



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

EMPRESA NACIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe De Plan Quinquenal de Negócios 2026-2030



Contenido

1	Introducción	4
2	Plan Quinquenal de Negocios (PQN)	5
3	Estudios Tarifarios	7
4	Diagnóstico del sistema de distribución	9
4.1	Criterios de evaluación del diagnostico	9
4.2	Gestión comercial	10
4.2.1	Medición y facturación por consumo real	10
4.2.2	Recuperación de cartera	11
4.2.3	Atención de nuevos suministros	11
4.2.4	Atención de peticiones, quejas y reclamos	11
4.2.5	Sistemas de información comercial	11
4.2.6	Oportunidades de mejora en cuanto a la gestión comercial	12
4.3	Condiciones operativas de la infraestructura	13
4.3.2	Subestaciones y circuitos asociados	13
4.4	Pérdidas totales de distribución	19
4.5	Calidad del servicio	21
4.6	Principales necesidades identificadas en el Sistema de Distribución	23
5	Plan de Inversiones	25
5.1	Soluciones a las necesidades de diagnóstico en Infraestructura de red	25
5.2	Proyectos tipo I: Ampliación de capacidad mediante reemplazo de activos existentes	30
5.3	Proyectos Tipo II: Inversión para atender nuevas demandas, sin reemplazo de activos existentes	30
5.4	Proyectos Tipo III: Inversión para reemplazar activos existentes, sin aumento de capacidad del sistema	32
5.5	Proyectos tipo IV: Inversión para mejora de la calidad del servicio	33
5.6	Reducción Pérdida	34
5.6.2	Pérdidas técnicas	34
5.6.3	Pérdidas no técnicas	35
5.7	Calidad del servicio	37
5.8	Resumen consolidado del Plan de Inversiones	39
6	Proyección de costos operativos	41
6.1	Costos de Administración, Operación y Mantenimiento	41
6.2	Deudores incobrables	40
7	Conclusiones	44
8	Anexos	46



1 Introducción

El presente informe tiene como objetivo presentar y sustentar el Plan Quinquenal de Negocios (PQN) de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), correspondiente al próximo ciclo tarifario de cinco años, en el marco del procedimiento de cálculo tarifario establecido en el Reglamento de Tarifa (RT).

Para su elaboración se consideran los estudios técnicos establecidos en el RT, así como la información operativa y comercial del sistema de distribución, los cuales permiten caracterizar la infraestructura existente, el comportamiento de la demanda, los niveles de pérdidas de energía y las condiciones actuales de prestación del servicio eléctrico.

A partir de estos insumos, se desarrolla un diagnóstico integral del sistema de distribución mediante el cual se identifican las principales restricciones de capacidad, las limitaciones técnicas y operativas de las instalaciones, las oportunidades de mejora en la gestión comercial y las necesidades asociadas a la calidad del servicio y la reducción de pérdidas. Los resultados de esta evaluación constituyen la base para definir las acciones y requerimientos que deberán ser atendidos durante el siguiente período quinquenal.

Sobre esta base, el informe presenta el Plan de Inversiones propuesto para atender las necesidades identificadas, junto con las proyecciones de demanda, costos operacionales y calidad del servicio previstas para el próximo ciclo tarifario. De esta manera, el PQN establece la hoja de ruta para la evolución del sistema de distribución durante el período regulatorio, orientando las inversiones y acciones necesarias para fortalecer la capacidad de la red, mejorar la eficiencia operativa y comercial, reducir las pérdidas de energía y elevar la calidad del servicio brindado a los usuarios.

El presente informe tiene como objetivo presentar y sustentar el Plan Quinquenal de Negocios (PQN) de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), correspondiente al siguiente ciclo tarifario de cinco años, en el marco del procedimiento de cálculo tarifario establecido en el Reglamento de Tarifa.



2 Plan Quinquenal de Negocios (PQN)

El Plan Quinquenal de Negocios (PQN) constituye un instrumento de planificación técnica y económica que las empresas distribuidoras deben presentar ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el marco del procedimiento de cálculo tarifario establecido en el Reglamento de Tarifas. Su finalidad es establecer las inversiones, los costos operacionales, las metas de calidad del servicio y las proyecciones de demanda previstas para un período regulatorio de cinco años, proporcionando información fundamental para la determinación de los costos reconocidos en la actividad de distribución de energía eléctrica.

De conformidad con el artículo 19 del Reglamento de Tarifas, el PQN debe contener, como mínimo, tres componentes principales:

- Plan de Inversiones.
- Proyecciones de los costos operacionales y calidad del servicio.
- Proyección de la demanda.

El **Plan de Inversiones** comprende los proyectos que la ENEE prevé ejecutar durante cada año del ciclo tarifario, considerando los siguientes tipos de proyectos:

- **Tipo I** proyectos de inversión para ampliación de capacidad a través del reemplazo de activos existentes
- **Tipo II** proyectos de inversión para atender nuevas demandas, sin reemplazo de activos existentes
- **Tipo III** proyectos de inversión para reemplazar activos existentes, sin aumento de capacidad del sistema
- **Tipo IV** proyectos de inversión motivados en la mejora de la calidad del servicio y/o reducción de pérdidas.

De igual manera, el Plan de Inversiones debe contribuir al cumplimiento de las metas de expansión, reposición, calidad del servicio y reducción y mantenimiento de los niveles de pérdidas de energía previstas para el ciclo tarifario. Para ello, las metas propuestas deben ser alcanzables y la planificación debe mantener la flexibilidad necesaria para adaptarse a la evolución de la demanda, considerando los riesgos potenciales y las medidas para mitigarlos. Asimismo, los proyectos deben contar con una evaluación de sus costos y beneficios, conforme a los criterios y metodología definidos por la empresa distribuidora, procurando garantizar la prestación del servicio al menor costo económico. El Reglamento también establece que el Plan de Inversiones no debe incluir activos empleados exclusivamente para la prestación del servicio de alumbrado público.

Por su parte, las **proyecciones de los costos operacionales y calidad del servicio** comprenden la estimación de los gastos necesarios para desarrollar las actividades de distribución durante el ciclo tarifario, incluyendo las pérdidas de energía y el valor esperado de las indemnizaciones por mala calidad del servicio, conforme a la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD),



desagregado por Zonas de Distribución Típicas (ZDT). De acuerdo con el artículo 19, los costos operacionales deben presentarse diferenciados por origen del gasto, considerando personal, servicios de terceros, materiales y repuestos, seguros, impuestos y otros gastos; y por destino del gasto, distinguiendo las actividades de administración, atención comercial, operación y mantenimiento.

La **proyección de la demanda** contempla la evolución prevista de los requerimientos de energía, potencia y número de usuarios para el siguiente ciclo tarifario. Conforme al artículo 19 del Reglamento, esta proyección debe considerar la evolución histórica de dichas variables por categoría tarifaria, la situación de los fundamentos económicos de Honduras y su relación con la demanda eléctrica, así como el crecimiento vegetativo previsto a mediano plazo y la conexión de nuevos usuarios o ampliaciones de los existentes. Adicionalmente, deben considerarse las políticas de acceso universal a la energía eléctrica, eficiencia energética y la penetración de usuarios autoprodutores.

En conjunto, estos componentes permiten establecer una planificación de las inversiones y los recursos necesarios para la operación del sistema de distribución durante el período quinquenal, manteniendo consistencia entre las necesidades de infraestructura, las proyecciones de demanda y los costos previstos. Asimismo, la información contenida en el PQN constituye uno de los insumos para el procedimiento de cálculo tarifario, particularmente en la determinación de las inversiones, los costos operacionales y la energía proyectada para distribuir durante el siguiente ciclo tarifario.



3 Estudios Tarifarios

El artículo 10 del Reglamento de Tarifas establece que, previo a la presentación del Plan Quinquenal de Negocios, la empresa distribuidora debe presentar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) una serie de estudios técnicos, acompañados de sus respectivas memorias de cálculo. Estos estudios tienen como finalidad proporcionar información sobre la infraestructura existente, los costos asociados a los activos, las características de la demanda y las condiciones de operación del sistema de distribución.

La elaboración de estos estudios constituye una base técnica que sirve como referencia para identificar las necesidades de la red y sustentar las proyecciones e inversiones previstas durante el período regulatorio. Asimismo, sus resultados proporcionan parámetros que se utilizan en las distintas etapas del procedimiento de cálculo tarifario.

Entre los estudios establecidos en el Reglamento se encuentran los siguientes:

- **Inventario de Activos Regulatorios**, mediante el cual se identifican y caracterizan las instalaciones que conforman la infraestructura de distribución en operación, agrupadas en unidades constructivas y conciliadas con los registros contables de la empresa. Esta información permite conocer la composición de la red y constituye un insumo para la determinación de la Base de Activos Regulatoria (BAR).
- **Estudio de Costos de Unidades Constructivas** permite establecer los costos de referencia de los diferentes componentes de la infraestructura eléctrica, necesarios para determinar el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de los activos identificados en el inventario. Ambos estudios proporcionan información sobre las características físicas y económicas de las instalaciones existentes, contribuyendo a su valorización y al análisis de los costos asociados a la infraestructura de distribución.
- **Estudio de Caracterización de la Demanda (ECD)** permite identificar las curvas de carga representativas de las diferentes clases de usuarios y sus patrones de consumo de energía eléctrica. Esta información resulta necesaria para conocer el comportamiento de la demanda y proporciona parámetros técnicos para la determinación de los cargos de la estructura tarifaria.
- **Balance de Energía y Potencia (BEP)** permite determinar los flujos de energía y potencia a través de los distintos niveles de tensión de la red de distribución, incluyendo las pérdidas técnicas y no técnicas. Sus resultados permiten conocer el comportamiento energético del sistema y establecer valores de referencia para los cálculos regulatorios relacionados con las pérdidas de energía y potencia.
- **Propuesta de Zonas de Distribución Típicas (ZDT)** tiene como finalidad clasificar las localidades atendidas por la empresa distribuidora de acuerdo con sus características de densidad de demanda de energía y de usuarios. Esta clasificación permite diferenciar las condiciones particulares de prestación del servicio y disponer de información para los análisis técnicos y económicos que requieren considerar dichas características.



El detalle de estos estudios puede ser consultado en la página de la Comisión Reguladora de Energía (CREE)¹.

En el caso de la ENEE, la información proporcionada por estos estudios constituye una referencia para conocer las características del sistema de distribución y sustentar la planificación de las actividades previstas durante el período quinquenal. No obstante, la identificación de las inversiones necesarias requiere también examinar las condiciones particulares de operación de las instalaciones, considerando su capacidad, nivel de utilización, comportamiento de la demanda y desempeño en materia de calidad del servicio.

En este sentido, el siguiente capítulo presenta un diagnóstico de las condiciones actuales del sistema de distribución de la ENEE, mediante el análisis de los procesos comerciales, pérdidas en distribución y condiciones operativas de la infraestructura del sistema. Este diagnóstico permite identificar las principales necesidades de intervención que sirven de fundamento para la planificación de las inversiones contempladas en el PQN.

¹ [Estudios Tarifarios ENEE](#)



4 Diagnóstico del sistema de distribución

El diagnóstico del sistema de distribución tiene como finalidad evaluar las condiciones actuales de la infraestructura eléctrica, el comportamiento de la demanda, las pérdidas de energía, la calidad del servicio y los procesos comerciales de la ENEE. Este análisis permite establecer una línea base sobre el desempeño del sistema e identificar las principales limitaciones técnicas, operativas y comerciales que condicionan la prestación del servicio, las cuales deben ser consideradas en la formulación del PQN.

Para ello, se examinan los registros históricos, las características de las instalaciones existentes y los principales indicadores de desempeño, considerando tanto las condiciones actuales de operación como los requerimientos asociados al crecimiento proyectado de la demanda. Asimismo, se evalúa la capacidad de la infraestructura para atender de forma confiable las necesidades presentes y futuras de los usuarios, identificando áreas con restricciones de capacidad, niveles elevados de pérdidas, deficiencias en la calidad del servicio y oportunidades de mejora en la gestión comercial.

Los resultados obtenidos constituyen el fundamento técnico para la definición de las inversiones y acciones requeridas durante el próximo período quinquenal, orientadas a la expansión, reposición y modernización de la red de distribución. La implementación de estas medidas permitirá fortalecer la confiabilidad y seguridad operativa del sistema, reducir pérdidas de energía, mejorar la continuidad y calidad del servicio, atender oportunamente el crecimiento de la demanda y optimizar la gestión comercial. Para los usuarios, estos esfuerzos se traducirán en un suministro eléctrico más estable, con menos interrupciones, mejores niveles de voltaje y una mayor capacidad de atención de nuevas solicitudes de servicio, contribuyendo al desarrollo económico y social de las áreas atendidas por la ENEE.

4.1 Criterios de evaluación del diagnóstico

Para el desarrollo del diagnóstico se establecieron criterios de evaluación orientados a determinar la situación actual del sistema de distribución, identificar restricciones operativas y comerciales, y establecer las necesidades de inversión y mejora requeridas para el siguiente período quinquenal. La identificación de estas necesidades se realizó mediante el análisis de indicadores técnicos, operativos y comerciales, la comparación de los resultados observados con parámetros de referencia, límites normativos, capacidades de diseño y requerimientos derivados del crecimiento de la demanda. Bajo este enfoque, se consideró que existe una restricción o necesidad de intervención cuando los activos o procesos presentan niveles de desempeño inferiores a los estándares establecidos, limitaciones para atender la demanda actual o futura, o impactos significativos sobre las pérdidas de energía, la calidad, confiabilidad y eficiencia del servicio.

La **valuación** consideró los siguientes aspectos:

- a. **Gestión comercial:** Evaluación de los procesos de medición, facturación, atención al usuario y control de suministros, analizando los niveles de recuperación, calidad de la



información comercial y la existencia de irregularidades que afecten la correcta contabilización y facturación de la energía consumida.

- b. Condiciones operativas de la infraestructura de distribución:** Evaluación de la capacidad nominal, demanda máxima registrada, márgenes de reserva y restricciones operativas de las subestaciones y circuitos de distribución. Se identifican necesidades de intervención cuando los niveles de carga se aproximan o superan los límites operativos admisibles, se muestran restricciones para atender el crecimiento de la demanda o existen condiciones que afectan la confiabilidad del suministro.
- c. Pérdidas totales de distribución:** Evaluación del comportamiento histórico de las pérdidas de energía eléctrica y de sus componentes técnicos y no técnicos, determinando su magnitud, evolución y desviación respecto de niveles de referencia que permitan identificar oportunidades de mejora en la eficiencia del sistema.
- d. Calidad técnica del servicio:** Evaluación de la calidad del servicio, en particular, lo relacionado a la continuidad del suministro mediante los indicadores SAIDI y SAIFI, considerando los registros históricos de interrupciones, la clasificación por Zonas de Distribución Típicas (ZDT) y las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD). Se identifican áreas prioritarias cuando los indicadores presentan incumplimientos o tendencias que afectan la calidad del servicio prestado a los usuarios.

En función de estos criterios, se presentan los resultados del diagnóstico organizados según las áreas evaluadas, con el propósito de establecer las condiciones actuales del sistema de distribución, identificar sus principales limitaciones y determinar las acciones e inversiones que deberán considerarse en la planificación quinquenal para mejorar la eficiencia, confiabilidad y calidad del servicio.

4.2 Gestión comercial

La gestión comercial de la ENEE presenta deficiencias estructurales que afectan simultáneamente su sostenibilidad financiera, el cumplimiento de sus obligaciones regulatorias y la calidad de la atención a los usuarios. Esta situación es el resultado de una capacidad operativa insuficiente frente al volumen de usuarios y solicitudes, de la dependencia de procesos manuales de lectura y gestión, así como de un sistema de información comercial que no ha evolucionado al ritmo de los requerimientos regulatorios. Con más de 2.19 millones de clientes facturados al mes, estas limitaciones se traducen en rezagos acumulados en los procesos de medición, facturación, cobro y atención, cuyo efecto se agrava con el tiempo.

El diagnóstico, elaborado con información de enero a agosto de 2026, identifica cinco áreas prioritarias de intervención:

1.1.1 Medición y facturación por consumo real

Cerca del 13 % de las facturas emitidas mensualmente, alrededor de 285,700 en agosto de 2026, se basan en consumos promediados, además, el 96.7 % de las lecturas continúa realizándose de



forma manual. Esta condición contraviene el principio de facturación por consumo real establecido en el Artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), que admite la promediación solo en casos excepcionales y con autorización de la CREE. Además, genera refacturaciones y reclamos y oculta consumos irregulares que inciden en las pérdidas no técnicas. La telemida muestra el potencial de la modernización: con solo el 3.3 % de los clientes, cubre el 43.87 % de la energía vendida. Sin embargo, su cobertura en medida directa, donde se concentra la mayoría de los usuarios residenciales y comerciales, es apenas del 10.80 %.

4.2.1 Recuperación de cartera

El saldo de cartera en mora asciende a aproximadamente 19,270 millones de lempiras, equivalente a cerca de cinco meses de facturación, y el 98 % se encuentra en la banda de más de 120 días, lo que reduce significativamente su probabilidad de recuperación. Aunque la efectividad de recaudación alcanzó 96.01 % en agosto, solo el 88.37 % corresponde a recaudo corriente; el resto proviene de la recuperación de saldos anteriores. Por sector, el 53 % de la cartera es residencial y el 26 % corresponde al Gobierno (L5,045 millones), cuyo pago debe gestionarse a través de la Secretaría de Finanzas conforme al Artículo 15 de la LGIE. A ello se suman L5,415.99 millones asociados a clientes dados de baja, en depuración o susceptibles de castigo, y acuerdos de pago con una morosidad cercana al 38 %.

4.2.2 Atención de nuevos suministros

Al cierre de agosto se encontraban pendientes 49,928 órdenes de servicio de nuevos suministros. Al ritmo de conexión observado en 2026, de alrededor de 4,100 suministros mensuales, este saldo equivale a cerca de doce meses de trabajo, sin considerar las nuevas solicitudes. La atención de suministros de proyectos se redujo de 1,053 en mayo a 183 en agosto, como consecuencia de la reducción de personal operativo. Este rezago expone a la empresa al incumplimiento de su obligación de atender toda solicitud de nuevo servicio y posterga la incorporación de demanda facturable.

4.2.3 Atención de peticiones, quejas y reclamos

La empresa resuelve cada mes menos casos de los que recibe, por lo que el saldo de peticiones, quejas y reclamos (PQR) pendientes creció de 101,421 en enero a 124,943 en agosto (+23.2 %). Una cuarta parte de ellas tiene dos años o más de antigüedad, y el tiempo promedio de respuesta fue de 184 días en agosto. Si bien el índice de reclamos se mantiene por debajo del máximo regulatorio de 5 %, estos plazos no se corresponden con una atención oportuna en los términos de la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD). El rezago se explica principalmente por la insuficiente ejecución en campo de las órdenes de servicio asociadas a reclamos que requieren tratamiento técnico.

4.2.4 Sistemas de información comercial

Para el desarrollo de estos procesos, la ENEE se apoya en sistemas de información, entre los que destaca el sistema de gestión comercial InCMS, que permite administrar la información de los suministros y ejecutar los procesos de lectura, facturación y refacturación, considerando las



disposiciones regulatorias aplicables. No obstante, el sistema InCMS presenta limitaciones para incorporar los esquemas tarifarios y obligaciones regulatorias que entrarán en aplicación durante el quinquenio:

- la facturación por bloques horarios;
- la tarifa binómica y la liquidación de excedentes de usuarios autoproductores;
- el peaje por uso de redes a consumidores calificados;
- la acreditación en factura de las indemnizaciones por calidad del servicio;
- la integración con los sistemas de gestión de la calidad y de vinculación Usuario-Red exigidos por la NT-CD.

4.2.5 Oportunidades de mejora en cuanto a la gestión comercial

La relevancia económica de esta problemática descrita anteriormente es considerable. La cartera en mora equivale a cerca de USD 722 millones, de los cuales alrededor de USD 189 millones corresponden al sector Gobierno. Solo en agosto de 2026, la diferencia entre lo facturado y lo recaudado fue de L155 millones. A esto se suman los ingresos que se dejan de percibir por la facturación promediada, por la demanda no conectada debido al rezago de nuevos suministros y por los consumos irregulares que la lectura manual no permite detectar oportunamente. En consecuencia, las mejoras en la gestión comercial tienen un efecto directo sobre la liquidez de la empresa y complementan las acciones de reducción de pérdidas no técnicas.

La evolución reciente de los indicadores confirma que el desempeño comercial depende de la capacidad operativa disponible. La caída en la atención de proyectos tras la reducción de personal, el crecimiento sostenido de las PQR pendientes y el aumento de la cartera en mora desde mayo de 2026 muestran que, cuando disminuye la capacidad de campo y de gestión, los rezagos se acumulan rápidamente y su recuperación posterior resulta más costosa.

En este contexto, el fortalecimiento de la capacidad comercial de la ENEE y la UTCD, en recursos humanos, cuadrillas, medición y sistemas de información, constituye una necesidad estratégica. Su propósito es eliminar los rezagos acumulados, asegurar la facturación por consumo real, recuperar la cartera y cumplir las obligaciones de calidad comercial establecidas en la regulación. Para ello se requieren planes con metas mensuales para la reducción de órdenes y reclamos pendientes, la normalización de los suministros con promedios recurrentes, la gestión temprana de la cartera, la ampliación de la telemetría en medida directa y la implementación de un nuevo sistema de gestión comercial interoperable con los demás sistemas de la empresa.



4.3 Condiciones operativas de la infraestructura

Como punto de partida, se analizaron los factores de utilización y de carga de los circuitos de distribución con información a marzo de 2026². Los resultados muestran que las mayores restricciones de capacidad se concentran en la zona Noroccidente, donde se identifica la mayor cantidad de circuitos operando con factores de utilización cercanos a su límite de capacidad y con reducidos márgenes de reserva. En menor medida, se observan situaciones similares en las zonas Centro Sur y Litoral Atlántico, particularmente en alimentadores que atienden áreas con un importante crecimiento de la demanda.

En cuanto al factor de carga, la zona Noroccidente registra el valor promedio más alto, lo que refleja una utilización más uniforme de la red durante el período analizado. Por el contrario, la zona Litoral Atlántico presenta el menor factor de carga promedio, evidenciando una mayor concentración de la demanda en períodos de máxima exigencia.

Asimismo, se identifican circuitos que combinan elevados factores de utilización con factores de carga relativamente bajos, condición que indica una operación cercana a sus límites de capacidad durante las horas pico y una mayor vulnerabilidad ante incrementos de demanda o contingencias operativas. Esta situación pone de manifiesto la necesidad de ejecutar ampliaciones y reconfiguraciones de la red para garantizar niveles adecuados de confiabilidad y calidad del servicio.

Complementariamente, se realizó una evaluación de la capacidad instalada en las subestaciones de distribución, considerando la capacidad nominal de los transformadores de potencia, las demandas máximas registradas, los límites térmicos de los circuitos asociados y las solicitudes de incremento de potencia actualmente en gestión. Como indicador de suficiencia de capacidad, se analizó la reserva de transformación, definida como la diferencia entre la capacidad nominal disponible y la demanda máxima registrada. Este análisis permitió identificar las instalaciones que presentan niveles de saturación, reducidos márgenes de crecimiento o requerimientos de ampliación en el corto y mediano plazo.

Con base en lo anterior, se presentan los principales problemas identificados en las subestaciones y sus circuitos asociados del sistema de distribución de la ENEE.

4.3.1 Subestaciones y circuitos asociados

Las subestaciones y sus circuitos asociados se agrupan en tres regiones geográficas: Región Litoral Atlántico (LA), Región Noroccidente (NO) y Región Centro Sur (CS), facilitando la identificación de las condiciones particulares de operación y las necesidades de intervención en cada zona.

i. Región Litoral Atlántico

- **Subestación Coyoles Central:** la Subestación Coyoles Central presenta condiciones operativas críticas debido a que el transformador CCE-T530 (25 MVA, 138/34.5 kV)

² Ver tabla 1 Anexo 1



opera al límite de su capacidad, registrando picos de demanda de hasta 26.17 MVA, superiores a su potencia nominal. Asimismo, uno de sus tres circuitos asociados, el CCE-L342, ha alcanzado una demanda máxima de 19.90 MVA, excediendo su capacidad térmica de transporte de 18.8 MVA. Este circuito es estratégico para el suministro eléctrico de la zona de Olanchito, la cual experimenta un crecimiento sostenido de la demanda. Adicionalmente, las nuevas solicitudes de potencia previstas podrían incrementar aún más la carga del transformador, agravando las condiciones actuales de operación.

- **Subestación Bonito Oriental:** la Subestación Bonito Oriental opera actualmente bajo condiciones de sobrecarga, ya que el transformador BOR-T532 (25 MVA, 138/34.5 kV) ha registrado demandas máximas de 32.77 MVA, superando significativamente su capacidad nominal. Entre los circuitos asociados, el BOR-L351 ha alcanzado una demanda máxima de 15.95 MVA y, junto con el circuito ISL-L345, constituye una de las principales fuentes de suministro para la ciudad de Tocoa, cuya actividad industrial, comercial y residencial mantiene una tendencia de crecimiento sostenido. Las solicitudes de nueva potencia actualmente en trámite incrementarán aún más la carga del transformador, comprometiendo la capacidad de atención de la demanda futura.
- **Subestación Ceiba Térmica:** la Subestación Ceiba Térmica presenta niveles de carga que superan la capacidad nominal de transformación. El transformador CTE-T508 (36.5 MVA, 138/34.5/13.8 kV) ha registrado una demanda máxima de 40.15 MVA, evidenciando una condición de sobrecarga que compromete la confiabilidad operativa de la instalación. Asimismo, dos de sus cuatro circuitos asociados, CTE-L312 y CTE-L313, han alcanzado demandas máximas de 19.97 MVA y 18.26 MVA, respectivamente, superando sus límites térmicos de operación. Estos circuitos abastecen una parte significativa de la ciudad de La Ceiba, donde el crecimiento de la demanda eléctrica y las nuevas solicitudes de potencia continúan incrementando los requerimientos del sistema.

ii. Región Nor-Occidente

- **Subestación Villa Nueva:** esta subestación presenta condiciones de saturación en su capacidad de transformación y distribución. Los transformadores VNU-T531 y VNU-T538, ambos de 50 MVA, 138/34.5 kV, han registrado demandas máximas de 51.44 MVA y 50.29 MVA, respectivamente, superando su capacidad nominal de operación. Asimismo, varios de sus circuitos asociados presentan niveles de carga superiores a sus límites térmicos de transporte. Los circuitos VNU-L323 y VNU-L324 han alcanzado demandas máximas de 31.23 MVA y 32.77 MVA, mientras que los circuitos VNU-L391, VNU-L392, VNU-L393 y VNU-L394 han registrado 37.17 MVA, 39.76 MVA, 22.03 MVA y 22.35 MVA, respectivamente. Estos alimentadores abastecen una parte significativa de las zonas industriales y comerciales de Villa Nueva, Búfalo, Pimienta y Potrerillos, donde el crecimiento de la demanda eléctrica continúa acelerándose. Además, existen nuevas solicitudes de potencia que incrementarán aún más los niveles de carga actuales.



- **Subestación El Estadio:** en esta subestación se registra un crecimiento acelerado de la demanda que compromete la capacidad disponible del transformador EST-T559 (25 MVA, 138/13.8 kV), el cual ha alcanzado una demanda máxima de 18.98 MVA. Sus circuitos asociados EST-L220 y EST-L221 han registrado demandas máximas de 5.11 MVA y 14.60 MVA, respectivamente. El circuito EST-L220 abastecerá el proyecto de zona libre INHDELVA/NIKE, cuya demanda proyectada asciende a 14 MVA, mientras que el circuito EST-L221 fue incorporado para descargar y reconfigurar el circuito LPT-203. Ambos alimentadores suministran energía a una zona de alto crecimiento urbano, comercial e industrial en las inmediaciones del Estadio Olímpico
- **Subestación La Puerta:** esta subestación opera actualmente con el transformador móvil arrendado LPT-UM509 (25 MVA, 138/13.8 kV), en servicio desde abril de 2017. Este equipo ha registrado una demanda máxima de 27.35 MVA, superando su capacidad nominal y evidenciando la necesidad de una solución permanente. Los circuitos LPT-L249 y LPT-L250 han alcanzado demandas máximas de 15.57 MVA y 14.15 MVA, respectivamente, abasteciendo una amplia zona de crecimiento ubicada en el sector sur de San Pedro Sula. Además de las restricciones operativas actuales, la permanencia de este equipo genera costos continuos de arrendamiento.
- **Subestación Bermejo:** opera con el transformador móvil arrendado BER-UM510 (25 MVA, 138/13.8 kV) desde abril de 2017. Actualmente registra una demanda máxima de 24.51 MVA, alcanzando niveles cercanos a su capacidad nominal. Los circuitos asociados BER-L247 y BER-L248 han registrado demandas máximas de 12.53 MVA y 13.65 MVA, respectivamente, abasteciendo una importante porción de la zona noreste de San Pedro Sula, donde la demanda eléctrica mantiene una tendencia creciente. Aunque se han realizado obras para optimizar el aprovechamiento de la capacidad disponible en las subestaciones móviles arrendadas, el crecimiento de la demanda y las nuevas solicitudes de potencia hacen necesaria una expansión permanente.
- **Subestación Choloma:** presta servicio mediante el transformador móvil arrendado CHM-UM511 (25 MVA, 138/13.8 kV), en operación desde abril de 2017. Este equipo ha alcanzado una demanda máxima de 26.54 MVA, superando su capacidad nominal. Los circuitos CHM-L251 y CHM-L252 han registrado demandas máximas de 13.21 MVA y 13.88 MVA, respectivamente, abasteciendo una parte importante de la ciudad de Choloma, uno de los principales polos industriales del país.
- **Subestación Progreso:** actualmente el transformador PGR-T602, de 50 MVA y 230/34.5 kV, opera por encima de su capacidad nominal y ha registrado un pico máximo de demanda de 55.31 MVA. Sus circuitos asociados PGR-L317, PGR-L318 y PGR-L319 han alcanzado picos de 21.19 MVA, 30.05 MVA y 32.94 MVA, respectivamente, superando sus límites térmicos de transporte. Estos circuitos abastecen gran parte de las zonas industriales y comerciales de la ciudad de El Progreso, donde la demanda crece de manera considerable. Además, existen solicitudes de potencia que incrementarían aún más la sobrecarga del transformador.



- **Subestación Masca:** los transformadores MAS-T545, de 25 MVA y 138/34.5 kV, y MAS-T565, de 8.33 MVA y 138/34.5 kV, operan por encima de sus capacidades nominales y han registrado picos máximos de demanda de 26.57 MVA y 15.47 MVA, respectivamente. Sus circuitos asociados MAS-L352, MAS-L353 y MAS-L354 han alcanzado picos de 22.34 MVA, 15.47 MVA y 7.15 MVA, respectivamente. Estos circuitos abastecen gran parte de las zonas industriales y comerciales de Puerto Cortés, donde la demanda crece de manera considerable. Además, existen solicitudes de potencia que incrementarían aún más la sobrecarga de los transformadores.
- **Subestación Térmica Sulzer:** los transformadores TSZ-T526 de 25 MVA, 138/13.8 KV, y TAL-UM408 de 15 MVA, 69/13.8 KV, se encuentran próximos a su capacidad nominal de operación. Han registrado picos de demanda máxima de 24.92 MVA y 6.51 MVA, respectivamente. Además, los cuatro circuitos asociados (TSZ-L223, TSZ-L224, TAL-L257 y TAL-L258) muestran picos de demanda máxima de 12.36 MVA, 11.79 MVA, 10.52 MVA y 9.01 MVA. Estos circuitos suministran electricidad a una gran parte de la zona industrial y comercial de Puerto Cortés, que está experimentando un crecimiento significativo. Actualmente, existen solicitudes de potencia que superarán la capacidad nominal de los transformadores.
- **Subestación Rio Lindo y Subestación Caracol:** el transformador CAR-T540, de 25 MVA, 138/34.5 kV, ubicado en la Subestación Caracol, se encuentra próximo a alcanzar su capacidad nominal de operación, habiendo registrado una demanda máxima de 23.76 MVA. Asimismo, los circuitos asociados CAR-L389 y CAR-L390 han registrado demandas máximas de 18.53 MVA y 17.56 MVA, respectivamente. Estos circuitos suministran energía a una parte significativa de las zonas industriales y comerciales de los municipios de Potrerillos y Santa Cruz de Yojoa, áreas que presentan un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica. Adicionalmente, existen nuevas solicitudes de potencia que provocarían que el transformador exceda su capacidad nominal de operación.
- **Subestación El Cajón:** el transformador CJN-T631, de 20 MVA, 230/34.5 kV, registra actualmente un factor de utilización de 36.55 %, con una demanda máxima de 7.31 MVA. Por su parte, el circuito asociado CJN-L370 ha alcanzado una demanda máxima de 7.54 MVA. Este circuito fue originalmente concebido para abastecer los campamentos La Laguna y Los Pinos durante la construcción de la Central Hidroeléctrica El Cajón. Sin embargo, debido a las necesidades operativas de la red de distribución, actualmente abastece una parte importante de las zonas industriales, comerciales y residenciales del municipio de Santa Cruz de Yojoa, cuya demanda presenta un crecimiento constante.
- **Subestación Naco:** los transformadores NCO-T564, de 50 MVA, 138/34.5 kV, y NCO-UM501, de 25 MVA, 230/138/34.5/13.8 kV, operan actualmente cerca de su capacidad nominal, registrando demandas máximas de 37.95 MVA y 24.23 MVA, respectivamente. De igual manera, los circuitos asociados NCO-L364 y NCO-L367 han alcanzado niveles de carga que superan su límite térmico de transporte, lo que representa una restricción



para el crecimiento de la demanda y afecta la confiabilidad operativa del sistema. Estos circuitos abastecen importantes zonas industriales y comerciales de los municipios de Cofradía (Cortés), Quimistán, Macuelizo y Azacualpa (Santa Bárbara), regiones que experimentan un crecimiento acelerado de la actividad económica y del consumo eléctrico. Asimismo, existen nuevas solicitudes de potencia que, de ser atendidas bajo las condiciones actuales, provocarían la saturación de la capacidad instalada.

- **Subestación Santa Rosa:** el transformador SRS-T439, de 30 MVA, 69/34.5 kV, opera actualmente por encima de su capacidad nominal, registrando una demanda máxima de 33.99 MVA. Asimismo, los circuitos asociados SRS-L338 y SRS-L339 han alcanzado demandas máximas de 24.39 MVA y 21.62 MVA, respectivamente. Debido a las limitaciones de capacidad de transformación en la subestación, el circuito SRS-L337 está siendo abastecido desde el circuito LEC-L358, situación que incrementa las pérdidas técnicas y afecta la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico en la zona. Adicionalmente, se observa que los conductores de los circuitos mencionados han superado sus límites térmicos de transporte. Estos alimentadores abastecen una amplia porción de las zonas industriales, comerciales y residenciales de los departamentos de Copán y Ocotepeque, donde la demanda de energía continúa creciendo de manera sostenida. A esta situación se suman nuevas solicitudes de potencia que excederían la capacidad disponible del transformador actual.

iii. Región Centro-Sur

- **Subestación Toncontín:** por su parte en esta subestación, el transformador TON-T614, de 50 MVA, 230/13.8 kV, se encuentra próximo a alcanzar su capacidad nominal de operación, habiendo registrado una demanda máxima de 41.10 MVA. Asimismo, los circuitos asociados TON-L295, TON-L296, TON-L297, TON-L298 y TON-L299 han registrado demandas máximas de 12.95 MVA, 13.13 MVA, 5.91 MVA, 10.14 MVA y 9.44 MVA, respectivamente. Estos circuitos abastecen una parte importante de la demanda industrial, comercial y residencial del sector suroeste de la ciudad de Tegucigalpa, área que presenta un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica. Adicionalmente, existen nuevas solicitudes de potencia que superarían la capacidad disponible del transformador. Si bien recientemente se puso en operación un nuevo transformador de 50 MVA en sustitución del equipo anterior de 44.8 MVA, junto con tres nuevos alimentadores de distribución en media tensión, dichas obras no han sido suficientes para atender el crecimiento de la demanda observado en la zona.
- **Subestación Santa Fe:** la Subestación Santa Fe registra actualmente un factor de utilización de 61.36 %, alcanzando una demanda máxima de 18.98 MVA. Entre sus principales alimentadores, los circuitos SFE-L229 y SFE-L291 han registrado demandas máximas de 9.17 MVA y 13.77 MVA, respectivamente. Actualmente, parte de la capacidad de transformación en la zona depende de infraestructura móvil arrendada, situación que genera costos operativos recurrentes para la ENEE. Aunque se han



ejecutado obras para optimizar el aprovechamiento de la capacidad disponible en dichas subestaciones móviles y atender nuevas solicitudes de servicio, resulta prioritario sustituir esta solución temporal por infraestructura permanente.

- **Subestación Pavana:** el transformador PAV-T633, de 55 MVA, 230/34.5 kV, opera actualmente por encima de su capacidad nominal, registrando una demanda máxima de 59.95 MVA. De igual forma, los circuitos asociados PAV-L366, PAV-L367, PAV-L368 y PAV-L369 han alcanzado demandas máximas de 26.88 MVA, 28.13 MVA, 22.43 MVA y 23.21 MVA, respectivamente, superando en algunos tramos sus límites térmicos de transporte. Estos circuitos abastecen una parte importante de la demanda industrial, comercial y residencial de los departamentos de Choluteca, Valle, así como de municipios del sur de Francisco Morazán y La Paz, regiones que han mostrado un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica.
- **Subestación Santa Lucia:** el transformador SLU-T634, de 60/40/20 MVA, 230/34.5/34.5 kV, presenta altos niveles de utilización, registrando una demanda máxima de 41.89 MVA. Por su parte, los circuitos SLU-L318, SLU-L320, SLU-L358 y SLU-L359 han alcanzado demandas máximas de 31.21 MVA, 30.74 MVA, 14.47 MVA y 16.59 MVA, respectivamente, registrándose condiciones de sobrecarga en algunos de sus tramos y superación de límites térmicos de transporte. Estos alimentadores abastecen una proporción significativa de la carga industrial, comercial y residencial de la ciudad de Choluteca, cuya demanda continúa creciendo de forma acelerada.
- **Subestación Comayagua:** el transformador CYG-T506, de 50 MVA, 138/34.5 kV, opera actualmente por encima de su capacidad nominal, registrando una demanda máxima de 59.29 MVA. Asimismo, los circuitos CYG-L316, CYG-L317, CYG-L325, CYG-L326 y CYG-L386 han registrado demandas máximas de 21.16 MVA, 33.89 MVA, 21.14 MVA, 24.46 MVA y 37.56 MVA, respectivamente, alcanzando niveles que superan sus capacidades térmicas de transporte. Estos circuitos abastecen extensas zonas industriales, comerciales y residenciales de los departamentos de Comayagua, La Paz e Intibucá, donde la demanda eléctrica mantiene una tendencia creciente. La situación se agravó como consecuencia de la indisponibilidad del transformador CYG-T555, de 25 MVA, tras el evento ocurrido el 4 de febrero de 2022, lo que incrementó la carga transferida al resto de la infraestructura disponible. En respuesta a esta condición, se puso en operación el transformador CYG-T593, de 50 MVA, 138/34.5 kV, sin embargo, resulta necesario completar las obras de distribución asociadas para descargar y reconfigurar los circuitos involucrados.
- **Subestación Danlí:** los transformadores DAN-T432 y DAN-T433, ambos de 12.5 MVA, 69/34.5 kV, se encuentran próximos a alcanzar su capacidad nominal de operación, registrando demandas máximas de 12.00 MVA y 12.27 MVA, respectivamente. Los circuitos asociados DAN-L387, DAN-L388 y DAN-L389 han alcanzado demandas máximas de 10.36 MVA, 14.16 MVA y 14.45 MVA, respectivamente. Estos alimentadores abastecen una porción significativa de la actividad industrial, comercial y residencial de



las ciudades de Danlí y El Paraíso, zonas que presentan un importante crecimiento económico y demográfico.

- **Subestación Juticalpa:** el transformador JUT-T438, de 30 MVA, 69/34.5 kV, opera actualmente por encima de su capacidad nominal, registrando una demanda máxima de 30.81 MVA. Los circuitos JUT-L379, JUT-L380, JUT-L381 y JUT-L382 han alcanzado demandas máximas de 13.58 MVA, 17.28 MVA, 6.71 MVA y 2.46 MVA, respectivamente. Estos circuitos atienden gran parte de la demanda industrial, comercial y residencial de los municipios de Juticalpa, San Francisco de la Paz, Gualaco y San Esteban, donde se observa un crecimiento sostenido de nuevas cargas y solicitudes de suministro.

La ejecución oportuna de inversiones en el sistema de distribución constituye una condición indispensable para que la ENEE pueda atender el crecimiento de la demanda, eliminar restricciones operativas, fortalecer la confiabilidad de la red y reducir los riesgos asociados a sobrecargas y fallas en los activos críticos identificados. Estas inversiones permitirán incrementar la capacidad de transformación y distribución, mejorar los niveles de calidad y continuidad del servicio, reducir pérdidas técnicas, optimizar los costos de operación y mantenimiento, y facilitar la incorporación de nuevas demandas. Para los usuarios, esto se traducirá en un suministro eléctrico más confiable, con menores interrupciones, con una mejor calidad de tensión y una mayor capacidad de respuesta ante nuevas solicitudes de servicio, contribuyendo al desarrollo económico y social de las áreas atendidas y fortaleciendo la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico en el largo plazo.

4.4 Pérdidas totales de distribución

Las pérdidas de energía de la ENEE representan uno de los principales desafíos para la sostenibilidad financiera y operativa del sistema eléctrico nacional. Esta situación es el resultado de una problemática estructural que se ha acumulado durante décadas debido a la insuficiente continuidad de las estrategias de control de pérdidas, la limitada capacidad de fiscalización y la ausencia de una gestión especializada y permanente orientada a la reducción de pérdidas técnicas y, especialmente, no técnicas.

La magnitud del problema se evidencia al comparar los resultados de Honduras con los referentes de la región.³ Mientras las empresas distribuidoras con niveles de desempeño eficientes registran pérdidas cercanas al 10% y los promedios regionales oscilan entre 15% y 18%, el sistema de distribución de la ENEE mantiene niveles superiores al 30%, reflejando una brecha significativa respecto a las mejores prácticas internacionales. En este contexto, el estudio de balance de energía y potencia de la ENEE estimó pérdidas técnicas de 10.56% y pérdidas no técnicas de 24.13%, alcanzando un total de 34.69%, valor consistente con las proyecciones de pérdidas a junio de 2026 realizadas por la Gerencia de Medición de la UTCD. La composición de estas pérdidas confirma que el principal desafío se concentra en las pérdidas no técnicas, las cuales representan aproximadamente el 70% de las pérdidas totales, y pone de

³ Banco Interamericano de Desarrollo, «Economía de las pérdidas de electricidad en América Latina y el Caribe» (26 países), y estudio «Recuperando Energía» (ADELAT-BID)



relieve la necesidad de implementar un programa integral y sostenido de normalización de usuarios, modernización de la medición, fiscalización de suministros y recuperación de energía para revertir esta situación.

El análisis de pérdidas por circuito realizado por la ENEE a marzo 2026⁴ confirma que las pérdidas no técnicas representan el principal componente de las pérdidas de distribución en la mayoría de los circuitos analizados. En promedio, las pérdidas técnicas se sitúan en alrededor del 5.9 %, mientras que las pérdidas no técnicas alcanzan aproximadamente el 34.0 %, evidenciando que los mayores desafíos están asociados a aspectos comerciales, medición, control energético y gestión de usuarios. Asimismo, se identificaron circuitos con niveles de pérdidas superiores al 60% y una importante concentración de circuitos con pérdidas mayores al 40% en la zona norte del país, particularmente en las áreas de influencia de las subestaciones de Naco, Choloma, Santa Marta, Retorno, Guaymas, La Puerta y Villa Nueva. Estos resultados evidencian que una parte significativa del problema se encuentra geográficamente concentrada y puede ser abordada mediante intervenciones focalizadas que combinen la modernización de la infraestructura eléctrica, el fortalecimiento de la medición, el balance energético por circuito, la implementación de medición avanzada y programas sistemáticos de normalización e inspección.

La relevancia económica de esta problemática es considerable. Con una energía de entrada al sistema de distribución de 11,066 GWh en el período interanual cerrado a junio de 2026, cada punto porcentual de pérdidas equivale aproximadamente a 110.7 GWh de energía al año. Valorada a la tarifa media aprobada por la CREE para el tercer trimestre de 2026 (HNL 5.98/kWh), dicha energía representa alrededor de HNL 661.8 millones, equivalentes a USD24.8 millones anuales en ingresos potencialmente recuperables. Este nivel de impacto evidencia que incluso reducciones marginales en el indicador de pérdidas generan beneficios financieros significativos para la ENEE y justifican la implementación de inversiones orientadas a su reducción.

La evolución reciente de los indicadores demuestra que los avances en la reducción de pérdidas son altamente dependientes de la continuidad de las acciones de control. Durante 2025 y el primer trimestre de 2026 se observó una tendencia favorable en la reducción del indicador; sin embargo, al disminuir la intensidad de las acciones especializadas, las pérdidas retomaron una trayectoria creciente, recuperando en pocos meses parte de los avances alcanzados. Este comportamiento confirma que la reducción de pérdidas requiere una intervención sostenida y una estructura organizacional dedicada exclusivamente a su gestión.

En este contexto, la creación y fortalecimiento de una capacidad institucional permanente dentro de la ENEE y UTCD, junto con la ejecución de un plan de inversiones orientado a la reducción de pérdidas, constituye una necesidad estratégica para asegurar la continuidad de las acciones de control, consolidar los resultados alcanzados y acelerar la reducción gradual de

⁴ Ver Tabla 1 del Anexo 1



pérdidas hasta niveles acordes con los estándares regionales. Lo anterior contribuirá directamente al fortalecimiento de la sostenibilidad financiera de la ENEE, la recuperación de ingresos, la mejora de la calidad del servicio eléctrico y la modernización de la red de distribución.

4.5 Calidad del servicio

La calidad del servicio de distribución constituye una de las principales deficiencias en la prestación del servicio de la ENEE y una de las brechas más amplias respecto de las exigencias de la regulación vigente. Esta situación es el resultado de una problemática estructural acumulada durante años, asociada a:

- Redes predominantemente radiales y de gran extensión;
- limitada capacidad de transferencia de carga entre circuitos;
- Insuficiente seccionamiento y coordinación de protecciones;
- Rezago en la reposición de activos deteriorados;
- Esquema de mantenimiento basado principalmente en interrupciones programadas, sin una gestión especializada y permanente orientada a la confiabilidad de la red.

La magnitud del problema se evidencia al comparar el desempeño de la red con las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD). Mientras la norma admite, para usuarios en media tensión, un máximo de 4 a 6 interrupciones y de 8 a 10 horas de interrupción por usuario por semestre según la densidad de carga, la mediana de los alimentadores de la ENEE alcanza 14.8 interrupciones y 19.5 horas que los usuarios experimentan en promedio por semestre, aproximadamente el doble de dichas tolerancias. De los 192 alimentadores evaluados en frecuencia, 156 (81 %) superan la tolerancia más holgada de la norma, y de los 194 evaluados en duración, 144 (74 %) superan las 10 horas por semestre. Únicamente 28 alimentadores presentan actualmente niveles de continuidad dentro de las tolerancias regulatorias. Este resultado confirma que el incumplimiento no se limita a casos aislados, sino que constituye una condición generalizada del sistema de distribución.

El análisis por circuito realizado con la información histórica comprendida entre el primer semestre de 2023 y el primer semestre de 2026 muestra que las mayores afectaciones se concentran en un grupo de alimentadores con desempeño crítico. En 45 alimentadores la frecuencia de interrupciones supera en cinco veces la tolerancia, y en 9 la duración acumulada excede las 100 horas de afectación que los usuarios perciben en promedio por semestre. Los casos más severos corresponden a los circuitos JUT-L380 y PAV-L368, con hasta 128.6 interrupciones y 189.7 horas sin servicio por usuario por semestre, seguidos por alimentadores de las subestaciones Naco, Bonito Oriental, Villa Nueva, Comayagua y Santa Rosa. Varios de estos circuitos coinciden con los que operan con transformadores sobrecargados o por encima de sus límites térmicos, lo que evidencia la relación directa entre las restricciones de capacidad y el deterioro de la continuidad del servicio.



En términos regionales, el Litoral Atlántico registra la mayor duración mediana de las interrupciones (28.9 horas por semestre) y la región Noroccidente concentra el mayor número de alimentadores fuera de tolerancia. En consecuencia, una parte significativa del problema puede atenderse mediante intervenciones focalizadas que combinen seccionamiento y coordinación de protecciones, robustecimiento de la red, reconfiguración y ampliación de capacidad, así como el fortalecimiento de la capacidad operativa para la atención de fallas.

La relevancia económica es considerable. La regulación valora las interrupciones mediante el Costo de la Energía no Suministrada (CENS), fijado en USD 325/MWh para el primer cálculo tarifario. Con una entrada de 11,066 GWh al sistema de distribución en el período interanual cerrado a junio de 2026, cada hora promedio de interrupción por usuario equivale a unos 1.26 GWh no suministrados, valorados en USD 0.41 millones. Solo el alimentador PAV-L368 acumula aproximadamente 2,400 MWh por semestre, equivalentes a USD 0.78 millones. Las indemnizaciones esperadas durante el ciclo tarifario, excluido el primer año, ascienden a USD 11.2 millones y representan cerca de 34.5 GWh por encima del sendero; al incluir el primer año, la energía no suministrada sobre las tolerancias alcanza unos 70 GWh. Esta es una estimación mínima, pues excluye la energía no suministrada dentro de las tolerancias, los costos de generación térmica arrendada, la energía no vendida y la autogeneración empresarial, con efectos sobre la competitividad y la inversión.

Las condiciones operativas actuales evidencian que la mejora de la continuidad depende tanto de la infraestructura como de la forma en que se opera y mantiene la red. Los mantenimientos se ejecutan predominantemente mediante interrupciones programadas con duraciones usuales de alrededor de ocho horas, de modo que un solo evento puede consumir para los usuarios afectados la totalidad de la tolerancia semestral de duración. A ello se suman los tiempos prolongados de localización y atención de fallas en circuitos rurales y extensos, la ausencia de protección o de coordinación en numerosas derivaciones, y la exposición de la red a vegetación, descargas atmosféricas y contaminación salina sin programas sistemáticos de poda, mantenimiento preventivo y reposición de activos. Este comportamiento confirma que la mejora sostenida de la calidad técnica del servicio requiere una intervención continua y una estructura organizacional dedicada a la gestión de la confiabilidad de la red.

En este contexto, el fortalecimiento de una capacidad institucional permanente dentro de la ENEE y UTCD, junto con la ejecución de un plan de inversiones y de acciones operativas orientadas a la mejora de la calidad del servicio, constituye una necesidad estratégica. Su propósito es cumplir progresivamente los senderos de calidad técnica de cada alimentador, reducir la energía no suministrada y las indemnizaciones a los usuarios, e implementar los sistemas de información requeridos por la NT-CD para medir, verificar y gestionar la continuidad del suministro. Lo anterior contribuirá directamente a mejorar las condiciones de vida de los usuarios, la competitividad de las actividades productivas abastecidas por la red y la sostenibilidad técnica y financiera de la ENEE.



En el **Anexo 1, sección 4** se presentan los resultados de los indicadores SAIDI y SAIFI por circuito, desagregados por año de forma semestral, incluyendo su evolución histórica y los valores correspondientes a los senderos de calidad.

4.6 Principales necesidades identificadas en el Sistema de Distribución

Los resultados del diagnóstico evidencian que el sistema de distribución presenta necesidades de mejoramiento relacionadas con la eficiencia de los procesos comerciales, la capacidad y condiciones operativas de la infraestructura eléctrica, los niveles de pérdidas de energía, y la continuidad del suministro. Estas condiciones requieren intervenciones que permitan atender las limitaciones actuales del sistema y responder a los requerimientos previstos durante el siguiente período quinquenal.

En el ámbito comercial, se identificaron necesidades relacionadas con la acumulación de órdenes de servicio de nuevos suministros, la facturación mediante consumos promediados, el incremento de solicitudes y reclamos pendientes y los elevados saldos de cartera en mora. Estas condiciones evidencian la necesidad de fortalecer la capacidad de atención operativa y comercial, ampliar la cobertura de medición efectiva, mejorar los procesos de facturación y recuperación de ingresos y modernizar los sistemas de información comercial. Asimismo, resulta necesario mejorar la capacidad de respuesta a los usuarios y reducir los tiempos de atención de las solicitudes pendientes.

Respecto a la infraestructura, el análisis evidencia la necesidad de fortalecer la capacidad de transformación y distribución en determinadas zonas, mediante la ampliación de instalaciones existentes, incorporación de nueva infraestructura, reposición de equipos y reconfiguración de circuitos. Estas intervenciones deberán considerar tanto los requerimientos actuales del sistema como las proyecciones de demanda, procurando un aprovechamiento adecuado de la capacidad instalada.

En cuanto a las pérdidas totales de distribución, los niveles registrados reflejan la necesidad de fortalecer las acciones destinadas a mejorar la eficiencia técnica y comercial del sistema de distribución, particularmente en la reducción de pérdidas no técnicas, que representan la mayor proporción del indicador total. Para ello, resulta necesario mejorar los mecanismos de medición y control de energía, fortalecer la identificación y regularización de suministros irregulares y mantener una gestión permanente que permita sostener los resultados alcanzados.

En cuanto a la calidad del servicio, el análisis de los indicadores SAIDI y SAIFI permite establecer las necesidades de mejoramiento de la continuidad del suministro a nivel de circuito de media tensión. Estos resultados, considerados junto con las condiciones operativas de la infraestructura y los senderos de calidad correspondientes, constituyen una referencia para determinar los circuitos que requieren mayor atención y orientar las intervenciones destinadas a reducir la frecuencia y duración de las interrupciones.

En conjunto, estas necesidades constituyen la base para la formulación del Plan de Inversiones de la ENEE, en el cual se definen los proyectos que conforman cada una de las categorías de



inversión establecidas en el Reglamento de Tarifas, considerando su contribución al cumplimiento de las metas técnicas, operativas y comerciales previstas para el período quinquenal.

El diagnóstico integral realizado permitió identificar requerimientos de inversión asociados a las distintas categorías regulatorias. En materia de infraestructura eléctrica, se identificaron proyectos vinculados a las cuatro categorías de inversión; sin embargo, dentro de la categoría Tipo IV, las necesidades detectadas se enfocan principalmente en obras orientadas a la mejora de la calidad del producto y a la reducción de pérdidas técnicas. Por su parte, los diagnósticos de gestión comercial y de pérdidas totales del sistema permitieron determinar inversiones destinadas a la reducción de pérdidas no técnicas y al fortalecimiento de los procesos comerciales. Finalmente, el diagnóstico de calidad identificó proyectos orientados a mejorar tanto la calidad del servicio como la calidad del producto suministrado a los usuarios.

De esta manera, el Plan de Inversiones integra de forma coherente las necesidades identificadas en los diferentes componentes del diagnóstico, asegurando que las inversiones propuestas contribuyan a incrementar la confiabilidad de la red, mejorar la calidad del suministro, reducir las pérdidas de energía y fortalecer la sostenibilidad técnica y financiera de la empresa.



5 Plan de Inversiones

El Plan de Inversiones constituye uno de los componentes fundamentales del PQN, mediante el cual se definen las obras y proyectos requeridos para el desarrollo, ampliación, reposición y mejoramiento de la infraestructura del sistema de distribución durante el período quinquenal. Su propósito es garantizar la capacidad de suministro necesaria para atender la demanda proyectada, mejorar las condiciones operativas de las instalaciones y contribuir al cumplimiento de las metas de calidad del servicio, calidad del producto y reducción de pérdidas de energía eléctrica.

La formulación del Plan de Inversiones se sustenta en los resultados de los diagnósticos técnicos, operativos, comerciales y de calidad presentados en el capítulo anterior y en los informes que respaldan dichos cálculos, los cuales permitieron identificar las principales necesidades y restricciones que enfrenta actualmente el sistema de distribución. A partir de estos hallazgos, se definieron las inversiones requeridas para fortalecer la capacidad y confiabilidad de la red, modernizar la infraestructura existente, reemplazar activos que han alcanzado el final de su vida útil y mejorar el desempeño técnico y comercial de la empresa.

La planificación de estas inversiones se desarrolla de manera coordinada con el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT), elaborado por el Centro Nacional de Despacho (CND), considerando las necesidades de integración con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las obras previstas para el horizonte de planificación 2026-2035. Esta coordinación permite asegurar la compatibilidad entre las inversiones de distribución y transmisión, promoviendo un desarrollo integral y eficiente del sistema eléctrico.

En las secciones siguientes se presentan los proyectos que conforman el Plan de Inversiones, agrupados de acuerdo con las categorías definidas en el Reglamento de Tarifas, así como los criterios utilizados para su identificación, priorización y programación durante el período quinquenal.

5.1 Soluciones a las necesidades de diagnóstico en Infraestructura de red

Con base en las necesidades identificadas y en los resultados de los estudios técnico-económicos realizados, se han definido las principales soluciones contempladas en el PQN, orientadas a fortalecer la red de distribución, atender las restricciones de capacidad existentes y mejorar el desempeño operativo del sistema.

Conforme a lo establecido en el artículo 19, inciso i), del Reglamento de Tarifas, las inversiones se organizan en cuatro categorías (tipo I, tipo II, tipo III y tipo IV) según su finalidad, según se describió en la sección 1. No obstante, algunas de las soluciones propuestas contribuyen simultáneamente al cumplimiento de los objetivos de más de una categoría de inversión, al combinar acciones de ampliación de capacidad, atención de nuevas demandas, reposición de activos existentes, mejora de la calidad del servicio y reducción de pérdidas de energía.



En las secciones siguientes se presentan las principales soluciones de inversión identificadas, organizadas según su ubicación geográfica y complementadas con la descripción de los proyectos que las conforman, así como los beneficios esperados en términos de capacidad, confiabilidad, calidad y eficiencia del sistema de distribución.

i. Región Litoral Atlántico

- **Ampliación de la subestación Coyoles Central:** Con el objetivo de incrementar la capacidad de transformación y eliminar las restricciones identificadas en la Subestación Coyoles Central, se propone la instalación del transformador CCE-T594 de 50 MVA, 138/34.5 kV, la construcción de una nueva bahía en 34.5 kV, la incorporación de sistemas de protección, control y medición (PC&M) y el desarrollo de los nuevos circuitos de distribución asociados. Estas obras permitirán redistribuir la carga, incrementar la capacidad de atención de nuevas demandas y reconfigurar el circuito CCE-L342. **Este proyecto corresponde en base a su finalidad y alcance como Tipo II.**
- **Fortalecimiento del suministro en Tocoa:** Para atender las restricciones de capacidad identificadas en la Subestación Bonito Oriental y garantizar el crecimiento futuro de la demanda en la ciudad de Tocoa, se propone la instalación temporal de una unidad móvil de 25 MVA, 138/34.5 kV en la comunidad de Chiripa, así como la construcción de la nueva Subestación Taujica y sus circuitos asociados. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo II.**
- **Ampliación de la subestación Ceiba Térmica:** Se propone la incorporación del transformador de 50 MVA, 138/34.5 kV ya adquirido, junto con el desarrollo de los nuevos circuitos de distribución asociados, con el propósito de incrementar la capacidad de transformación, redistribuir la carga y mejorar la confiabilidad del suministro en La Ceiba. **Este proyecto corresponde en base a su finalidad y alcance como Tipo II.**

ii. Región Nor- Occidente

- **Ampliación de la subestación Villa Nueva:** Con el objetivo de incrementar la capacidad de transformación y eliminar las restricciones identificadas en esta Subestación, se propone ampliar la capacidad de transformación mediante la instalación del transformador de 50 MVA, 230/34.5 kV, adquirido para la Subestación San Pedro Sula Sur, así como desarrollar los circuitos asociados proyectados para descargar y reconfigurar los circuitos VNU-L391, VNU-L392 y VNU-L393, mejorando la confiabilidad y capacidad de atención de la demanda futura. Cabe destacar que actualmente se mantienen contratos de generación térmica distribuida por 90 MW, asociados a los circuitos VNU-L391 (30 MW), VNU-L392 (30 MW) y VNU-L393 (30 MW), lo que evidencia la necesidad de fortalecer de manera estructural la red de distribución y reducir la dependencia de soluciones temporales de generación. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo II.**
- **Ampliación de la subestación El Estadio:** Con el fin de incrementar la capacidad de transformación y eliminar las restricciones identificadas en esta Subestación, se propone



incorporar el transformador adquirido de 50 MVA, 138/13.8 kV, así como desarrollar los circuitos asociados propuestos para descargar y reconfigurar circuitos de las subestaciones La Puerta y Circunvalación, garantizando la atención oportuna de la demanda futura. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo II.**

- **Fortalecimiento del suministro La Puerta:** Con el fin de fortalecer la capacidad de transformación y atender de manera confiable el crecimiento de la demanda, se propone sustituir el transformador LPT-UM509 mediante la instalación del transformador adquirido de 50 MVA, 138/13.8 kV. Adicionalmente, se contempla la implementación de los circuitos asociados proyectados para descargar y reconfigurar los circuitos LPT-L249 y LPT-L250, mejorando la confiabilidad operativa y creando condiciones adecuadas para la expansión futura del sistema. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como Tipo I.**
- **Aumento de capacidad en la subestación Bermejo:** Con el objetivo de eliminar las restricciones de capacidad identificadas y mejorar el desempeño operativo de la red, se propone la instalación del transformador adquirido de 50 MVA, 138/13.8 kV, junto con la construcción de los circuitos asociados necesarios para descargar y reconfigurar los circuitos BER-L205 y LVI-L227. Esta solución permitirá fortalecer la confiabilidad del suministro y eliminar los costos recurrentes asociados al arrendamiento de capacidad temporal. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo I.**
- **Ampliación en la subestación Choloma:** Para garantizar la atención del crecimiento de la demanda y mejorar la capacidad de respuesta del sistema, se propone la instalación del transformador adquirido de 50 MVA, 138/13.8 kV, acompañado de los circuitos asociados requeridos para descargar y reconfigurar los circuitos CHM-L216 y CHM-L251. Estas obras permitirán disponer de capacidad adicional y mejorar la flexibilidad operativa de la red. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como Tipo I.**
- **Aumento de capacidad en la subestación Progreso:** Con el propósito de ampliar la capacidad de transformación y eliminar las restricciones existentes, se propone la instalación del transformador adquirido de 30 MVA, 69/34.5 kV, así como la construcción de los circuitos asociados necesarios para descargar y reconfigurar los circuitos PGR-L318 y PGR-L319. Actualmente, la zona depende de 30 MW de generación térmica distribuida arrendada, conectada a los circuitos PGR-L318 (15 MW) y PGR-L319 (15 MW), lo que evidencia la necesidad de fortalecer de forma permanente la infraestructura de transformación y distribución para reducir la dependencia de soluciones temporales de generación y mejorar la sostenibilidad operativa del sistema. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo II.**
- **Ampliación en la subestación Masca:** Con el objetivo de fortalecer la capacidad de suministro en la zona y atender el crecimiento proyectado de la demanda, se propone la instalación del transformador adquirido de 50 MVA, 138/34.5 kV, así como la



construcción de los circuitos asociados requeridos para descargar y reconfigurar los circuitos MAS-L352 y MAS-L353, mejorando la confiabilidad y flexibilidad operativa del sistema. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como Tipo II.**

- **Aumento de capacidad en la subestación Térmica Sulzer:** Para superar las limitaciones de capacidad identificadas y mejorar la distribución de cargas en la red, se propone la instalación de un nuevo transformador de 50 MVA, 138/13.8 kV, junto con la ejecución de las modificaciones previstas en los circuitos asociados. Estas acciones permitirán descargar y reconfigurar los circuitos TSZ-L223, TSZ-L224 y TSZ-L226, incrementando la capacidad disponible y fortaleciendo la confiabilidad del suministro. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo I.**
- **Ampliaciones en la subestación Río Lindo y subestación Caracol:** Con el fin de fortalecer la capacidad de transformación y garantizar el abastecimiento de la demanda futura, se propone incorporar en la Subestación Río Lindo el transformador adquirido de 50 MVA, 138/34.5 kV, así como desarrollar los circuitos asociados previstos. Estas obras permitirán descargar y reconfigurar los circuitos CAR-L389 y CRL-L303, mejorando la confiabilidad del servicio y la capacidad de atención de la demanda en el área de influencia. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como Tipo II.**
- **Aumento de capacidad en la subestación El Cajón:** Para fortalecer la capacidad de suministro y optimizar la operación de la red, se propone ejecutar las ampliaciones previstas en el predio de la subestación, incluyendo la adecuación de la barra de 34.5 kV y de los equipos de potencia asociados, así como la construcción de los circuitos proyectados. Estas inversiones permitirán descargar y reconfigurar los circuitos CJN-L370 y CAR-L389, mejorando la flexibilidad operativa y la confiabilidad del sistema. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo IV.**
- **Aumento de capacidad en la subestación Naco:** Con el objetivo de atender el crecimiento de la demanda y aliviar las restricciones operativas existentes, se propone la instalación del transformador adquirido de 50 MVA, 138/34.5 kV, junto con la construcción de los circuitos asociados necesarios para descargar y reconfigurar los circuitos NCO-L364 y NCO-L367. Esta ampliación permitirá disponer de capacidad suficiente para atender los requerimientos futuros de la zona. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo II.**
- **Aumento de capacidad en la subestación Santa Rosa:** Con el propósito de incrementar la capacidad de transformación y fortalecer la confiabilidad del suministro, se propone la instalación del transformador adquirido de 30 MVA, 69/34.5 kV, junto con la ejecución de las obras asociadas requeridas para descargar y reconfigurar los circuitos SRS-L337, SRS-L338 y SRS-L339. Cabe destacar que actualmente se dispone de 20 MW de generación térmica distribuida arrendada, conectada a los circuitos SRS-L338 (10 MW) y SRS-L339 (10 MW), lo que evidencia la necesidad de fortalecer de forma estructural la capacidad de transformación y distribución de la zona para reducir la dependencia de



soluciones temporales de generación. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como Tipo II.**

iii. **Región Centro-Sur**

- **Aumento de capacidad en la subestación Toncontín:** Para fortalecer la capacidad de transformación y garantizar el abastecimiento de la demanda, se propone la instalación del transformador adquirido 50 MVA, 230/13.8 kV, junto con la construcción de los circuitos asociados necesarios para descargar y reconfigurar los circuitos N-L296, TON-L297 y TON-L298, ampliando la capacidad de atención de nuevas cargas y la confiabilidad del suministro. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde a los Tipo I y II.**
- **Ampliación de capacidad en la subestación Santa Fe:** Con el fin de atender el crecimiento de la demanda y fortalecer la confiabilidad del suministro eléctrico, se propone la instalación del transformador adquirido de 50 MVA, 138/13.8 kV, así como la construcción de los circuitos asociados propuestos. Estas inversiones permitirán descargar y reconfigurar los circuitos SFE-L227 y SFE-L228 y a su vez, eliminar costos de arrendamiento, fortaleciendo de esta manera la confiabilidad operativa. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como Tipo I.**
- **Ampliación de capacidad en la subestación Pavana:** Con el objetivo de superar las limitaciones de capacidad identificadas y resolver de forma estructural las restricciones de la red, se propone la construcción de dos nuevas subestaciones; El Tránsito y Nacaome, así como la construcción de sus circuitos asociados. Estas obras permitirán descargar y reconfigurar los circuitos PAV-L367 y PAV-L368, reduciendo las restricciones operativas actuales y mejorando la calidad y confiabilidad del servicio. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo II.**
- **Ampliación de capacidad en la subestación Santa Lucía:** Para garantizar la atención del crecimiento de la demanda, se propone la puesta en servicio del transformador EBI-UM602, de 25 MVA, 230/34.5 kV, en la Subestación El Bijagual, junto con la construcción de las obras de distribución asociadas. Estas inversiones permitirán descargar y reconfigurar el circuito SLU-L318, incrementando la capacidad disponible y mejorando las condiciones operativas del sistema. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como Tipo II.**
- **Ampliación de capacidad en la subestación Comayagua:** Con el propósito de fortalecer la capacidad de suministro y garantizar el abastecimiento de la demanda futura, se propone de forma paralela avanzar en la construcción de dos nuevas subestaciones; La Paz y La Esperanza. Estas inversiones harán posible mejorar la cobertura, confiabilidad y capacidad de atención de la demanda en los tres departamentos simultáneamente. **Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo I.**
- **Aumento de capacidad en la subestación Danlí:** Para fortalecer la capacidad de transformación y optimizar la operación de la red, se propone la puesta en servicio del



transformador adquirido de 30 MVA, 69/34.5 kV, junto con la ejecución de las obras asociadas requeridas. Estas inversiones permitirán descargar y reconfigurar los circuitos DAN-L387 y DAN-L389, mejorando la flexibilidad operativa y garantizando el abastecimiento de la demanda futura. Actualmente se mantiene generación térmica distribuida arrendada conectada al circuito DAN-L389, lo que evidencia la necesidad de fortalecer permanentemente la infraestructura de la red; y de esta forma, poder reducir la dependencia de soluciones temporales de generación. **Este proyecto corresponde con base en su finalidad y alcance como los Tipo I y II.**

- **Ampliación de capacidad en la subestación Juticalpa:** Con el objetivo de atender el crecimiento de la demanda y fortalecer la capacidad de respuesta del sistema, se propone la instalación del transformador adquirido de 50 MVA, 230/34.5 kV, en la Subestación Juticalpa II, así como desarrollar los circuitos asociados previstos. Estas inversiones permitirán descargar y reconfigurar los circuitos JUT-L379 y JUT-L380, incrementando la capacidad de atención y mejorando la confiabilidad del suministro.

Considerando su alcance y finalidad, este proyecto corresponde al Tipo II.

Adicionalmente a las ampliaciones descritas, actualmente se encuentran en proceso de construcción las subestaciones de El Sitio y la ampliación de Láinez en Tegucigalpa; así como las subestaciones de El Centro, Calpules y la ampliación de Las Victorias en San Pedro Sula. A su vez, las inversiones previstas permitirán desarrollar las nuevas obras de distribución asociadas, con el fin de aprovechar eficientemente la capacidad de transformación incorporada en la red; permitiendo de esta manera, garantizar la atención del crecimiento de demanda previstas en las áreas de influencia de estos proyectos.

En los siguientes apartados se presenta la descripción general de cada tipo de proyecto de inversión, conforme a su finalidad y alcance, así como el resumen de los proyectos y los montos de inversión previstos para cada año del período quinquenal. El detalle de los proyectos, sus características técnicas y su programación se desarrolla en los anexos correspondientes. Finalmente, se presenta el consolidado anual de las inversiones de todos los tipos de proyectos y el monto total del Plan de Inversiones.

5.2 Proyectos tipo I: Ampliación de capacidad mediante reemplazo de activos existentes

Los proyectos Tipo I comprenden las inversiones destinadas a incrementar la capacidad de las instalaciones existentes mediante el reemplazo de equipos y componentes cuya capacidad resulta insuficiente para atender los requerimientos actuales y futuros de la demanda eléctrica. Estas inversiones responden a las restricciones de transformación y condiciones de sobrecarga identificadas en el diagnóstico del sistema de distribución, principalmente en aquellas instalaciones que presentan elevados niveles de utilización y limitaciones en su capacidad de suministro.

El programa contempla la repotenciación de subestaciones, el reemplazo de transformadores de potencia y la sustitución de otros componentes por equipos de mayor capacidad, incluyendo las adecuaciones necesarias para su integración a la infraestructura existente. Estas



intervenciones permitirán superar las restricciones operativas, recuperar márgenes de capacidad y atender el crecimiento de la demanda, procurando un mejor aprovechamiento de las instalaciones disponibles y reduciendo la dependencia de equipos de transformación arrendados.

La ejecución de estos proyectos permitirá incrementar la capacidad operativa de las instalaciones intervenidas, reducir las condiciones de sobrecarga y fortalecer la confiabilidad del suministro eléctrico, contribuyendo a mantener condiciones adecuadas de operación durante el período quinquenal.

En la tabla siguiente se presenta el resumen de los proyectos Tipo I y los montos de inversión previstos para cada año del período quinquenal. El detalle de los proyectos, se desarrolla en el **Anexo 2, sección 1.**

Tabla 1. Resumen anual de proyectos de inversión Tipo I

Año	Región	Inversión [USD]
1	Centro Sur	25,319,784.75
	Noroccidente	13,252,560.56
	Litoral Atlántico	-
2	Centro Sur	5,513,033.10
	Noroccidente	12,242,224.82
	Litoral Atlántico	4,079,867.70
3	Centro Sur	-
	Noroccidente	6,345,495.96
	Litoral Atlántico	-
4	Centro Sur	-
	Noroccidente	4,323,478.79
	Litoral Atlántico	-
5	Centro Sur	-
	Noroccidente	-
	Litoral Atlántico	-
Total	Programa integral	71,076,445.68

5.3 Proyectos Tipo II: Inversión para atender nuevas demandas, sin reemplazo de activos existentes

Los proyectos Tipo II corresponden a las inversiones destinadas a incorporar nueva infraestructura de distribución para atender el crecimiento de la demanda eléctrica, sin requerir la sustitución de activos existentes. Estas inversiones responden a las necesidades de expansión identificadas en el diagnóstico, particularmente en zonas donde la infraestructura actual presenta restricciones para la incorporación de nuevas cargas o donde resulta necesario desarrollar nuevos puntos de suministro.

El programa contempla la construcción de nuevas subestaciones, la instalación de capacidad adicional de transformación, el desarrollo de nuevos circuitos y la extensión de redes de distribución. Estas obras permitirán ampliar la capacidad de suministro, redistribuir las cargas actualmente atendidas por instalaciones con restricciones operativas y facilitar la conexión de nuevos usuarios residenciales, comerciales e industriales, considerando las proyecciones de demanda y las necesidades de crecimiento de las diferentes zonas del sistema.



La ejecución de estas inversiones permitirá fortalecer la cobertura y capacidad de la red de distribución, atender nuevas solicitudes de suministro y mejorar las condiciones de operación de las instalaciones existentes mediante una distribución más adecuada de las cargas. Asimismo, contribuirá al desarrollo ordenado de la infraestructura eléctrica y a su integración con las obras de expansión previstas para el sistema de transmisión. En la tabla siguiente se presenta el resumen de los proyectos Tipo II y los montos de inversión previstos para cada año del período quinquenal. El detalle de los proyectos se desarrolla en el **Anexo 2, sección 2**.

Tabla 2. Resumen anual de proyectos de inversión Tipo II

Año	Región	Inversión [USD]
1	Centro Sur	21,437,062.45
	Noroccidente	59,690,520.43
	Litoral Atlántico	5,553,258.36
2	Centro Sur	31,154,193.37
	Noroccidente	15,434,189.89
	Litoral Atlántico	6,254,501.53
3	Centro Sur	17,564,959.14
	Noroccidente	30,420,710.15
	Litoral Atlántico	-
4	Centro Sur	18,971,615.76
	Noroccidente	14,749,292.16
	Litoral Atlántico	8,308,095.46
5	Centro Sur	26,241,145.03
	Noroccidente	19,164,041.73
	Litoral Atlántico	-
Total	Programa integral	274,943,585.44

5.4 Proyectos Tipo III: Inversión para reemplazar activos existentes, sin aumento de capacidad del sistema

Los proyectos Tipo III comprenden las inversiones destinadas a la reposición, renovación y modernización de activos existentes que presentan condiciones de deterioro, obsolescencia tecnológica o riesgos de falla que comprometen la confiabilidad y seguridad operativa de las instalaciones. A diferencia de los proyectos de ampliación, estas inversiones no tienen como finalidad incrementar la capacidad instalada, sino preservar la funcionalidad y disponibilidad de la infraestructura del sistema de distribución.

Para esta categoría, el Plan de Inversiones contempla en su totalidad para el año 2027 una **inversión total de USD 11,084,528.17**. Estos proyectos comprenden principalmente la sustitución de equipos de protección, maniobra y seccionamiento, incluyendo interruptores de potencia, seccionadoras y otros componentes necesarios para la operación de las subestaciones. Su ejecución permitirá reducir los riesgos asociados al deterioro y obsolescencia de los equipos, mejorar la seguridad de las maniobras y fortalecer la confiabilidad del suministro eléctrico.

Asimismo, se contempla la remodelación de bahías de media tensión en las subestaciones Guaimaca, Guaymas, Isletas y Bonito Oriental, donde se han identificado instalaciones que



requieren intervenciones de mayor alcance. Parte de esta infraestructura fue incorporada como solución provisional para mantener la operación del sistema, por lo que su renovación permitirá sustituir dichas instalaciones por equipamiento definitivo, adecuado a los requerimientos técnicos y operativos actuales.

En conjunto, estas inversiones permitirán mejorar la disponibilidad y seguridad operativa de las instalaciones existentes, disminuir la probabilidad de fallas y preservar las condiciones necesarias para la continuidad del suministro eléctrico durante el período quinquenal. El detalle de los **proyectos Tipo III**, incluyendo sus características técnicas, alcance y montos de inversión, se presenta en el **Anexo 2, sección 3**.

Tabla 3. Resumen anual de proyectos de inversión Tipo III

Año	Región	Inversión Subestación [USD]	Inversión Interruptores [USD]	Inversión Seccionadores [USD]	Total [USD]
2	Centro Sur	1,280,674.11	937,222.24	323,255.30	2,541,151.65
	Noroccidente	0.00	1,269,962.11	276,113.90	1,546,076.01
	Litoral Atlántico	6,898,019.80	45,404.82	53,875.88	6,997,300.50
Total	Programa integral	8,178,693.91	2,252,589.17	653,245.09	11,084,528.17

5.5 Proyectos tipo IV: Inversión para mejora de la calidad del servicio

Las inversiones de esta categoría tienen por objeto que cada alimentador de media tensión cumpla progresivamente su sendero de calidad técnica y alcance, al final del quinquenio, las tolerancias de frecuencia y duración de las interrupciones establecidas en la NT-CD, así como mejorar la calidad del producto en los circuitos con deficiencias en la regulación de tensión.

La formulación de este componente parte de una premisa técnica: la continuidad de un alimentador depende de cuántas fallas ocurren, de cuántos usuarios afecta cada falla y de cuánto tiempo tarda en restablecerse el servicio. Ninguna intervención aislada actúa sobre los tres factores. Por ello, en lugar de una solución única basada en la instalación masiva de restauradores, el plan adopta un enfoque integral por componentes, en el que cada inversión se vincula con una necesidad identificada en un circuito, una causa de falla, un criterio técnico de dimensionamiento y un efecto esperado sobre el SAIFI y el SAIDI.

Los componentes se agrupan en cinco líneas de acción:

Tabla 3. Líneas de acción del componente de calidad del servicio.

Línea de acción	Componentes	Efecto principal
Protección, seccionamiento y localización de fallas	Restauradores (reconectores); cuchillas y fusibles en ramales con coordinación de protecciones; detectores de falla	Menos usuarios afectados por cada falla (SAIFI y SAIDI); localización más rápida (SAIDI)
Robustecimiento de la red	Sistemas de puesta a tierra e hilos de guarda en zonas de alta actividad atmosférica; reemplazo de aisladores en zonas salinas y de	Menor tasa de falla (SAIFI)



Línea de acción	Componentes	Efecto principal
	activos deteriorados	
Topología y capacidad	Nuevos circuitos; enlaces entre circuitos; ampliación de capacidad de transformación; repotenciación de circuitos	Menos usuarios y kilómetros por circuito; transferencia de carga ante fallas y mantenimientos (SAIFI y SAIDI)
Calidad del producto	Reguladores de tensión	Tensión dentro de tolerancias; viabilidad de transferencias
Habilitadores	Sistema de gestión de la calidad del servicio; sistema comercial; sistema de monitoreo de la calidad del producto; supervisión de la ejecución del PQN	Medición, cálculo de índices e indemnizaciones, cumplimiento de las etapas de la NT-CD y verificación de resultados

Cabe mencionar que no todas las líneas de acción requieren de una inversión para su ejecución, dado que dependen de la ejecución de planes operativos y de mantenimiento eficientes en atención de la proyección de costos operacionales contenidos en el presente plan.

La siguiente tabla muestra el resumen de inversiones para la mejora de calidad del servicio de la distribución, para la calidad técnica del servicio y calidad del producto técnico por año, respectivamente.

Tabla 4. Resumen anual de proyectos de inversión Tipo IV

Año	Calidad técnica del servicio [USD]				Calidad del producto [USD]		Cumplimiento regulatorio [USD]	Total
	Hilos de guarda	Restauradores	Detectores de falla	Cuchillas portafusibles	Inversión Red MT	Reguladores de tensión	Supervisión y sistemas	
1	453,425.02	3,197,475.34	973,874.25	1,531,688.67	41,014,050.17	7,930,955.59	4,800,529.71	59,901,998.74
2	346,939.03	2,917,404.50	929,607.24	1,579,339.06	31,962,825.36	9,743,523.37	2,625,630.75	50,105,269.31
3	357,564.94	2,824,047.56	885,340.23	1,530,429.62	21,090,203.88	9,809,816.26	2,675,630.75	39,173,033.23
4	299,333.74	2,894,065.27	885,340.23	1,293,967.62	16,337,481.88	6,750,721.97	425,630.75	28,886,541.45
5	246,773.01	2,100,531.24	752,539.19	421,476.23	15,800,277.17	7,388,128.06	425,630.75	27,135,355.66
Total	1,704,035.73	13,933,523.91	4,426,701.13	6,356,901.19	126,204,838.46	41,623,145.24	10,953,052.73	205,202,198.40

El detalle de estos proyectos se puede consultar en el **Anexo 3** correspondiente a la calidad técnica del servicio y a la calidad del producto.

5.6 Reducción Pérdida

5.6.1 Pérdidas técnicas

El Plan Quinquenal de Negocios contempla la ejecución de proyectos orientados a la reducción de pérdidas técnicas en el sistema de distribución, con el objetivo de optimizar la eficiencia energética de la red, mejorar perfiles de tensión y maximizar la capacidad de transferencia de energía. Estas intervenciones responden a diagnósticos y simulaciones de flujos de carga que identifican niveles elevados de disipación de energía, caídas de tensión fuera de norma según la NT-CD y saturación en elementos de transformación y conducción.

La estrategia comprende la repotenciación y reconfiguración de circuitos de media tensión, la sustitución de conductores por calibres de mayor capacidad, el balanceo de cargas por fases, la desaturación de transformadores de distribución y la instalación estratégica de bancos de reguladores de tensión. Asimismo, se contempla la remodelación de infraestructura obsoleta y la modernización de subestaciones clave, asegurando una operación más equilibrada y eficiente de la red.



Con la ejecución integral de estos proyectos de inversión durante el quinquenio, especialmente los proyectos Tipo IV (como se detalló en el apartado anterior), se estima lograr una reducción acumulada aproximada de **245,268.26 MWh** en pérdidas técnicas. Este resultado contribuirá directamente a la recuperación de capacidad operativa del sistema, al cumplimiento de las metas de eficiencia establecidas y al fortalecimiento de la sostenibilidad técnica y financiera de la ENEE.

5.6.2 Pérdidas no técnicas

El proyecto contempla la ejecución de un programa integral de reducción de pérdidas no técnicas orientado a fortalecer la sostenibilidad técnica, comercial y financiera de la ENEE mediante la recuperación de energía no facturada, la regularización de usuarios, el fortalecimiento de los mecanismos de control de la red y la modernización de los procesos de gestión de pérdidas.

El plan de reducción de pérdidas iniciará con el saneamiento del represamiento operativo y comercial acumulado en los últimos años, atendiendo órdenes de servicio pendientes, reclamos de usuarios, suministros con consumos promediados, inconsistencias en la base de datos comercial y casos identificados de conexiones irregulares. Estas acciones permitirán depurar la información comercial y restablecer las condiciones necesarias para una gestión eficiente de los ingresos y de la atención al cliente.

Una vez estabilizados los procesos comerciales, se fortalecerá la capacidad institucional para identificar, medir y localizar las pérdidas mediante la implementación de infraestructura de macromedición en media y baja tensión, la segmentación de energía en circuitos y transformadores y el desarrollo de herramientas de monitoreo que permitan disponer de balances de energía con mayor nivel de precisión. Esto permitirá identificar oportunamente los sectores con mayores desviaciones y focalizar las acciones correctivas donde generen mayor impacto.

Con base en la información obtenida, se ejecutará un programa sistemático de inspección, normalización y recuperación de energía en clientes residenciales, comerciales e industriales, orientado a corregir anomalías de medición, eliminar conexiones directas e ilegales, regularizar suministros en condición irregular e incorporar al sistema de facturación energía que actualmente no genera ingresos para la empresa. Paralelamente, se implementarán esquemas de seguimiento y control que permitan sostener los resultados alcanzados y reducir la reincidencia de las pérdidas recuperadas.

Como parte del proceso de reducción de pérdidas también se desarrollarán acciones de regularización en zonas con altos niveles de informalidad eléctrica, mediante la adecuación de infraestructura, la instalación de medición individual, la incorporación de usuarios al sistema comercial y la formalización de contratos de suministro. Estas intervenciones permitirán ampliar la cobertura efectiva del servicio, mejorar la seguridad de las instalaciones y promover una relación comercial sostenible entre la empresa y los usuarios.



El proyecto incluye además el fortalecimiento de las capacidades operativas, técnicas y administrativas requeridas para garantizar la sostenibilidad de los resultados, incorporando recursos humanos especializados, equipamiento, herramientas tecnológicas, sistemas de información y mecanismos permanentes de seguimiento de indicadores. De esta manera, la reducción de pérdidas no se limitará a una recuperación puntual de energía, sino que establecerá un modelo continuo de gestión basado en información confiable, control operativo y mejora permanente del desempeño de la red de distribución.

Al finalizar el quinquenio, la ENEE dispondrá de una red con mayores niveles de observabilidad y control, una base de clientes más regularizada, procesos comerciales fortalecidos y una capacidad institucional significativamente superior para prevenir, detectar y corregir pérdidas, generando un incremento sostenible de los ingresos y contribuyendo al saneamiento financiero de la empresa.

La estrategia ha sido estructurada en una secuencia plurianual que prioriza inicialmente el saneamiento comercial, la implementación de infraestructura de control y la eliminación del represamiento operativo, para posteriormente consolidar los procesos de recuperación de energía y sostenibilidad de los resultados. La ejecución gradual de las inversiones permitirá capturar beneficios desde las primeras etapas del proyecto y alcanzar de forma progresiva las metas de reducción de pérdidas establecidas por la ENEE.

Tabla 5. Resumen anual de proyectos de reducción de pérdidas

Año	Actividades predominantes	Inversión [USD]	Reducción anual [pp]	Reducción acumulada [pp]
1	Saneamiento comercial, eliminación de represamiento, inicio de macromedición y normalización	128,850,815.75	1.64 %	1.64 %
2	Expansión de macromedición, inspecciones masivas y recuperación de energía	116,145,338.27	3.74 %	5.38 %
3	Regularización de usuarios y consolidación de controles	91,149,942.64	2.39 %	7.77 %
4	Sostenibilidad y control permanente de pérdidas	75,853,769.50	1.48 %	9.25 %
5	Sostenibilidad y control permanente de pérdidas	73,422,467.90	1.16 %	10.41 %
Total	Programa integral	485,422,334.06		10.41 %

Como resultado de la ejecución de las inversiones previstas, se espera una reducción progresiva y sostenible de las pérdidas de distribución, pasando de una línea base de 34.69 % a 24.29 % al finalizar el proyecto. La mayor contribución se concentra durante los primeros años, cuando se ejecutan las acciones de saneamiento comercial, normalización de suministros y fortalecimiento de los sistemas de medición y control. En las etapas posteriores, los esfuerzos se orientan a consolidar los resultados obtenidos, reducir la reincidencia de las pérdidas recuperadas y fortalecer la capacidad institucional para mantener los beneficios del programa en el largo plazo. En la figura siguiente se muestra cómo se prevé reducir las pérdidas de energía en sistema de distribución de manera anual.

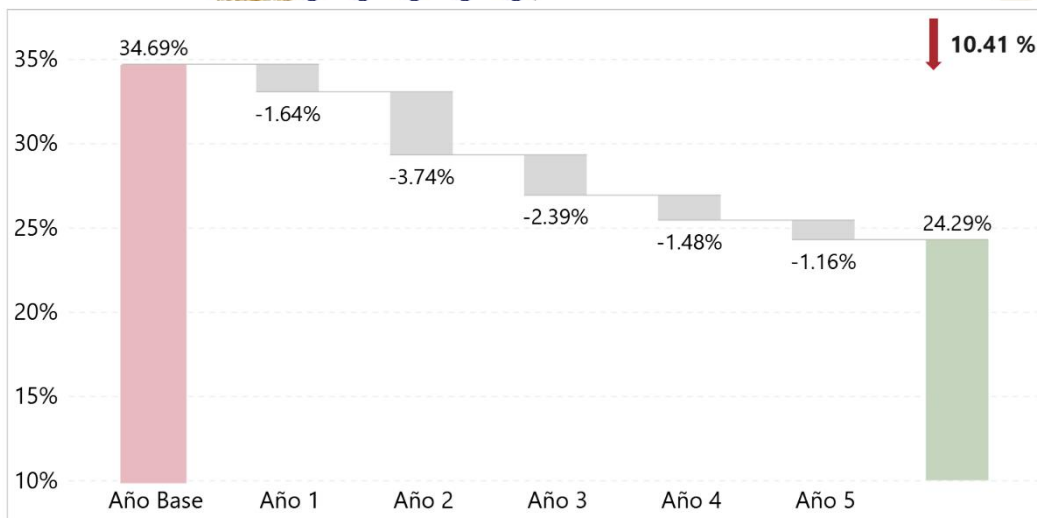


Gráfico 1. Proyección de la reducción de pérdidas totales

En el **Anexo 4** se presenta el informe que detalla el plan de reducción de pérdidas no técnicas con las inversiones que se formaran parte del PQN.

5.7 Calidad del servicio

La programación de las componentes responde al comportamiento definido en los senderos de calidad. Como el sendero exige reducciones porcentuales constantes, las mayores reducciones absolutas de SAIFI y SAIDI se concentran en los primeros períodos de control.

A continuación, se describen las actividades predominantes previstas para la mejora de la calidad del servicio, la supervisión de ejecución del plan de inversiones en cumplimiento de la normativa vigente, así como la implementación de mejoras y ampliaciones de los sistemas de información, detallando las inversiones tipo IV asociadas por año.

Tabla 6. Resumen anual de proyectos para la mejora de la calidad del servicio y cumplimiento regulatorio

Año	Actividades predominantes	Inversión [USD]
1	Intervenciones de impacto inmediato para la reducción de frecuencia y duración de interrupciones, mediante: instalación de restauradores, instalación de cuchillas portafusibles, instalación de hilos de guarda en zonas con riesgo alto de descargas atmosféricas, poda y mantenimiento correctivo de tramos críticos, estudios y ajustes de coordinación, habilitación de recierre en cabecera y reubicación de cuadrillas; inicio de estudios por circuito y de la Etapa 1 del sistema de gestión de la calidad; inicio de implementación ampliaciones del sistema comercial	59,901,998.74
2	Intervenciones de impacto alto para la reducción de frecuencia y duración de interrupciones, mediante: instalación de restauradores, instalación de cuchillas portafusibles, instalación de hilos de guarda en zonas con riesgo alto de descargas atmosféricas, poda y mantenimiento correctivo de tramos críticos, estudios y ajustes de coordinación, habilitación de recierre en cabecera y reubicación de cuadrillas; Etapa 2 del sistema de gestión de la calidad; seguimiento o de implementación ampliaciones del sistema comercial; inicio de pago de indemnizaciones a usuarios por mala calidad del servicio; auditoría de ejecución de inversiones del año 1	50,105,269.31



Año	Actividades predominantes	Inversión [USD]
3	Intervenciones de impacto alto para la reducción de frecuencia y duración de interrupciones, mediante: instalación de restauradores, instalación de cuchillas portafusibles, instalación de hilos de guarda en zonas con riesgo alto de descargas atmosféricas, poda y mantenimiento correctivo y preventivo de tramos críticos, estudios y ajustes de coordinación, habilitación de recierre en cabecera y reubicación de cuadrillas; Etapa 3 del sistema de gestión de la calidad; seguimiento o de implementación ampliaciones del sistema comercial; inicio de pago de indemnizaciones a usuarios por mala calidad del servicio; auditoría de ejecución de inversiones del año 2	39,173,033.23
4	Intervenciones de impacto alto para la reducción de frecuencia y duración de interrupciones, mediante: instalación de restauradores, instalación de cuchillas portafusibles, instalación de hilos de guarda en zonas con riesgo alto de descargas atmosféricas, poda y mantenimiento correctivo y preventivo de tramos críticos, estudios y ajustes de coordinación, habilitación de recierre en cabecera y reubicación de cuadrillas; Etapa 4 del sistema de gestión de la calidad; inicio de pago de indemnizaciones a usuarios por mala calidad del servicio; auditoría de ejecución de inversiones del año 3	28,886,541.45
5	Consolidación y sostenibilidad de la calidad: culminación de obras estructurales, consolidación de los sistemas de información y mantenimiento sostenido de poda, cuadrillas y protecciones; Etapa 5 del sistema de gestión de la calidad; inicio de pago de indemnizaciones a usuarios por mala calidad del servicio; auditoría de ejecución de inversiones del año 4	27,135,355.66
Total de Inversión		205,202,198.40

Con la ejecución del plan de mejora de calidad del servicio se espera reducir de forma sostenida la frecuencia y la duración de las interrupciones en los alimentadores con mayores brechas, cumplir los valores semestrales de los senderos de calidad, disminuir el valor esperado de las indemnizaciones y la energía no suministrada, y mejorar las condiciones de suministro para los hogares y las actividades productivas abastecidas por la red de distribución de la ENEE.

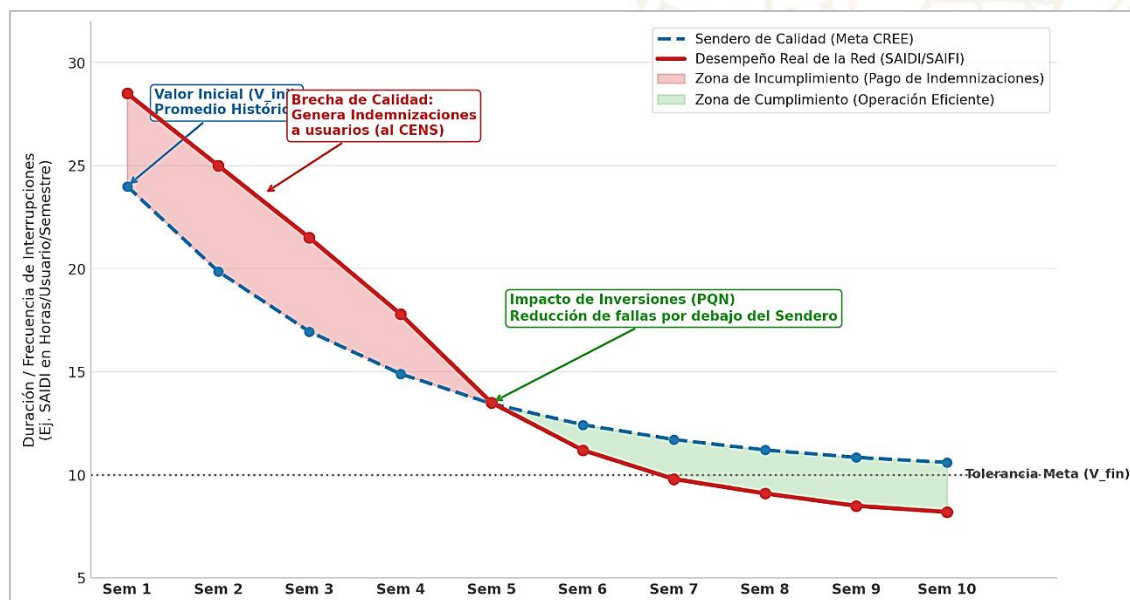


Gráfico 2. Tendencia de mejora de calidad técnica del servicio

En el **Anexo 5** se presenta el informe que detalla el plan de mejora de calidad del servicio con las inversiones que formaran parte del PQN.



5.8 Resumen consolidado del Plan de Inversiones

El Plan de Inversiones integra los proyectos previstos para atender las necesidades identificadas en el diagnóstico del sistema de distribución, considerando las inversiones destinadas a la ampliación de capacidad, incorporación de nueva infraestructura, reposición de activos existentes, mejoramiento de la calidad del servicio y reducción de pérdidas de energía eléctrica.

Las inversiones se encuentran programadas durante los cinco años del período quinquenal, de acuerdo con las necesidades de ejecución de cada tipo de proyecto. En la Tabla siguiente se presenta el resumen consolidado de los montos anuales, integrando las inversiones de los proyectos Tipo I, II, III y IV, con una desagregación de este último entre mejoramiento de la calidad del servicio y reducción de pérdidas.

Tabla 7. Resumen anual del Plan de Inversiones

	Proyectos tipo I	Proyectos tipo II	Proyectos tipo III	Proyectos tipo IV		Total
				Reducción de pérdidas	Calidad del servicio	
Año 1	38,572,345.31	86,680,841.24	--	128,850,815.75	59,901,998.74	314,006,001.04
Año 2	21,835,125.62	52,842,884.79	11,084,528.17	116,145,338.27	50,105,269.31	252,013,146.16
Año 3	6,345,495.96	47,985,669.29	--	91,149,942.64	39,173,033.23	184,654,141.12
Año 4	4,323,478.79	42,029,003.37	--	75,853,769.50	28,886,541.45	151,092,793.11
Año 5	--	45,405,186.76	--	73,422,467.90	27,135,355.66	145,963,010.32
Total	71,076,445.68	274,943,585.44	11,084,528.17	485,422,334.06	205,202,198.40	1,047,729,091.75

Asimismo, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 48 del Reglamento de Tarifas relativo al monitoreo y fiscalización del Plan Quinquenal de Negocios, la Empresa Distribuidora debe someter la ejecución de su Plan de Inversiones a auditorías y verificaciones anuales a través de una firma especializada, seleccionada mediante proceso competitivo a partir de la lista acreditada por la CREE. Para dar cumplimiento a este requerimiento regulatorio y garantizar la transparencia e idoneidad en el seguimiento de las obras proyectadas, se contempla la inclusión de un monto anual de USD 64,000.00 dentro de los costos reconocidos del PQN, que serán incluidos en el periodo correspondiente del año 2 al año 5. Este presupuesto permitirá financiar las labores de auditoría técnica y financiera necesarias para verificar el cumplimiento del plan físico-financiero, asegurando los respaldos requeridos ante los esquemas de ajuste tarifario e índices de ejecución definidos por la regulación vigente.

Finalmente, el Plan de Inversiones contempla una inversión total de **USD 1,047,729,091.75** De este monto, los proyectos tipo 4 orientado a la reducción de pérdidas concentran la mayor participación, representando el **46.33 %** de la inversión total. A continuación, en la siguiente figura se presenta la distribución porcentual de las inversiones correspondientes a los distintos tipos de proyectos.

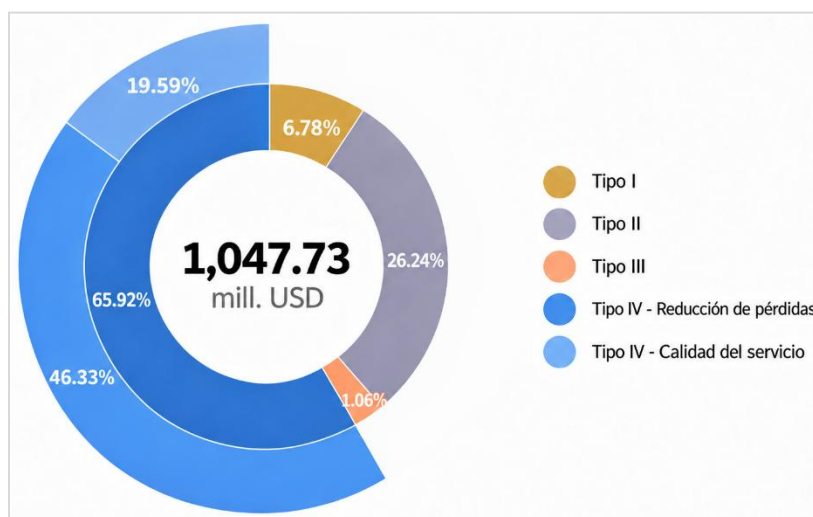


Gráfico 3. Distribución porcentual de las inversiones del Plan Quinquenal de Negocios.



6 Proyección de costos operativos

La ENEE, a través de la empresa ASINELSA, desarrolló los estudios de costos operativos de la actividad de distribución, los cuales comprenden los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOM) y los Deudores Incobrables. Estos estudios tienen como propósito determinar los costos eficientes que deben ser reconocidos en la tarifa de distribución, de conformidad con las metodologías establecidas en el Reglamento de Tarifas (RT) y en línea con las mejores prácticas regulatorias internacionales.

Si bien estos estudios fueron elaborados originalmente para el período regulatorio 2022-2026, su implementación no llegó a materializarse durante dicho horizonte. En consecuencia, dado que su aplicación está prevista para el período regulatorio 2026-2030, sus resultados fueron actualizados incorporando las proyecciones más recientes de clientes y energía, así como los ajustes inflacionarios correspondientes. Esta actualización garantiza que los parámetros y costos reconocidos reflejen de manera adecuada las condiciones operativas, comerciales y económicas esperadas para el nuevo período tarifario.

En este contexto, los estudios de Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOM) y de deudores incobrables constituyen insumos fundamentales para la determinación de los ingresos requeridos de la actividad de distribución, al proporcionar una base objetiva para el reconocimiento de costos bajo criterios de eficiencia. Por un lado, el estudio de CAOM permite identificar los recursos necesarios para la adecuada operación, mantenimiento y gestión de la red de distribución. Por otro, el análisis de deudores incobrables determina el nivel de riesgo comercial que razonablemente debe ser reconocido a la empresa distribuidora en función de las condiciones de cobro observadas. En conjunto, ambos estudios contribuyen a que las tarifas reflejen costos eficientes, fortalezcan la sostenibilidad financiera del servicio y generen incentivos para la mejora continua del desempeño operativo y comercial del distribuidor.

En las secciones siguientes se presentan los resultados de ambos estudios, incluyendo la estimación de los CAOM eficientes y la determinación del porcentaje de deudores incobrables reconocido para fines tarifarios, así como su incidencia en la determinación de los costos de distribución.

6.1 Costos de Administración, Operación y Mantenimiento

La estimación de los CAOM eficientes se realizó mediante la metodología de Costo Medio por Unidad de Escala, empleando análisis envolvente de datos (DEA) para identificar el conjunto de empresas más eficientes de la muestra internacional. Los resultados muestran que las empresas pertenecientes al quintil superior alcanzaron niveles de eficiencia del 100%, constituyendo la frontera de referencia regulatoria.

A partir de este análisis se obtuvo un costo unitario eficiente promedio de USD 0.1297 miles por unidad de escala compuesta (VEC), actualizado a marzo de 2026. Aplicando este valor a la evolución proyectada de la VEC de ENEE, se determinaron los siguientes CAOM eficientes:



Tabla 8. Proyección de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOM)

Concepto	Unidad medida	variable	2026	2027	2028	2029	2030
Cientes ENEE	# (a junio)	UC	2,166,263	2,253,300	2,336,474	2,422,830	2,512,496
Energía ENEE	GWh		10,308	10,836	11,409	11,848	12,301
Energía por cliente (muestra)	GWh/cliente	U	0.0066	0.0066	0.0066	0.0066	0.0066
Red por cliente (muestra)	kms/cliente	L	0.0458	0.0458	0.0458	0.0458	0.0458
Energía por cliente (ENEE)	GWh/cliente	u	0.0048	0.0048	0.0049	0.0049	0.0049
Red por cliente (ENEE)	kms/cliente	I	0.0291	0.0291	0.0291	0.0291	0.0291
VEC	#		1,799,023	1,873,885	1,946,971	2,019,325	2,094,373
CAOM_{ENEE}	miles USD		233,361	243,071	252,552	261,937	271,672

Estos resultados reflejan un crecimiento gradual de los costos eficientes reconocidos, impulsado principalmente por el incremento proyectado de clientes y energía distribuida durante el ciclo tarifario.

6.2 Deudores incobrables

Por su parte en el caso de la metodología de deudores incobrables, esta se basó en el análisis de envejecimiento de cartera (aging) y en la comparación con empresas distribuidoras eficientes de referencia. Inicialmente, el porcentaje de incobrabilidad observado en ENEE fue de apenas 0.10%, pero este valor se consideró poco representativo debido a la elevada incidencia de pérdidas no técnicas existentes en la empresa, las cuales reducen artificialmente la exposición de clientes morosos dentro de la energía efectivamente facturada.

Por esta razón, se adoptó como referencia el porcentaje meta obtenido de la muestra internacional eficiente, resultando un porcentaje reconocido de incobrabilidad de 0.56%, calculado como promedio ponderado de los diferentes sectores de consumo. Los porcentajes sectoriales de incobrabilidad reconocidos fueron los siguientes:

Tabla 9. Porcentajes de incobrabilidad reconocidos por sector de consumo

Sector de consumo	% incobrabilidad meta
Residencial	0.68%
Comercial	0.54%
Industrial	0.38%
Otros	0.51%
Total	0.56%

Dado que el porcentaje meta (0.56%) es superior al valor observado en ENEE (0.10%) y considerando que una reducción de pérdidas no técnicas probablemente incrementará la exposición a clientes con riesgo de mora, el estudio recomienda fijar desde el inicio del período regulatorio un nivel de incobrabilidad de 0.56%, sin requerir una trayectoria de convergencia. En consecuencia, el porcentaje reconocido permanece constante durante todo el ciclo tarifario 2022-2026.



Finalmente, los resultados de los estudios establecen parámetros regulatorios sustentados en criterios de eficiencia y en referencias internacionales comparables. En el caso de los Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (CAOM), se determinan los niveles de gasto eficientes requeridos para garantizar una operación adecuada del sistema de distribución, mientras que el reconocimiento de deudores incobrables refleja un nivel razonable de riesgo comercial asociado a la actividad. En conjunto, estos parámetros contribuyen a asegurar la recuperación de costos eficientes e incentivar mejoras continuas en la gestión operativa y comercial de la empresa.

El detalle de las metodologías aplicadas, los criterios utilizados y los resultados obtenidos para cada uno de los estudios se presenta en el **Anexo 6**.



7 Conclusiones

El diagnóstico integral al sistema de distribución de la ENEE descrito en el presente informe, evidencia que la empresa enfrenta desafíos estructurales en materia de infraestructura, gestión comercial, pérdidas de energía y calidad del servicio, los cuales limitan su capacidad para atender de forma eficiente y sostenible las necesidades actuales y futuras de los usuarios. Estas condiciones justifican la formulación de un Plan Quinquenal de Negocios orientado a fortalecer la red de distribución, mejorar el desempeño operativo y comercial de la empresa y avanzar hacia el cumplimiento de los estándares regulatorios vigentes.

Los resultados obtenidos muestran que una parte importante de la infraestructura de distribución opera con márgenes reducidos de capacidad o en condiciones de sobrecarga, particularmente en subestaciones y circuitos ubicados en las regiones Noroccidente y en algunas zonas de Centro Sur y Litoral Atlántico. Esta situación compromete la confiabilidad del suministro y limita la incorporación de nuevas demandas, por lo que resulta indispensable ejecutar las ampliaciones, repotenciaciones y nuevas instalaciones contempladas en el Plan de Inversiones para garantizar la capacidad requerida durante el próximo período regulatorio.

En el ámbito comercial, el análisis evidencia la necesidad de fortalecer los procesos de medición, facturación, recuperación de cartera y atención al usuario. Los niveles de facturación mediante consumos promediados, el volumen de órdenes de servicio pendientes, el crecimiento de los reclamos acumulados y la magnitud de la cartera en mora reflejan la importancia de incrementar la capacidad operativa, ampliar la cobertura de telemedición y modernizar los sistemas de información comercial. Estas acciones permitirán mejorar la recuperación de ingresos, fortalecer la calidad comercial y reducir los rezagos operativos existentes, así como a reducir las pérdidas de energía.

Las pérdidas de distribución continúan representando uno de los principales desafíos de la ENEE. Con pérdidas totales estimadas en 34.69 %, de las cuales aproximadamente el 70 % corresponden a pérdidas no técnicas, la reducción de este indicador constituye una prioridad estratégica para la sostenibilidad financiera de la empresa. El plan propuesto establece una ruta para reducir las pérdidas hasta 24.29 % al finalizar el quinquenio, mediante inversiones orientadas al fortalecimiento de la medición, la normalización de usuarios, la recuperación de energía y la creación de capacidades permanentes de control y gestión de pérdidas.

De igual manera, los indicadores de calidad del servicio muestran una brecha significativa respecto de las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Distribución. La elevada frecuencia y duración de las interrupciones observadas en la mayoría de los alimentadores analizados evidencia la necesidad de ejecutar inversiones en protección, seccionamiento, automatización, robustecimiento de redes y regulación de tensión, complementadas con mejoras en la operación y mantenimiento del sistema. La implementación de estas medidas permitirá reducir progresivamente la energía no suministrada, las indemnizaciones asociadas y las afectaciones a los usuarios del sistema de distribución.



Como respuesta a las necesidades identificadas, el Plan Quinquenal de Negocios contempla una inversión total de USD 1,047.7 millones, distribuida entre proyectos de ampliación de capacidad, expansión de infraestructura, reposición de activos, reducción de pérdidas y mejora de la calidad del servicio. La magnitud de este esfuerzo refleja tanto las necesidades acumuladas del sistema en el transcurso de los años, así como la importancia de asegurar una ejecución ordenada, eficiente y alineada con los objetivos regulatorios y operativos de la empresa.

Asimismo, las proyecciones de costos operativos y los estudios de costos eficientes desarrollados para el período regulatorio proporcionan una base técnica para garantizar la adecuada operación del sistema de distribución, reconociendo los recursos necesarios para atender el crecimiento esperado de la demanda y mantener los niveles de servicio requeridos. Estos parámetros contribuyen a fortalecer la sostenibilidad financiera de la actividad de distribución bajo criterios de eficiencia económica.

Finalmente, el Plan Quinquenal de Negocios 2026-2030 constituye una hoja de ruta integral para la transformación y fortalecimiento del sistema de distribución de la ENEE. Su ejecución permitirá incrementar la capacidad y confiabilidad de la red, reducir las pérdidas de energía, mejorar la calidad y continuidad del servicio, fortalecer la gestión comercial y crear las condiciones necesarias para atender el crecimiento futuro de la demanda. En última instancia, los beneficios esperados se traducirán en un servicio eléctrico más seguro, eficiente y sostenible para los usuarios de la empresa, contribuyendo al desarrollo económico y social del país y al fortalecimiento de la sostenibilidad técnica y financiera de la ENEE.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

EMPRESA NACIONAL DE
ENERGÍA ELÉCTRICA

8 Anexos

[Anexos](#)