020	10.925,0	0,0	1.140,1	14.575,0	44.573,9	81.439,6	59.148,9
2021	10.948,0	0,0	5.028,4	23.298,0	77.787,1	81.611,1	101.085,1
2022	17.195,0	0,0	2.925,3	14.050,0	46.679,5	128.178,9	60.729,5
2023	21.527,0	0,0	2.487,9	12.043,0	42.439,9	160.471,4	54.482,9
2024	25.886,0	0,0	2.510,3	9.658,8	30.340,4	192.965,3	39.999,2
2025	33.113,0	0,0	3.321,7	15.118,0	54.239,2	246.838,4	69.357,2
2026	38.664,0	0,0	4.374,7	26.087,0	88.872,4	288.218,0	114.959,4
2027	32.070,0	0,0	7.506,2	15.802,0	54.277,3	239.063,5	70.079,3
Total	211.685,0	0,0	34.422,5	150.183,5	495.241,8	1.577.990,3	645.425,3

Tabla Nro. B-11: Consumo de combustibles en escenario de hidrología media.

CONSUMO PROMEDIO DE COMBUSTIBLE (miles de unidades)							
ETAPA	Gas Natural [KPC]	Nafta [galón]	Diesel [galón]	Fuel Oil 4 [galón]	Fuel Oil 6 [galón]	Gas Natural [galón]	Fuel Oil [galón]
2018	10.511,0	0,0	3.689,6	11.070,0	33.871,4	78.353,5	44.941,4
2019	10.848,0	0,0	1.612,8	8.824,4	21.938,9	80.865,6	30.763,3
2020	10.925,0	0,0	1.421,1	14.262,0	44.180,2	81.439,6	58.442,2
2021	10.949,0	0,0	5.365,9	24.194,0	81.771,3	81.618,5	105.965,3
2022	20.083,0	0,0	5.372,0	26.695,0	84.241,0	149.707,3	110.936,0
2023	30.855,0	0,0	15.828,0	52.607,0	164.393,5	230.006,3	217.000,5
2024	46.340,0	0,0	34.895,0	63.999,0	185.611,3	345.438,1	249.610,3
2025	48.219,0	0,0	76.191,0	112.480,0	271.132,7	359.445,0	383.612,7
2026	49.570,0	0,0	112.290,0	125.620,0	312.652,1	369.515,9	438.272,1
2027	27.064,0	0,0	13.825,0	20.848,0	60.861,0	201.746,6	81.709,0
Total	265.364,0	0,0	270.490,4	460.599,4	1.260.653,5	1.978.136,5	1.721.252,9

Tabla Nro. B-12: Consumo de combustibles en escenario de hidrología media –MATRIZ PRODUCTIVA.

La contribución en emisiones de CO₂ al medio ambiente, se observa en las siguientes gráficas por tipo de combustible y para los escenarios de Caso Base y Matriz Productiva:”

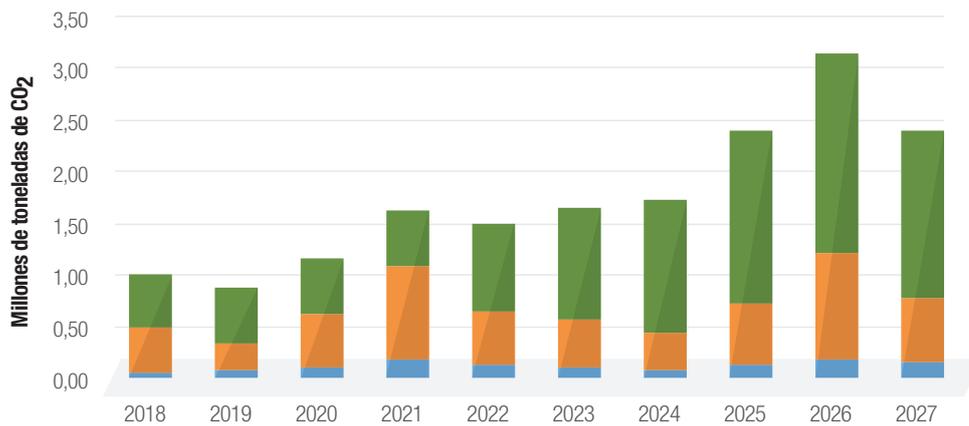


Figura Nro. B-3: Emisiones estimadas de CO₂, hidrología media, Caso Base.

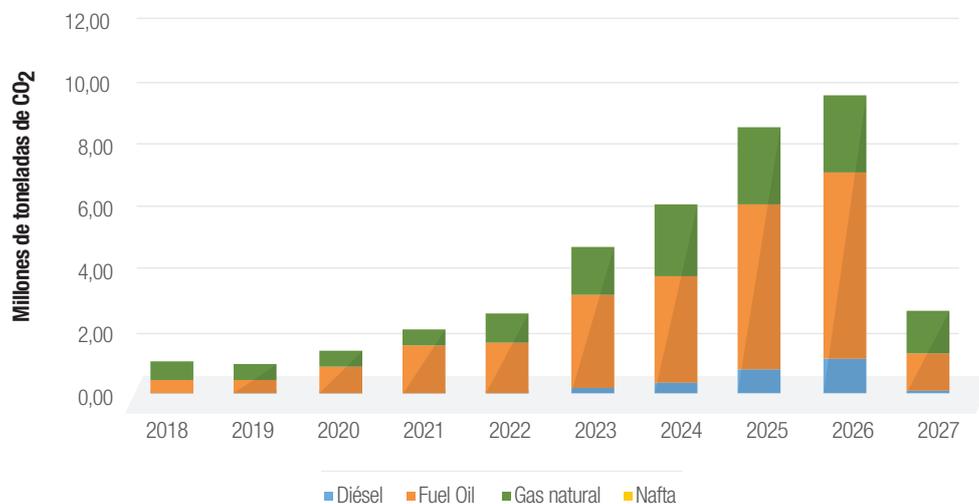


Figura Nro. B-4: Emisiones estimadas de CO₂, hidrología media, Caso Matriz Productiva.

Para mantener un sistema eléctrico sustentable y de bajo impacto ambiental, se aplicarán distintas estrategias para el desarrollo

del Sector Eléctrico Ecuatoriano, fortalecidas con cinco acciones complementarias.

B.5.1 Estrategia A: promover el cumplimiento del cambio de la matriz energética

El incremento de la generación hidráulica prevista con los proyectos del Plan de Expansión de Generación, como resultado de la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que hoy se encuentran en operación y otros en fase de construcción, ha dado como resultado un importante cambio en la matriz de generación de electricidad, reduciéndose sustancialmente el consumo de los combustibles fósiles en el país.

Por tal razón, es de gran importancia el aprovechamiento sustentable del recurso hidráulico disponible del país y, por esto, la verificación del avance y cumplimiento de plazos de obras asociadas a proyectos hidroeléctricos, son acciones clave para la sustentabilidad del sector. Así también, es importante elevar el nivel de los estudios de los proyectos constantes en el Inventario de Recursos Energéticos del país con fines de producción eléctrica.

Los esfuerzos por dar continuidad en los objetivos trazados por el sector eléctrico, han permitido la reciente incorporación de

las Centrales Hidroeléctricas Minas - San Francisco (275 MW) y Delsitanisagua (180 MW). Además, se estima que para el año 2021 entre en operación el Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón (254,4 MW), así como otros proyectos de energía renovable.

Es importante enfatizar en esta estrategia, que el Proyecto de Energía Renovables para las Islas Galápagos, ha contribuido al cuidado del ambiente, dotando de un sistema de energía eléctrica acorde a la naturaleza, con miras a la reducción del volumen de diésel embarcado hacia el Archipiélago.

La principal razón para optar por energía limpias en las Islas Galápagos es la reducción de riesgos en el transporte de combustibles, lo que permite el cambio de la matriz energética, a través del aprovechamiento de generación de los recursos renovables disponibles, que ofrecen una alternativa efectiva de protección al frágil ecosistema del Archipiélago.

B.5.2 Estrategia B: promover la implementación y certificación de sistemas de gestión ambiental para el fortalecimiento de la gestión ambiental en el sector eléctrico

La implementación de sistemas de gestión integrados, por parte de las empresas del sector eléctrico, permitiría consolidar y fortalecer la gestión socio-ambiental como parte integral de funcionamiento. Existen estándares internacionales bajo los que una empresa puede certificar su Sistema de Gestión Ambiental, las más utilizadas son la norma ISO 14001, las OHSAS 18000 para seguridad industrial y la norma ISO 26000 para la responsabilidad social.

En sentido varias de las empresas del sector eléctrico ecuatoriano han sido certificadas con normas de calidad, como ejemplo se citan:

- **CELEC EP HIDROPAUTE** recibió por parte de la acreditadora AENORECUADOR, la certificación en cumplimiento de la gestión bajo estándares internacionales como son las normas de Gestión de Calidad ISO 9001/2008, Gestión Ambiental ISO 14001/2004, Responsabilidad Social IQNET SR10/2011 y Seguridad y Salud Ocupacional OHSAS 18001/2007.
- **Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A.**, los procesos asociados a la cogeneración y venta de excedentes de energía eléctrica están incluidos en el alcance de las certificaciones ISO 9001/2008 Gestión de Calidad, ISO 14001/2004 Gestión Ambiental y OHSAS 18001/2007.
- **Empresa Eléctrica Quito S.A.**, certificaciones normas de Gestión de Calidad y Capacitación ISO 9001/2008, sin embargo no ha implementado la norma ISO 14001, y ha dispuesto de la calificación de Punto Verde; y desarrolla los Planes de Manejo Ambiental para todas sus instalaciones, con el control y seguimiento correspondiente, y semestralmente realiza capacitaciones a personal interno de la EEQ en cuanto a temas ambientales como: Guía de buenas prácticas ambientales, manejo de desechos peligrosos.

- **La Empresa Eléctrica Regional del Sur** viene desarrollando el proceso de consolidación de información para implementar las normas ISO 9001, ISO 14001 y OSHAS 18000 en la Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Mora.
- **La Empresa Eléctrica Ambato, EEASA** cuenta con un Manual de Buenas Prácticas Ambientales, a través del cual, en base a su cumplimiento, se proyecta iniciar la obtención de la calificación como "Punto Verde", lo cual permitirá contar con una Certificación de Sistemas de Gestión Ambiental.

La EEASA cuenta con la Licencia Ambiental vigente, extendida por la Autoridad competente para su área de concesión; así mismo, cuenta con el Registro de Generador de Desechos Peligrosos y el Plan de Manejo Ambiental también vigente, este último, que contiene nueve (9) programas de cumplimiento obligatorio.

- **La Empresa Eléctrica CENTROSUR C.A.**, ha implementado el subproceso de Gestión Ambiental acorde al estándar de la Norma ISO 14001, a través de la Planificación y revisión el sistema de gestión ambiental (SGA), complementado por la verificación, evaluación del sistema, así como la planificación de acciones de mejora del SGA.

En el SGA se han desarrollado procedimientos a los cuales están ligados 39 instructivos ambientales y 50 formularios de registro, los cuales permiten ejecutar y registrar las acciones y actividades de gestión ambiental.

- **ELECAUSTRO**, ha implementado un Sistema de Calidad ISO 9001-2015, en miras de la certificación correspondiente. El sistema cuenta con un mapa de procesos definido dentro del cual, la Gestión Ambiental y Social se la ha identificado dentro de los procesos críticos.

- **La Empresa Eléctrica Riobamba, EERSA**, no dispone de un sistema de gestión certificado, sin embargo, ha realizado acciones de cuidado ambiental, en cumplimiento de los Planes de Manejo, como el de desechos peligrosos y no peligrosos. Dispone de la calificación como generador de desechos, mantenimiento de la brecha forestal en la líneas de transmisión; implementación de los procedimientos que permitan a la EERSA realizar una gestión ambiental en cumplimiento con la normativa, en base al Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001/2015; levantamiento de información para Certificación Punto Verde con el MAE.
- **La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. ELEPCO** no ha dado inicio a la implementación de un Sistema de Gestión Ambiental, lo que permitiría consolidar y fortalecer la gestión socio ambiental como parte integral de su funcionamiento.
- **ELECGALAPAGOS** no posee certificaciones en sistemas de gestión ambiental; sin embargo, con base a nuestra producción limpia (renovable) y a la normativa ambiental vigente iniciaremos ante el Ministerio del Ambiente el proceso de registro ambiental “Punto Verde”, para el año 2019.
- **EMELNORTE** no posee ningún sistema de gestión, debido a que no se ha conformado la Unidad Ambiental y no dispone del personal necesario para implementar dichas acciones.
- **La Corporación Nacional de Electricidad, CNEL**, no cuenta con certificación de gestión ambiental acreditada bajo estándares ISO, sin embargo en el año 2017 se realizó la contratación de la Memoria de Sostenibilidad bajo los estándares del GRI (Global Reporting Initiative) misma que establece el estándar mundial de lineamientos para la elaboración de memorias de sostenibilidad de aquellas compañías que desean evaluar su desempeño económico, ambiental y social.

B.5.3 Estrategia C: fomentar el desarrollo de programas de educación ambiental en el sector eléctrico

En cumplimiento a lo dispuesto en la LOSPEE en su Artículo 15, numeral 15, establece la obligación de ARCONEL en coordinación con el Ministerio del Ambiente, de generar programas de capacitación ambiental para las empresas eléctrica del país, lo cual repercutirá de manera positiva al cumplimiento de la normativa ambiental nacional.

Además, es un requerimiento mínimo para alcanzar la sustentabilidad del sector y también permitirá minimizar los impactos ambientales y sociales asociados a las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

Como parte de los procesos de asesoría y capacitación, se ha impulsado y potencializado la gestión ambiental como eje transversal dentro de las empresas del sector, a través de la creación de las Unidades de Gestión Ambiental, en cumplimiento de las disposiciones de la Contraloría General del Estado, las mismas que se encuentran operativas, acatando la normativa ambiental vigente, para la prevención, control, mitigación y seguimiento ambiental.

Todas las empresas eléctricas de generación, transmisión, y distribución disponen de Licencias ambientales, registros ambientales según el tipo de instalación, con la obligación de desarrollar y cumplir los Planes de Manejo Ambiental, entre los cuales constan los de capacitación que las empresas desarrollan a nivel interno y externo, dentro de la responsabilidad social y ambiental, en temas de:

- Disposición de desechos peligrosos y no peligrosos
- Difusión de Planes de Manejo Ambiental
- Seguridad industrial y salud ocupacional
- Gestión de riesgos
- Control de incendios forestales
- **ELECAUSTRO**, en ejecución de programas de educación ambiental, cumple con un plan que se ejecuta desde hace 11 años, el Programa de Responsabilidad Social y Ambiental “APRENDIENDO CON ENERGÍA”; anualmente se cuenta con alrededor de 30 escuelas participantes; a través de un convenio con la revista infantil CHISPIOLA, que se distribuye gratuitamente a más de 10.000 niños de escuelas fiscales del Azuay y Cañar.
- **ELECGALAPAGOS** cuenta con capacitaciones enmarcadas en la prevención, control, mitigación y seguimiento de la contaminación ambiental, dirigido especialmente al personal de la empresa y algunas comunidades, en los siguientes temas: Manejo de Desechos Peligrosos, Manejo de Residuos Sólidos Reciclables, Uso responsable de energía y equipos eficientes, Normativa Ambiental vigente, Plan de Manejo Ambiental Proyectos Eléctricos Renovables y Generación Convencional.
- **EMELNORTE S.A.** ha venido coordinando un programa de Educación Ambiental que se encuentra dirigido al personal técnico y administrativo de la Empresa; como también a instituciones educativas, GADs Parroquiales, Cantonales y Provinciales, desarrollando capacitaciones en temas como: manejo de desechos peligrosos, sensibilización ambiental y buenas Prácticas Ambientales (Acuerdo Nro. 131), y acreditación como “Punto Verde”, así como sobre la influencia de los campos magnéticos y eléctricos en las instalaciones de la empresa, tala y poda de especies forestales; manejo de podadora aérea - Mantenimiento de Franjas de Servidumbre.
- **La Empresa Eléctrica Ambato, EEASA**, viene desarrollando y aplicando Programas de Educación Ambiental a nivel interno.
- **La Empresa Eléctrica Riobamba, EERSA**, en cuanto a la capacitación y educación ambiental, ha implementado un programa de inducción para el personal de la empresa y para los contratistas; reuniones informativas con los GADs de la Provincia para la difusión de la regulación N°- 002/10 del CONELEC sobre las distancias de seguridad de las líneas de energía de media y baja tensión, así como las servidumbres de líneas de alta tensión; capacitaciones prácticas en producción de material vegetativo a los actores locales de las comunidades que están dentro de las zonas de influencia directa de las micro cuencas de sus centrales de generación hidroeléctrica.
- **ELEPCO S.A.** ejecuta un programa de capacitación continuo, el mismo que incluye a personal técnico, operativo y contratistas. Dentro de la ejecución de talleres de capacitación podemos mencionar temáticas como: Normativa Ambiental para proyectos eléctricos, Manejo de desechos, Manejo de materiales y

desechos peligrosos, Manejo de Bifenilos Policlorados, Buenas Prácticas Ambientales.

- La **CNEL** sobre programas de Educación Ambiental se ha desarrollado un plan de educación ambiental en centros educativos sobre: buen uso de la energía eléctrica, sus beneficios, trabajos de mantenimiento y cuidado del medio ambiente, que abarcó un total de 1000 estudiantes.

La capacitación que se ha desarrollado en todas las Unidades de Negocio de la CNEL, está orientada al personal de las empresas que realiza la gestión ambiental, entre otros están:

- Sistema Globalmente Armonizado (SGA) y su relación con el transporte de mercancías peligrosas.
- Taller de Capacitación sobre Aspectos Técnicos y Legales para la Gestión de PCB y Difusión de Resultados del Proyecto PCB.
- Manejo y control de emisiones contaminantes a la atmósfera.
- La **Empresa Eléctrica CENTROSUR**, en los programas de educación ambiental, incluye el desarrollo de capacitaciones internas y externas.
 - La capacitación interna en función del sistema de gestión ambiental se desarrolla los programas:
 - Programa de identificación de PCB en redes de distribución.
 - Programa de control de derrames de aceite de transformadores y reconectores.
 - Programa de disminución de sustancias especiales.
 - Programa de manejo de residuos sólidos.
 - Programa de capacitación de poda y tala.

B.5.4 Estrategia D: promover la Implementación de Proyectos de Generación con Energías Renovables

En base a lo que establece, los ODS, la LOSPEE, el MERNNR y la ARCONEL; se está desarrollando el nuevo marco regulatorio para la promoción, avance e implementación de proyectos eólicos, geotérmicos, solares y de biomasa en el país, tanto por parte de las empresas públicas como del sector privado.

La ejecución de proyectos de energía renovable y no convencional, contribuyen no solo la incorporación de nuevas tecnologías de generación eléctrica, sino que además facilitan el desplazamiento del uso de combustibles fósiles en el país.

La Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica - LOSPEE regula la participación de los sectores público y privado, en actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, así como también la promoción y ejecución de planes y proyectos con fuentes de energías renovables, y el establecimiento de mecanismos de eficiencia energética, y de igual forma el ente rector del Sector Eléctrico podrá delegar la participación de las empresas privadas y las empresas de capital privado en actividades del sector, cuando dichas instancias inviertan en proyectos que utilicen energía renovables no convencionales que no consten en el PME.

La misma Ley determina además que los proyectos que utilicen energías renovables, podrán acceder a un esquema de incentivos que se determine en la normativa jurídica respectiva.

En el Título IV de la LOSPEE, correspondiente a la Gestión de Fuentes Energéticas y Energías Renovables No Convencionales, en su artículo 26 dispone que el ente rector del Sector Eléctrico promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía.

La electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.

Como avance en las acciones necesarias para fomentar la implementación de proyectos de generación con energías renovables, mediante la Regulación Nro. ARCONEL - 003/18, de 6 de noviembre de 2018 y su reforma de 16 de enero de 2019, se incentiva la generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica.

B.5.5 Estrategia E: continuar y Fortalecer Planes de Incremento de Eficiencia

En base a lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Público de la Energía Eléctrica (LOSPEE), el MERNNR es el órgano rector y planificador del Sector Eléctrico y le corresponde la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE).

En el Artículo 74 de la LOSPEE, se señala: "la eficiencia energética tendrá como objetivo general la obtención de un mismo servicio o producto con el menor consumo de energía". Para alcanzar dicho objetivo, entre otras, se han identificado las siguientes acciones:

- a. fomentar la eficiencia en la economía y la sociedad,
- b. propiciar la utilización racional de energía eléctrica y la disminución de combustibles fósiles,

- c. reducir costos de producción y d) disminuir impactos ambientales".

Para el cumplimiento de estas acciones, el 18 de Mayo de 2017 se presentó el primer Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE), que tiene como objetivo: "Incrementar el uso eficiente de los recursos energéticos mediante la ejecución de programas y proyectos de eficiencia energética en los sectores relacionados con la oferta y demanda de energía, a fin de reducir la importación de derivados del petróleo, contribuir a la mitigación del cambio climático y crear una cultura de eficiencia energética respaldada por una sólida base jurídica e institucional".

Plan Nacional de Eficiencia Energética

El PLANEE considera articular la participación de diferentes actores, así también identificar e incorporar los programas y proyectos que se realizarán a nivel nacional, con el objetivo de incrementar el uso eficiente de la energía.

Dicho documento aborda objetivos, líneas de acción y actividades específicas para los siguientes sectores: Residencial, Comercial y Público; Industrial; Transporte y de Consumo propio sector

Energético. Debido a su especificidad, se encuentra un apartado especial para las islas Galápagos.

Así también el PLANEE establece como prioritario el fortalecer jurídica e institucionalmente la promoción de la eficiencia energética permitiendo de esta manera impulsar las acciones previstas para cada sector. A continuación se presenta las líneas de acción por eje de intervención:

Consumo propio	Transporte	Residencial, Comercial y Público
Reducción de pérdidas	Infraestructura y operación	Etiquetado
ISO 50001 Centrales	Etiquetado	Recambio
Interconexión	RENOVA	NEC
Derivados de alta calidad	Vehículos Híbridos	
EE en transporte, almacenamiento y comercialización de derivados	Biocombustibles	
Galápagos	Industrial	Jurídico, Institucional y de Acceso a la Información
NEC	ISO 50001 Energointensivas	Decreto presidencial
Recambio	Cogeneración	Sistema Nacional de Indicadores
ISO 50001	Recambio	Comité de Eficiencia Energética
	ESCOS	

Figura Nro. B-5: Ejes y Líneas de acción del PLANEE.

Con la implementación del PLANEE, el Ecuador aportará al cumplimiento de iniciativas internacionales orientadas a la eficiencia energética como el ODS7 de los Objetivos de Desarrollo Sustentable que contempla “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura,

sostenible y moderna para todos”, el cual entre sus metas considera:

“Al 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética”.

Meta PLANNE

En el periodo 2016-2035, se espera que el umbral mínimo de energía evitada en los sectores de análisis del PLANEE, sea de alrededor 543 Mbep. Este ahorro representará aproximadamente

USD 84.131 millones, con una reducción estimada de emisiones de GEI de 65 millones de toneladas equivalentes de CO₂.

Acciones realizadas

En el marco del PLANNE tenemos las siguientes actividades en ejecución:

1. Eje Jurídico, Institucional y de Acceso a la Información

- El 12 de marzo de 2019, se expidió la Ley Orgánica de Eficiencia Energética. Esta propuesta busca establecer un marco institucional para planificar, establecer políticas públicas y fijar metas en esta materia.

2. Eje Residencial, Comercial y Público

Se encuentra en elaboración propuestas de instrumentos técnicos que promuevan el aseguramiento de eficiencia energética:

- Coordinar los Comités Técnicos para el otorgación del Distintivo de Máxima Eficiencia Energética en luminarias LED para Alumbrado Público. Este distintivo busca orientar la compra de equipos eficientes a los usuarios.

- El 5 de Febrero de 2018 mediante Acuerdo Ministerial N.004-18 se expidieron y oficializaron los capítulos de Eficiencia Energética e Instalaciones Eléctricas de la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC), así mismo se continúa trabajando en la aprobación de los capítulos referentes a Energía Renovable y de Calefacción y Climatización.

- Participar en conjunto con el INEN en la elaboración, revisión y/o actualización de reglamentos técnicos para electrodomésticos y equipos que consumen energía.

- Participar y generar aportes al Comité Electrotécnico Ecuatoriano y comités espejo de normas ISO en el ámbito de la eficiencia energética.

3. Eje Industrial

Se tiene el siguiente avance:

- Propuestas de planes de capacitación en Sistemas de gestión de energía y buenas prácticas de eficiencia energética.

- Propuestas de instrumentos que permitan promover la implementación de sistemas de gestión de la energía bajo la norma ISO: 50001.

4. Eje Transporte

Se tiene el siguiente avance:

- Aportes al proyecto de educación vial y conducción eficiente; mediante la implementación de un marco regulatorio que incluya las técnicas de conducción eficiente. Esta actividad contempla incidir en Escuelas de Conducción.
- Participar en la revisión del Proyecto de Reglamento Técnico Ecuatoriano PRTE INEN 162 "Accesorios de carga para vehículos eléctricos"
- Elaborar planes de capacitación en conducción eficiente "ECODriving".
- Aportes en la revisión de la propuesta de Reglamento Cero Emisiones, misma que fomenta la introducción de los vehículos eléctricos en sustitución de los vehículos a combustión interna.
- Junto a la Agencia Nacional de Tránsito (ANT) se elabora la propuesta de Proyecto de Etiquetado del Rendimiento

Energético para Vehículos Nuevos y la segunda fase del Plan RENOVA Vehicular.

5. Eje Consumo Propio

Se busca ejecutar un proyecto de Implementación de Sistemas de Gestión de Energía basados en la norma ISO 50001 en las Centrales de Generación Térmica. Se tiene el siguiente avance:

- En marzo de 2018, se realizó una capacitación a varios miembros del sector eléctrico, incluyendo representantes de CELEC EP con la finalidad de dar a conocer los fundamentos de la implementación de Sistemas de Gestión de Energía.

6. Eje Galápagos

Para la adopción e Implementación de la NEC en Galápagos, se tiene el siguiente avance:

- Se desarrolló la consultoría de "Levantamiento y desarrollo de Estándares de comportamiento sostenible de edificaciones del Archipiélago de Galápagos", que tiene como objetivo generar los insumos necesarios para fijar estándares para los sectores Residencial, Comercial y de Servicios Públicos, que sean aplicables a la zona costera de Ecuador mediante el levantamiento y análisis de información disponible.

B.5.6 Estrategia F: continuar con el Plan de Mejoramiento en el servicio público de energía eléctrica

Esta estrategia está dirigida al segmento de la distribución y comercialización de energía eléctrica en el país, en relación con: 1) el mejoramiento de la gestión, 2) reducción de pérdidas, 3) calidad de servicio y 4) la electrificación rural. Actualmente se encuentran en desarrollo los siguientes programas:

Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE).- el objetivo de este proyecto es mejorar y fortalecer la gestión de las empresas eléctricas del país, para incrementar su eficiencia y eficacia; mediante la implantación de un modelo de información común, sustentado en normas internacionales y basado en la homologación de procesos, procedimientos, organización empresarial, sistemas y tecnología de punta, aprovechando las mejores prácticas de las empresas distribuidoras del país y de empresas de clase mundial.

Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución (PMD).- El objetivo del PMD es construir y remodelar redes para asegurar la disponibilidad de energía eléctrica, satisfaciendo la demanda actual

y futura de los abonados del servicio eléctrico, en condiciones de cantidad, calidad y seguridad adecuadas.

Plan de Reducción de Pérdidas.- El PLANREP es un conjunto de proyectos que permiten reducir las pérdidas de carácter técnico y comercial, que se ejecutan en todas las empresas eléctricas de distribución del país que permite mejorar los ingresos económicos de las distribuidoras, evitando el hurto de energía (pérdidas comerciales).

Programa Electrificación Urbano Marginal.- Comprende la ejecución de proyectos para mejorar las condiciones de vida de la población rural y urbano-marginal, a fin de reducir la exclusión social en las regiones del país que presentan los índices más bajos de cobertura eléctrica, a través de la dotación de energía eléctrica como un insumo para incentivar las actividades productivas, contribuir a crear condiciones propicias para mejorar los sistemas de educación, salud y bienestar, que contribuyan al desarrollo personal, comunitario y desarrollo integral de las comunidades.

B.5.7 Estrategia G: dar soporte a los programas de incremento de asequibilidad a la electricidad

El acceso a la energía eléctrica coadyuva a mejorar la calidad de vida de la población, siendo la pobreza una realidad en los países en vías de desarrollo como Ecuador. A medida que la pobreza disminuye, significa que la población tiene más acceso a los servicios públicos, entre ellos el de energía eléctrica. El alivio de la pobreza depende del acceso a servicios públicos asequibles, confiables y de buena calidad.

Con el objeto de aportar a la matriz productiva y con el desarrollo de la matriz energética, con la sustitución de GLP a cocción eléctrica

y otras iniciativas en el sector eléctrico, en distribución se observó la necesidad de reforzar la subtransmisión, alimentadores primarios, redes secundarias, transformadores, entre otros; con la finalidad de atender las necesidades actuales y futuras de la demanda.

Respecto al acceso a la electricidad, el Gobierno Nacional mantiene vigente el subsidio denominado "Tarifa de la Dignidad", que beneficia a más de dos millones de ecuatorianos.

B.5.8 Estrategia H: establecer Plan de Reducción de Contenido de Azufre en Combustibles

El dióxido de azufre (SO₂) es un contaminante atmosférico primario, derivado de la generación termoeléctrica, que utiliza principalmente fuel oil, diésel, residuo y crudo, el cual puede causar daño a la salud humana, en particular a las poblaciones de las áreas de influencia de las centrales termoeléctricas que operan en el país. Para lo

cual el sector contribuye directamente con la reducción del uso de fuel oil, diésel, residuo y crudo. En la medida en que el contenido de azufre de los combustibles, se reduzca gradualmente permitirá mejorar la calidad de vida de la población, ya que paulatinamente será desplazado por el uso de la energía renovable.

B.5.9 Estrategia I: determinación de factores de emisión de contaminantes comunes para combustibles usados en el Sector Eléctrico

En el indicador No. 8, determinado en la sección B.4.8., se computa mediante los factores de emisión (IPCC 1996) y el consumo de combustible por cada tipo de tecnología de las centrales eléctricas.

se reducirá también la cantidad de emisiones de contaminantes comunes al aire, lo cual también incidirá en la mejora de la calidad de vida de la población.

En la medida que se reduzca la generación termoeléctrica en el país por la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos,

En la Tabla Nro. B-13, se presentan las estrategias desarrolladas con los indicadores para el diagnóstico del Sector Eléctrico.

Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS - ONU	Ejes Plan Nacional de Desarrollo	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Políticas Plan Nacional de Desarrollo	Metas al 2021 Plan Nacional de Desarrollo	Criterios	Indicadores afectados
OBJETIVO 2: Poner fin al hambre, lograr la seguridad alimentaria y la mejora de la nutrición y promover la agricultura sostenible.	Eje 2: Economía al Servicio de la Sociedad	Objetivo 5: Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria	1.8 Garantizar el acceso a una vivienda adecuada y digna, con pertinencia cultural y a un entorno seguro, que incluya la provisión y calidad de los bienes y servicios públicos vinculados al hábitat: suelo, energía, movilidad, transporte, agua y saneamiento, calidad ambiental, espacio público seguro y recreación.	Incrementar de 53% a 95% el número de hogares con vivienda propia y digna que se encuentran en situación de extrema pobreza a 2021.	Integridad Social	5
			5.10 Fortalecer e incrementar la eficiencia de las empresas públicas para la provisión de bienes y servicios de calidad, el aprovechamiento responsable de los recursos naturales, la dinamización de la economía, y la intervención estratégica en mercados, maximizando su rentabilidad económica y social.	Incrementar los ingresos por autogestión de las empresas públicas de la función Ejecutiva de 75,8% a 77,6% a 2021.	Integridad Social Integridad Económica	2,3,4
OBJETIVO 7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.	Eje 1: Derechos para Todos Durante Toda la Vida	Objetivo 1: Garantizar una vida digna con iguales oportunidades para todas las personas	1.8 Garantizar el acceso a una vivienda adecuada y digna, con pertinencia cultural y a un entorno seguro, que incluya la provisión y calidad de los bienes y servicios públicos vinculados al hábitat: suelo, energía, movilidad, transporte, agua y saneamiento, calidad ambiental, espacio público seguro y recreación.	Incrementar de 53% a 95% el número de hogares con vivienda propia y digna que se encuentran en situación de extrema pobreza a 2021.	Integridad Social	5
	Eje 2: Economía al Servicio de la Sociedad	Objetivo 5: Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria	5.7 Garantizar el suministro energético con calidad, oportunidad, continuidad y seguridad, con una matriz energética diversificada, eficiente, sostenible y soberana como eje de la transformación productiva y social.	Incrementar de 68,8% al 90% la generación eléctrica a través de fuentes de energías renovables a 2021.	Integridad Ambiental Integridad Social Integridad Económica	1,3,7,8,9

Objetivos de Desarrollo Sostenible ODS - ONU	Ejes Plan Nacional de Desarrollo	Objetivos Plan Nacional de Desarrollo	Políticas Plan Nacional de Desarrollo	Metas al 2021 Plan Nacional de Desarrollo	Criterios	Indicadores afectados
OBJETIVO 10: Reducir la desigualdad en y entre los países	Eje 2: Economía al Servicio de la Sociedad	Objetivo 5: Impulsar la productividad y competitividad para el crecimiento económico sostenible de manera redistributiva y solidaria	5.8 Fomentar la producción nacional con responsabilidad social y ambiental, potenciando el manejo eficiente de los recursos naturales y el uso de tecnologías duraderas y ambientalmente limpias, para garantizar el abastecimiento de bienes y servicios de calidad.	Incrementar los ingresos por autogestión de las empresas públicas de la función Ejecutiva de 75,8% a 77,6% a 2021.	Integridad Social Integridad Económica	2,4,5
OBJETIVO 12: Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles	Eje 3: Más sociedad, mejor Estado	Objetivo 9: Garantizar la soberanía y la paz, y posicionar estratégicamente el país en la región y el mundo	9.2 Profundizar el proceso de integración con América Latina, el Caribe y los países vecinos, como espacio de convergencia política y complementariedad económica, logística, estratégica, social, ambiental, turística, cultural y de cooperación; afianzando la capacidad negociadora de la región y fortaleciendo el desarrollo de las zonas fronterizas y la libre movilidad de las personas.	Incrementar el cumplimiento de compromisos binacionales de 72,1% a 75%, para 2021.	Integridad Económica Integridad Social	5,6

Tabla Nro. B-13: Estrategias para la sustentabilidad del sector eléctrico (Alineación Propuesta Examen ODS-ONU).

B.6 Acciones complementarias al desarrollo sustentable

En cumplimiento con la Normativa Ambiental vigente, y en concordancia con las políticas dictadas por el Ministerio del Ambiente, se coordina y apoya las acciones que conduzcan al mejoramiento de la gestión pública y privada, sobre el control y reducción de la

contaminación derivada de la generación de desechos peligrosos, mejorando el desempeño ambiental del Sector Eléctrico, de acuerdo a las siguientes actividades:

B.6.1 Manejo de PCB

Los Bifenilos Policlorados, PCB, (nombres comerciales: askarel, clophen, pyranol, etc.), producidos industrialmente desde 1930, son una clase de compuestos químicos orgánicos de síntesis, químicamente inertes, de elevada toxicidad, persistentes en el ambiente, de escasa biodegradabilidad, susceptibles de bioacumulación.

Los PCB, se utilizaron como aditivos en los aceites de los equipos eléctricos, especialmente en transformadores, por sus magníficas características de aislante y antiinflamante.

El Comité Técnico de PCB, elaboró, difundió y puso en vigencia el 26 de julio de 2012, con la aprobación del Ministerio del Ambiente, el Manual de procedimientos para el manejo de los PCB en el sector eléctrico.

El Ministerio del Ambiente, expidió el Acuerdo Ministerial No. 146, publicado en el Registro Oficial No. 456 de 05 de enero de 2016, sobre los "procedimientos para la gestión Integral y Ambientalmente Racional de los Bifenilos Policlorados (PCB) en el Ecuador".

El Ministerio del Ambiente en coordinación con el Comité Técnico de PCB, han determinado que la disposición final de los aceites dieléctricos con concentraciones menores a 50 ppm de PCB, deben realizar solamente en hornos cementeros, para lo cual, el MAE ha autorizado a HOLCIM y UNACEM, empresas que pueden realizar el

coprocesamiento.

En los equipos y aceites dieléctricos que tienen valores superiores a 50 ppm de PCB, se realiza la verificación por cromatografía de gases al 100% de los equipos. El tratamiento y disposición final de los equipos y aceites contaminados con PCB, se ejecutó mediante la eliminación de 137 toneladas de equipos y aceites contaminados con PCB, en el exterior, como proyecto piloto, con fondos PNUD. A futuro se espera conseguir financiamiento internacional para continuar con la disposición final, en función de la cantidad de material contaminado que se pueda reunir para la exportación.

De acuerdo a la resolución del Comité Técnico de PCB, determinó que el plazo para concluir el inventario definitivo de PCB, será en diciembre de 2020, considerando que la mayor parte de los equipos se encuentran en operación.

El Acuerdo Ministerial MAE No. 146, establece los porcentajes y plazos para el avance del inventario definitivo de PCB, esto es: 40% del total de su inventario de equipos, contenedores con aceite y desechos, hasta el 31 de diciembre del 2016, 70% del total de su inventario de equipos, contenedores con aceite y desechos, hasta el 31 de diciembre del 2018; y, 100% del total de su inventario de equipos, contenedores con aceite y desechos, hasta el 31 de diciembre del 2020; considerando aquellos equipos cuyo año de fabricación sea hasta diciembre de 2011. Los equipos fabricados desde enero

del 2012 en adelante no son parte del inventario, puesto que los fabricantes garantizan que no tienen PCB.

Se identifica como limitante para el cumplimiento de la meta, la capacidad operativa de los laboratorios para la verificación por cromatografía de gases de los equipos y aceites contaminados con PCB.

La verificación de la calidad de información cargada al SNIS-PCB por el poseedor y/o generador de PCB, es responsabilidad del

Subcomité Técnico de PCB, mismo que en la revisión y aprobación de los reportes del segundo semestre de 2018, verificó el avance del inventario definitivo de PCB.

Los resultados entregados por las empresas eléctricas, permiten determinar que el avance del inventario definitivo de PCB a diciembre de 2018, alcanzó en promedio el 70.9 %, cumpliendo con lo dispuesto en el Acuerdo Ministerial MAE No. 146, con el siguiente detalle:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Número total de equipos reportados por las EE y CNEL para el inventario fabricados hasta el 2011 (incluyen equipos particulares).	226.148
Número total de equipos ingresados en el SNIS fabricados hasta el 2011 con y sin análisis (incluyen equipos particulares):	174.992
Número total de equipos analizados reportados por las EE y CNEL:	160.344
Porcentaje de equipos analizados de acuerdo al último reporte:	70.90%

Tabla Nro. B-14: Avance del inventario de PCB a diciembre de 2018.

Nro	EED/ CNEL UN	TOTAL A SER ANALIZADOS	ANALIZADOS	AVANCE
1	E.E. AMBATO	11.262	8.017	71.19%
2	E.E. COTOPAXI	8.755	1.094	12.50%
3	E.E. CENTROSUR	18.244	16.943	92.87%
4	E.E. RIOBAMBA	8.551	5.369	62.79%
5	E.E. LOJA	17.000	13.616	80.09%
6	E.E. QUITO	29.996	15.295	50.99%
7	EE AZOGUES	1.744	1.434	82.22%
8	EMELNORTE	13.444	5.087	37.84%
9	E.E. GALAPAGOS	885	885	100.00%
10	CNEL UN GUAYAQUIL	29.407	24.003	81.62%
11	CNEL UN BOLÍVAR	2.954	2.790	94.45%
12	CNEL EL ORO	7.473	7.098	94.98%
13	CNEL ESMERALDAS	5.218	5.218	100.00%
14	CNEL GUAYAS LOS RIOS	23.565	17.490	74.22%
15	CNEL LOS RIOS	5.501	3.902	70.93%
16	CNEL MANABI	14.578	10.284	70.54%
17	CNEL MILAGRO	6.747	6.733	99.79%
18	CNEL SANTA ELENA	5.350	2.692	50.32%
19	CNEL SANTO DOMINGO	11.464	9.033	78.79%
20	CNEL SUCUMBIOS	4.010	3.361	83.82%
TOTAL		226148	160344	70.90%

Tabla Nro. B-15: Inventario de transformadores caracterizados por las EED y Unidades de Negocio de CNEL con corte al 31 diciembre del 2018.

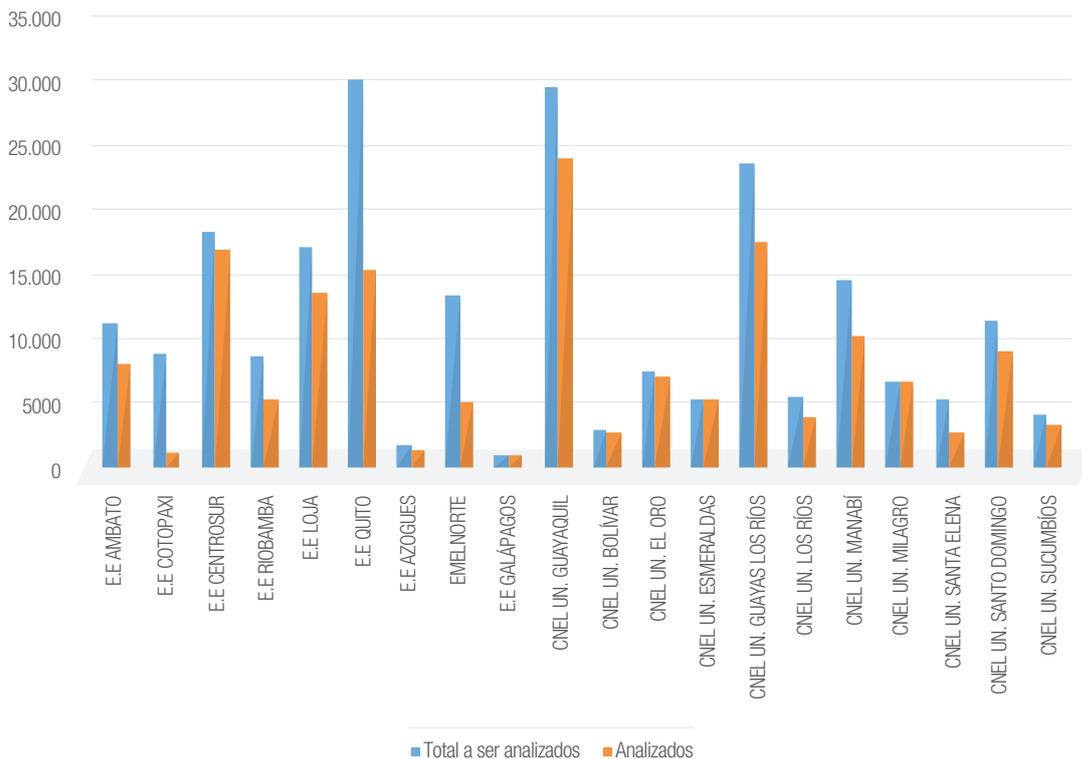


Figura Nro. B-6: Avance Inventario de PCBs.

B.6.2 Sistematización del inventario y seguimiento de PCB (SNIS-PNUD) – convenio MAE-ARCONEL

Para facilitar el proceso de inventario definitivo de PCB en el sector eléctrico, el Proyecto de PCB del MAE, contrató la elaboración y puesta en operación de un sistema informático denominado SNIS-PCB, el mismo que está instalado en el servidor de ARCONEL, habiendo pasado por la fase de pruebas

en el periodo diciembre 2015-febrero 2016, y en la actualidad se encuentra en la fase de operación.

En la actualidad, el sistema SNIS-PCB está en la fase de operación, soporte y mantenimiento bajo la responsabilidad de la ARCONEL.

B.6.3 Plan Piloto de Eliminación de Equipos y Aceites Contaminados con PCB

El Comité Técnico de PCB y el proyecto del MAE, financiado con recursos del 2016 del PNUD, contrataron la eliminación en el exterior de 137 toneladas de equipos y aceites contaminados con PCB, como un proyecto piloto, que permitió ayudar a las empresas eléctricas a

deshacerse de dicho pasivo ambiental y optimizar sus bodegas de almacenamiento. A futuro se espera destinar unas 150 toneladas para la eliminación y disposición final.

B.6.4 Chatarrización de bienes del Sector Público

Mediante Decreto Ejecutivo No. 1791-A, publicado en el Registro Oficial No. 628 de 07 de julio de 2009, se establece que: Art. 1.- "Todas las entidades y organismos de la administración pública central e institucional deberán disponer la chatarrización de los vehículos, equipo caminero y de transporte, aeronaves, naves, buques, materiales, tuberías, equipos informáticos y todos los demás bienes de similares características, que hubieren sido declarados obsoletos o inservibles, y cuya venta no fuere posible o conveniente de conformidad con el Reglamento General de Bienes del Sector Público".

El 12 de julio de 2010, el Ministerio de Industrias y Productividad, MIPRO, (actual Ministerio de Producción, Comercio Exterior, Inversiones y Pesca - MPCEIP) emite el Reglamento al Decreto Ejecutivo No. 1791-A, que regula los procedimientos para el cumplimiento del mencionado Decreto.

En el sector eléctrico, las empresas públicas en cumplimiento a lo que dispone el Decreto Ejecutivo No. 1791-A en relación a los equipos, materiales que hubieren sido declarados obsoletos o inservibles, y cuya venta no fuere posible o conveniente, han identificado como material a ser chatarrizado, los transformadores que están fuera de

servicio, y que han sido caracterizados con una concentración menor a 50 ppm de PCB, y que luego de pasar por el proceso de vaciado del aceite dieléctrico, pueden destinarse a la fundición.

Las carcasas vacías se podrán destinar al remate como chatarra, con gestores autorizados, con la condición de que sean destinados únicamente a la fundición, para lo cual las Empresas Eléctricas,

deberán garantizar el proceso con la cadena de custodia y disposición final.

En cumplimiento del Decreto Ejecutivo No. 1791- A, ARCONEL reporta de manera mensual al MPCEIP, el estado de los procesos de chatarrización, de las empresas eléctricas públicas.

B.6.5 Manejo de cuencas hidrográficas

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE, establece en el Artículo 1.- Objeto y alcance de la ley.- “La presente ley tiene por objeto garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad, sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica”.

Para cumplir con el objetivo fundamental de garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico, se ejecuta, promueve e implementan acciones tendientes a la adaptación al cambio climático de los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, a través del desarrollo de proyectos de manejo integral de las cuencas y micro cuencas hidrográficas aportantes.

Esto tiene el fin de minimizar el proceso acelerado de erosión provocado por la falta de prácticas adecuadas de manejo de suelos, control de estabilidad de laderas y deslizamientos, deforestación, avance de la frontera agrícola y disminución de los páramos, que provoca la escorrentía y arrastre de suelos y sedimentos a los embalses y reservorios de las centrales hidroeléctricas, lo cual disminuye la vida útil de los mismos, y consecuentemente una disminución de la generación que aporta al Sistema Nacional Interconectado.

A continuación se detallan las estrategias para manejo de cuencas hidrográficas.

- Desarrollar planes y modelos piloto de soluciones globales planteados, para el manejo integral de las cuencas hidrográficas aportantes de los proyectos emblemáticos, e instalaciones de generación en el Ecuador, en coordinación con el MAE, MAGAP y SENAGUA.
- Iniciar un proceso a corto y mediano plazo, en coordinación con las empresas de generación hidroeléctrica, Instituciones involucradas en el área agrícola, uso del agua, cambio climático, etc., para desarrollar planes y programas de manejo de las cuencas y micro cuencas aportantes, que garanticen el servicio continuo de energía eléctrica en el país.
- Liderar programas de actividades demostrativas en las áreas priorizadas seleccionadas, en los proyectos emblemáticos.
- Desarrollar planes y programas conjuntos con las empresas de generación, para forestar y reforestar las áreas degradadas, así como las aportantes de los proyectos.
- Involucrar en los programas de manejo integral de las cuencas y micro cuencas, a las autoridades seccionales, organizaciones sin fines de lucro, y población en general.
- Diseñar programas de monitoreo hidroclimatológico, de escorrentía y productividad, en las cuencas y micro cuencas aportantes de los proyectos e instalaciones de generación hidroeléctrica.





C

**GESTIÓN DE RIESGO
DEL SECTOR ELÉCTRICO**

C.1 Introducción

La gestión de riesgos ante amenazas naturales, es la capacidad que tiene la sociedad y sus actores para responder a las condiciones de riesgos, actuando sobre las causas que lo producen. En este contexto, el Estado norma y articula la gestión de las instituciones públicas y privadas, nacionales y extranjeras, y de los diversos sectores sociales, frente a los riesgos de origen natural y antrópico.

La Constitución de la República del Ecuador del 2008 determina a la Gestión de Riesgos como un componente importante dentro del Plan Nacional de Desarrollo, es parte de la seguridad integral del Estado y se gestiona bajo el principio de subsidiaridad³⁹.

En su artículo 389 manifiesta que el “El Estado protegerá a las personas, las colectividades y la naturaleza frente a los efectos negativos de los desastres de origen natural o antrópico mediante la prevención ante el riesgo, la mitigación de desastres, la recuperación y mejoramiento de las condiciones sociales, económicas y ambientales, con el objetivo de minimizar la condición de vulnerabilidad. El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional...”.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), órgano Rector y Planificador del Sector Eléctrico, circunscribe al

“Riesgo” a todo evento o condición futura con incertidumbre, que de materializarse, tendría un impacto negativo sobre las personas, la colectividad, la naturaleza y/o la infraestructura eléctrica que pudiera afectar el suministro del servicio público de energía eléctrica. Este enfoque, determina el proceso de administración de riesgos, a través de la implementación de las siguientes actividades:

1. Previsión de riesgos
2. Prevención de riesgos
3. Planificación de actuación ante los riesgos
4. Intervención y rehabilitación de la infraestructura
5. Comunicación

Por lo manifestado, es responsabilidad de todas las entidades del sector eléctrico, diagnosticar, analizar, evaluar, prevenir y mitigar el riesgo, y en caso de ocurrencia de un evento; revertir los impactos provocados, con la participación de todos los actores involucrados y en permanente interacción y coordinación con el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia que es el órgano rector y ejecutor del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos.

C.2 Antecedentes

El Ecuador, se encuentra ubicado al noroccidente de América del Sur, está atravesado por la línea ecuatorial y por la cordillera de los Andes. El océano Pacífico rodea el perfil costanero occidental y separa a las Islas Galápagos del continente. Ver Figura Nro. C-1

La cordillera de los Andes atraviesa el territorio de norte a sur, dejando a su flanco occidental la región Litoral, en la parte central a la región Sierra y al oriente la Amazonía. Su posición geográfica es zona de convergencia intertropical y por la presencia de sistemas atmosféricos únicos en el mundo, marca el inicio de la temporada de lluvias en la vertiente Amazónica y la finalización de lluvias en la vertiente del Pacífico. Estos cambios climáticos históricamente han generado inundaciones, marejadas o déficit hídrico, así como movimiento de terrenos inestables⁴⁰.

Además, el país se sitúa sobre las placas oceánicas de Nazca y Sudamericana y en el cinturón de fuego del Pacífico. La subducción

de estas placas genera un complejo sistema tectónico, convirtiendo al país en un territorio vulnerable ante eventos sísmicos y volcánicos⁴¹.

Al suscitarse estos eventos naturales, además de las repercusiones en la población y en la economía; el detrimento de los servicios básicos son inevitables; a consecuencia de los daños en:

- Infraestructura para atención de salud pública
- Infraestructura vial
- Infraestructura sanitaria y de agua potable
- Infraestructura del servicio eléctrico
- Infraestructura de telecomunicaciones
- Infraestructura social, deportiva, recreativa, etc.

³⁹. Artículo No. 390.- “Los riesgos se gestionarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implicará la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico. Cuando sus capacidades para la gestión del riesgo sean insuficientes, las instancias de mayor ámbito territorial y mayor capacidad técnica y financiera brindarán el apoyo necesario con respeto a su autoridad en el territorio y sin relevarlos de su responsabilidad”.

⁴⁰. Entre octubre y diciembre la ocurrencia de lluvias de ambas vertientes es escasa, lo que causa bajos caudales de los ríos del país.

⁴¹. Subducción. Una de las placas se dobla, con un ángulo pequeño, hacia el interior de la Tierra, introduciéndose por debajo de la otra de tipo continental, como ocurre en la subducción de la placa de Nazca bajo los Andes.

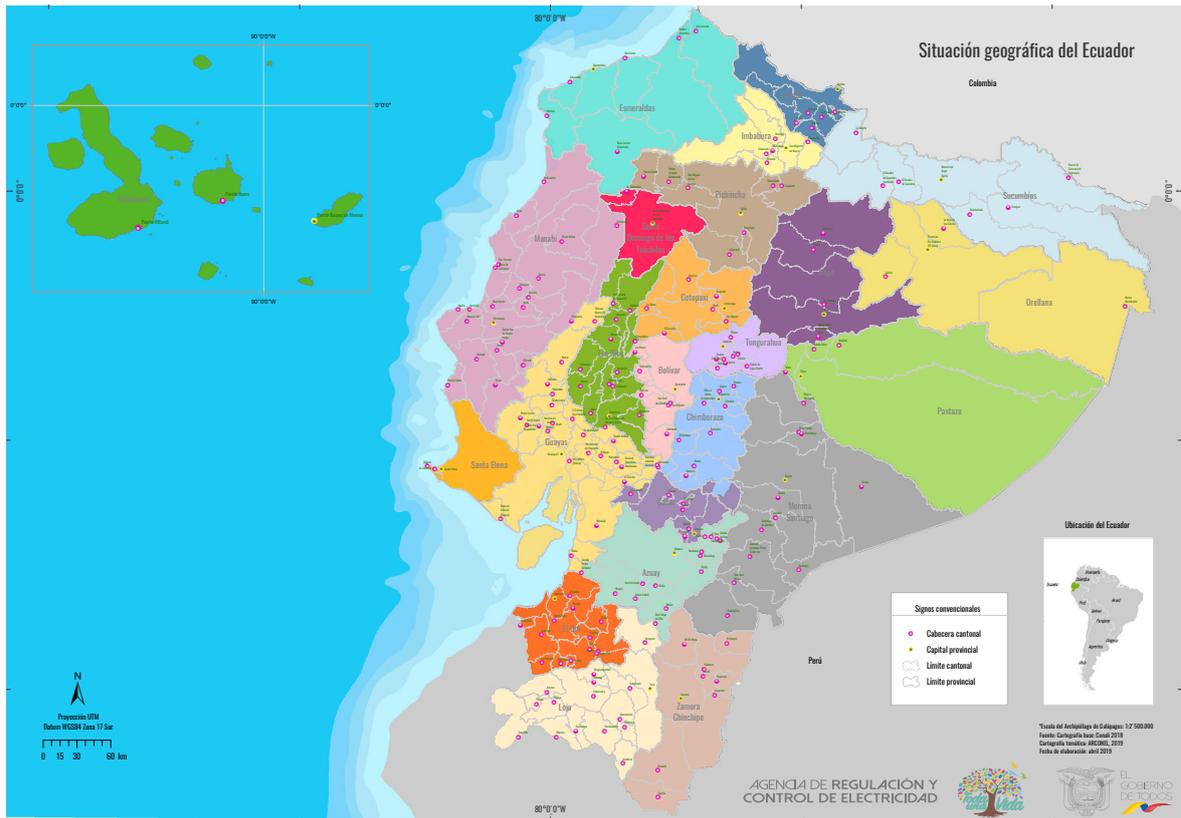


Figura Nro. C 1: Situación Geográfica del Ecuador.

C.3 Descripción de las amenazas en el Ecuador

Las “amenazas” dependiendo de su ubicación, severidad y frecuencia, tiene el potencial de afectar adversamente al ser humano, a sus actividades y a sus infraestructuras. Las de tipo natural se refieren específicamente a todos los fenómenos atmosféricos, hidrológicos,

geológicos y biológicos. Ver Tabla Nro. C-1. Las amenazas antrópicas son atribuibles a la acción del ser humano y son de tipo tecnológico y ambiental. Ver Tabla Nro.C-2

Amenazas Naturales		
Hidrometeorológicas	Biológicas	Geológicas
Inundaciones	Brotos de enfermedades Epidémicas	Terremotos y fallas geológicas
Flujos de lodo	Contagios de animales, plantas	Tsunamis
Sequias/Déficit Hídrico	Pandemias	Actividad volcánica
Heladas		Deslizamientos o movimientos de masas

Tabla Nro. C 1: Amenazas Naturales.

Amenazas Antrópicas	
Tecnológicas	Ambientales
Contaminación industrial	Degradación del suelo, deforestación, incendios forestales, contaminación atmosférica, cambio climático, etc.
Daño en presas	
Radioactividad	
Accidentes de transporte, industriales, tecnológicos (explosiones, fuegos, derrames)	
Uso de materiales nocivos para el ambiente	
Terrorismo, conflictos armados	

Tabla Nro. C 2: Amenazas Antrópicas

C.3.1 Principales eventos adversos en el Ecuador

C.3.1.1 Terremotos

Los terremotos se originan por la repentina liberación de energía lentamente acumulada en una falla de la corteza terrestre. Se constituyen en una seria amenaza debido a la irregularidad en la periodicidad de los eventos, a la falta de sistemas adecuados de pronóstico y al poco tiempo que disponen las sociedades para actuar. Los eventos de intensidad igual o mayor a Grado VIII (Escala de Mercalli) son considerables o catastróficos.

En Ecuador los últimos terremotos de esta categoría ocurrieron en: 1987 el cual afectó a las poblaciones aledañas al volcán Reventador, el evento de 1998 destruyó la ciudad de Bahía de Caráquez, y el ocurrido en el 2016 el cual afectó a gran parte de

la costa ecuatoriana afectando principalmente a las provincias de Manabí y Esmeraldas.

Como antecedente de daños al sector eléctrico, a manera de ejemplo se citan las afectaciones del terremoto de marzo de 1987, con epicentro en “El Reventador”. Éste tuvo una magnitud de 7.1 grados en la escala de Richter, los temblores, las avalanchas y las crecidas de los ríos originaron daños directos e indirectos en dos campamentos de centrales hidroeléctricas, en las líneas de transmisión, subtransmisión y distribución. Los daños se estimaron en 3,8 millones de dólares⁴². La Figura Nro. C-2 muestra el mapa de sismicidad del Ecuador.

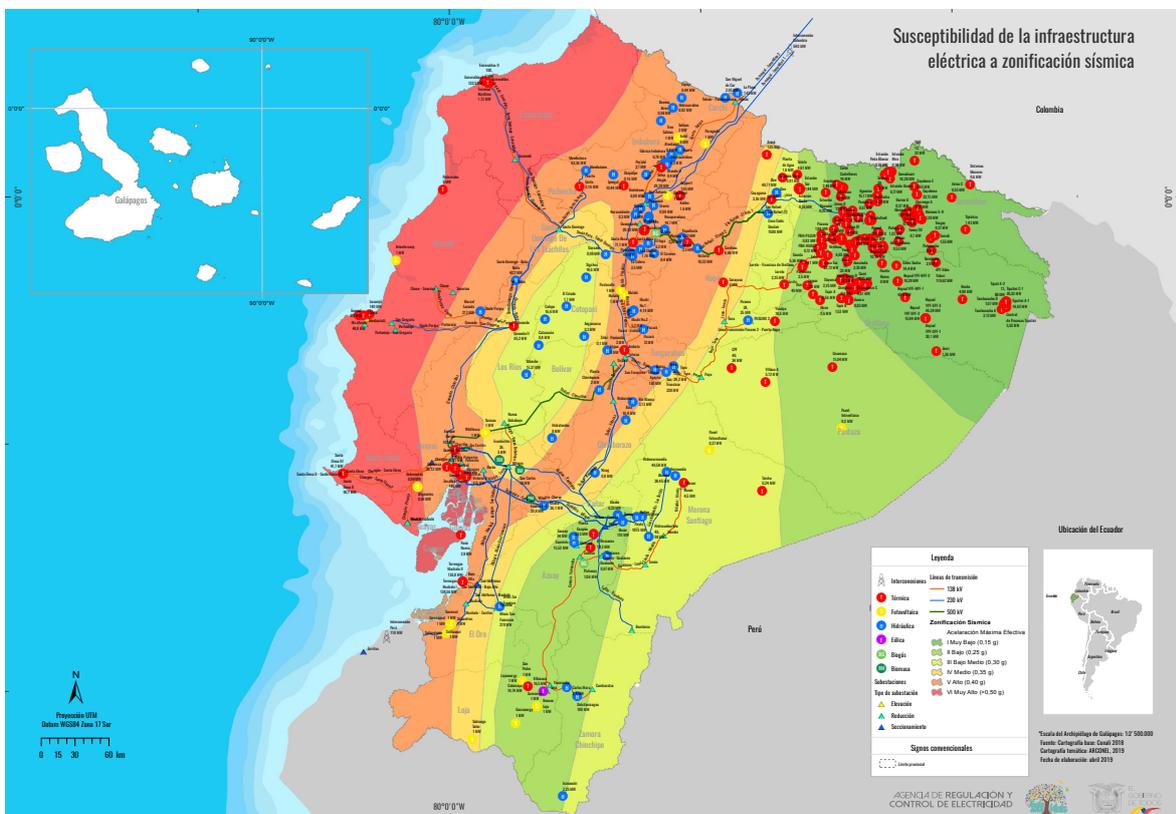


Figura Nro. C 2: Mapa de Sismicidad.

C.3.1.2 Erupciones volcánicas

Los volcanes son perforaciones de la corteza terrestre, de las que escapan a la superficie rocas fundidas y gases. Las amenazas volcánicas derivan de dos clases de erupciones:

Erupciones explosivas: se originan por la rápida disolución y expansión del gas desprendido por las rocas fundidas al aproximarse

estas a la superficie terrestre. Las explosiones imponen una amenaza al desparramar bloques y fragmentos de rocas y lava.

Erupciones efusivas: la mayor amenaza impuesta por éstas es el flujo de materiales, y no las explosiones en sí. Los flujos varían en naturaleza (fango, ceniza, lava) y cantidad, y su origen puede provenir

42. Fuente CEPAL: El desastre natural de marzo de 1987 en el Ecuador y sus repercusiones sobre el desarrollo económico y social, México, abril.

de diferentes fuentes. Su acción está determinada por la gravedad, la topografía que los rodea y la viscosidad del material.

Las amenazas relacionadas con las erupciones volcánicas son los flujos de lava, la caída de cenizas y proyectiles, las corrientes de fango y los gases tóxicos. La actividad volcánica puede a su vez accionar otros eventos naturales peligrosos como: tsunamis locales, deformación del paisaje, inundaciones a causa del represamiento de arroyos y ríos.⁴³

Específicamente, el volcán Tungurahua (Figura Nro. C-3) inició su proceso eruptivo a partir de 1999 y desde entonces ha intercalado periodos de gran actividad con lapsos de relativa calma. En el 2006,

al menos dos de los ríos (Chambo y Puela) cuyos caudales abastecen a la central hidroeléctrica Agoyán (156 MW), fueron represados por los flujos del volcán y amenazaban con desbordarse, lo que podía afectar a la central.

Por lo anterior, parte de las líneas de transmisión y tres subestaciones fueron protegidas para evitar daños. CENACE dispuso la suspensión temporal de la operación de la central Agoyán y la salida de operación de la línea de transmisión Totoras-Agoyán, considerada la más crítica en la zona. En distribución hubo problemas en las líneas de alto voltaje y en subestaciones eléctricas; repercutiendo en la continuidad del suministro eléctrico en las zonas aledañas a la erupción.



Figura Nro. C 3: Volcán Tungurahua.

C.3.1.3 Deslizamientos

El término deslizamiento incluye derrumbe, caídas y flujo de materiales no consolidados. Los deslizamientos pueden activarse a causa de terremotos, erupciones volcánicas, suelos saturados por fuertes precipitaciones o por el crecimiento de aguas subterráneas y por el socavamiento de los ríos.

A pesar de que los deslizamientos se localizan en áreas relativamente pequeñas, pueden ser especialmente peligrosos por la frecuencia de ocurrencia. Las distintas clases de deslizamientos son:

- El desprendimiento se caracteriza por la caída libre de rocas. Éstas generalmente se acumulan en la base formando una pendiente, lo que impone una amenaza adicional.
- Los derrumbes y las avalanchas, son desplazamientos de una sobrecarga debido a una falla de corte. Si el desplazamiento ocurre en material superficial sin deformación total, se le llama hundimiento.
- Los flujos y las dispersiones laterales ocurren en material reciente no consolidado porque la capa freática es poca profunda. A pesar de estar asociados con topografías suaves, estos fenómenos de licuefacción pueden llegar a grandes distancias de su origen.

El impacto de estos eventos depende de la naturaleza específica del deslizamiento y pueden causar pérdidas de vidas humanas y daños a la propiedad. El desprendimiento de rocas impone una amenaza localizada dada su limitada área de influencia. Los derrumbes, las avalanchas, los flujos y las dispersiones laterales generalmente abarcan áreas extensas. Los lahares producto de las erupciones volcánicas, pueden viajar a grandes velocidades desde su punto de origen y son una de las amenazas más destructivas.

Un deslizamiento logra causar daños indirectos que pueden ser de mucha mayor envergadura, como por ejemplo el represamiento de ríos que a su vez causan inundaciones, como lo sucedido en el sector de La Josefina en 1993. Ver Figura Nro. C-4. El evento represó al río Paute y afectó no sólo a las zonas aledañas, sino que causó daños significativos a la central termoeléctrica El Descanso y puso en peligro a la represa del proyecto Paute (hasta el 2015 la hidroeléctrica más grande del país).

Con la finalidad de solventar los daños, el Congreso Nacional aprobó y destinó 7.5 millones de dólares para afrontar la emergencia. Las pérdidas directas fueron evaluadas en alrededor de 148.5 millones de dólares.

⁴³. Según el registro de erupciones, los volcanes de mayor peligrosidad son el Cotopaxi, Tungurahua, Guagua Pichincha, Pululahua, Reventador, Cayambe y Antisana.



Figura Nro. C4: Desastre de la Josefina.

C.3.1.4 Inundaciones

Las inundaciones son fenómenos naturales (Figura Nro. C-5) y suele ocurrir a intervalos irregulares de tiempo en los causes o lechos fluviales. Son de dos tipos:

1. Desbordamiento de ríos a causa de la excesiva escorrentía como consecuencia de fuertes precipitaciones. Ocurre cuando se excede la capacidad de los canales para conducir el agua y por lo tanto se desbordan los ríos.
2. Inundaciones costeras causadas por olas ciclónicas. Los tsunamis son un tipo especial de inundación costera⁴⁴.

En el Ecuador las inundaciones tienen mayor probabilidad de ocurrencia en las provincias de Esmeraldas, Guayas, Manabí, Los Ríos y El Oro, en la costa; Orellana, Napo, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe, en la región amazónica. Ver Figura Nro. C-6

El evento más catastrófico fue el fenómeno El Niño de 1997-1998, afectó a todas las provincias de la región litoral y en menor escala a la región interandina (Chimborazo, Bolívar, Cañar, Azuay y Loja).⁴⁵ El monto total estimado de daños en el Ecuador fue de 2.869,3 millones de dólares.

Debido a factores originados por el ablandamiento del suelo, por saturación y el desborde de ríos y quebradas, la dotación de electricidad se interrumpió durante períodos relativamente prolongados al afectarse especialmente la infraestructura de distribución. Estadísticamente entre junio de 1997 y junio de 1998 se presentaron 114 interrupciones, que se debieron a explosión de transformadores, caída de postes y daño en una línea de 69 kV.

Los daños directos o indirectos en el sector eléctrico estuvieron por el orden de los 19 millones de dólares⁴⁶.



Figura Nro. C 5: Inundación de un centro cantonal en el Austro ecuatoriano.

⁴⁴ Las olas ciclónicas, son un crecimiento anormal del nivel del mar asociado a la presencia de huracanes y otras tormentas marítimas.

⁴⁵ Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) Ecuador: Evaluación de los efectos socioeconómicos del Fenómeno El Niño en 1997-1998.

⁴⁶ Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe-CEPAL, Ecuador: Evaluación de los efectos socioeconómicos del Fenómeno El Niño en 1997-1998

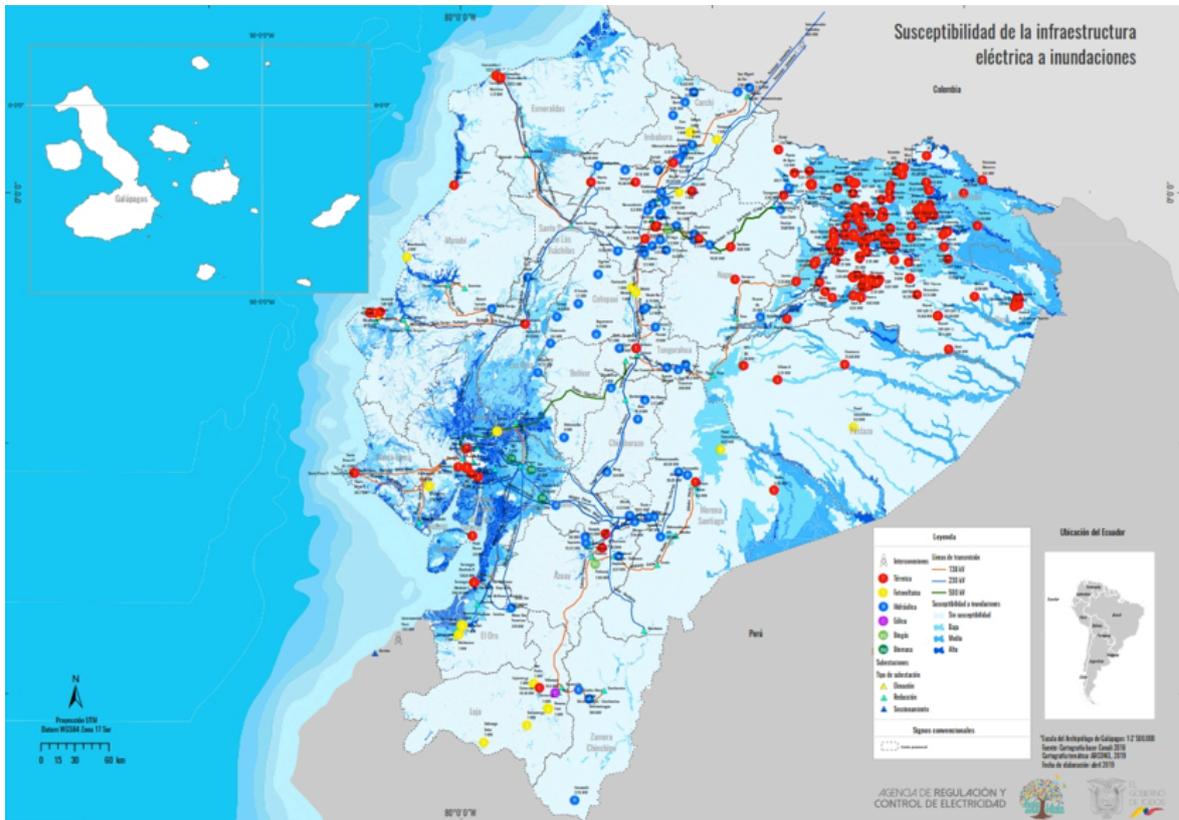


Figura Nro. C 6: Mapa de Susceptibilidad a Inundaciones.

C.3.1.5 Tsunamis

Los tsunamis son olas de larga duración generadas por terremotos, actividades volcánicas o por derrumbes en el suelo marítimo. La cresta de estas olas puede exceder los 25 metros de altura al alcanzar aguas poco profundas.

Durante los últimos 110 años, en las costas de la región Litoral y en Galápagos se han registrado varios eventos, siendo el más severo un terremoto-tsunami suscitado en 1906 en la provincia de Esmeraldas.

El 31 de enero de aquel año, se produjo un terremoto con epicentro en las costas ecuatorianas de 25 km de profundidad y con magnitud de 8.8 en escala de Richter. El mismo originó un tsunami el cual (según ciertos historiadores) llegó media hora después a Tumaco-Colombia y a las poblaciones cercanas del Ecuador. Después de 20 minutos del primer impacto, llegó una segunda ola y posteriormente una tercera; aproximadamente durante cuatro horas se observaron olas de grandes dimensiones.

Las grandes olas fueron muy destructivas en las costas bajas y planas del sector de Río Verde donde todas las viviendas asentadas cerca de la playa o en la zona estuarina formada por los ríos Santiago y Mataje fueron destruidas; alrededor de unas 1.000 a 1.500 personas murieron.

En conclusión, frente a los desastres naturales y antrópicos que se han suscitado en épocas pasadas, la actuación del Estado se ha caracterizado básicamente como reactiva, con reducida gestión en la prevención de los mismos, lo que ha desembocado en pérdidas y daños tanto humanos, como económicos.

A esta conducta fundamentalmente reactiva se adiciona la poca articulación y una escasa definición de roles y responsabilidades de las instituciones públicas y privadas, provocando duplicación de esfuerzos y por ende, el uso poco eficiente de los recursos.

C.4 Marco constitucional, legal y normativa nacional

A continuación se citan los principales instrumentos legales.

C.4.1 Constitución de la República del Ecuador

Art. 164.- “La Presidenta o Presidente de la República podrá decretar el estado de excepción en todo el territorio nacional o en parte de él en caso de agresión, conflicto armado internacional o interno, grave conmoción interna, calamidad pública o desastre natural. La declaración del estado de excepción no interrumpirá las actividades de las funciones del Estado.

El estado de excepción observará los principios de necesidad, proporcionalidad, legalidad, temporalidad, territorialidad y razonabilidad. El decreto que establezca el estado de excepción contendrá la determinación de la causal y su motivación, ámbito territorial de aplicación, el período de duración, las medidas que deberán aplicarse, los derechos que podrán suspenderse o limitarse y las notificaciones que correspondan de acuerdo a la Constitución y a los tratados internacionales”.

Art. 281.- “La soberanía alimentaria constituye un objetivo estratégico y una obligación del Estado para garantizar que las personas, comunidades, pueblos y nacionalidades alcancen la autosuficiencia de alimentos sanos y culturalmente apropiado de forma permanente.

Para ello, será responsabilidad del Estado:

(...) **12.-** Dotar de alimentos a las poblaciones víctimas de desastres naturales o antrópicos que pongan en riesgo el acceso a la alimentación. Los alimentos recibidos de ayuda internacional no deberán afectar la salud ni el futuro de la producción de alimentos producidos localmente...”.

Artículo 340.- “El sistema nacional de inclusión y equidad social es el conjunto articulado y coordinado de sistemas, instituciones, políticas, normas, programas y servicios que aseguran el ejercicio, garantía y exigibilidad de los derechos reconocidos en la Constitución y el cumplimiento de los objetivos del régimen de desarrollo...” “El Sistema se compone de los ámbitos de la educación, salud, seguridad social, gestión de riesgos, cultura física y deporte, hábitat y vivienda, cultura, comunicación e información, disfrute del tiempo libre, ciencia y tecnología, población, seguridad humana y transporte”.

Artículo 389.- “El Estado protegerá a las personas, las colectividades y a la naturaleza frente a los efectos negativos de los desastres de origen natural o antrópico mediante la prevención ante el riesgo, la mitigación de desastres, la recuperación y mejoramiento de las condiciones sociales, económicas y ambientales, con el objetivo de minimizar la condición de vulnerabilidad. El sistema nacional descentralizado de gestión de riesgo está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en

los ámbitos local, regional y nacional. El Estado ejercerá la rectoría a través del organismo técnico establecido en la ley. Tendrá como funciones principales, entre otras:

- Identificar los riesgos existentes y potenciales, internos y externos que afecten al territorio ecuatoriano.
- Generar, democratizar el acceso y difundir información suficiente y oportuna para gestionar adecuadamente el riesgo.
- Asegurar que todas las instituciones públicas y privadas incorporen obligatoriamente, y en forma transversal, la gestión de riesgo en su planificación y gestión.
- Fortalecer en la ciudadanía y en las entidades públicas y privadas capacidades para identificar los riesgos inherentes a sus respectivos ámbitos de acción, informar sobre ellos, e incorporar acciones tendientes a reducirlos.
- Articular las instituciones para que coordinen acciones a fin de prevenir y mitigar los riesgos, así como para enfrentarlos, recuperar y mejorar las condiciones anteriores a la ocurrencia de una emergencia o desastre.
- Realizar y coordinar las acciones necesarias para reducir vulnerabilidades y prevenir, mitigar, atender y recuperar eventuales efectos negativos derivados de desastres o emergencias en el territorio nacional.
- Garantizar financiamiento suficiente y oportuno para el funcionamiento del Sistema, y coordinar la cooperación internacional dirigida a la gestión de riesgo”.

Artículo No. 390.- “Los riesgos se gestionarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implicará la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico. Cuando sus capacidades para la gestión del riesgo sean insuficientes, las instancias de mayor ámbito territorial y mayor capacidad técnica y financiera brindarán el apoyo necesario con respeto a su autoridad en el territorio y sin relevarlos de su responsabilidad”.

Artículo 397.- “(...) Para garantizar el derecho individual y colectivo a vivir en un ambiente sano y ecológicamente equilibrado, el Estado se compromete a:

(...) **5.-** Establecer un sistema nacional de prevención, gestión de riesgos y desastres naturales, basado en los principios de inmediatez, eficiencia, precaución, responsabilidad y solidaridad”.

C.4.2 Reglamento a la Ley de Seguridad Pública y del Estado (Decreto no. 486)

El 21 de septiembre de 2009 se expide la Ley de Seguridad Pública y del Estado y su última modificatoria se realiza el 9 de junio de 2014. El reglamento a esta Ley se publica el 30 de septiembre de 2010 y su última modificatoria se realiza el 14 de julio de 2014; dicho reglamento contempla:

Artículo 3. Del Órgano Ejecutor de Gestión de Riesgos.- “La Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos es el órgano rector y ejecutor del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos. Dentro del ámbito de su competencia le corresponde:

a) Identificar los riesgos de orden natural o antrópico, para reducir la vulnerabilidad que afecten o puedan afectar al territorio ecuatoriano; (...)

Artículo 18. Rectoría del Sistema.- “El Estado ejerce la rectoría del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos a través de la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos, cuyas competencias son:

a) Dirigir, coordinar y regular el funcionamiento del sistema nacional descentralizado de gestión de riesgos;

b) Formular las políticas, estrategias, planes y normas del Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos, bajo la supervisión del Consejo Sectorial de Seguridad, para la aprobación del Presidente de la República; (...)

Artículo 19. “El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos está compuesto por las unidades de gestión de riesgo de todas las instituciones públicas y privadas en los ámbitos local, regional y nacional”.

Artículo 20. De la Organización.- La Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia, como órgano rector, organizará el Sistema Descentralizado de Gestión de Riesgos, a través de las herramientas reglamentarias o instructivas que se requieran”.

Artículo 24. De los Comités de Operaciones de Emergencia (COE).- “Son instancias interinstitucionales responsables en su territorio de coordinar las acciones tendientes a la reducción de riesgos, y a la respuesta y recuperación en situaciones de emergencia y desastre. Los Comités de Operaciones de Emergencia (COE), operarán bajo el principio de descentralización subsidiaria, que implica la responsabilidad directa de las instituciones dentro de su ámbito geográfico, como lo establece el Art.390 de la Constitución de la República”.

“Existirán Comités de Operaciones de Emergencia nacionales, provinciales y cantonales para los cuales la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos normará su conformación y funcionamiento”.

De acuerdo al Decreto Ejecutivo Nro. 534 de 3 de octubre de 2018, el Órgano Ejecutor de Gestión de Riesgos en el Ecuador pasa a denominarse “Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencias”.

C.4.3 Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas (COPFP)

Artículo 64.- “Preeminencia de la producción nacional e incorporación de enfoques ambientales y de gestión de riesgo.- En el diseño e implementación de los programas y proyectos

de inversión pública, se promoverá la incorporación de acciones favorables al ecosistema, mitigación, adaptación al cambio climático y a la gestión de vulnerabilidades y riesgos antrópicos y naturales (...).”

C.4.4 Plan Nacional de Desarrollo

Plan Nacional de Desarrollo 2017-2021 Toda una Vida, contempla en el **Objetivo No.1** de “Garantizar una vida digna con iguales oportunidades para todas las personas” la **Política No. 1.11** que busca “Impulsar una cultura de gestión integral de riesgos que

disminuya la vulnerabilidad y garantice a la ciudadanía la prevención, la respuesta y atención a todo tipo de emergencias y desastres originados por causas naturales, antrópicas o vinculadas con el cambio climático”.

C.4.5 Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica de enero 2015

Artículo 1.- El objeto de la ley es “garantizar que el servicio público de energía eléctrica cumpla los principios constitucionales de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad,

sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia, para lo cual, corresponde a través del presente instrumento, normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado de planificar, ejecutar, regular, controlar y administrar el servicio público de energía eléctrica.”

C.4.6 Acuerdo Ministerial No. 271 del 11 de febrero de 2016

Artículo 1.- Objeto.- “El Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector Eléctrico, se constituye como una instancia de carácter técnico, para facilitar una adecuada coordinación y articulación entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), y las demás entidades y empresas que componen el sector eléctrico del país, para la gestión integral de riesgos y

emergencias, que permita garantizar la adecuada toma de decisiones frente a posibles situaciones de riesgo que afecte o ponga en peligro el normal funcionamiento y operación del sector eléctrico ecuatoriano, la seguridad de la población, los bienes e infraestructura y el servicio público de energía a nivel nacional...”.

C.4.7 Manual del Comité de Gestión de Riesgos de septiembre 2015

El alcance territorial de este Manual es nacional y sus principios y normas son de cumplimiento obligatorio para las instituciones y actores con responsabilidades legales, en las distintas áreas de la Gestión de Riesgos en Ecuador garantizando la protección de personas y colectividades de los efectos negativos de desastres de origen natural o antrópico.

“El objetivo general, por mandato de la Constitución es minimizar la vulnerabilidad”.

“El manual establece las acciones que deben ejecutar las instituciones que integran los Comités de Gestión de Riesgos (CGR) y los Comités de Operaciones de Emergencia – (COE) de nivel nacional, provincial y cantonal para el cumplimiento de sus funciones. Los integrantes permanentes de los comités actuarán en representación de sus respectivas instituciones”.

C.4.8 Manual del Comité de Operaciones de Emergencia de agosto del 2017

El Manual del COE describe la estructura que el Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos tiene para la coordinación de la atención y respuesta en caso de emergencia y desastres. El Manual establece las acciones que deben ejecutar

las instituciones integrantes de los COE en los niveles nacionales, provinciales, municipales/metropolitanos, así como, en los de Comisiones Parroquiales ante emergencias para el cumplimiento de sus funciones.

C.4.9 Plan Nacional de Respuesta ante Desastres de abril del 2018

Este documento tiene como objetivo, garantizar la atención efectiva, oportuna y pertinente, a la población afectada por eventos peligrosos, naturales o antrópicos, con el establecimiento de procedimientos y protocolos, generando una adecuada coordinación y articulación interinstitucional.

Alcance.- Desde la visión multiamenaza contempla, emergencias de mediana y alta complejidad, desastres y catástrofes, ocurridas en territorio nacional, estableciendo la administración de la respuesta de manera general, basados en el marco legal vigente y bajo una metodología y estructura por áreas, componentes y acciones, establecidas para lograr el objetivo general.

C.4.10 Decreto Ministerial No. 399 de 15 de mayo del 2018

Artículo 1. Fusiónesse por absorción al Ministerio de Hidrocarburos, las siguientes instituciones: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos.

Artículo 2. Una vez concluido el proceso de fusión por absorción, modifíquese la denominación del Ministerio de Hidrocarburos a “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables”

C.4.11 Ley Orgánica de Eficiencia Energética de marzo 2019

Artículo 1.- Tiene por objeto establecer el marco legal y régimen de funcionamiento del Sistema Nacional de Eficiencia Energética – SNEE, y promover el uso eficiente, racional y sostenible de la energía en todas sus formas, a fin de incrementar la seguridad energética del país; al ser más eficiente, aumentar la productividad energética,

fomentar la competitividad de la economía nacional, construir una cultura de sustentabilidad ambiental y eficiencia energética, aportar a la mitigación del cambio climático y garantizar los derechos de las personas a vivir en un ambiente sano y a tomar decisiones informadas.

C.5 Políticas para la gestión de riesgos en el sector eléctrico ecuatoriano

Entre las políticas más relevantes, se citan las siguientes:

- Velar que la gestión integral, preventiva y sustentable de riesgos, se realicen en todos los procesos de planificación del sector eléctrico.
- En situaciones de emergencia garantizar el re establecimiento del servicio con la máxima celeridad posible.
- Salvaguardar la vida del personal y de la ciudadanía en general, promoviendo procesos eficaces de actuación frente a situaciones de emergencia.
- Precautelar la integridad física de la infraestructura e instalaciones del sector eléctrico.

C.6 Análisis de la situación actual

C.6.1 Institucionalidad de la gestión de riesgos

Un sistema nacional para hacer frente a los desastres y emergencias está compuesto por la interacción de las instituciones (públicas y privadas), los mecanismos financieros, las normas y las políticas que dicta el ente rector competente. El Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos implica, por una parte, que las instituciones públicas y privadas adapten y/o fortalezcan en sus estructuras institucionales/ organizacionales las Unidades de Gestión de Riesgos

(UGR)⁴⁷. Estas deben ser ancladas y/o direccionadas desde una instancia superior o implementadas en un nivel asesor-técnico, de este modo se garantizará que las unidades dispongan de una planificación, seguimiento y presupuesto para la real implementación y ejecución de las acciones planteadas. En rigor, las Unidades de Gestión de Riesgos deben mirar los dos frentes de la Gestión de Riesgos, los INTERNOS y EXTERNOS⁴⁸. Ver Figura Nro. C-7



Figura Nro. C 7: Riesgos internos y externos.

Por otra parte, para fortalecer los mecanismos y prácticas de coordinación y complementariedad interinstitucional en los diferentes niveles territoriales, el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia establece los Comités de Gestión de Riesgos (CGR) y los Comités de Operaciones de Emergencia (COEs), cuya constitución y operación se regulan mediante el Manual del Comité de Gestión de Riesgos, versión actualizada de septiembre de 2015 y el Manual del Comité de Operaciones de Emergencia, expedido mediante Resolución No. SGR-142-2017 de fecha 09 de agosto de 2017.

La complementariedad institucional tiene tres objetivos estratégicos:

- a. "Mittigar y reducir el nivel de riesgos ante amenazas naturales y/o antrópicas
- b. Incrementar las capacidades institucionales y sociales para la gestión de riesgos
- c. Incrementar la efectividad de las acciones de respuesta ante las necesidades de la población afectada por emergencias o desastres"⁴⁹.

⁴⁷ La Secretaría de Gestión de Riesgos, respecto a la UGR, señala: Que sin importar su denominación (dirección, departamento, unidad) deben asegurar que la gestión de riesgos se transversalice en la planificación y en la gestión de sus instituciones.

⁴⁸ Riesgos Internos, son los riesgos "casa adentro"; ello implica la construcción de políticas internas que promuevan la organización de las personas y de los recursos propios de la institución para enfrentar situaciones adversas identificadas posterior a un análisis de riesgos, de tal manera que se garantice prioritariamente la seguridad e integridad de los recursos humanos como de los recursos materiales y financieros de la institución; para así promover en el menor tiempo posible el funcionamiento y la no paralización de actividades y en consecuencia garantizar el servicio hacia la población. Los Riesgos Externos, comprenden aquellas acciones de (i) análisis de riesgos, (ii) reducción de riesgos, (iii) respuesta y (iv) recuperación, que ejecuta una determinada institución en función de su Misión y Visión, frente a amenazas que se presentan en su territorio y que afectan a la población. El manejo y coordinación de los Riesgos Externos debe ser ejecutada a través de las Unidades de Gestión de Riesgos de las instituciones públicas y privadas, con la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos representada en los respectivos territorios con las Direcciones Provinciales de Gestión de Riesgos.

⁴⁹ Manual del Comité de Gestión de Riesgos 2015, pág. 21.

Y, operativamente tienen las siguientes funciones:

- Reducción de riesgos
- Gestión de la información, y
- Preparación y respuesta.

En el Sistema Nacional Descentralizado de Gestión de Riesgos, la coordinación de la respuesta se la realiza a través de los Comités de Emergencia (COE) de acuerdo a su ámbito territorial: Comité de Operaciones de Emergencia Nacional (COE-N). Dirigido por el Presidente de la República; corresponde al máximo nivel de coordinación para la atención de emergencias y desastres, o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido.

La organización del COE-N está definida por 5 componentes:

- Componente Toma de Decisiones - La Plenaria;
- Componente Implementación Técnica - Mesas Técnicas de Trabajo;
- Componente de Soporte Operativo - Grupos de Trabajo;
- Componente de Gestión de la Información - Sala de Situación;
- Componente de Soporte de Infraestructura y TICS.

Comités de Operaciones de Emergencia Provinciales (COE-P). Dirigido por el Gobernador, corresponde al máximo nivel de coordinación

provincial para la atención de emergencias y desastres o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido. La organización del COE-P está definido por 5 componentes: Toma de decisiones, Implementación Técnica, Operaciones de Respuesta, Gestión de Información e Infraestructura y Soporte de Infraestructura y TICS.

Comités de Operaciones de Emergencia Municipales/Metropolitanos (COE-M). Dirigido por el Alcalde del GAD Municipal/Alcalde del Distrito Metropolitano, corresponde al máximo nivel de coordinación Municipal/metropolitana para la atención de emergencia y desastres o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido. La organización del COE-M está definida por 5 componentes: Toma de decisiones, Implementación Técnica, Operaciones de Respuesta, Gestión de Información y Soporte de Infraestructura y TICS.

Comisión Parroquial de Atención de Emergencias (COPAE). Dirigido por el Presidente de la Junta Parroquial, corresponde al máximo nivel de coordinación parroquial para la atención de emergencias y/o desastres o como preparación ante potenciales eventos según el nivel de alerta emitido. La COPAE se conformará a través de una plenaria integrada por: Presidente de la Junta Parroquial, Teniente Político o el Comisario delegado para tal fin, Delegado del GAD Municipal o Distrito Metropolitano y Equipo de coordinación operativa.

C.6.2 Mecanismos de articulación en el Sector Eléctrico

La institucionalidad para la Gestión de Riesgos en el sector eléctrico, se ampara en las directrices impartidas por el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia a través del Manual del Comité

de Gestión de Riesgos, y el Manual del Comité de Operaciones de Emergencia citados previamente.

C.6.2.1 Para la reducción del riesgo en periodos de calma

El sector eléctrico a través de sus delegados, participa en el componente de Implementación Técnica, a través de la Mesa Técnica de Trabajo Nacional MTT3 Servicios Básicos Esenciales, cuya misión es Garantizar la provisión y rehabilitación de los servicios esenciales afectados: energía eléctrica, distribución de combustible, telecomunicaciones, transporte, viabilidad, tránsito y movilidad.

El Plenario del sector o Comité de Gestión de Riesgos.- es la instancia de coordinación interinstitucional, coordina esfuerzos, orienta acciones y rinde cuentas ante otras entidades del Estado. Está representado por un grupo de técnicos expertos del sector.

Operativamente cada empresa de sector eléctrico es responsable de realizar:

- Los mantenimientos preventivos
- La protección a sus instalaciones
- Gestionar oportunamente los recursos
- Reconstrucción de infraestructura eléctrica
- Reconfiguración del o de los sistemas

C.6.2.2 En periodos de emergencia

El Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional (IGEPN); la Unidad de Monitoreo y Eventos Adversos (UMEVA); el Consejo Sectorial de Seguridad –(CSS)-; el Servicio Nacional de Gestión de Riesgos y Emergencia, son entidades oficialmente competentes en remitir información técnica del evento de emergencia que se suscite.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables se encargará de analizar la información y dictará las primeras directrices

(como ejemplo ejecutar el Plan de Contingencia) a sus empresas e instalará el Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector Eléctrico.

La activación del COE del sector eléctrico sigue el flujo que se observa en la Figura Nro. C-8.

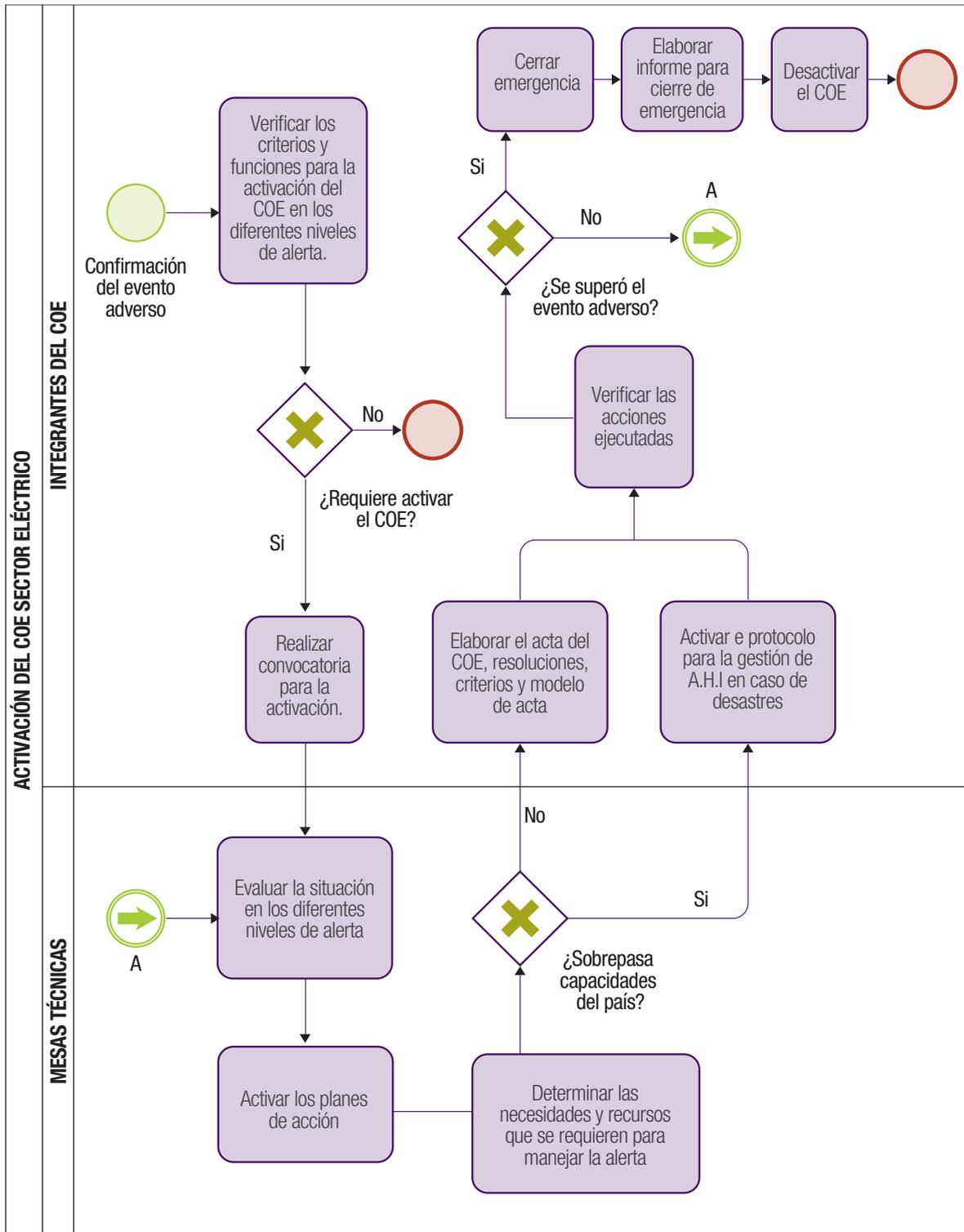


Figura No. C 8: Flujo de Activación del COE del Sector Eléctrico.

Paralelamente, la información también será recibida por CENACE, entidad que informará de la situación del sistema nacional interconectado – SNI; y, en coordinación con el MERNNR, dispondrá a las empresas eléctricas que ejecuten sus planes técnicos operativos.

Paso siguiente: las empresas realizarán los primeros levantamientos de información de los daños a sus correspondientes infraestructuras y analizarán las repercusiones en la continuidad del servicio eléctrico en sus áreas respectivas. Todas las empresas involucradas remitirán

periódicamente “información de la situación actual” a las autoridades, al CENACE y al COE sectorial.

Específicamente sobre los pormenores sociales que se relacionen con el servicio de energía eléctrica, los representantes del sector en las provincias y cantones, levantarán datos de “impacto en territorio” (a través de las participaciones en las MMT, COEs) y comunicarán al COE Nacional sobre las novedades. Ver el siguiente flujograma.

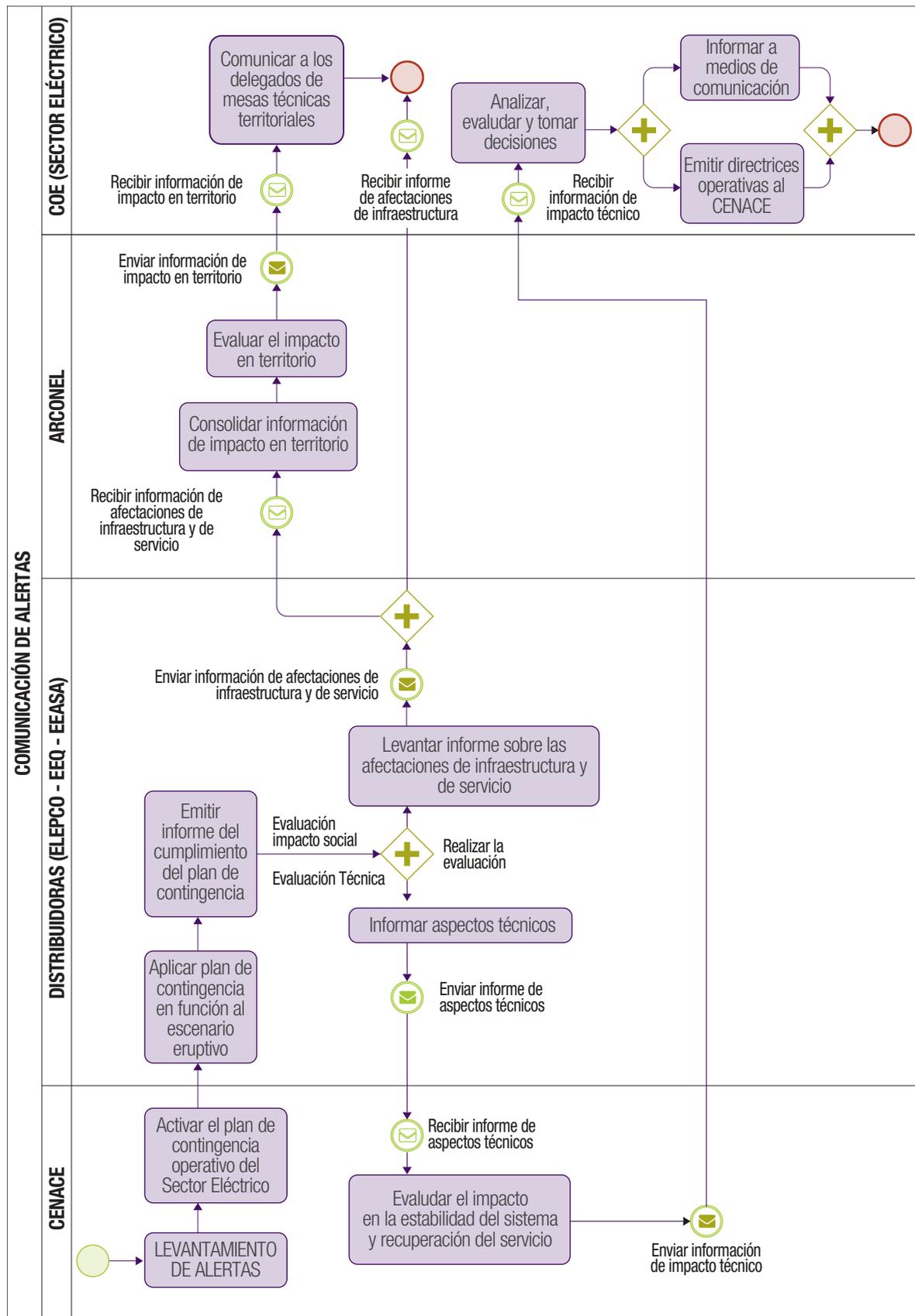


Figura Nro. C 9: Flujo de Comunicación

Con la información técnica operativa del sistema, más el análisis de daños en la infraestructura y más la información del impacto en territorio, el Comité de Gestión de Riesgos y Emergencias del Sector

Eléctrico, analizará la situación y propondrá a la máxima autoridad la ejecución de estrategias y acciones que permitan cumplir con los objetivos sectoriales.

C.6.2.3 Acciones después de la emergencia

Las empresas del sector cumplirán las siguientes acciones:

1. Realizarán la evaluación de la infraestructura eléctrica y la evaluación económica de los daños causados por el evento en: el personal, en las instalaciones administrativas y en los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica;
2. Mantendrán activos los sistemas de información y comunicación;
3. Analizarán la necesidad de instalaciones eléctricas temporales y coordinarán rápidamente su conexión;
4. Definirán estrategias para la rehabilitación del servicio público de energía eléctrica; y,
5. Ejecutarán las obras de reparación y reconstrucción de infraestructura, con apoyo del personal técnico sectorial.

C.7 Lecciones aprendidas

El sector eléctrico, en el marco de la Gestión de Riesgos, realizó varias acciones con la finalidad de mitigar las afectaciones ante el probable evento eruptivo del volcán Cotopaxi y se preparó para recibir El Fenómeno El Niño 2015-2016.

Si bien, se trabajó principalmente para las dos amenazas, el 16 de abril de 2016 sorprendió al Ecuador un terremoto de 7.8 grados

en Pedernales, provincia de Manabí, mismo que puso a prueba la ejecución de los planes de emergencia ante amenazas naturales. A continuación, se describen las principales acciones realizadas por el sector eléctrico en Gestión de Riesgos por la probable erupción del volcán Cotopaxi y por el terremoto del 16 de abril del 2016.

C.7.1 Ante la probable erupción del volcán Cotopaxi

A partir de julio del 2015 el volcán Cotopaxi presentó una actividad inusual. Los expertos avizoraron un evento eruptivo de gran magnitud y a consecuencia de los resultados de los monitoreo, el Presidente de la República declaró el estado de emergencia, con lo cual se realizaron las siguientes acciones:

- Acciones de Prevención
- Identificación de Amenazas

La peligrosidad del Cotopaxi radica en que sus erupciones pueden dar lugar a la formación de enormes lahares (flujos de lodo y escombros) que transitarían por drenajes vecinos a zonas densamente pobladas como el Valle Interandino entre Mulaló y Latacunga y una parte del valle de los Chillos. Ver Figura Nro. C-10. Se estima que actualmente más de 300.000 personas viven en zonas amenazadas por lahares⁵⁰.

Adicionalmente, la caída de ceniza producida durante una erupción del Cotopaxi podría afectar a parte de la Sierra y Costa del Ecuador.

Por lahares

En conformidad al estudio del Instituto Geofísico de la EPN, “Las Potenciales Zonas de Inundación por los lahares en el volcán Cotopaxi” siguen los siguientes drenajes:

Drenaje Norte: depende de las vertientes que nacen en los glaciares

que a su vez conforman los ríos El Salto y Pita. Aguas abajo se unen con los ríos Santa Clara y San Pedro y sus aguas cruzan principalmente los poblados de Sangolquí, del Valle de los Chillos y Cumbayá.

Drenaje Sur: los deshielos de los glaciares 10 – 19 proveen el agua a este drenaje. Las quebradas menores conforman los ríos Cutuchi, Saquimala y Alaques. Numerosas poblaciones están asentadas en zonas cercanas a estos ríos; entre las más importantes se destacan Latacunga, Salcedo, Belisario Quevedo, Alaques, Tanicuchi, Lasso, Pastocalle, Barrancas, José Guango Bajo, Mulaló y San Agustín de Callo.

Por ceniza

No se puede precisar el trayecto de la ceniza. Sin embargo el estudio del Instituto Geofísico de la Politécnica Nacional determinó, en aquel entonces, que los vientos con mayor probabilidad de ocurrencia son los de dirección noreste.

Infraestructura Vulnerable

Del recorrido de los lahares, la infraestructura eléctrica con mayor vulnerabilidad es las que se encuentra en la provincias de Pichincha y Cotopaxi. En el mapa siguiente se identifica la infraestructura en zona de amenaza.

⁵⁰. En caso de que se repitan erupciones similares a las ocurridas en los siglos XVIII y XIX.

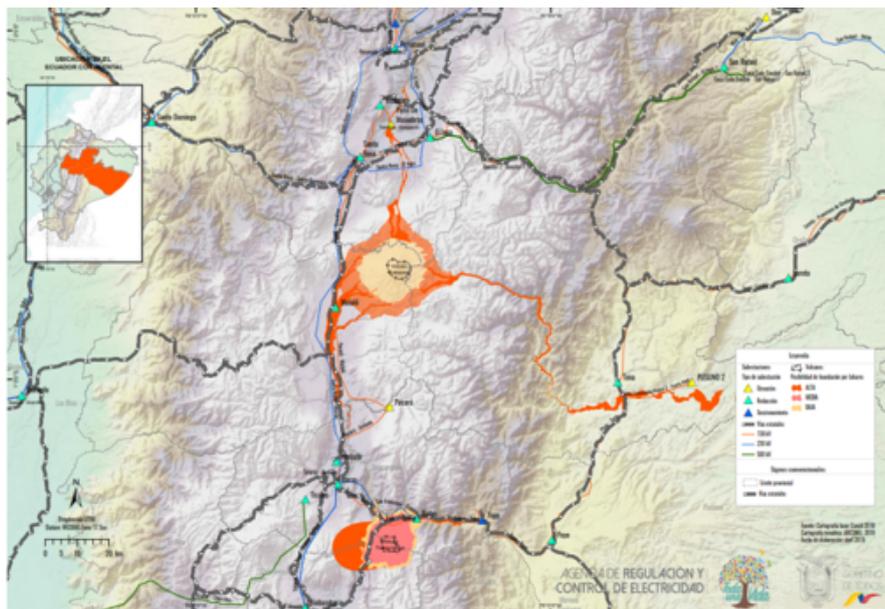


Figura Nro. C 10: Mapa de Infraestructura Eléctrica en Zona de Amenaza del Volcán Cotopaxi

De producirse la erupción del volcán Cotopaxi, y en función de las amenazas presentadas en la respectiva zona de afectación, se determinó el posible impacto en la siguiente infraestructura:

Infraestructura	Afectación posible
Redes de Distribución	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros en ciertas localidades de Tungurahua y Napo
Central Hidroeléctrica La Península (6,9 MW)	Problemas de inundación por bloqueo de cauce natural del río Ambato

Tabla Nro. C 3: Posible Afectación – Infraestructura de EEASA.

	Infraestructura	Afectación posible
TERMOPICHINCHA	Centrales: - Guangopolo I (6 MW) - Guangopolo II (52,2 MW)	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros. Problemas para generar por caída de ceniza.
	- Central Santa Rosa (71,1 MW)	Problemas para generar por caída de ceniza
HIDROAGOYAN	- Agoyán (160 MW) - San Francisco (230 MW)	Problemas en represa por lahares y/o caída de ceniza. Problemas para generar

Tabla Nro. C 4: Posible Afectación – Infraestructura de CELEC-EP.

Infraestructura	Afectación posible
S/E Mulaló 138/69 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Mulaló – Vicentina 138 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
L/T Pucará - Mulaló 138 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros

Tabla Nro. C 5: Posible Afectación – Infraestructura de CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Infraestructura	Afectación posible
Subestación Mulaló 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Lasso 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Centro de Rehabilitación 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros

Infraestructura	Afectación posible
Subestación Sigchos 69/13,8 kV	No se afecta pero queda desenergizada ya que se alimenta de la S/E Lasso
Subestación La Cocha 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación San Rafael 69/13,8 kV	Destrucción total por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Pujilí 69/13,8 kV	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Subestación Salcedo 69/13,8 kV	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Subestación Calvario 69/13,8 kV	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Central Illuchi I (5,2 MW)	Caída de Ceniza. Queda desenergizada
Central Illuchi II (6,5 MW)	Caída de Ceniza. Queda desenergizada

Tabla Nro. C 6: Posible Afectación – Infraestructura de ELEPCO.

Infraestructura	Afectación posible
S/E San Rafael 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
S/E Sangolquí 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
S/E Machachi 46/23 kV	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Centrales: Chillos (9 MW) Pasochoa (4,5 MW) Guangopolo (20,9 MW)	Destrucción total o parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros
Centrales: Cumbayá (40 MW) Nayón (30 MW)	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros. Problemas para generar por aguas contaminadas.
Central G. Hernández (34,2 MW)	Destrucción parcial por flujos piroclásticos, lodo y escombros. Problemas para generar por caída de ceniza.

Tabla Nro. C 7: Posible Afectación – Infraestructura de EE. Quito.

Proyectos de Prevención

A continuación se detallan los proyectos de mayor relevancia que actualmente constan en los planes de la transmisión y de distribución.

Reforzamiento del S.N.T

- Obras civiles, electromecánicas para la instalación de una S/E Móvil 138/69 kV en Mulliquindil, para conectar la L/T Pucará-Mulaló de 138 kV y así abastecer la carga eléctrica de las Subestaciones “La Cocha” y “El Calvario”, de ELEPCO.
- Entrada en servicio del Sistema Santa Rosa - El Inga - Pomasqui, para mejorar la confiabilidad del sistema que abastece a la Empresa Eléctrica Quito en el sector de Tababela y Alangasí, y para el sistema de bombeo Papallacta, EPMAPS.
- Disponibilidad del patio de 69 kV en la S/E Baños, con el objetivo de que la Empresa Eléctrica Ambato tome carga desde esta subestación, descargando el sistema de transmisión en 138 kV Totoras - Ambato - Pucará - Mulaló - Vicentina - Conocoto - Santa Rosa.
- Levantamiento topográfico del recorrido de la línea de transmisión aislada a 138 kV y del terreno para la segunda subestación móvil 138/69 kV de 33 MVA para atender la demanda de la zona noroccidental de ELEPCO y de industrias ubicadas en el sector.
- Adquisición de 6 controladores de Bahía, repuestos de protección y control, para las S/E más susceptibles ante la caída de ceniza, de esta manera se reduce los tiempos de indisponibilidad del suministro eléctrico ante una falla.
- Construcción de infraestructura eléctrica para ubicar la subestación móvil e interconectar la misma a la actual línea Pucará - Mulaló 138 kV.

Reforzamiento de la Red de Telecomunicaciones del S.N.T

- Implementación de un centro de gestión de telecomunicaciones alterno en la subestación Pascuales, que permita la desconcentración del nodo principal (Quito), dotando al sistema de telecomunicaciones de redundancia.
- Adquisición, instalación de equipos de datos, switch, inversores, convertidores, teléfonos y levantamiento de enlaces.
- El presupuesto referencial para la ejecución de los proyectos antes mencionados, es de 4,8 millones de dólares.

Reforzamiento del Sistema de Distribución de ELEPCO

- Enlace trifásico y cambio de conductor Guaytacama-Tanicuchi
- Enlace Trifásico Mulaló-Chinchil de Villamarin – Joseguango bajo
- Alimentador Trifásico, S/E móvil Cajón – Veracruz
- Enlace de Alimentador de emergencia San Marcos – Aláques centro
- Enlace Trifásico Bethelmitas –Puente de Illuchi
- Enlace monofásico Macaló Chico – Macaló Grande
- Enlace Trifásico Tanicuchi – Santa Ana Bajo
- Enlace alimentador de emergencia La Laguna Sur – Urb. San Francisco
- Enlace monofásico Joseguano Bajo – Barrancas
- Enlace Trifásico Chugchilán – El Chan
- Construcción de línea a 69 kV Panzaleo – Pujilí
- Repotenciación de la S/E Pujilí

- Obra civil, instalación de la S/E 69/13,8 kV Santa Ana de Mulliquindil 20 MVA
- Adquisición de 2 generadores de 500 kW
- Adquisición de 3 generadores de 100 kW
- Sistema de control de distancia S/E Lasso y Mulaló
- Banco de baterías
- Equipos de comunicación
- Estudio de la S/E San Rafael
- Construcción de la S/E San Rafael
- Terreno para la S/E Lasso
- Estudio Línea 69kV y S/E Lasso
- Construcción de la S/E Lasso
- Línea 69kV Tanicuchi-Lasso
- Línea 69kV Alpacruz-El Calvario

El presupuesto referencial para la ejecución de los proyectos antes mencionados, es de 6,6 millones de dólares.

C.7.2 Ante el terremoto del 16 de abril del 2016

El sábado 16 abril de 2016 se produjo un movimiento sísmico de 7,8 grados en la escala de Richter, con epicentro en el cantón Pedernales de la provincia de Manabí. El terremoto afectó a zonas de la costa ecuatoriana, circunstancia que activó la emergencia en el sector eléctrico en “respuesta ante el desastre”.

El Sector Eléctrico a través de sus empresas; en territorio, inmediatamente luego de haberse producido el evento; inició con la evaluación del sistema eléctrico en las provincias más afectadas (Manabí y Esmeraldas), determinando lo siguiente:

- La Generación de energía eléctrica no sufrió afectación a nivel nacional por lo que su operación no fue interrumpida durante

y después del evento.

- El Sistema de Transmisión (230/138 kV) sufrió daños menores, los mismos que fueron atendidos de manera inmediata, por lo que los puntos de entrega desde el Sistema Nacional Interconectado, para estas provincias, estuvieron 100% disponibles desde el 18 de abril de 2016.
- Los Sistemas de Subtransmisión (69kV) y de Distribución fueron los mayormente afectados; y, previo a la restitución del servicio, se debió realizar recorridos de inspección visual para evaluar, intervenir y establecer la mejor estrategia para restituir el servicio.

Manabí

Conforme a los datos estadísticos del sector eléctrico, Manabí segundos antes del evento telúrico demandaba 206 MW. No obstante, a las 18:58 la provincia quedó sin servicio de energía eléctrica, a consecuencia del sismo. Ver Figura Nro. C-11

En el siguiente gráfico, se observa la caída total de la demanda que sufrió el sistema de Unidad de Negocio CNEL-Manabí, empresa a cargo del suministro y comercialización de electricidad en la provincia de Manabí.

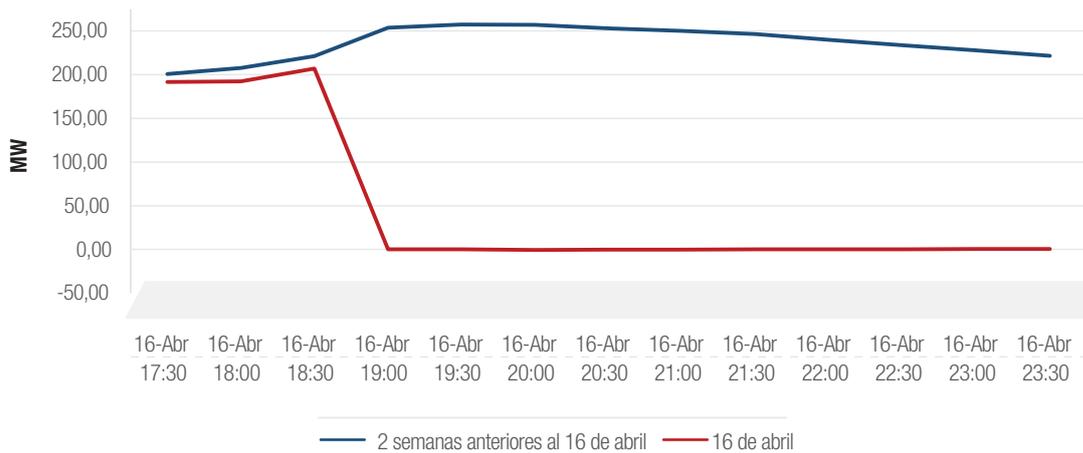


Figura Nro. C 11: Caída de la demanda de Manabí 16 de abril de 2016.

A continuación, en la Figura Nro. C-12 se indica el mapa geopolítico de la zona afectada; se muestra la infraestructura eléctrica (líneas

de subtransmisión y subestaciones) que sufrió daños y por ende la población que quedó sin el suministro de electricidad:



Figura Nro. C 12: Mapa de la zona afectada.

Según los registros de la empresa eléctrica, en la zona se estimaron 294.935 usuarios afectados de los cuales 23.677 fueron de la “zona cero”.

En lo referente a instalaciones de atención al público, las agencias: Manta, Portoviejo Rocafuerte, Calceta y Tosagua, Pedernales, San Isidro y Jama tuvieron problemas de carácter estructural⁵¹.

En Manta se atendieron los requerimientos de la población desde Oficinas Móviles de “Servicio al Cliente”, ubicados frente al Municipio de Manta, Hotel Oro Verde y en la Carpa de la Escuela de Pesca. La agencia de Portoviejo también atendió en Oficina Móvil ubicada en la avenida Universitaria, ECU-911 y oficina en Andrés de Vera.

En cuanto a los usuarios de las demás localidades, éstos fueron atendidos en instalaciones provisionales.

Esmeraldas

En la Provincia de Esmeraldas las afectaciones fueron de menor consideración que Manabí. Las zonas más afectadas por el terremoto fueron Chamanga, Muisne, Mompiche, Bolívar, El Cabo de San Francisco, Caimito, Galera y Galerita.

En las agencias Muisne y Chamanga sufrieron daños leves. En el caso de la agencia Centro Mejía fue necesario transferir la atención a la agencia Santas Vainas

C.7.2.1 Acciones de respuesta

Con la finalidad de restablecer el servicio de energía eléctrica, bajo la coordinación del entonces Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, las Empresas del Sector Eléctrico acudieron con todo su contingente operativo y logístico a las zonas afectadas.

La participación masiva de aproximadamente 800 técnicos, electricistas, linieros e ingenieros permitió actuar eficientemente en la restitución del servicio eléctrico. En la Figura Nro. C-13 y Tabla Nro. C-8 se observa la cronología del esfuerzo sectorial.

51. Su principal objetivo fue brindar una atención personalizada para solventar todo problema de restitución y regularización del servicio domiciliario.

PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD

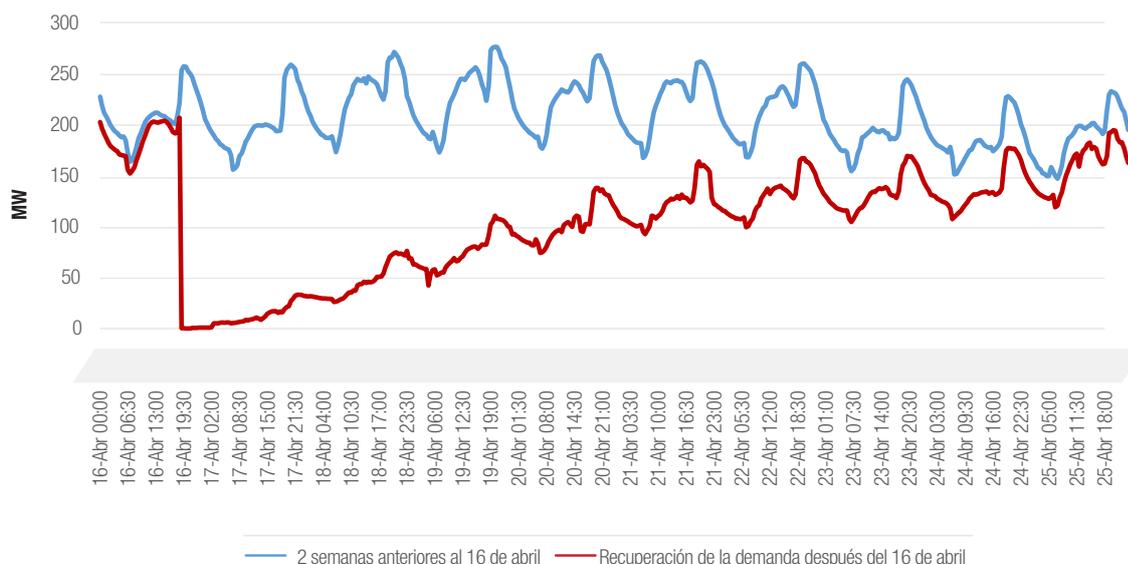


Figura Nro. C 13: Recuperación del servicio eléctrico en Manabí.

PROVINCIA	CANTÓN	17-abr	19-abr	22-abr	24-abr	27-abr	30-abr	03-may	08-may	10-may	11-may
		Porcentaje del Sistema con servicio									
MANABÍ	PORTOVIEJO	35%	80%	93%	94,5%	95,8%	96,3%	96,70%	96,40%	96,70%	97,00%
	24 DE MAYO	20%	80%	94%	96%	97,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	BOLIVAR (CALCETA)	15%	65%	90%	92%	95,0%	99,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	CHONE	15%	65%	88%	91%	93,5%	95,0%	96,40%	97,50%	97,50%	97,50%
	EL CARMEN	75%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	FLAVIO ALFARO	0%	0%	80%	87%	92,3%	92,4%	94,50%	95,50%	95,50%	95,50%
	JAMA	0%	0%	20%	40%	53,0%	55,0%	63,00%	72,00%	72,00%	78,00%
	JARAMIJÓ	15%	75%	91%	93%	94,8%	99,0%	99,50%	100,00%	100,00%	100,00%
	JIPIJAPA	40%	90%	97%	98,5%	99,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	JUNÍN	25%	66%	91%	93%	95,0%	99,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	MANTA	5%	71%	89%	91,5%	93,0%	94,5%	95,70%	95,90%	95,90%	97,00%
	MONTECRISTI	5%	75%	99%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	OLMEDO	60%	90%	98%	99%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PAJAN	20%	95%	98%	98,5%	99,5%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PEDERNALES	0%	0%	35%	50%	61,0%	65,0%	76,00%	77,00%	78,00%	80,00%
	PICHINCHA	35%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	PUERTO LÓPEZ	20%	100%	100%	100%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
	ROCAFUERTE	20%	91%	98%	99%	99,5%	99,7%	99,90%	100,00%	100,00%	100,00%
	SAN VICENTE	10%	60%	88%	91%	93,0%	95,0%	96,60%	96,60%	96,60%	96,60%
	SANTA ANA	20%	93%	98%	99%	100,0%	100,0%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
SUCRE (BAHÍA)	10%	33%	73%	75%	81,0%	94,0%	96,00%	97,50%	97,50%	97,50%	
TOSAGUA	10%	66%	92%	94%	96,0%	97,5%	98,40%	98,40%	98,70%	98,70%	
AVANCE		38%	72%	90%	92%	93,8%	95,5%	96,65%	96,91%	96,98%	97,05%

Tabla Nro. C 8: Recuperación del Servicio Eléctrico.

Nota: Se estimaron 23.677 usuarios afectados de la "zona cero", lo que representa alrededor de 2,95% de la demanda restante.

Durante esta emergencia el sector eléctrico colaboró con todas las entidades del Estado con la dotación de la electricidad para albergues, hospitales móviles, estaciones de bombeo de agua, centros de salud, entre otros; a los que se les brindó el servicio a través de generación puntual emergente (40 Generadores) en los primeros días de la emergencia; y luego, parte de esta generación se desmontó, a medida del avance de la restitución y/o construcción de redes de distribución y subtransmisión.

Se destinó alrededor de 25,48 millones de dólares para la atención de la emergencia.

Acciones para la Reconstrucción del Sistema de Distribución

El rubro para la reconstrucción integral de la infraestructura eléctrica de distribución en las zonas afectadas es de 103,35 millones de dólares, mismo que se ejecutará a través del Plan de Reconstrucción Integral Zonas Afectadas (PRIZA)⁵².

Los proyectos y sus correspondientes presupuestos están concebidos en el Plan de Expansión de la Distribución. En el siguiente cuadro se observan los montos estimados:

Plan de Reconstrucción Integral de Zonas afectadas (PRIZA)	
Tipo de Inversión	USD
Sistema eléctrico	72.297.638
Infraestructura civil	3.050.200
Equipamiento y TIC	2.000.000
Sistemas especiales	26.009.000
Total	103.356.838

Tabla Nro. C 9: Plan de Reconstrucción Integral Zonas Afectadas (PRIZA).

C.8 Visión a futuro - lineamientos para un Sector Eléctrico resiliente

El sector eléctrico a través de sus empresas, entidades y organismos adscritos viene cumpliendo con las políticas propuestas, sin embargo debe seguir trabajando y mejorando sus procesos de gestión de riesgos y emergencias para disponer en el futuro de un sistema eléctrico resiliente, para lo cual es necesario:

- Fortalecer las capacidades institucionales, promoviendo el conocimiento y el intercambio de información científico-técnica.
- Mejorar las capacidades para identificar y mitigar las amenazas y vulnerabilidades ante los riesgos naturales y antrópicos.
- Mejorar los sistemas de alerta temprana y definir las acciones oportunas para atención del personal técnico operativo y para el resguardo de la infraestructura eléctrica.
- Ampliar las capacidades del sector en gestión de riesgos, para la atención, rehabilitación y recuperación del servicio público de energía eléctrica ante desastres y emergencias.
- Operar en forma coordinada, integral y descentralizada las acciones tendientes a la respuesta y recuperación en situaciones de emergencia y desastre.
- Actualizar los protocolos de actuación ante emergencias de los servidores y trabajadores del sector eléctrico, así como las medidas de seguridad para la ciudadanía en general, que se encuentran susceptibles a sufrir daños personales por infraestructura eléctrica a causa de los eventos de origen natural o antrópico.
- Mantener actualizados los respectivos Planes de Contingencia, Emergencia y Continuidad de Operación de las entidades adscritas al Sector Eléctrico.
- Elaborar el Plan Integral de Gestión de Riesgos del Sector Eléctrico.
- Practicar la ejecución de simulacros de los diferentes fenómenos naturales que podrían afectar los sistemas eléctricos del país.
- Prever los recursos financieros para la gestión del riesgo.

52. Conforme lo establece en el Decreto Presidencial No 1004.

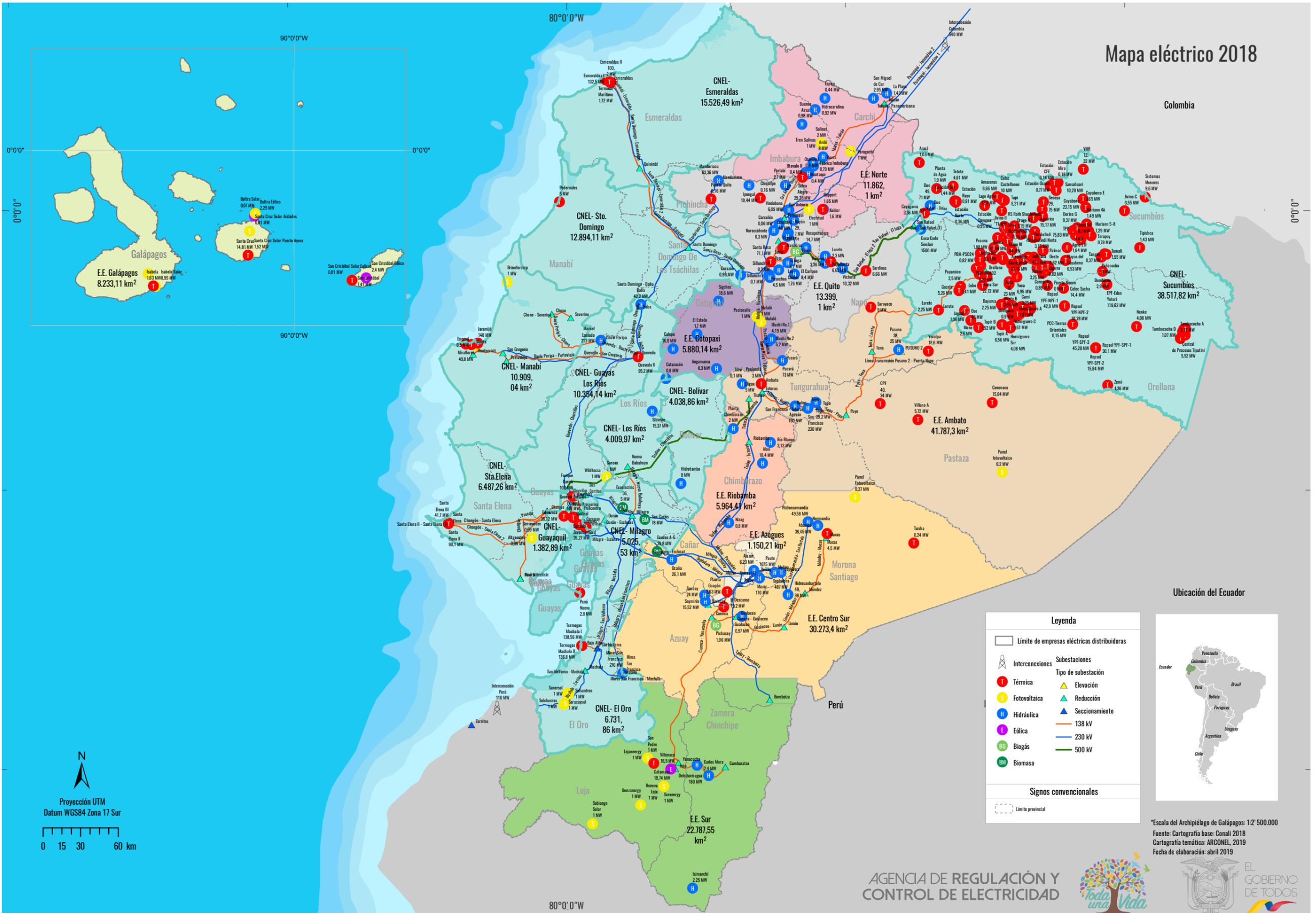




MAPAS

Mapa No. 1
Mapa del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2018

Mapa eléctrico 2018



Colombia

0°0'0"

Ubicación del Ecuador



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 500.000
 Fuente: Cartografía base: Conali 2018
 Cartografía temática: ARCONEL, 2019
 Fecha de elaboración: abril 2019

Legenda	
	Límite de empresas eléctricas distribuidoras
	Interconexiones
	Térmica
	Fotovoltaica
	Hidráulica
	Eólica
	Biogás
	Biomasa
	Elevación
	Reducción
	Seccionamiento
	138 kV
	230 kV
	500 kV
	Límite provincial
Signos convencionales	



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

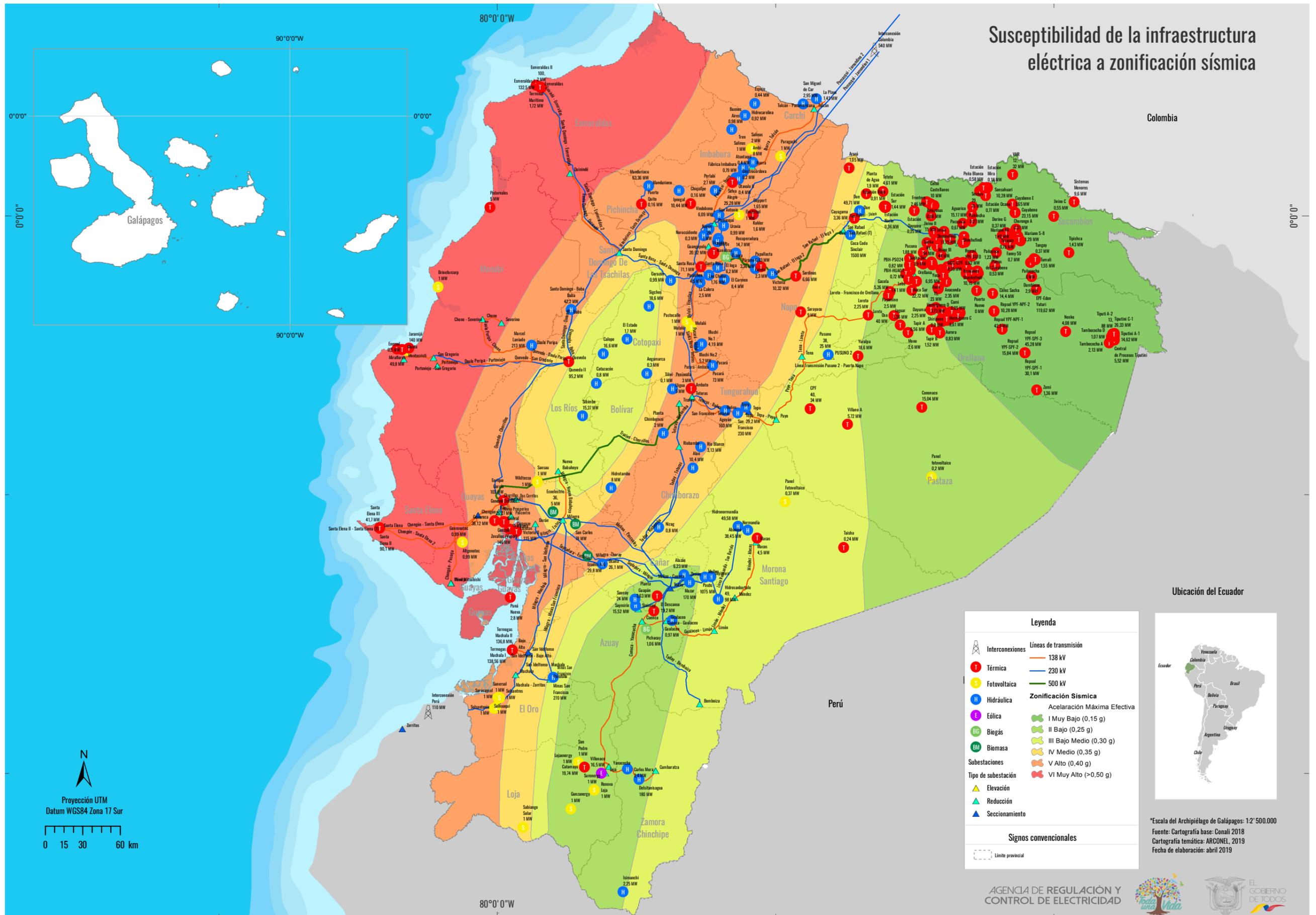


Mapa No. 2
Situación Geográfica del Ecuador

Mapa No. 3

Susceptibilidad de la infraestructura eléctrica a zonificación sísmica

Susceptibilidad de la infraestructura eléctrica a zonificación sísmica



Colombia

Ubicación del Ecuador



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 500.000
Fuente: Cartografía base: Conali 2018
Cartografía temática: ARCONEL, 2019
Fecha de elaboración: abril 2019

Legenda	
	Interconexiones
	Térmica
	Fotovoltaica
	Hidráulica
	Eólica
	Biogás
	Biomasa
	Subestaciones
	Elevación
	Reducción
	Seccionamiento
	Líneas de transmisión
	138 kV
	230 kV
	500 kV
	Zonificación Sísmica
	I Muy Bajo (0,15 g)
	II Bajo (0,25 g)
	III Bajo Medio (0,30 g)
	IV Medio (0,35 g)
	V Alto (0,40 g)
	VI Muy Alto (>0,50 g)
	Signos convencionales
	Límite provincial

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD



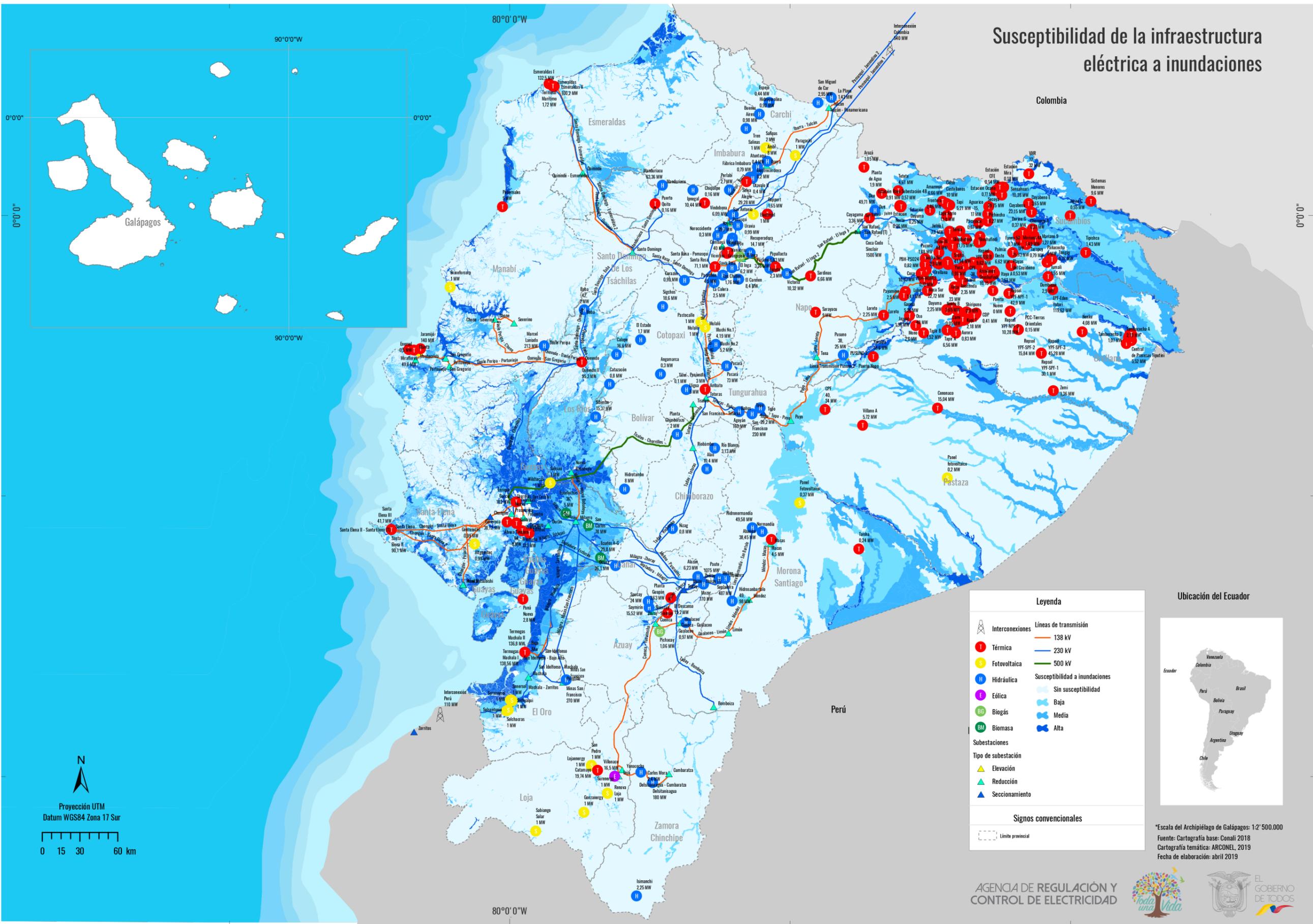
Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur
0 15 30 60 km



Mapa No. 4

Susceptibilidad de la infraestructura eléctrica a inundaciones

Susceptibilidad de la infraestructura eléctrica a inundaciones



Legenda

- Interconexiones
- Térmica
- Fotovoltaica
- Hidráulica
- Eólica
- Biogás
- Biomasa
- Subestaciones
- Tipo de subestación
- Signos convencionales

Lineas de transmisión

- 138 kV
- 230 kV
- 500 kV

Susceptibilidad a inundaciones

- Sin susceptibilidad
- Baja
- Media
- Alta

Subestaciones

- Elevación
- Reducción
- Seccionamiento

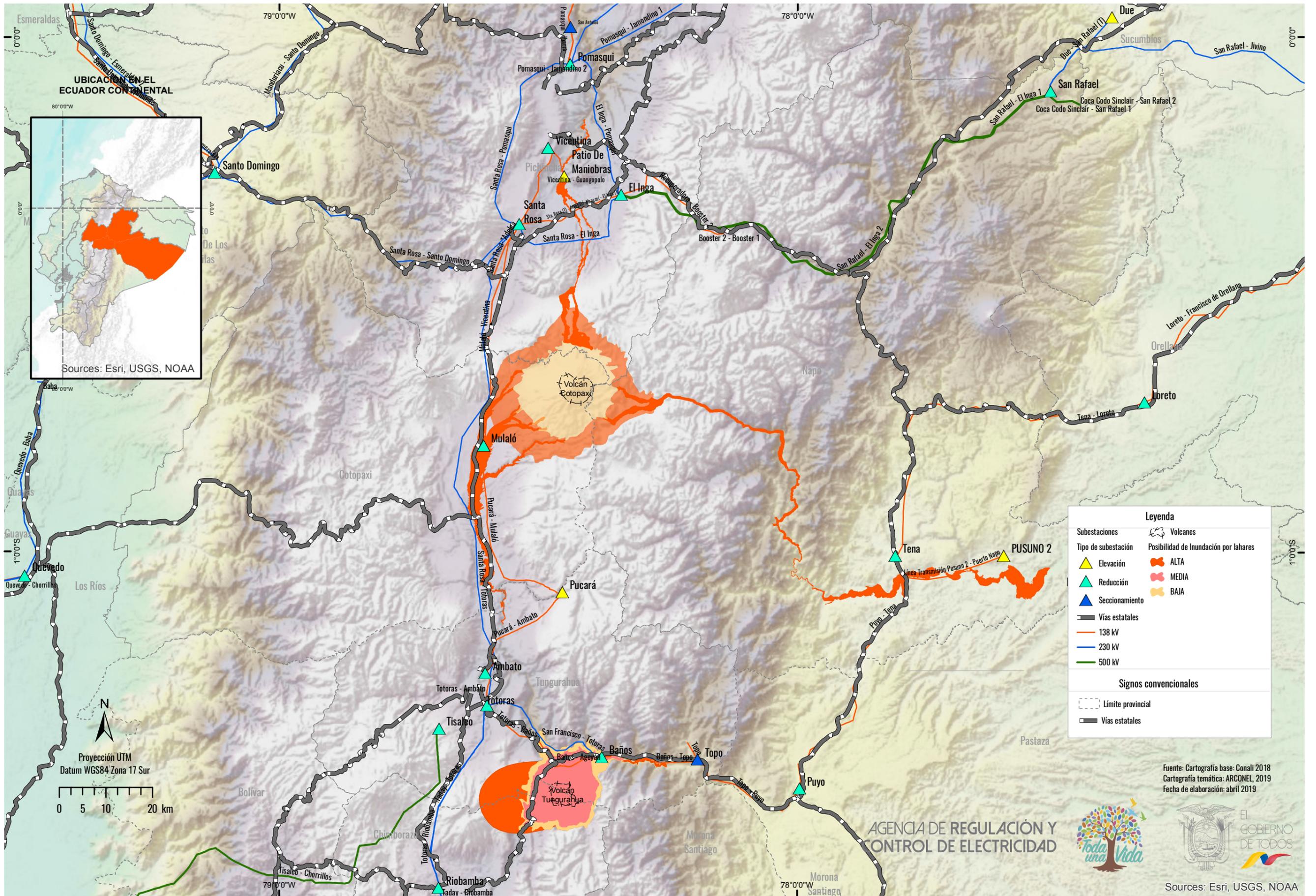
Signos convencionales

- Límite provincial

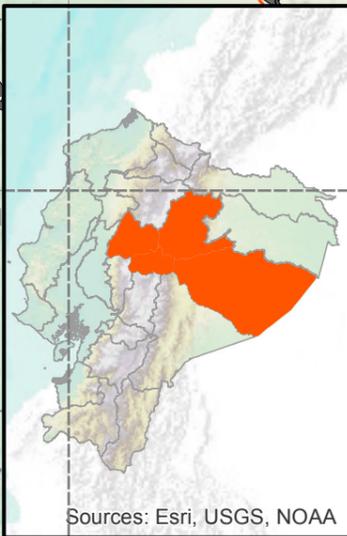


Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 500.000
Fuente: Cartografía base: Conali 2018
Cartografía temática: ARCONEL, 2019
Fecha de elaboración: abril 2019

Mapa No. 5
Amenazas Volcánicas SNT



UBICACIÓN EN EL ECUADOR CONTINENTAL



Sources: Esri, USGS, NOAA

Legenda	
Subestaciones	Volcanes
Tipo de subestación	Posibilidad de Inundación por lahares
Elevación	ALTA
Reducción	MEDIA
Seccionamiento	BAJA
Vías estatales	
138 kV	
230 kV	
500 kV	
Signos convencionales	
Límite provincial	
Vías estatales	

Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

Fuente: Cartografía base: Conali 2018
Cartografía temática: ARCONEL, 2019
Fecha de elaboración: abril 2019

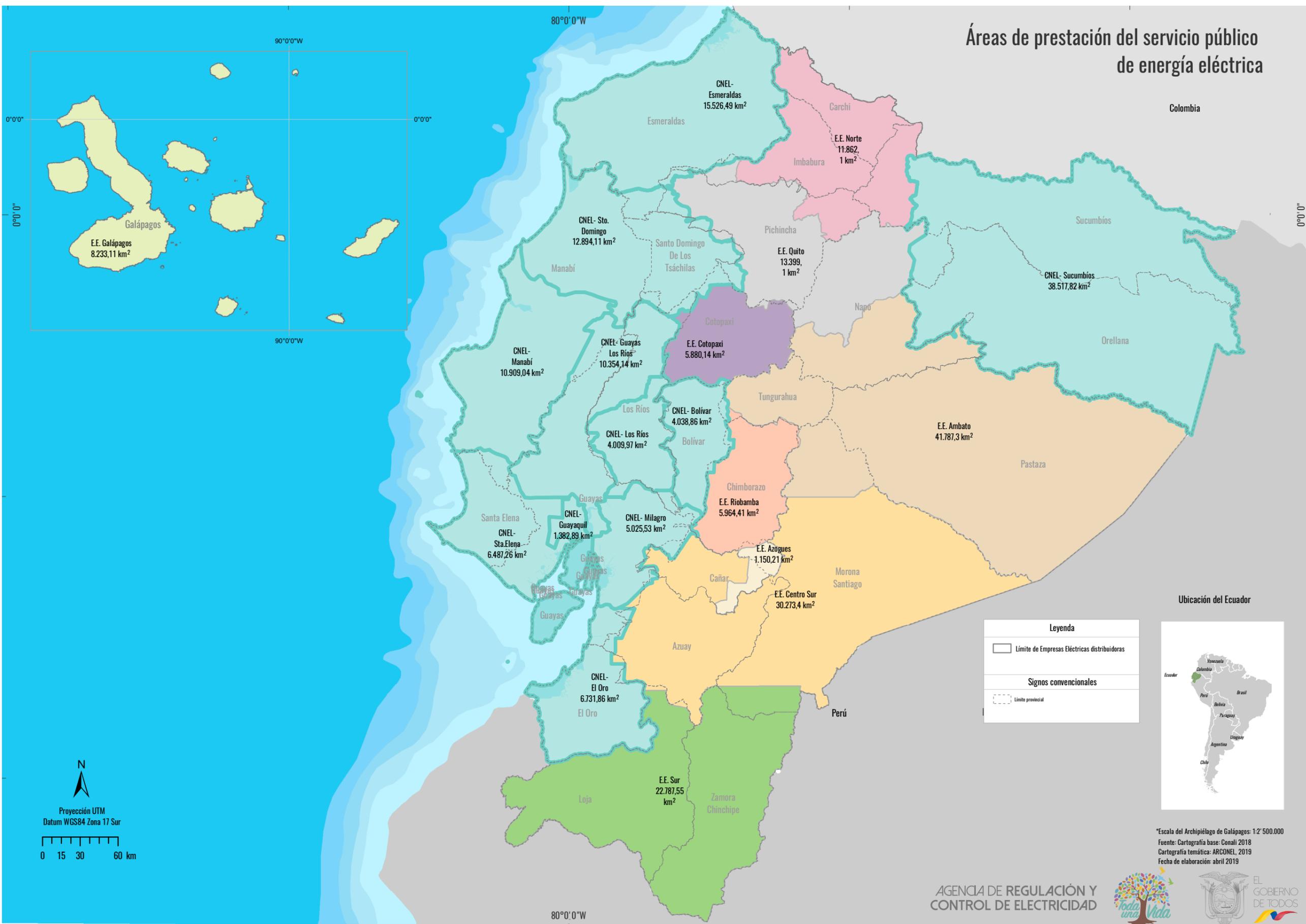
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD



Sources: Esri, USGS, NOAA

Mapa No. 6
Áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica

Áreas de prestación del servicio público de energía eléctrica



Leyenda

- ▭ Límite de Empresas Eléctricas distribuidoras

Signos convencionales

- ▭ Límite provincial



Proyección UTM
Datum WGS84 Zona 17 Sur

*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 500.000
Fuente: Cartografía base: Conali 2018
Cartografía temática: ARCONEL 2019
Fecha de elaboración: abril 2019

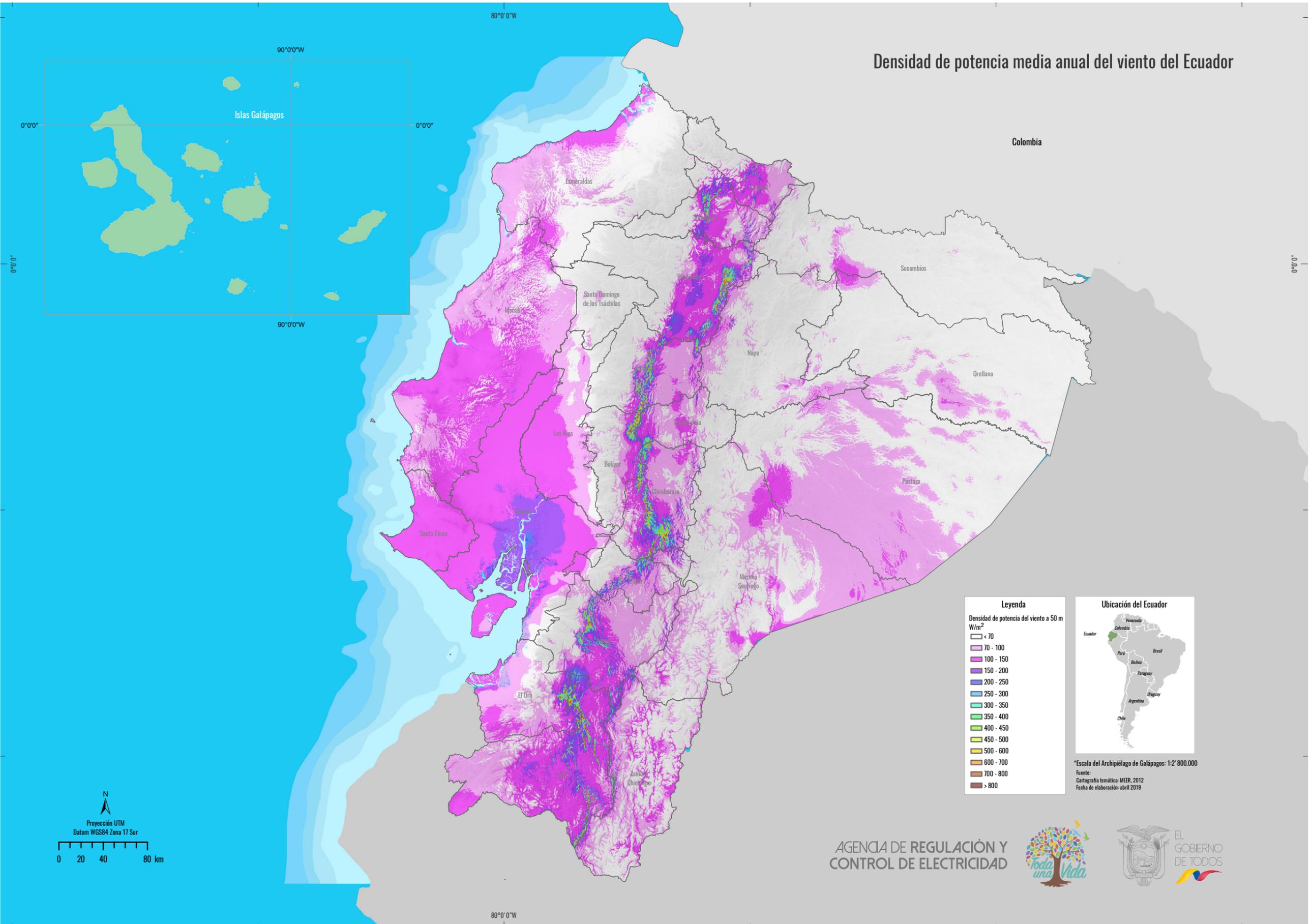
Mapa No. 7

Potencial del recurso hídrico para el aprovechamiento eléctrico

Mapa No. 8

Densidad de potencia media anual del viento del Ecuador

Densidad de potencia media anual del viento del Ecuador



Colombia

Islas Galápagos

0°00' 90°00'W 0°00'

0°00'

80°0'0"W

80°0'0"W

Leyenda

Densidad de potencia del viento a 50 m W/m^2

< 70
70 - 100
100 - 150
150 - 200
200 - 250
250 - 300
300 - 350
350 - 400
400 - 450
450 - 500
500 - 600
600 - 700
700 - 800
> 800

Ubicación del Ecuador



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 800.000
Fuente: Cartografía temática: MEER, 2012
Fecha de elaboración: abril 2019



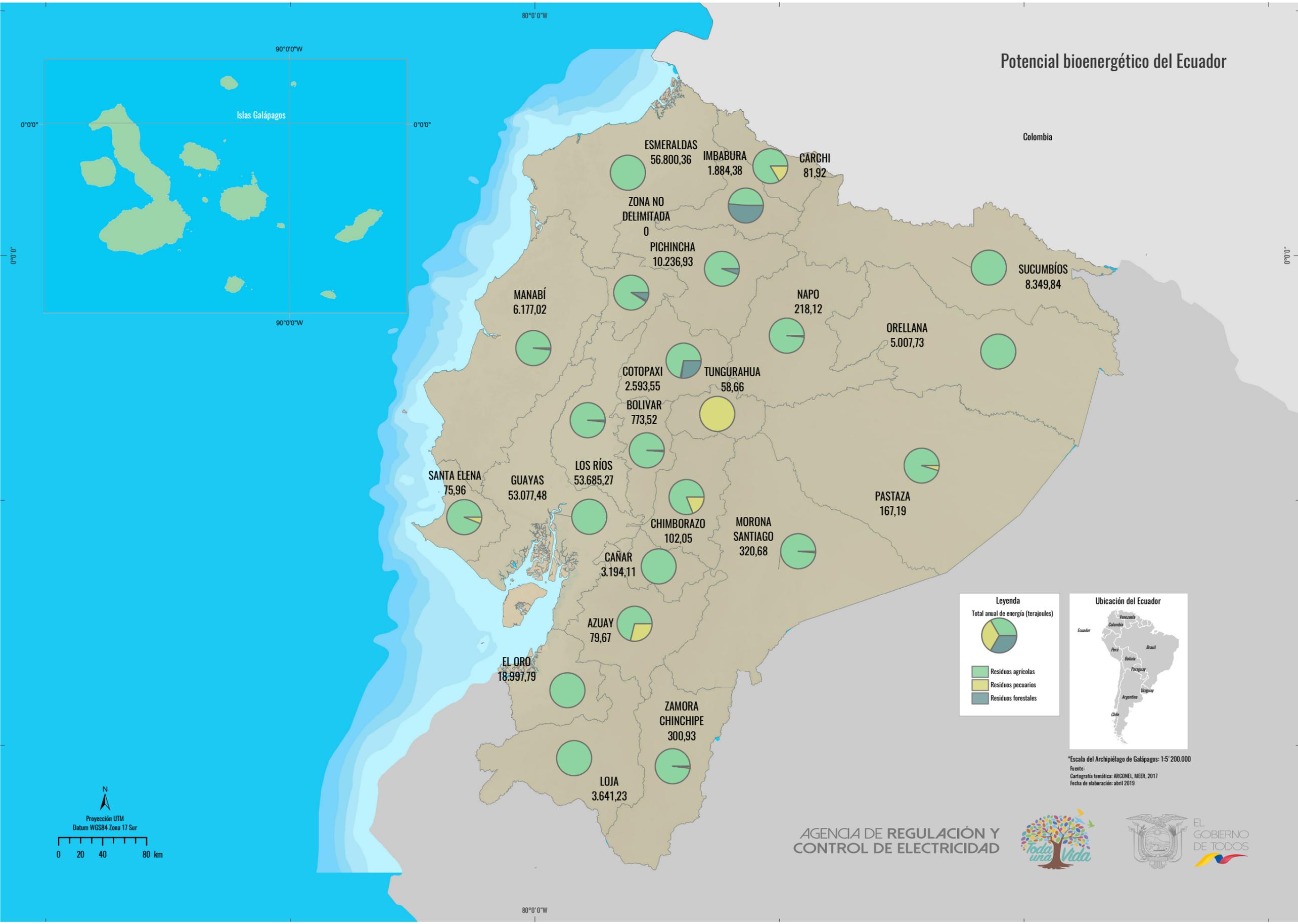
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD



Mapa No. 9
Potencial del recurso solar del Ecuador

Mapa No. 10
Potencial bioenergético del Ecuador

Potencial bioenergético del Ecuador



Leyenda

Total anual de energía (terajulios)

- Residuos agrícolas
- Residuos pecuarios
- Residuos forestales

Ubicación del Ecuador

*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:5' 200.000
 Fuente: Cartografía temática: ARCONEL MEER, 2017
 Fecha de elaboración: abril 2019

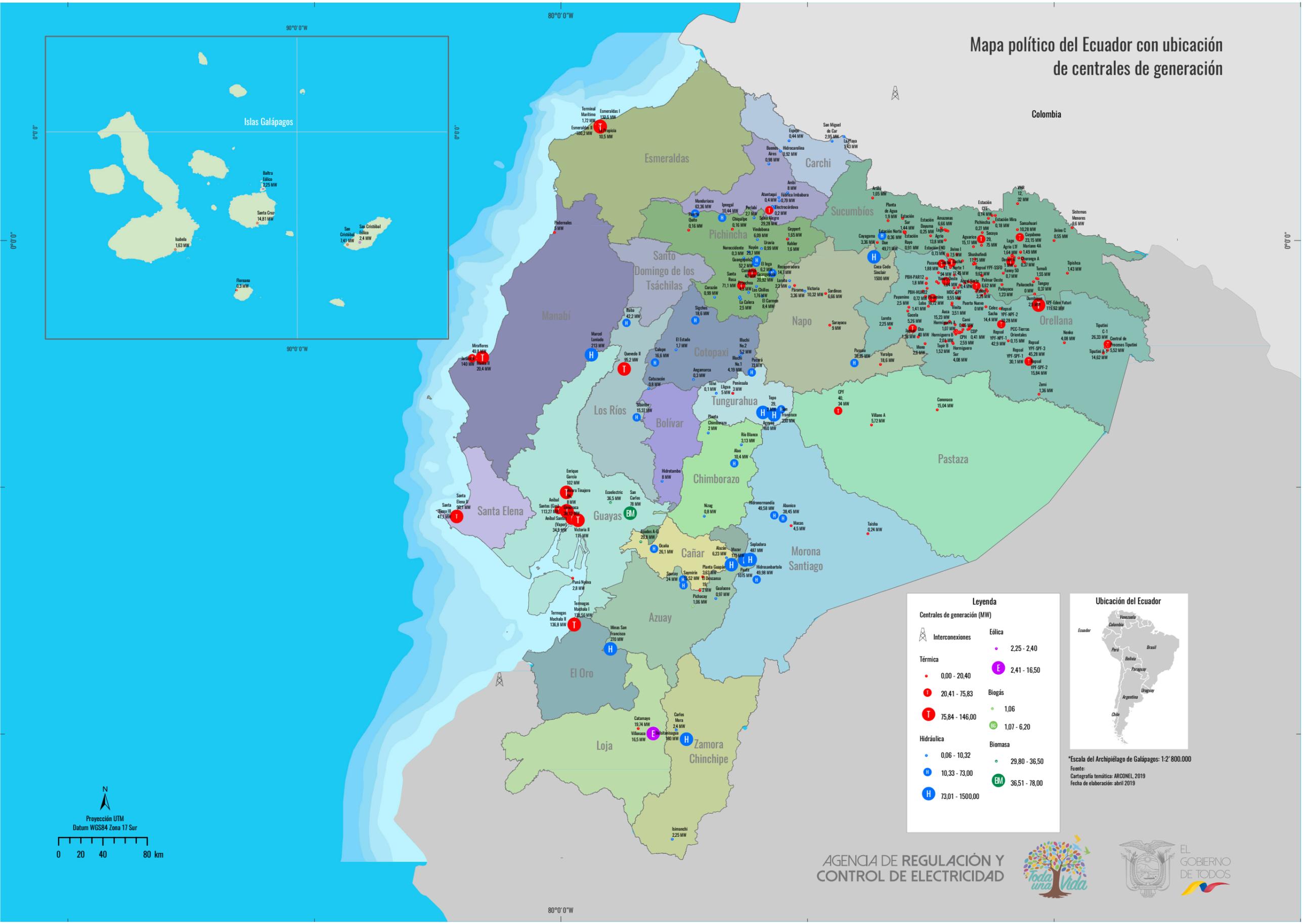
Proyección UTM
 Datum WGS84 Zona 17 Sur

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD

Mapa No. 11

Ubicación de las centrales de generación del Ecuador

Mapa político del Ecuador con ubicación de centrales de generación



Colombia

Islas Galápagos

Legenda

Centrales de generación (MW)	
	Interconexiones
	Térmica
	Hidráulica
	Eólica
	Biogás
	Biomasa

	0,00 - 20,40
	20,41 - 75,83
	75,84 - 146,00
	1,06
	1,07 - 6,20
	29,80 - 36,50
	36,51 - 78,00
	0,06 - 10,32
	10,33 - 73,00
	73,01 - 1500,00

Ubicación del Ecuador



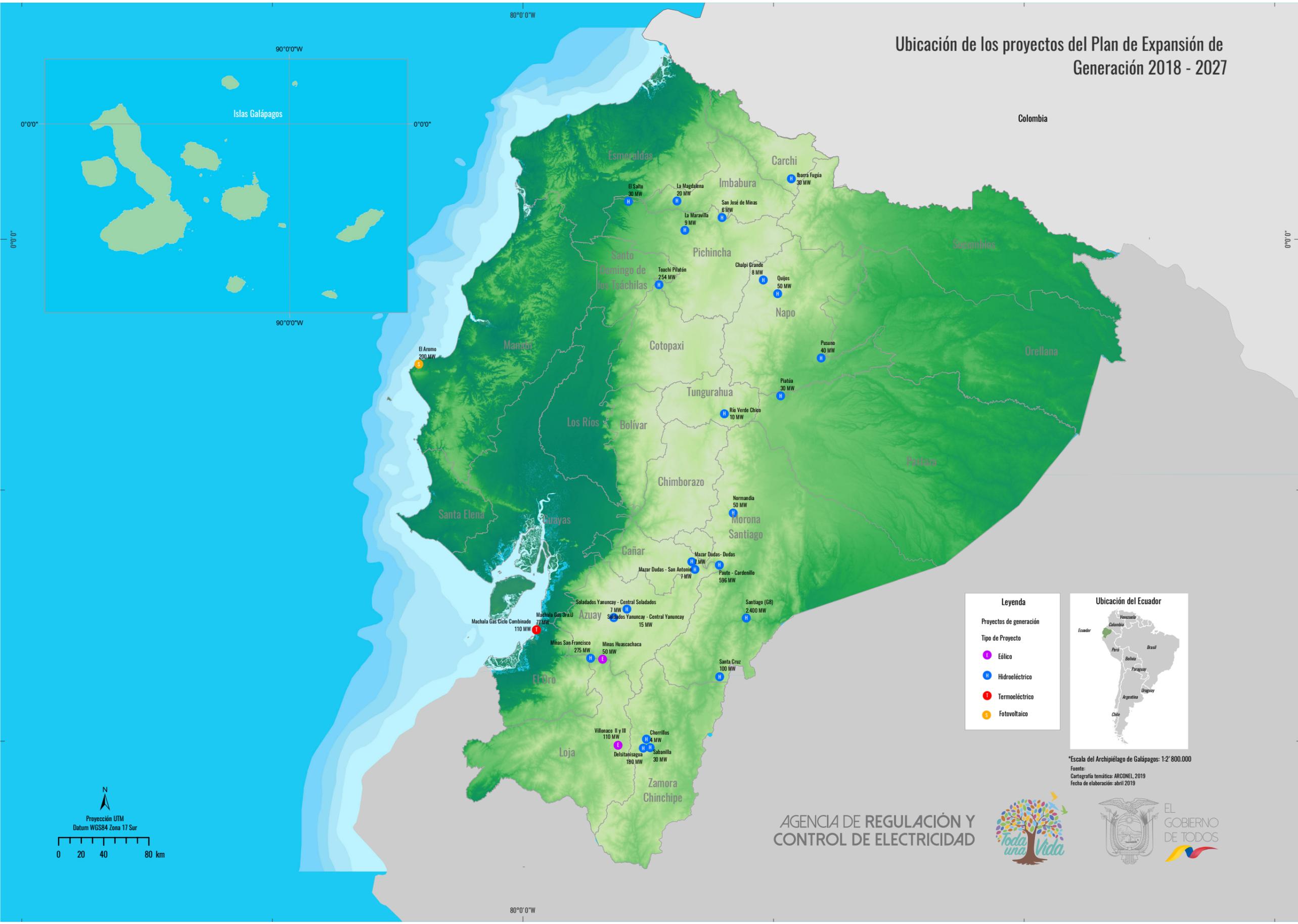
*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 800.000
Fuente: Cartografía temática: ARCONEL 2019
Fecha de elaboración: abril 2019



Mapa No. 12

Ubicación de los proyectos del Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027

Ubicación de los proyectos del Plan de Expansión de Generación 2018 - 2027



Leyenda

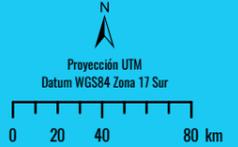
Proyectos de generación

Tipo de Proyecto

- E Eólico
- H Hidroeléctrico
- T Termoelectrico
- S Fotovoltaico



*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 800.000
 Fuente: Cartografía temática: ARCONEL, 2019
 Fecha de elaboración: abril 2019



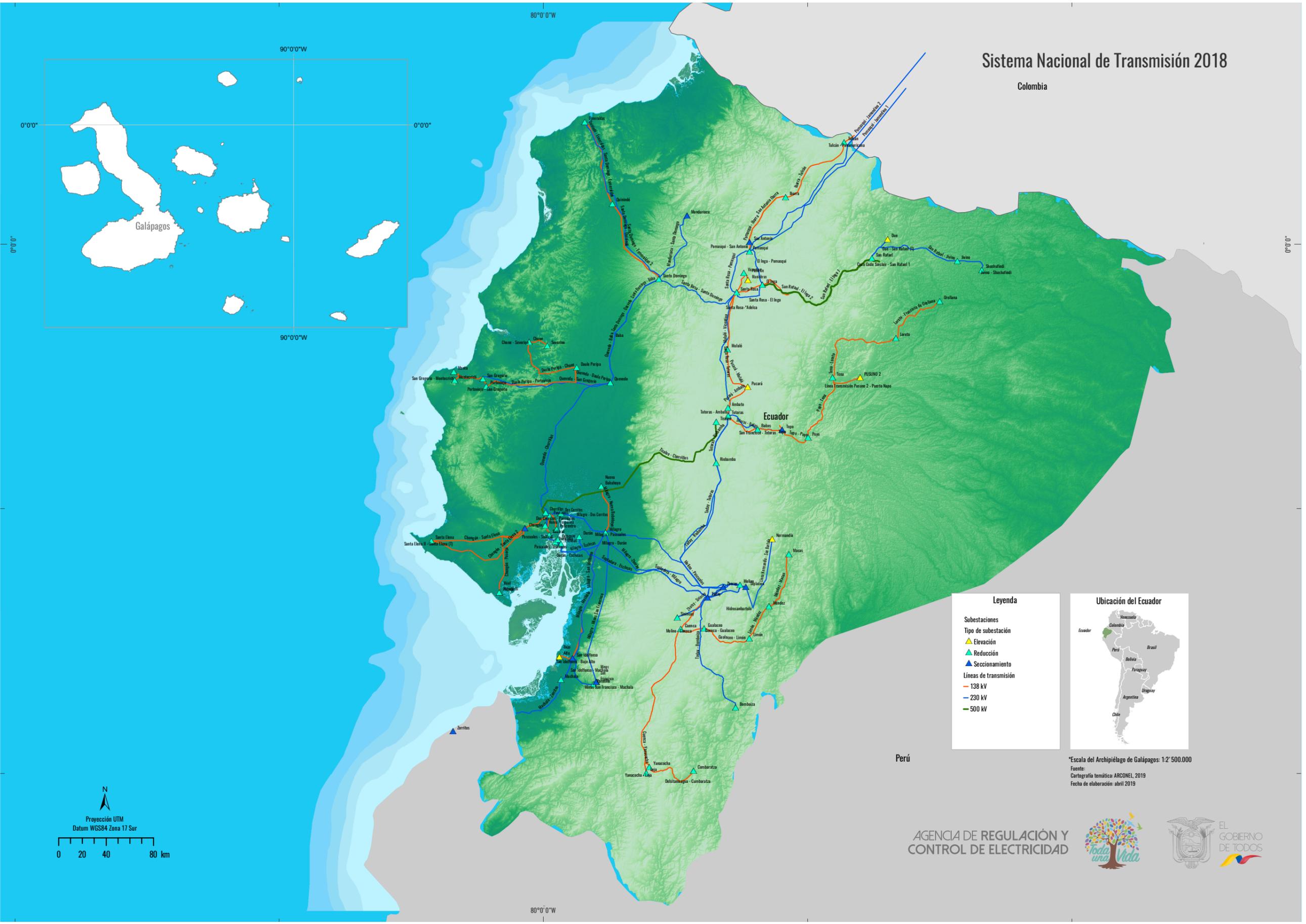
AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD



Mapa No. 13
Sistema Nacional de Transmisión (SNT) 2018

Sistema Nacional de Transmisión 2018

Colombia



Legenda

Subestaciones

- ▲ Elevación
- ▲ Reducción
- ▲ Seccionamiento

Líneas de transmisión

- 138 kV
- 230 kV
- 500 kV

Ubicación del Ecuador

*Escala del Archipiélago de Galápagos: 1:2' 500.000
 Fuente: Cartografía temática: ARCONEL 2019
 Fecha de elaboración: abril 2019

Proyección UTM
 Datum WGS84 Zona 17 Sur

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD



