



# PLAN DE NEGOCIOS

## Expansión e Inversión

2 0 2 4

Corporación Nacional  
de Electricidad

Gerencia de Planificación

## Contenido

<b>Resumen Ejecutivo .....</b>	<b>6</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>8</b>
1.1 Reseña histórica.....	8
1.2 Objeto Social.....	9
1.3 Misión y Visión de CNEL EP .....	9
1.4 Servicios	9
1.5 Infraestructura .....	10
1.6 Situación actual .....	11
1.6.1 Clientes Regulados .....	11
1.6.2 Clientes No Regulados .....	13
1.6.3 Consumo de Energía clientes regulados .....	13
1.6.4 Consumo de Energía clientes No regulados .....	14
1.6.5 Venta de Energía .....	15
1.6.6 Compra de energía .....	16
1.6.7 Disparadores de compra .....	17
1.6.8 Balance de energía.....	19
<b>2. ANÁLISIS DE MERCADO.....</b>	<b>23</b>
2.1 Área de Cobertura .....	23
2.2 Clientes	24
2.2.1 Proyección de Clientes .....	26
2.2.2 Clientes con subsidios .....	27
2.2.3 Poder de negociación con los clientes .....	29
2.3 Canales de Comunicación.....	31
<b>3. PLAN COMERCIAL .....</b>	<b>32</b>
3.1 Objetivos del Plan Comercial.....	32
3.2 Acciones Estratégicas a Implementar en el 2024.....	32
3.3 Indicadores y Metas del Plan Comercial 2024.....	35
3.4 Presupuesto del Plan Comercial .....	36
3.5 Proyecciones 2024 .....	39
<b>4. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>39</b>
4.1 Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento.....	39
4.2 Acciones Estratégicas a Implementar en el 2024.....	39
4.3 Indicadores y Metas del Plan de Operación y Mantenimiento 2024.....	41
4.4 Presupuesto de Operación y Mantenimiento 2024.....	41
<b>5. PLAN DE EXPANSIÓN .....</b>	<b>45</b>
5.1 Matriz Ansoff.....	45
5.2 Convenios y capacidad asociativa.....	46
5.3 Objetivo del Plan de Expansión .....	48
5.4 Acciones Estratégicas a Implementar en el 2024.....	49

5.5 Indicadores y Metas del Plan de Expansión 2024.....	49
5.6 Presupuesto del Plan de Expansión .....	49
<b>6. PLAN DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y PROCESOS DE APOYO.....</b>	<b>50</b>
6.1 Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo .....	50
6.2 Indicadores y Metas del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo 2024 .....	52
6.3 Presupuesto del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo .....	55
<b>7. PLAN DE INVERSIONES .....</b>	<b>56</b>
7.1 Proyectos de Expansión .....	57
7.2 Proyectos de Calidad .....	58
<b>8. RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE LOS PLANES 2024 .....</b>	<b>59</b>
<b>9. PLAN FINANCIERO .....</b>	<b>59</b>
9.1 Supuestos Financieros.....	60
9.2 Fuente de Ingreso .....	61
9.3 Estado de Situación Proyectado.....	62
9.4 Estado de Resultado Proyectado.....	64
9.5 Flujo de Caja Proyectado .....	66
9.6 Presupuesto Empresarial.....	68
9.7 Índices Financieros .....	76
9.8 Indicadores y Metas del Plan Financiero 2024 .....	78
<b>10. EVALUACIÓN DE RIESGOS .....</b>	<b>78</b>
<b>11. CUADRO RESUMEN DE INDICADORES Y METAS 2024 .....</b>	<b>85</b>
<b>12. ALINEACIÓN AL PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL .....</b>	<b>90</b>
<b>13. GLOSARIO DE DEFINICIONES.....</b>	<b>95</b>
<b>14. ANEXOS .....</b>	<b>96</b>

## Índice de Tablas

<b>Tabla Nro. 1: Evolución total de clientes regulados por Unidades de Negocios 2021 -2023....</b>	12
<b>Tabla Nro. 2: Evolución de Clientes No Regulados 2021-2023 .....</b>	13
<b>Tabla Nro. 3: Consumo de Energía en MWh – Clientes Regulados 2023 .....</b>	13
<b>Tabla Nro. 4: Variación de Consumo de Energía (MWh) 2022-2023 .....</b>	14
<b>Tabla Nro. 5: Consumo de Energía – Clientes No Regulados 2020-2023.....</b>	15
<b>Tabla Nro. 6: Evolución de Facturación por venta de energía 2021-2023 en millones de USD .....</b>	15
<b>Tabla Nro. 7: Facturación de Energía y # de clientes regulados.....</b>	16
<b>Tabla Nro. 8: Facturación Energía No Regulados .....</b>	16
<b>Tabla Nro. 9: Comparativo de la Compra de Energía 2020-2023 .....</b>	17
<b>Tabla Nro. 10: Incremento de la compra de energía 2023 en millones de USD .....</b>	17
<b>Tabla Nro. 11: Costo medio de compra presupuestada 2023 Vs. Costo medio de compra real 2023.....</b>	18
<b>Tabla Nro. 12: Balance de Energía 2023.....</b>	20
<b>Tabla Nro. 13: Pérdidas de Energía en USD y MWh .....</b>	20
<b>Tabla Nro. 14: Pérdidas de Energía en USD – millones de dólares por Unidad de Negocio... 20</b>	20
<b>Tabla Nro. 15: Evolución de % Pérdidas Móvil Anual .....</b>	22
<b>Tabla Nro. 16: Segmentación de Clientes 2023 .....</b>	24
<b>Tabla Nro. 17: Evolución de clientes por tipo de sector – consumo de energía y en millones de USD.....</b>	25
<b>Tabla Nro. 18: Análisis del principio de Pareto sobre la Facturación de Clientes Regulados.26</b>	26
<b>Tabla Nro. 19: Proyección de Clientes 2024 .....</b>	27
<b>Tabla Nro. 20: # de subsidios por Unidades de Negocio – CNEL EP.....</b>	28
<b>Tabla Nro. 21: Acciones Estratégicas del Plan Comercial 2024 .....</b>	32
<b>Tabla Nro. 22: Indicadores y metas - Plan Comercial 2024.....</b>	35
<b>Tabla Nro. 23: Presupuesto – Plan Comercial 2024.....</b>	36
<b>Tabla Nro. 24: Proyección de Devengo por partidas del área Comercial (Proyección 2024) . 38</b>	38
<b>Tabla Nro. 25: Proyecciones 2024 en GWh y en USD (en millones de dólares) .....</b>	39
<b>Tabla Nro. 26: Acciones Estratégicas a implementar – Plan de Operación y mantenimiento 2024.....</b>	39
<b>Tabla Nro. 27: Cuadro de metas de Operación y Mantenimiento 2024.....</b>	41
<b>Tabla Nro. 28: Presupuesto – Partidas de Operación y mantenimiento 2024 .....</b>	42
<b>Tabla Nro. 29: Proyección de Devengo por partida del área de Distribución 2024.....</b>	44
<b>Tabla Nro. 30: Convenios/Asociatividad Suscritos 2023 .....</b>	46
<b>Tabla Nro. 31: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Expansión.....</b>	49
<b>Tabla Nro. 32: Cuadro de metas e indicadores del Plan Operativo – Procesos de Apoyo .....</b>	52
<b>Tabla Nro. 33: Presupuesto Plan Operativo – Procesos de Apoyo .....</b>	55
<b>Tabla Nro. 34: Presupuesto - Plan de Inversiones 2024 .....</b>	56
<b>Tabla Nro. 35: Liquidación del PAI 2023 por etapa funcional .....</b>	56
<b>Tabla Nro. 36: Detalle de Programas de Inversión 2024.....</b>	57

<b>Tabla Nro. 37: Detalle Proyectos de Expansión por programa y recursos 2024</b> .....	57
<b>Tabla Nro. 38: Proyectos de Calidad 2024</b> .....	58
<b>Tabla Nro. 39: Resumen presupuesto de los planes</b> .....	59
<b>Tabla Nro. 40: Estado de Situación Financiera</b> .....	62
<b>Tabla Nro. 41: Estado de Resultado Proyectado</b> .....	64
<b>Tabla Nro. 42: Estado de Resultados Proyectado por Trimestre</b> .....	64
<b>Tabla Nro. 43: Flujo de Caja Proyectado 2024</b> .....	66
<b>Tabla Nro. 44: Proforma Presupuestaria 2024</b> .....	68
<b>Tabla Nro. 45: Presupuesto Corriente</b> .....	74
<b>Tabla Nro. 46: Presupuesto de Producción</b> .....	75
<b>Tabla Nro. 47: Presupuesto de Inversión</b> .....	76
<b>Tabla Nro. 48: Índices Financieros</b> .....	76
<b>Tabla Nro. 49: Índices Financieros Proyección 2024 - Trimestral</b> .....	77
<b>Tabla Nro. 50: Cuadro de metas e indicadores del Plan Financiero 2024</b> .....	78
<b>Tabla Nro. 51: Resumen matriz evaluación de riesgos “MUY ALTOS” y “ALTOS”</b> .....	79
<b>Tabla Nro. 52: Pólizas de Seguros</b> .....	83
<b>Tabla Nro. 53: Cuadro de Metas – Indicadores Plan General de Negocios 2024</b> .....	85
<b>Tabla Nro. 54: Alineación del PGNEI 2024 con el Plan Nacional de Desarrollo 2024-2025 “Plan de Desarrollo para el Nuevo Ecuador 2024-2025”</b> .....	90

## Índice de Ilustraciones

<b>Ilustración Nro. 1: Infraestructura de CNEL EP 2023</b> .....	11
<b>Ilustración Nro. 2: Evolución de Clientes 2021-2023 – Unidades de Negocio CNEL EP</b> .....	12
<b>Ilustración Nro. 3: Consumo de Energía 2022 -2023 (móvil anual)</b> .....	14
<b>Ilustración Nro. 4: Costo Medio de energía (USD/kWh) CNEL EP*</b> .....	18
<b>Ilustración Nro. 5: Comparación del Costo Medio de la Compra de Energía presupuestado Vs. Año real 2023 (CtvsUSD/kWh)</b> .....	19
<b>Ilustración Nro. 6: Evolución de Porcentaje de Pérdidas Año 2023</b> .....	21
<b>Ilustración Nro. 7: Área de Cobertura CNEL EP</b> .....	24
<b>Ilustración Nro. 8: Consumo de energía en MWh y USD por tipo de clientes</b> .....	25
<b>Ilustración Nro. 9: Gráfico de Pareto en función de la facturación de CNEL</b> .....	26
<b>Ilustración Nro. 10: Las 5 fuerzas de Porter</b> .....	29
<b>Ilustración Nro. 11: Agencias de Servicio al Cliente a Nivel Nacional</b> .....	31
<b>Ilustración Nro. 12: Objetivos del Plan Comercial</b> .....	32
<b>Ilustración Nro. 13: Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento</b> .....	39
<b>Ilustración Nro. 14: Objetivo del Plan de Expansión</b> .....	48

## Resumen Ejecutivo

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP<sup>1</sup>, con la fortaleza de brindar el servicio de energía eléctrica (SPEE) y el servicio de alumbrado público general (SAPG) con calidad a través de sus 11 Unidades de Negocios a nivel nacional (Guayaquil, Guayas Los Ríos, Los Ríos, Esmeraldas, Manabí, Santa Elena, Milagro, El Oro, Bolívar, Santo Domingo y Sucumbíos) a 2.730.348 clientes, ha elaborado el presente Plan General de Negocios, Expansión e Inversión, donde se detallan las principales acciones que se llevarán a cabo durante el año 2024.

La Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, al cierre del 2023 alcanzó una energía disponible anual de 20.338,41 GWh, lo cual representa el 67% de la energía disponible a nivel nacional. Por otro lado, la potencia máxima fue de 3.222,84 MW y se registró en el último mes del año, diciembre de 2023. A continuación, se detalla los planes a desarrollar durante este año 2024:

El *Plan Comercial*, está encaminado a mejorar la calidad en el servicio al cliente, incrementar los niveles de facturación y recaudación y reducir las pérdidas de energía; este plan cuenta con un presupuesto de USD 82,99 millones, aproximadamente el 73% comprende servicios comerciales de campo, el 25% para gastos de materiales eléctricos y 2% corresponde a gastos de apoyo.

En lo que respecta al *Plan de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución*, se han definido acciones con el fin de dar continuidad a la mejora de la confiabilidad del sistema, reduciendo las interrupciones y sus duraciones, además de mejorar la calidad del servicio de alumbrado público, asignando para tal efecto un presupuesto de USD 44,29 millones, que comprende el 84% para Redes y el 16% para SAPG (USD 37,20 millones para Redes y USD 7,09 millones para SAPG).

El *plan de expansión*, ha sido creado para atender el crecimiento de la demanda mejorando la infraestructura crítica para la dotación del servicio de energía eléctrica y alumbrado público priorizando iniciativas para el crecimiento vegetativo en zonas de desarrollo, el cual de acuerdo al PAI, tiene un presupuesto para inversión de USD 136,59 millones, en los que incluye programas tales como FERUM<sup>2</sup>, PMD, PRIZA, RSNDCAF, Expansión de Distribución y Alumbrado Público y electrificación rural.

---

<sup>1</sup> En el presente documento se denominará como CNEL EP o Corporación.

<sup>2</sup> Los conceptos de cada uno de los programas se detallan en el capítulo 7 Plan de Inversión.

Con relación al *Plan Empresarial*, nos permite medir la eficiencia con relación a la ejecución y cumplimiento del PAC; así como también mantener actualizado en conocimientos al capital humanos a través del plan de capacitación; y el número de trabajadores por usuarios en la Corporación.

El *Plan de Inversiones* de CNEL EP, en alineación con el Plan Maestro de Electrificación (PME) 2018-2027 del Ministerio de Energía y Minas y el Plan Estratégico Institucional (PEI) 2024-2025, cuenta con un presupuesto de USD 187,06 millones, asignando un 73% para proyectos de expansión y 27% para proyectos de calidad para el presente año.

El *Plan Financiero*, detalla la situación financiera proyectada para el año 2024 a partir del cual se obtendría: Activos de USD 3.340,81 millones, reflejando una disminución en comparación con el año 2023 con una variación de USD 364.66 millones; Pasivos por un valor de USD 1.897,49 millones, reflejando una disminución de USD 382,56 millones; un Patrimonio de USD 1.443,31 millones el cual disminuyó en USD 17,89 millones con relación al año 2023.

Los ingresos operacionales proyectados para el año 2024 ascienden a USD 1.607,75 millones, que comparados con los ingresos operacionales proyectados del año 2023 registran un aumento de USD 130,15 millones. Los gastos y costos operacionales ascienden a USD 1.434,48 millones que comparados con los valores del año 2023 presentan un aumento de USD 10,36 millones y el resultado neto del estado de resultado proyectado para el presente año 2024 es de USD 67,24 millones de dólares.

El desarrollo de este Plan General de Negocios, Expansión e Inversión 2024, nos permitirá detallar las estrategias y las acciones propuestas, para alcanzarlas a través de la medición de los indicadores establecidos en cada uno de los planes comerciales, de operación y mantenimiento, expansión, inversión y financiero que se encuentran alineados a los objetivos estratégicos. El seguimiento y monitoreo a mencionado plan, se lo podrá realizar mensualmente a través del Boletín Empresarial del Plan de Negocios, en el que se detallará los resultados mensuales y su porcentaje de cumplimiento versus la meta planteada; así como también, los principales temas relevantes de la Corporación para conocimiento tanto de los Entes Gubernamentales y de la Gerencia General de la Corporación para la oportuna toma de decisiones.

**Ing. Eduardo Jácome Berrezueta**  
**Gerente General (s)**

## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 Reseña histórica

La Empresa Corporación Nacional de Electricidad CNEL S.A. se constituyó mediante escritura pública de fusión otorgada el 15 de diciembre de 2008, ante el Dr. Humberto Moya Flores, Notario Trigésimo Octavo del cantón Guayaquil, debidamente inscrita en el Registro Mercantil del mismo cantón el 16 de enero del 2009, por medio de la cual se fusionaron las Empresas de Distribución Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas-Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A., Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A. y, Regional Sucumbíos S.A., disueltas por efectos de la fusión llevada a cabo; cuyo objeto social era la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica; el 100% del paquete accionario corresponde al sector público siendo el único accionista, según los registros del Libro de Acciones y Accionistas, el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Con fecha 13 de marzo de 2013, se expidió el Decreto Ejecutivo No. 1459, mediante el cual se creó la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP; en el cual se determina que el capital inicial constituye la suma de las cuentas que conforman el patrimonio de CNEL Corporación Nacional de Electricidad S.A., subrogándose sus activos, pasivos, derechos y obligaciones.

El Directorio del CONELEC, mediante Resolución Nro. 013/13, adoptada en sesión de 21 de mayo de 2013, autorizó al Director Ejecutivo del CONELEC, para que suscriba el Título Habilitante a favor de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, con el objeto de regularizar la situación operativa de la prestación de los servicios públicos de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general; y actividades de generación en el área de prestación de servicios asignada.

El 17 de septiembre de 2014, se concretó la fusión por absorción de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil EP, hacia la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, creándose la Unidad de Negocio Guayaquil. El 5 de marzo de 2015 mediante Resolución No. GG-RE-101-2015 se creó la Unidad de Eficiencia Energética sumando un total de 12 Unidades de Negocio que conforman la Corporación.

En los últimos años CNEL EP, con una fuerte inversión en el desarrollo de proyectos, ha fortalecido la infraestructura civil, tecnológica y el sistema eléctrico de subtransmisión, distribución y alumbrado público en su área de servicio, lo que, sumado a las políticas, planes de operación, mantenimiento y comerciales, así como la incorporación de nuevos técnicos capacitados y debidamente equipados, ha hecho posible mejorar los indicadores de calidad del servicio.

## 1.2 Objeto Social

La Corporación, según lo dispuesto en el Decreto Ejecutivo Nro. 1459 del 13 de marzo de 2013, en su artículo 2 señala que el objeto de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad comprende lo siguiente:

*“Brindar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica, dentro del área asignada a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, bajo el régimen de exclusividad regulado por el Estado, a efectos de satisfacer la demanda de energía eléctrica, en las condiciones establecidas en la normativa aplicable al sector eléctrico y suministrar electricidad a los consumidores. Podrá también dedicarse a actividades de generación en aquellas centrales actualmente autorizadas para operar y suministrar electricidad a los consumidores. La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, para el cumplimiento de su objeto social, podrá celebrar convenios, contratos, acuerdos, o actos permitidos por las leyes ecuatorianas, que directa o indirectamente se relacionen con su objeto o el giro de negocio de la empresa”.*

## 1.3 Misión y Visión de CNEL EP

La Misión de CNEL EP, que constituye el propósito y razón de ser de nuestra Empresa:

**“Distribuir y comercializar energía eléctrica, gestionando la expansión de la cobertura del servicio, con calidad y eficiencia, en un marco de sostenibilidad considerando aspectos técnicos, valor social y de cuidado del medio ambiente para lograr la satisfacción de nuestros clientes.”**

La Visión de CNEL EP, es decir, nuestra fotografía en el largo plazo corresponde a:

**“Para el 2025, ser la empresa pública referente en el sector eléctrico del país en términos de eficiencia y modernización, dentro de un marco de sostenibilidad.”**

## 1.4 Servicios

La Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL EP, entrega los siguientes servicios:

- ✓ Servicio público de energía eléctrica
- ✓ Servicio de alumbrado público general
- ✓ **Servicio público de energía eléctrica (SPEE):** Servicio prestado a los usuarios finales que mantienen vigente un contrato de suministro con CNEL EP y se encuentran

geográficamente ubicados dentro del área de prestación de servicios definida en el Título Habilitante, cuyas obligaciones económicas son dependientes de los niveles de demanda de potencia y energía mensual, el nivel de voltaje asociado al punto de entrega, la tarifa aplicada (Residencial, Comercial, Industrial u Otros), los cargos tarifarios dispuestos por la ARCERNNR y los resultados de liquidación realizados en su proceso de facturación.

- **Servicio de Carga de Vehículos Eléctricos:** Comprende la implementación, administración, operación y mantenimiento de la infraestructura para la carga de energía de vehículos eléctricos para su funcionamiento. prestada por una persona natural o jurídica debidamente habilitada por las empresas eléctricas de distribución y comercialización; o por las empresas eléctricas de distribución y comercialización habilitadas por el ministerio del ramo y para lo cual debe constar en su título habilitante.
- ✓ **Servicio de alumbrado público general (SAPG):** Es el servicio prestado por CNEL EP para la iluminación de vías públicas para el tránsito de personas y vehículos. Excluye la iluminación de las zonas comunes de unidades inmobiliarias declaradas como propiedad horizontal y la iluminación pública ornamental e intervenida.

De acuerdo a la nueva Ley Orgánica de Competitividad Energética (LOCE) y de acuerdo a su Reglamento en su artículo 164 indica que el Costo del Servicio de Alumbrado Público General comprenderá los costos de las empresas eléctricas de distribución y comercialización dedicadas a la prestación de dicho servicio y, según sea el caso, de las empresas mixtas autorizadas, empresas privadas, empresas estatales extranjeras o empresas de economía popular y solidaria delegadas por el ministerio del ramo, aplicando para el efecto los cargos fijos y variables correspondientes, conforme lo establecido en la normativa respectiva.

### 1.5 Infraestructura

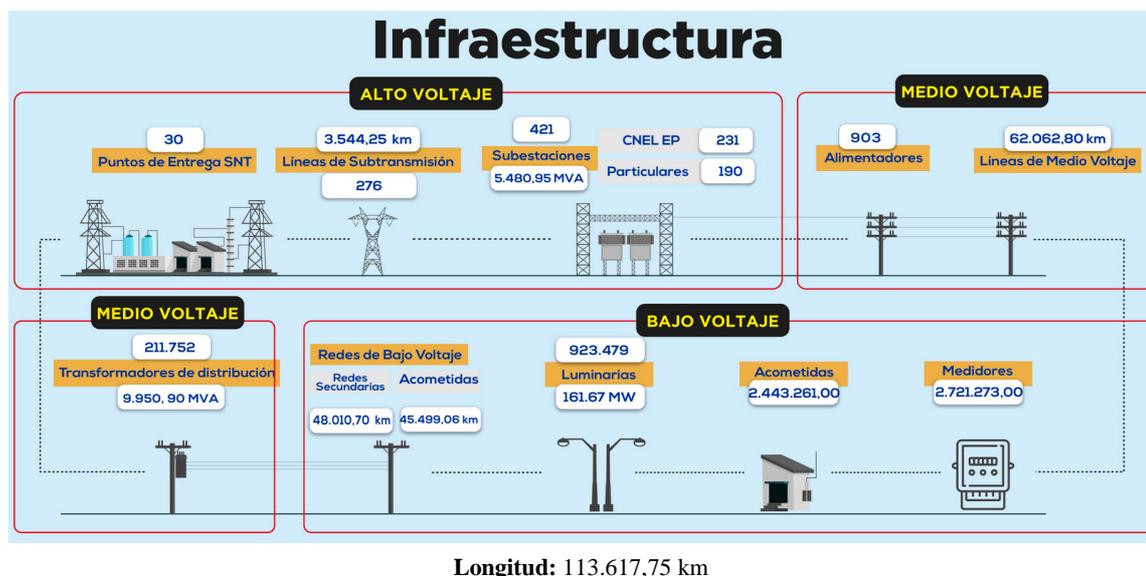
Los elementos del sistema son los siguientes:

**Alto Voltaje:** Subtransmisión (69 kV): A nivel de subtransmisión se cuenta con 30 puntos de entrega, donde recibe la energía eléctrica desde las Centrales de CELEC EP. El total de Líneas de Subtransmisión suman 276 y 3.544,25 km de longitud de red, existen 421 Subestaciones (231 CNEL EP y 190 particulares) con una capacidad total de 5.480,95 MVA.

**Medio Voltaje:** Alimentadores (13.8 kV): El total de alimentadores en CNEL EP es de 903 con 62.062,80 km de longitud de red, existen 211.752 transformadores de distribución con una capacidad instalada de 9.950,90 MVA.

**Bajo Voltaje:** Secundario (240/120 V). El total de red secundaria en CNEL EP es de 48.010,70 km de longitud, existen 2.443.261 acometidas que suman un total de 45.499,06 km a nivel territorial, la cantidad de luminarias totales es de 923.479 con 161,67 MW y 2.721.273 medidores. En la siguiente ilustración podemos observar la infraestructura de la Corporación en alta, media y baja tensión cierre de año 2023.

Ilustración Nro. 1: Infraestructura de CNEL EP 2023



## 1.6 Situación actual

A continuación, se detalla la situación histórica hasta el cierre del año 2023 y la proyección para el 2024:

### 1.6.1 Clientes Regulados

Para el año 2023 la Corporación contó con 2.730.257 clientes regulados, esto es el 48% del total de clientes de las empresas eléctricas a nivel nacional. De acuerdo a la tabla Nro. 1, se puede ver el detalle de los clientes regulados por Unidad de Negocio, y se puede observar una proyección para el año 2024. Los clientes de CNEL EP crecieron en 1% durante el año 2023 en comparación con el año 2022, las Unidades de Negocio con mayor crecimiento en este grupo de consumo son: El Oro, Guayaquil, Guayas Los Ríos, Manabí y Santo Domingo. La proyección para el año 2024 es de 2.775.145 un 1,64% más que el cierre del año 2023.

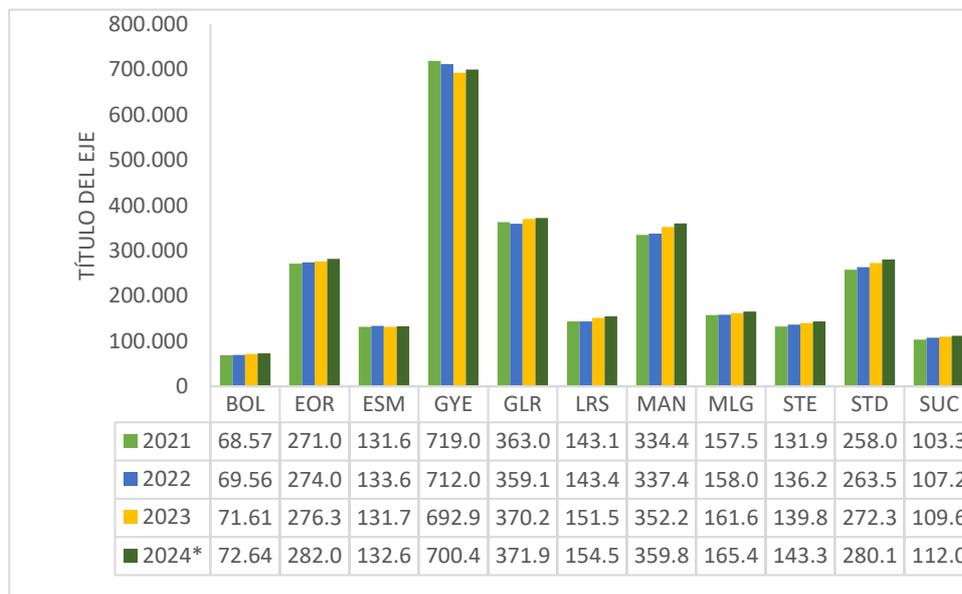
La disminución del número de clientes en las UN de Esmeraldas y Guayaquil, en el período comprendido entre 2022 y 2023, se debe a la depuración de catastro de clientes, al tratarse de clientes que ya no se encontraban en sitio, según los reportes de las actividades de campo de lecturas y cortes.

**Tabla Nro. 1: Evolución total de clientes regulados por Unidades de Negocios 2021 -2023  
y Proyección de Clientes 2024**

UN <sup>3</sup>	2021	2022	2023	2024*	Variación 2022-2023	Variación 2023-2024
<b>BOL</b>	68.579	69.561	71.615	72.645	2,95%	1,44%
<b>EOR</b>	271.022	274.022	276.373	282.089	0,86%	2,07%
<b>ESM</b>	131.618	133.618	131.793	132.689	-1,37%	0,68%
<b>GYE</b>	719.013	712.035	692.982	700.409	-2,68%	1,07%
<b>GLR</b>	363.035	359.192	370.209	371.992	3,07%	0,48%
<b>LRS</b>	143.176	143.399	151.502	154.544	5,65%	2,01%
<b>MAN</b>	334.457	337.497	352.284	359.849	4,38%	2,15%
<b>MLG</b>	157.593	158.031	161.656	165.427	2,29%	2,33%
<b>STE</b>	131.905	135.959	139.824	143.347	2,65%	2,52%
<b>STD</b>	258.046	263.529	272.372	280.125	3,36%	2,85%
<b>SUC</b>	103.354	107.273	109.647	112.015	2,21%	2,16%
<b>CNEL EP</b>	<b>2.681.798</b>	<b>2.694.116</b>	<b>2.730.257</b>	<b>2.775.131</b>	<b>1,33%</b>	<b>1,64%</b>

**Fuente:** Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación/Dirección de Planificación Eléctrica  
(\* ) Proyección de clientes 2024

**Ilustración Nro. 2: Evolución de Clientes 2021-2023 – Unidades de Negocio CNEL EP**



<sup>3</sup> Unidades de Negocio: Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayaquil, Guayas Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos.

### 1.6.2 Clientes No Regulados

Con relación a los clientes No regulados, a continuación, en la tabla Nro. 2, se detalla su evolución desde el año 2021 hasta el año 2023 y la proyección para el año 2024.

**Tabla Nro. 2: Evolución de Clientes No Regulados 2021-2023**

Año	# Clientes	Variación
2021	100	-
2022	90	-10,00%
2023	91	1,11%
2024*	82	-9,89%

**Fuente:** Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación  
(\* ) Proyección de clientes 2024

### 1.6.3 Consumo de Energía clientes regulados

Con relación al consumo de energía de clientes regulados, se puede observar en la tabla Nro. 3, el consumo de energía total del año 2023 es de 15.359.578,66 MWh, así como también se puede observar por Unidad de Negocio y la segmentación de clientes, siendo los clientes residenciales que más consumo tienen en la Corporación.

Los clientes residenciales representan el 90,68% del total de clientes y corresponden al 36% del consumo; mientras tanto, los clientes industriales, siendo apenas el 0,25% de los clientes consumen el 26% de la energía facturada. Otro grupo importante de consumo son los clientes comerciales, quienes consumen el 19% de la energía disponible, siendo el 7,74% de los clientes. El grupo de “otros clientes”, representa el 1,33% y su consumo es del 15%; alumbrado público genera un consumo del 5% de consumo de energía.

**Tabla Nro. 3: Consumo de Energía en MWh – Clientes Regulados 2023**

Consumo Energía REGULADOS (MWh) 2023						
Unidad de Negocio	Residencial	comercial	Industrial	Otros	Alumbrado Público	Total Consumo Energía (MWh)
BOL	51.945,07	15.353,85	592,65	8.281,54	19.815,36	95.988,47
EOR	468.629,94	206.410,57	403.340,84	217.491,41	98.919,79	1.394.792,54
ESM	201.714,81	65.643,02	125.522,11	89.086,23	49.569,71	531.535,87
GYE	1.845.965,19	1.204.551,74	1.325.115,05	565.362,67	179.098,51	5.120.093,17
GLR	960.143,67	407.866,58	625.155,30	421.347,94	103.950,80	2.518.464,29
LRS	233.860,06	82.731,11	39.308,00	62.286,67	33.944,17	452.130,00
MAN	716.919,23	310.454,69	279.057,78	293.706,67	137.592,20	1.737.730,58
MLG	273.654,22	131.032,89	441.197,18	225.849,22	47.335,73	1.119.069,24
STE	246.817,20	131.838,29	139.418,17	205.156,83	46.955,89	770.186,38
STD	342.034,58	201.734,22	114.273,08	86.791,29	80.063,66	824.896,83
SUC	151.628,72	86.876,87	461.605,33	55.469,38	39.110,99	794.691,29
<b>Total</b>	<b>5.493.312,70</b>	<b>2.844.493,82</b>	<b>3.954.585,50</b>	<b>2.230.829,84</b>	<b>836.356,79</b>	<b>15.359.578,66</b>
<b>%</b>	<b>35,76%</b>	<b>18,52%</b>	<b>25,75%</b>	<b>14,52%</b>	<b>5,45%</b>	<b>100,00%</b>

**Fuente:** Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Datos a diciembre 2023

(\* ) El total de consumo de energía MWh de 15.359.578,66, está incluido Servicio Público de Alumbrado Público, sin SAPG el valor de consumo de energía es de 14.523.221,87 MWh.

A continuación, se puede observar en la tabla Nro. 4, la variación de consumo de energía entre los años 2022 y 2023, por lo cual el consumo para el año 2023 aumentó en 11% con respecto al año 2022. También se detalla una ilustración del consumo de clientes durante los años antes mencionados.

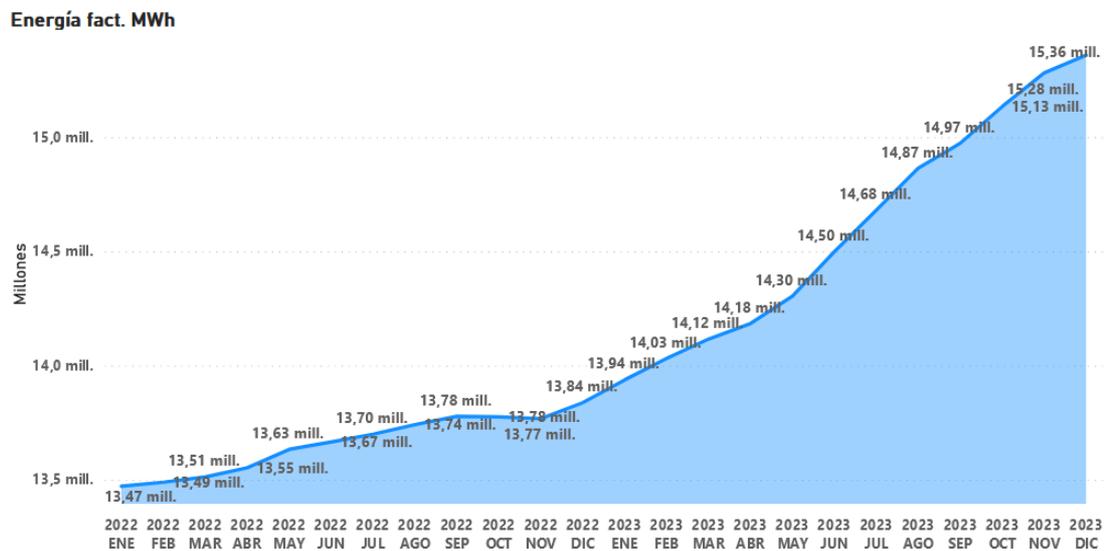
**Tabla Nro. 4: Variación de Consumo de Energía (MWh) 2022-2023**

UN	Energía Facturada (MWh)		
	2022	2023	Variación 2022-2023
BOL	90.464,11	95.988,47	6,11%
EOR	1.264.326,92	1.394.792,54	10,32%
ESM	503.552,86	531.535,87	5,56%
GYE	4.593.705,43	5.120.093,17	11,46%
GLR	2.216.012,87	2.518.464,29	13,65%
LRS	396.834,82	452.130,00	13,93%
MAN	1.503.331,87	1.737.730,58	15,59%
MLG	1.001.976,78	1.119.069,24	11,69%
STE	727.976,16	770.186,38	5,80%
STD	760.340,63	824.896,83	8,49%
SUC	778.791,22	794.691,29	2,04%
<b>Total</b>	<b>13.837.313,68</b>	<b>15.359.578,66</b>	<b>11,00%</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT  
Datos a diciembre 2023

**Ilustración Nro. 3: Consumo de Energía 2022 -2023 (móvil anual)**

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación



#### 1.6.4 Consumo de Energía clientes No regulados

Con relación al consumo de energía de clientes No regulados<sup>4</sup> se caracteriza principalmente por tener la ventaja de poder negociar la tarifa con sus comercializadores correspondientes

<sup>4</sup> De acuerdo a la Regulación Nro. ARCERNNR 006/23 el consumidor No regulado es la persona jurídica autorizada para conectar sus instalaciones a la red de distribución o de transmisión, mediante la suscripción de un contrato de conexión; a fin de abastecer sus

ya sea un generador o autogenerador público o privado. Los criterios que se usan para determinar si un usuario puede acceder a ser tratado como consumidor no regulado, se basan en las regulaciones pertinentes. Los clientes No regulados a través de los acuerdos bilaterales con la Corporación, determinan el consumo de energía que van a generar y para lo cual necesitan la red para su conexión. Al incrementar la energía, sin acuerdo alguno o sin permiso, limita la calidad de energía que es distribuida a los otros clientes especialmente a los Regulados. Se puede ver el detalle en la siguiente tabla sobre el consumo de energía y en promedio ha aumentado este año en 2% al cierre del año 2023.

**Tabla Nro. 5: Consumo de Energía – Clientes No Regulados 2020-2023**

Consumo Energía NO REGULADOS (MWh)		
Año	Consumo energía (MWh)	%
2020	893.203,16	-
2021	998.987,47	11,84%
2022	1.081.308,60	8,24%
2023	1.102.289,85	1,94%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

### 1.6.5 Venta de Energía

La facturación de energía correspondiente a clientes regulados al cierre del año 2023 asciende a USD 1.428,855 millones, esto es, un incremento del 12% respecto a lo facturado en el año 2022 y el valor facturado por concepto de clientes No Regulados fue de USD 4,78 millones. La suma total de venta de energía por concepto de clientes regulados y No regulados es de USD 1.433,63 millones que incluyen los valores por servicio de alumbrado público. También se detalla los porcentajes de recaudación, que en el año 2023 fue de 97,39% que traducido a dólares es USD 1.391,59 millones como se lo puede observar a continuación en la tabla Nro. 6.

**Tabla Nro. 6: Evolución de Facturación por venta de energía 2021-2023 en millones de USD**

Venta de energía	2021	2022	2023
Facturación clientes regulados*	\$1.227,76	\$1.267,77	<b>\$1.428,85</b>
Facturación clientes No regulados	\$5,00	\$4,50	<b>\$4,78</b>
<b>Facturación de energía (clientes) en USD</b>	<b>\$1.232,74</b>	<b>\$1.272,27</b>	<b>\$1.433,63</b>
Precio Medio de Venta clientes regulados	\$9,96	\$9,965	<b>\$9,30</b>
Recaudación energía clientes regulados	\$1.246,18	\$1.266,73	<b>\$1.391,59</b>
<b>% Recaudación energía Vs. Facturación</b>	<b>101,50%</b>	<b>99,92%</b>	<b>97,39%</b>

Elaborado: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

(\*) Includo Alumbrado Público 2023 \$ 99,31

requerimientos de energía desde un generador o un autogenerador o ambos, a través de la suscripción de contratos bilaterales. Esta persona jurídica puede ser un gran consumidor o el consumo propio de un autogenerador.

<sup>5</sup> Incluye alumbrado público.

A continuación, en la tabla Nro. 7 se puede revisar el número de clientes y la facturación de energía de los años 2022 y 2023 por grupo de consumo. Los clientes que más representan para la facturación de la Corporación, son los clientes industriales y comerciales como lo podemos ver más adelante de acuerdo al principio de Pareto en el punto 2.2 Clientes.

**Tabla Nro. 7: Facturación de Energía y # de clientes regulados**

Grupo de Consumo (Regulado)	2022		2023	
	# Clientes	Facturación de Energía USD	# Clientes	Facturación de Energía USD
Residencial	2.436.366	\$ 490.317.610,24	2.475.711	\$ 572.492.897,58
Comercial	215.029	\$ 263.851.211,73	211.412	\$ 296.646.266,38
Industrial	7.039	\$ 294.881.333,53	6.895	\$ 308.371.147,24
Otros <sup>6</sup>	35.682	\$ 133.349.659,84	36.239	\$ 152.030.948,87
Alumbrado Público	-	\$ 85.370.492,72	-	\$ 99.305.178,76
<b>Total</b>	<b>2.694.116</b>	<b>\$1.267.770.308,06</b>	<b>2.730.257</b>	<b>\$1.428.846.438,83</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

Del mismo modo podemos observar en la tabla Nro. 8 la facturación de energía de clientes No regulados en USD con su respectiva variación, y se puede observar que este tipo de clientes tuvo una reducción de 100 a 90 clientes entre el año 2021-2022. En el año 2023, se tiene 91 clientes.

**Tabla Nro. 8: Facturación Energía No Regulados**

2023	# Clientes	USD Facturación Energía	Variación Facturación Energía
2021	100	4.975.202,49	-
2022	90	4.541.754,21	-8,71%
2023	91	4.778.965,10	5,22%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

### 1.6.6 Compra de energía

El costo de venta de energía eléctrica comprende tanto los costos de generación y transmisión que CNEL EP debe cubrir por concepto de energía recibida en sus puntos de entrega (subestaciones de 138/69 kV) que están conectadas al SNI (Sistema Nacional Interconectado). Es importante realizar un análisis comparativo desde el año 2020 hasta el 2023, de tal manera que se pueda observar el volumen energético que CNEL EP ha estado demandando en sus once Unidades de Negocio. Para el periodo 2023, la compra de energía se incrementó en un 13,86%. Por otro lado, el bajo nivel de agua disponible en las centrales hidroeléctricas obligó al Sistema Nacional a importar significativos bloques energéticos desde Colombia durante los últimos meses del 2023, lo que a su vez incluyó garantías económicas según los acuerdos bilaterales relacionados a la importación de dicha energía. A diciembre 2023, el importe por compra de energía anual asciende a USD 963,17 millones, esto es un 44,49% de incremento respecto del valor anual 2022.

<sup>6</sup> Otros clientes: Son tarifas que no están incluidas como residenciales, comerciales e industriales, tales como edificios públicos, Iglesias, Coliseos, bombas de agua, etc.

**Tabla Nro. 9: Comparativo de la Compra de Energía 2020-2023**

Año	Compra de energía (GWh)	Costo de compra de energía (USD)	Costo medio de energía (USD/KWh)	Variación Compra de energía (GWh)	Variación Costo de Energía (USD)
2020	15.873	\$546.568.008	\$0,0344	-	-
2021	16.416	\$583.360.200	\$0,0355	3,42%	6,73%
2022	16.888	\$666.589.887	\$0,0395	2,88%	14,27%
2023	19.229	\$963.170.312	\$0,0493	13,86%	44,49%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica

La relevancia que ha tenido el incremento de demanda de energía y que se ha registrado tanto en CNEL EP como en el resto del país; sumando a la temporada, la sequía que ha afectado a las importantes centrales hidroeléctricas; las mismas que forman parte del parque de generación eléctrica del Ecuador; ha obligado a que el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), busque otras fuentes de producción de energía como es la energía térmica, pero principalmente, energía importada desde Colombia.

### 1.6.7 Disparadores de compra

De acuerdo a la tabla Nro. 10, se puede observar, la asignación inicial del presupuesto para compra de energía 2023 que fue de USD 671,99 millones de dólares, el codificado y devengado para la compra de energía fue de USD 748,53 millones de dólares; sin embargo, lo que realmente costó la energía al cierre del 2023, fue de USD 963,17 millones de dólares, lo cual da como resultado un déficit de USD 214,64 millones de dólares. Los picos más altos en compra de energía fueron en los meses de enero y febrero 2023; y en los meses de agosto y diciembre 2023, se compró energía a Colombia.

**Tabla Nro. 10: Incremento de la compra de energía 2023 en millones de USD**

Costo de compra de energía presupuesto 2023	Costo de compra de energía presupuesto 2023	Costo de compra energía presupuestado 2023	Costo de compra de energía de 2023	Déficit Presupuestario	Costo de compra energía Presupuestado 2024
\$ 671,99 Asignación Inicial	\$ 748,65 Codificado	\$ 748,53 devengado	\$ 963,17 Costo real	\$ 214,64	\$ 920,00

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica

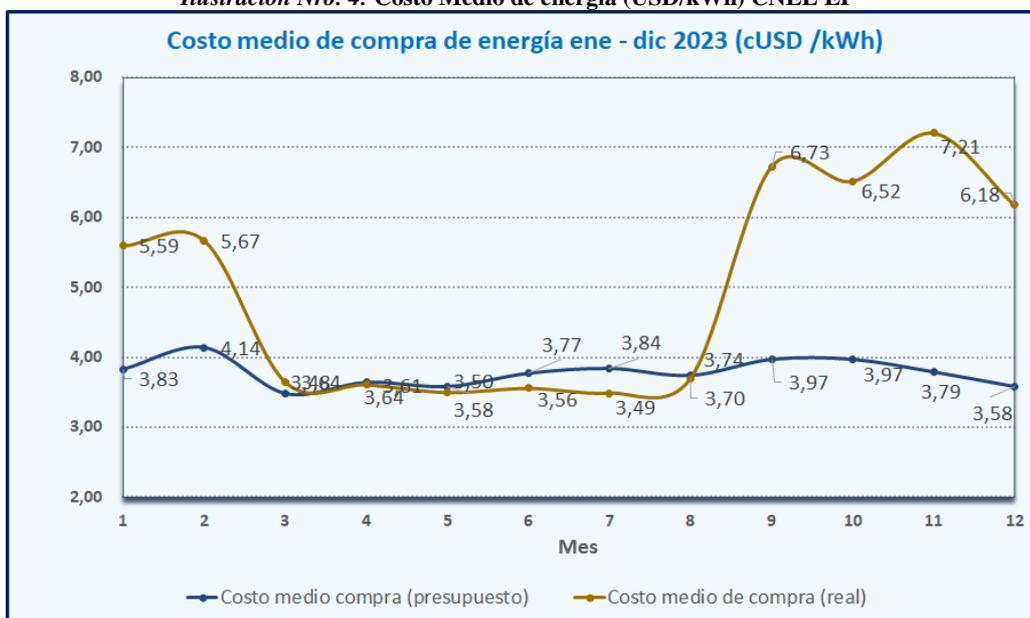
De acuerdo al Estudio de Costos 2023, el costo medio de compra de energía para el presupuesto 2023 corresponde a 3,57 ctvs USD/kWh; sin embargo, durante la ejecución del año 2023, el costo medio ascendió a 4,93 ctvs USD/kWh; lo que representa un incremento presupuestario de: USD 671,99 millones a USD 963,17 millones en el año 2023.

Para el año 2024, de acuerdo al presupuesto definitivo se tiene una proyección por compra de energía de USD 1.026,48 millones de dólares (La proyección 2024 sirve de referencia de la situación empresarial para el presente año y serán actualizados al cierre del período fiscal).

**Tabla Nro. 11: Costo medio de compra presupuestada 2023 Vs. Costo medio de compra real 2023**

Mes	Energía comprada (GWh)	Costo medio de compra real 2023 (ctvs USD/kWh)	Costo medio de compra de energía presupuestado 2023 (ctvs USD/kWh)	Compra de energía USD millones
ene-23	1.580,44	5,59	3,83	90,54
feb-23	1.441,52	5,67	4,14	83,15
mar-23	1.621,53	3,64	3,48	59,81
abr-23	1.590,54	3,61	3,64	57,88
may-23	1.705,47	3,50	3,58	60,57
jun-23	1.608,09	3,56	3,77	57,95
jul-23	1.631,32	3,49	3,84	57,9
ago-23	1.610,68	3,70	3,74	61,45
sep-23	1.586,21	6,73	3,97	108,14
oct-23	1.648,16	6,52	3,97	109,31
nov-23	1.555,51	7,21	3,79	113,37
dic-23	1.649,52	6,18	3,58	103,11
<b>TOTAL</b>	<b>19.229,00</b>	<b>4,93</b>	<b>3,57</b>	<b>963,17</b>

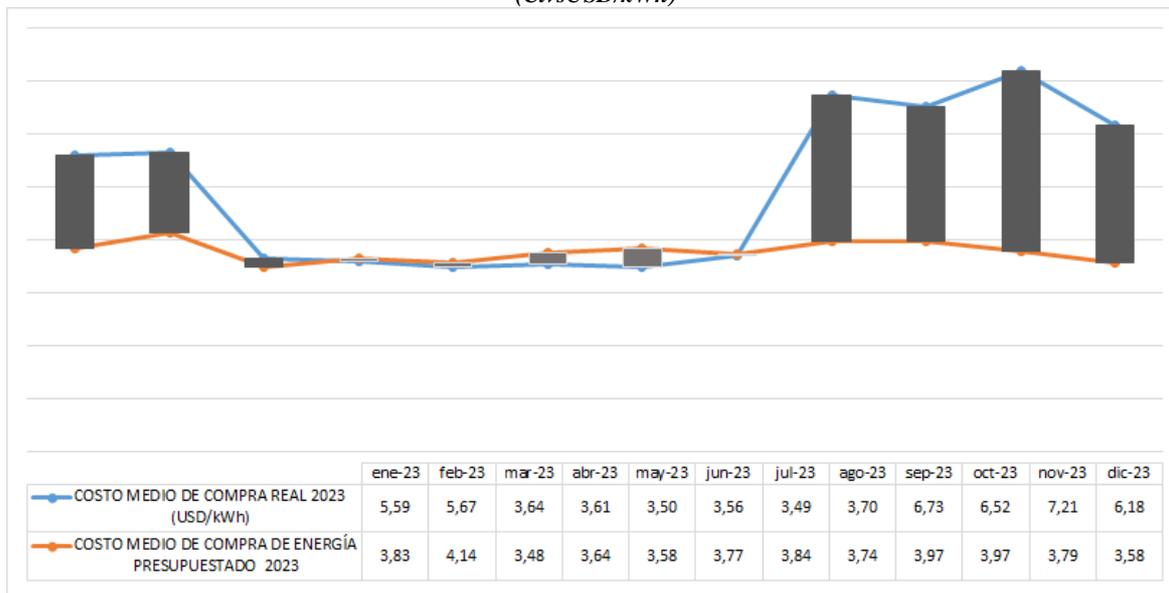
**Ilustración Nro. 4: Costo Medio de energía (USD/kWh) CNEL EP\***



(\*) Los valores en el gráfico son mensuales y varían según el mes, el valor anual es la suma de los USD/suma de la energía.

En la ilustración Nro. 5 se puede observar la fluctuación de la compra de energía de lo presupuestado 2023 con relación a los valores reales de compra y los desfases en los meses del año 2023 en centavos de dólar por kWh.

**Ilustración Nro. 5: Comparación del Costo Medio de la Compra de Energía presupuestado Vs. Año real 2023 (CtvsUSD/kWh)**



Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica

Entre las causas que han ocasionado el incremento del costo de la compra de energía, se encuentran las siguientes:

- En el estudio de costo 2023 no se consideró los escenarios de estiaje, importación de energía, fenómenos naturales (El Niño)
- La deficiencia de producción de la energía eléctrica de las termoeléctricas.
- Políticas para la operación optimizada de los embalses (falta de lluvias por estiaje)
- La variación de los precios de los combustibles para el sector eléctrico.
- Mantenimientos preventivos a las centrales térmicas e hídricas de generación.
- Los precios estimados para las transacciones de energía eléctrica con Colombia y con Perú.

### 1.6.8 Balance de energía<sup>7</sup>

El consumo de energía por parte de CNEL EP ha crecido en un 21% durante el año 2023, así como también, las pérdidas técnicas y No técnicas. En la tabla Nro. 12 se puede revisar el Balance de Energía con corte al mes de diciembre 2023 en MWh.

<sup>7</sup> Los conceptos de Pérdidas de Energía, así como de pérdidas técnicas y No técnicas se encuentran en el glosario, al final del documento.

**Tabla Nro. 12: Balance de Energía 2023**

Balance Energético (Año móvil)	2023
<b>Energía disponible sistema (MWh)</b>	<b>20.338.406,20</b>
(-) Facturación clientes regulados SPEE (MWh) + SAPG	15.358.458,28
(-) Facturación clientes no regulados (MWh)	1.104.142,20
(-) Energía entregada a terceros	549,94
<b>Pérdidas totales (MWh)</b>	<b>3.875.255,78</b>
<b>Pérdidas totales (%)</b>	<b>19,05%</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

Datos: diciembre 2023

A continuación, en la tabla Nro. 13 se detalla las pérdidas técnicas y No técnicas en USD y en MWh al cierre del 2023; así como también, en la tabla Nro. 14 las pérdidas en USD por Unidad de Negocio:

**Tabla Nro. 13: Pérdidas de Energía en USD y MWh**

Diciembre 2023				
		Pérdidas Técnicas	Pérdidas no Técnicas	Pérdidas totales
2023	USD	\$70.105.211,23	\$228.801.000,42	\$298.906.211,65
	MWh	1.422.536,16	2.452.719,62	3.875.255,78
	%	6,99%	12,06%	19,05%

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

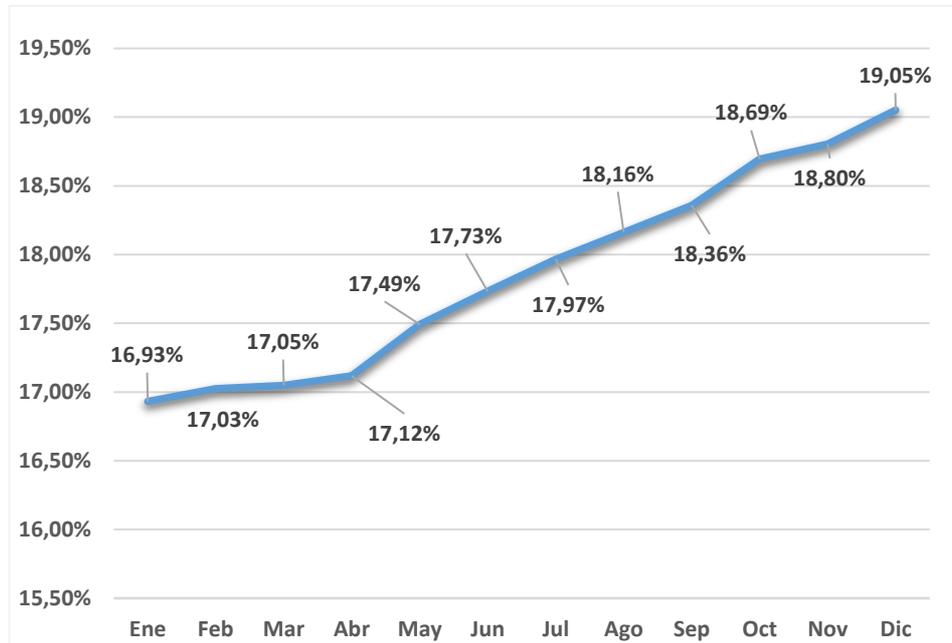
**Tabla Nro. 14: Pérdidas de Energía en USD – millones de dólares por Unidad de Negocio**

Unidad de Negocio	Costo Medio Pérdidas Técnicas	Costo Medio Pérdidas NO Técnicas	Costo Total Medio de Pérdidas
BOL	\$ 578.129,24	\$ 110.844,97	\$ 688.974,21
EOR	\$ 7.911.537,60	\$ 18.488.342,82	\$ 26.399.880,42
ESM	\$ 2.491.683,35	\$ 13.608.328,43	\$ 16.100.011,78
GYE	\$ 22.862.814,27	\$ 67.300.881,43	\$ 90.163.695,70
GLR	\$ 11.171.170,37	\$ 40.454.161,38	\$ 51.625.331,75
LRS	\$ 1.713.756,99	\$ 10.734.105,17	\$ 12.447.862,17
MAN	\$ 10.464.558,60	\$ 44.192.565,88	\$ 54.657.124,48
MLG	\$ 4.182.769,19	\$ 10.993.534,64	\$ 15.176.303,83
STE	\$ 3.446.392,34	\$ 14.375.004,38	\$ 17.821.396,72
STD	\$ 3.709.605,29	\$ 4.678.993,79	\$ 8.388.599,08
SUC	\$ 1.572.793,98	\$ 3.864.237,54	\$ 5.437.031,52
<b>CNEL EP</b>	<b>\$70.105.211,23</b>	<b>\$228.801.000,42</b>	<b>\$298.906.211,65</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

En la ilustración Nro. 6 se puede ver el crecimiento de las pérdidas y en la tabla Nro. 15, se encuentra el detalle de los porcentajes de pérdidas por Unidad de Negocio durante el año 2023.

*Ilustración Nro. 6: Evolución de Porcentaje de Pérdidas Año 2023*



*Tabla Nro. 15: Evolución de % Pérdidas Móvil Anual*

Año 2023												
UN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BOL	11,45%	11,41%	11,37%	11,44%	11,38%	11,56%	11,72%	11,86%	11,88%	11,87%	11,57%	11,57%
EOR	17,21%	17,43%	17,58%	17,43%	17,96%	18,18%	18,74%	18,83%	19,39%	19,98%	20,05%	20,72%
ESM	25,99%	26,07%	25,75%	26,22%	26,35%	26,54%	26,78%	27,04%	27,12%	27,42%	27,45%	27,47%
GYE	15,22%	15,24%	15,31%	15,37%	15,90%	16,31%	16,61%	16,77%	17,19%	17,53%	17,70%	17,85%
GRS	16,27%	16,23%	16,26%	16,30%	16,48%	16,64%	16,75%	17,05%	16,86%	17,50%	17,52%	17,73%
LRS	22,87%	23,19%	22,95%	23,55%	23,31%	23,29%	23,25%	23,23%	23,22%	23,19%	23,86%	24,24%
MAN	25,28%	25,45%	25,48%	25,46%	26,11%	26,39%	26,67%	26,93%	27,10%	27,45%	27,57%	27,57%
MLG	13,18%	13,29%	13,39%	13,29%	13,10%	13,15%	13,35%	13,52%	13,59%	13,63%	13,91%	14,41%
STE	17,49%	18,03%	17,86%	18,13%	18,75%	19,08%	19,31%	19,56%	19,57%	19,49%	19,11%	20,21%
STD	12,72%	12,64%	12,58%	12,63%	12,90%	12,65%	12,54%	12,76%	12,75%	12,76%	12,67%	12,67%
SUC	8,52%	8,62%	8,66%	8,77%	8,85%	8,88%	8,89%	8,94%	9,13%	9,25%	9,30%	9,09%
<b>%</b>	<b>16,93%</b>	<b>17,03%</b>	<b>17,05%</b>	<b>17,12%</b>	<b>17,49%</b>	<b>17,73%</b>	<b>17,97%</b>	<b>18,16%</b>	<b>18,36%</b>	<b>18,69%</b>	<b>18,80%</b>	<b>19,05%</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica – SISDAT

El incremento sostenido de las pérdidas se debe principalmente a los siguientes factores:

- Escasez de medidores electrónicos masivos para la atención oportuna de nuevos servicios y cambios de medidores.
- Crecimiento de la cartera y la falta de pago por parte de clientes residenciales, incide en la desconexión definitiva de servicios eléctricos con consumos reales, los cuales se vuelven inmediatamente en hurto de energía.
- Reconocimiento de nuevas zonas peligrosas en donde nuestro personal o personal contratista no puede acceder a realizar operativos de control y regularización.
- Alta rotación en los cargos jerárquicos de la CNEL EP, lo cual no ha permitido continuar con las iniciativas trazadas.
- Limitada asignación de recursos presupuestarios dificulta la inversión en reposición de redes que permitan disminuir las pérdidas de energía en los sistemas de distribución.

## **2. ANÁLISIS DE MERCADO**

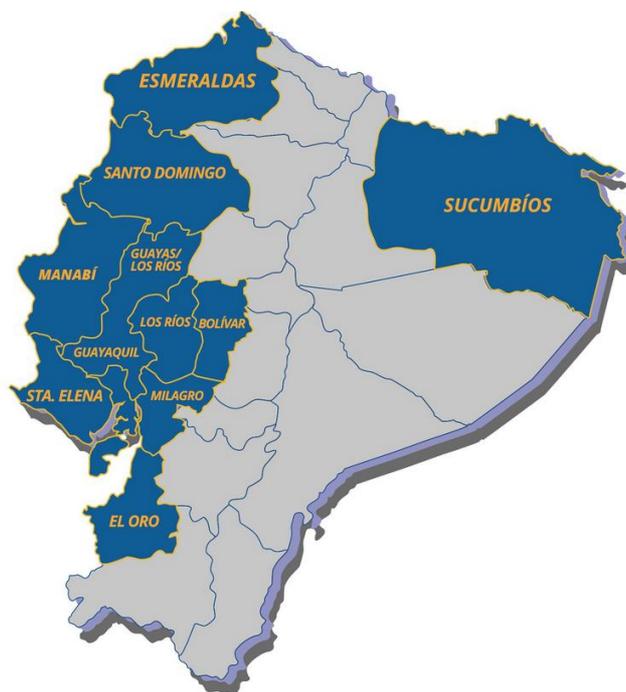
Para realizar el análisis del mercado, es importante tomar en consideración que el servicio público de energía eléctrica ha sido clasificado como sector estratégico por la Constitución de la República (Art. 313) por la importancia que reviste al ser un servicio básico, siendo el único operador dentro del área de servicio (monopolio natural).

CNEL EP brinda el servicio eléctrico de energía a los usuarios finales que mantienen vigente un contrato de suministro con la Empresa y se encuentran geográficamente ubicados dentro del área de prestación de servicios definida en el “Título Habilitante”, cuyas obligaciones económicas son dependientes de los niveles de demanda de potencia y energía mensual, el nivel de tensión asociado al punto de entrega, la tarifa aplicada (Residencial, Comercial, Industrial u Otros), los cargos tarifarios dispuestos por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables ARCERNR y los resultados de liquidación realizados en su proceso de facturación.

### **2.1 Área de Cobertura**

El área de prestación de servicio asignada a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, para brindar el servicio de energía eléctrica y alumbrado público general, abarca una superficie de 115.878 km<sup>2</sup>, equivalente al 45% de los 257.215 km<sup>2</sup> del área total nacional.

Ilustración Nro. 7: Área de Cobertura CNEL EP



Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica

## 2.2 Clientes

CNEL EP tiene 2.730.348 clientes en total, considerando a los regulados (# 2.730.257) y no regulados (# 91) y representan el 48% del total de clientes de las empresas eléctricas distribuidoras a nivel nacional. Los clientes están segmentados por: tipo de cliente; tipo de sector; grupo de consumo y nivel de voltaje al cierre del año 2023.

Tabla Nro. 16: Segmentación de Clientes 2023

Clientes		#	Facturación USD	Total Facturación USD por segmento
Segmentación por clientes	Regulados	2.730.257	\$1.329.541.260,07	\$1.334.320.225,17
	No Regulados	91	\$4.778.965,10	
Segmentación por tipo de Sector (Regulado)	Público	23.288	\$127.048.198,72	\$1.329.541.260,07
	No Público	2.706.969	\$1.202.493.061,35	
Grupo de Consumo (Regulado)	Residencial	2.475.711	\$572.492.897,58	\$1.329.541.260,07
	Comercial	211.412	\$296.646.266,38	
	Industrial	6.895	\$308.371.147,24	
	Otros	36.239	\$152.030.948,87	
Nivel de Voltaje (Regulado)*	Alta	148	\$195.574.318,46	\$1.329.541.260,07
	Media	21.003	\$737.516.280,70	
	Baja	2.709.106	\$396.450.660,91	

Fuente: Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación – SISDAT

(\*) El nivel de voltaje existe refacturaciones que no se contabilizan en este segmento que es de \$2.216.715,11

Total de facturación de clientes Regulados sin contar alumbrado público es \$ 1.329.541.260,07, con alumbrado público es de \$ 1.428.846.438,83

En la siguiente tabla se puede observar una descripción de la evolución de los clientes por tipo de sector y su consumo de energía en MWh y en USD desde el año 2020 al 2023.

**Tabla Nro. 17: Evolución de clientes por tipo de sector – consumo de energía y en millones de USD**

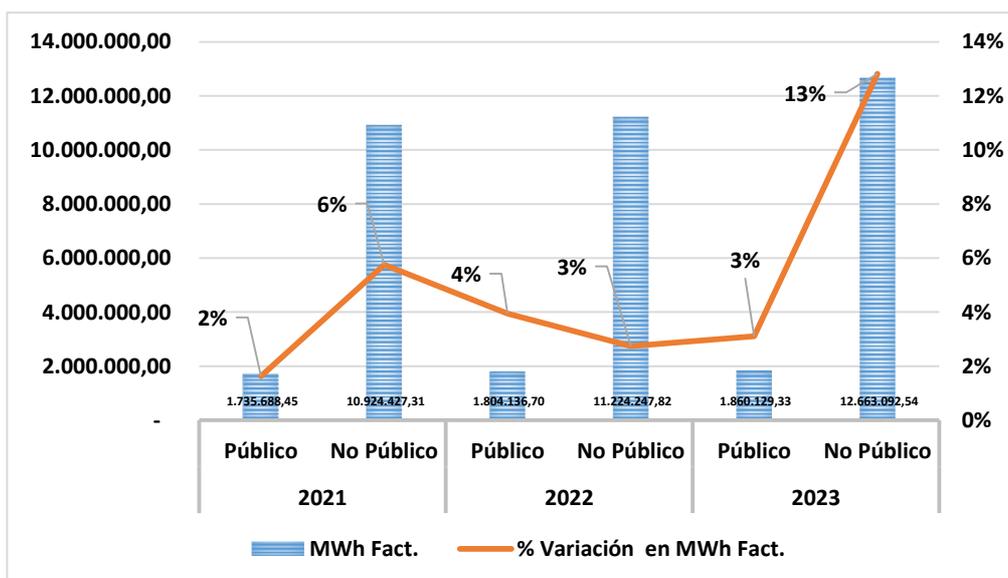
Segmentación por tipo de Sector - Consumo de energía en MWh y USD millones de dólares*					
Año	Sector	# Clientes	MWh Fact. Energía	USD Fact. Energía	% Variación en MWh Fact.
2020	Público	21.825,00	1.707.815,51	\$ 113.631.711,50	-
	No Público	2.608.000,00	10.330.229,57	\$ 971.220.900,82	-
	<b>Total</b>	<b>2.629.825,00</b>	<b>12.038.045,08</b>	<b>\$ 1.084.852.612,32</b>	-
2021	Público	21.741,00	1.735.688,45	\$ 116.220.001,72	1,63%
	No Público	2.659.790,00	10.924.427,31	\$ 1.027.677.809,74	5,75%
	<b>Total</b>	<b>2.681.531,00</b>	<b>12.660.115,76</b>	<b>\$ 1.143.897.811,46</b>	5,17%
2022	Público	22.227,00	1.804.136,70	\$ 121.306.193,10	3,94%
	No Público	2.671.889,00	11.224.247,82	\$ 1.061.093.622,24	2,74%
	<b>Total</b>	<b>2.694.116,00</b>	<b>13.028.384,52</b>	<b>\$ 1.182.399.815,34</b>	2,91%
2023	Público	23.288,00	1.860.129,33	\$ 127.048.198,72	3,10%
	No Público	2.706.969,00	12.663.092,54	\$ 1.202.493.061,35	12,82%
	<b>Total</b>	<b>2.730.257,00</b>	<b>14.523.221,87</b>	<b>\$ 1.329.541.260,07</b>	11,47%

Fuente: Gerencia Comercial

(\*) Valores calculados sin alumbrado público

Como se puede observar en la tabla Nro. 17, con relación al consumo de energía del **sector público**, en el que se hace el análisis, este ha aumentado de un año a otro en mayor o menor proporción, pero con una tendencia alta, como ha sido el aumento del 2% entre 2020 al 2021; 4% entre el año 2021 y 2022; y en este último período comprendido entre el año 2022 y 2023 el aumento ha sido del 3% en el consumo de energía.

**Ilustración Nro. 8: Consumo de energía en MWh y USD por tipo de clientes**



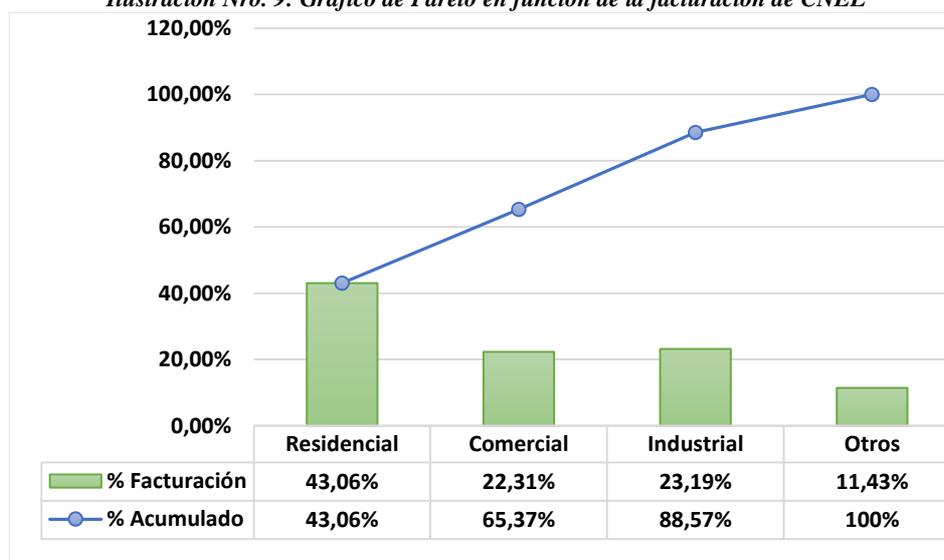
De acuerdo con el principio de Pareto, los clientes comerciales e industriales, representan el 8% del total de los clientes; sin embargo, son una parte significativa en la Corporación, al cierre del año 2023, constituyó USD 605,02 millones que representa el 45% del total de la facturación. Esta distribución, donde un grupo minoritario de clientes, genera la mayor parte de los ingresos, resalta la importancia estratégica de estos clientes para la Corporación.

**Tabla Nro. 18: Análisis del principio de Pareto sobre la Facturación de Clientes Regulados.**

2023					
Grupo de Consumo (Regulado)	# Clientes	% Participación clientes	Facturación de Energía USD *	% Facturación	% Acumulado
Residencial	2.475.711	90,68%	\$572.492.897,58	43,06%	43,06%
Comercial	211.412	7,74%	\$296.646.266,38	22,31%	65,37%
Industrial	6.895	0,25%	\$308.371.147,24	23,19%	88,57%
Otros	36.239	1,33%	\$152.030.948,87	11,43%	100,00%
<b>Total</b>	<b>2.730.257</b>	<b>100%</b>	<b>\$1.329.541.260,07</b>	<b>100,00%</b>	

(\*) El valor de \$1.329.541.260,07 es sin SAPG (servicio de alumbrado público)

**Ilustración Nro. 9: Gráfico de Pareto en función de la facturación de CNEL**



### 2.2.1 Proyección de Clientes

En el 2024, se prevé un crecimiento del 1,64% de los clientes regulados; se debe tener en cuenta que los nuevos medidores también servirán para dar atención a las novedades reportadas en campo, como por ejemplo los usuarios que ya son clientes existentes y que requieren un cambio de medidor por mantenimiento. No se tiene una proyección para los clientes No regulados para el año 2024 porque depende netamente del cliente que solicite el cambio de regulado a No regulado.

*Tabla Nro. 19: Proyección de Clientes 2024*

Resumen para Análisis de Mercado		2023	2024*	2023 vs. 2024
Segmentación por clientes	Regulados	2.730.257	2.775.131	1,64%
	No Regulados	91	82	-9,89%
Segmentación por tipo de Sector	Público	23.288	23.671	1,64%
	No Público	2.706.969	2.751.461	1,64%
Grupo de Consumo (Regulado)	Residencial	2.475.711	2.516.402	1,64%
	Comercial	211.412	214.887	1,64%
	Industrial	6.895	7.008	1,64%
	Otros	36.239	36.835	1,64%
Nivel de Voltaje (Regulado)	Alta	148	150	1,35%
	Media	21.003	21.348	1,64%
	Baja	2.709.106	2.753.633	1,64%

Fuente: Gerencia Comercial – Dirección de Catastro y Facturación

(\*) Proyección estimada 2024 – No se tiene estimado un aumento de clientes No regulados.

### 2.2.2 Clientes con subsidios

Con relación a los subsidios que CNEL EP concede a sus clientes (residenciales) de acuerdo a la Resolución Nro. ARCERNNR-027/2023; ya sea por la tarifa de discapacidad, 3era edad, de la dignidad o PEC. El número de subsidios aplicados es de 1.234.205; que no necesariamente significa el número total de clientes beneficiados por un subsidio; por cuanto, un abonado puede beneficiarse con más de uno; a excepción de los subsidios de tarifa de 3ra edad y tarifa de discapacidad que no pueden aplicarse simultáneamente.

A continuación, se detalla en la tabla Nro. 20 el número de subsidios y el porcentaje que representa en cada Unidad de Negocio:

*Tabla Nro. 20: # de subsidios por Unidades de Negocio – CNEL EP*

Unidad de Negocio	# de Subsidios con T. Dignidad	# de Subsidios con 3era. Edad	# de Subsidios con T. Discap.	# de Subsidios T. PEC	# de Subsidios Aplicados	% Tarifa Dignidad	% Tarifa 3era Edad	% Tarifa Discap.	% Tarifa PEC
BOLIVAR	24.214	7.475	1.633	3.272	<b>36.594</b>	3,80%	3,84%	2,47%	0,97%
EL ORO	81.488	13.435	4.769	26.181	<b>125.873</b>	12,79%	6,89%	7,21%	7,79%
ESMERALDAS	38.908	10.293	2.627	16.721	<b>68.549</b>	6,11%	5,28%	3,97%	4,97%
GUAYAQUIL	80.201	63.310	19.022	91.488	<b>254.021</b>	12,59%	32,48%	28,78%	27,22%
GUAYAS LOS RÍOS	52.174	35.277	10.995	53.722	<b>152.168</b>	8,19%	18,10%	16,63%	15,98%
LOS RÍOS	54.429	4.635	3.310	21.748	<b>84.122</b>	8,54%	2,38%	5,01%	6,47%
MANABÍ	101.461	26.175	12.631	38.760	<b>179.027</b>	15,93%	13,43%	19,11%	11,53%
MILAGRO	41.890	7.486	3.122	22.049	<b>74.547</b>	6,58%	3,84%	4,72%	6,56%
SANTA ELENA	30.472	9.663	2.543	21.033	<b>63.711</b>	4,78%	4,96%	3,85%	6,26%
SANTO DOMINGO	103.008	12.167	2.946	31.305	<b>149.426</b>	16,17%	6,24%	4,46%	9,31%
SUCUMBÍOS	28.849	4.981	2.507	9.830	<b>46.167</b>	4,53%	2,56%	3,79%	2,92%
<b>TOTAL</b>	<b>637.094</b>	<b>194.897</b>	<b>66.105</b>	<b>336.109</b>	<b>1.234.205</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Fuente:** Gerencia Comercial/Dirección de Catastro y Facturación  
Datos a diciembre/2023

Se tiene 637.094 subsidios con *tarifa de la dignidad*, estos solo cancelan el 50% del valor del kilovatio hora para consumos de 1 a 110 kWh (sierra) y de 1 a 130 kWh (demás regiones), cada cliente recibe un beneficio promedio mensual de USD 1,88, siendo la Unidad de Negocio Santo Domingo la que posee la mayor cantidad de clientes con este beneficio con el 16,17%.

Con relación a la *tarifa de 3era. Edad*, se tiene 194.897 subsidios, estos abonados, pagan el 50% del valor del kilovatio hora, que representa un beneficio promedio mensual de USD 5,03 por cliente; siendo la Unidad de Negocio Guayaquil la que más subsidiados tiene con el 32%.

Con base en las políticas de inclusión social, la Corporación tiene 66.105 subsidios registrados con *tarifa de discapacidad*, beneficiando hasta un 50% de su consumo mensual; equivalente a un promedio mensual de USD 15,81 por cliente. La Unidad de Negocio que más subsidios tiene en esta tarifa de discapacidad es la Unidad de Negocio Guayaquil con el 28,78%.

Existen 336.109 *subsidios con tarifa PEC*, esto es un incentivo monetario otorgado por el Gobierno Nacional a los clientes beneficiados por el Programa de Cocción Eficiente PEC, es hasta un máximo de 100 kWh de consumo incremental, el cual genera un ahorro en promedio mensual de USD 4,53 por cliente. La Unidad de Negocio Guayaquil es la que más cuenta con este subsidio con el 27,22%, seguido por las Unidades de Negocio Guayas Los Ríos y Manabí con el 15,98% y 11,53% respectivamente.

### 2.2.3 Poder de negociación con los clientes

Ilustración Nro. 10: Las 5 fuerzas de Porter



#### ***2.2.3.1. Poder de negociación de los proveedores – Medio.***

Los proveedores pueden ejercer su poder de negociación en determinado sector, con la amenaza de elevar sus precios o reducir la calidad de sus productos o servicios. El principal obstáculo en este caso será la disminución de las fuentes de generación de energía eléctrica, en especial, de las hidroeléctricas por temas de disminución de niveles de agua en las represas. Se podrá obtener energía de las fuentes térmicas, pero el costo aumentará significativamente.

#### ***2.2.3.2 Poder de negociación de los clientes/consumidores – Bajo.***

Los clientes pueden ejercer su poder de negociación en determinado sector, con la presión para bajar los precios o exigir mayor calidad de sus productos o servicios. Para el sector de energía eléctrica, la demanda tiende a ser inelástica, ya que los usuarios necesitan de este servicio, tanto para las residencias como para las empresas. Actualmente el poder de negociación de los clientes es bajo, ya que tienen que aceptar los precios dados por las autoridades encargadas de fijar los precios de la energía eléctrica y la calidad del servicio que la única empresa en el sector les puede dar. Con el cambio de normativa, pudiera aumentar este poder de negociación de los clientes en la medida que haya otras alternativas que puedan escoger.

#### ***2.2.3.3. Amenaza de entrada de nuevos competidores – Baja.***

Esta fuerza hace referencia a las variables que utilizan los competidores existentes para competir en un determinado sector. Actualmente, no hay rivalidad porque CNEL es la única empresa que presta el servicio de distribución de energía eléctrica en los diferentes sectores asignados a su actividad. Con el cambio de normativa de la Ley Orgánica de Competitividad Energética LOCE al Reglamento de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica RLOSPEE en sus artículos 116 y 164, pudiera darse una liberalización de todo el sector eléctrico, con lo cual pudieran ingresar competidores privados y, en ese caso, cambiaría la perspectiva de esta fuera competitiva.

#### ***2.2.3.4 Amenaza de ingreso de productos sustitutos – Media.***

En el sector energético, los productos sustitutos como fuentes de energía renovable están ganando terreno. Sin embargo, la dependencia continua de la energía convencional puede mantener esta amenaza en un nivel medio.

#### ***2.2.3.5. Rivalidad entre competidores – Bajo.***

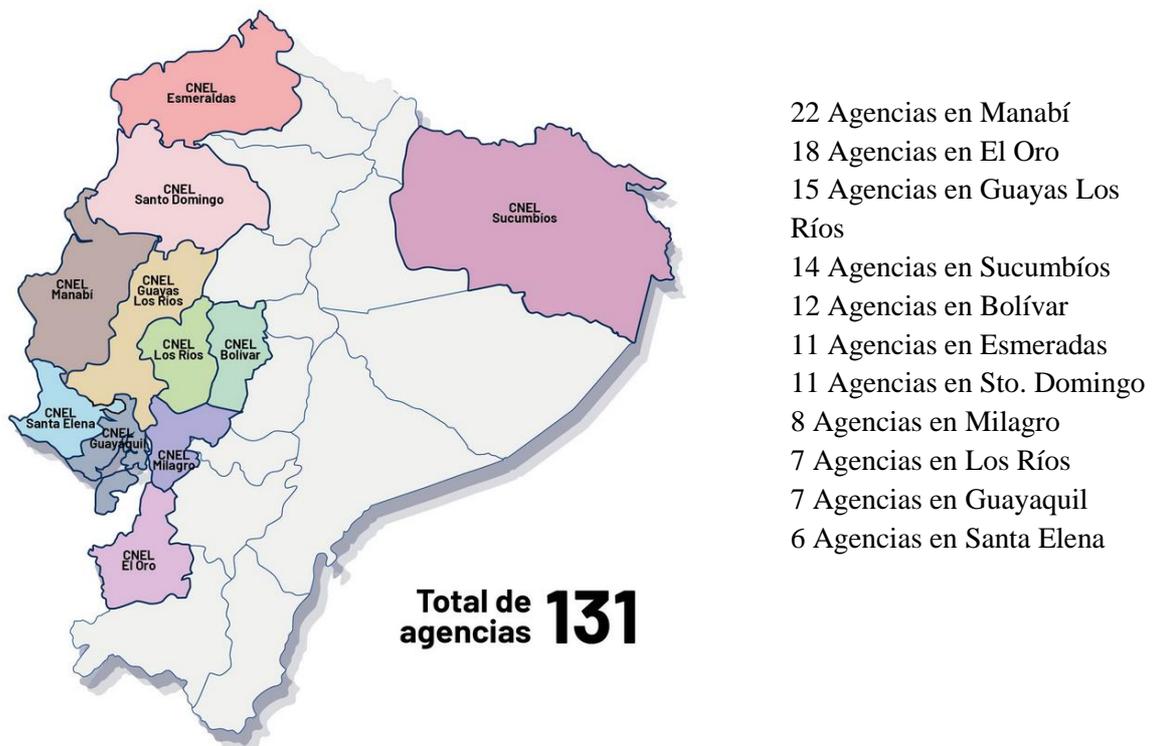
Esta fuerza hace referencia a las variables que utilizan los competidores existentes para competir en un determinado sector. Actualmente, no hay rivalidad porque CNEL es la única empresa que presta el servicio de distribución de energía eléctrica en los diferentes sectores asignados a su actividad.

Con el cambio de normativa, pudiera darse una liberalización de todo el sector eléctrico, con lo cual pudieran ingresar competidores privados y, en ese caso, cambiaría la perspectiva de esta fuerza competitiva.

### 2.3 Canales de Comunicación

Para la atención de nuestros clientes, CNEL EP cuenta actualmente con una red de 131 agencias localizadas en varias provincias; las mismas atienden requerimientos como: solicitudes, consultas o reclamos referentes al servicio de energía eléctrica, tal como se detalla en la ilustración Nro. 11.

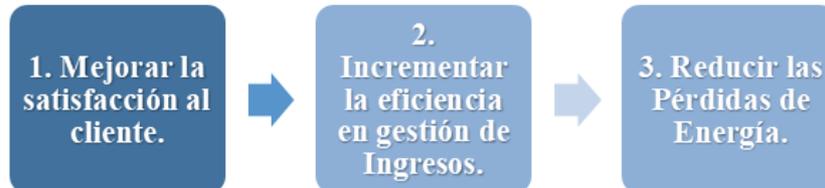
*Ilustración Nro. 11: Agencias de Servicio al Cliente a Nivel Nacional*



### 3. PLAN COMERCIAL

#### 3.1 Objetivos del Plan Comercial

*Ilustración Nro. 12: Objetivos del Plan Comercial*



Los siguientes objetivos operativos del área comercial se alinean a la planificación estratégica para la consecución de sus objetivos estratégicos. A continuación, se detalla las acciones estratégicas a implementar para cumplir con las metas establecidas.

#### 3.2 Acciones Estratégicas a Implementar en el 2024

*Tabla Nro. 21: Acciones Estratégicas del Plan Comercial 2024*

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
<b>Mejorar la satisfacción al servicio al cliente:</b>		
<p><b>1. Oficinas Móviles:</b> Se adquirirá 11 oficinas móviles.</p> <p>El financiamiento del proyecto será analizado para el último trimestre 2024 siempre y cuando se motive bajo una certificación futura. Es un proyecto planificado en los últimos meses del 2024 pero cuyo beneficio se verá reflejado en el 2025.</p>	<p>Evitar el gasto que implica la construcción de una nueva agencia en puntos que muy probablemente tendría una mínima afluencia en relación a gastos, de activos, personal, seguridad.</p> <p>Evitar la movilización de usuarios a quienes les resulte lejano o complicado llegar hasta una agencia, esto les generaría un ahorro de aproximadamente \$5'805.181 en tiempo de espera en agencias, tiempo de traslado y gastos por movilización en bus. Sin embargo se espera revisarlo en la segunda priorización de proyectos de inversión, ya que en la primera priorización el área comercial se enfocará en proyectos de reducción de pérdidas.</p>	\$1.690.359
<p><b>2. Centro de Contacto Corporativo:</b> Se espera revisar para su publicación en el segundo semestre del año 2024.</p>	<p>Facilidad de contacto entre la empresa y el usuario, mide tiempo de la espera y calidad de atención al servicio. El proyecto contempla la externalización del servicio de atención de llamadas a través del canal 1800 CNELEP (1800 263537) con la capacidad de operadores óptima para lograr cumplir con los indicadores Nivel de atención en 99% y Nivel de servicio 90/20, es decir, atender el 90% de las llamadas antes de los 20 segundos y por ende disminuir el porcentaje de abandono de llamadas a máximo el 1%.</p>	\$846.690,63

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
<b>3. Instalación de Equipos de Medición:</b> 375.000 medidores Radio Frecuencia (RF)	Retorno de la Inversión \$ 5.062.500 una vez instalados todos los medidores. Durante el año 2024 se gestionará el plan de instalaciones de medidores en la Corporación (En este plan no se incluye la UN Gye). El análisis financiero se realizó tomando consideraciones o supuestos como los costos de operación y mantenimiento e ingresos como la disminución de energía no facturada (mayor facturación), así como Ahorro en costos por disminución de servicios.	\$6.402.726,20
<b>4. Ampliación del servicio prepago para medidores/equipos de medición prepago.</b>	Se adquirieron 20.000 medidores. Se cuenta con la red Activa de Western Union, se espera gestionar con las entidades financieras para este servicio para el año 2024.	\$4.494.400,00
<b>Subtotal</b>		<b>\$13.442.175,80</b>
<b>Incrementar la eficiencia en gestión de Ingresos</b>		
<b>5. Cobranza Persuasiva:</b> Se iniciará el proceso de contratación de la zona 2 y 3 durante el primer y segundo cuatrimestre 2024, respectivamente. El detalle de las zonas se detalla al pie del documento.	El beneficio de este servicio, es generar un proceso de comunicación más eficiente con los consumidores vencidos desde un mes, a través de mensajes SMS, correo electrónico, IVR (Interactive Voice Response), Whatsapp y llamadas telefónicas personalizadas, generando un modelo de seguimiento al pago hasta conseguir el resultado que sería la cancelación total del servicio o generar un convenio de pago, con la finalidad de recuperar la cartera vencida e incrementar la cultura de pago de los clientes. (Zona 1 <sup>8</sup> \$ 546.978,72, Zona 2 <sup>9</sup> \$ 797.566,99, Zona 3 <sup>10</sup> \$ 651.121,63).	\$1.995.667,34
<b>6. Convenios con Entidades Públicas con Deuda Vencida:</b> Para este año 2024 se volverá a insistir para efectuar el cruce de cuentas con la intervención del Ministerio de Energía y Minas (MEM).		
<b>7. Fortalecimiento Áreas de Coactiva:</b> Se realizará a revisión del modelo de gestión de coactiva y se solicitará la revisión de las funciones en el Estatuto Orgánico ya que actualmente se encuentra asignado a 3 áreas.		
<b>Subtotal</b>		<b>\$1.995.667,34</b>
<b>Reducir las Pérdidas de Energía:</b>		
<b>8. Telemetría clientes especiales</b>	Optimizar el gasto en \$ 320.000. Mejorar el control de 8.280 clientes especiales, que representa el 20,38% de la facturación. Incrementar la energía facturada en 2.463,03 MWh.	\$1.930.628,96

<sup>8</sup> Zona 1: STD - SUC - ESM - MAN - BOL

<sup>9</sup> Zona 2: GYE - STE

<sup>10</sup> Zona 3: EOR - GLR - LRS - MLG

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
<b>9. Controladores circuito/Balance Energético:</b> son dispositivos que monitorean y controlan la corriente eléctrica en los circuitos de una red eléctrica.	Proyectos de balance energético en las UN Gye, EOR, ESM, MLG, STD, MAN y LRS, con los cuales se pretende reducir el indicador de % de pérdidas. Se estima dejar operativos 22.634 controladores.	\$6.351.960,22
<b>10. Laboratorios de Medidores:</b> Pago final del segundo contrato Corporativo de adquisición de mesas de contratación, UN GYE, MAN y STE.	Laboratorios de medidores en las UN GYE, MAN y STE. (Proyectos: <i>Gye-Adquisición de mesas universales de contrastación para medidores de energía eléctrica; MAN-construcción del nuevo laboratorio de medidores; STE-modernización de mesa de contrastación e implementos de laboratorio de medidores</i> ).	\$ 484.541,83 (Compromiso presupuestario GYE-STE y MAN)
<b>11. Adquisición y reemplazo de medidores convencionales masivos</b>	Mejorar la calidad del producto mediante la puesta de servicio de equipos de medición con tecnología inteligente (AMI) en clientes masivos en varias Unidades de Negocio por un total de 24.714 medidores, lo que permitirá incrementar a un 10% de cobertura AMI sobre el total de clientes de la corporación. Las Unidades de Negocio que impulsarán esta tecnología en el presente año son GYE (12.550), GLR (10.136), MAN (1.438) y STE (590).	\$4.504.443,79
<b>12. Medición de AMI masivos</b>	Mejorar la calidad del producto mediante la puesta de servicio de equipos de medición con tecnología inteligente (AMI) en clientes masivos en varias Unidades de Negocio por un total de 24.714 medidores, lo que permitirá incrementar a un 10% de cobertura AMI sobre el total de clientes de la corporación. Las Unidades de Negocio que impulsarán esta tecnología en el presente año son GYE (#12.550), GLR (#10.136), MAN (#1.438) y STE (#590).	\$7.312.246,69
<b>13. Reemplazo de redes desnudas por preensambladas</b>	Modernización de acometidas y medidores para control de pérdidas. De acuerdo al Plan de Inversiones, las Unidades de Negocio que realizarán proyectos de este tipo son Esmeraldas, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos.	\$2.014.530,19
<b>Subtotal</b>		<b>\$17.452.373,33</b>
<b>Total en USD de acciones estratégicas</b>		<b>\$38.028.194,85</b>

Fuente: Gerencia Comercial

### 3.3 Indicadores y Metas del Plan Comercial 2024

Tabla Nro. 22: Indicadores y metas - Plan Comercial 2024

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Und	Línea Base 2023	Meta 2024
OE1. Mejorar la respuesta eficiente, satisfactoria y oportuna de los servicios entregados a los clientes.	1. Mejorar la satisfacción al cliente	1. Índice de satisfacción al cliente*	$\frac{Cs^{11}}{Ce^{12}} \times 100$	%	35,68%	90%
		2. Porcentaje de Atención de Nuevos Suministros (ANS) (Regulación 002/20)	$\frac{\text{No. Nuevos suministros atendidos dentro del plazo máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros durante el mes}} \times 100$	%	92,19%	95%
		3. Porcentaje de Conexión a Nuevos Suministros (CNS) (Regulación 002/20)	$\frac{\text{No. Nuevos suministros conectados en BV}^{13} \text{ dentro de los plazos máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros en BV durante el mes}} \times 100$	%	96,86%	95%
OE2. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad del servicio	2. Incrementar la eficiencia en gestión de ingresos	4. Porcentaje de Recaudación Total	$\frac{\text{Recaudación Total}}{\text{Facturación Total}} \times 100$	%	97,64%	98,18%
		5. Porcentaje de Cartera vencida	$\frac{\text{Cartera Vencida acumulada}}{\text{Facturación Total anual}} \times 100$	%	35,60%	32,30%
		6. Porcentaje de Recuperación de Cartera (Corte 2023 USD 566 millones)	$\frac{\text{Recuperación de cartera vencida acumulada al cierre 2023}}{\text{Cartera vencida acumulada al cierre 2023}} \times 100$	%	3,51%	3,85%
		7. Recuperación de Cartera en USD (Corte 2023 USD 566 millones)	Recuperación de cartera vencida acumulada al cierre 2023 en USD	Millones de USD	\$ 19,85	\$ 21,79

<sup>11</sup> Número de consumidores, de todos los encuestados, satisfechos por el servicio prestado por la distribuidora.

<sup>12</sup> Número de consumidores encuestados

<sup>13</sup> Bajo Voltaje

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Und	Línea Base 2023	Meta 2024
OE4. Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de la red de distribución eléctrica y alumbrado público	3. Reducir las pérdidas de energía	8. Porcentaje de Pérdidas de Energía	$\frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía disponible}} \times 100$	%	19,05%	13,38%

Fuente: Gerencia Comercial

### 3.4 Presupuesto del Plan Comercial

Para este año 2024, de acuerdo con las necesidades y requerimientos de las 11 Unidades de Negocio, se tenía como asignación inicial del presupuesto para los servicios comerciales, un valor de USD 84,32 millones; sin embargo, debido a la optimización de recursos por disposición del MEF este monto disminuye por un valor de USD 1,22 millones en la gestión comercial, lo cual afecta directamente a la contratación de los servicios comerciales, su supervisión y la adquisición de bienes, lo que ocasiona que las Unidades de Negocio deban priorizar necesidades, afectando los alcances de los procesos de contratación para poder ajustar los presupuestos asignados. En ese sentido, el presupuesto codificado optimizado asciende a USD 82,99 millones y distribuidos por partida de la siguiente manera, previo a la aprobación del Directorio:

Tabla Nro. 23: Presupuesto – Plan Comercial 2024

Partida Presupuestaria	Presupuesto Codificado
Actualización de geocódigos	\$ 32.514,23
Arrendamiento de Maquinaria	\$ 54.145,44
Asesorías Especializadas	\$ 338.272,43
Corte y Reconexión	\$ 17.410.346,90
Entrega de avisos	\$ 962.312,01
Honorarios, comisiones y dietas por servicios ocasionales	\$ 18.792,51
Inspecciones	\$ 13.391.663,55
Lectofacturación	\$ 2.419.972,03
Mantenimiento de Acometidas y medidores	\$ 15.360.088,96
Materiales Eléctricos – COM	\$ 21.627.533,58
Promoción y Publicidad	\$ 17.526,26
Recuperación de cartera	\$ 1.213.012,87
Telemetría	\$ 1.182.158,23
Toma de lectura	\$ 8.961.352,52
<b>Total general</b>	<b>\$ 82.989.691,52</b>

Fuente: Gerencia Comercial

- Gasto para servicios comerciales de campo<sup>14</sup>: corresponde aproximadamente al 73% del presupuesto total.
- Gasto para materiales eléctricos<sup>15</sup>: corresponde al 25% del presupuesto total.
- Gastos de apoyo correspondiente a las partidas como entrega de avisos, asesorías especializadas, promoción y publicidad, software: corresponde aproximadamente al 2%.

---

<sup>14</sup> Los gastos para servicios comerciales de campo son: Inspecciones, toma de lectura, impresiones de factura, entrega, corte y reconexiones.

<sup>15</sup> Los gastos para materiales eléctricos: elementos del kit de acometidas, sellos de seguridad, conectores, conductores, entre otros.

**Tabla Nro. 24: Proyección de Devengo por partidas del área Comercial (Proyección 2024)**

ÁREA	NOMBRE DE PARTIDA	CODIFICADO (USD)	TOTAL DEVENGADO (USD)
CONTROL DE ENERGÍA	Asesorías Especializadas	11.400,00	11.400,00
CONTROL DE ENERGÍA	Inspecciones	9.789.361,29	8.810.425,14
CONTROL DE ENERGÍA	Materiales Eléctricos - COM	1.230.175,29	1.116.563,73
CONTROL DE ENERGÍA	Telemetría	128.457,00	128.457,01
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Corte y Reconexión	258.608,55	234.063,73
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Inspecciones	832.945,38	751.439,79
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Lectofacturación	2.162.000,77	1.988.368,16
FACTURACIÓN Y CATASTRO	Toma de lectura	9.228.331,24	8.226.197,60
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Asesorías Especializadas	22.533,29	20.279,96
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Corte y Reconexión	16.895.065,50	14.897.575,00
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Promoción y Publicidad	15.750,00	15.750,00
RECAUDACIÓN Y CARTERA	Recuperación de cartera	1.065.845,74	959.261,16
SERVICIO AL CLIENTE	Arrendamiento de Maquinaria (Alquiler grúa UN EOR)	54.145,44	54.145,41
SERVICIO AL CLIENTE	Asesorías Especializadas	193.095,66	191.904,60
SERVICIO AL CLIENTE	Entrega de avisos	962.312,05	962.312,01
SERVICIO AL CLIENTE	Inspecciones	2.261.256,79	2.085.098,60
SERVICIO AL CLIENTE	Mantenimiento de Acometidas y medidores	15.361.676,39	14.054.266,32
SERVICIO AL CLIENTE	Materiales Eléctricos - COM	22.824.320,71	20.361.558,03
SERVICIO AL CLIENTE	Medición y evaluación de servicios de electricidad	58.000,00	58.000,00
SERVICIO AL CLIENTE	Telemetría	967.864,27	967.864,37
<b>Total general</b>		<b>84.323.145,36</b>	<b>75.894.930,62</b>
<b>Total Devengado al cierre del año 2024</b>			<b>90%</b>

Fuente: Gerencia Comercial

### 3.5 Proyecciones 2024

A continuación, las principales proyecciones previstas para el 2024:

Tabla Nro. 25: Proyecciones 2024 en GWh y en USD (en millones de dólares)

Proyección	2023*	2024**	Variación
Clientes	2.730.520	2.775.131	1,64%
Demanda de Energía GWh	20.337	21.760	7,00%
Facturación de Energía GWh	15.357	16.608	8,15%
Facturación de Energía USD (Clientes Regulados + alumbrado público)	\$1.428,70	\$1.594,49	11,60%
Facturación de Clientes No Regulados GWh	1.102,29	1.186	7,59%
Facturación de Clientes No Regulados USD	\$4,79	\$6,35	32,57%
Recaudación USD (Clientes Regulados + alumbrado público)	\$1.391,59	\$1.749,79	25,74%
Compra de energía en GWh	19.389,16	20.541,96	5,95%
Compra de energía en USD	\$963,17	\$1026,48	6,57%
Precio Medio de Venta	\$0,0930	\$0,0960	3,20%
Costo Medio de Compra	\$0,0494	\$0,0448	-9,33%

Fuente: Gerencia Comercial/Gerencia de Planificación

(\*) Datos al cierre 2023

(\*\*) Proyecciones que podrían variar en el presente año.

## 4. PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

### 4.1 Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento

Ilustración Nro. 13: Objetivos del Plan de Operación y Mantenimiento



Fuente: Gerencia de Distribución

### 4.2 Acciones Estratégicas a Implementar en el 2024

Tabla Nro. 26: Acciones Estratégicas a implementar – Plan de Operación y mantenimiento 2024

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
<b>Mejorar la calidad del Servicio Técnico</b>		
<b>1. Instalación de equipos de protección:</b> 171 Reconectores monofásicos y 45 identificadores/detectores de falla.	Mejorar la confiabilidad del sistema, ya que estos equipos ayudan a detectar y aislar fallas en el sistema eléctrico de manera rápida y precisa a fin de reducir el tiempo de interrupción del servicio.	\$1.890.000,00
<b>2. Adquisición de equipos de protección:</b> Equipos de protección para Unidades de Negocio para 100 alimentadores con más fallas.	Mejorar la confiabilidad y seguridad del suministro eléctrico, reduce los tiempos de interrupción, protege los equipos y la red y contribuye a un entorno eléctrico más seguro.	\$ 1.500.000,00

Acción Estratégica	Beneficio	Inversión
<b>3. Adquisición de RTU</b> para uso de Subestación Finaliza en el tercer trimestre de 2024. 62 RTU en 62 subestaciones.	RTU (Remote Terminal Units) permiten monitorear de forma remota y en tiempo real el estado de los equipos y parámetros eléctricos de una subestación, adicional del control remoto de dispositivos dentro de la subestación. Puede detectar anomalías en el sistema eléctrico y enviar alertas inmediatas a los operadores.	\$ 1.460.000,00
<b>Subtotal</b>		<b>\$4.850.000,00</b>
<b>Mejorar la Calidad del Producto</b>		
<b>4. Instalación de equipos reguladores y banco de capacitores.</b> En el presente año se instalarán 140 capacitores. Con respecto a los reguladores de voltaje, se estima la adquisición de 135 reguladores de los cuales 84 reguladores se instalarán en las Unidades de Negocio durante el 2024, dejando un total de 51 reguladores monofásicos para instalar durante el siguiente año (2025).	Mantener un nivel constante de voltaje en la red eléctrica a fin de garantizar que los equipos y dispositivos conectados funciones de manera adecuada y eficiente. Los reguladores ajustan automáticamente el voltaje en respuesta a cambios en la carga o en las condiciones de la red, manteniéndola dentro de los límites aceptables. Los bancos de capacitores permiten ajustar el factor de potencia para cumplimiento del límite 0,96 establecido por regulación, adicionalmente, como efecto de la compensación mejoran las condiciones de bajo voltaje en el sistema eléctrico.	\$ 6.875.000,00
<b>5. Adquisición de reguladores de voltaje para alimentadores de distribución.</b> Finaliza en agosto 2024. (Se instalará 135 reguladores de medio voltaje para el segundo cuatrimestre 2024 en 8 Unidades de Negocio las cuales presentan problemas a nivel de voltaje). Se iniciará la adquisición de 166 bancos de capacitores adicionales para continuar con el plan de compensación de reactivos y que se instalarán en el 2025.	Mantener un voltaje estable, reducir pérdidas de energía, mejorar el factor de potencia, proteger equipos y clientes, reducir interrupciones de servicio, optimiza la distribución de energía y cumplir con normativa y estándares de calidad de energía.	\$ 6.500.000,00
<b>Subtotal</b>		<b>\$13.375.000,00</b>
<b>Total</b>		<b>\$18.225.000,00</b>
<b>Fortalecer la planificación del mantenimiento SPEE y SAPG</b>		
6. Se realizará control y seguimiento a proyectos de inversión de calidad que sean priorizados y que impacten en la mejora de la infraestructura que cumplió su vida útil.		
7. Inspecciones visuales y Termográficas para detectar novedades y puntos calientes – ejecución de mantenimientos predictivos		
8. Reposición de equipos y materiales eléctricos que presenten falla		
9. Ejecutar plan anual de mantenimiento de distribución y alumbrado público		
10. Realizar lavado/limpieza de subestaciones a fin de evitar fallas por contaminación		
11. Realizar limpieza Franja Servidumbre en redes de distribución de alto y medio voltaje.		
12. Mantener actualizados los estudios de coordinación de protecciones en 69kV y 13.8 kV a fin de garantizar la selectividad de las protecciones en el momento que se presenten fallas.		
13. Ejecutar planes de contingencia de operación para evitar sobrecargas de transformadores de potencia y disminuir el riesgo de afectación en la vida útil.		

Fuente: Gerencia de Distribución

### 4.3 Indicadores y Metas del Plan de Operación y Mantenimiento 2024

Tabla Nro. 27: Cuadro de metas de Operación y Mantenimiento 2024

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea Base 2023*	Meta 2024
OE4. Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de la red de distribución eléctrica y alumbrado público	1. Mejorar la calidad del servicio	1. FMIK – Frecuencia media de interrupción (Regulación 002/20)	$FMIK = \sum i (kVAi^{16}/kVATi^{17})$	# de Fallas por kVA	8,14	6
		2. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Frecuencia Media de Interrupción – FMIK (Regulación 002/20)	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen FMIK}}{\text{Total de Alimentadores}^{18}} \times 100$	Porcentaje	69,21%	100%
		3. TTIK - Tiempo total de interrupción (Regulación 002/20)	$TTIK = \sum i (kVAi * ti^{19} / kVATi)$	Horas	9,54	8
		4. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Tiempo total de interrupciones – TTIK - (Regulación 002/20)	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen TTIK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	Porcentaje	77,19%	100%
	2. Fortalecer la planificación del mantenimiento SPEE y SAPG	5. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento de Distribución (SPEE)	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	Porcentaje	89,70%	100%
		6. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento SAPG	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	Porcentaje	95%	100%
	3. Mejorar la calidad del producto	7. Cumplimiento de Nivel de Voltaje (Regulación 002/20)	$\frac{\text{Mediciones que Cumplen la Regulación}}{\text{Total de Mediciones}} \times 100$	Porcentaje	85,71%	95%

Fuente: Gerencia de Distribución  
(\*Línea base con resultados al mes de diciembre/23)

### 4.4 Presupuesto de Operación y Mantenimiento 2024

Para el año 2024, de acuerdo a las necesidades y requerimientos de las 11 Unidades de Negocio, se contará con una asignación para los recursos de Operación y Mantenimiento, que asciende a USD 44,3 millones, que comprende el 84% para Redes y el 16% para SAPG (USD 37,12 millones para Redes y USD 7,18 millones para SAPG).

16 kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i  
17 kVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i  
18 Total alimentadores en la Corporación al cierre del año 2023 es de 903  
19 Tiempo de duración de la interrupción i, en horas

*Tabla Nro. 28: Presupuesto – Partidas de Operación y mantenimiento 2024*

<b>Partida Presupuestaria</b>	<b>Presupuesto Codificado</b>
Arrendamiento de Maquinaria	\$ 978.368,42
Asesorías Especializadas	\$ 1.397.468,18
De líneas, desbroces y estacamiento	\$ 5.200.618,30
Gastos de estudios y diseños no aprobados	\$ 173.036,78
Mantenimiento Alumbrado Público	\$ 4.009.889,51
Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	\$ 88.120,24
Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas	\$ 9.242.396,01
Mantenimiento de Subestaciones	\$ 3.063.524,15
Mantenimiento Transformadores	\$ 462.386,76
Materiales eléctricos	\$ 15.623.935,61
Materiales eléctricos - SAPG	\$ 2.830.087,47
Medición y evaluación de servicios de electricidad	\$ 837.221,52
Operación del sistema de distribución eléctrico	\$ 339.256,74
Transporte de Actividades de Operación	\$ 48.794,00
Transporte de carga y materiales	\$ 3.150,28
<b>Total general</b>	<b>\$ 44.298.253,97</b>

*Fuente: Gerencia de Distribución*

Con el presupuesto definido para el área de distribución, se tiene previsto ejecutar actividades de mantenimiento preventivas y predictivas enfocadas a la limpieza de franja de servidumbre e infraestructura más crítica en subestaciones, líneas de subtransmisión y redes de distribución eléctrica, así como acciones correctivas según las condiciones ambientales, externas e internas que se presenten. Así mismo, con el presupuesto de alumbrado público se enfoca el mantenimiento correctivo mediante reposición total o de partes o piezas de luminarias que presentan falla. Dentro del presupuesto de operaciones se tiene previsto la medición de calidad de producto que es exigida cada año por parte de la ARCERNNR.

Las Unidades de Negocio cada año incrementan su infraestructura, la misma que debe actualizarse en el Sistema de Información Geográfico (GIS) e integrarse dentro de la planificación anual y por ende se requiere mayor presupuesto para operación y mantenimiento, sin embargo, desde el 2020 al 2024 la asignación ha sido reducida en un 30%, a pesar de que la ejecución de mantenimiento es fundamental para cumplir con la *Regulación de Calidad de Servicio de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica ARCERNNR 002/20*.

Para este año 2024, la expansión de la distribución y alumbrado público continúa y se prevalecerán todas las acciones necesarias para realizar el seguimiento y control de acciones operativas y de mantenimiento que brinden la mayor confiabilidad en el servicio público de

energía eléctrica. El Plan de mantenimiento está compuesto de acciones predictivas y preventivas que se pueden programar, para ello se consideran las actividades rutinarias que se deben realizar al sistema eléctrico en sus etapas funcionales de *Subestaciones, Líneas de Subtransmisión, Redes de Distribución, Transformadores de Distribución y Red Secundaria*; esto es, en correlación de la clasificación establecida por la Agencia de Regulación, como: inspección visual y termográfica, pruebas a equipos, medición y análisis de parámetros técnicos, lavado de subestaciones, desbroce de vegetación, cambios de equipos en mal estado, etc.

De acuerdo con la información que se dispone respecto al impacto de fallas presentadas como: presencia de vegetación o fallas internas de red, el plan de mantenimiento también se enfoca en mitigar o disminuir el riesgo frente las causas que más han impactado en el cumplimiento de los indicadores de calidad. En cuanto al mantenimiento correctivo que se realiza, estos se registran durante el año en curso porque son actividades que se realizan ante eventos de falla, los mismos que no es posible predecir o planificar (postes chocados, presencia de animales en la red, intervención de terceros en la red, etc.)

Se adjunta el detalle del Plan de mantenimiento 2024, donde se incluyen las actividades programadas y el mes estimado de ejecución. En cuanto a los beneficios, tanto para el mantenimiento preventivo como el predictivo: se enfocan para la reducción de costos minimizando el tiempo de interrupción por fallas inesperadas, prediciendo condiciones para optimizar la realización de un mantenimiento preventivo oportuno, lo cual mejora la disponibilidad de la infraestructura eléctrica. Así mismo, permite mejorar la seguridad para evitar accidentes con el personal y terceros, e incrementar la eficiencia operativa prolongando la vida útil de los activos solucionando a tiempo situaciones que lleguen a desmejorar o afectar a otros elementos del sistema eléctrico.

A continuación, se detalla la proyección de devengo por partidas del área técnica y en el anexo I se puede observar los flujos de devengo mensual proyectado para el presente año:

Tabla Nro. 29: Proyección de Devengo por partida del área de Distribución 2024

Área	Nombre de partida	Codificado (USD)	Proyección	
			Total Devengado (USD)	% Devengado Proyectado
Alumbrado público	Arrendamiento de Maquinaria	\$262.080,00	\$262.080,00	100%
Alumbrado público	Asesorías Especializadas	\$205.925,11	\$205.925,11	100%
Alumbrado público	Mantenimiento Alumbrado Público	\$4.009.889,51	\$4.009.889,51	100%
Alumbrado público	Materiales eléctricos - SAPG	\$2.830.087,47	\$2.830.087,47	100%
Mantenimiento	Arrendamiento de Maquinaria	\$716.288,42	\$716.288,42	100%
Mantenimiento	Asesorías Especializadas	\$610.990,12	\$610.990,12	100%
Mantenimiento	De líneas, desbroces y estancamiento	\$5.200.618,30	\$5.200.618,30	100%
Mantenimiento	Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	\$86.566,74	\$86.566,74	100%
Mantenimiento	Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas	\$7.672.354,79	\$7.672.354,79	100%
Mantenimiento	Mantenimiento de Subestaciones	\$3.063.524,15	\$3.063.524,15	100%
Mantenimiento	Mantenimiento Transformadores	\$462.386,76	\$462.386,76	100%
Mantenimiento	Materiales eléctricos	\$15.618.435,72	\$15.618.435,72	100%
Mantenimiento	Transporte de Actividades de Operación	\$48.794,00	\$48.794,00	100%
Mantenimiento	Transporte de carga y materiales	\$3.150,28	\$3.150,28	100%
Operación	Asesorías Especializadas	\$580.552,95	\$580.552,95	100%
Operación	Gastos de estudios y diseños no aprobados	\$173.036,78	\$173.036,78	100%
Operación	Mantenimiento de Equipos eléctrico y manual	\$1.553,50	\$1.553,50	100%
Operación	Materiales eléctricos	\$5.499,89	\$5.499,89	100%
Operación	Medición y evaluación de servicios de electricidad	\$837.221,52	\$837.221,52	100%
Operación	Operación del sistema de distribución eléctrico	\$339.256,74	\$339.256,74	100%
Sistema de información georreferenciado	Mantenimiento de redes aéreas y subterráneas	\$1.570.041,22	\$1.570.041,22	100%
<b>Total General</b>		<b>\$44.298.253,97</b>	<b>\$44.298.253,97</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Gerencia de Distribución

## 5. PLAN DE EXPANSIÓN

### 5.1 Matriz Ansoff

La matriz de Ansoff tiene un diseño muy simple y consiste básicamente en dos ejes: mercados y productos. La idea de Igor Ansoff fue cruzar estos elementos para crear nuevas oportunidades para la organización, así como para explotar de una mejor forma las que ya existen.

A continuación, se detalla las siguientes estrategias de crecimiento de acuerdo a la matriz de Ansoff:

#### **5.1.1 Penetración de mercado:**

- Mayor consumo de energía eléctrica para procesos no industrializados o que consumen combustible fósiles (la diversificación tecnológica llevará a que procesos mecánicos y térmicos, pasen poco a poco a ser electrificados, a usar baterías o a usar pilas de hidrógeno, que requerirán de electrolizadores para su funcionamiento, por lo que a la larga esta estrategia es irreversible).

#### **5.1.2 Desarrollo de productos:**

- Dar asesoramiento en eficiencia energética a las empresas, industrias y hogares para un consumo de energía más adecuado.  
- Ampliar la línea de negocio de venta de energía para carga de vehículos eléctricos.  
- Solicitar el título habilitante para carga de vehículos eléctricos masivos.  
- Presentar planes y/o proyectos de generación distribuida para autoconsumo de nuestras instalaciones.

#### **5.1.3 Desarrollo de mercados:**

- Conseguir la ejecución de proyectos de expansión para atender la demanda de clientes comerciales y/o industriales, de zonas aisladas, conforme el artículo 33 del Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica".

#### **5.1.4 Diversificación:**

- Penetrar en la generación distribuida para venta a la demanda regulada del SNT, de acuerdo a la nueva ley Orgánica de competitividad energética (art. 15), se puede desarrollar estudios de potencial energético como los disponibles en el área de servicio, tales como fotovoltaica, geotécnica y eólica.

## 5.2 Convenios y capacidad asociativa<sup>20</sup>

Durante el año 2023 se han firmado hasta el momento 25 convenios de excepcionalidad de construcción de obras, los cuales se han realizado al amparo de lo establecido en los artículos 35 y 36 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas. De acuerdo al siguiente detalle:

*Tabla Nro. 30: Convenios/Asociatividad Suscritos 2023*

UN/Clúster	Institución	Objeto del Convenio	Inversión USD (EP)/ (Socio)
1. MLG/Taura	Agroguayas	Construcción del proyecto de expansión "línea de subtransmisión a 69 kV Parroquia Taura – Subestación Taura".	\$589.656,58
2. MLG/Naranjal	Santa Priscila (Naranjal)	CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN "REPOTENCIACIÓN DE LA DERIVACIÓN TRIFÁSICA PUERTO BAQUERIZO DEL ALIMENTADOR VILLANUEVA 2"	\$244.119,66
3. MLG/Naranjal	Santa Priscila (Naranjal)	CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN "CONSTRUCCIÓN DE LA DERIVACIÓN TRIFÁSICA CERRO CHURUTE DEL ALIMENTADOR CERRO PELADO"	\$134.704,28
4. EOR/Tenguel	GRUPO BRITO (CAMARONERA CAMBRICA SELISA S.A.)	Lst (Líneas de subtransmisión) 69 kV Balao - Jaime Roldós (10 km) electrificación tramo lst 69 kV bifurcación - derivación en t - s/e compañía CAMBRICA	\$1.330.000,00
5. STE/GYE/Posorja	Granmar S.A. Naturisa S.A.	Instalación de red mt con 2 bancos de reguladores en alimentador Inpesca 2 - 200 amp - 4 mw	\$105.000,00
6. GYE/Guayaquil	COFIMAR	CONSTRUCCIÓN DE TAP A 69 KV PARA ALIMENTAR A LA NUEVA SUBESTACIÓN PARTICULAR COFIMAR	\$132.635,44
7. MLG/Naranjal	Santa Priscila (Naranjal)	LST (Líneas de subtransmisión) 69 KV Naranjal - Puerto Baquerizo	\$1.385.025,89
8. STE/GYE/Posorja	Santa Priscila (Posorja)	Estudio de repotenciación de subestación Posorja, diseño de línea a 13.8 kV, repotenciación de subestación Posorja y Construcción	\$2.000.000,00
9. STE/GYE/Posorja	Gramar S.A. Naturisa S.A.	REPOTENCIACIÓN DEL ALIMENTADOR INPESCA DE LA SUBESTACIÓN POSORJA (3 KM). ALIMENTADOR DE 12 KM CON CONDUCTOR 4/0 AAAC INCLUIDO TRAMO SOTERRADO. REPOTENCIACIÓN DE LA SALIDA DEL ALIMENTADOR INPESCA.	\$410.000,00
10. STE/GYE/Posorja	Santa Priscila (Sábana Grande)	Etapa 1: Estudio, diseño y construcción de la línea de transmisión Lago Chongón-Sabana Grande (aprox. 33 km) y diseño y construcción subestación 138/69kv sabana grande	\$6.000.000,00

<sup>20</sup> Se anexa el cuadro del Análisis de tiempo de recuperación de los convenios de excepcionalidad.

UN/Clúster	Institución	Objeto del Convenio	Inversión USD (EP)/ (Socio)
11. STE/Chanduy	Santa Priscila (Chanduy)	Etapa 1: CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE SUBTRANSMISIÓN PECHICHE - CHIVA NEGRA, HASTA EL PUNTO DE DERIVACIÓN, APROXIMADAMENTE 17KM- DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN REDUCTORA SANTA PRISCILA-69/13,8/KV-EQUIPAMIENTO Y SECCIÓNAMIENTO DE LA SALIDA 69KV, CON MEDICIÓN Y SISTEMA SCADA EN LA SUBESTACIÓN PECHICHE- AMPLIACIÓN DEL PÓRTICO 69KV, CON EQUIPAMIENTO DE SECCIÓNAMIENTO Y CONTROL DE SCADA DE LA SUBESTACIÓN PECHICHE, INCLUYE OBRA CIVIL COMPLEMENTARIA.	\$2.985.000,00
12. STE/Chanduy	Santa Priscila (Chanduy)	Etapa 2: construcción de la línea de transmisión Santa Elena – Chanduy aislada a 138kv (aprox 17 km), ampliación de la subestación Chanduy a 138kv, construcción de la línea de transmisión Chanduy – pechiche aislada a 138kv (12 km) y ampliación de la subestación pechiche a 138kv.	\$4.930.000,00
13. STE/Chanduy	Santa Priscila (Chanduy)	Etapa 3 Construcción de Subestación Tugaduaja a 138 kV, incluye el pórtico, barra, Entrada/Salida, obra civil, electromecánica, eléctrica y comunicación.	\$2.000.000,00
14. STE/Chanduy	Lanec Camaronera Engungamar	Etapa 1: Construcción de la línea de subtransmisión Pechiche - Chiva negra, desde el km 17 hasta el km 26 aproximadamente 9km	\$1.170.000,00
15. STE/Capaes	Camaronera Capaes - Bellitec S.A.	Construcción de línea de subtransmisión s/e Capaes - s/e Bellitec	\$900.000,00
16. EOR/Pitahaya	NATURISA (LANGOSTINO - LANCONOR SA)	2 Bancos de Reguladores en Alimentador Trifásico Jambelí	\$172.000,00
17. EOR/Tenguel	BAC TECH VERDES S.A.	LST (Líneas de subtransmisión) 69 kV Jaime Roldós - Cambrica	\$1.081.000,00
18. EOR/Tenguel	GRUPO BRITO (CAMARONERA VANECUBRI S.A.)	Derivación LST (Líneas de subtransmisión) 69 kV Pagua - Balao hacia Tenguel	\$2.000.000,00
19. GYE/Josefina	NATURISA (SONGA)	CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN 69 KV S/E SONGA – NATURISA NORTE 18/24 MVA	\$3.060.000,00
20. MLG/Taura	Santa Priscila (Taura)	CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN "DERIVACIÓN DESDE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN SNI DURÁN - MONTERO HASTA LA SUBESTACIÓN TAURA" Y DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN "LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN PUENTE TAURA - POCOS PALOS - LA ZANJA."	\$4.340.000,00
21. STE/GYE/Posorja	PLUMONT / Santa Priscila (El Morro)	LST (Líneas de subtransmisión) 69 kV Derivación Posición Playas hacia El Morro	\$900.000,00
22. GLR/Buena Fe	PRONACA (CAMPOS DE MAIZ)	LÍNEA SUBTRANSMISIÓN 69 KV BUENA FE - PRONACA CONDUCTOR ACAR 750 MCM	\$4.880.973,61

UN/Clúster	Institución	Objeto del Convenio	Inversión USD (EP)/ (Socio)
23. LRS/Babahoyo	CALADEMAR	CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA EN MEDIA TENSIÓN PARA ENERGIZAR CALADEMAR SECTOR 3	\$38.000,00
24. LRS/Ventanas	HCDA. MARÍA ESTHER	ESTUDIO TÉCNICO Y CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO ELÉCTRICO INDUSTRIAL AGRÍCOLA MARÍA ESTHER	\$107.000,00
25. MAN/Tosagua	EMPRESA ZANPOTI SA	CONSTRUCCIÓN DE 1.34 KM DE DERIVACIÓN TRIFÁSICA A 13.8 KV DEL ALIMENTADOR 02 DE LA S/E LA ESTANCILLA PARA ELECTRIFICAR LA FINCA NUEVA ESPERANZA DE BANANO ORGANICO DE EMPRESA ZANPOTI UBICADA EN LA PARROQUIA ANGEL PEDRO GILER (ESTANCILLA DEL CANTÓN TOSAGUA	\$49.369,31
Suman:			<b>\$40.944.484,77</b>

*Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica*

Durante el 2024 se prevé un período de estiaje en la cuenca amazónica debido al fenómeno del niño, y como consecuencia se considera que va a existir una menor disponibilidad energética.

Con la nueva Ley Orgánica de Competitividad Energética, y el reglamento de su aplicación, en el que indica que: “*Cuando la distribuidora no pueda cumplir oportunamente con la expansión eléctrica para atender la demanda de clientes comerciales y/o industriales, de zonas aisladas, conforme a la planificación del año en curso, la construcción de un proyecto de nuevas redes e infraestructura de distribución podrá ser realizada por dichos clientes u otras personas jurídicas interesadas, siempre que posean la aprobación de las empresas eléctricas distribuidoras, como consecuencia de un proceso competitivo de selección. Para el efecto, la empresa distribuidora establecerá el presupuesto referencial con base en el análisis de sus costos normalizados. El costo total del proyecto no podrá ser mayor al presupuesto referencial*”.

### 5.3 Objetivo del Plan de Expansión

El objetivo empresarial del plan de expansión para este año 2024 es:

*Ilustración Nro. 14: Objetivo del Plan de Expansión*

**1. Atender el crecimiento de la demanda**

*Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Eléctrica*

### 5.4 Acciones Estratégicas a Implementar en el 2024

1. Mejorar Infraestructura Crítica, para la dotación del servicio de energía eléctrica y alumbrado público priorizando iniciativas para el crecimiento vegetativo<sup>21</sup> y en zonas de desarrollo, para lo cual se instalará:

- 49 km de líneas en subtransmisión.
- 6 transformadores de potencia (104 MVA).
- 750 km de líneas de medio voltaje
- 980 km de línea de bajo voltaje
- Más de 2.000 transformadores de distribución.
- Más de 40.000 medidores para nuevos servicios

### 5.5 Indicadores y Metas del Plan de Expansión 2024

Tabla Nro. 31: Cuadro de metas e indicadores del Plan de Expansión

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea Base 2023*	Meta 2024
OE3. Satisfacer la demanda del servicio de energía eléctrica y alumbrado público.	1. Atender el crecimiento de la demanda	1. Porcentaje de Cobertura del Servicio Eléctrico	$\frac{\text{Total de Viviendas con Servicio Eléctrico}}{100 \text{ Número total de Viviendas}} \times 100$	%	97,08%	97,13%
		2. Cantidad de Nuevos clientes	# de nuevos clientes	#	36.141	43.022
		3. Cumplimiento del Plan de Expansión de Alumbrado Público	$\frac{\text{No. de luminarias instaladas}}{\text{No. de luminarias planificadas}} \times 100$	%	144%	100%
		4. Capacidad Instalada en subestaciones	Capacidad Instalada en subestaciones	MVA	5.480,95	5.545

Fuente: Gerencia de Distribución/Gerencia de Planificación  
(\*Línea base con resultados al mes de diciembre/23)

### 5.6 Presupuesto del Plan de Expansión

El presupuesto de Plan de Expansión de inversión es de USD 136,59 millones para el año 2024 de acuerdo al presupuesto con su respectiva optimización previo a la aprobación del Directorio y corresponde a los valores del PAI, ya que se encuentra estructurado como proyectos de inversión de expansión en el punto 7. Plan de Inversiones.

<sup>21</sup> El crecimiento vegetativo es crecimiento total de la demanda en cada elemento de la red de distribución.

## 6. PLAN DE GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y PROCESOS DE APOYO

### 6.1 Objetivos del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo

Las principales acciones a ejecutar en el 2024 de los diferentes procesos de apoyo en la Corporación, se detallan a continuación:

- **Gestión Administrativa Financiera**
  - Establecer el Comité de Presupuesto.
  - Elaborar el Manual de políticas de control previo al pago.
  - Elaborar el procedimiento para la programación, formulación, aprobación, ejecución y liquidación del presupuesto anual y plurianual alineado al PAC y al POA.
  - Implementar un plan de acción para regularización de bienes sin activar.
  - Mejorar la gestión de inventarios, determinando políticas de niveles mínimos y máximos
  - Implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)
  - Impulsar implementación de módulos financieros administrativos del ERP – SAF
  
- **Gestión de Responsabilidad Social**
  - Implementar programas y campañas en concordancia con la Gestión de Sello Empresa Segura.
  - Realizar campañas comunicacionales sobre la gestión social de la empresa.
  - Socializar los proyectos de reforestación en la comunidad y eficiencia energética en instituciones educativas.
  - Implementar programas de Responsabilidad Social donde se involucren a la empresa, el cliente interno, externo y proveedores.
  - Elaborar el Reglamento Interno de Higiene y Seguridad de CNEL EP 2024 – 2026.
  - Actualizar de Manuales, Procedimientos e Instructivos de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional para precautelar la seguridad y salud de los trabajadores.
  - Desarrollar e implantar programas y campañas de prevención y promoción de la salud en los trabajadores.
  - Establecer y ejecutar medidas de control, seguimiento y mitigación de impactos ambientales en las Unidades de Negocio
  - Implementar campañas de concientización ambiental con clientes internos y externos.
  - Elaborar los planes de reducción de riesgos de desastres (PRRD) de CNEL EP.
  - Evaluar riesgos e impactos del negocio de la infraestructura eléctrica.
  - Elaborar Planes de Contingencia.

- **Gestión Tecnológica**
  - Implementar un Plan de Respaldos de la Infraestructura Tecnológica en lo referente a datos y servidores
  - Ejecutar el Plan de Gestión de la Capacidad con recursos de Hardware disponibles
  - Implementación de un marco para el Gobierno Empresarial de TI en función de COBIT.
  - Establecer un procedimiento/Guía para la elaboración, ejecución y seguimiento periódico del Plan Estratégico de Tecnología-PETI
  - Diseñar e Implementar un Plan de Contingencia de la Infraestructura tecnológica
  - Desarrollar e implementar sistemas de seguridad avanzados que permitan detectar y prevenir amenazas cibernéticas
  - Implementar programas de formación y concienciación en seguridad cibernética para todo el personal
  - Implementar Sistema Comercial CIS-CRM SAP en todas las Unidades de Negocio
  - Impulsar la interoperabilidad entre los sistemas Centro de contacto, ADMS y CIS/CRM.
  - Vincular las herramientas de los sistemas ADMS y CIS/CRM (Prólogo, Choice) a los procedimientos pertinentes de CNEL EP
  - Estudios de Prefactibilidad e implementación para cambio de versión ADMS en coordinación con el Centro de Control Nacional
  - Remplazo o actualización de equipos de comunicaciones obsoletos en Centros de Control locales y Subestaciones
  - Documentar las aplicaciones críticas de operación con los beneficios y módulos que pueden ser usados por CNEL EP.
  - Implementar un sistema centralizado de información corporativa
  
- **Gestión de Planificación**
  - Socializar la estrategia institucional
  - Fortalecer el proceso de planificación estratégica empresarial.
  - Fortalecer el modelo de priorización de proyectos de inversión
  - Impulsar la participación del sector privado en la ejecución de proyectos de expansión
  - Fortalecer la gestión de proyectos hasta su ejecución en las Unidades de Negocio
  - Impulsar la automatización de la generación de estadística e indicadores empresariales.
  
- **Gestión de Asuntos Corporativos**
  - Homologar procedimientos en la Corporación.
  - Implementar auditorías a procedimientos homologados.
  - Actualizar y modelar el Mapa de Procesos de la institución.
  - Certificar a la Corporación con el Sistema de Gestión Antisoborno.
  - Implementar nuevo Sistema de Seguimiento de Recomendaciones de Acciones de Control.

- Certificar Auditores Internos en la Norma ISO 37001 – Antisoborno.
- **Gestión de Talento Humano**
  - Presentar propuesta y gestionar aprobación en Directorio de actualización de estructura empresarial.
  - Presentar propuesta y gestionar aprobación en Directorio de reforma a las Normas Internas de Administración del Talento Humano.
  - Coordinar con instituciones públicas el desarrollo de capacitaciones gratuitas para cumplir con las metas propuestas del Plan de Capacitación.
  - Impulsar en las Unidades de Negocio para que cumplan con la ejecución del plan de capacitación.
  - Implementar el Plan de Igualdad del MDT en la Corporación
  - Dar cumplimiento al Plan de mejora de clima laboral del MDT.
  - Dar cumplimiento al Plan de Ley Orgánica de Juventudes
- **Gestión de Adquisiciones**
  - Seguimiento semanal a la planificación de procesos publicados con las Gerencias corporativas y Unidades de Negocios.
  - Reuniones con las áreas requirentes para actualizar el PAC.
  - Reuniones de trabajo con las Gerencias Corporativa y Unidades de Negocio que no cumplan con la planificación mensual de procesos planificados.

## 6.2 Indicadores y Metas del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo 2024

Tabla Nro. 32: Cuadro de metas e indicadores del Plan Operativo – Procesos de Apoyo

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea base 2023	Meta 2024	Resp.
OE2. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad del servicio.	1. Porcentaje de Ejecución del PAC publicado vs planificado	$\frac{\text{Procesos publicados en el cuatrimestre}}{\text{Procesos planificados en el cuatrimestre}} \times 100$	%	93%	100%	ADQ
	2. Porcentaje de cumplimiento PAC por procesos contratados en función de lo planificado	$\frac{\text{Procesos contratados en el cuatrimestre}}{\text{Procesos planificados en el cuatrimestre}} \times 100$	%	77%	90%	ADQ
	3. Porcentaje de cumplimiento PAC por procesos contratados en función de lo publicado	$\frac{\text{Procesos contratados en el cuatrimestre}}{\text{Procesos publicados en el cuatrimestre}} \times 100$	%	77%	90%	ADQ

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea base 2023	Meta 2024	Resp.
	<b>4. Porcentaje de procesos declarados desiertos</b>	# de procesos desiertos ----- X 100 # Procesos publicados	%	15,77%	10%	ADQ
<b>OE5. Mejorar la eficiencia y seguridad de los servicios tecnológicos y su infraestructura.</b>	<b>5. Porcentaje de implementación de plan de integración de servicios tecnológicos</b>	N° actividades ejecutadas ----- X 100 N° de actividades planificadas	%	87%	90%	TI
	<b>6. Porcentaje de Obsolescencia tecnológica de la Infraestructura en el Centro de Datos Corporativo</b>	No. Total equipos Obsoletos en Centro de Datos Corporativo a la fecha medición ----- X 100 No Total equipos En Centro de Datos Corporativo a la fecha medición	%	ND	30%	TI
	<b>7. Porcentaje de Obsolescencia tecnológica de Equipos de Cómputo</b>	No. Total equipos obsoletos escritorio a la fecha medición ----- X 100 No Total equipos escritorio a la fecha medición	%	ND	28%	TI
	<b>8. Porcentaje de implementación de plataformas de ciberseguridad</b>	N° proyectos de ciberseguridad ejecutados ----- X 100 N° de proyectos de ciberseguridad planificados	%	50%	75%	TI
<b>OE6. Integrar la gestión de riesgos y la responsabilidad social de forma transversal en los procesos, planes y proyectos, considerando las mejores prácticas de sostenibilidad.</b>	<b>9. Porcentaje cumplimiento del Plan de Sostenibilidad</b>	(No. Actividades del Plan de Responsabilidad Social ejecutadas/ No. Actividades Plan RS programadas) + (No. Actividades de Plan del Seguridad Industrial y Salud Ocupacional ejecutadas/ No. Actividades Plan SSO programadas) + (No. Actividades del Plan de Gestión Ambiental ejecutadas/ No. Actividades Plan GA programadas) -----x 100 3	%	60%	80%	DRSC
	<b>10. Porcentaje de Capacitación en Riesgos de Desastres a empleados de CNEL EP</b>	Número de empleados capacitados en temas de gestión de riesgos de desastres -----x 100	%	NA	90%	DRSC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea base 2023	Meta 2024	Resp.
		total de empleados CNEL EP				
OE7. Fortalecer la gestión, transparencia institucional y el desarrollo de capacidades del Talento Humano para un mejoramiento continuo de procesos.	11. Número de usuarios por trabajador	$\frac{\text{Número de usuarios totales}}{\text{Número de trabajadores totales}}$	#	432	438	GDC
	12. Índice de personal agregador de valor	$\frac{\text{Número de personal en procesos agregadores de valor}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	78%	70%	GDC
	13. Índice de estabilidad laboral	$\frac{\text{Número de personal con contratos fijos (LOEP + Código)}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	98%	95%	GDC
	14. Índice de rotación de personal	$\frac{\text{Número de personal desvinculado + Número de personal con cambio administrativo}}{\text{Número total de personal}} \times 100$	%	12%	10%	GDC
	15. Índice de cumplimiento de Planes de Capacitación	$\frac{\text{Número de trabajadores capacitados}}{\text{Total de Trabajadores}} \times 100$	%	63%	78%	GDC
	16. Porcentaje de implementación de gestión por procesos	$\frac{\text{Número de procesos implementados}}{\text{Número total de procesos descritos en el catálogo de procesos}} \times 100$	%	66,56%	80%	GAC
	17. Porcentaje de cumplimiento del Sistema de Gestión Antisoborno (SGA)	$\frac{\text{\# de requisitos cumplidos en la Norma ISO 37001}}{\text{\# de requisitos exigidos en la Norma ISO 37001}} \times 100$	%	ND	90%	GAC

Fuente: Gerencia de Desarrollo Corporativo/Gerencia de Asuntos Corporativos/Dirección de Adquisiciones

### 6.3 Presupuesto del Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo

Para el 2024, con el fin de asegurar el servicio de distribución y comercialización de energía se desarrolle con normalidad, los procesos de apoyo tienen asignado 94,56 millones en el presupuesto de operación según el siguiente detalle:

Tabla Nro. 33: Presupuesto Plan Operativo – Procesos de Apoyo

Concepto	Presupuesto
<b>Gestión Administrativa Financiera</b>	<b>\$66.351.196,80</b>
Servicios Básicos	\$2.720.180,56
Seguros y Reaseguros (primas y cesiones)	\$16.080.365,79
Seguridad	\$11.846.861,06
Gastos Administrativos	\$11.358.521,26
Transporte	\$3.207.175,67
Arrendamiento Operativo	\$13.326.391,45
Mantenimiento y Reparaciones	\$7.811.701,01
<b>Gestión de Responsabilidad Social</b>	<b>\$9.896.881,31</b>
Herramientas	\$6.359.919,33
Salud y seguridad ocasional	\$1.851.674,94
Servicios Externos Legales y de Auditoría	\$177.005,32
Materiales	\$112.093,92
Impuestos y Contribuciones y Otros	\$1.171.307,73
Mantenimiento y Reparaciones	\$224.880,07
<b>Gestión de Tecnologías de la Información</b>	<b>\$15.634.163,71</b>
Actualización licencias Software	\$5.783.860,84
Telecomunicaciones	\$2.885.804,47
Arrendamiento Operativo	\$1.699.289,50
Mantenimiento y Reparaciones	\$4.379.022,95
Asesorías Especializadas	\$886.185,95
<b>Gestión de Planificación / Asuntos Corporativos</b>	<b>\$1.145.243,72</b>
Medición y evaluación de servicios de electricidad	\$435.958,38
Asesorías Especializadas	\$227.160,40
ECUACIER	\$482.124,94
<b>Gestión de Talento Humano</b>	<b>\$59.553,44</b>
Asesorías Especializadas	\$29.580,54
Gastos Administrativos	\$29.972,90
<b>Gestión Jurídica</b>	<b>\$360.225,44</b>
Asesoría Legal	\$75.771,72
Asesorías Especializadas	\$32.281,81
Gastos Legales	\$252.171,91
<b>Gestión de Comunicación</b>	<b>\$1.109.808,47</b>
Promoción y Publicidad	\$1.109.808,47
<b>Total</b>	<b>\$94.557.072,89</b>

## 7. PLAN DE INVERSIONES

El Plan de Inversión 2024 de CNEL EP, en alineación al Plan Maestro de Electrificación (PME) 2018-2027 con énfasis en temas de: mejora de la infraestructura eléctrica, mejora de la calidad del servicio, reducción de pérdidas de energía, y ampliación de la cobertura, suma un total de USD 187.065.459,55

Es importante mencionar que conforme criterios dados por el MEM y la Gerencia Administrativa Financiera, lo rubros de nuevos y arrastre a considerarse dentro de la proforma presupuestaria se definen de la siguiente forma:

**Proyecto de Arrastre:** Proyectos de inversión cuyo financiamiento provienen de Recursos asignados en años anteriores y que quedaron al 31 de diciembre como Saldos disponibles en Caja.

**Proyecto Nuevo:** Proyecto de inversión cuyo financiamiento provienen de Recursos asignados en el año corriente y los que corresponden a ingresos por facturación o transferencias a recibir en el ejercicio económico presente.

*Tabla Nro. 34: Presupuesto - Plan de Inversiones 2024*

Macroprograma	PAI 2024
Calidad	50.468.023,77
Expansión	136.597.435,79
<b>Total PAI</b>	<b>187.065.459,56</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

En función de lo definido anteriormente, no se tiene arrastres, por lo que el 100% de los proyectos asignados al PAI 2024 serán ejecutados con recursos nuevos.

*Tabla Nro. 35: Liquidación del PAI 2023 por etapa funcional*

Etapas Funcionales	Codificado	Comprometido	Devengado
Administración	\$ 14.418.880,71	\$ 9.182.110,04	\$ 8.771.828,89
Comercialización	\$ 4.417.896,72	\$ 3.801.180,06	\$ 3.358.666,48
Instalaciones de servicio al cliente	\$ 24.677.655,39	\$24.294.068,04	\$24.008.532,46
Sistema de alumbrado publico	\$ 16.860.160,35	\$15.120.698,66	\$13.403.008,78
Sistema de distribución	\$ 118.387.716,09	\$88.898.508,66	\$60.803.652,52
Subtransmisión	\$ 56.714.048,90	\$29.831.846,43	\$14.019.862,72
<b>Total</b>	<b>\$ 235.476.358,16</b>	<b>\$ 171.128.411,89</b>	<b>\$ 124.365.551,85</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

El Plan de Inversiones se financia con recursos provenientes de recursos propios y créditos externos. Los programas de inversión a ejecutarse en el 2024 se detallan a continuación:

**Tabla Nro. 36: Detalle de Programas de Inversión 2024**

TIPO	PROGRAMA DE INVERSION	BID IV	BID V	BID VI	CAF	JICA	RECURSOS DEL ESTADO	RECURSOS PROPIOS	PRESUPUESTO 2024
CALIDAD	CALIDAD ALUMBRADO PÚBLICO							6.174.554,23	6.174.554,23
	CALIDAD DISTRIBUCIÓN							44.247.637,20	44.247.637,20
	GESTIÓN SOCIO AMBIENTAL							45.832,34	45.832,34
EXPANSIÓN	EXPANSIÓN ALUMBRADO PÚBLICO							4.770.412,06	4.770.412,06
	ELECTRIFICACIÓN RURAL							5.426.762,52	5.426.762,52
	EXPANSIÓN DISTRIBUCIÓN							42.078.804,44	42.078.804,44
	FERUM		4.235.787,22					1.006.064,31	5.241.851,53
	FERUM CAF				4.460.942,23				4.460.942,23
	PMD		21.734.158,37			8.309.122,42		10.680.691,89	40.723.972,68
	PMD CAF				14.848.238,13				14.848.238,13
	PMRSEE			15.662.497,00				3.232.299,50	18.894.796,50
	PRIZA	61.297,42						90.358,28	151.655,70
	TOTAL PAI 2024	61.297,42	25.969.945,59	15.662.497,00	19.309.180,36	8.309.122,42		90.358,28	117.663.058,48

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

## 7.1 Proyectos de Expansión

El plan de Expansión 2024 suma un total de \$ 136.597.435,79 de acuerdo al siguiente detalle:

**Tabla Nro. 37: Detalle Proyectos de Expansión por programa y recursos 2024**

TIPO	PROGRAMA DE INVERSION	BID IV	BID V	BID VI	CAF	JICA	RECURSOS DEL ESTADO	RECURSOS PROPIOS	PRESUPUESTO 2024
EXPANSIÓN	EXPANSIÓN ALUMBRADO PÚBLICO							4.770.412,06	4.770.412,06
	ELECTRIFICACIÓN RURAL							5.426.762,52	5.426.762,52
	EXPANSIÓN DISTRIBUCIÓN							42.078.804,44	42.078.804,44
	FERUM		4.235.787,22					1.006.064,31	5.241.851,53
	FERUM CAF				4.460.942,23				4.460.942,23
	PMD		21.734.158,37			8.309.122,42		10.680.691,89	40.723.972,68
	PMD CAF				14.848.238,13				14.848.238,13
	PMRSEE			15.662.497,00				3.232.299,50	18.894.796,50
	PRIZA	61.297,42						90.358,28	151.655,70
	TOTAL PAI 2024	61.297,42	25.969.945,59	15.662.497,00	19.309.180,36	8.309.122,42		90.358,28	67.195.034,72

Fuente: Gerencia de Proyectos/Dirección de Proyectos

Dentro del rubro de Expansión, se contemplan los subprogramas:

### 7.1.1 Expansión alumbrado público

Considerando que la iluminación de las vías, pasajes, accesos a poblaciones aporta de, amera significativa a la seguridad de la ciudadanía, así como el confort de las personas CNEL se ha enfocado en expandir el Sistema de Alumbrado Público General con el fin de cubrir la demanda del servicio de conformidad con los planes de expansión.

### 7.1.2 Electrificación rural

Se centra fundamentalmente en la dotación de servicio eléctrico a poblaciones que aún no lo disponen, el cual permite generar condiciones para el desarrollo social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas, y, la mejora de la calidad de vida de la población.

### 7.1.3 Expansión distribución

Este plan busca brindar el servicio de suministro de energía eléctrica, y permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio e infraestructura.

#### 7.1.4 FERUM

Se centra fundamentalmente en la dotación de servicio eléctrico a poblaciones que aún no lo disponen, el cual permite generar condiciones para el desarrollo social, crecimiento económico de las áreas beneficiadas, y, la mejora de la calidad de vida de la población.

#### 7.1.5 PMD

Programa enfocado al plan de mejoramiento de distribución.

#### 7.1.6 PMRSEE

El objetivo general del Programa contribuir a la modernización y mejora de la confiabilidad y capacidad del sistema eléctrico ecuatoriano, mediante: (i) la automatización, renovación y repotenciación de equipamiento eléctrico en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y Sistema Nacional de Distribución (SND), que permita aumentar la confiabilidad del Sistema Nacional Interconectado (SNI); y (ii) el fortalecimiento de la planificación y gestión del SNI para facilitar su capacidad de expansión, así como mejorar la calidad y confiabilidad de la prestación de servicio.

#### 7.1.7 Plan de Reconstrucción Integral de las Zonas Afectadas (PRIZA)

El Plan de Reconstrucción Integral de zonas afectadas nace después que el 16 de abril de 2016, el Ecuador sufrió un terremoto de magnitud 7,8 grados en la escala de Richter, el que afecto a las provincias de Manabí y Esmeraldas, y a su vez la infraestructura del área de servicio de las Unidades de Negocio Manabí, Esmeraldas y Santo Domingo.

#### 7.1.8 CAF

Programa de Reforzamiento de Redes de Distribución Eléctrica para el Sector Acuícola.- Financiado por el Banco de Desarrollo de América Latina – CAF, este programa permitirá el reforzamiento de redes de distribución eléctrica de los sectores acuícolas, se encuentra compuesto por dos componentes PMD y FERUM.

### 7.2 Proyectos de Calidad

Los proyectos de calidad para el año 2024 suman un total de 50.468.023,77 de acuerdo al siguiente detalle:

**Tabla Nro. 38: Proyectos de Calidad 2024**

TIPO	PROGRAMA DE INVERSIÓN	BID IV	BID V	BID VI	CAF	JICA	RECURSOS DEL ESTADO	RECURSOS PROPIOS	PRESUPUESTO 2024
CALIDAD	CALIDAD ALUMBRADO PÚBLICO							6.174.554,23	6.174.554,23
	CALIDAD DISTRIBUCIÓN							44.247.637,20	44.247.637,20
	GESTIÓN SOCIO AMBIENTAL							45.832,34	45.832,34
	TOTAL PAI 2024							50.468.023,77	50.468.023,77

**Fuente:** Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

Dentro del rubro de Calidad, se contemplan los subprogramas:

### 7.2.1 Calidad Alumbrado Público

Comprende la inversión en administración, operación y mantenimiento del sistema de alumbrado público general para cumplir con los índices de calidad y continuidad para la prestación del SAPG, de conformidad a lo señalado en la Regulación.

### 7.2.2 Calidad Distribución

Este programa tiene como objetivo asegurar un nivel satisfactorio de la prestación del servicio de Distribución de Energía eléctrica para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable dentro de los niveles de calidad establecidos.

### 7.2.3 Gestión Socio Ambiental

El programa de Gestión Socio ambiental surge por la necesidad de orientar acciones de conservación y desarrollo sostenible en procura de la sostenibilidad de los territorios del área de influencia de CNEL EP.

## 8. RESUMEN DEL PRESUPUESTO DE LOS PLANES 2024

En resumen, el presupuesto de los planes descritos para el período 2024 asciende a USD 408,91 millones de dólares.

*Tabla Nro. 39: Resumen presupuesto de los planes*

Plan	Presupuesto 2024
Plan Comercial	82.989.691,52
Plan de Operación y Mantenimiento del Sistema de Distribución	44.298.253,97
Plan de Gestión Administrativa y Procesos de Apoyo	94.557.072,89
Plan de Inversión	187.065.459,55
<b>Total</b>	<b>408.910.477,93</b>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Proyectos

## 9. PLAN FINANCIERO

Las metas y resultados obtenidos del Plan de Negocios, Expansión e Inversión se han consolidado y permiten elaborar los estados financieros proyectados de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP del año 2024.

La Corporación ha trabajado durante los últimos años, en la consolidación de la sostenibilidad financiera de su gestión, cuyos resultados fundamentalmente han generado la posibilidad de mantener su operación con autonomía, superando una brecha histórica que derivaba en la necesidad de requerir transferencias del Gobierno Central por el déficit tarifario. Reducir la diversidad de sistemas, procesos, formación del talento humano, entre otros recursos destinados a la gestión financiera, han sido otras de las prioridades que debe

atender esta Administración con el propósito de mejorar los resultados y la calidad de la información.

### 9.1 Supuestos Financieros

Para el pronóstico de las ventas y gastos a realizarse en el año 2024, considerando la energía requerida para suplir la demanda de nuestros consumidores, se realizan estimaciones paramétricas considerando las siguientes variables:

- a) Crecimiento histórico de clientes, considerando un ritmo constante.
- b) Segmentación por tarifas y grupos de consumo.
- c) Proyectos para reducción de pérdidas de energía y mejoramiento de la calidad de servicio precalificados por ARCERNNR.
- d) Crecimiento del PIB.
- e) Inflación anual.
- f) Aplicación de pliegos tarifarios vigentes, expedidos por ARCERNNR (presumiendo que estos no variarán).
- g) Salida de ciertos grandes clientes con altos consumos a clientes no regulados.
- h) Aplicación de modelos matemáticos de alta correlación (regresión lineal y series de tiempo).
- i) En la facturación se consideran la venta de energía a clientes incluyendo los subsidios por tarifa dignidad, ley de anciano, discapacidad, compensación del 50% del consumo abril de acuerdo a resolución ARCERNNR-007/2024 por Decreto Ejecutivo 260; sin embargo, en el flujo de caja no se consideran estos valores debido a que en los últimos años no se recuperan estos recursos vía transferencia del MEF, sino se instrumentan convenios de extinción de obligaciones para cruces de cuentas entre el MEF, CNEL, CELEC, Petroecuador y demás empresas distribuidoras.
- j) Se consideran las transferencias del MEF por créditos de multilaterales (BID V, JICA. BID VI), según confirmación del Ministerio de Energía y Minas.
- k) Los costos por compra de energía se han incrementado producto del estiaje ocurrido en la sierra ecuatoriana debido al Fenómeno de El Niño, y su consumo se incrementa de acuerdo a las condiciones de demanda de mercado conforme a las estadísticas de crecimiento del sector eléctrico.
- l) Se sostiene una política de optimización de gastos, priorizando la operación y mantenimiento, misma que se incrementa en proporciones similares al crecimiento vegetativo.
- m) Se fortalecen las acciones de calidad en la distribución y alumbrado público.
- n) Los excedentes generados se materializan en liquidez para posibilitar la inversión en proyectos de expansión. Los excedentes que no fueran invertidos o reinvertidos se transferirán al Presupuesto General del Estado mediante la suscripción de un adendum al Convenio de Excedentes con el Ministerio de Economía y Finanzas.

- o) Se espera contar con la disponibilidad efectiva de recursos fiscales y de crédito externo para la realización de los programas de inversión, Los materiales adquiridos se usan de forma planificada sin generarse acumulación de stock.
- p) No se contemplan débitos a las cuentas de CNEL por parte del MEF en función de los convenios de liquidez. Se firmó convenio de excedentes con valor cero para el 2023, sin embargo, para el año 2024 el MEF proyectó un superávit en la proforma presupuestaria 2024.
- q) Se contemplan sentencias judiciales registradas hasta la fecha.
- r) Se consideran las devoluciones de los proyectos con Convenios de Excepcionalidad que fueron liquidados hasta el cierre del 2023.
- s) La información financiera se encuentra en concordancia con las cifras proyectadas y presupuestadas en la conformidad del Ministerio de Economía y Finanzas remitida en Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0243-O, con fecha 11 de abril de 2024; sin embargo, las citadas cifras son susceptibles de cambios significativos en su ejecución, debido a las siguientes observaciones y/o alertas:
  - Cambios constantes en la administración de CNEL EP que reduce la capacidad de ejecución presupuestaria, principalmente en la inversión, lo que no permite continuar con los procesos planificados en el año.
  - Se requiere de la actualización del Estudio de Costos 2024 por parte de la ARCERNNR, de tal manera que se cuenten con los costos y gastos establecidos por los organismos competentes.
  - Respecto al pasivo laboral de la empresa, a pesar de haber realizado el pago de beneficios laborales en años anteriores, estos valores aun no registran el devengo correspondiente y aún no se llega a un acuerdo con los trabajadores de la misma sobre los valores ya cancelados, generando una distorsión en el presupuesto de CNEL EP e incertidumbre de posibles pagos adicionales que no permitan el cumplimiento de sus objetivos operacionales y de inversión.
  - CNEL EP no está autorizada a incrementar los techos autorizados de gasto de personal, además, de ninguna manera podrá realizar modificaciones presupuestarias en los ítems contemplados para desvinculaciones sin previo pronunciamiento del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).
  - El MEF ha establecido una proyección de superávit en la proforma presupuestaria 2024 por USD 49,34 millones.

## 9.2 Fuente de Ingreso

Los recursos propios provienen de la facturación de la actividad de distribución y comercialización de energía.

Los recursos fiscales son transferencias que se planifica recibir para el financiamiento del programa que cuentan con financiamiento de crédito fiscal.

Los saldos iniciales corresponden a los montos que, al inicio del ejercicio económico 2024 se esperen encontrar en las cuentas bancarias de CNEL EP, y están conformados por recursos propios y recursos fiscales/créditos. Las Cuentas por Cobrar incluyen anticipos pendientes de amortizar de proveedores y subsidios.

### 9.3 Estado de Situación Proyectado

El Balance de Situación refleja el resultado a obtenerse en el 2024 como producto de las actividades de distribución y comercialización que cumple la Corporación; para su formulación se ha tomado en consideración el Presupuesto y el Flujo de Caja para el año 2024.

Tabla Nro. 40: Estado de Situación Financiera

Cuentas	2023	Proyección 2024	Variación 2023 - 2024
<b>Activo</b>			
<b>Activo Corriente</b>	<b>1.182.012.318,88</b>	<b>777.222.251,19</b>	<b>- 404.790.067,69</b>
Bancos	27.906.384,95	2.738.426,24	-25.167.958,71
Cuentas por Cobrar	936.801.832,32	552.979.723,34	- 383.822.108,98
Otros Activo Corriente	217.304.101,61	221.504.101,61	4.200.000,00
<b>Activo no Corriente</b>	<b>2.523.461.441,53</b>	<b>2.563.585.579,97</b>	<b>40.124.138,44</b>
Propiedad Planta y Equipo	2.495.571.444,28	2.535.445.582,72	39.874.138,44
Otros Activos no corriente	27.889.997,25	28.139.997,25	250.000,00
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>3.705.473.760,41</b>	<b>3.340.807.831,15</b>	<b>- 364.665.929,26</b>
<b>Pasivo</b>			
<b>Pasivo Corriente</b>	<b>945.057.113,03</b>	<b>818.942.762,80</b>	<b>- 126.114.350,23</b>
Obligaciones Corto Plazo	766.711.099,77	638.096.749,54	- 128.614.350,23
Otros Pasivos Corrientes	178.346.013,26	180.846.013,26	2.500.000,00
<b>Pasivo no Corriente</b>	<b>1.335.003.285,52</b>	<b>1.078.554.980,74</b>	<b>- 256.448.304,78</b>
Obligaciones a Largo Plazo	1.229.029.120,82	973.230.816,04	- 255.798.304,78
Otros Pasivos no Corrientes	105.974.164,70	105.324.164,70	- 650.000,00
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>2.280.060.398,55</b>	<b>1.897.497.743,54</b>	<b>- 382.562.655,01</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital	2.637.810.827,13	2.637.810.827,13	0,00
Reservas	0,00	0,00	0,00
Resultados Acumulados	-1.161.787.313,79	-1.261.737.765,21	-99.950.451,42
Resultados del periodo	-50.610.151,48	67.237.025,69	117.847.177,17
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>1.425.413.361,86</b>	<b>1.443.310.087,61</b>	<b>17.896.725,75</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>3.705.473.760,41</b>	<b>3.340.807.831,15</b>	<b>-364.665.929,26</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

#### 9.3.1 Activo

El Activo Total tendría una disminución de USD 364,67 millones con relación al saldo del año 2023.

Esta variación es producto principalmente de los siguientes factores: i) disminución en Bancos de USD 25,17 millones se encuentra de acuerdo al Flujo de Caja Proyectado 2024, que corresponde a entradas de efectivo por USD 1.672,92 millones, Salidas de efectivo por USD 1.698,09 millones; ii) disminución de cuentas por cobrar en USD 383,82 millones, producto de la liquidación de los anticipos por concepto de retroactivos por contratación colectiva por USD 261,60 millones, cruce de cuentas por compra de energía por USD 151,35 millones e incremento en cuentas por cobrar clientes en relación a la proyección de lo facturado versus lo recaudado por USD 29,14 millones; iii) incremento en otros activos corrientes por USD 4,2 millones; iv) incremento en Propiedad, Planta y Equipo por USD 39,87 millones y; v) incremento en otros activos no corrientes por USD 0,25 millones.

El aumento en Cuentas por Cobrar Clientes de USD 29,14 en las cuentas por cobrar, se establece considerando la proyección de ingresos que de acuerdo al Presupuesto de Operación 2024 es por USD 1.600,84 millones mientras que la recaudación por estos conceptos de acuerdo al Flujo de Caja Proyectado 2024 es por USD 1.571,70 millones.

Propiedad, Planta y Equipo presenta un incremento neto de USD 39,87 millones debido principalmente a la incorporación de activos en función de la ejecución y liquidación de proyectos de infraestructura eléctrica, el incremento se origina por el valor del presupuesto de inversión proyectado en la proforma 2024 por USD 187,07 millones menos la depreciación estimada para el año 2024 USD 147,20 millones.

### 9.3.2 Pasivo

El Pasivo Total Proyectado a diciembre 2024 tiene una disminución de USD 382,56 millones con relación al ejercicio económico 2023. Esta variación obedece principalmente a los siguientes factores: i) disminución en obligaciones a corto plazo por USD 128,61; ii) incremento en otros pasivos corrientes por USD 2,50 millones; iii) disminución en obligaciones a largo plazo por USD 255,80 millones; y, iv) disminución en otros pasivos no corrientes por USD 0,65 millones.

La disminución en las Obligaciones a Corto Plazo de USD 128,61 millones se genera principalmente por: i) el incremento de USD 24,00 millones, en las cuentas por pagar órdenes de pago generada por el registro de los Gastos por USD 539,84 millones, más el valor de las inversiones por USD 117,66 millones, que de acuerdo al flujo de caja proyectado 2024 se cancelarán USD 527,84 millones y USD 105,66 millones respectivamente, ii) aumento en contribuciones por pagar por USD 49,34 millones que corresponde al superávit proyectado del MEF; iii) disminución en cuentas por pagar compra de energía por USD 203,85 millones que corresponden al cruce de cuentas por compra de energía por USD 151,35 millones y pago de deuda antigua a CELEC EP por USD 52,50 millones; y, iv) aumento en otros rubros por USD 1,90 millones.

La disminución en Obligaciones a Largo Plazo de USD 255,80 millones se da principalmente por: i) disminución en las provisiones por litigios judiciales por USD 303,60 que corresponden al cruce de cuentas retroactivo; ii) aumento de obligaciones con Entidades Financieras por el registro de los Préstamos para financiar proyectos de inversión por USD 47,10 millones; y, iii) aumento en USD 0,70 millones en otros rubros.

### 9.3.3 Patrimonio

El Patrimonio el cual corresponde a la parte residual de los activos de la entidad, una vez deducidos todos los pasivos de la Corporación presenta un incremento de USD 17,90 millones, el cual corresponde a: i) al registro de la utilidad proyectada para el año 2024 por USD 67,24 millones; y, ii) aumento en las pérdidas acumuladas por el registro del superávit proyectado del MEF por USD - 49,34.

## 9.4 Estado de Resultado Proyectado

Tabla Nro. 41: Estado de Resultado Proyectado

	Cuentas	2023	Proyección 2024
1	Ingresos operacionales	1.477.598.139,50	1.607.749.303,53
2	Gastos y Costos operacionales (-)	1.424.115.219,69	1.434.480.013,29
<b>3</b>	<b>EBITDA (3 = 1 - 2)</b>	<b>53.482.919,81</b>	<b>173.269.290,24</b>
4	Depreciaciones, Amortizaciones Operacionales (-)	206.239.484,53	147.191.321,11
<b>5</b>	<b>Resultado Operacional (EBIT) (5 = 3 - 4)</b>	<b>-152.756.564,72</b>	<b>26.077.969,12</b>
6	Total ingresos no operacionales	108.133.808,21	47.202.471,69
7	Gastos y costos no operacionales (-)	3.546.911,56	5.047.044,20
8	Otros Egresos (-)	2.440.483,41	996.370,92
<b>9</b>	<b>Resultado No Operacional ( 6 - 7 - 8)</b>	<b>102.146.413,24</b>	<b>41.159.056,57</b>
<b>10</b>	<b>Resultado Neto (10 = 5 + 9)</b>	<b>-50.610.151,48</b>	<b>67.237.025,69</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

Tabla Nro. 42: Estado de Resultados Proyectado por Trimestre

	Cuentas	1T	2T	3T	4T	Proyección 2024
1	Ingresos operacionales	369.782.339,81	418.014.818,91	401.937.325,88	418.014.818,92	1.607.749.303,53
2	Gastos y Costos operacionales (-)	329.930.403,06	372.964.803,45	358.620.003,32	372.964.803,46	1.434.480.013,29
<b>3</b>	<b>EBITDA (3 = 1 - 2)</b>	<b>39.851.936,75</b>	<b>45.050.015,46</b>	<b>43.317.322,56</b>	<b>45.050.015,46</b>	<b>173.269.290,24</b>
4	Depreciaciones, Amortizaciones Operacionales (-)	33.854.003,86	38.269.743,49	36.797.830,28	38.269.743,49	147.191.321,11
<b>5</b>	<b>Resultado Operacional (EBIT) (5 = 3 - 4)</b>	<b>5.997.932,90</b>	<b>6.780.271,97</b>	<b>6.519.492,28</b>	<b>6.780.271,97</b>	<b>26.077.969,12</b>
6	Total ingresos no operacionales	10.856.568,49	12.272.642,64	11.800.617,92	12.272.642,64	47.202.471,69
7	Gastos y costos no operacionales (-)	1.160.820,17	1.312.231,49	1.261.761,05	1.312.231,49	5.047.044,20

	Cuentas	1T	2T	3T	4T	Proyección 2024
8	Otros Egresos (-)	229.165,31	259.056,44	249.092,73	259.056,44	996.370,92
9	<b>Resultado No Operacional ( 6 - 7 - 8)</b>	<b>9.466.583,01</b>	<b>10.701.354,71</b>	<b>10.289.764,14</b>	<b>10.701.354,71</b>	<b>41.159.056,57</b>
10	<b>Resultado Neto (10 = 5 + 9)</b>	<b>15.464.515,91</b>	<b>17.481.626,68</b>	<b>16.809.256,42</b>	<b>17.481.626,68</b>	<b>67.237.025,69</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

#### 9.4.1 Ingresos Operacionales

Los ingresos operacionales proyectados para el año 2024 ascienden a USD 1.607,75 millones que, comparados con los ingresos operacionales del año 2023 registran un aumento de USD 130,15 millones.

Los ingresos operacionales de la Proyección 2024 se establecieron considerando los siguientes rubros del Presupuesto de Operación 2024: i) Ingresos por Venta de Energía USD 1.493,50 millones; ii) Ingresos por Alumbrado Público USD 107,33 millones y; iii) Otras Ventas por USD 6,92 millones.

El incremento de los ingresos operacionales en relación al del año 2023 se genera principalmente por la proyección del crecimiento vegetativo de clientes, y por la reducción de pérdidas de energía planificadas en el año 2024.

#### 9.4.2 Gastos y Costos Operacionales

Los gastos y costos operacionales ascienden a USD 1.434,48 millones que comparados con los valores del año 2023 presentan un aumento de USD 10,36 millones.

El incremento en los gastos y costos operacionales en relación al del año 2023, se genera principalmente por: i) El aumento del costo por compra de energía dado que este rubro se ha incrementado producto del estiaje ocurrido en la sierra ecuatoriana debido al Fenómeno de El Niño, y su consumo se incrementa de acuerdo a las condiciones de demanda de mercado conforme a las estadísticas de crecimiento del sector eléctrico; ii) en Mano de Obra por reconocimiento total de los beneficios definidos en el contrato colectivo único; iii) el costo de los bienes y servicios necesarios para la operación y mantenimiento del sistema de distribución de energía eléctrica. Los gastos y costos operacionales de la proyección 2024 se determinaron considerando los rubros de Costo de Energía, Mano de Obra, Materiales y Servicios del Presupuesto de Operación 2024; y, no incluye valores por el gasto por planes de indemnización y jubilación patronal ni por gastos de desmantelamiento, dado que estos rubros se registran contablemente con la información disponible al final del cierre del ejercicio económico.

#### 9.4.3 Depreciaciones, Amortizaciones y Deterioro Operacionales

Se estimaron los valores por depreciaciones de las instalaciones e infraestructura eléctrica de la Corporación en función de los valores proyectados para el año 2024. Estos valores no forman parte del Presupuesto Operativo. Por otra parte, no se incluyen proyecciones para depreciaciones por el costo de desmantelamiento, amortizaciones, bajas de propiedad planta y equipo y deterioro de cuentas por cobrar, inventarios, u otros activos, dado que estos rubros se registran contablemente con la información disponible al final del cierre del ejercicio económico.

#### 9.4.4 Ingresos no operacionales

Los ingresos no operacionales para el año 2024 se determinaron de acuerdo al Presupuesto de Operación por US\$ 47,20 millones.

#### 9.4.5 Gastos y costos no operacionales

Los gastos y costos no operacionales se estiman en USD 5,05 millones.

#### 9.4.6 Otros Egresos

Corresponden a los gastos financieros de acuerdo al Presupuesto de Operación 2024, será de USD 0,99 millones. No se incluyen las proyecciones para gastos financieros por actualización de costos por desmantelamiento y pasivos laborales actuariales, dado que estos rubros se registran contablemente con la información disponible al final del cierre del ejercicio económico.

### 9.5 Flujo de Caja Proyectado

Tabla Nro. 43: Flujo de Caja Proyectado 2024

CONCEPTO	2023	Proyección 2024
<b>SALDO INICIAL DE EFECTIVO (A)</b>	<b>39.137.871,67</b>	<b>20.540.251,32</b>
Venta de Energía Consumidores	1.239.825.136,60	1.261.030.282,35
Venta de Energía Sistema de Alumbrado Público	94.449.556,44	96.075.765,19
Ingresos que no son Venta de Energía	253.252.035,60	244.774.534,52
Recursos para Inversión	15.921.820,83	34.430.457,59
<b>ENTRADAS DE EFECTIVO (B)</b>	<b>1.603.448.549,46</b>	<b>1.636.311.039,65</b>
Costo de Energía Comprada	772.120.236,65	844.836.387,67
Mano de Obra	292.680.816,11	325.152.713,59
Materiales	46.311.955,89	40.100.804,74
Servicios	171.435.231,88	151.728.754,90
Otros Egresos de efectivo Operativos	22.623.686,59	9.815.080,24
Utilización Recursos Planes de Inversión	97.776.461,36	75.079.955,91
Obligaciones acumuladas por pagar al MEM	0,00	0,00
Documentos/Cuentas por pagar (Retroactivos CC)	68.272.180,30	42.000.000,00
Otros egresos de efectivo	137.825.601,03	156.113.606,19
Convenio Excedentes 2023	13.000.000,00	0,00
<b>EGRESOS DE EFECTIVO (C)</b>	<b>1.622.046.169,81</b>	<b>1.644.827.303,24</b>
<b>SALDO FINAL DEL EFECTIVO (A+B-C)</b>	<b>20.540.251,32</b>	<b>12.023.987,73</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

### 9.5.1 Ingresos

Los ingresos por distribución de energía corresponden a los valores recaudados por el servicio de distribución y comercialización de electricidad entregada a los hogares, industrias y comercios en el área de servicio, cuya proyección para el año 2024 asciende a USD 1.261,03 millones. El concepto SAPG o alumbrado público corresponde a la energía distribuida en vías públicas, parques públicos, y demás espacios de libre circulación, con el objetivo de proporcionar la visibilidad adecuada para el normal desarrollo de las actividades, la cual se factura conforme a las tarifas definidas por las ordenanzas municipales el valor de recaudación para el 2024 se ha proyectado en USD 96,08 millones.

Los otros ingresos contemplan la gestión de cobro, multas, peajes, las comisiones por la recaudación de valores a municipios, bomberos, etc., venta de bases, bienes, materiales y demás rubros facturados a abonados por servicios ajenos a la distribución de electricidad, cuya proyección para el año 2024 asciende a USD 244,77 millones.

Los Ingresos de Inversión se componen del financiamiento externos proveniente de multilaterales de crédito como EL Banco Interamericano de Desarrollo, Banco de Desarrollo de América Latina y Agencia de Cooperación Internacional de Japón se refiere a los montos por las transferencias a CNEL EP, para la ejecución de los programas de inversión BID V y BID VI, JICA, CAF, por el importe de USD 34,43 millones como Agencia Francesa de Desarrollo.

El incremento en las entradas de efectivo del flujo de caja proyectado del año 2024 en relación al flujo de caja del año 2023, se genera principalmente porque se proyecta mantener altos índices de recaudación sobre los valores facturados a los abonados por el consumo de energía eléctrica, así como la recepción de recursos de inversión de acuerdo a los Créditos Multilaterales (BID V, BIDV, JICA).

### 9.5.2 Egresos

El principal egreso corresponde al rubro de por Compra de energía el cual contempla el pago a los Agente del Mercado Eléctrico Mayorista por la energía facturada por el año 2024 por el monto de USD 844,84 millones. Adicional se proyecta la cancelación de USD 160,02 millones corresponden a deuda pendiente del año 2022 y 2023.

Los gastos de operación incluyen los rubros de Mano de Obra, Materiales y Servicios que ascienden a USD 516,98 millones, que han sido considerados durante el año 2024. Los pagos de inversión con recursos de financiamiento de créditos externos USD 20,68 cuya ejecución está supedita a la acreditación oportuna de recursos por partes de los entes rectores. Se estima cancelar las cuotas de estos créditos externos por el valor de USD 3,43 millones.

Los pagos de Inversión con financiamiento propio, tales como calidad, expansión entre otros se proyectan por el importe de USD 54,40 millones. Las cuentas por pagar ascienden a USD 42,00 millones y corresponden pasivos laborales contingentes para el año 2024.

Los egresos de efectivo del flujo de caja proyectado del año 2024 se incrementan en relación al flujo de caja del año 2023, producto de los desembolsos de mano de obra, de compra de energía de acuerdo a la demanda proyectada, y por los pagos generados por la adquisición de bienes y servicios para la operación y el mantenimiento del sistema de distribución, adicionalmente se proyecta cancelar deuda de años anteriores por compra de energía.

## 9.6 Presupuesto Empresarial

El Presupuesto para el ejercicio 2024 alcanza el techo para ingresos y egresos (gastos) por el valor de USD 2.225.846.541 revisada a la presente fecha.

*Tabla Nro. 44: Proforma Presupuestaria 2024*

CONCEPTOS	PRESUPUESTO 2024
<b>Presupuesto de Ingresos</b>	
Operacionales	1.654.951.775
Financiamiento	47.104.398
Saldos de Caja	15.560.575
Cuentas pendientes por Cobrar	508.229.792
<b>Total Presupuesto de Ingresos</b>	<b>2.225.846.541</b>
<b>Presupuesto de Egresos</b>	
<b>Presupuesto Corriente</b>	
Gastos en Personal	110.927.398
Bienes y Servicios de Consumo	23.693.851
Transferencias o Donaciones (incluye Superávit Proyectado MEF)	57.866.105
Otros Egresos Corrientes	9.938.555
<b>Total Presupuesto Corriente</b>	<b>202.425.909</b>
<b>Presupuesto de Producción</b>	
Gastos en Personal para la Producción	186.206.932
Bienes y Servicios para la Producción	1.083.307.733
Otros Gastos de Producción	17.923.155
<b>Total Presupuesto de Producción</b>	<b>1.287.437.820</b>
<b>Presupuesto de Inversión</b>	
Inversión	187.065.460
<b>Total Presupuesto de Inversión</b>	<b>187.065.460</b>
<b>Presupuesto Financiero</b>	
Pasivo Circulante	548.917.353
<b>Total Presupuesto de Financiamiento</b>	<b>548.917.353</b>
<b>Total Presupuesto de Egresos</b>	<b>2.225.846.541</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

Mediante Circular Nro. MEF-SRF-2023-0003-C, de 21 de septiembre de 2023, la Subsecretaría de Relacionamiento Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas emitió los Lineamientos presupuestarios año 2024 para Empresas Públicas de la Función Ejecutiva y suscripción del "Convenio Interinstitucional de transferencia de recursos excedentes de las empresas públicas de la Función Ejecutiva hacia la Cuenta Única del Tesoro Nacional.

Con los Oficios Nro. CNEL-CNEL-2023-0749-O del 13 de octubre de 2023, y Oficio Nro. CNEL-CNEL-2023-0767-O del 19 de octubre de 2023, se remite la Proforma Presupuestaria Prorrogada para el ejercicio fiscal 2024 de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, conforme lo establecido en Circular Nro. MEF-SRF-2023-0003-C.

El 30 de octubre de 2023, se llevó a cabo la reunión entre equipos de Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, Ministerio de Economía y Finanzas y EMCO EP, para la revisión de la Proforma Presupuestaria Prorrogado 2024.

Mediante Oficio Nro. MEF-SRF-2023-0567-O de fecha 14 de noviembre de 2023, el Ministerio de Economía y Finanzas remite la solicitud de suscripción del Convenio de Transferencia de Recursos Excedentes CNEL EP, en la cual indica que:

*“Con estos antecedentes, una vez mantenida la respectiva reunión de revisión de cifras, conforme lo indicado en Oficio Circular No. MEF-SRF-2023-0003-C de 21 de septiembre de 2023, y en cumplimiento de la normativa legal vigente, me permito solicitar se ponga a consideración del Directorio de su representada, las siguientes observaciones y/o alertas, que deberán ser evaluadas por dicho cuerpo colegiado, y se comunican en el marco de las atribuciones del ente rector de las finanzas públicas:*

- 1. Si bien la situación actual del sector eléctrico respecto al costo de compra de la energía eléctrica desemboca en un incremento en los costos y gastos operativos e la empresa, esta no es la única dificultad financiera que presenta, los pasivos laborales actuales y proyectados suponen un escenario financiero de total incertidumbre para la CNEL EP.*
- 2. El bajo nivel de ejecución en inversión que presenta la empresa, supone una reducción de los ingresos para el 2024.*
- 3. El cambio constante de autoridades en la EP, reduce drásticamente la capacidad de ejecución presupuestaria en la empresa, generando no solo una reducción de sus ingresos, también reduce su capacidad de cubrir la demanda de consumo de energía, la cual se encuentra en constante crecimiento”*

Con Oficio Nro. EMCOEP-EMCOEP-2023-0577-O del 16 de noviembre de 2023, el Presidente del Directorio, solicita la presentación de información sobre Presupuesto Prorrogado 2024 y el Plan General de Negocios, Expansión e Inversión 2024, para tratamiento en Directorio de CNEL EP, en virtud de lo expuesto, la Gerencia Administrativa Financiera de CNEL EP, presentó la Proforma Presupuestaria Prorrogada 2024, a nivel de grupos de partida presupuestaria conforme el Clasificador del MEF para los ítems de administración, operación, comercialización y mantenimiento del sistema eléctrico en el área de concesión de la Corporación.

Mediante Oficio Nro. EMCOEP-GRGN-2023-0546-O del 29 de diciembre de 2023, la Gerencia General de la Empresa Coordinadora de Empresas Públicas EMCO EP, emitió el dictamen favorable al Presupuesto Prorrogado del año 2024 de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, por el techo presupuestario de ingresos y gastos de USD 1.834.180.532, para su posterior aprobación en el Directorio.

Con Resolución No. 010-020-2023, en sesión extraordinaria de carácter urgente de Directorio, celebrada el 31 de diciembre de 2023, resuelve, “conocer y aprobar el Presupuesto General Prorrogado del año 2024 de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, por un valor de USD 1.834.180.532 (Un mil ochocientos treinta y cuatro millones ciento ochenta mil quinientos treinta y dos dólares de los Estados Unidos de América), para ingresos y gastos del año 2023, y autorizó la suscripción del Convenio de Excedentes por el año 2023 con el Ministerio de Economía y Finanzas.

Mediante Circular Nro. MEF-VGF-2023-0005-C del 23 de diciembre de 2023, el Viceministro de Finanzas, remite las Directrices para la elaboración de la Proforma del Presupuesto General del Estado 2024 y Programación Presupuestaria Cuatrianual 2024 y con Circular Nro. MEF-SRF-2023-0004-C del 26 de diciembre de 2023, el Subsecretario de Relacionamento Fiscal, remite para la Revisión proformas presupuestarias 2024 de las Empresas Públicas de la Función Ejecutiva y solicita la Proforma Presupuestaria de CNEL EP hasta el 10 de enero de 2024.

Con Oficio CNEL-CNEL-2024-0024-O del 10 de enero 2024, CNEL EP remitió al Subsecretario de Relacionamento Fiscal del Ministerio de Economía y Finanzas la Proforma Presupuestaria 2024.

Conforme cronograma de revisión establecido en Circular Nro. MEF-SRF-2023-0004-C del 26 de diciembre de 2023, se llevó a cabo reunión de forma virtual los días 18 y 19 de enero, con el Ministerio de Economía y Finanzas, miembros del Directorio de CNEL EP, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, y CELEC EP, conforme Acta revisión de la Proforma Presupuestaria en la cual se registró como

Observaciones y Compromisos, lo siguiente: *“El 19 de enero de 2024, se llevó una reunión de trabajo con funcionarios del Ministerio de Energía y Minas, Agencia de Regulación y Control; CNEL EP y CELEC EP, con el objetivo de llegar acuerdos respecto a las Cuentas por pagar y cobrar de las dos empresas públicas; no obstante, considerando los argumentos de las dos partes, no existe una definición respecto a estos valores”.*

En ese sentido, y de acuerdo a las observaciones y compromisos establecidos en el Acta revisión de la Proforma Presupuestaria 2024 de CNEL EP, el día jueves 25 de enero del 2024 se mantuvo reunión de trabajo entre el Ministerio de Energía y Minas, CELEC EP y CNEL EP, respecto a las deudas que se mantiene con CELEC EP, y que afectaban las cifras presentadas en la Proforma Presupuestaria 2024 de CNEL EP.

Así mismo el viernes 26 de enero del 2024, se mantuvo reunión con el Ministerio de Energía y Minas, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables y CNEL EP, respecto a las deudas con el Mercado Eléctrico Mayorista, dado que esta situación también afectaba las cifras presentadas en la Proforma Presupuestaria 2024 de CNEL EP.

Adicionalmente los días lunes 29 y martes 30 de enero, el Ministerio de Energía y Minas convocó a reunión de trabajo a CNEL EP, para revisar, entre otros puntos, el Plan de Negocios, Expansión e Inversión del año 2024, lo cual involucraba revisar la actualización de las cifras presentadas en la Proforma Presupuestaria 2024 de CNEL EP.

Con Oficio Nro. CNEL-CNEL-2024-0107-O, de fecha 31 de enero de 2024, se remitió al Ministerio de Economía y Finanzas la Proforma Presupuestaria por el ejercicio fiscal 2024.

Mediante Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0243-O, con fecha 11 de abril de 2024, remite Conformidad al presupuesto 2024 de la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP, en la cual indica que:

*“Sobre la base de lo expuesto me permito solicitar, se ponga a consideración del Directorio de su representada, las siguientes observaciones y/o alertas, que deberán ser evaluadas por dicho cuerpo colegiado, y se comunican en el marco de las atribuciones del ente rector de las finanzas públicas:*

- *Los cambios constantes en la administración de la EP, reduce la capacidad de ejecución presupuestaria, principalmente en la inversión, lo que no permite continuar con los procesos planificados en el año, esto ha generado que la empresa no cumpla con su plan de acción para la recuperación de pérdidas de energía, cuyo porcentaje asciende al 18,24%, esto significa que la EP deja de recibir aproximadamente USD290 millones.*

- *Es imperativo señalar que, el monto considerado para la proforma 2024, requiere de la actualización del Estudio de Costos 2024 por parte de la ARCERNNR, de tal manera que se cuenten con los costos y gastos establecidos por los organismos competentes, según lo señalado por la Agencia de Regulación y Control esta actualización sería presentada en el mes de marzo de 2024.*
- *Respecto al pasivo laboral de la empresa, a pesar de haber realizado el pago de beneficios laborales en años anteriores, estos valores aun no registran el devengo correspondiente, según lo manifestado por funcionarios de la empresa, aún no se llega a un acuerdo con los trabajadores de la misma sobre los valores ya cancelados, esto genera una distorsión en el presupuesto de la CNEL EP, y genera incertidumbre de posibles pagos adicionales que no permitan el cumplimiento de sus objetivos operacionales y de inversión.*
- *En las reuniones de revisión de la proforma presupuestaria 2024 de su representada, se contó con la presencia de funcionarios del Ministerio de Energía y Minas, en dicha reunión de trabajo se acordó la suscripción del acta correspondiente, sin embargo, a pesar de las insistencias realizadas por el Ministerio de Economía y Finanzas, esta no ha sido debidamente suscrita y entregada por parte del ente rector de sector eléctrico.*

*Se solicita someter la proforma presupuestaria 2024 de su representada, a la aprobación por parte del Directorio, respetando el techo global autorizado; y considerar que:*

*La empresa pública no está autorizada a incrementar los techos autorizados de gasto de personal (51-61-71), además, de ninguna manera podrá realizar modificaciones presupuestarias en los ítems contemplados para desvinculaciones (ver anexo No.2) que es su caso ascienden a USD 14.627.262,28 sin previo pronunciamiento del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).*

*Con el propósito de alcanzar el equilibrio presupuestario, el superávit resultante de las optimizaciones generadas, deberá irse acumulando como TRANSFERENCIAS O DONACIONES CORRIENTES, en el ítem 58.01.01 “Transferencias o donaciones destinadas a organismos y entidades que integran el Presupuesto General del Estado” (SUPERAVIT PROYECTADO). Este rubro no representa un excedente tácito, no registrará ejecución presupuestaria alguna y no se realizarán modificaciones presupuestarias en este grupo de gasto sin previa autorización de esta Cartera de Estado. En la liquidación presupuestaria, podrá servir como insumo para identificar de forma razonable, el valor de excedentes que la empresa pública genere. Del cumplimiento de esta disposición se deberá informar al MEF y al Directorio de la empresa.”*

Con Oficio Nro. CNEL-CNEL-2024-0412-O del 21 de mayo 2024, CNEL EP remitió al Ministerio de Energía y Minas un Informe Ejecutivo que contiene el análisis comparativo entre el Estudio de Costos y Presupuesto definitivo 2024 de acuerdo a la conformidad del

Ministerio de Economía y Finanzas, que en la parte pertinente concluye:

- *Los altos costos en la compra de energía por el estiaje producto del Fenómeno de El Niño ha incrementado el valor para este rubro de USD 821,71 millones a USD 920,69 millones, con un ajuste por la conformidad del Ministerio de Economía y Finanzas, este rubro quedó en USD 900,26 millones. Esto significa que cualquier estimación que se presente en la actualización del Estudio de Costos 2024 y que sea superior a esta cifra conlleva a riesgos financieros para CNEL EP que pueden derivar en la necesidad de que se reconozca un Déficit Tarifario.*
- *El Ministerio de Economía y Finanzas establece un Superávit Proyectado de USD 49,34 millones que no forma parte de la estructura de costos y gastos que determina la ARCERNR en el Estudio de Costos 2024, reduciendo drásticamente la capacidad de operación y funcionamiento de CNELEP, y además conlleva a riesgos financieros para cumplir con sus obligaciones tanto con generadores públicos y privados, así como, con sus proveedores de bienes y servicios, contratistas en obras de infraestructura eléctrica y trabajadores de la Corporación.*
- *La aplicación del Primer Contrato Colectivo de CNEL EP ha establecido pasivos laborales contingentes por aproximadamente USD 525,36 millones. Por ello, es imperativo cerrar negociaciones con el Comité de Trabajadores con un Contrato Colectivo que mida la razonabilidad y capacidad financiera de CNEL EP, que le permita cumplir con este tipo de obligaciones.*
- *Los débitos unilaterales del Ministerio de Economía y Finanzas al amparo del Convenio de Liquidez, ponen en riesgo la salud financiera de CNEL EP debido a que imposibilita a la Corporación disponer de los recursos que provienen de la tarifa y que según el Estudio de Costos se deben usar para cumplir las obligaciones relacionados con la generación, transmisión y distribución del servicio de energía eléctrica dentro del área de concesión de CNEL EP.”*

Por lo tanto, considerando el Superávit Proyectado de USD 49,34 millones establecida en la conformidad otorgada por el Ministerio de Economía y Finanzas, y en cumplimiento a la normativa legal vigente determinada en el Acuerdo Ministerial No. 0090 del 15 de agosto del 2019, se presentan las siguientes cifras:

### **9.6.1 Presupuesto Corriente**

El presupuesto corriente comprende todas aquellas asignaciones que afectan a las actividades administrativas de la Corporación, está conformado por rubros correspondientes a mano de obra, materiales y servicios de la siguiente manera:

*Tabla Nro. 45: Presupuesto Corriente*

CONCEPTOS	PRESUPUESTO 2024
Gastos en Personal	110.927.398
Bienes y Servicios de Consumo	23.693.851
Transferencias o Donaciones (incluye Superávit Proyectado MEF)	57.866.105
Otros Egresos Corrientes	9.938.555
<b>Total Presupuesto Corriente</b>	<b>202.425.909</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

En el grupo de masa salarial, se registran los componentes de mano de obra (sueldos y salarios y beneficios sociales) destinados al personal administrativo, así como también el rubro correspondiente a la pensión jubilar de exfuncionarios; además se registra las Indemnizaciones por Desahucio, Indemnización por Jubilación que suman en la Proforma Presupuestaria del año 2024 USD 110.92 millones.

El grupo de Bienes y servicios de consumo, asciende a USD 23.69 millones, en este grupo se encuentran las partidas administrativas, principalmente en los siguientes conceptos:

- Combustibles y Lubricantes.
- Mantenimiento de Vehículos, Inmuebles, equipos tecnológicos entre otros.
- Arrendamiento de Vehículos, Inmuebles, equipos informáticos entre otros.
- Servicios de Promoción y Publicidad.
- Servicios de Guarderías, Residencias y Capacitación.
- Uniformes para el personal administrativo.
- Viáticos, Subsistencias y Hospedajes, para el interior como para el exterior.
- Pasajes aéreos y movilizaciones, tanto al interior como para el exterior.
- Consultorías de carácter administrativo.
- Auditoría Externas Financieras y Ambientales.
- Suministros de Oficina y Cafetería.

Dentro del grupo de Transferencias y donaciones corrientes este grupo se registra el valor de USD 8,52 millones por la Contribución del 1,5 x mil, y el Superávit proyectado por el MEF por USD 49,34 millones, dando un total de USD 57,86 millones, que presenta un incremento de USD 57,52 millones en relación al Presupuesto Prorrogado 2024. Esto se debe principalmente a que en este grupo presupuestario se registra el Superávit proyectado dispuesto por el Ministerio de Economía y Finanzas en la Conformidad al Presupuesto 2024 en Oficio Nro. MEF-SRF-2024-0243-O.

En el grupo de Otros Egresos (corriente), el valor para el año 2024, asciende a USD 9.94 millones, en este grupo se considera reconocer obligaciones de carácter normativo tales como

CENACE y ECUACIER, así también, las pólizas de seguros de los bienes institucionales y comisiones bancarias.

### 9.6.2 Presupuesto de Producción

En el presupuesto de producción se incluyen todas aquellas asignaciones destinadas a los procesos agregadores de valor que las conforman las etapas funcionales de distribución, subtransmisión, comercialización y alumbrado público; es decir, todos aquellos costos que son del giro del negocio, adicional en este apartado se incluyen los costos por compra de energía.

**Tabla Nro. 46: Presupuesto de Producción**

CONCEPTOS	PRESUPUESTO 2024
Gastos en Personal para la Producción	186.206.932
Bienes y Servicios para la Producción	1.083.307.733
Otros Gastos de Producción	17.923.155
<b>Total Presupuesto de Producción</b>	<b>1.287.437.820</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

En el grupo de Masa salarial de Producción, se registran los componentes de mano de obra (sueldos y salarios y beneficios sociales) destinados a las labores operativas que suman en la Proforma Presupuestaria 2024 el valor de USD 186.20 millones.

En el grupo de Bienes y Servicios para la Producción se presentó la proforma presupuestaria para el ejercicio 2024 por el valor de USD 1.083.30 millones, donde se registran los costos y gastos de las partidas de compra de energía, comercialización, operación y mantenimiento, principalmente en los siguientes conceptos:

- ✓ Compra de Energía a Generadores Públicos y Privados, primordialmente a CELEC EP.
- ✓ Servicios Comerciales tales como corte y reconexión, entrega de avisos, Lectofacturación, inspecciones, entre otros.
- ✓ Servicios de Operación y Mantenimiento del sistema eléctrico.
- ✓ Servicios de Guarderías, Residencias y Capacitación.
- ✓ Combustibles y Lubricantes.
- ✓ Mantenimiento de Vehículos, Inmuebles, equipos tecnológicos entre otros.
- ✓ Arrendamiento de Vehículos, Inmuebles, equipos informáticos entre otros.
- ✓ Viáticos, Subsistencias y Hospedajes, tanto para el interior como para el exterior.
- ✓ Pasajes aéreos y movilizaciones, tanto al interior como para el exterior.
- ✓ Consultorías de carácter técnico y operativo.

### 9.6.3 Presupuesto de Inversión y de Capital

Corresponde al Presupuesto de Capital que es el total de las asignaciones destinadas a la creación de bienes de capital y conservación de los ya existentes, también a la adquisición de bienes inmuebles que contribuyen a aumentar y preservar los activos físicos patrimoniales o financieros de la empresa incluyendo las líneas y redes eléctrica y su infraestructura, la proforma Presupuestaria para el año 2024 es de USD 187.06 millones.

**Tabla Nro. 47: Presupuesto de Inversión**

CONCEPTOS	PRESUPUESTO 2023
Inversión	187.065.460
<b>Total Presupuesto de Inversión y Capital</b>	<b>187.065.460</b>

Fuente: CNEL EP

Elaborado por: Dirección Financiera

Presupuesto de Inversión, son todos aquellos gastos de inversión en los que incurre la Corporación, destinados a la construcción de infraestructuras y a la creación o adquisición de bienes que forman parte del inventario (activos) necesarios para brindar servicios de calidad, así como otros gastos que tienen una duración o permanencia a largo plazo (amortizables).

Los bienes de inversión reúnen las siguientes características:

- ✓ No son bienes destinados al consumo,
- ✓ Tienen una duración previsiblemente superior al ejercicio presupuestario.
- ✓ Son susceptibles de inclusión en PPE e inventario, y
- ✓ Son gastos previsiblemente no reiterativos.

### 9.7 Índices Financieros

A continuación, se detalla los índices financieros proyectados del 2024.

**Tabla Nro. 48: Índices Financieros**

Tipo	Indicador	Fórmula del Indicador	2023	Proyección 2024
Liquidez	<b>Liquidez corriente</b>	Activos corrientes / Pasivos corrientes	1,25	0,95
	<b>Prueba ácida</b>	Activo Corriente – Inventarios / total pasivos corrientes	1,07	0,73
Solvencia	<b>Endeudamiento del activo</b>	Pasivo total / Activo total	0,62	0,57
	<b>Endeudamiento patrimonial</b>	Pasivo total / Patrimonio	1,60	1,31
	<b>Apalancamiento</b>	Activo total / Patrimonio	2,60	2,31

Tipo	Indicador	Fórmula del Indicador	2023	Proyección 2024
<b>Gestión</b>	<b>Impacto de Gastos Administrativos y Ventas</b>	Gastos Administrativos y Ventas / Ventas	0,45	0,43
<b>Rentabilidad</b>	<b>Rentabilidad sobre el Activo</b>	Utilidad Neta / Total Activo	-0,0137	0,0201
	<b>Rentabilidad sobre el Patrimonio</b>	Utilidad Neta / Total Patrimonio	-0,036	0,0466

Fuente: CNEL EP  
Elaborado por: Dirección Financiera

**Tabla No. 49: Índices Financieros Proyección 2024 - Trimestral**

Tipo	Indicador	Fórmula del Indicador	1T	2T	3T	4T
<b>Liquidez</b>	Liquidez corriente	Activos corrientes / Pasivos corrientes	1,15	1,10	1,00	0,95
	Prueba ácida	Activo Corriente – Inventarios / total pasivos corrientes	1,00	0,85	0,70	0,73
<b>Solvencia</b>	Endeudamiento del activo	Pasivo total / Activo total	0,61	0,61	0,55	0,57
	Endeudamiento patrimonial	Pasivo total / Patrimonio	1,56	1,46	1,38	1,31
	Apalancamiento	Activo total / Patrimonio	2,5	2,4	2,34	2,31
<b>Gestión</b>	Impacto de Gastos Administrativos y Ventas	Gastos Administrativos y Ventas / Ventas	0,31	0,38	0,41	0,43
<b>Rentabilidad</b>	Rentabilidad sobre el Activo	Utilidad Neta / Total Activo	0,0100	0,0140	0,0180	0,0201
	Rentabilidad sobre el Patrimonio	Utilidad Neta / Total Patrimonio	0,0200	0,0300	0,0400	0,0466

Fuente: CNEL EP  
Elaborado por: Dirección Financiera

En términos de Liquidez se observa una disminución en este indicador el mismo que se origina principalmente por una reducción de las cuentas por cobrar, y la disminución, en menor grado, de la cuenta por pagar conforme las proyecciones del flujo de caja para el año 2024.

Los indicadores de Solvencia denotan que existe una leve disminución del endeudamiento con el cual la Corporación se apalanca, la disminución en comparación al ejercicio económico anterior se genera principalmente por la disminución del pasivo a largo plazo producto de la liquidación de pasivos contingentes.

Los indicadores de Gestión, que hacen especial énfasis en el impacto que tienen los gastos administrativos y de ventas sobre los ingresos, presentan un leve incremento en el año 2024 el mismo que es proporcional al crecimiento vegetativo.

Los indicadores de Rentabilidad muestran que la Corporación cubre sus costos y gastos y que los resultados generan un rendimiento sobre los Activos y el Patrimonio. Sin embargo, se proyecta un incremento en comparación al año 2023.

### 9.8 Indicadores y Metas del Plan Financiero 2024

El área administrativa financiera, evalúa la ejecución presupuestaria a través de los siguientes indicadores tanto de inversión como de operación, como a continuación se detalla:

Tabla Nro. 50: Cuadro de metas e indicadores del Plan Financiero 2024

Objetivo Estratégico	Objetivo Operativo	Indicador	Fórmula	Unidad	Línea Base 2023*	Meta 2024
OE2. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad de servicio.	Incrementar la ejecución presupuestaria a tanto de operación e inversión	1. Porcentaje de ejecución presupuestaria de Operación	$\frac{\text{Presupuesto devengado de Operación}}{\text{Presupuesto codificado de operación}} \times 100$	%	97,10%	<b>90%</b>
		2. Porcentaje de ejecución presupuestaria de inversión	$\frac{\text{Presupuesto devengado de Inversión}}{\text{Presupuesto codificado de Inversión}} \times 100$	%	52,81%	<b>90%</b>

Fuente: Gerencia Administrativa Financiera

(\*) Datos finales de acuerdo a la liquidación presupuestaria ejercicio fiscal 2023

## 10. EVALUACIÓN DE RIESGOS

La evaluación de riesgos en la CNEL EP responde a instrumentos de políticas de control y marcos legales y normativos del sector eléctrico, especificados a través de las Normas de Control Interno para Entidades, Organismos del Sector Público y Personas Jurídicas de Derecho Privado que dispongan de Recursos Públicos indicadas mediante el Acuerdo No. 039-CG, Políticas del Sector Eléctrico para el Desarrollo del PME 2018-2027.

Los instrumentos y normativa interna para la administración integral de riesgos se registran en el Manual de Políticas de Gestión Integral de Riesgos de CNEL EP, con código MN-SEI-GRC-001, versión 02, el Instructivo para la Identificación y Evaluación de Riesgos de

Desastres y Cambio Climático, con código IT-SEI-GRC-101, versión 01 y el Instructivo para la elaboración de la Matriz de Gestión de Riesgos Operacionales, con código IT-SEI-GRC-002, versión 02. En la evaluación de riesgos, se analizaron los objetivos estratégicos que están directamente expuestos al riesgo y que forman parte del Plan Estratégico Institucional 2024 – 2025.

En el marco de desarrollo de actividades la Dirección de Gestión de Riesgos y Continuidad participa con un Delegado Técnico como contraparte institucional del Convenio Marco de Cooperación Institucional para la conformación de la Coordinación Nacional de Gestión de Riesgos Naturales y Antrópicos para el sector de la distribución de energía eléctrica (CNGR) que se gestiona por parte del Ministerio de Energía y Minas MEM. Entre las actividades principales está la elaboración de instrumentos técnicos y legales para la gestión de riesgos para todo el sector eléctrico de distribución.

En la evaluación de riesgos de CNEL EP se identificaron 14 riesgos categorizados como muy altos, los mismos que se detallan a continuación:

De la matriz de riesgos del periodo 2024, se presentan a continuación los riesgos con un nivel muy alto y alto, se identificaron 14 riesgos que se realizan seguimiento y control de conformidad de los instrumentos técnicos legales para la gestión de riesgos.

**Tabla Nro. 51: Resumen matriz evaluación de riesgos “MUY ALTOS” y “ALTOS”**

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
Si la Corporación no cuenta con recursos para cubrir las obligaciones por la compra de energía debido al incremento en los costos de generación por los efectos del Fenómeno del Niño de acuerdo a las proyecciones de estiaje causaría que el techo presupuestario no alcance para el pago a generadores públicos y privados y se requiera obtener recursos que no provienen de la tarifa como el déficit tarifario.	1.- Se envió comunicación al Ministerio de Energía y Minas solicitando que la ARCERNNR proceda a remitir la actualización del estudio de costos 2024	1. Déficit presupuestario. 2. Incremento en las cuentas por pagar.
Si no se aprueba el estatuto donde se incluya la estructura orgánica funcional, causaría incumplimiento de funciones y responsabilidades por parte de los servidores, lo que impactaría en el desempeño y control de actividades, y no se tendría la plantilla correcta para el proceso al estar imprecisas las actividades, atribuciones o entregables.	1.- Construcción de Matriz de Competencias-Procesos Core (distribución y Comercial) OFC <sup>22</sup> : Validación con Dueños de Macro-Procesos Agregadores de Valor 2.- Construcción de Cadena de Valor: Validación con Gerencias Corporativas 3.-Propuesta Modelo de Gestión: Validación con Dueños de Macroprocesos Sustantivos y Adjetivos OFC/UNs 4.-Propuesta de Estructura Orgánica CNEL EP 5.- Propuesta de Estatuto Orgánico para Gestión Organizacional por Procesos (E.O.P.)	1. Incumplimiento de regulaciones, normas emitidas por los entes de control en cuanto a la gestión operativa y administrativa de la Corporación. 2.- Las atribuciones, productos y responsabilidades no se especifican de manera clara, precisa y concisa en la estructura organizacional vigente.

<sup>22</sup> OFC: Oficina Central

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
	<p>6.-Notificar el inicio de reforma o desarrollo del E.O.P</p> <p>7.- Conformación de Asistencia Técnica y Acompañamiento</p> <p>8.-Presentación de Propuesta Final</p> <p>9.- Presentación del EOP al MEM</p> <p>10.-Presentación de Documentos de Soporte</p> <p>11.-Convocatoria del Comité Técnico</p> <p>12.-Solicitud de emisión de dictamen favorables a GG de MEM</p> <p>13.-Presentación de EOP a delegados del Directorio</p> <p>14.-Ejecución de Directorio para aprobación de EOP de CNEL EP.</p>	
Si no se logran concretar APP para proyectos de electrificación en el sector camaronero causaría desviaciones significativas de las proyecciones estimadas de nuevos ingresos de clientes (sector agroindustrial) lo que impactaría en el indicador de pérdidas.	<p>1.-Asociación con empresas privadas mediante las Alianzas Público Privadas (APP) para desarrollar proyectos que no tienen financiamiento.</p> <p>2.- Financiamiento de proyectos de reducción de pérdidas con recursos propios.</p>	<p>1. Incremento de índice de pérdidas</p> <p>2. Subvaloración de cuenta de facturación</p>
Si no se elaboran los Planes de Reducción de Riesgos de Desastres PRRD causarían la no identificación de medidas de mitigación frente a las amenazas naturales o antrópicas a la que se encuentra expuesta la infraestructura de servicio y es vulnerable, lo cual impactaría en la continuidad del servicio en caso de la materialización del riesgo.	<p>1.- Inspección física en territorio para la evaluación de amenaza, exposición y vulnerabilidad de Infraestructura de subestaciones y Líneas de Subtransmisión susceptible a inundación y movimiento de masa.</p> <p>2.- Recolección de información sobre medidas de mitigación realizada por las áreas afectadas.</p> <p>3.- Elaboración del documento de PRRD</p>	<p>1.- Vulnerabilidad incrementada: Sin un PRRD, la infraestructura de servicio queda expuesta a riesgos sin haber implementado medidas específicas para reducir su vulnerabilidad.</p> <p>2.- Interrupción del servicio: La falta de medidas de mitigación adecuadas aumenta la probabilidad de interrupción del servicio durante y después de un desastre.</p> <p>3.- Impacto en la comunidad: La continuidad del servicio es crucial para el bienestar de la comunidad. Si la infraestructura crítica falla debido a la falta de preparación, puede haber consecuencias negativas para la salud pública, la seguridad y la calidad de vida de las personas afectadas.</p> <p>4.- Costos económicos: Los costos asociados con la reparación y recuperación de la infraestructura después de un desastre pueden ser significativamente mayores si no se han implementado medidas preventivas.</p>
Si no se realiza la implementación del programa de gestión de continuidad de negocio causarían que la organización no disponga del paso a paso a ejecutar en caso de la materialización de alguna amenaza lo que impactaría en la capacidad de CNEL EP para recuperar su servicio en un tiempo determinado en caso de sufrir incidentes de origen natural o antrópico.	<p>1.- Actualizar las Políticas de Gestión de Riesgos de CNEL EP</p> <p>2.- Diseñar metodologías e instructivos para la elaboración del BIA<sup>23</sup>, Evaluación de Riesgos, Elaboración de Plan de Continuidad, Elaboración de Planes de Contingencia TIC y Elaboración de los Planes de Reducción de Desastres</p> <p>3.-Elaborar el BIA y Evaluación de Riesgos para las Subestaciones, Líneas de Subtransmisión y Data Center</p> <p>4.- Elaborar Plan de Continuidad del Negocio (BCP), Plan de Contingencia de</p>	<p>1.-Falta de respuesta estructurada: Sin un programa de gestión de continuidad de negocio, la organización puede carecer de un plan detallado y estructurado para responder eficazmente a incidentes o desastres.</p> <p>2.-Tiempo de recuperación prolongado: La falta de un plan de continuidad bien definido y probado puede prolongar el tiempo necesario para que la organización CNEL EP pueda</p>

<sup>23</sup> Análisis de Impacto del Negocio, BIA por sus siglas en inglés (Business Impact Analysis)

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
	TI (PCTI) y el Plan de Recuperación antes Desastres (DRP).	recuperar sus servicios normales después de un incidente. 3.-Impacto en la reputación: La incapacidad para recuperar rápidamente los servicios después de un incidente puede afectar negativamente la reputación de la organización. 4.-Pérdida de ingresos y oportunidades: La interrupción prolongada de los servicios puede llevar a pérdidas económicas significativas debido a la incapacidad de generar ingresos durante ese período. 5.-Incumplimiento de regulaciones y normativas: En muchos casos, las organizaciones están obligadas por regulaciones y normativas a tener planes de continuidad de negocio.
Si el Ministerio de Finanzas continúa con los débitos unilaterales a las cuentas bancarias de CNEL al amparo del Convenio de Liquidez del Sector Público, causaría una afectación considerable al flujo de caja lo que impactaría en la Liquidez de la Empresa.	1.- Proyección flujo de caja UN y OFC. 2.- Semanalmente se realizar evaluación flujo de caja OFC y UN. 3. Elaboración de flujos mensuales para organismos de control. 4.-Preparar y enviar oficio al MEF	1. Afectación en el Flujo de Caja y Liquidez de la Corporación.
Si la Corporación sigue siendo sujeta de demandas y sentencias judiciales por temas laborales, proveedores o de cualquier otra naturaleza que comprometan de manera significativa los recursos de CNEL EP ocasionaría que estas erogaciones no previstas desplacen los gastos en Inversiones para Calidad y Expansión o comprometan la Operación y Mantenimiento de la empresa.	1.- Enviar memo a la Gerencia Jurídica para detalle y estados de demandas	1. Afectación en el Flujo de Caja y Liquidez de la Corporación.
Si no se asignan los presupuestos definidos para la operación de la infraestructura tecnológica causaría retrasos en los cronogramas de proyectos de mantenimiento de la infraestructura lo que impactaría en la calidad del servicio.	1.-Gestión para la adquisición de infraestructura de servidores INTEL	1.-Costos elevados de operación, indisponibilidad de servicios
Si no se cuenta con personal capacitado en redes de transmisión, se ve mermado la capacidad de revisión y fiscalización de proyectos.	1.-Consultar en el mercado quien brinda este tipo de capacitaciones. 2.-Consultar al área de desarrollo corporativo si cuenta con convenios interinstitucionales para capacitar al personal en esta temática. 3.-Gestionar capacitaciones al personal de las diferentes unidades de negocio	1. No aprobación del proyecto 2. No cumplimiento de la planificación y plazos de los proyectos
Si no se realizan las mejoras continuas de todos los procesos organizacionales de la Corporación, causaría el no cumplimiento de los procesos internos de cada área, lo que impactaría en los indicadores de gestión, y la calidad de atención interna y externa.	1.-Si no se realizan las mejoras continuas de todos los procesos organizacionales de la Corporación, causaría el no cumplimiento de los procesos internos de cada área, lo que impactaría en los indicadores de gestión, y la calidad de atención interna y externa. - Presentación de Propuestas de Desarrollo Organizacional a la Gerencia General por parte de la Gerencia de Desarrollo Corporativo	1. No se cumplen los Indicadores del área. 2.- Incumplimiento a las normativas y procedimientos vigentes. 3.- Sanciones de los entes de control. 4.- No se cumple con la planificación estratégica

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
La no certificación en prevención de riesgos laborales en energía eléctrica en el personal operativo de la Corporación causaría incumplimiento a las normativas de riesgos de trabajo en instalaciones eléctricas y generando inobservancias en materia de seguridad, salud y sanciones conforme a lo dispuesto en las disposiciones legales de las instituciones de control.	1.- Reuniones de trabajo para revisión de macro Proceso de las Gerencias Corporativas	1.-Incumplimiento de Normativas: La falta de certificación en prevención de riesgos laborales en energía eléctrica podría implicar que el personal operativo no está debidamente capacitado para realizar su trabajo de manera segura y conforme a las normativas específicas en materia de riesgos de trabajo en instalaciones eléctricas. 2.- Riesgos para la Seguridad y Salud: La falta de certificación podría llevar a inobservancias graves en materia de seguridad y salud ocupacional. La manipulación incorrecta de equipos eléctricos o la ejecución de tareas sin el conocimiento adecuado aumentan significativamente el riesgo de accidentes laborales, que podrían resultar en lesiones graves o incluso en fatalidades. 3.-Sanciones Legales y Administrativas: Las instituciones de control y supervisión en muchos países imponen sanciones y multas significativas a las organizaciones que no cumplen con las normativas de seguridad laboral. 4.-Reputación Institucional: El incumplimiento repetido de normativas de seguridad y salud puede afectar la reputación y credibilidad de la corporación ante el público en general.
Si no se asignan presupuestos para la contratación de estudios previos en el ámbito: Eléctrico, ambiental y civil en la zona de afectación de la construcción de los proyectos eléctricos causaría falta de información para el diseño de proyectos lo que impactaría en la calidad del proyecto presentado al MERNNR para aprobación	1.- Revisión a la ejecución presupuestaría y priorización de recursos.	1. No aprobación del proyecto 2. Malestar de los moradores del sector, por la no aprobación del proyecto
La no adquisición y dotación de Ropa de trabajo, Calzado de seguridad, Herramientas y Equipos de protección personal y colectiva de seguridad eléctrica a trabajadores operativos causaría una disminución en los tiempos de atención de reclamos por fallas en el sistema eléctrico y aumento la probabilidad de ocurrencia de accidentes de trabajo.	1.- Elaboración de memo para la inclusión de procesos en el PAC	1.-Incumplimiento de normativa de Seguridad y Salud en el Trabajo (SST)
Si no se asigna el presupuesto asignado para la adquisición de computadores a nivel corporativo podría incrementar el nivel de obsolescencia tecnológica de equipos de computación lo que impactaría en los tiempos de atención a los usuarios internos y externos.	1.-Hacer de la asignación de presupuesto para computadoras una prioridad dentro del presupuesto general, enfatizando su importancia para mantener la eficiencia operativa. 2.-Desarrollar un Plan Estratégico de adquisición de computadoras a largo plazo, teniendo en cuenta el ciclo de vida de los equipos y las necesidades futuras de la organización, permite una gestión eficiente de recursos y garantiza que las renovaciones y actualizaciones se	1.-Baja en la productividad del individuo y en general del área debido a la lentitud y fallas recurrentes de los equipos informáticos debido a su vetustez.

DESCRIPCIÓN DEL RIESGO	PLAN DE ACCIÓN	CONSECUENCIA DE LA MATERIALIZACIÓN DEL RIESGO
	realicen en el momento adecuado para mantener la eficacia operativa.	

**Fuente:** Gerencia Seguridad de Información/Dirección de Gestión de Riesgos y Continuidad/Dirección de Planificación Estratégica

## PÓLIZA DE SEGUROS

CNEL EP tiene un contrato de seguros vigente desde el 12 de abril de 2023 hasta el 07 de noviembre de 2024 con la compañía Hispana de Seguros y Reaseguros S.A. Las pólizas contratadas cubren todos los activos y el personal de CNEL EP contra todo riesgo antrópico o natural. A continuación, se presenta un cuadro resumen:

*Tabla Nro. 52: Pólizas de Seguros*

Distribución		
1	Póliza de Seguro Multiriesgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio contra todo riesgo</li> <li>• Equipo Electrónico</li> <li>• Rotura de Maquinaria</li> <li>• Robo, asalto, hurto y/o desaparición misteriosa</li> </ul>
2	Póliza de ramos generales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipo y Maquinaria</li> <li>• Casco de Buque</li> <li>• Vehículos</li> <li>• Responsabilidad Civil</li> <li>• Fidelidad Pública</li> <li>• Transporte Interno</li> </ul>
3	Vida	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vida en Grupo</li> </ul>
Generación		
4	Póliza de Seguro Multiriesgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incendio contra todo riesgo</li> <li>• Rotura de Maquinaria</li> <li>• Robo y asalto</li> <li>• Lucro Cesante INC<sup>24</sup></li> <li>• Lucro Cesante INC / RM<sup>25</sup></li> <li>• Multiriesgo</li> </ul>
5	Póliza de ramos Generales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Responsabilidad Civil</li> </ul>

**Fuente:** Gerencia administrativa Financiera / Seguros.

<sup>24</sup> INC: Incendio

<sup>25</sup> RM: Rotura de Maquinaria

Las pólizas de seguros de ramos generales de CNEL EP cubren la totalidad de los activos de la Corporación, conforme a la normativa vigente. Estas pólizas incluyen coberturas generales, particulares y especiales, con las siguientes características:

1. **Deducibles:** Estipulados en porcentajes y valores mínimos por siniestro. El asegurado asume el deducible, y solo los siniestros que superen este valor serán indemnizados por la aseguradora.
2. **Sub límites:** Aplican de acuerdo a la cobertura y varían por evento en cada póliza.
3. **Coberturas:** Varían según el riesgo asegurado, determinando si un siniestro tiene o no cobertura.

## 11. CUADRO RESUMEN DE INDICADORES Y METAS 2024

Tabla Nro. 53: Cuadro de Metas – Indicadores Plan General de Negocios 2024

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2023	Meta 2024	Periodicidad	Área Respons.
OE1. Mejorar la respuesta eficiente, satisfactoria y oportuna de los servicios entregados a los clientes.	1. Índice de satisfacción al cliente	$\frac{Cs^{26}}{Ce^{27}} \times 100$	%	35,68%	90%	Anual	GC
	2. Porcentaje de Atención de Nuevos Suministros (ANS)	$\frac{\text{No. Nuevos suministros atendidos dentro de los plazos máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros durante el mes}} \times 100$	%	92%	95%	Trimestral	GC
	3. Porcentaje de Conexión a Nuevos Suministros (CNS)	$\frac{\text{No. Nuevos suministros conectados en BV}^{28} \text{ dentro de los plazos máx. Reg.}}{\text{No. Total de solicitudes de nuevos suministros en BV durante el mes}} \times 100$	%	96,86%	95%	Trimestral	GC
OE2. Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la reinversión en la expansión de cobertura y en calidad del servicio.	4. Porcentaje de recaudación total	$\frac{\text{Recaudación total}}{\text{Facturación Total}} \times 100$	%	97,64%	98,18%	Trimestral	GC
	5. Porcentaje de Cartera Vencida	$\frac{\text{Cartera Vencida acumulada}}{\text{Facturación Total anual}} \times 100$	%	35,60%	32,30%	Trimestral	GC
	6. Porcentaje de Recuperación de Cartera (Corte 2023 USD 566 millones)	$\frac{\text{Recuperación de cartera vencida acumulada al cierre 2023}}{\text{Cartera vencida acumulada al cierre 2023}} \times 100$	%	3,51%	3,85%	Trimestral	GC
	7. Recuperación de Cartera en USD (Corte 2023 USD 566 millones)	Recuperación de cartera vencida acumulada al cierre 2023 USD	Millones de USD	\$19,85	\$21,79	Trimestral	GC

<sup>26</sup> Cs: Número de consumidores, de todos los encuestados, satisfechos por el servicio prestado por la distribuidora.

<sup>27</sup> Ce: Número de consumidores encuestados

<sup>28</sup> BV: Bajo Voltaje

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2023	Meta 2024	Periodicidad	Área Respons.
	<b>8. Porcentaje de Ejecución Presupuestaria de Operación</b>	Presupuesto devengado de Operación -----X 100 Presupuesto codificado de operación	%	<b>97,10%</b>	90%	Trimestral	GAf
	<b>9. Porcentaje de Ejecución Presupuestaria de Inversión</b>	Presupuesto devengado de Inversión ----- X 100 Presupuesto codificado de Inversión	%	<b>52,81%</b>	90%	Trimestral	GAf
	<b>10. Porcentaje de Ejecución del PAC publicado vs planificado</b>	Procesos publicados en el cuatrimestre ----- X 100 Procesos planificados en el cuatrimestre	%	<b>93%</b>	100%	Cuatrimestral	ADQ
	<b>11. Porcentaje de cumplimiento PAC por procesos contratados en función de lo planificado</b>	Procesos contratados en el cuatrimestre ----- X 100 Procesos planificados en el cuatrimestre	%	<b>77%</b>	90%	Cuatrimestral	ADQ
	<b>12. Porcentaje de cumplimiento PAC por procesos contratados en función de lo publicado</b>	Procesos contratados en el cuatrimestre ----- X 100 Procesos publicados en el cuatrimestre	%	<b>77%</b>	90%	Cuatrimestral	ADQ
	<b>13. Porcentaje de procesos declarados desiertos</b>	# de procesos desiertos ----- X 100 # Procesos publicados	%	<b>15,77%</b>	10%	Cuatrimestral	ADQ
<b>OE3. Atender el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica y alumbrado público.</b>	<b>14. Porcentaje de Cobertura del servicio eléctrico</b>	Total de viviendas con servicio eléctrico ----- X 100 Número total de vivienda	%	<b>97,08%</b>	97,13%	Trimestral	GP
	<b>15. Capacidad Instalada en Subestaciones (MVA)</b>	Total Capacidad Instalada en Subestaciones	MVA	<b>5.480,95</b>	5.545	Anual	GP
	<b>16. Cumplimiento del Plan de Expansión de Alumbrado Público (SAPG)</b>	No. de luminarias instaladas ----- X 100 No. de luminarias planificadas	%	<b>144%</b>	100%	Trimestral	GD
	<b>17. Cantidad de Nuevos Clientes</b>	# de nuevos clientes	#	<b>36.141</b>	43.022	Anual	GC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2023	Meta 2024	Periodicidad	Área Respons.
OE4. Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de la red de distribución eléctrica y alumbrado público.	18. Frecuencia Media de Interrupción (FMIK)	$FMIK = \sum i (kVAi^{29}/kVATi^{30})$	# fallas por kVA	8,14	6	Trimestral	GD
	19. Tiempo Total de Interrupción (TTIK)	$TTIK = \sum i (kVAi * ti^{31} /kVATi)$	Horas	9,54	8	Trimestral	GD
	20. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Frecuencia Media de Interrupción	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen FMIK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	%	69,21%	100%	Trimestral	GD
	21. Porcentaje de Alimentadores que cumplen en Tiempo total de interrupciones	$\frac{\text{Total Alimentadores que cumplen TTIK}}{\text{Total de Alimentadores}} \times 100$	%	77,19%	100%	Trimestral	GD
	22. Cumplimiento de Nivel de Voltaje	$\frac{\text{Mediciones que Cumplen la Regulación}}{\text{Total de Mediciones}} \times 100$	%	85,71%	95%	Trimestral	GD
	23. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento de Distribución (SPEE) <sup>32</sup>	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	%	89,70%	100%	Trimestral	GD
	24. Cumplimiento del Plan de Mantenimiento SAPG <sup>33</sup>	$\frac{\text{Total de actividades ejecutadas}}{\text{Total de actividades planificadas}} \times 100$	%	95,00%	100%	Trimestral	GD
	25. Tasa de falla del alumbrado público general	$\frac{\text{Total de luminarias en falla}}{\text{Cantidad de luminarias instaladas en el sistema}} \times 100$	%	1,33%	2%	Trimestral	GD
26. Porcentaje de Reclamos Atendidos de Clientes por SAPG	$\frac{\text{Cantidad de reclamos atendidos por SAPG}}{\text{Cantidad de reclamos recibidos por SAPG}} \times 100$	%	99,54%	100%	Semestral	GD	

<sup>29</sup> kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i

<sup>30</sup> kVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i

<sup>31</sup> Tiempo de duración de la interrupción i, en horas

<sup>32</sup> SPEE: Servicio Público de Energía Eléctrica

<sup>33</sup> Servicio de Alumbrado Público General

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2023	Meta 2024	Periodicidad	Área Respons.
	27. Porcentaje de Pérdidas Totales de Energía	$\frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía disponible}} \times 100$	%	19,05%	13,38%	Trimestral	GC
	28. Porcentaje de Automatización del Sistema de Distribución a nivel de alimentadores	$\frac{(0,25 * \#\text{Alimentadores con Reconector en cabecera integrado} + 0,50 * \#\text{Alimentadores con Reconector a medio vano}) + 1 * \#\text{Alimentadores automatizado nivel 1}}{\text{Total de \# Alimentadores}} \times 100$	%	58%	75%	Semestral	GD
	29. Porcentaje del cumplimiento del Plan Trianual de Mejoramiento de Factor de Potencia	$\frac{\text{Instalación de Potencia Reactiva Capacitiva}}{\text{Requerimiento promedio de Potencia Reactiva Capacitiva}} \times 100$	%	N/A	33,87%	Semestral	GD
OE5. Mejorar la eficiencia y seguridad de los servicios tecnológicos y su infraestructura.	30. Porcentaje de implementación de plan de integración de servicios tecnológicos	$\frac{\text{N}^\circ \text{ actividades ejecutadas}}{\text{N}^\circ \text{ de actividades planificadas}} \times 100$	%	87%	90%	Semestral	TI
	31. Porcentaje de Obsolescencia tecnológica de la Infraestructura en el Centro de Datos Corporativo	$\frac{\text{No. Total equipos Obsoletos en Centro de Datos Corporativo a la fecha medición}}{\text{No. Total equipos en Centro de Datos Corporativo a la fecha medición}} \times 100$	%	ND	30%	Anual	TI
	32. Porcentaje de Obsolescencia tecnológica de Equipos de Cómputo	$\frac{\text{No. Total equipos obsoletos escritorio a la fecha medición}}{\text{No Total equipos escritorio a la fecha medición}} \times 100$	%	ND	28%	Anual	TI
	33. Porcentaje de implementación de plataformas de ciberseguridad	$\frac{\text{N}^\circ \text{ proyectos de ciberseguridad ejecutados}}{\text{N}^\circ \text{ de proyectos de ciberseguridad planificados}} \times 100$	%	50%	75%	Semestral	GSI
OE6. Integrar la gestión de riesgos y la responsabilidad social de forma transversal en los procesos, planes y	34. Porcentaje cumplimiento del Plan de Sostenibilidad	$\frac{(\text{No. Actividades del Plan de Responsabilidad Social ejecutadas} / \text{No. Actividades Plan RS programadas}) + (\text{No. Actividades de Plan del Seguridad Industrial y Salud Ocupacional ejecutadas} / \text{No. Actividades Plan SSO programadas})}{2} \times 100$	%	60%	80%	Semestral	DRSC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2023	Meta 2024	Periodicidad	Área Respons.
proyectos, considerando las mejores prácticas de sostenibilidad.		(No. Actividades del Plan de Gestión Ambiental ejecutadas/ No. Actividades Plan GA programadas -----x 100 3					
	35. Porcentaje de Capacitación en Riesgos de Desastres a empleados de CNEL EP	Número de empleados capacitados en temas de gestión de riesgos de desastres -----x 100 total de empleados CNEL EP	%	NA	90%	Semestral	GSI
OE7. Fortalecer la gestión, transparencia institucional y el desarrollo de capacidades del Talento Humano para un mejoramiento continuo de procesos.	36. Número de usuarios por trabajador	Número de usuarios totales ----- X 100 Número de trabajadores totales	#	432	438	Semestral	GDC
	37. Índice de personal agregador de valor	Número de personal en procesos agregadores de valor ----- X 100 Número total de personal	%	78%	70%	Semestral	GDC
	38. Índice de estabilidad laboral	Número de personal con contratos fijos (LOEP + Código) ----- X 100 Número total de personal	%	98%	95%	Semestral	GDC
	39. Índice de rotación de personal	Número de personal desvinculado + Número de personal con cambio administrativo ----- X 100 Número total de personal	%	12%	10%	Semestral	GDC
	40. Índice de cumplimiento de Planes de Capacitación	Número de trabajadores capacitados ----- X 100 Total de Trabajadores	%	63%	78%	Trimestral	GDC
	41. Porcentaje de implementación de gestión por procesos	Número de procesos implementados ----- X 100 Número total de procesos descritos en el catálogo de procesos	%	66,56%	80%	Semestral	GAC

Objetivo Estratégico	Indicador	Fórmula	Und	Línea base 2023	Meta 2024	Periodicidad	Área Respons.
	<b>42. Porcentaje de cumplimiento del Sistema de Gestión Antisoborno (SGA)</b>	# de requisitos cumplidos en la Norma ISO 37001 ----- X 100 # de requisitos exigidos en la Norma ISO 37001	%	ND	90%	Semestral	GAC

## 12. ALINEACIÓN AL PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL

Tabla Nro. 54: Alineación del PGNEI 2024 con el Plan Nacional de Desarrollo 2024-2025 “Plan de Desarrollo para el Nuevo Ecuador 2024-2025”

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2024-2025	LÍNEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2024	ACCIONES ESTRATÉGICAS – PEI 2024-2025
<b>ON9.</b> Propender la construcción de un Estado eficiente, transparente y orientado al bienestar social.	<b>9.6</b> Fortalecer las capacidades del Estado que garanticen la transparencia, eficiencia, calidad y excelencia de los servicios públicos.	Incrementar el índice de percepción de la calidad de los servicios públicos en general de 6,05 en el año 2022 a 6,20 al 2025.	<b>OE1.</b> Mejorar la respuesta eficiente, satisfactoria y oportuna de los servicios entregados a los clientes	Venta de Energía	1. Mejorar la satisfacción al cliente	1. Sistema de Gestión de Turnos. 2. Centro de Contacto Corporativo. 3. Cliente Fantasma.
<b>ON4.</b> Estimular el sistema económico y de finanzas públicas para dinamizar la inversión y las relaciones comerciales	<b>4.5</b> Incluir progresivamente criterios de sostenibilidad en los procesos de compras públicas en Ecuador.	Incrementar el grado de implementación de planes de acción y políticas de compras públicas	<b>OE2.</b> Incrementar la eficiencia en la gestión de ingresos, costos, gastos y la ejecución presupuestaria, para asegurar la	Venta de Energía	1. Incrementar la eficiencia en la gestión de Ingresos.	1. Ampliación de medición prepago. 2. Instalación de Equipos de Medición. 3. Cobranza Persuasiva. 4. Ampliación de puntos externos de recaudación (Western Union).
				Venta de Energía	2. Fortalecer la Gestión de	1. Convenios con Entidades Públicas con Deuda Vencida. 2. Fortalecimiento Área de Coactiva.

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2024-2025	LÍNEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2024	ACCIONES ESTRATÉGICAS – PEI 2024-2025
	<p><b>4.7</b> Fortalecer un sistema de finanzas públicas eficiente y sostenible.</p> <p><b>4.9</b> Establecer el entorno normativo e Institucional para atraer, facilitar, estructurar, concretar y proteger las inversiones en Asociaciones Público Privadas.</p>	sostenibles de 14,00 puntos en el año 2023 a 26,00 puntos al 20	re inversión en la expansión de cobertura y en calidad del servicio.		Recuperación de Cartera	3. Revisión del modelo de gestión de coativa
				Venta de Energía	3. Reducir las Pérdidas de Energía.	<p>1. Telemetría.</p> <p>2. Laboratorios de Medidores.</p> <p>3. Control y seguimiento de los clientes especiales.</p> <p>4. Adquirir medidores para la UN Gye.</p>
<b>ON7.</b> Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible.	<p><b>7.1.</b> Garantizar la sostenibilidad en el continuo abastecimiento de energía eléctrica en el Ecuador, con el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales con los que cuenta el país; y, propender el uso racional y eficiente de la energía eléctrica por parte de los consumidores</p>	Incrementar la capacidad instalada de nueva generación eléctrica de 7.154,57MW en el año 2022 a 8.584,38 MW al 2025	<b>OE3.</b> Atender el crecimiento de la demanda del servicio de energía eléctrica y alumbrado público.	Venta de Energía	1. Atender el crecimiento de la demanda	<p>1. Mejorar Infraestructura Crítica, para la dotación del servicio de energía eléctrica y alumbrado público priorizando iniciativas para el crecimiento vegetativo y en zonas de desarrollo, para lo cual se instalará:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ 49 km de líneas en subtransmisión.</li> <li>✓ 6 transformadores de potencia (104 MVA).</li> <li>✓ 750 km de líneas de medio voltaje</li> <li>✓ 980 km de línea de bajo voltaje</li> <li>✓ Más de 2.000 transformadores de distribución.</li> <li>✓ Más de 40.000 medidores para nuevos servicios.</li> </ul>
<b>ON7.</b> Precautelar el uso responsable de los recursos naturales con un entorno ambientalmente sostenible.	7.1. Garantizar la sostenibilidad en el continuo abastecimiento de energía eléctrica en el Ecuador, con el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales	Reducir las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de 13,25% en el	<b>OE4.</b> Mejorar los niveles de eficiencia y calidad de la red de distribución eléctrica y	Venta de Energía	1. Reducir las Pérdidas de Energía.	<p>1. Telemetría.</p> <p>2. Laboratorios de Medidores.</p> <p>3. Control y seguimiento de los clientes especiales.</p> <p>4. Adquirir medidores para la UN Gye.</p>
				Venta de Energía	2. Fortalecer la planificación del	1. Se realizará control y seguimiento a los proyectos de inversión de calidad

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2024-2025	LINEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2024	ACCIONES ESTRATÉGICAS – PEI 2024-2025
	con los que cuenta el país; y, propender el uso racional y eficiente de la energía eléctrica por parte de los consumidores	año 2022 a 13,22% al 2025.	alumbrado público		mantenimiento tanto en el servicio eléctrico como en el servicio de alumbrado público.	priorizando aquellos que ayuden a la infraestructura que cumplió su vida útil. 2. Ejecutar plan anual de mantenimiento de distribución y alumbrado público. Reposición de materiales eléctricos obsoletos que cumplieron su vida útil.
				Venta de Energía	3. Mejorar la calidad del Servicio Técnico	1. Adquirir medidores para cabecera de alimentadores. 2. Implementación de Reconnectores Trifásicos y monofásicos detectores de fallas. 3. Inspecciones visuales y Termográficas ejecución de mantenimientos predictivos. 4. Realizar lavado/limpieza de subestaciones a fin de evitar fallas por contaminación. 5. Realizar limpieza Franja Servidumbre en redes de distribución de alto y medio voltaje.

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2024-2025	LÍNEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2024	ACCIONES ESTRATÉGICAS – PEI 2024-2025
				Venta de Energía	4. Mejorar la Calidad del Producto	<p>1. Mantener actualizados los estudios de coordinación de protecciones en 69kV y 13.8 kV a fin de garantizar la selectividad de las protecciones en el momento que se presenten fallas.</p> <p>2. Ejecutar planes de operación para evitar sobrecargas de transformadores de potencia para garantizar la vida útil. Estudio de coordinación e implementación de Protecciones para 100 alimentadores con más fallas.</p> <p>3. Se instalará 135 reguladores de medio voltaje para el segundo cuatrimestre 2024 en 8 Unidades de Negocio las cuales presentan problemas a nivel de voltaje.</p> <p>4. Se instalará en 10 Unidades de Negocio 140 Bancos Capacitores en medio voltaje durante el primer trimestre 2024 con personal propio.</p>
9. Propender la construcción de un Estado eficiente, transparente y orientado al bienestar social	9.6 Fortalecer las capacidades del Estado que garantice la transparencia, eficiencia, calidad y excelencia de los servicios públicos.	Incrementar el índice de percepción de la calidad de los servicios públicos en general de 6,05 en el año 2022 a 6,20 al 2025.	<b>OE7.</b> Fortalecer la gestión, transparencia institucional y el desarrollo de capacidades del Talento Humano para un mejoramiento continuo de procesos.	Venta de energía	1. Mejorar la ejecución de las fases preparatoria, precontractual y contractual en la adquisición de bienes y servicios	<p>1. Seguimiento semanal a la planificación de procesos publicados con las Gerencias corporativas y Unidades de Negocios.</p> <p>2. Reuniones con las áreas requirentes para actualizar el PAC.</p> <p>3. Reuniones de trabajo con las Gerencias Corporativa y Unidades de Negocio que no cumplan con la planificación mensual de procesos planificados.</p>

OBJETIVO PLAN NACIONAL DE DESARROLLO	POLÍTICA PÚBLICA	META NACIONAL	CNEL EP			
			OBJETIVO ESTRATÉGICO PEI 2024-2025	LINEA DEL NEGOCIO	OBJETIVO OPERATIVO PGNEI 2024	ACCIONES ESTRATÉGICAS – PEI 2024-2025
					<p>2. Mejorar la capacidad y competencia de los colaboradores de acuerdo con su perfil y responsabilidades</p>	<p>1. Coordinar con instituciones públicas el desarrollo de capacitaciones gratuitas para cumplir con las metas propuestas del Plan de Capacitación. 2. Impulsar en las Unidades de Negocio para que cumplan con la ejecución del plan de capacitación.</p>
					<p>3. Establecer, mantener y mejorar el Sistema de Gestión Antisoborno para fortalecer la cultura de integridad y transparencia institucional</p>	<p>1. Identificar, analizar y evaluar los posibles riesgos a fin de prevenir y enfrentar el soborno. 2 Evaluar la idoneidad de los controles existentes de la Corporación para mitigar los riesgos evaluados. 3.- Determinar nuevos controles para prevenir los posibles riesgos de soborno. 4.- Ejecutar el programa de Auditorías. 5.- Determinar y ejecutar los planes de acción para la mejora continua. 6.- Evaluar el cumplimiento de los indicadores del Sistema de Gestión Antisoborno. 7.- Evaluar el cumplimiento del plan de comunicación.</p>

Fuente: Gerencia de Planificación/Dirección de Planificación Estratégica

### 13. GLOSARIO DE DEFINICIONES

<b>Calidad del producto:</b>	Atributo de la calidad del servicio relacionado con la forma en la que las señales de voltaje son entregadas por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, por el nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje y armónicos.
<b>Calidad del servicio comercial:</b>	Atributo de la calidad del servicio relacionado con la atención al consumidor final prestado por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, con los tiempos de atención a nuevos suministros, resolución de reclamos, reposición del suministro, la adecuada facturación y la percepción de satisfacción por el servicio de energía eléctrica por parte de los consumidores.
<b>Calidad del servicio técnico:</b>	Atributo de la calidad del servicio relacionado con la continuidad con la que se prestará el servicio de energía eléctrica, y que se caracteriza por la frecuencia y la duración de las interrupciones de suministro.
<b>Consumidor no regulado:</b>	Persona jurídica autorizada para conectar sus instalaciones a la red de distribución o transmisión, mediante la suscripción de un contrato de conexión, a fin de abastecer sus requerimientos de energía desde un generador y/o autogenerador. Esta persona jurídica puede ser un gran consumidor o un autogenerador con su o sus consumos propios.
<b>Consumidor o usuario final:</b>	Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio.
<b>Consumidor regulado:</b>	Persona natural o jurídica que mantiene un contrato de suministro con la empresa eléctrica de distribución y que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica.
<b>Consumidor regulado comercial:</b>	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para fines de negocio, actividades profesionales o cualquier otra actividad con fines de lucro.
<b>Consumidor regulado industrial:</b>	Persona natural o jurídica, pública o privada, que utiliza la energía eléctrica para la elaboración o transformación de productos. También se debe considerar dentro de esta definición a los agroindustriales, que transformen productos de la agricultura, ganadería, riqueza forestal y pesca.
<b>Consumidor regulado residencial:</b>	Persona natural o jurídica, pública o privada que utiliza el servicio público de energía eléctrica, exclusivamente, al uso doméstico, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. Se incluye a los consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a su residencia una pequeña actividad comercial o artesanal.
<b>Empresa eléctrica de distribución o distribuidora:</b>	Persona jurídica cuyo título habilitante le faculta realizar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general, dentro de su área de servicio.
<b>Frecuencia de las interrupciones:</b>	Es el número de veces, en un periodo determinado, que se interrumpe el suministro de energía eléctrica a un consumidor.
<b>Interrupción:</b>	Es el corte o suspensión del suministro de electricidad a los consumidores del área de servicio de la empresa eléctrica de distribución.
<b>Niveles de voltaje:</b>	Se definen los siguientes valores de niveles de voltaje: Bajo voltaje: menor igual a 0,6 kV; Medio voltaje: mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV; Alto voltaje grupo 1: mayor a 40 y menor igual a 138 kV; Alto voltaje grupo 2: mayor a 138 kV.
<b>Pérdidas de Energía:</b>	Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía comprada y la energía vendida y pueden clasificarse como pérdidas no técnicas o comerciales (comúnmente llamadas pérdidas negras) y pérdidas técnicas. No toda la energía eléctrica que se produce, se vende y se factura.
<b>Pérdidas Técnicas:</b>	Consiste en las pérdidas que ocurren en las líneas de transmisión y distribución. Estas son inherentes al transporte y distribución de la electricidad, y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de los sistemas de energía.

<b>Pérdidas No Técnicas:</b>	Se refieren a la energía entregada pero no pagada por los usuarios, situación que se traduce en pérdidas financieras directas. Están relacionadas con el hurto, fraude, electricidad no contabilizada, problemas de gestión, entre otros.
<b>Punto de entrega o conexión:</b>	Es la frontera de conexión entre las instalaciones de dos participantes del sector eléctrico; la cual separa las responsabilidades en cuanto a la propiedad, operación y mantenimiento de los activos.
<b>Sistema de distribución:</b>	Comprende las líneas de subtransmisión, las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los transformadores de distribución, las redes secundarias, las acometidas, el equipamiento de compensación, protección, maniobra, medición, control y comunicaciones, utilizados para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica.

## 14. ANEXOS

- Anexo I: Metas por Unidades de Negocio 2024
- Anexo II: Análisis de Tiempo de Recuperación de los Convenios de Excepcionalidad
- Anexo III: Memoria Proforma presupuestaria CNEL EP 2024

*Elaborado por:*

*Director de Planificación Estratégica – CNEL EP*