





Capítulo 1:

Resumen Ejecutivo



/ 1.1 Introducción

La Constitución de la República del Ecuador señala que “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.”; además indica que es deber primordial del Estado “planificar el desarrollo nacional, erradicar la pobreza, promover el desarrollo sustentable y la redistribución equitativa de los recursos y la riqueza (...)”.

La política energética impulsada por el gobierno del Presidente de la República, Daniel Noboa Azín, a través del Ministerio de Energía y Minas, está enfocada a la transición energética, que implica un cambio hacia fuentes de energía más sostenibles y bajas en carbono; y a la ejecución de obras de gran trascendencia para el desarrollo del Ecuador, que permitan abastecer adecuadamente la creciente demanda de energía eléctrica del país, cumpliendo con criterios de: seguridad, confiabilidad, calidad, economía y menor impacto ambiental.

El Artículo 12 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE), establece que, entre las atribuciones del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (actualmente, Ministerio de Energía y Minas), la de: “3. Elaborar el Plan Maestro de Electricidad (PME), el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE).”

El Reglamento a la LOSPEE define al PME como el “instrumento de planificación que contiene los objetivos, políticas, metas, estrategias, planes, programas y proyectos; para la expansión requerida en la generación, la transmisión, la distribución y comercialización y, el alumbrado público, para el abastecimiento de la demanda, considerando criterios de eficiencia, seguridad, confiabilidad, calidad, responsabilidad social y ambiental en la prestación del servicio público de energía eléctrica, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.”

El Reglamento a la LOSPEE detalla en su Artículo 13, aspectos sobre la planificación de la expansión del sector eléctrico; en el Artículo 14, trata sobre la información de entrada para la planificación; el Artículo 15, trata sobre el proceso de planificación de la expansión; y, en el artículo 16, detalla el contenido del PME.



Con base a la normativa antes expuesta, el presente PME para el período 2023-2032, tiene el siguiente contenido:

Capítulo	Título
Capítulo 1	Resumen Ejecutivo
Capítulo 2	Situación Actual y Visión del Sector Eléctrico
Capítulo 3	Estudio de la Demanda Eléctrica
Capítulo 4	Plan de Expansión de Generación
Capítulo 5	Plan de Expansión de Transmisión
Capítulo 6	Plan de Expansión de Distribución y Alumbrado Público General
Capítulo 7	Plan de Expansión de Galápagos
Capítulo 8	Evaluación de Riesgos del Sector Eléctrico
Capítulo 9	Evaluación Económica - Financiera
Capítulo 10	Evaluación Social - Ambiental
Anexo A	Integración Eléctrica Regional
Anexo B	Mapas del Sector Eléctrico Ecuatoriano

Tabla No. 1-1. Contenido del Plan Maestro de Electricidad (PME) 2023-2032

A continuación, se resume brevemente el contenido de cada uno de los capítulos y anexos que conforman el PME 2023-2032.

/ 1.2 Situación actual y visión del sector eléctrico

1.2.1 Situación actual

El Estado Ecuatoriano, para garantizar el suministro eléctrico y proveer del servicio público de energía eléctrica a la ciudadanía, ha ejecutado importantes obras en el sector eléctrico, encaminadas al desarrollo de recursos energéticos locales, priorizando la participación de las energías renovables, especialmente la hidroeléctrica, con el fin de contar con una matriz energética limpia y disminuir sustancialmente el consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad.

El Ministerio de Energía y Minas es el ente rector de la política pública y la planificación de sus sectores; por lo que, a través del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable planifica, articula y evalúa la gestión técnica integral de la política del sector eléctrico, que trascienden en las diferentes etapas funcionales que consiste en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica; y de los servicios brindados a la población, contemplando aspectos técnicos, económicos, sociales y ambientales.

A continuación, se describe la situación de las etapas funcionales y los principales indicadores del sector eléctrico, con corte a diciembre de 2022:

El país contó con 8.864 MW de potencia instalada, para la etapa de generación, de los cuales 5.425 MW corresponden a energías renovables y dentro de éstas, la capacidad de generación hidráulica constituyó el 95,68% de la producción de electricidad. La potencia instalada para atender el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) fue de 7.472 MW, con el aporte del 61,21% de fuentes renovables y 38,79% de fuentes no renovables.

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT), cuenta con líneas que operan en diferentes niveles de voltaje de: 500 kV, 230 kV y 138 kV. En el año 2022, se registraron un total de: 72 líneas en simple circuito con 4.382 km de longitud y 39 líneas de doble circuito con 2.462 km de longitud, que incluyen a las líneas de interconexiones, con Colombia por medio de dos líneas de doble circuito Jamondino - Pomasqui a 230 kV y de una línea de simple circuito Tulcán - Panamericana 138 kV; y, con Perú se interconecta a través de la línea de doble circuito Machala - Zorritos 230 kV.



Descripción	500 kV		230 kV		138 kV		Total	
	# líneas	km	# líneas	km	# líneas	km	# líneas	km
Simple circuito	6	610	25	1.748,82	41	2.023,19	72	4.382,01
Doble circuito	0	0	24	1.932,32	15	530,38	39	2.462,70

Tabla No. 1-2.¹ Líneas de transmisión del S.N.T. por tipo de circuito y nivel de voltaje, año 2022
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Por su parte, los sistemas de distribución brindan y comercializan el servicio público de energía eléctrica a la ciudadanía a través de las empresas distribuidoras; y contempla la siguiente infraestructura en sus diferentes subetapas: 370 subestaciones con una capacidad instalada de 8.545,52 MVA y 67 subestaciones de seccionamiento; 5.730 km de líneas de subtransmisión; 111.276 km de líneas de medio voltaje, 105.469 km de redes de bajo voltaje, 360.000 transformadores de distribución, con una capacidad instalada de 14.100 MVA; y 5,56 millones de medidores de energía.

En referencia a los resultados de la gestión técnica y comercial de la distribución, se aprecia que la cobertura alcanzó el 97,36%; la Frecuencia Media de Interrupción (FMIk) fue de 5,37 interrupciones/kVA, se obtuvo 6,04 horas de Tiempo Total de Interrupción (TTIk). Además, las distribuidoras a nivel nacional facturaron USD 2.047,08 millones, con una recaudación del 98,87% y pérdidas totales del 13,25%.

Para la gestión técnica y operativa, se implementaron sistemas de Gestión de Distribución Avanzado (ADMS), compuesto por sistemas de control y adquisición de datos (SCADA), interrupciones (OMS), administración de redes en tiempo real, análisis técnico (DMS) y gestión de mantenimiento (MWM). Además, se dispone de un Sistema de Información Geográfica Eléctrico; y, para la gestión comercial está el CIS-CRM de forma parcial, en continuidad con estas inversiones se gestionan la implementación de otros sistemas como Gestión de Activos Empresariales (EAM), Sistema de Planificación de Recursos Empresariales (ERP), Sistema para la Gestión por Procesos (BPMS) entre otros. Se contempla también la incorporación masiva de medidores AMI, otros equipamientos y procesos.

La Eficiencia Energética con sus políticas, planes, programas y proyectos en el sector eléctrico busca que se dinamice y fomente mejoras en los procesos empresariales, la gestión de la demanda eléctrica, generar aspectos culturales del uso energético, entre otros; en este contexto, se ha trabajado por la 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 para la cocción y calentamiento de agua en el sector residencial.

1.2.2 Demanda de potencia

La demanda del S.N.I., recopilada de las diferentes empresas del sector eléctrico, ha presentado el siguiente comportamiento durante los años 2021 y 2022, observándose que en abril del año 2022 la demanda máxima fue de 4.388 MW, como se muestra en la Figura No.1-1. Asimismo, se presenta la variación porcentual mensual en la demanda de potencia.

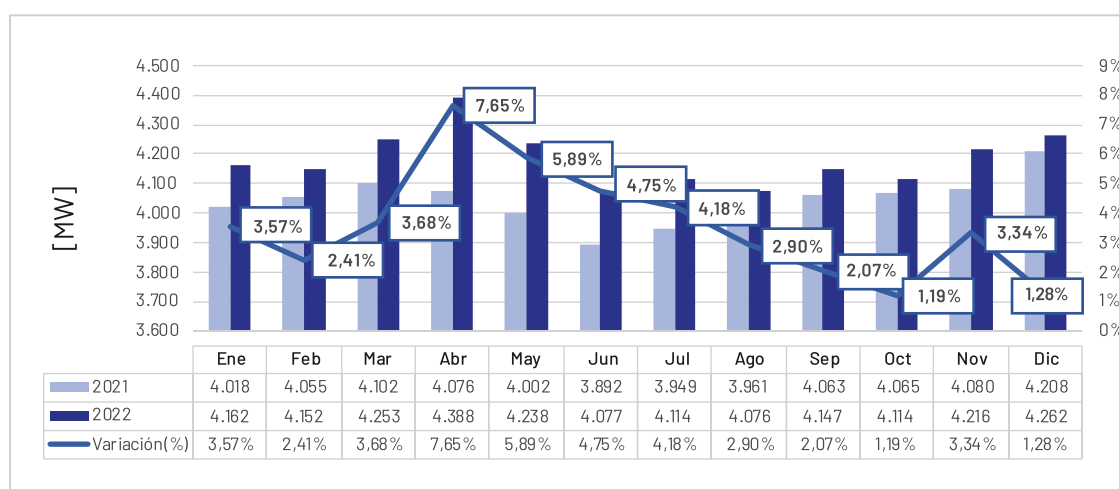


Figura No. 1-1. Demanda de Potencia del S.N.I. (MW)
Fuente: Operador Nacional de Electricidad - CENACE

¹ Tabla No. 1-2, Incluye líneas de interconexiones internacionales.

1.2.3 Generación de energía

En lo que respecta al parque generador del S.N.I., se dispone de 7.473 MW de potencia nominal (84,3%); mientras que, 1.391,68 MW corresponden a sistemas no incorporados (15,7%). En términos de potencia efectiva se tiene para el S.N.I. 7.154,57 MW (87,04%) y en sistemas no incorporados 1.064,98 MW (12,96%), como se muestran en las figuras a continuación.

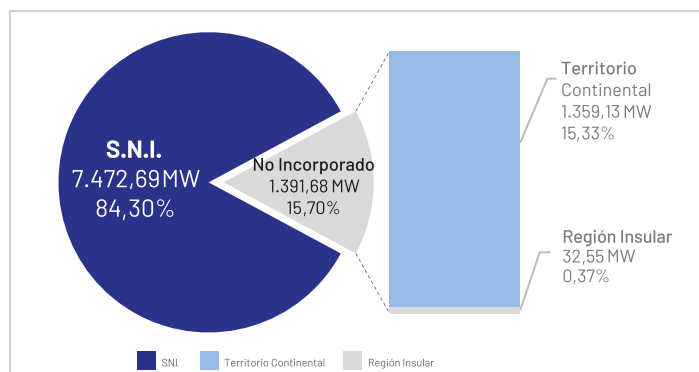


Figura No. 1-2. Potencia nominal en el S.N.I. y en sistemas no incorporados, año 2022
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

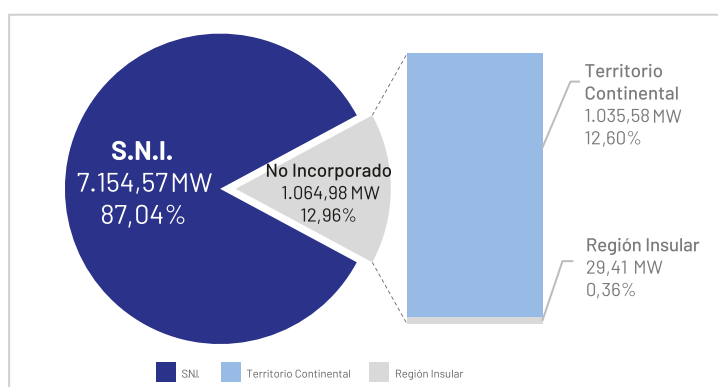


Figura No. 1-3. Potencia efectiva en el S.N.I. y en sistemas no incorporados, año 2022
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

A nivel nacional se tuvo una producción de energía eléctrica total de 33.008 GWh, empleándose para el S.N.I. 28.863 GWh (87,4%) y para los sistemas no incorporados 4.145,30 GWh (12,6%).

Para el S.N.I. se contó con el aporte de producción de las siguientes centrales por tipo de tecnología: hidroeléctricas 24.624 GWh (85,3%), térmicas 3.758 GWh (13%), biomasa 348 GWh (1,2%), solar fotovoltaica 33 GWh (0,12%), biogás 42 GWh (0,14%) y eólicas 57,89 GWh (0,20%). Ver Figura No. 1-4.

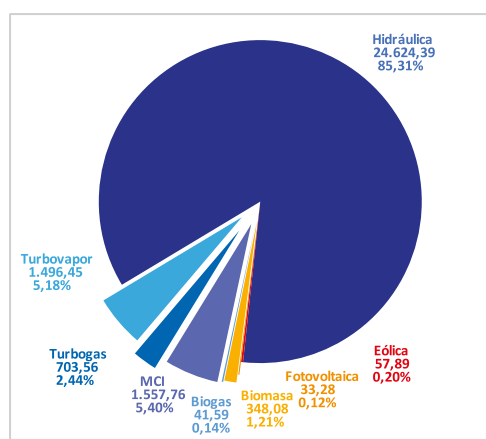


Figura No. 1-4. Producción de energía eléctrica en el S.N.I. por tipo de tecnología en centrales
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables



1.2.4 Infraestructura de transmisión

Al año 2022, el SNT contó con una capacidad máxima de 15.826 MVA, la transformación en diferentes niveles de voltaje se efectuó a través de 56 subestaciones fijas y 4 subestaciones móviles; y 90 transformadores de potencia. En comparativa con el año 2012, el incremento de capacidad fue de 95,7%, y el total de longitud de líneas fue de 4.050 km (66,58%). En la Figura No. 1-5 se refleja la evolución de líneas por nivel de voltaje del SNT.

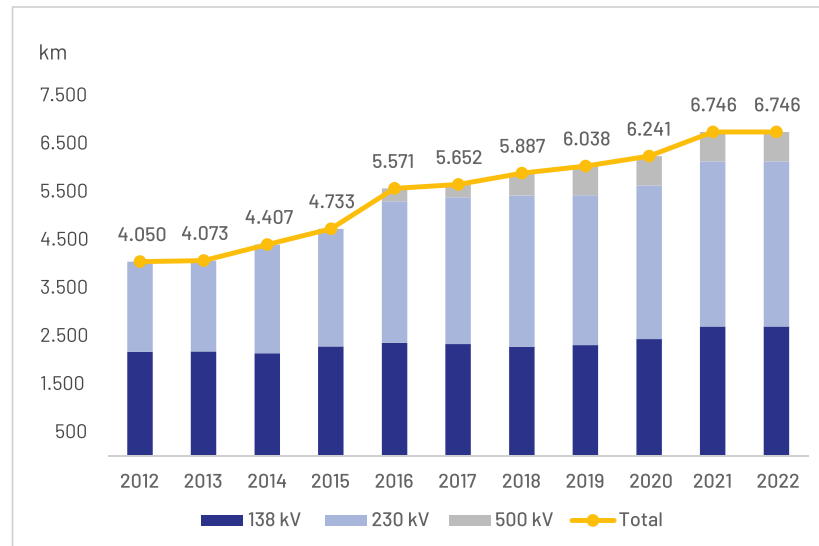


Figura No. 1-5. Evolución en la incorporación de líneas de transmisión del SNT
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

1.2.5 Infraestructura de distribución

Los sistemas de distribución conformados por las EED, a diciembre de 2022, tuvieron instalados en sus subetapas funcionales: líneas de subtransmisión 5.729 km de longitud en niveles de voltaje de 46 kV, 69 kV y 138 kV; y, 437 subestaciones con una capacidad de 8.546 MVA; 111.276 km líneas de medio voltaje; 105.469 km de redes de bajo voltaje; 360.223 transformadores con una capacidad de 14.101 MVA; y 5.556.086 medidores de energía; además, la infraestructura correspondiente al servicio de alumbrado público general registró 1.857.971 luminarias instaladas, con una potencia instalada de 306 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.

Distribuidora	Línea de Subtransmisión km	Redes Medio Voltaje km	Redes Bajo Voltaje km	Nro. de Transformadores	Capacidad Transformador MVA	Nro. Medidores
CNEL EP	3.478	60.073	46.118	203,55	8.003	2.691.459
E.E. Ambato	159	6.153	8.596	17.084	471,68	297.433
E.E. Azogues	27	848	1.535	2.262	63,78	40.516
E.E. Centro Sur	301	10.646	13.280	27.914	910,25	428.895
E.E. Cotopaxi	129	4.410	5.973	10.468	307,76	153.675
E.E. Galápagos	75	362	279	1.258	42,76	14.008
E.E. Norte	274	6.426	7.341	18.876	539,84	268.792
E.E. Quito	570	9.267	11.043	43.779	3.060,05	1.248.226
E.E. Riobamba	173	4.380	5.574	14.823	306,44	188.200
E.E. Sur	543	8.711	5.730	20.004	394,99	224.882
Total	5.730	111.276	105.469	360.223	14.100,75	5.556.086

Tabla No. 1-3. Principal infraestructura de los sistemas de distribución a diciembre de 2022
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

1.2.6 Visión y perspectiva del sector eléctrico

El Ecuador ratificó su compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y declaró la Agenda 2030 como política pública del Gobierno Nacional. En el marco de la gestión de los ODS, el sector eléctrico se enmarca en el ODS 7. En este contexto, el acceso a una energía sostenible, segura y asequible, considerando la neutralidad de carbono y la afectación e implicaciones del cambio climático a la economía, sociedad y ambiente, es un reto que requiere de transformaciones energéticas acompañadas de marcos normativos, para la política pública, estrategias y metas; y obtener una matriz energética limpia.

El sector eléctrico, actualmente cuenta con una matriz de oferta cuyo aporte mayoritario está basado en energías renovables, el Ministerio de Energía y Minas busca mantener e incrementar el uso de estas energías limpias, así como, considerar tecnologías nuevas para abastecimiento y autoproducción basada en recursos energéticos distribuidos como la generación distribuida, la electromovilidad, el empleo del hidrógeno verde, inventario de recursos energéticos, geotermia; contemplando la eficiencia energética, gestión lado de la demanda, fortaleciendo los sistemas de transmisión, las interconexiones internacionales y fortaleciendo las infraestructuras de los sistemas de distribución y comercialización. Además, implementar herramientas tecnológicas para las empresas del sector, para una atención operativa oportuna, confiable y de calidad para los usuarios. La transformación y migración tecnológica hacia redes inteligentes en los sistemas de transmisión y distribución también consta en la concepción presente y futura de nuestro sector. El Ministerio de Energía y Minas, como órgano rector y planificador del sector energético nacional, impulsa su desarrollo integral y articulado, para lo cual, realiza estudios de prospectiva y de planificación energética, que permitan fortalecer el aprovechamiento responsable y racional de los recursos naturales de la mano de una justa transición energética, el uso eficiente de la energía, con el objetivo de avanzar hacia la mitigación del cambio climático, la descarbonización, la diversificación y el cambio de la matriz energética. Para llevar adelante esta transición, las tareas de planificación son impulsadas a través de los siguientes pilares:

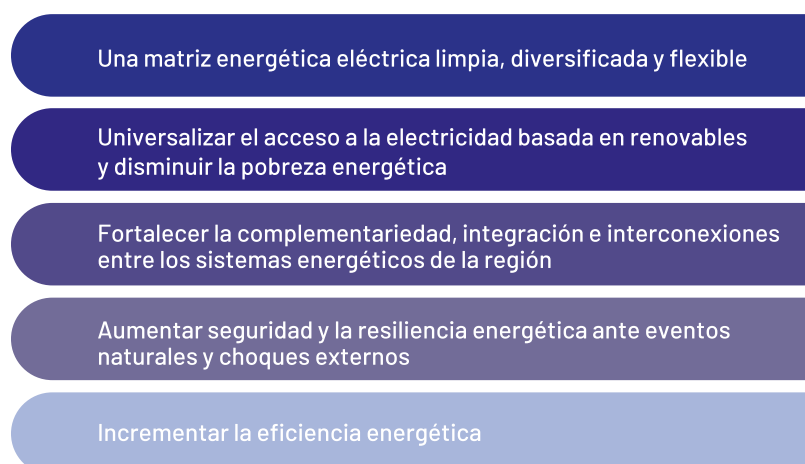


Figura No. 1-6. Pilares para la planificación del sector eléctrico

Adicionalmente, en la planificación de expansión también se gestiona la inclusión e instrumentación desde las diferentes etapas del sector, las “Directrices para el Desarrollo e Implementación de Estrategias Inclusivas de Género en el Sector Eléctrico” emitidas mediante Acuerdo Ministerial Nro. MEM-VEER-2023-0001-AM de 08 de marzo de 2023, cuyo objetivo es: *“promover el desarrollo e implementación de estrategias inclusivas de género en el Sector Eléctrico Ecuatoriano considerando e involucrando a los diferentes actores que participan en toda su cadena de valor, en apego a la Constitución, la Ley y demás normativa en referencia, que establecen que todas las personas deben tener igualdad de condiciones y oportunidades, de manera que puedan ejercer plenamente sus derechos, en un entorno que garantice su desarrollo profesional”*.

Finalmente, la construcción e implementación y/o actualización de leyes o normativa de naturaleza específica que respalde la transición y la planificación energética en Ecuador es fundamental para preparar y adaptar al sector eléctrico ecuatoriano en temáticas vanguardistas a las que se enfrentan los sistemas eléctricos mundiales.

1.2.7 Principales estrategias del sector eléctrico

La inversión pública y privada es fundamental para la puesta en marcha de proyectos de energías renovables en el Ecuador, con el propósito de fortalecer la oferta eléctrica del país y garantizar el servicio eléctrico, como fuente primordial que permite la dinamización de nuestra economía, para la generación de empleo digno y promover una matriz productiva que aporte a los grandes desafíos de país, de la región y del mundo.



La producción de energía eléctrica depende de las cuencas hidrológicas y de su estacionalidad, por lo que mantener o incrementar la generación basada en fuentes renovables requiere de gestiones e impulso en algunas temáticas entre las que se destacan:

- La ejecución de los proyectos hidroeléctricos y de los propuestos en la expansión decenal.
- La flexibilidad que pueden otorgar los sistemas de almacenamiento de energía con miras en la resiliencia.
- El desarrollo del Hidrógeno verde.
- La incorporación de distintas tecnologías de energías renovables limpias en la generación.
- Incorporación de recursos energéticos distribuidos (generación distribuida).

En lo que compete a la infraestructura, se debe llevar a cabo la ejecución de la planificación de expansión propuesta desde las diferentes etapas del sector eléctrico, así como gestionar las estrategias contempladas desde el consumo eléctrico, que se detallan a continuación:

- Atender a las comunidades y poblaciones remotas del país que no disponen del servicio eléctrico.
- Atender los requerimientos de servicio eléctrico del sector productivo (como el sector acuícola que está en crecimiento), así como el sector industrial en general.
- Contar con infraestructura para abastecer a las cargas singulares y grandes proyectos productivos del país.
- Contar con la infraestructura para brindar el servicio eléctrico de carga para la electromovilidad.
- Gestionar proyectos y campañas de eficiencia energética, en especial los que contemplan políticas de sustitución de energéticos y de su uso responsable.

/ 1.3 Estudio de la Demanda Eléctrica

Para el desarrollo del PME, se han definido las políticas sectoriales, incluyendo los nuevos aspectos de la visión del desarrollo del sector eléctrico, observando la eficiencia, competitividad, sostenibilidad, basado en la innovación, garantizando la seguridad jurídica y potenciando la inversión privada, alineadas a la Plan Nacional de Desarrollo vigente.

Sobre esta base, se ha coordinado el proceso de elaboración del Estudio de la Demanda 2023-2032; para lo cual, se ha contado con la participación de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR), la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) y las empresas eléctricas distribuidoras; así como también, de entidades públicas y privadas que gestionan o desarrollan proyectos que requieran el suministro de energía eléctrica en los sectores: minero, hidrocarburos, movilidad eléctrica, acuicultura (industria del camarón), industrias básicas, entre otras.

1.3.1 Objetivo General

Elaborar el estudio de proyección de la demanda eléctrica mediante el análisis de la información histórica del sector eléctrico, las políticas de Estado; y, las variables económicas, demográficas, ambientales, sociales y tecnológicas, que permita determinar: la potencia y la energía eléctrica requerida, así como la evolución de los usuarios que requieran el servicio público de energía eléctrica, dentro del horizonte de estudio del PME 2023 - 2032.

1.3.2 Consideraciones básicas para el estudio de la demanda

El estudio de la proyección de la demanda eléctrica ha considerado 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 el impacto de las diferentes políticas productivas y económicas. Se presenta las siguientes hipótesis:

Hipótesis No. 1 o Caso Tendencial.– Corresponde a la línea base de proyección, la cual considera el crecimiento tendencial de la demanda eléctrica; el tratamiento metodológico de esta proyección se efectúa con modelos econométricos, evaluación de periodos anteriores y esquemas analíticos.

Para el estudio de la Hipótesis No. 1, consideró las características dinámicas del uso de la energía de los clientes, identificando las variables que intervienen en su comportamiento, con la finalidad de evaluar su tendencia y proyectarlos. Se consideraron además variables exógenas como el Producto Interno Bruto (PIB) como variable macroeconómica la población y la cantidad de viviendas totales con servicio eléctrico, como variables demográficas.

Hipótesis No. 2 o Caso Base.– Resulta de incorporar a la línea tendencial de proyección, Hipótesis No. 1, las cargas singulares del grupo industrial y de transporte, mismas que se encuentran vinculadas con la actividad minera, cemento, siderúrgica, petrolera, movilidad eléctrica, entre otras; los proyectos de eficiencia energética, la carga de la comunidad agrícola y agroindustrial del Ecuador y a la 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.

1.3.3 Principales resultados del estudio de proyección de la demanda

A continuación, se presentan varios resultados del estudio de la proyección de la demanda:

Proyección de la demanda en bornes de generación-Hipótesis 2

Las proyecciones en bornes de generación se han establecido para la potencia y la energía con período anual. En las figuras siguientes se aprecian las proyecciones de la hipótesis 2:

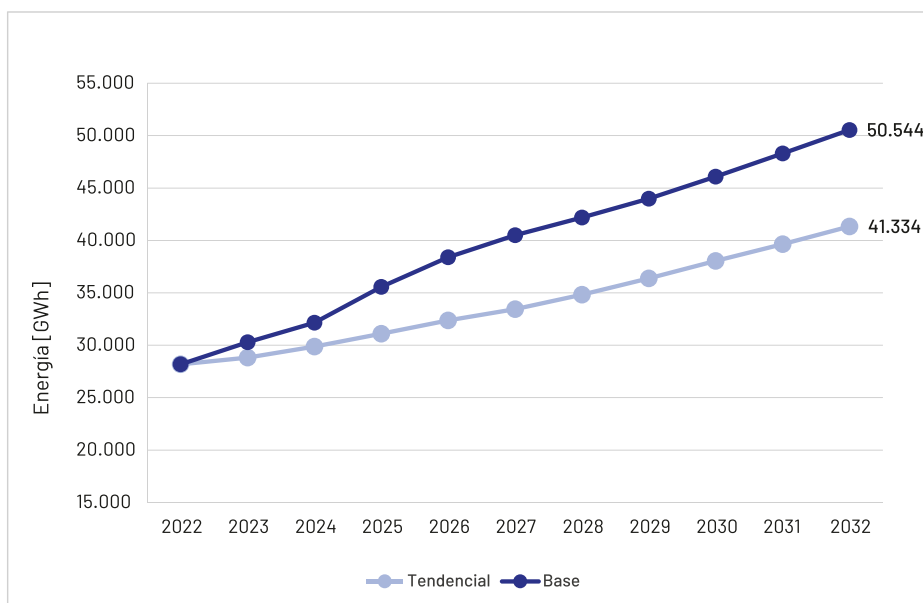


Figura No. 1-7. Proyección de la demanda de energía anual en bornes de generación (GWh)-Hipótesis 2

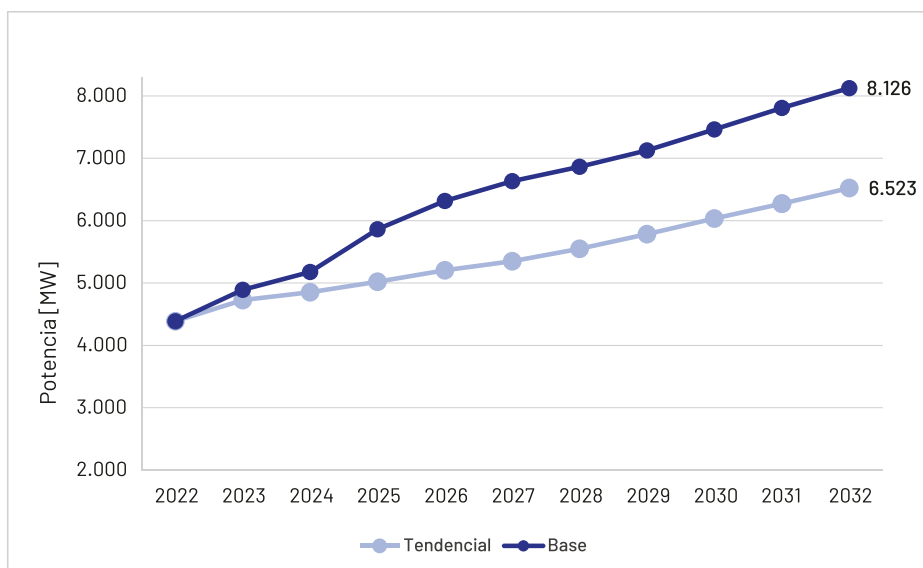


Figura No. 1-8. Proyección de la demanda de potencia máxima anual en bornes de generación (MW)-Hipótesis 2



/ 1.4 Plan de Expansión de Generación

1.4.1 Antecedentes

La transición energética, que implica un cambio hacia fuentes de energía más sostenibles y bajas en carbono, presenta varios retos para la planificación. Las fuentes de energía renovable, como la solar fotovoltaica y la eólica, son esencialmente intermitentes y su integración efectiva al sistema requiere considerar nuevos conceptos y tecnologías, como por ejemplo el almacenamiento de energía, para asegurar un suministro constante y confiable de la demanda con miras de alcanzar un sector resiliente. Surgen así mismo nuevos modelos de negocio y nuevos actores al sector, como los productores de energía basada en recursos energéticos distribuidos y los prosumidores (consumidores que también generan energía), que obligan a adaptar los modelos tradicionales de planificación y operación del sistema eléctrico nacional y representan un nuevo paradigma de análisis.

Mediante Acuerdo Ministerial Nro. MEM-MEM-2022-0024-AM, de 6 de junio de 2022, el Ministerio de Energía y Minas expidió la Política Pública del Sector Eléctrico. Esta se fundamenta en cinco ejes estratégicos, que han sido considerados en los distintos capítulos que componen el PME:

1. Eje de Seguridad y Calidad para el Abastecimiento de Energía Eléctrica
2. Eje de Demanda y Consumo de Energía Eléctrica
3. Eje de Eficiencia Energética
4. Eje Ambiental y Social
5. Eje Institucional

1.4.2 Objetivo General

Con la ejecución del Plan de Expansión de Generación 2023-2032 se garantizará el abastecimiento de electricidad en el Ecuador, 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 y económico con miras de ser un sector eléctrico resiliente.

1.4.3 Potencial de Energías Renovables en Ecuador

Los principales avances en materia de estudios de recursos energéticos renovables se detallan en el Capítulo 4; sin embargo, a continuación, se presentan algunos aspectos relevantes en esta temática:

- **Potencial Hidroeléctrico:** en el año 2020, la CELEC EP contrató los servicios de consultoría para actualizar el potencial hidroenergético bruto del Ecuador, con la finalidad de definir un portafolio priorizado con nuevos proyectos hidroeléctricos; y, con ello, explorar el potencial hidroeléctrico aún remanente. Los resultados del estudio realizado en 2020 muestran que en el país se pueden desarrollar proyectos hidroeléctricos de más de 5 MW, totalizando 24.896 MW.
- **Potencial Eólico.** El Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica (2013) identificó un potencial eólico estimado de 1.671 MW; y un potencial factible a corto plazo de 884 MW. En el 2017, la CELEC EP contrató los servicios de consultoría para evaluar por primera vez el potencial eólico complementario a nivel nacional; es decir, para identificar las mejores zonas para la implementación de parques eólicos que tengan su mayor producción, especialmente en las épocas de estiaje hidroeléctrico, y de esta forma aportar complementariamente a la expansión sostenible del S.N.I. De esta forma se identificó un potencial eólico complementario en la región Costa de aproximadamente 500 MW en proyectos y en ciertas localidades de la Sierra.
- **Potencial Solar Fotovoltaico.** En base a una cooperación técnica no reembolsable de la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), se está estudiando el potencial solar fotovoltaico; y, con ello, obtener un portafolio de proyectos fotovoltaicos de mediana y gran potencia que totalizan 1.000 MWp, aproximadamente.
- **Potencial de Biomasa.** En el "Atlas Bioenergético" del país se ha identificado un potencial bruto cercano a 1.000 MW mediante el aprovechamiento de los residuos biomásicos de la agroindustria, pecuarios y forestales que totalizan más de 18 millones de toneladas, mediante tecnologías modernas de aprovechamiento de la biomasa basadas en procesos termoquímicos (combustión, gasificación, pirólisis) y biológicos (biodigestor).
- **Potencial Geotérmico.** En los estudios realizados se han identificado más de 20 posibles sitios con este potencial, con más de 900 MW para la producción de electricidad.

1.4.4 Parque de generación existente en el S.N.I.

El parque generador nacional disponible para producción de electricidad en el Ecuador, consta de 327 centrales eléctricas con una potencia nominal total de 8.890 MW y una potencia efectiva total de 8.247 MW, tal como se detalla en la Tabla No. 1-4. El S.N.I. cuenta con 139 centrales, potencia nominal: 7.492 MW y potencia efectiva: 7.177 MW. Los sistemas aislados (o no incorporados) cuentan con 188 centrales, potencia nominal: 1.395 MW y potencia efectiva 1.070 MW.

Sistema	Número de centrales	Potencia efectiva MW
Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.)	139	7.177
Sistemas No Incorporados	188	1.070
TOTAL	327	8.247

Tabla No. 1-4. Número de centrales y potencia efectiva del Ecuador

Con relación a la antigüedad del parque termoelectrico del S.N.I., se puede indicar que existen 541 MW de potencia efectiva, con un tiempo de operación de 30 años o más.

1.4.5 Indisponibilidad de las unidades de generación

El comportamiento anual de la indisponibilidad de generación, de los últimos cuatro años, se presenta en la Figura No. 1-9.

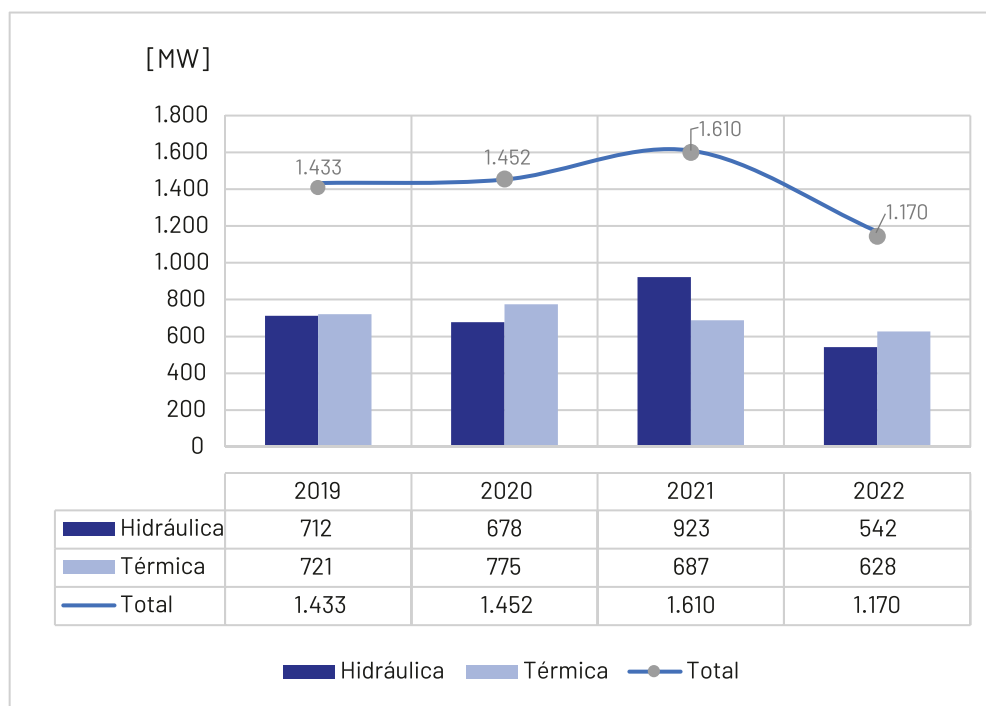


Figura No. 1-9. Potencia promedio indisponible anual (MW)
Fuente CENACE

1.4.6 Resultados del Plan de Expansión de Generación 2023-2032

Para los análisis del PEG se ha considerado que, conforme a las políticas de desarrollo productivo del Ecuador, la hipótesis que tiene mayor probabilidad de ocurrencia es la "Hipótesis 2: Caso Base", a partir del 2025. En la Tabla No. 1-5 se presenta el Plan de Expansión de Generación 2023-2032, con el detalle por proyectos².

² El Ministerio rector definirá oportunamente la gestión para impulsar los procesos de los bloques de energía renovable indicados en el PEG, reservándose el derecho de agrupar los mismos para optimizar los recursos.



Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Tipo	Potencia MW	Energía media GWh/año	Provincia	Cantón
2023	Sarapullo	CELEC EP - Hidrotoapi	Hidroeléctrico	49,00	211,9	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2023	Minas de Huaschachaca	Elecaustro S.A.	Eólico	50,00	130,0	Loja	Saraguro
2023	Huayquichuma	SIPENERGY S.A.	Hidroeléctrico	6,50	42,7	El Oro	Zaruma-Atahualpa
2024	Bloque 1 de generación firme - 400 MW	Estado	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Por definir	Por definir
2024	Alluriquín	CELEC EP - Hidrotoapi	Hidroeléctrico	205,40	888,1	Pichincha, Tsáchila, Cotopaxi	Mejía, Sto. Domingo de los Tsáchilas, Sigchos
2025	El Aromo	Solarpack	Fotovoltaico	200,00	340,0	Manabí	Manta / Montecristi
2025	Villonaco III	Cobra Zero-E Villonaco	Eólico	110,00	360,0	Loja	Loja
2025	Bloque 2 de generación firme - 300 MW	Estado	Termoeléctrico	300,00	2.250,0	Por definir	Por definir
2026	Machala Gas Tercera Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	77,00	510,0	El Oro	El Guabo
2026	Mazar-Dudas: San Antonio	CELEC EP - Hidroazogues	Hidroeléctrico	7,19	44,9	Cañar	Azogues
2026	Chorrillos	Hidrozamora EP	Hidroeléctrico	4,00	23,2	Zamora Chinchipe	Zamora
2026	Bloque 1 ERNC: Fotovoltaico - 318 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	317,60	763,1	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2026	Mazar-Dudas: Dudas	CELEC EP - Hidroazogues	Hidroeléctrico	6,82	37,7	Cañar	Azogues
2026	Soldados Yanuncay: Central Soldados.	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	7,20	33,8	Azuay	Cuenca
2026	El Salto	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	30,00	247,0	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado
2026	Bloque 1 ERNC: Eólica - 45 MW	Los adjudicatarios del PPS	Eólico	45,00	181,3	Provincia definida por el inversionista	Cantón definido por el inversionista
2026	Soldados Yanuncay: Central Yanuncay.	Elecaustro S.A.	Hidroeléctrico	14,60	82,1	Azuay	Cuenca
2027	Ibarra Fugúa	Hidro Ibarra Fugúa S.A.	Hidroeléctrico	30,00	208,0	Carchi	Bolívar
2027	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Termoeléctrico	110,00	690,0	El Oro	El Guabo
2027	Maravilla	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	9,00	61,6	Pichincha	Quito
2027	La Magdalena	Hidroequinoccio EP	Hidroeléctrico	20,00	167,0	Imbabura	Cotacachi



2027	Bloque 1 ERNC: Hidroeléctrico - 149 MW	Los adjudicatarios del PPS	Hidroeléctrico	149,00	912,85	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2027	Bloque 2 ERNC: Fotovoltaico - 170 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	170,00	327,62	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2028	Bloque de Ciclo Combinado I - 400 MW	El adjudicatario del PPS	Termoeléctrico	400,00	3.000,0	Provincia definida por el inversionista	Cantón definido por el inversionista
2028	Bloque 1 Reposición Parque Termoeléctrico - 200 MW	CELEC EP	Termoeléctrico	200,00	1.500,0	Definirá CELEC	Definirá CELEC
2028	Bloque 3 ERNC: Fotovoltaico - 330 MW	Los adjudicatarios del PPS	Fotovoltaico	330,00	635,98	Por definir	Por definir
2028	Bloque 2 ERNC: Eólico - 300 MW	Los adjudicatarios del PPS	Eólico	300,00	1.314,0	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2028	Bloque 3 ERNC: Eólico Villonaco II	Estado	Eólico	80,00	350,4	Loja	Loja
2028	Bloque 2 ERNC: Hidroeléctrico - 200 MW	Los adjudicatarios del PPS	Hidroeléctrico	200,00	1.224,6	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2028	Bloque 2 ERNC: Biomasa 30 MW	Los adjudicatarios del PPS	Biomasa	30,00	236,5	Provincias definidas por los inversionistas	Cantones definidos por los inversionistas
2028	Quijos	CELEC EP	Hidroeléctrico	50,00	355,0	Napo	Quijos
2029	Chachimero	CELEC EP	Geotérmico	50,00	394,2	Imbabura	Urcuquí
2029	Bloque 2 Reposición Parque Termoeléctrico - 200 MW	CELEC EP	Termoeléctrico	200,00	1.500,0	Definirá CELEC	Definirá CELEC
2030	Bloque 3 ERNC: Hidroeléctrico - 250 MW	Estado	Hidroeléctrico	250,00	1.492,7	Por definir	Por definir
2030	Paute - Cardenillo	El adjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	595,60	3.409,0	Morona Santiago	Santiago de Méndez
2031	Santiago (G8), Fase I	El adjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,0	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
2032	Santiago (G8), Fase II	El adjudicatario del PPS	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,0	Morona Santiago	Tiwintza / Limón Indanza
TOTAL EXPANSIÓN DE GENERACIÓN				6.304	33.288		
TOTAL GENERACIÓN FIRME PARA SEGURIDAD Y CALIDAD				700	5.250		
TOTAL REPOSICIÓN				400	3.000		
TOTAL EXPANSIÓN + CALIDAD + REPOSICIÓN				7.404	41.538		

Tabla No. 1-5. Resumen del Plan de Expansión de Generación (PEG) 2023-2032



En la Figura No. 1-10 se presenta el PEG 2023-2032 de forma gráfica y con el ingreso de los proyectos por cada año:

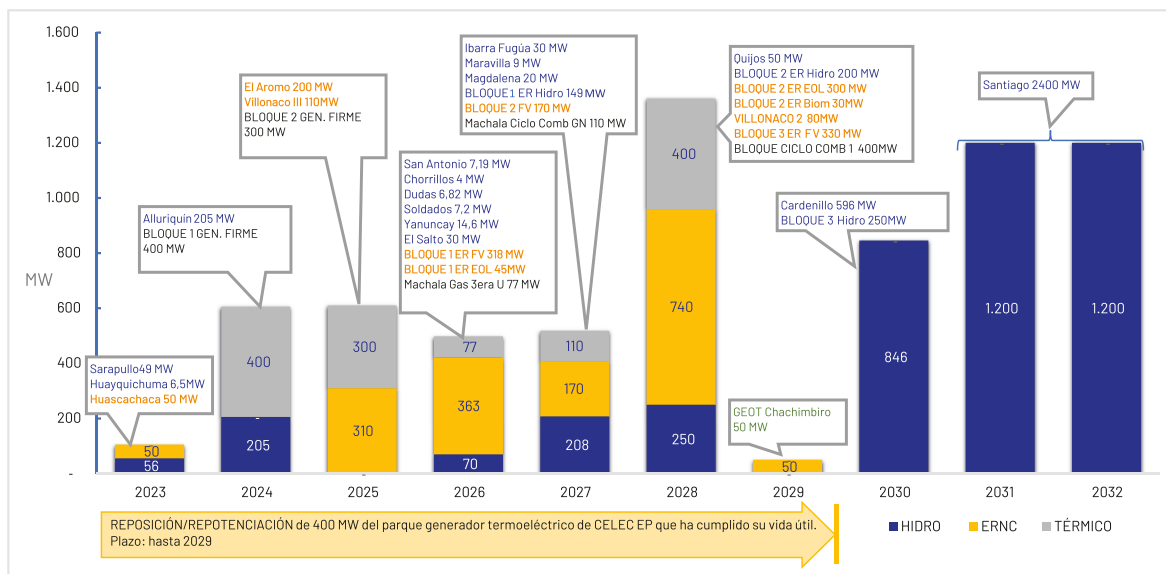


Figura No. 1-10. Gráfico del Plan de Expansión de Generación -PEG- 2023-2032

En la Tabla No. 1-6 se presenta el detalle de los tres bloques de Energía Renovable No Convencional (ERNC) resultante de los análisis realizados:

AÑO	BLOQUES DE ERNC	POTENCIA MW	ENERGÍA GWh
BLOQUE DE ERNC 1 (2026-2027)			
2026	Bloque de proyectos eólicos	45,0	213,1
2026	Bloque de proyectos fotovoltaicos	317,6	763,1
2027	Bloque de proyectos hidroeléctricos	148,9	912,2
	Subtotal Bloque 1	511,5	1.888
BLOQUE DE ERNC 2 (2027-2028)			
2027	Bloque de proyectos fotovoltaicos	170,0	327,6
2028	Bloque de proyectos de biomasa	30,0	236,5
2028	Bloque de proyectos eólicos	300,0	1.314,0
2028	Bloque de proyectos hidroeléctricos	200,0	1.225,3
	Subtotal Bloque 2	700,0	3.103
BLOQUE DE ERNC 3 (2028-2030)			
2028	Bloque de proyectos fotovoltaicos	330,0	636,0
2028	Eólico Villonaco II	80,0	350,4
2030	Bloque de proyectos hidroeléctricos	250,0	1.492,7
	Subtotal Bloque 3	660,0	2.479
TOTAL BLOQUES		1.871,5	7.471

Tabla No. 1-6. Resumen de los bloques de ERNC considerados en el PEG

1.4.7 Generación firme adicional

En la Tabla No. 1-7 se presentan los bloques de generación firme para seguridad y calidad del abastecimiento; así como, los bloques de reposición del parque termoelectrico. Así, el requerimiento de generación firme adicional, se compone de un bloque de 400 MW desde octubre de 2024 hasta marzo de 2032; y un segundo bloque adicional al primero, de 300 MW desde octubre de 2025 hasta marzo de 2028. Además, se presenta el requerimiento de reposición/repotenciación del parque generador del S.N.I. que ha cumplido su vida útil desde una perspectiva técnico económica, y se plantea que hasta el año 2029, se repongan 400 MW.

Año	Generación Firme Adicional Bloque 1 MW	Generación Firme Adicional Bloque 2 MW	Reposición/ Repotenciación MW
2023	-	-	Hasta el año 2029 400
2024	400	-	
2025	400	300	
2026	400	300	
2027	400	300	
2028	400	300	
2029	400	-	
2030	400	-	
2031	400	-	
2032	400	-	

Tabla No. 1-7. Requerimiento de generación firme y reposición del parque generador termoelectrico

1.4.8 Hidrógeno Verde

Las condiciones cada vez más restrictivas sobre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de los países comprometidos para cumplir los objetivos acordados en el Acuerdo de París y revisados en la COP-26; en particular, en el sector de transporte y en la generación eléctrica han sido una motivación para desarrollar una economía global del hidrógeno.

Ecuador se encuentra comprometido con la transición energética hacia la descarbonización de su economía, eso lo demuestra la amplia participación actual de las energías renovables limpias en su matriz eléctrica; y, el plan de proyectos de generación que se ha presentado en este documento.

El hidrógeno verde es una fuente clave para la diversificación de la matriz eléctrica del país, pudiendo ser utilizado en una variedad de aplicaciones energéticas, por citar las más importantes: sistemas de almacenamiento de electricidad para apalancar y flexibilizar la operatividad de las energías renovables y la migración tecnológica del sector transporte hacia la electromovilidad.

El rol del hidrógeno verde como vector energético es preponderante si queremos un Ecuador energéticamente resiliente, en donde se pueda enfrentar los desafíos de mediano y largo plazo del sector eléctrico desde una perspectiva holística en toda su cadena de valor; así, podríamos avanzar hacia un sistema eléctrico accesible, eficiente y sostenible sin dejar de lado la seguridad, calidad, confiabilidad y soberanía energética con una visión comprometida y amigable con el medioambiente.

1.4.9 Bloque Resiliente

Los sistemas eléctricos mundiales y particularmente el S.N.I. ecuatoriano, se encuentran en una etapa de inflexión para abordar desafíos en el contexto de la transición energética justa. En ese sentido, las acciones en investigación, desarrollo e innovación para la participación de tecnologías emergentes están alcanzando una importante contribución en el presente y se prevé un posicionamiento masivo de estas en el futuro cercano. Estas tecnologías guardan relación con el fomento de fuentes de generación limpias y renovables en las matrices energéticas que, aportan con beneficios medioambientales y fomentan la descarbonización de los sistemas producción de electricidad. Al respecto, estos tipos de generación también imponen particularidades operativas supeditadas a la intermitencia, variación y aleatoriedad de los recursos energéticos primarios. Por lo mencionado, ha surgido la necesidad de buscar mecanismos operativos y de infraestructura que permitan mejorar la flexibilidad y penetración de estas energías en los sistemas eléctricos sin que haya detrimento de la seguridad, estabilidad, confiabilidad y calidad del suministro.



En este contexto, los sistemas de almacenamiento de energía desempeñan un papel crucial. Estos mecanismos tecnológicos proporcionan energía de respaldo, lo que contribuye a la flexibilidad y permite aprovechar al máximo la producción de electricidad a partir de fuentes renovables intermitentes. Además, en situaciones de emergencia, estos sistemas pueden actuar como fuentes de suministro energético. Considerando estos aspectos, sería beneficioso para el sector eléctrico ecuatoriano implementar un bloque resiliente basado en sistemas de almacenamiento de alta tecnología para garantizar un suministro eléctrico eficiente y seguro en el mediano y a largo plazo. En el horizonte de planificación de la expansión de la generación se prevé la participación de fuentes de producción de electricidad basada en ERNC particularmente solar fotovoltaica; con base en ello, se albergan las posibilidades de incorporar diferentes sistemas de almacenamiento (baterías de alta tecnología, celdas de combustible, volantes de inercia, supercapacitores y almacenadores basados en hidrógeno verde) que permitan otorgar la flexibilidad y respaldo operativo a estas fuentes intermitentes. Por lo tanto, las necesidades previstas para los sistemas de almacenamiento en el contexto del bloque resiliente expuesto serían de hasta una capacidad total de 600 MWh para una participación máxima de 4 horas en el S.N.I., las cuales deberán ser analizadas y cubiertas por los nuevos proyectos de generación intermitente.

/ 1.5 Plan de Expansión de Transmisión

1.5.1 Antecedentes

La red de transmisión cumple un rol fundamental en todo sistema eléctrico de potencia, al permitir la transferencia de energía eléctrica a largas distancias, desde las centrales de generación hasta los centros de carga o puntos de entrega de las empresas de distribución. Un adecuado diseño del sistema de transmisión brinda flexibilidad en la operación, evitando problemas de sobrecarga y garantizando la confiabilidad del suministro eléctrico.

El plan de Expansión de Transmisión incorpora obras identificadas en un análisis de corto y mediano plazo; en función de la dinámica del crecimiento del sistema. De manera particular, las obras de transmisión establecidas en este plan, conjuntamente con el reforzamiento de las redes de distribución conexas, permitirán la atención a la creciente demanda del sector acuícola y la demanda industrial en general.

1.5.2 Objetivo General

Establecer los proyectos y obras que se requieren ejecutar en el periodo 2023-2032 para la expansión de la infraestructura de transmisión del Sistema Nacional Interconectado, con el propósito de permitir la interconexión de los nuevos proyectos de generación con los centros de consumo, considerando los proyectos de interconexión eléctrica con los países vecinos y cumpliendo con las exigencias de confiabilidad, seguridad y calidad establecidas en la normativa vigente.

1.5.3 El Sistema Nacional de Transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión cuenta actualmente con líneas de transmisión que operan en niveles de voltaje: 500 kV, 230 kV y 138 kV. 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. En la figura siguiente se presenta el esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión, año 2023.

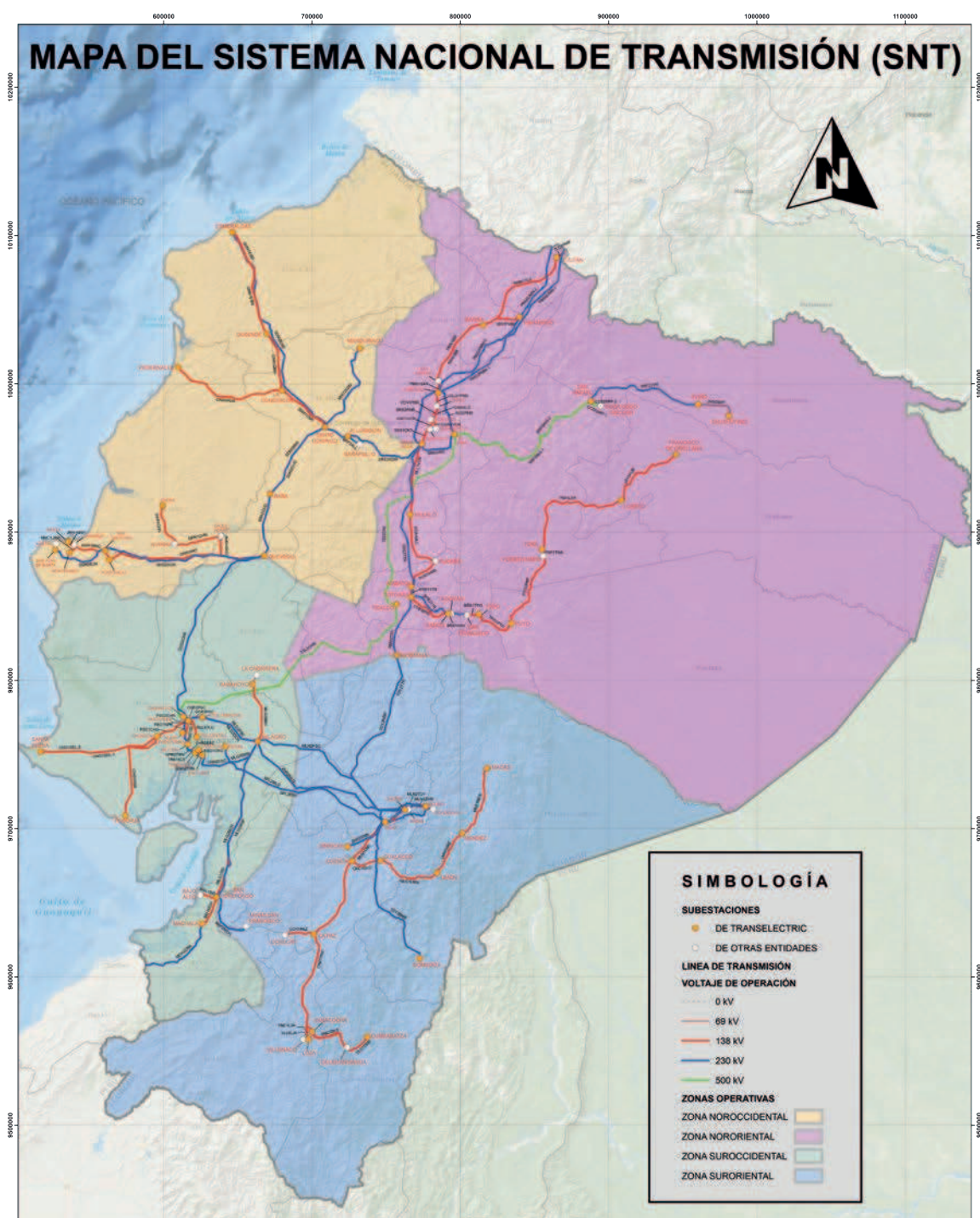


Figura No. 1-11. Esquema geográfico del Sistema Nacional de Transmisión, Año 2023



1.5.4 Resumen del Plan de Expansión de Transmisión, PET 2023-2032

El PET 2023 – 2032 considera la construcción de obras de transmisión por conceptos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico, lo que implica el reemplazo o repotenciación de las instalaciones de transmisión que han cumplido su vida útil de operación.

La transición energética está enmarcada en el desarrollo de redes de transmisión, las cuales, deberán estar 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.

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, 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 mediano plazo.
- Planteamiento de obras específicas establecidas para solucionar problemas de cargabilidad, confiabilidad y calidad de servicio.
- Plan de obras para el PET 2023 – 2032 con su alcance.

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, 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., que 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 2023 – 2032, permiten concluir obras y la construcción de nuevas obras que reforzarán el sistema de transmisión con la finalidad de un mejor aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos disponibles en el sistema, alcanzando una gran confiabilidad, seguridad, calidad y economía en el suministro de la energía eléctrica requerida por el país para su desarrollo; la inversiones ascienden a un monto total de 1.748,19 millones dólares:

- En el Corto Plazo 20,07 millones de dólares;
- En el Mediano Plazo 933,57 millones de dólares; y,
- En el Largo Plazo 794,55 millones de dólares.

El presupuesto necesario para ejecutar el Plan de Expansión de Transmisión 2023 – 2032, considerando las obras de transmisión del caso analizado, se indica en la Tabla Nro. 1-8.

PLAZO	TOTAL millones USD
Corto Plazo	20,07
En Ejecución	20,07
Mediano Plazo	933,57
En Ejecución	809,28
Estudios y Gestión de Financiamiento	124,29
Largo Plazo	794,55
Gestión de Financiamiento	794,55
Total general	1.748,19

Tabla No. 1-8. Presupuesto del Plan de Expansión de Transmisión 2023 – 2032 (millones de dólares)



A continuación, se describe en forma general la justificación y el alcance de todos los proyectos considerados para el Plan de Expansión de Transmisión 2023-2032.

1.5.5 Plan de obras corto plazo

Constituyen proyectos que a la fecha cuentan con financiamiento y están en desarrollo, con puesta en operación prevista en el año 2023 y 2024. A continuación, se presenta el justificativo esencial de cada proyecto y el alcance general del equipamiento.

Proyectos en marcha Corto Plazo	Ingreso de Operación	Financia	Ubicación	Inversión millones USD
Subestación Rayo Loma (Cuenca), ampliación 138/69 kV, 150 MVA	2do sem 2023	CALIDAD-TARIFA	Zona Suroriental	3,58
Subestación Durán 230/69 kV, 225 MVA, ampliación	2do sem 2023	CALIDAD-TARIFA	Zona Suroccidental	3,68
Subestación Orellana 69 kV y Puyo 138 kV, ampliación	2do sem 2024	PRIVADO	Zona Nororiental	12,81
TOTAL				20,07

Tabla No. 1-9. Proyectos a Corto Plazo - En Ejecución (millones de dólares)

1.5.6 Plan de obras mediano plazo - proyectos en marcha

Constituyen proyectos en desarrollo cuya puesta en operación se prevé en el período 2025 - 2027. A continuación, se presenta el justificativo esencial de cada proyecto y el alcance general del equipamiento.

Proyectos en marcha Mediano Plazo	Ingreso de Operación	Financia	Zona	Inversión Millones USD
Nuevo Centro de Control	1er sem 2025	CALIDAD-TARIFA	Zona Nororiental	25,60
Reposición y modernización de equipo primario	1er sem 2025	CALIDAD-TARIFA	Zona Nacional	27,68
Subestación Taday 230 kV, ampliación	1er sem 2025	BID VI	Zona Suroriental	7,00
Subestación El Inga, ampliación 138kV	1er sem 2025	CONF-TARIFA	Zona Nororiental	2,32
Subestación Loja, ampliación 138kV	1er sem 2025	CONF-TARIFA	Zona Suroriental	2,32
Subestación San Juan de Manta, ampliación 230kV	1er sem 2025	CONF-TARIFA	Zona Noroccidental	2,98
Subestación Jivino, ampliación 230 kV, 2x25 MVAR	2do sem 2025	CALIDAD-TARIFA	Zona Nororiental	7,85
Sistema de Transmisión Tanicuchi 230/138 kV	2do sem 2025	BID V	Zona Nororiental	39,24
Sistema de Transmisión la Avanzada 230/138 kV	2do sem 2025	BID V	Zona Suroccidental	30,27
Sistema de Transmisión Cajas 230/69kV	2do sem 2025	BID V	Zona Nororiental	27,49
Ampliación de la subestación Posorja 138/69 kV, Segundo Transformador 67 MVA	2do sem 2025	BID V	Zona Suroccidental	13,89
Subestación Esmeraldas, autotransformador trifásico, 100/133/167 MVA	2do sem 2025	BID VI	Zona Noroccidental	4,36
Nueva Ampliación Subestación Posorja, Autotransformador 138/69 kV, 67 MVA	2do sem 2025	BID VI	Zona Suroccidental	4,53
Subestación Durán, Bahía 69 kV, ampliación	2do sem 2025	BID VI	Zona Suroccidental	2,07
Subestación Esclusas 230/69 kV, 225MVA, ampliación	2do sem 2025	BID VI	Zona Suroccidental	15,90
Subestación Santa Elena, ampliación 138kV	2do sem 2025	CAF	Zona Noroccidental	2,62
Subestación Esmeraldas, ampliación 138kV	2do sem 2025	CAF	Zona Noroccidental	2,52
Traslado de bancos de capacitores	2do sem 2025	CALIDAD-TARIFA	Zona Suroccidental	3,70
Reposición de transformadores del SNT	1er sem 2026	CALIDAD-TARIFA	Zona Nacional	33,84



Sistema de Transmisión Las Orquídeas 230/69 kV	1er sem 2026	BID V	Zona Suroccidental	39,52
Ampliación Subestación Salitral 230/69 kV, 300MVA	1er sem 2026	BID VI	Zona Suroccidental	28,37
Línea de Transmisión Tisaleo - Totoras 230kV	1er sem 2026	CONF-TARIFA	Zona Nororiental	7,13
Sistema de Transmisión Delsitanisagua - Cumbaratza - Bomboiza 230 kV	2do sem 2026	CONF-TARIFA	Zona Suroriental	53,58
Sistema de Transmisión Lago de Chongón - Posorja 138 kV	1er sem 2027	CAF	Zona Suroccidental	41,83
Sistema de Transmisión Palestina 230/69 kV	1er sem 2027	CAF	Zona Suroccidental	24,34
Sistema de Transmisión Bajo Alto - San Idelfonso, 230/138 kV	1er sem 2027	CAF	Zona Suroccidental	40,66
Sistema de Transmisión Puerto Inca 138/69 kV	2do sem 2027	CAF	Zona Suroccidental	28,22
Sistema de Transmisión Ecuador - Perú 500 kV	2do sem 2027	BID - BEI	Zona Nacional	289,45
Total				809,28

Tabla No. 1-10. Proyectos a Mediano Plazo - En Marcha (millones de dólares)

1.5.7 Plan de obras mediano plazo - proyectos en gestión de estudios y financiamiento

Constituyen proyectos que aún no están en marcha, que cuentan con avance en sus estudios, pero que en su mayor parte aún requieren recursos económicos o financiamiento para su desarrollo. Su puesta en operación se prevé en el período 2025 - 2027 contando con todos los insumos y aprobaciones.

Gestión de Estudios y Financiamiento - Mediano Plazo	Ingreso de Operación	Financia	Zona	Inversión millones USD
Subestación Nueva Prosperina, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	1er sem 2026	En Gestión	Zona Suroccidental	4,28
Subestación Quevedo 230/69 kV, 225 MVA, reposición autotransformador	1er sem 2026	CALIDAD-TARIFA	Zona Suroccidental	1,66
Subestación Nueva Prosperina 230/69 kV, reposición transformador	1er sem 2026	CALIDAD-TARIFA	Zona Suroccidental	4,97
Subestación San Rafael 500/230 kV, ampliación	1er sem 2026	CALIDAD-TARIFA	Zona Nororiental	20,84
Sistema de Transmisión Durán 230 kV	1er sem 2026	CALIDAD-TARIFA	Zona Suroccidental	4,26
Subestación Orquídeas, ampliación 230kV, 2X60 MVAR	2do sem 2026	En Gestión	Zona Suroccidental	4,28
Subestación Baba 230/69 kV, ampliación	2do sem 2026	CALIDAD-TARIFA	Zona Noroccidental	8,04
Subestación Pimampiro 230/138 kV, 225 MVA, ampliación	2do sem 2026	En Gestión	Zona Nororiental	5,89
Sistema de Transmisión Nueva Macas 230/138 kV	2do sem 2026	CONF-TARIFA	Zona Suroriental	14,98
Subestación Concordia 138kV, ampliación	1er sem 2027	En Gestión	Zona Noroccidental	2,52
Subestación San Gregorio 138 kV, ampliación (Jipijapa)	2do sem 2027	En Gestión	Zona Noroccidental	2,52
Sistema de Transmisión Jaramijó - San Gregorio 138 kV	2do sem 2027	En Gestión	Zona Noroccidental	8,39
Sistema de Transmisión Urcuqui - Pimampiro 230 kV	2do sem 2027	En Gestión	Zona Nororiental	10,20
Sistema de Transmisión Mazar Flotante - Taday 230 kV	2do sem 2027	En Gestión	Zona Suroriental	6,30
Sistema de Transmisión Las Brisas 230/69 kV	2do sem 2027	En Gestión	Zona Suroccidental	12,46
Sistema de Transmisión Durán Norte 230/138 kV	2do sem 2027	En Gestión	Zona Suroccidental	12,71
Total				124,29

Tabla No. 1-11. Proyectos a Mediano Plazo - Gestión de Estudios y Financiamiento (millones de dólares)

1.5.8 Plan de obras largo plazo – gestión de financiamiento

Constituyen obras que se hallan en búsqueda de financiamiento, que a la fecha (2023), no están en ejecución, marcha o construcción. Su puesta en operación se prevé en el periodo 2028 – 2032 contando con la obtención de los diferentes insumos técnicos – económicos para su desarrollo.

Gestión de Financiamiento - Largo Plazo	Ingreso de Operación	Financia	Zona	Inversión millones USD
Sistema de Transmisión Chongón Posorja 230 kV	2do sem 2028	En Gestión	Zona Suroccidental	11,57
Sistema de Transmisión Chorrillos - Lago de Chongón 230 kV	2do sem 2028	En Gestión	Zona Suroccidental	34,42
Sistema de Transmisión El Pimo - San Idelfonso 230 kV	2do sem 2028	En Gestión	Zona Suroccidental	15,05
Sistema de Transmisión Membrillo - Matala - La Avanzada 230 kV	2do sem 2028	En Gestión	Zona Suroccidental	38,35
Sistema de Transmisión Chachimbiro - Urcuqui 138 kV	1er sem 2029	En Gestión	Zona Nororiental	5,25
Sistema de Transmisión Ibarra - Pimampiro 138 kV	2do sem 2029	En Gestión	Zona Nororiental	9,23
Sistema de Transmisión La Ceiba - La Avanzada 230 kV	2do sem 2029	En Gestión	Zona Suroccidental	21,30
Subestación Palestina 230/138 kV, Ampliación	1er sem 2030	En Gestión	Zona Suroccidental	13,86
Sistema de Transmisión Sopladora - Cardenillo - Taday 230 kV	1er sem 2030	En Gestión	Zona Suroriental	20,94
Sistema de Transmisión Abitagua - San Francisco - Topo 230 kV	1er sem 2030	En Gestión	Zona Nororiental	35,83
Sistema de Transmisión La Unión - Pasaje 230 kV	1er sem 2030	En Gestión	Zona Suroccidental	4,05
Sistema de Transmisión Santiago 500kV (2400 MW)	1er sem 2031	En Gestión	Zona Nacional	577,16
Sistema de Transmisión Zhoray - Sinincay 230 kV, segundo circuito	2do sem 2031	En Gestión	Zona Suroriental	7,54
TOTAL				794,55

Tabla No. 1-12. Proyectos Largo Plazo – Gestión de Financiamiento (millones de dólares)

/1.6 Plan de Expansión de Distribución y Alumbrado Público General

1.6.1 Antecedentes

El Plan de Expansión Distribución y Alumbrado Público General está elaborado con base en el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, y los lineamientos establecidos en la planificación nacional y del sector eléctrico. La planificación y ejecución de este plan permitirá garantizar el insumo eléctrico para el desarrollo productivo y económico del país.

Las empresas eléctricas de distribución (EEDs), cumpliendo con los objetivos organizacionales y empresariales, buscan desde los ámbitos: técnico, económico, social y ambiental, la mejora de la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico, así como a la expansión de sus sistemas de distribución; que permita atender los principales indicadores, entre ellos el nivel de cobertura eléctrica en zonas urbanas, rurales y urbano-marginales a nivel nacional.

Los planes, programas y proyectos de los sistemas de distribución, se realizaron con base al planeamiento estratégico de la Distribución y a las políticas del sector eléctrico, con objetivos estratégicos, políticas y lineamientos dados por el ente rector MEM, para la planificación de expansión y mejoras de la calidad de servicio. Este trabajo se ejecuta desde finales del año 2022, con la participación de todas las EEDs y de los principales actores de la distribución, bajo la coordinación de la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica (SDCEE).

A continuación, se muestran los resultados de la planificación de la expansión y mejora del sistema eléctrico de distribución, que permitirán alcanzar las metas establecidas en la planificación estratégica de la Distribución; además, se incorpora inversiones por etapas funcionales de la distribución en el periodo 2023-2032.



1.6.2 Línea Base

Los principales indicadores considerados a diciembre 2022, contemplando la gestión técnica, comercial y empresarial corresponden a:

- La cobertura eléctrica país; que alcanzó el valor de 97,36%.
- Indicadores de Calidad:
- FMIK, Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal instalado: 5,37.
- TTIK, Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado: 6,04.
- Las pérdidas totales de energía eléctrica a nivel nacional fueron del 13,25%, equivalente a 3.663 GWh.
- Pérdidas técnicas: 6,23% correspondiente a 1.721 GWh.
- Pérdidas no técnicas: 7,03% correspondiente a 1.942,05 GWh.
- El porcentaje de recaudación del 98,87% a nivel nacional.

También es importante destacar que se continúa implementando los proyectos nacionales para una mejor operación y atención del sistema de distribución.

Respecto a la infraestructura, a continuación, se detallan los datos más relevantes de los sistemas de distribución:

El sistema cuenta con 111.276 km de alimentadores primarios, 105.469 km de redes en bajo voltaje, 360.223 transformadores de distribución con una capacidad instalada de 14.101 MVA; y 5.556.086 medidores de energía.

Además, tiene 370 subestaciones de distribución, las cuales suman una capacidad total de 8.546 MVA; a éstas se encuentran asociados 5.729 km de líneas de subtransmisión que permiten llevar la energía desde los puntos de entrega del sistema nacional interconectado hacia los centros de consumo.

1.6.3 Metas

Para el periodo 2023-2032, se han determinado las siguientes metas:

Cobertura Eléctrica

La meta de cobertura eléctrica, para el año 2032 es de 97,64% a nivel país, como se puede observar en la Tabla No. 1-13. El acceso universal al servicio público de energía eléctrica para la próxima década tiene importantes retos, dentro de los que se puede destacar el mantener el nivel de cobertura de servicio eléctrico que se encuentra por encima de la media regional y de igual forma el prestar el servicio cumpliendo los parámetros de calidad de servicio adecuados como lo indica la regulación. Es así que la meta establecida es de 97,64% para poder brindar el servicio a 410 mil nuevas viviendas en todo el territorio nacional a nivel urbano y rural.

Indicador	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Cobertura (%)	97,43	97,46	97,48	97,51	97,54	97,57	97,58	97,60	97,62	97,64

Tabla No. 1-13. Meta - Cobertura del servicio eléctrico

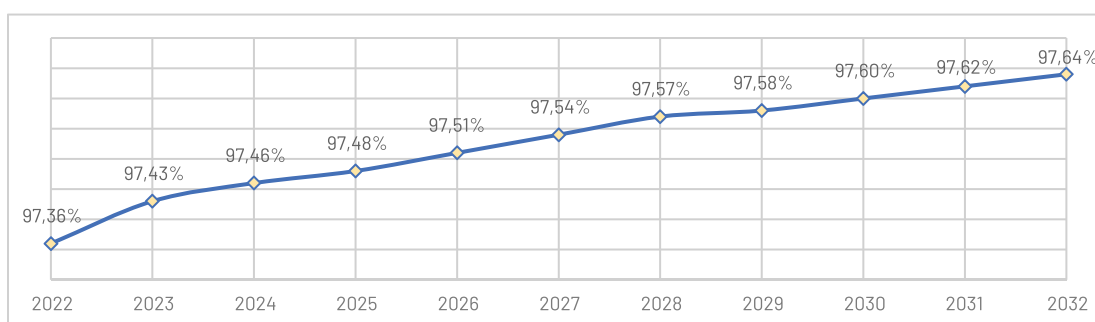


Figura No. 1-12. Meta - Cobertura del servicio eléctrico

Indicadores de Calidad (FMIK y TTIK)

Los límites aceptables al año 2032 para los indicadores: FMIK; para la red global de distribución en conjunto: 4 interrupciones/año y TTIK; 8 horas/año.

Pérdidas de Energía

Con respecto al indicador de pérdidas de Distribución para el año 2032, se establece como meta el 9,00%, a nivel país, como se puede apreciar en la Tabla No. 1-14 y en la Figura No. 1-13, para el periodo 2023-2032.

Indicador	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Pérdidas totales (%)	14,72	14,70	13,22	12,22	11,22	10,78	10,33	9,89	9,44	9,00

Tabla No. 1-14. Metas de pérdidas de energía

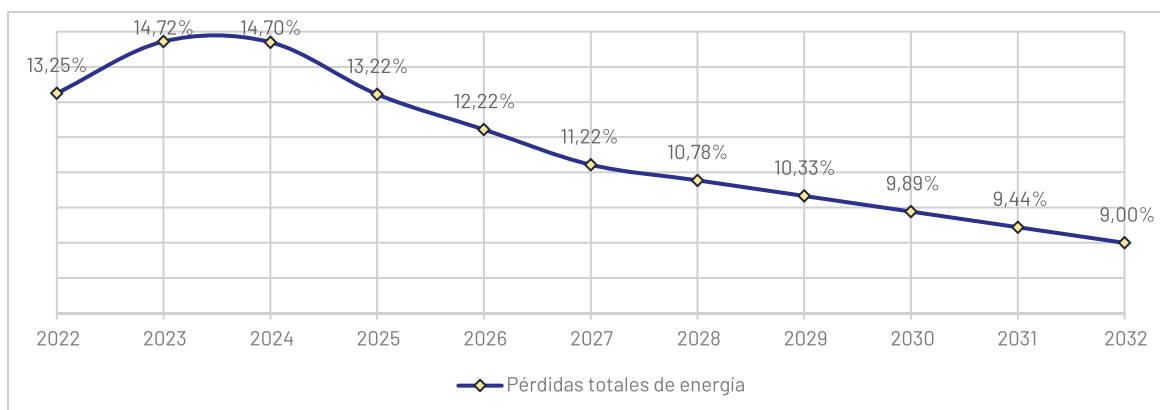


Figura No. 1-13. Metas de pérdidas de energía

Porcentaje de recaudación

En relación al porcentaje de recaudación, se espera que cada año durante el periodo decenal la recaudación sea de al menos el 98%.

Luminarias a instalarse

En el tema de alumbrado público, se ha puesto como meta el porcentaje de migración a tecnología LED, que para el año 2032, será del 100%, como se aprecia en la Tabla No. 1-15 en el periodo 2023-2032.

Indicador	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Porcentaje de migración a tecnología LED (%)	22,9	32,5	42,2	51,8	61,4	71,1	80,7	90,4	97,1	100

Tabla No. 1-15. Meta de Porcentaje nacional de migración a LED en el periodo 2022-2032

1.6.4 Planificación de la Gestión Tecnológica del sistema de Distribución

Con el objetivo de fortalecer la gobernanza de los proyectos y servicios nacionales en operación, desde el Ministerio de Energía y Minas se generan instrumentos legales, a efectos de crear un marco normativo para articular políticas, directrices y acciones estratégicas respecto de los proyectos nacionales que se encuentran en ejecución, también de aquellos servicios nacionales que están en explotación y han ingresado en un régimen de mejora continua.

Es importante señalar que, se establece el "Programa de Modernización e Innovación de la Distribución Eléctrica - PMIDE", el cual es integrado por los proyectos que se encuentran en ejecución en el marco de lo que fueron SIGDE y PMD, con otras iniciativas del sector eléctrico de distribución a ejecutarse en los próximos años, que considera:

- Plataforma de Gestión Comercial.
- Plataformas de Gestión de la Operación.
- Plataforma de Gestión Empresarial.

1.6.5 Resultados de la Expansión de la Distribución

A continuación, se presentan las inversiones por infraestructura anual del Plan de Expansión de Distribución y Alumbrado Público General:



Subetapa	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Transformadores	10,18	19,94	24,30	21,93	24,29	26,38	27,84	28,55	28,65	25,43	237,51
S/E de Distribución	62,44	112,85	144,32	138,30	105,51	106,58	110,34	63,39	50,06	62,13	955,94
Líneas de Subtransmisión	21,87	84,40	102,45	83,01	106,79	91,09	110,89	93,75	120,77	115,07	930,09
Alimentadores Primarios	125,98	175,73	176,58	155,39	160,11	158,56	171,92	176,27	183,16	191,82	1.675,52
Instalaciones Generales	48,49	42,55	57,28	40,34	35,64	47,50	30,56	30,28	28,83	29,41	390,90
Acometidas	7,26	5,45	6,56	6,36	6,77	7,09	7,82	7,45	7,86	7,63	70,26
Red Secundaria	53,05	50,94	54,40	43,51	57,97	61,00	67,86	59,22	65,59	53,44	566,98
Medidores	71,80	54,59	87,16	91,41	79,77	83,43	85,59	85,15	94,42	90,50	823,82
Alumbrado Público	72,18	80,26	54,46	56,85	57,29	57,50	59,31	61,41	63,72	69,36	632,34
Total	473,25	626,73	707,51	637,11	634,15	639,13	672,14	605,49	643,07	644,78	6.283,36

Tabla No. 1-16. Inversiones por subetapa funcional 2023-2032
Fuente: Datos proporcionados por las empresas distribuidoras

/ 1.7 Plan de Expansión de Galápagos

1.7.1 Principales acontecimientos institucionales de Elecgalápagos

A continuación, se presenta una figura que resume los principales acontecimientos institucionales desde que se constituyó ELECGALAPAGOS S.A.

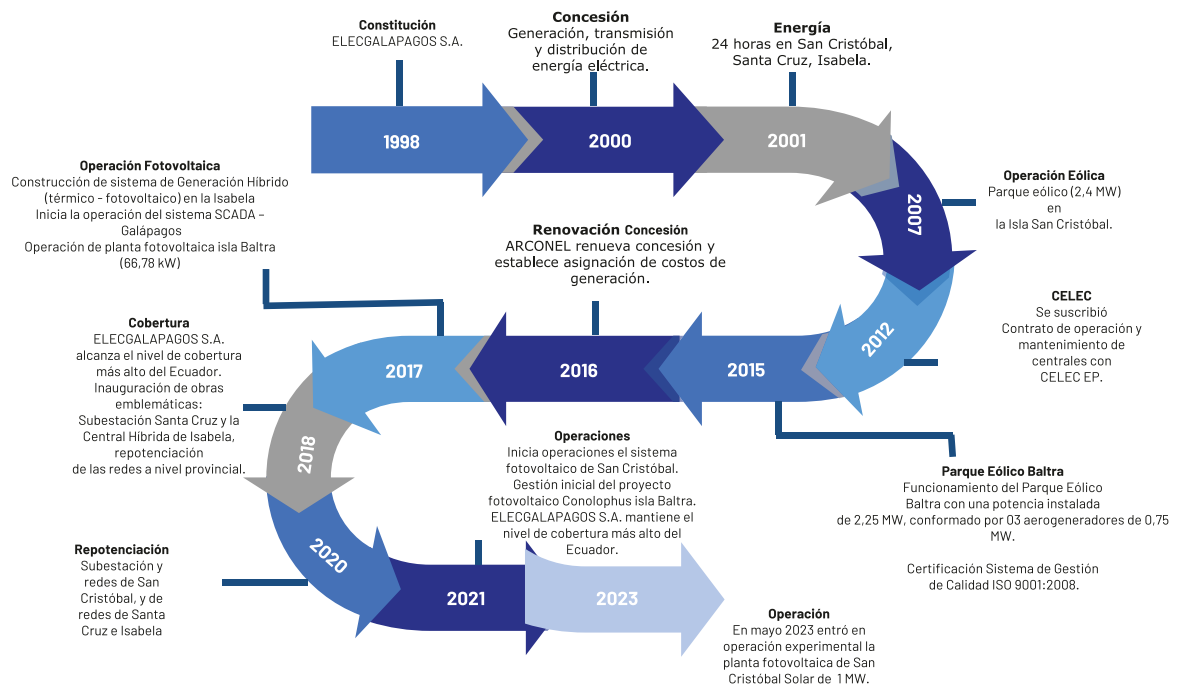


Figura No. 1-14. Línea temporal de eventos institucionales de ELECGALAPAGOS S.A.

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos dispone de los siguientes elementos para el cumplimiento de su cadena operativa a nivel provincial:

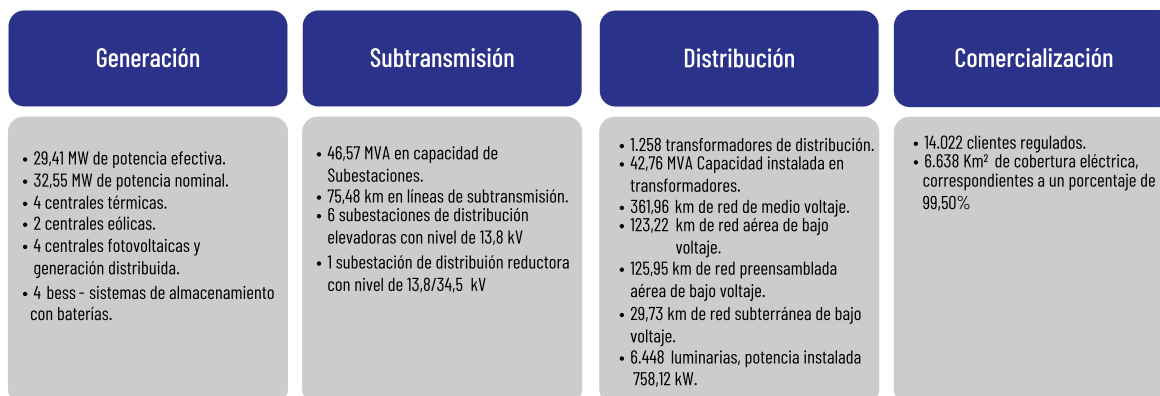


Figura No. 1-15. Componentes del Sistema Eléctrico a diciembre 2022
Fuente: ELEGALAPAGOS S.A.

1.7.2 Procedimiento de elaboración de la Expansión de Galápagos

Las principales actividades se resumen a continuación:

- Determinar la composición del sistema eléctrico de Galápagos en las cuatro islas, en los ámbitos de generación y distribución.
- Realizar el documento en función a los lineamientos establecidos en el Plan de Transición Energética de Galápagos 2022, su objetivo primordial es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, disminuir la carga fiscal de los subsidios a los combustibles y la electricidad, y potenciar la participación de los usuarios en el liderazgo del proceso de transición. También se busca fomentar una mayor presencia femenina en el sector eléctrico de las islas y asegurar la sostenibilidad a largo plazo, contribuyendo a lo que la UNESCO ha denominado un “museo y laboratorio viviente de la evolución”.
- Realizar los planes de expansión en la generación y distribución de energía eléctrica, con el fin de, garantizar un suministro confiable, eficiente y sostenible de energía a medida que la demanda crece y las condiciones cambian. Los planes de expansión garantizan la satisfacción de la demanda bajo criterios óptimos de calidad, ya que a medida que la población y la actividad económica aumentan, la demanda de energía eléctrica también crece.
- Presentar las metas en gestión técnica y comercial para los años venideros en sus indicadores correspondientes.

1.7.3 Principales resultados de la Expansión de Galápagos

A continuación, se presentan varios resultados de este capítulo:

A. Plan de Expansión de Generación de Galápagos

En la figura siguiente se presenta la potencia nominal de cada una de las islas con corte al año 2023.

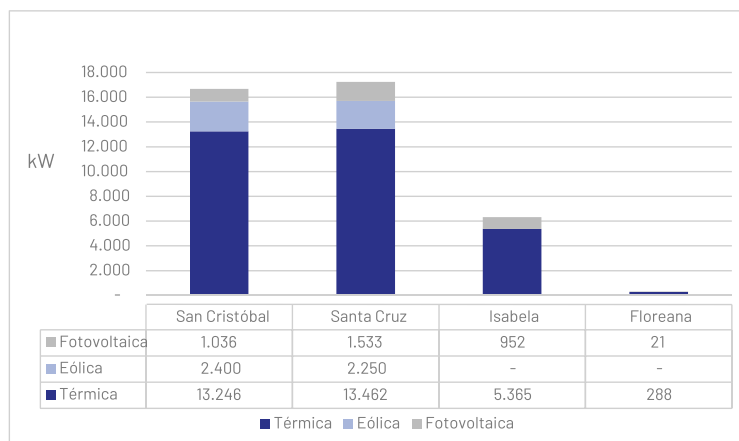


Figura No. 1-16. Potencia nominal de las cuatro islas por tipo de tecnología



El Plan de Expansión de Galápagos contempla la instalación de una serie de centrales de generación solar fotovoltaica, eólica y térmica. La figura siguiente presenta la potencia nominal que ingresa en nuevos proyectos hasta el año 2032.

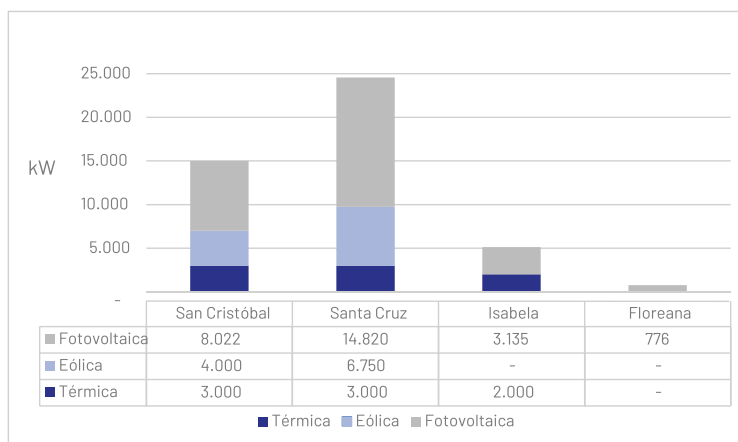


Figura No. 1-17. Potencia que ingresa en las cuatro islas hasta el año 2032

Considerando la potencia existente al año 2023 y la nueva generación que se incorporarán hasta el año 2032, se presenta en la figura siguiente un detalle de la potencia estimada al horizonte del PME, por isla.

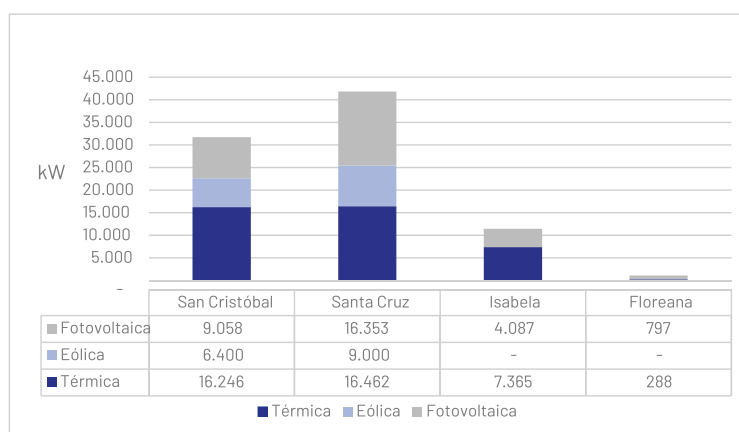


Figura No. 1-18. Potencia estimada en las cuatro islas en el año 2032

En la tabla siguiente se resumen los montos de inversión requeridos para las cuatro islas.

Isla	Monto total de inversión millones USD
Santa cruz + Baltra	174,11
San Cristóbal	97,96
Isabela	46,96
Floreana	13,58
Total	332,61

Tabla No. 1-17. Resumen de inversiones por isla

B. Plan de Expansión en la Distribución de Galápagos

Con el crecimiento de la población y del ingreso de turistas se tiene un crecimiento vegetativo de la demanda, y considerando que las empresas de distribución deben cumplir con los indicadores de calidad establecidos, existen pocos sectores de crecimientos o expansiones de redes, no obstante, los esfuerzos de la empresa deben enfocarse para repotenciar el sistema actual, para ello se plantean las siguientes inversiones.

Inversión total por Isla en la distribución

En la siguiente tabla se observan las inversiones requeridas para un horizonte de diez años, donde USD 65,28 millones es la inversión total estimada:

Isla	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Santa Cruz	0,00	1,00	3,66	2,84	2,44	2,67	2,08	3,20	2,52	3,35	23,76
San Cristóbal	0,00	0,00	2,48	2,21	1,99	2,44	2,98	2,55	2,86	3,25	20,77
Isabela	0,00	0,96	1,40	1,81	1,78	1,57	1,51	1,79	2,72	2,13	15,67
Floreana	1,60	0,34	0,21	0,12	0,25	0,23	0,77	0,45	0,36	0,76	5,09
Total	1,60	2,30	7,75	6,98	6,47	6,91	7,34	7,99	8,47	9,49	65,28

Tabla No. 1-18. Inversiones por Isla (millones de dólares)

/1.8 Evaluación de Riesgos del Sector Eléctrico

1.8.1 Objetivo General

El servicio de energía eléctrica es fundamental para el crecimiento económico y social del país; por lo tanto, es crucial que los responsables de tomar decisiones a nivel nacional consideren este sector en la política pública, esto implica establecer directrices, estrategias y/o mecanismos para ejecutar programas o proyectos que permitan brindar a la sociedad un servicio con calidad, confiabilidad y continuidad, fortaleciendo el Sistema Nacional Interconectado mediante una adecuada Gestión Integral de Riesgos.

En este contexto, el servicio de energía eléctrica es uno de los servicios fundamentales para garantizar las condiciones de vida y el desarrollo de la mayoría de las actividades productivas de una nación; debe proveerse los 365 días del año, las 24 horas del día con condiciones de calidad, continuidad y confiabilidad.

Lo expuesto, impulsa a que el sector aúne esfuerzos para la generación de acciones que permitan cumplir sus objetivos, minimizando la vulnerabilidad de la infraestructura y tomando decisiones oportunas y pertinentes que fortalezcan la resiliencia operativa y de infraestructura de los sistemas de generación, transmisión y distribución y comercialización de la energía eléctrica.

1.8.2 Articulación del sector eléctrico en la institucionalidad nacional

La Unidad de Gestión de Riesgos de la Subsecretaría de Territorio y Seguimiento Ambiental del Ministerio de Energía y Minas, es la instancia de coordinación sectorial e intersectorial, coordina esfuerzos, orienta acciones y rinde cuentas ante otras entidades del Estado, así como a la máxima autoridad del Ministerio.

Además, el Estatuto Orgánico por procesos de esta Cartera de Estado, delega atribuciones de gestión integral de riesgos ante amenazas naturales y antrópicas a las Subsecretarías de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, así como a la Subsecretaría de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica del Viceministerio de Electricidad y Energía Renovable. Estas entidades, junto con el representante de la Unidad de Gestión de Riesgos y del CENACE participan en la Mesa Técnica de Trabajo Nacional MTT3 "Servicios Básicos Esenciales", cuya misión es garantizar la continuidad del servicio eléctrico y restaurar los servicios esenciales -en el caso de ser afectados- en el menor tiempo posible, esta labor se coordina con los representantes de las empresas del sector eléctrico que se encuentran en el área de afectación del evento natural o antrópico.

Cada entidad del sector eléctrico es responsable de:

- Planificar y ejecutar la expansión de sus sistemas, incorporando análisis de riesgos;
- Ejecutar los mantenimientos preventivos;
- Proteger la infraestructura eléctrica de su área de servicio, así como sus instalaciones;
- Gestionar oportunamente los recursos humanos, tecnológicos, materiales y financieros;
- Reconfigurar el o los sistemas, cuando sea necesario;
- Mantener actualizado periódicamente el inventario de recursos materiales disponibles para una emergencia o contingencia;
- Contar con un plan operativo preventivo, actualizado periódicamente para atender una emergencia o contingencia en su área de concesión.



1.8.3 Respuesta del sector eléctrico ante la materialización de un evento adverso

Las entidades oficiales competentes en remitir información técnica de riesgos son: el Instituto Geofísico de la Escuela Politécnica Nacional (IGEPN); la Unidad de Monitoreo y Eventos Adversos (UMEVA); el Consejo Sectorial de Seguridad (CSS); la Secretaría de Gestión de Riesgos (SGR). El Ministerio de Energía y Minas analizará la información del evento y dará instrucciones a las empresas del sector eléctrico. Paralelamente, el CENACE informará sobre la situación del S.N.I. y en coordinación con el MEM, dispondrá a las empresas eléctricas que ejecuten sus planes para mantener la continuidad del servicio. Las empresas evaluarán los daños a su infraestructura, junto con la información técnica operativa del sistema y más el impacto en territorio, los delegados del MEM a la MTT3, propondrán estrategias a las autoridades.

1.8.4 Gobernanza de riesgos en el sector eléctrico

“La Gobernanza del riesgo implica una estrategia innovadora para minimizar los daños y las pérdidas, involucrando a todos los actores relevantes”. Es fundamental una gestión eficiente y constante entre las autoridades, funcionarios, técnicos de cada una de las empresas del sector eléctrico y la gestión articulada entre actores sectoriales, para lo cual, el objetivo es lograr una combinación óptima que permita la prevención, mitigación y la resiliencia, garantizar así la continuidad del servicio eléctrico.

Principios rectores

- Fortalecer la gobernabilidad en las entidades sectoriales, para que el riesgo se gestione de manera oportuna y coherente.
- Contar con un marco institucional y legal que sustente las políticas públicas.
- Definir instrumentos o mecanismos a través de los cuales se implementarán las acciones para gestionar los riesgos de desastres. Debe ser resultado de un proceso de análisis y un diagnóstico para comprender las causas de fondo.
- Promover la participación y la representación de grupos de interés en la planeación y evaluación de proyectos, programas, o políticas, vinculadas a la gestión de riesgos.
- Llevar a cabo una medición sistemática para evaluar el impacto de la política pública.

1.8.5 Políticas para la Gestión Integral de Riesgos en el sector eléctrico ecuatoriano

La gestión integral de riesgos, desde la lógica sistémica, se entiende como el establecimiento del contexto, identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de los riesgos asociados con la actividad, función o proceso de generación de energía eléctrica que posibilite que la entidad o unidad de negocio minimicen pérdidas y maximicen oportunidades.

A continuación, se presenta la matriz de políticas, lineamientos y estrategias para la gestión integral de riesgos en el sector eléctrico:

Políticas sectoriales
Incorporar en la planificación estratégica y operativa del sector eléctrico, la gestión integral de riesgos ante amenazas naturales, antrópicas y relacionadas al cambio climático, en las fases de identificación y análisis de riesgos, reducción de riesgos, manejo de emergencias, recuperación, gobernabilidad y protección financiera.
Incorporar en los planes, programas y proyectos, la gestión integral de riesgos, donde se establezca la asignación de recursos para su gestión en el sector eléctrico
Fortalecer en el sector eléctrico la gestión integral de riesgos en las empresas y entidades a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a nivel nacional
Asignar recursos para ejecutar proyectos priorizados mediante el análisis de riesgos y la mitigación de los mismos ante el cambio climático en el sector eléctrico
Establecer competencias, atribuciones, responsabilidades, productos y/o servicios que vinculen la gestión integral de riesgos a los procesos del estatuto organizacional de las instituciones, unidades de negocio, empresas públicas y privadas del sector eléctrico.
Agilizar la implementación de los planes integrales de gestión de riesgos en las fases de identificación y análisis de riesgos, reducción de riesgos, manejo de emergencias y recuperación.
Fortalecer la coordinación institucional en sus distintos niveles, asegurando un funcionamiento integral de todas las fases, con énfasis en la gestión de la información para la toma de decisiones.
Vigilar y controlar periódicamente el desempeño de la gestión integral de riesgos, mediante indicadores para el sector eléctrico, los cuales serán valorados periódicamente en todas sus fases a través de las áreas técnicas del VEER
Mantener un repositorio controlado sobre la información histórica y su actualización para los riesgos naturales y antrópicos frente al cambio climático para el sector eléctrico en todas sus fases a nivel nacional

Tabla No. 1-19. Políticas sectoriales en la Gestión Integral de Riesgos

1.8.6 Lineamientos para elaborar el Plan Integral de Gestión de Riesgos

El alcance del ³plan comprende la elaboración, desarrollo e implementación de acciones para la prevención, reducción, respuesta y recuperación, ante aquellos eventos que pueden generar emergencias con potencial de daño a: personas, ambiente, bienes materiales o infraestructura eléctrica, requeridos para la atención de las amenazas antrópicas y naturales.

Es de obligatorio cumplimiento por parte de las entidades del sector eléctrico, conforme a sus competencias y atribuciones, dentro de sus respectivas áreas de concesión. Contendrá al menos los siguientes temas:

- Definición de puntos focales por cada empresa.
- Diagnóstico de su infraestructura y de la continuidad de su servicio.
- Establecer y definir el modelo, así como la metodología para la gestión integral de riesgos, conforme a lo expuesto en el presente capítulo.
- Talleres de sensibilización y socialización a los grupos multidisciplinarios de cada empresa del diagnóstico, planificación e implementación del plan de gestión integral de riesgos.
- Cronograma de implementación del plan.
- Metodología de evaluación del riesgo validada por la Secretaría de Gestión de Riesgos.

La elaboración del plan deberá estar bajo la coordinación del ente rector, a través de sus subsecretarías, conforme a sus competencias.

Adicionalmente, en la elaboración del plan se deberá considerar lo siguiente:

- Normativa internacional, nacional y sectorial.
- Políticas nacionales, intersectoriales y ministeriales aplicables.
- Diagnóstico actual del sector eléctrico en lo que corresponde a identificación, análisis, evaluación del riesgo y nivel de madurez.
- Metodologías reconocidas para el análisis de riesgo y aplicables al sector eléctrico.
- Procesos y procedimientos desarrollados por la Secretaría Nacional de Gestión de Riesgos.

El modelo homologado para la gestión integral de riesgos en el sector eléctrico, estará acorde con el nivel de madurez que el sector eléctrico debe alcanzar en el corto, mediano y largo plazo. Para ello se evaluará periódicamente el Índice de Gestión del Riesgo (IGR) validado por la SGR para el sector eléctrico en todas sus fases: generación, transmisión y distribución.

/ 1.9 Evaluación Económica Financiera

1.9.1 Objetivo General

En este acápite se presenta la evaluación económica financiera considerando las inversiones del Plan Maestro de Electricidad, durante el periodo 2023-2032; y la normativa vigente referida al Costo del Servicio Público de Energía Eléctrica (CSPEE). En el análisis realizado, se considera la normativa actual, las metodologías internacionales relacionadas en la determinación de los costos del servicio; y, la evaluación financiera del PME 2023-2032.

1.9.2 Resumen de Inversiones del PME 2023 – 2032

Basándose en la información proporcionada en los capítulos: (4) Plan de Expansión de Generación, (5) Plan de Expansión de Transmisión, (6) Plan de Expansión de Distribución y (7) Plan de Expansión de Galápagos de este documento, es imprescindible contar con los siguientes recursos económicos para llevar a cabo la ejecución del PME 2023 – 2032:

Componente	Millones de USD
Plan de Expansión de la Generación	9.954
Plan de Expansión de la Transmisión	1.748
Plan de Expansión de Distribución	5.651
Total Nacional	17.353

Tabla No. 1-20. Resumen de recursos económicos requeridos para el PME 2023-2032

³ Cada empresa del sector eléctrico deberá elaborar su Plan Integral de Gestión de Riesgos, conforme con lo dispuesto en este acápite.



En el Plan de Expansión de la Generación, se incluye el presupuesto para los nuevos proyectos de generación en el Ecuador Continental: USD 9.621,57 millones (ver detalle en el Capítulo 4) y la expansión del Sistema Aislado Galápagos: USD 332,61 millones (ver detalle en el Capítulo 7), lo que totaliza: USD 9.954,18 millones.

En relación al Plan de Expansión de la Transmisión, se consideran las siguientes obras en cuanto al tiempo de ejecución: corto plazo USD 20,07 millones; mediano plazo USD 933,57 millones; y largo plazo USD 794,55 millones, los cuales están descritos en el capítulo 5 de este documento.

Por otro lado, para el Plan de Expansión de la Distribución se contemplan diferentes proyectos de acuerdo a la sub-etapa funcional que incluye transformadores (USD 237,51 millones), subestaciones de distribución (USD 955,94 millones), líneas de subtransmisión (USD 930,09 millones), alimentadores primarios (USD 1.675,52 millones), instalaciones generales (USD 390,90 millones), acometidas (USD 70,26 millones), red secundaria (USD 566,98 millones) y medidores (USD 823,82 millones). Para el presente análisis, se ha considerado únicamente las inversiones de la actividad de distribución y comercialización.

Para la ejecución de las obras del Plan Maestro de Electricidad, se cuenta con varias fuentes de financiamiento como son: el Presupuesto General del Estado (PGE), las tarifas aprobadas en los Estudios de Costos, créditos de Organismos Multisectoriales; y, adicionalmente, se espera una importante inversión y participación del sector privado en los próximos años para garantizar el abastecimiento de energía durante el periodo de análisis.

1.9.3 Escenario de análisis

Para el análisis del escenario se consideró, la proyección de la demanda de las empresas eléctricas de distribución, es relevante destacar que, para los años 2023 y 2024, se utilizaron los resultados de la Hipótesis Tendencial; mientras que, para el periodo 2025-2032 se aplicaron los resultados del Caso Base, cuya simulación incluye el crecimiento tendencial de la demanda, así como la incorporación de cargas singulares.

Para la simulación se consideraron las siguientes características: (i) La energía generada se obtiene del resultado de las simulaciones energéticas realizadas en el modelo SDDP, bajo las condiciones de demanda y expansión consideradas para el desarrollo del PME 2023-2032., (ii) Operación autónoma del sistema ecuatoriano (no se consideran las interconexiones internacionales)(iii) El análisis del costo medio de generación, considera el precio de los combustibles con referencia nacional. (iv) El servicio de alumbrado público general se lo considera como una actividad independiente de la distribución y comercialización, (iv) Las simulaciones contemplan que los proyectos para generación, transmisión y distribución entrarán en operación una vez finalizada su construcción total y su entrada de funcionamiento.

1.9.4 Resultados obtenidos

Los resultados obtenidos para el PME 2023 - 2032, arrojaron un monto global de inversiones de USD 17.353 millones, que corresponden a las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, cuya participación porcentual en inversiones se muestra en la Figura No. 1-19.

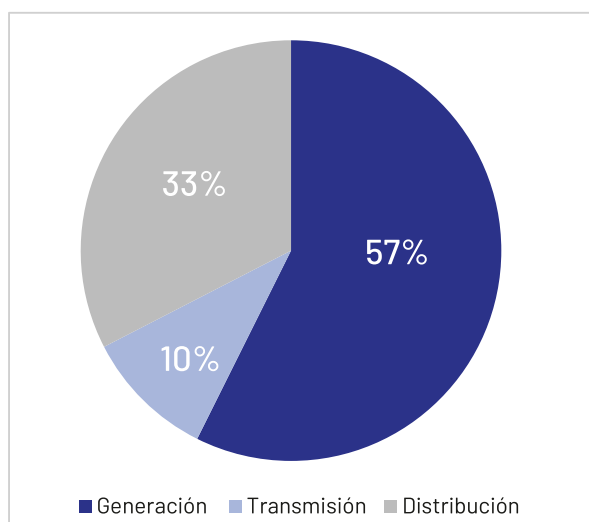


Figura No. 1-19. Participación de la inversión por actividad en el periodo del PME

Generación

En lo referente a la inversión en la etapa de Generación, en la Figura No. 1-20 se observa el detalle de inversiones a efectuarse a lo largo del periodo de análisis por tipo de tecnología.

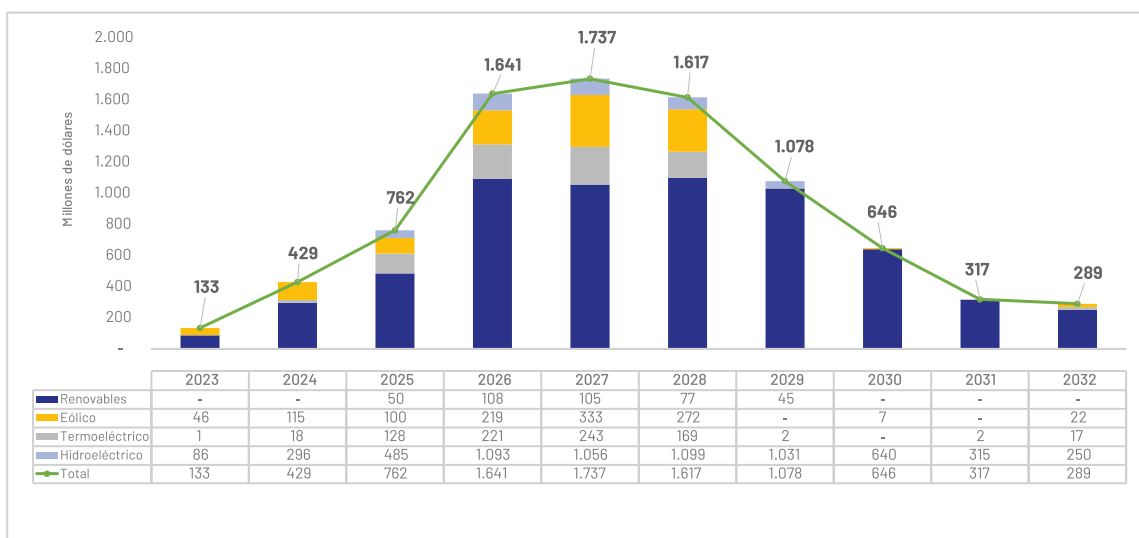


Figura No. 1-20. Inversión de capital en generación por tipo de tecnología

Transmisión

En lo referente a la inversión en la etapa de Transmisión se indica que la inversión más significativa se destina a la implementación de líneas de transmisión y la implementación de nuevas subestaciones, en la Figura No. 1-21 se presenta el comportamiento de la inversión en líneas de transmisión y subestaciones en el S.N.I.

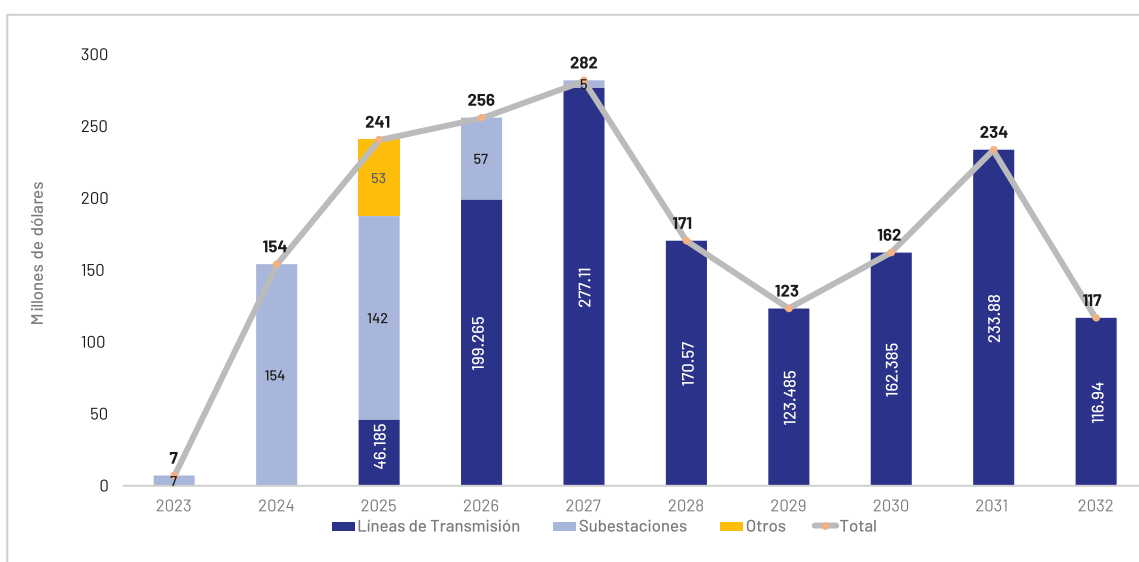


Figura No. 1-21. Inversiones de capital en transmisión por actividad



Distribución

En lo referente a la inversión en la etapa de Distribución, en la Figura No. 1-22 muestra el detalle de inversión por etapa funcional a lo largo de los diez años de análisis.

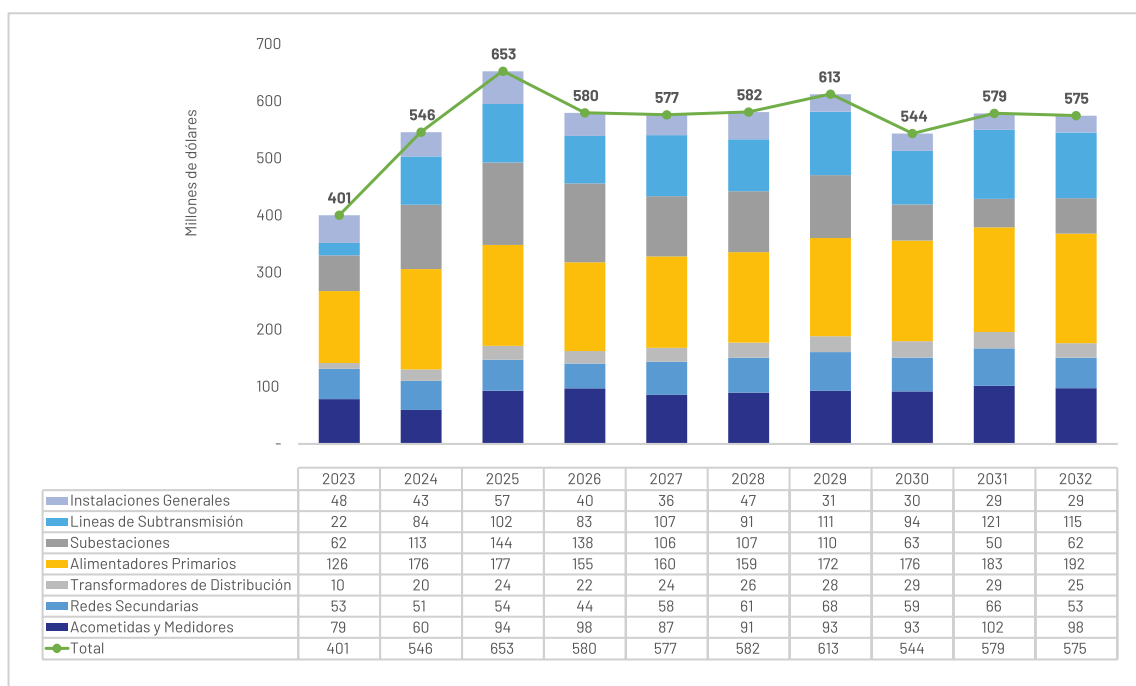


Figura No. 1-22. Inversión de capital en distribución por etapa funcional

/ 1.10 Evaluación Social – Ambiental

La evaluación social ambiental del sector eléctrico se constituye en una mirada actual de la situación del sector en dichos ámbitos; así como, de la política necesaria para el camino que se pretende recorrer, de la prospectiva e implicaciones que tendrían. Esto pone en evidencia que la creciente demanda de electricidad y la necesidad de mitigar el cambio climático, obliga a avanzar en un proceso de transformación del sector eléctrico que busca dinamizar su matriz energética e incrementar el bienestar social.

El Ecuador, como país adherente a la Convención del Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (UNFCCC), ha ratificado el compromiso de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para alcanzar el desarrollo sostenible promoviendo la mitigación a través de la implementación de energía renovables y la eficiencia energética.

Actualmente, el sector eléctrico se encuentra en un momento de transición de las tecnologías basadas en combustibles fósiles hacia modelos de generación con menor contenido de carbono, como lo son las energías renovables; así como, promover el óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos y el uso responsable de la energía. Esta estrategia de desarrollo atiende el compromiso adoptado por el Gobierno a través de su ratificación al Acuerdo de París y hacer frente a las amenazas del cambio climático. Por su parte, los ejes de desarrollo sustentable presentados, marcan un modelo de desarrollo para el sector eléctrico, que contempla como iniciativa no limitante al Objetivo 7 de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sustentable de las Naciones Unidas, equidad de género, resiliencia del sector a través del manejo integrado de los recursos naturales y cuencas hidrográficas, son analizadas entre las acciones transversales.

El Plan Nacional de Desarrollo 2021-2025 “Plan de Creación de Oportunidades” (PND 2021-2025) integra una visión conjunta de progreso y la organiza sobre cinco ejes: Económico, Social, Seguridad Integral, Transición Ecológica e Institucional. El eje social aborda temáticas relativas a la erradicación de la pobreza, acceso al derecho a la salud integral, gratuita y de calidad, la promoción de un sistema educativo inclusivo y de calidad, la generación de nuevas oportunidades para las zonas rurales, con énfasis en pueblos y nacionalidades, entre otras. Por su parte, en el Eje Transición Ecológica, se señala que el aprovechamiento racional de los recursos energéticos y mineros son determinantes para el crecimiento económico, con su consecuente transformación social y productiva del Ecuador; para lo cual, los sectores estratégicos en esta materia son electricidad, hidrocarburos y minería.

El Plan Maestro de Electricidad, visto como una herramienta integral e intersectorial para promover el uso de recursos de energía renovables en el ámbito del abastecimiento energético, permitirá la elaboración de diversos planes, programas y proyectos de generación, transmisión y distribución al desarrollarse el abastecimiento de la demanda interna en el corto, mediano y largo plazo, teniendo en cuenta los criterios de

eficiencia, seguridad, confiabilidad, calidad y responsabilidad social y ambiental en la prestación del servicio público de electricidad con un enfoque resiliente.

De ahí que, el capítulo en primera parte recoge el marco legal y políticas que rigen el desarrollo del sector eléctrico, teniendo como ejes estratégicos: Seguridad y Calidad para el Abastecimiento de Energía Eléctrica; Demanda y Consumo de Energía Eléctrica; Eficiencia Energética; Ambiental y Social; e, Institucional. Posteriormente, por medio de indicadores de sustentabilidad se identifica y expone el desempeño social, ambiental y económico que representa la gestión y desarrollo del Sector Eléctrico en el Ecuador; de acuerdo a un análisis en la línea de producción y consumo de energía eléctrica, uso de energías renovables y combustibles, transversalización de la equidad de género y emisiones de contaminantes atmosféricos tienen como fin de evaluar la gestión y desarrollo del sector eléctrico. Diez indicadores son identificados con año base el 2022:

El consumo de combustibles con fines de producción eléctrica, son un aspecto clave para determinar las implicaciones medioambientales; de esta manera se determinó que el consumo total de combustibles fue de 2.138,06 kTEP. La Calidad del Servicio Público de Energía Eléctrica muestra la fiabilidad del suministro eléctrico y la capacidad de las empresas distribuidoras para restaurar la energía de forma oportuna y de esta manera establecer estándares mínimos para reducir las interrupciones en el suministro de energía eléctrica. El Consumo de Energía Eléctrica por habitante, a partir de un consumo total de 22.120,69 (GWh) en cinco sectores (Residencia, Comercial, Industrial, Alumbrado Público y otros) y de la población ecuatoriana, se determina que el consumo eléctrico per cápita de 1.231,01 kWh/hab. Las Pérdidas de la Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica muestra la eficiencia que existe en la red eléctrica, que para el año de estudio alcanzó el 3,08% y 13,25%, respectivamente.

La Cobertura del Servicio Público de Energía Eléctrica tiene impactos positivos en términos de educación, salud y seguridad; al respecto, se determinó el número de viviendas con servicio eléctrico en las áreas de prestación de servicio es del 97,29% la cual representa una amplia cobertura en todo el territorio ecuatoriano (la región Insular representa la mayor cobertura con 99,46%). En Soberanía de Energía Eléctrica se señala que la importación fue de 1,39%, siendo una cifra relativamente baja, mientras que la Producción Nacional Bruta fue de 98,61%. La Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables, presenta un 76,11% proveniente mayoritariamente del Sistema Nacional Interconectado. Las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero determinadas en base a la cuantificación de contaminantes atmosféricos (CO₂, CH₄ y N₂O) totalizan 5.734,89 ktCO_{2eq} (el Fuel Oil y el Diésel presentaron mayor emisión). La Generación Fotovoltaica para Autoabastecimiento presenta entre 2019 y 2022 que las autorizaciones fueron 330 con una capacidad de 14.232,55 kW. En cuanto al fomento de la Electromovilidad, se cuenta con 426 instalaciones de cargadores.

El desarrollo energético sustentable impulsado en el país a través de estrategias transversales como el Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE), Plan Ecuador Carbono Cero (PECC), Estrategia Nacional de Cambio Climático, Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC), entre otras; marcan un modelo para el sector eléctrico con líneas de interés. En la visión futura de transición para el uso de energía renovable plasma el requerimiento de políticas, normas y leyes donde se controle toda actividad productiva y el óptimo aprovechamiento de los recursos disponibles. La participación en la generación de electricidad renovable y no renovable en el Sistema Nacional Interconectado, por medio del análisis del Plan de Expansión de la Generación, se estima la generación del 2023 al 2032 por tecnología y fuente de acuerdo al porcentaje de participación de electricidad renovable con un (91%) y no renovable (9%) en 2023; y, en el 2032 la fuente renovable avanza con un (96%) y no renovable (4%).

Por su parte, con fines de monitoreo y evaluación ambiental del sector eléctrico, se señala el accionar que tiene la Comisión Técnica de Determinación de Factores de emisión de gases de efecto invernadero (CTFE); la cual, utiliza herramientas para el cálculo del factor de emisión para un sistema eléctrico que permite cuantificar la reducción de emisiones como consecuencia de proyectos de energía renovable y de eficiencia energética; así como también, se presenta factores para evaluar la huella de carbono empresarial o corporativa. Este acápite recoge los principales resultados alcanzados en 2022.

La generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, particularmente de origen hídrico, se ha convertido en un eje importante para el desarrollo de los países de la región Andina y que además permite disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energético. Esta iniciativa pretende que exista mejora en los aspectos: (i) Seguridad Energética (garantizar la disponibilidad, confiabilidad, accesibilidad y sostenibilidad de las fuentes de energía para consumidores y ciudadanos); y, (ii) Suficiencia Energética (garantiza que los recursos energéticos que demanda el país, sean producidos por fuentes propias y no se dependan de importaciones). En la incorporación de nuevas tecnologías y fuentes de producción de energía limpia y no convencional, en el año 2022 la generación de energía obtuvo un 74,63% país provino de centrales hidroeléctricas, el 23,89% de térmicas y el 1,48% de fuentes no convencionales esta producción manifiesta que la generación de electricidad con energías amigables con el ambiente fue de 76,11% con una representación de 24.635,16 GWh.

En cuanto a la gestión de la Eficiencia Energética, se expone que dicha tendencia internacional, se enmarca en Ecuador en el cumplimiento de la política pública de “alcanzar la optimización en el uso y consumo energético en los sectores relacionados con la oferta y demanda de energía”. Al respecto, distintas empresas y/o proveedores del sector eléctrico deben adaptarse en su gestión, permitiendo que el país preserve los recursos naturales renovables y no renovables para mitigar el cambio climático. En este sentido, el sector eléctrico en atención a la política pública expedida y del PLANEE vigente, se ha realizado un sinnúmero de iniciativas que permiten mejorar el aprovechamiento de los recursos energéticos.



Por otra parte, con la finalidad de promover la resiliencia y reducir los riesgos ante los efectos del cambio climático; se toma como base al Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, mismo que permite contribuir al desarrollo sostenible del país, buscando fortalecer la capacidad de afrontar los impactos negativos, por medio de la implementación de medidas como: la incorporación y/o actualización de planes de ordenamiento territorial, elaboración de políticas de gestión de riesgos que identifiquen el incremento de amenazas y vulnerabilidades, planes de mejoramiento tecnológico en la construcción de infraestructura y vivienda e integración de educación ambiental enfocados en tema de sostenibilidad para hacer frente a los impactos negativos del cambio climático.

El manejo integral de los recursos naturales y cuencas hidrográficas, prevé incorporar acciones que proyecten un manejo y conservación de recursos estratégicos como el agua, suelo, los bosques, principalmente. Esto con una visión de minimizar el proceso acelerado de erosión provocado por la falta de prácticas adecuadas de manejo de suelos; controlar la estabilidad de laderas y deslizamientos; disminuir la deforestación, el avance de la frontera agrícola y la reducción de páramos. Siendo conscientes que las actividades productivas han influido en la degradación de los recursos naturales, se ve fundamental la participación de comunidades, la construcción de proyectos de remediación para lograr una gestión sostenible.

Bajo la línea de base social y relaciones comunitarias, se pretende identificar los problemas que pueden dar lugar a un conflicto en las locaciones de los proyectos. El acápite incluye una matriz que sirve como instrumento para que las empresas eléctricas elaboren estrategias de intervención territorial; y, como elemento técnico para las autoridades en la toma de decisiones, que permita un mejor relacionamiento entre empresas y comunidad. De esta manera, se establecerá el acercamiento donde se implantará la obra principal y por donde atravesarán las líneas de transmisión de energía; por otra parte, se pretende garantizar la igualdad en el acceso al empleo, a la formación, promoción laboral y profesional, a la remuneración equitativa y a la iniciativa de trabajo autónomo.

/ 1.11 Integración Eléctrica Regional

Se entiende como integración energética regional a un proceso de formación de vínculos de cooperación profundos y estables que buscan un solo proceso de maximizar las potencialidades de los países en forma conjunta con la finalidad de obtener beneficios mutuos. En los países de América Latina y el Caribe, 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.

Las principales ventajas de los países con la integración, es la mitigación de riesgos de desabastecimiento, integración de energías renovables, optimización de recursos energéticos, incremento de calidad de servicio, sin embargo existen grandes beneficios económicos que se obtienen al permitir el comercio de la energía, para ello es necesario caminar hacia la definición de políticas energéticas comunes, por tal razón varios organismos de la región han permitido que la integración de los mercados de gas y electricidad se desarrollen paulatinamente en América del Sur. Como políticas en materia de interconexiones internacionales e integración eléctrica se destaca, el optimizar el uso de los recursos energéticos del país, sustentar los intercambios internacionales de electricidad en principios de seguridad, eficiencia, calidad, equidad, transparencia, también potenciar el uso de la infraestructura de generación y transmisión con procesos de coordinación eficientes con los países de la región.

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, para Ecuador en el año 2007 advirtió la existencia de un desequilibrio económico que dio motivo de análisis para los aspectos técnicos y económicos, con este motivo las delegaciones de los países mediante reunión el 3 de diciembre del 2008 acordaron que las rentas de congestión, sean asignadas en partes iguales, es decir, 50% al exportador y 50% al importador, sin afectar la demanda del país exportador, en este sentido mediante reuniones de los ministros, viceministros y altos funcionarios del sector de energía de los países de la Comunidad Andina y Chile destacan acordar nuevos lineamientos y han obligado la elaboración de nuevos preceptos normativos determinando que los países miembros procedan a armonizar su normativa interna.

Los principales aspectos técnicos y económicos de la normativa supranacional para los intercambios de electricidad que mantiene Ecuador con Colombia y Perú son:

Se garantiza el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.

Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de la electricidad serán únicamente de carácter comercial.

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.

Dentro de este marco existen también intercambios por seguridad, Asignación de pérdidas de transmisión, asignación de rentas de congestión, coordinación de los sistemas eléctricos entre Ecuador y Colombia. Para la normativa supranacional del intercambio de electricidad entre Ecuador-Perú estarán sujetos a la disponibilidad de excedentes de potencia y energía del país exportador, aplicando como base:

Los excedentes de potencia y energía generada serán determinados por los operadores de cada país manteniendo la seguridad del suministro de cada uno de ellos, sobre la base de la normativa interna de cada país.



El intercambio de electricidad se realizará mediante contratos bilaterales entre los agentes autorizados por las entidades que se designen Ecuador y Perú, hasta el límite de la capacidad de transmisión.

En los intercambios de electricidad, destaca la infraestructura de transmisión con Colombia y Perú para Colombia en 1999, se conectan las subestaciones Tulcán en Ecuador y Panamericana en Colombia a través de una línea de transmisión de 138 kV. En 2003, se habilitó una interconexión sincrónica a 230 kV. TRANSELECTRIC analizó la posibilidad de construir una segunda línea de transmisión similar para aprovechar mejor la capacidad de intercambio entre los dos sistemas tal que en Ecuador se construyeron varias instalaciones de transmisión, dos transformadores, banco de reactores de 25 MVar y sistemas de control automáticos.

La infraestructura de transmisión entre Ecuador y Perú consta de las subestaciones de Machala en Ecuador y Zorritos en Perú, operadas por TRANSELECTRIC y REP, respectivamente. Estas subestaciones, en funcionamiento desde 2004, están conectadas por una línea de transmisión de 230 kV con una capacidad máxima de transferencia de 100 MVA. Inicialmente, los sistemas no estaban sincronizados, sin embargo, los intercambios de energía entre ambos países han ayudado a satisfacer la demanda en situaciones de emergencia hasta 2009. En la perspectiva con Perú existe un proyecto de Interconexión a 500 kV que conectará la subestación Chorrillos en Ecuador con la subestación La Niña en Perú, con un total de 634 km de longitud, dentro de este proyecto se construirán dos nuevas subestaciones las cuales reforzarán los sistemas de transmisión. Para el proyecto existen Estudios, Planificación y Construcción, dentro de los estudios está una consultoría para el desarrollo de ingeniería básica preliminar de Interconexión en 500 kV Ecuador- Perú. Dentro de la planificación y Construcción la licencia ambiental fue aprobado y emitida por el MAATE en el mes de abril del 2023, el proceso de contratación del proyecto durará aproximadamente 12 meses y la ejecución para la construcción del proyecto se estima iniciar en el mes de octubre del 2024 con una duración aproximada de 31 meses. En función de lo indicado, y con la finalización de las pruebas funcionales, la entrada en operación del Proyecto se prevé que se realizaría en el segundo trimestre del 2027.

El intercambio de electricidad entre Ecuador y otros países tiene beneficios como la optimización de recursos energéticos, reducción de costos operativos, uso adecuado de infraestructura y aumento en seguridad y confiabilidad de sistemas eléctricos. Además, disminuye el uso de combustibles fósiles, exporta excedentes de energía y genera ingresos económicos para Ecuador. Por ejemplo, la exportación de electricidad a Colombia ha generado ingresos de USD 204,11 millones desde 2003 hasta diciembre de 2022. Adicionalmente, los intercambios con Perú han generado ingresos de USD 11,03 millones para Ecuador entre 2010 y diciembre de 2022.