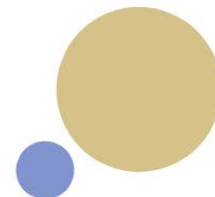




GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



2026 - TRIMESTRE II

P12 PF03
INFORME DE FISCALIZACIÓN
DE LA CALIDAD DEL SERVICIO



Dirección de
Fiscalización

Junio 2026



CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	3
ACRÓNIMOS	9
SEGUIMIENTO DEL INFORME TRIMESTRAL IV 2025.....	10
1. INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA TRANSMISIÓN.....	13
2. INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	44
3. INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN LOS SISTEMA AISLADOS	79



RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización, presenta los resultados de las actividades de supervisión y fiscalización ejecutadas durante el segundo trimestre de 2026, en cumplimiento del Plan Operativo Anual 2026, específicamente del Programa 12, Producto Final 3. El análisis abarca la calidad del servicio eléctrico en los sistemas de transmisión, distribución en el SIN y distribución en los sistemas aislados, considerando los componentes de calidad de técnica del servicio y calidad comercial del servicio, conforme al marco regulatorio vigente.

1. Calidad del Servicio de la Transmisión:

El presente Informe de Fiscalización de la Calidad Técnica del Servicio de Transmisión evalúa el desempeño del sistema de transmisión eléctrica nacional mediante el análisis de los Índices de Indisponibilidad Forzada —Número Total de Indisponibilidades (TIF) y Duración Total de Indisponibilidad (DIF)— conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT), para el período comprendido entre enero y mayo de 2026.

Los resultados evidencian que una proporción significativa de las líneas de transmisión en los niveles de 69 kV, 138 kV y 230 kV supera las tolerancias anuales de TIF y DIF, lo que refleja debilidades persistentes en la confiabilidad del sistema. En particular, se identifican líneas con alta recurrencia de interrupciones y otras con pocas fallas, pero con duraciones excesivas de indisponibilidad, lo que impacta negativamente en la continuidad del servicio eléctrico.

Un hallazgo crítico del informe es que más del 40 % de las indisponibilidades forzadas no cuentan con una causa identificada, situación que limita la correcta atribución de responsabilidades, dificulta el análisis de causas raíz y restringe la definición de acciones correctivas efectivas. Estas indisponibilidades “desconocidas” se concentran principalmente en la región Nor-Occidente.

Asimismo, se identificó una problemática estructural en las comunicaciones entre los relevadores de protección y el sistema SCADA, con un 81 % de señales ausentes al mes de mayo de 2026. Esta deficiencia afecta la visibilidad operativa del sistema, retrasa la localización de fallas y contribuye al incremento de la duración de las indisponibilidades. El



levantamiento integral de señales realizado y el cronograma de corrección presentado constituyen un avance relevante; su primera etapa permitirá reducir en 28.48 % las señales ausentes en un período estimado de seis meses.

El informe también resalta la necesidad de alinear los mantenimientos y las inversiones con los activos de mayor incidencia y obsolescencia, así como de fortalecer la fiscalización del Plan Anual de Mantenimiento 2026 y de los proyectos del Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT).

En conclusión, el análisis confirma la urgencia de mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión, fortalecer los procesos de identificación y análisis de fallas, optimizar la observabilidad del sistema mediante la corrección de señales SCADA y orientar las inversiones hacia los activos críticos. La implementación efectiva de las recomendaciones planteadas permitirá avanzar hacia una mejora sostenida de la calidad técnica del servicio de transmisión eléctrica y el cumplimiento de la normativa vigente.

2. Calidad del Servicio de la Distribución en el Sistema Interconectado Nacional.

a) Calidad técnica del servicio

El presente informe expone los avances y resultados de las acciones desarrolladas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para fortalecer la fiscalización de la calidad técnica del servicio de distribución prestado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). El documento se centra en el seguimiento al Proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR), concebido como un mecanismo para modernizar el intercambio de información entre la empresa distribuidora y el ente regulador, sustituyendo progresivamente los procesos manuales basados en oficios y hojas de cálculo por un esquema más seguro, trazable, oportuno y automatizado.

Durante el segundo trimestre de 2026 se retomaron y fortalecieron las actividades asociadas a la BDR, incluyendo la revisión de accesos mediante VPN, la evaluación de la información disponible, la identificación de campos requeridos para el cálculo de indicadores y la realización de mesas de trabajo entre la CREE y la ENEE. Estas acciones permitieron definir estructuras de datos necesarias para el registro de interrupciones, equipos de maniobra, eventos de fuerza mayor e indicadores por circuito, con el fin de garantizar mayor integridad, consistencia y trazabilidad en la información utilizada para la evaluación regulatoria.



En materia de calidad técnica del servicio, el informe destaca la necesidad de alinear el proceso actual con lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), la cual dispone que la empresa distribuidora debe calcular los indicadores de calidad y remitir sus resultados a la CREE para su revisión y fiscalización. En ese sentido, la implementación de la BDR permitirá mejorar el registro de interrupciones, la vinculación usuario-red, la trazabilidad de los eventos y el cálculo de indicadores como SAIDI y SAIFI, reduciendo la dependencia de transferencias manuales y fortaleciendo la supervisión continua.

El análisis concluye que la BDR representa un avance significativo para la modernización de la gestión regulatoria, al facilitar una administración más transparente, eficiente y basada en datos confiables. No obstante, el proyecto aún se encuentra en fase de construcción y ajuste, por lo que resulta necesario continuar con el seguimiento técnico, validar las estructuras de datos, fortalecer la coordinación entre las partes y asegurar que la información sea remitida de forma mensual conforme a los plazos establecidos en la NT-CD.

En términos generales, se recomienda mantener mesas de trabajo periódicas entre la CREE y la ENEE, establecer un cronograma de entregables para el desarrollo de la BDR, robustecer los mecanismos de validación de información y utilizar los resultados obtenidos como insumo para acciones de mejora continua. Asimismo, se considera prioritario dar seguimiento a la información requerida para la evaluación integral de los indicadores de calidad comercial y técnica, con el propósito de fortalecer la fiscalización regulatoria y contribuir a la mejora de la calidad del servicio eléctrico brindado a los usuarios.

b) Calidad comercial del servicio

El presente informe presenta una evaluación preliminar de los indicadores de calidad comercial de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para el período comprendido entre enero y abril de 2026, utilizando como fuente de información los Informes de Gestión de la Unidad Técnica de Control de la Distribución (UTCD). La evaluación se realiza de manera transitoria debido a que el Proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) continúa en fase de construcción y ajuste, por lo que aún no se dispone de la totalidad de la información requerida para efectuar una validación integral de todos los indicadores establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD).



Los resultados muestran que la ENEE mantuvo un Índice de Eficiencia del Servicio Comercial (I_{eff}) relativamente estable durante el período analizado, con valores cercanos al 93 % mensual y un resultado acumulado de 92.76 %, equivalente a 526,115 reclamos resueltos de un total de 567,203 reclamos reportados. Este comportamiento evidencia una capacidad significativa para gestionar y resolver los requerimientos de los usuarios, aunque aún existe margen de mejora para incrementar los niveles de resolución dentro de cada período evaluado.

En cuanto al Indicador de Reclamos (IRC), se observó un nivel reducido de reclamos en relación con la cantidad total de usuarios atendidos. Durante el período analizado, el indicador mensual osciló entre 0.09 % y 0.11 %, mientras que el valor acumulado alcanzó 0.38 %, reflejando una baja incidencia de reclamos respecto a la base total de usuarios del sistema.

Respecto al Porcentaje de Facturación Promediada (PFP), los resultados muestran una tendencia favorable de reducción durante el período evaluado. El indicador pasó de 15.44 % en enero a 12.23 % en abril, alcanzando un valor acumulado de 13.32 % para el período enero-abril de 2026. Esta evolución sugiere una mejora gradual en los procesos de lectura y facturación, reduciendo la dependencia de consumos estimados y fortaleciendo la precisión de la facturación emitida a los usuarios.

3. Calidad del Servicio de la Distribución en los Sistemas Aislados.

a) Calidad técnica del servicio

La evaluación de la calidad técnica del servicio de distribución eléctrica constituye un componente fundamental del proceso de supervisión regulatoria, orientado a verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD). En este contexto, la CREE ha venido desarrollando actividades de seguimiento y fiscalización mediante el proyecto de vinculación usuario-red, el cual permite integrar la información de la infraestructura eléctrica con la base de usuarios del sistema.

Este proyecto tiene como objetivo principal la consolidación de una base de datos técnica estructurada que permita el cálculo preciso de los índices de calidad técnica del servicio, así como la identificación de oportunidades de mejora en la operación de los sistemas de distribución. Para ello, se ha promovido la actualización progresiva de los inventarios de



activos, la georreferenciación de equipos y la vinculación efectiva entre la red eléctrica y los usuarios finales.

El presente análisis de la calidad técnica del servicio de distribución eléctrica en los sistemas aislados de Roatán y Útila, en el marco de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), evidencia avances diferenciados en la implementación del proyecto de vinculación usuario-red por parte de Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), así como brechas relevantes en la consolidación de la información técnica requerida para el cálculo de los índices de calidad técnica del servicio.

En el caso de Roatán Electric Company, se observa un proceso activo de actualización y depuración de su inventario de activos. No obstante, los resultados evidencian inconsistencias relevantes entre los períodos analizados, incluyendo variaciones en el número de transformadores y equipos de protección reportados, así como una cobertura incompleta de los circuitos de distribución. Si bien se registró un incremento en el número de usuarios activos georreferenciados (0.42 %), persisten brechas en la integridad y consistencia de la información, lo que limita aún la obtención de una vinculación usuario-red completa.

Por su parte, Utila Power Company muestra un desempeño más estructurado y consistente en la implementación del proyecto. Se destaca el incremento significativo en la georreferenciación de usuarios, pasando de niveles iniciales bajos a aproximadamente 52 %, así como un avance del 35.78 % en la vinculación usuario-red. Adicionalmente, la empresa ha fortalecido la estandarización de codificaciones, la clasificación de interrupciones y la sectorización operativa del sistema, lo que contribuye a mejorar la continuidad y confiabilidad del servicio en su red de distribución.

En términos generales, ambos operadores han mostrado avances en la modernización de sus sistemas de información técnica; sin embargo, UPCO presenta un mayor grado de madurez en la estructuración del levantamiento de red y en la implementación operativa de herramientas para la gestión de la calidad del servicio. RECO, en contraste, requiere fortalecer la consistencia de sus registros, completar la cobertura de su red y consolidar la vinculación usuario-red para alcanzar el nivel de cumplimiento requerido por la NT-CD.



b) Calidad comercial del servicio

El presente informe presenta los resultados de la evaluación de los indicadores de calidad comercial correspondientes a los sistemas aislados operados por Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO) durante el año 2026. La evaluación fue realizada con base en la información reportada periódicamente por ambas empresas, de conformidad con los criterios y metodologías establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD).

RECO mostró un desempeño satisfactorio en la mayoría de los indicadores evaluados, manteniendo un Índice de Eficiencia del Servicio Comercial (I_{eff}) acumulado de 98.76 % y un Índice de Oportunidad del Servicio Comercial (I_{opor}) de 98.29 %, reflejando altos niveles de cumplimiento en la atención y resolución de reclamos dentro de los plazos establecidos. Asimismo, registró un Tiempo Promedio de Resolución (TPR) de 0.40 días y un Porcentaje de Facturación Promediada (PFP) de 0.16 %, ambos resultados ampliamente favorables respecto a los parámetros regulatorios aplicables.

RECO presentó un desempeño deficiente en el indicador de Falta de Notificación por Interrupciones Programadas ($FNIP$), alcanzando un valor acumulado de 87.5 %, muy por encima del límite de tolerancia establecido por la normativa. Este resultado evidencia deficiencias en los procesos de comunicación previa a los usuarios afectados por interrupciones programadas, siendo en el principal aspecto de mejora identificado durante la evaluación.

Por su parte, UPCO presentó resultados menos favorables en los indicadores de gestión comercial. El Índice de Eficiencia del Servicio Comercial (I_{eff}) alcanzó un valor acumulado de 58.32 %, mientras que el Índice de Oportunidad (I_{opor}) se situó en 51.96 %, evidenciando dificultades para resolver reclamos y atender las gestiones comerciales dentro de los plazos establecidos. A pesar de ello, el Tiempo Promedio de Resolución (TPR) acumulado fue de 7.3 días, manteniéndose dentro del límite máximo de 10 días establecido por la NT-CD.

Adicionalmente, UPCO registró un índice de Falta de Notificación por Interrupción Programada ($FNIP$) de 75 %, valor que también supera ampliamente los niveles de tolerancia permitidos, evidenciando incumplimientos importantes en los procesos de notificación de interrupciones programadas.



ACRÓNIMOS

ASIDI	Índice medio de duración de la capacidad interrumpida
ASIFI	Índice medio de frecuencia de capacidad interrumpida
BDR	Base de Datos Regulatorios
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
DIF	Duración de Indisponibilidad Forzada
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
NT-CD	Norma Técnica de Calidad de Distribución
NT-CT	Norma Técnica de Calidad de Transmisión
SAIFI	Frecuencia media de interrupción por usuario
SAIDI	Duración media de interrupción por usuario
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TIF	Tasa de Indisponibilidad Forzada
UTCD	Unidad Técnica de Calidad de Distribución



SEGUIMIENTO DEL INFORME TRIMESTRAL I 2026

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) mediante la Dirección de Fiscalización vela por el cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y las demás normativas del sector eléctrico nacional. En el marco de las actividades de supervisión relacionadas con la operación del sistema eléctrico y la evaluación del cumplimiento de las normativas de calidad de transmisión, distribución y operación del sistema, se actualiza la matriz de seguimiento a las actividades planteadas en el trimestre I de 2026.

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Requerir un cronograma del plan de mantenimientos.	Informe y reuniones.	Oficios y reuniones de verificación.	Semana 28	Finalizado
2	Fiscalizar la ejecución de las licitaciones proyectadas.	Informe y reuniones	Oficios y reuniones de verificación.	Julio 2026	En proceso
3	Fiscalizar el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.	Reuniones, Informes.	Inspecciones, oficios y reuniones de verificación.	Trimestralmente	En proceso
4	Fiscalizar el mantenimiento progresivo de los relevadores del sistema de Transmisión.	Informe, inspección y reuniones.	Oficios y reuniones de verificación.	Trimestralmente	En proceso
5	Fiscalizar la asignación y ejecución del presupuesto de ENEE-Transmisión.	Informe y reuniones.	Oficios y reuniones de verificación.	Julio 2026	En proceso
6	Revisión de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión.	Informe.	Oficio y reuniones.	Septiembre 2026.	En proceso
7	Fiscalizar el levantamiento del 100 % de los equipos de	Informe mensual y reuniones	Reuniones de verificación y modelado de la red	Trimestralmente	En proceso



No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	seccionamiento, transformadores y usuarios de los sistemas de distribución de RECO y UPCO.				
8	Fiscalizar el avance progresivo de la vinculación usuario-red hasta completar el 100%.	Informe mensual y reuniones	Reuniones de verificación y modelado de la red	Trimestralmente	En proceso
9	Fiscalizar el control de la calidad técnica del servicio conforme la NT-CD.	Informes	Informes	Julio 2026	Finalizado
10	Fiscalizar el control de la calidad de gestión comercial y de calidad de atención de usuario conforme la NT-CD.	Informes	Informes	Julio 2026	Finalizado

P12 - PF3 - P101
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA
CALIDAD DEL SERVICIO DE LA
TRANSMISIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



1. INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD TÉCNICA DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo la fiscalización de la calidad técnica del servicio de transmisión eléctrica, mediante el análisis de los Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada. En particular, se evalúan el Número Total de Indisponibilidades o Salidas Forzadas de las líneas de transmisión (TIF) y la Duración Total de Indisponibilidad Forzada de las líneas (DIF), como indicadores fundamentales para medir el desempeño del sistema de transmisión según establece la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT).

El análisis de estos índices permite identificar zonas críticas del sistema, determinar las líneas de transmisión con mayor incidencia y reconocer las causas más recurrentes de las indisponibilidades. De esta forma, se facilita la focalización de acciones correctivas, la formulación de planes de mejora y la implementación de medidas de mitigación orientadas a fortalecer la confiabilidad y mejorar la calidad técnica del servicio de transmisión eléctrica.

Asimismo, a través de mesas de trabajo encabezadas por esta Comisión, en las que participan el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a través de su área de Transmisión, se ha identificado una problemática relevante en las comunicaciones del sistema de transmisión. Dicha problemática se relaciona con deficiencias en la visualización de señales desde los relevadores de protección hacia el sistema SCADA, lo cual constituye una limitación operativa. En ausencia de estas señales, durante eventos de indisponibilidad forzada se dificulta la atención oportuna de las fallas, al no contar con información sobre los relevadores operados ni con la estimación de la distancia a la falla, situación que impacta directamente en la duración de las indisponibilidades.

Esta situación ha sido analizada y se han definido acciones por parte de la ENEE orientadas a la identificación de señales faltantes, la elaboración de cronogramas de trabajo y el establecimiento de mecanismos de seguimiento. En ese sentido, se prevé la emisión de informes periódicos de resultados por parte de la ENEE conforme se vayan atendiendo estas deficiencias, hasta la culminación de los trabajos de mantenimiento en todas las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional.



Finalmente, en aras de avanzar hacia una mejora integral de la calidad técnica del servicio de transmisión, esta Comisión ha iniciado la fiscalización del Plan Anual de Mantenimiento 2026 de la empresa transmisora, así como el seguimiento al avance y desarrollo de los proyectos contemplados en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT). Adicionalmente, se solicitan planes de trabajo específicos para la mitigación de problemas en las líneas de mayor incidencia, con el objetivo de que las inversiones y actividades de mantenimiento se prioricen en los activos de mayor impacto para el sistema eléctrico nacional.

1.2 OBJETIVOS

El objetivo principal es fiscalizar la calidad técnica del servicio de transmisión eléctrica, a fin de verificar el cumplimiento de los criterios y disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT).

Objetivos específicos:

1. Evaluar la calidad técnica del sistema de transmisión mediante el análisis de los Índices de Calidad de Disponibilidad Forzada (TIF y DIF), a fin de identificar los elementos con mayor incidencia y definir estrategias orientadas a la reducción de dichos índices hasta las tolerancias establecidas en la NTCT.
2. Fiscalizar la ejecución de los mantenimientos del sistema de transmisión, incluyendo los contemplados en el Plan Anual de Mantenimiento, así como aquellos orientados a la atención de las señales de comunicación entre los relevadores de protección y el sistema SCADA, y los proyectos en desarrollo del PERT, con el fin de supervisar su cumplimiento y contribuir a la mejora de la confiabilidad y calidad técnica del servicio de transmisión eléctrica.
3. Implementar un plan de acción orientado a la atención de los problemas técnicos que presentan las líneas de transmisión con mayor incidencia en el sistema, mediante la identificación de sus principales causas y la elaboración de planes de trabajo específicos dirigidos a su mitigación y a la mejora continua de la calidad técnica del servicio de transmisión eléctrica.



1.3 MARCO LEGAL

Entre las disposiciones legales, reglamentarias y procedimientos técnicos aplicables al desarrollo de las actividades de inspección descritas en el presente informe se identificaron las siguientes:

1. Mediante del Decreto Legislativo número 404-2013 se aprobó la Ley General de la Industria Eléctrica (“LGIE” o “Ley”), publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo del 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo No. 46-2022. El objeto de dicha Ley es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Cabe mencionar que la Ley General de la Industria Eléctrica:
 - a. Establece en su artículo 4 que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos de las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.
 - b. Establece en su artículo 8, literal B, que la Secretaría, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar a la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.
 - c. Establece en su artículo 15, literal K, que en el caso de fallas cuya causa sea imputable a empresas generadoras o a Empresas Transmisoras, dichas empresas deberán reembolsar a la empresa distribuidora los montos que esta deba de pagar en calidad de compensación a los usuarios afectados y que las empresas transmisoras y distribuidoras podrán incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que pagarán a los usuarios si la calidad del servicio que prestan corresponde a la norma de calidad aplicable.
2. Que la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT), la cual entró en vigor un día después de publicada en el diario oficial La Gaceta de fecha 14 de noviembre del 2017:
 - a. Establece en su artículo 1 los índices de referencia para calificar la calidad con que se provee los servicios de energía eléctrica para los sistemas de transmisión en su punto

de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y sanciones.

- b. En su artículo 3, define el parámetro de calidad que es el factor que se toma en cuenta para valorar la calidad del Producto Eléctrico.
- c. En su artículo 9, establece que el Sistema de Medición y Control de Calidad de toda Empresa Transmisora debe disponer de un sistema auditable que permita como mínimo:
 - i. El análisis y tratamiento de las mediciones realizadas, para la verificación de la calidad de producto y del servicio.
 - ii. Establecer la relación entre los registros y las tolerancias previstas en esta norma respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad.
 - iii. Mantener un registro histórico de los valores medidos en cada parámetro, para cada participante conectado a su sistema de transmisión, correspondiente a, por lo menos, los 5 últimos años.
 - iv. El cálculo de indemnizaciones y sanciones
 - v. La realización de pruebas pertinentes que permitan realizar una auditoría del funcionamiento del sistema y permita la identificación de las fuentes de perturbación.
- d. Establece en su artículo 11, las obligaciones de la Empresa Transmisora, como ser:
 - i. Prestar a los participantes conectados a su sistema de transmisión, un servicio que cumpla con los índices de calidad exigidos en la norma.
 - ii. Responder, de conformidad con esta norma, ante la CREE y los participantes, por las transgresiones a las tolerancias de los índices de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en la norma.
 - iii. Controlar a los participantes para establecer las transgresiones a las tolerancias establecidas en la norma técnica de calidad de transmisión en

los parámetros que correspondan, a efecto de limitar su incidencia en la calidad del producto.

- iv. Suministrar a la CREE y al ODS, un informe documentado técnicamente, dentro de los 5 días hábiles del mes siguiente de cada periodo de control, relacionado con el sistema de medición y control de la calidad, que contenga como mínimo cálculo de índices de calidad, registro y mediciones de las tolerancias admisibles de los parámetros establecidos en la norma, así como el cálculo de las sanciones e indemnizaciones correspondientes.
- e. Establece en el Artículo 12, que el ODS determinara las responsabilidades en cuanto al incumplimiento, por parte de las Empresas Transmisoras y los Participantes, a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en la norma.
- f. Establece en el Artículo 13, que las obligaciones de los participantes es responder de conformidad con la norma, ante la CREE, y la Empresa Transmisora:
 - i. Por las transgresiones a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en la norma, ocasionados por ellos
 - ii. Realizar todas las reparaciones o modificaciones de sus instalaciones, que sean necesarias, para evitar afectar la calidad del producto y del servicio de la Empresa Transmisora
 - iii. Pagar el importe de sanciones y/o multas que la CREE les imponga, dentro de los primeros 7 días del mes siguiente de su notificación.
 - iv. Pagar a la Empresa Transmisora las indemnizaciones, según establece en la norma, durante el mes siguiente del Periodo de control correspondiente.
- g. Establece en el Artículo 16, que la incidencia en la calidad del producto por parte de los participantes será evaluada por medio del sistema de medición y control de calidad de manera que permita identificar si exceden las tolerancias establecidas en esta norma.



- h. Establece en el Artículo 17, que el control de la calidad del producto será efectuado por la empresa transmisora, en Periodos de control, en los puntos de conexión de la Empresa transmisora con los participantes.
 - i. Establece en el artículo 22, que se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso mayor a 5%, del correspondiente al periodo de medición mensual, las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas.
 - j. Establece en el artículo 44, que la calidad del servicio técnico de la Empresa Transmisora respecto de la Indisponibilidad Forzada de líneas de transmisión dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del número de salidas o Indisponibilidad Forzada la duración total de la Indisponibilidad Forzada de cada línea, y los sobrecostos por restricciones ocasionados.
 - k. Establece en el artículo 55 que, si la calidad del servicio prestado por parte del transportista no alcanza los índices establecidos en esta norma un año después de terminar la cuarta etapa definida en el artículo 8, la CREE podrá requerir la suspensión de la autorización otorgada al transportista para operar.
3. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), la cual entró en vigor a partir de ser publicada en el diario oficial La Gaceta el miércoles 3 de noviembre del 2021 establece en el artículo 94 que la monitorización de la continuidad del servicio con base en los registros de operación deberá incluir los casos de disparo de interruptores de la red de transmisión y las fallas de generación, cuando tengan la consecuencia de causar interrupciones a las clientes de la empresa distribuidora servido en media o baja tensión.

1.4 ANTECEDENTES

Mediante los oficios CREE-057-2026 y CREE-058-2026, se remitió el formato unificado de reporte oficial para el proyecto de bases de datos regulatorias (BDR) al CND y a ENEE transmisión, adicionalmente se solicitó un Análisis Técnico de Líneas con Alta Incidencia para las líneas con mayor incidencia en el sistema de Transmisión, se requirieron diagramas unifilares y se solicitó un levantamiento actualizado de los activos del sistema de transmisión.



El 17 de abril de 2026, la CREE convocó al CND y a ENEE Transmisión a una nueva reunión de trabajo, mediante los oficios CREE-134-2026 y CREE-133-2026, en la cual se analizaron las causas que provocaban que las señales de los relevadores del sistema de transmisión no se visualizaran en el SCADA del CND.

Como resultado, se acordó la elaboración de un plan de atención y mitigación de esta problemática. En cumplimiento de lo acordado, el CND brindó apoyo a ENEE Transmisión y se desarrolló una planificación de trabajo, la cual fue compartida el 18 de mayo de 2026 y será actualizada progresivamente hasta cubrir las tres regiones del país: Nor-occidente, Litoral Atlántico y Centro Sur.

Con el fin de fortalecer el monitoreo y la fiscalización del sistema de transmisión, la CREE emitió nuevos requerimientos de información al CND y ENEE Transmisión mediante los oficios CREE-175-2026 y CREE-176-2026. Estos requerimientos deberán ser incorporados al reporte mensual de la base de datos regulatoria, con el propósito de analizar la energía no suministrada por las generadoras a causa de indisponibilidades forzadas y determinar con precisión la zona de falla, particularmente en el caso de las líneas de interconexión internacional, a fin de atribuir correctamente las responsabilidades correspondientes.

Mediante el oficio CREE-177-2026 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ha dado seguimiento al Análisis Técnico de Líneas con Alta Incidencia solicitando un plan de trabajo en el cual se formulen los costos y tiempos en los cuales se ejecutaran estas soluciones técnicas y de mantenimiento que mejoraran las condiciones de las líneas de transmisión de mayor incidencia. Asimismo, se fiscalizan los proyectos en ejecución del plan de expansión de la red de transmisión PERT y los mantenimientos a la red de transmisión.

1.5 PROCEDIMIENTO

En el siguiente apartado se describe el procedimiento para la evaluación de los índices de calidad de indisponibilidad forzada para el sistema de transmisión.

1.5.1 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada

La calidad técnica del servicio de la Empresa Transmisora respecto de la indisponibilidad forzada de líneas de transmisión dependerá de la categoría y tensión de las líneas y se evaluará en función del *Número total de Indisponibilidades o Salidas Forzadas* y la *Duración Total de Indisponibilidad Forzada* de cada línea como se establece en la NT-CT.

El Número Total de Indisponibilidades o Salidas Forzadas de la Línea i ($NTIFL_i$), durante el periodo de control es:

$$NTIFL_i = \sum_{j=1}^n IF_j L_i \quad (1)$$

Donde:

n = Numero total de indisponibilidades forzadas de la línea i ;

$IF_j L_i$ = Es la indisponibilidad forzada j de la línea i .

La Duración Total de Indisponibilidad Forzada de la línea i ($DTIFL_i$), durante el periodo de control es:

$$DTIFL_i = \sum_{j=1}^n DIF_j L_i \quad (2)$$

Donde:

n = Número total de indisponibilidades forzadas de la línea i ;

$DIF_j L_i$ = Es la duración de la indisponibilidad forzada j de la línea i .

1.5.2 Tolerancias de la Tasa de Indisponibilidad Forzada.

La tolerancia a la Indisponibilidad Forzada, para cada una de las líneas de transmisión, dependerá del nivel de tensión según lo indicado en la **Tabla 1-1**.

Nivel de Tensión kV	Tolerancia al Número Total de Indisponibilidades Forzadas para cada Línea por Año
230	2
138	3
69	3

Tabla 1-1 Tolerancia Tasa de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)



1.5.3 Tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada.

La tolerancia de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada, para cada línea, en función del nivel de tensión, será la indicada en la **Tabla 1-2**.

Nivel de Tensión kV	Tolerancia de la Duración para cada Línea (Minutos por Año)
230	180
138	300
69	300

Tabla 1-2 Tolerancias de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

1.5.4 Fiscalización de la Calidad Técnica del Servicio del Sistema de Transmisión.

De acuerdo con la NT-CT, la evaluación de la Calidad del Servicio Técnico debe realizarse mediante el Sistema de Medición y Control, considerando la duración de las indisponibilidades (en minutos), el número de salidas o indisponibilidades forzadas y los sobre costos que dichas restricciones generan sobre los sistemas de generación y distribución.

Ante la ausencia de este sistema, los índices de calidad de indisponibilidad forzada se calculan a partir de la información remitida mediante la implementación de un formato único de reporte, consensuado entre ENEE Transmisión y el CND, en el marco del proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR), y alineado con los criterios establecidos en la NT-CT, con el fin de permitir una adecuada fiscalización de la calidad técnica del sistema de transmisión.

Complementariamente, ENEE Transmisión remitió el 27 de febrero del 2026, un análisis de las soluciones propuestas para atender las líneas con mayor incidencia, de acuerdo con las principales causas identificadas, mediante el oficio GT-127-II-2026, de fecha veinticinco (25) de febrero de 2026, titulado “Análisis Técnico de Líneas con Alta Incidencia” presentado anteriormente en el informe de fiscalización de la calidad del servicio para el primer trimestre de 2026. A partir de dicho análisis, se solicitó a la empresa transmisora la presentación de un plan de trabajo y su correspondiente cronograma, con el fin de fiscalizar que las inversiones y actividades de mantenimiento sean debidamente priorizadas,



orientadas a la mejora de la calidad técnica del servicio y al aseguramiento de que las líneas de transmisión operen dentro de las tolerancias establecidas en la NT-CT.

Asimismo, mediante mesas de trabajo encabezadas por esta Comisión, con la participación del CND y ENEE Transmisión, se identificó que el sistema de transmisión presenta actualmente problemas en sus comunicaciones, específicamente en las señales entre los relevadores de protección y el sistema SCADA del CND. Esta problemática impide la visualización en tiempo real de los relevadores operados, lo que limita la identificación de la ubicación de las fallas e incrementa, en consecuencia, la duración de las indisponibilidades.

En este sentido, el CND realizó un levantamiento de las señales ausentes en el sistema SCADA derivadas de esta problemática, en coordinación con los mantenimientos que deberá ejecutar la empresa transmisora. Asimismo, se remitió a esta Comisión el listado de señales presentes y ausentes, así como los cronogramas de mantenimiento en los cuales se contempla la corrección de dichas señales, bajo un enfoque por subestación.

Finalmente, esta Comisión, en aras de fiscalizar la mejora de la calidad técnica del servicio, supervisa la ejecución del Plan Anual de Mantenimiento 2026 de la empresa transmisora, así como el avance de los proyectos en desarrollo definidos en el PERT.

1.6 RESULTADOS

1.6.1 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada en líneas de 69 kV

El **Gráfico 1-1** presenta los índices de calidad de indisponibilidad forzada TIF Y DIF correspondientes a las líneas de transmisión con mayor incidencia en el nivel de tensión de 69 kV para el período comprendido entre enero y mayo de 2025. Cabe señalar que, durante los meses de marzo a mayo se registró un incremento notable en las indisponibilidades de la línea privada L411 (TEL-LIM) con un aumento de 22 indisponibilidades. Asimismo, se registró un incremento en las indisponibilidades de la línea L429 (NIS-CRL), posicionándose al mes de mayo como la línea en 69 kV de la ENEE con mayor frecuencia de interrupciones y de igual manera es la línea con mayor DIF con una duración de indisponibilidad forzada de 6991 minutos fuera de servicio en el periodo comprendido de enero a mayo del 2026.

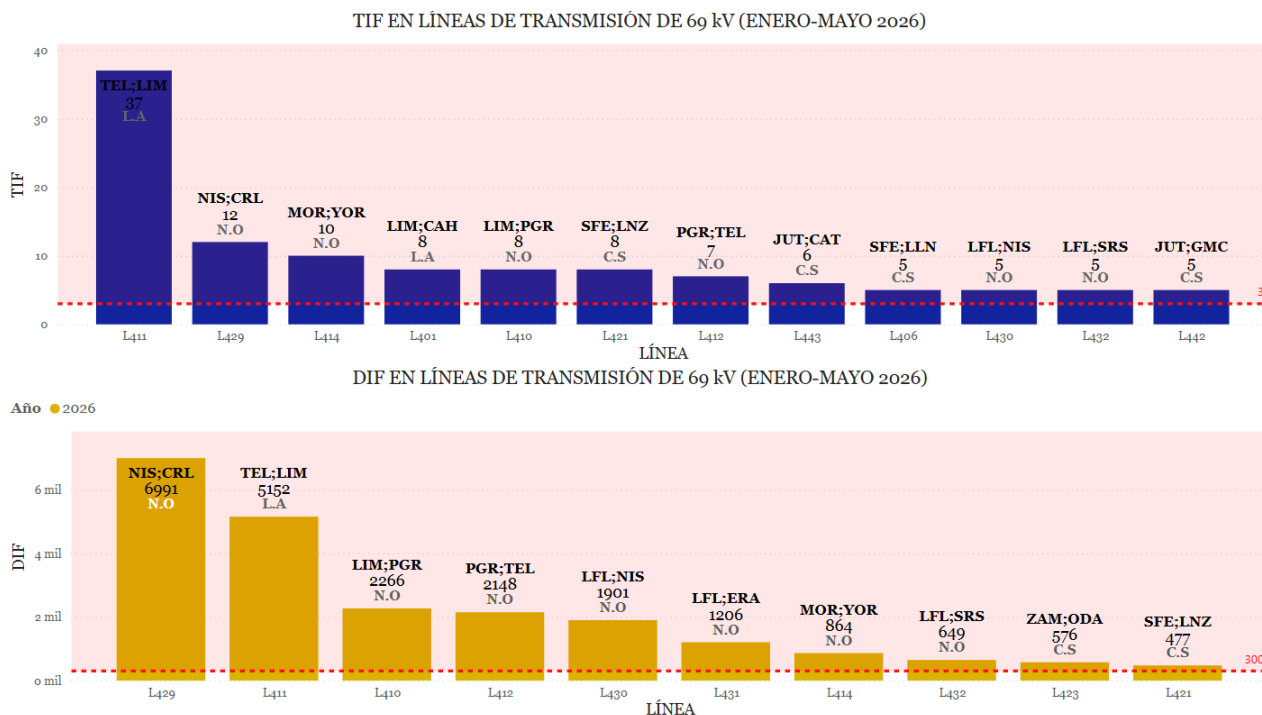


Gráfico 1-1 DIF y TIF en líneas de 69 kV (enero-mayo 2026).

En el **Gráfico 1-2** se muestran las causas de indisponibilidad forzada en las líneas de transmisión de 69 kV, con base en la información correspondiente al periodo de enero a mayo de 2026, reportada por ENEE Transmisión y el CND. De este conjunto, se destacan puntualmente las tres causas más relevantes: en el 42.86 % de las indisponibilidades forzadas no fue posible identificar la causa; le siguen las indisponibilidades como consecuencia de líneas radiales, con un 13.57 %, y los daños en estructuras, que representan un 5.71 % del total.

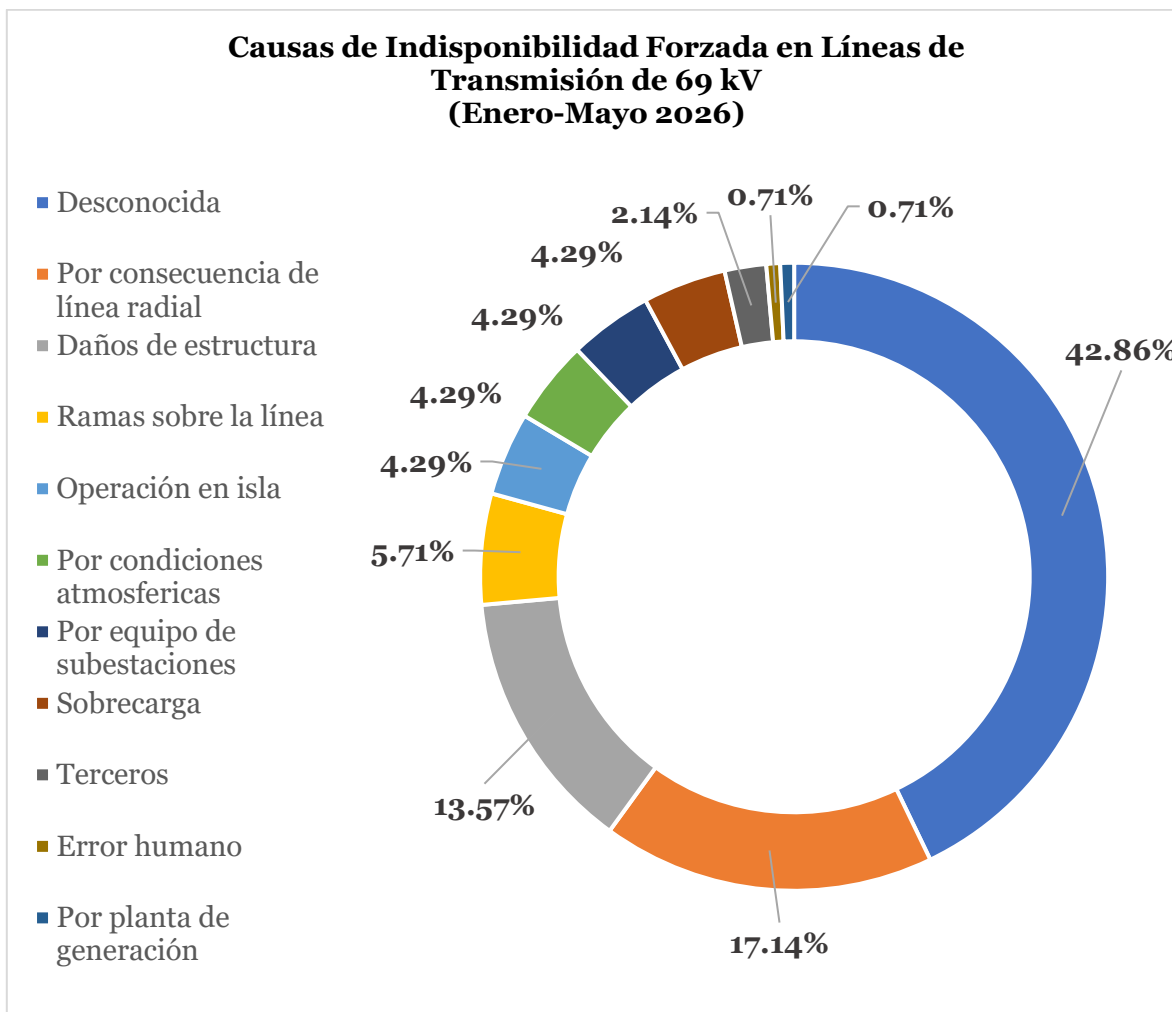


Gráfico 1-2 Causas de indisponibilidad forzada en líneas de transmisión de 69 kV (enero-mayo 2026).

Del análisis realizado en las líneas de 69 kV en el periodo comprendido de enero a mayo de 2026, se identificó que las líneas de Litoral Atlántico (L.A.) presentan la mayor incidencia de indisponibilidades forzadas, concentrando el 55 % del total de indisponibilidades forzadas registrados, seguidas por las de Nor-Occidente (N.O.) con 38.33 %, y la región Centro Sur (C.S.) con 6.67 %, tal como se ilustra en el **Gráfico 1-3**. Asimismo, se determinó que el 100 % de las indisponibilidades forzadas reportadas en el periodo de enero a mayo de 2026 se originaron por fallas propias del sistema de transmisión.

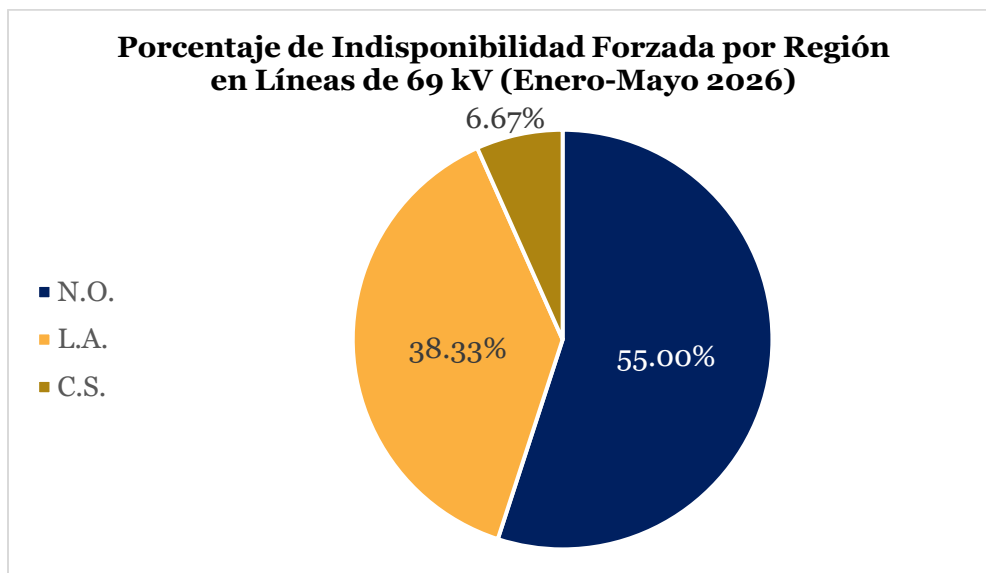


Gráfico 1-3 Porcentaje de indisponibilidad forzada por región en líneas de 69 kV (enero-mayo 2026).

Del análisis de las indisponibilidades del sistema de transmisión, para el período comprendido entre enero y mayo de 2026 en el nivel de tensión de 69 kV, se observa que el 62.67 % de las indisponibilidades corresponden a eventos forzados y el 37.33 % a eventos programados. De acuerdo con la Norma Técnica de Mantenimientos, el **Gráfico 1-4** muestra que, dentro de estos eventos programados, el 89.04 % corresponde a mantenimiento programado menor y el 10.96 % a mantenimientos de emergencia.

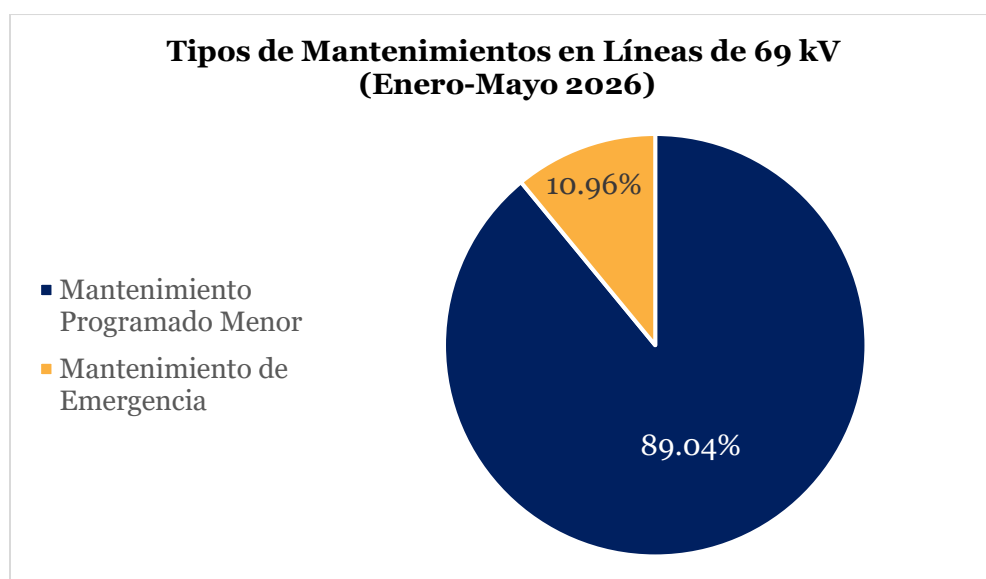


Gráfico 1-4 Tipos de mantenimientos en las líneas de 69 kV (enero-mayo 2026).



1.6.2 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada en líneas de 138 kV

El **Gráfico 1-5** presenta los índices de calidad de indisponibilidad forzada TIF y DIF correspondientes a las líneas de transmisión con mayor incidencia en el nivel de tensión de 138 kV. Al mes de febrero, la única línea fuera de las tolerancias de TIF establecidas en la NT-CT era la línea L516 (TEL–CTE). Sin embargo, al incorporar la información de marzo, abril y mayo de 2026, se observa que las líneas L527 (AGP–SPS), L562 (RNA–MER), L502 (RLN–MER), L503 (PGR–RLN), L504 (VNU–CAR), L524 (PGR–CIR), L528 (SPS–SMT), L539 (END–RGU), L552 (SFE–SUY) y L558 (CYG–AMT) también han superado las tolerancias de TIF, posicionándose entre las once líneas con mayor frecuencia de interrupción.

Asimismo, en relación con el DIF, destaca la línea L554 (SFE–TON), la cual registra únicamente dos indisponibilidades forzadas en el periodo comprendido entre enero y mayo de 2026, manteniéndose dentro de las tolerancias de TIF; no obstante, presenta un elevado valor de DIF asociado a la falla del transformador de corriente 59L54 en la subestación Santa Fe en fecha 26 de abril de 2026, acumulando un total de 2,786 minutos de indisponibilidad a raíz de dicha falla. Adicionalmente, se observa que las líneas L564 (TSZ–BIJ), L526 (AGP–SPS), L527 (AGP–SPS), L539 (END–RGU) y L516 (TEL–CTE) se encuentran dentro de las diez líneas de transmisión con mayor DIF, superando las tolerancias establecidas en la NT-CT.

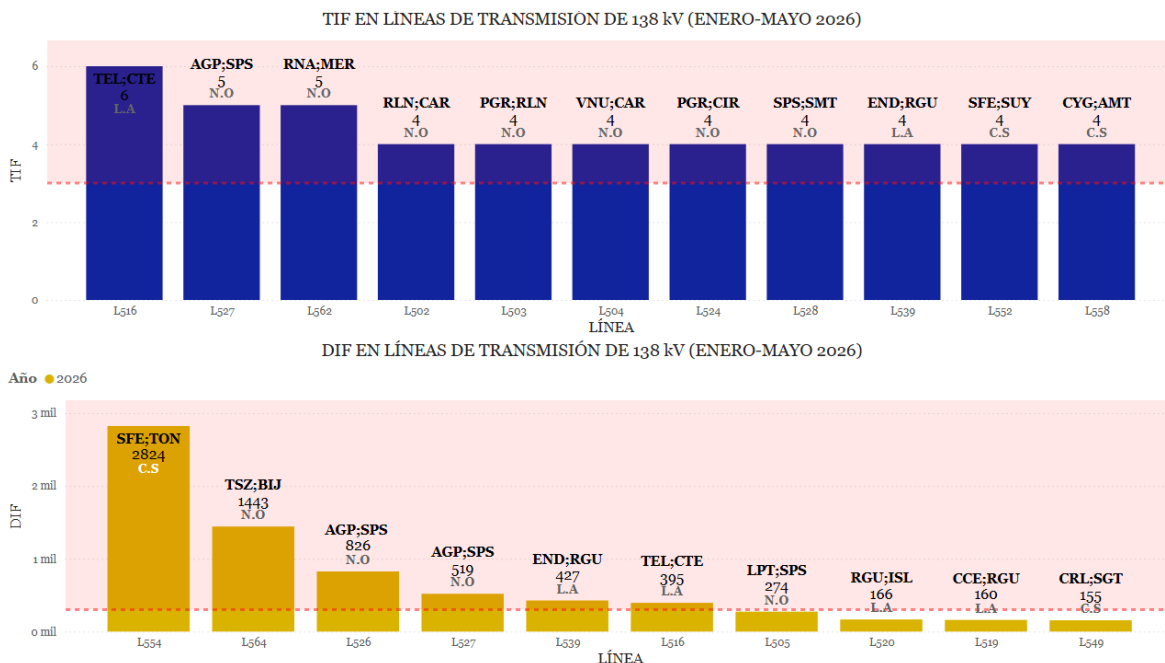


Gráfico 1-5 DIF y TIF en líneas de 138 kV (enero-mayo 2026).

En el **Gráfico 1-6** se muestran las causas de indisponibilidad forzada en las líneas de transmisión de 138 kV, con base en la información correspondiente al periodo de enero a mayo de 2026, reportada por ENEE Transmisión y el CND. De este conjunto, se destacan puntualmente las tres causas más relevantes: en el 50 % de las indisponibilidades forzadas no fue posible identificar la causa, le siguen las indisponibilidades por fallas en equipos de subestación con un 12 %, y las indisponibilidades por consecuencia de línea radial, que representan un 10 % del total.

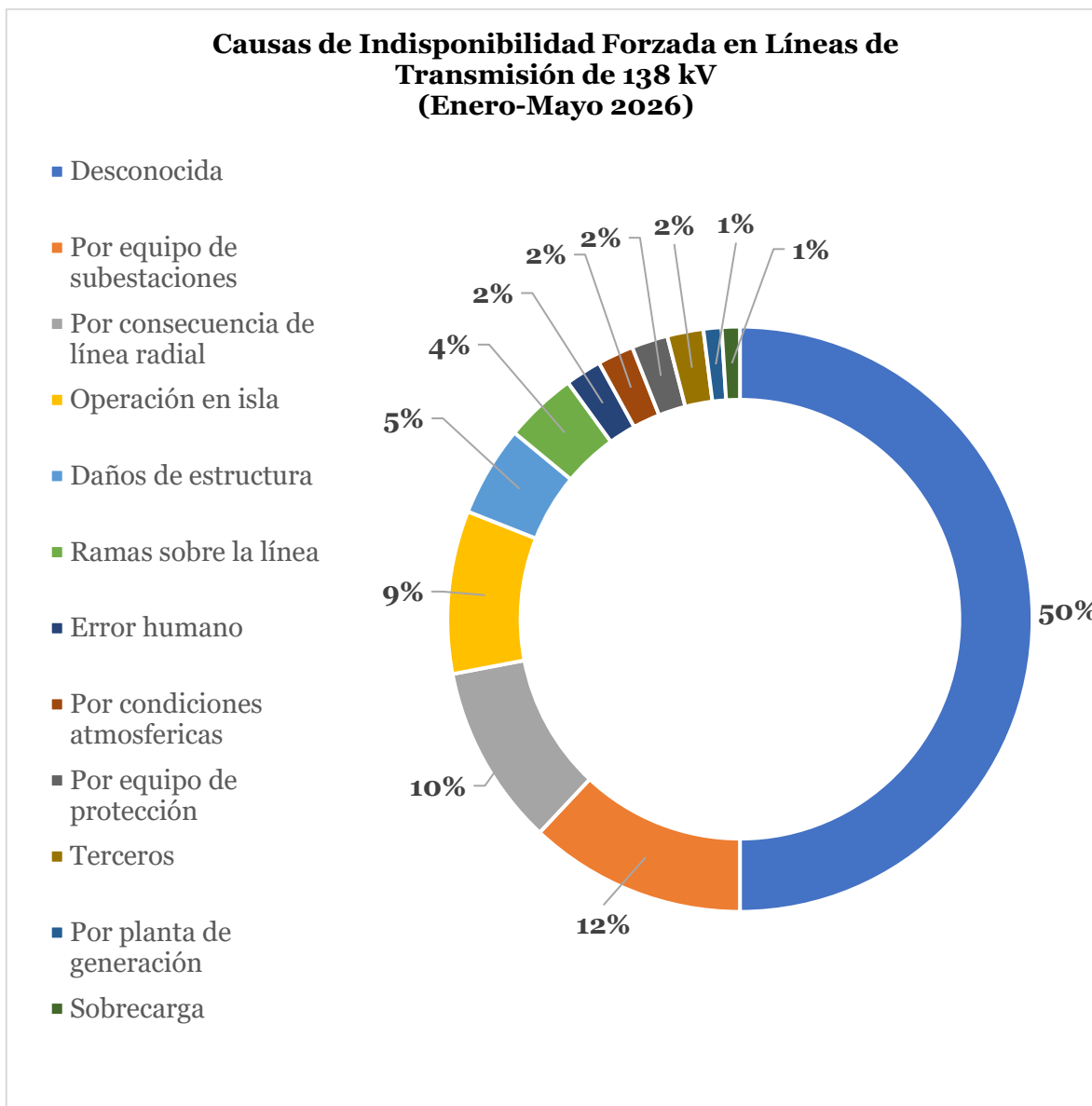


Gráfico 1-6 Causas de indisponibilidad forzada en líneas de transmisión de 138 kV (enero-mayo 2026).

Del análisis realizado en el periodo comprendido de enero a mayo de 2026, se identificó que las líneas de Nor-Occidente (N.O.) presentan la mayor incidencia de indisponibilidades forzadas, concentrando el 61 % del total de las indisponibilidades forzadas registradas en las líneas de 138 kV, seguidas por las de Litoral Atlántico (L.A.) con 23 %, y la región Centro Sur (C.S.) con 16 %, tal como se ilustra en el **Gráfico 1-7**. Asimismo, se determinó que el 99 % de las indisponibilidades forzadas en las líneas de 138 kV reportadas en el periodo de enero



a mayo de 2026 se originaron por fallas propias del sistema de transmisión y el 1 % por fallas propias del sistema de generación.

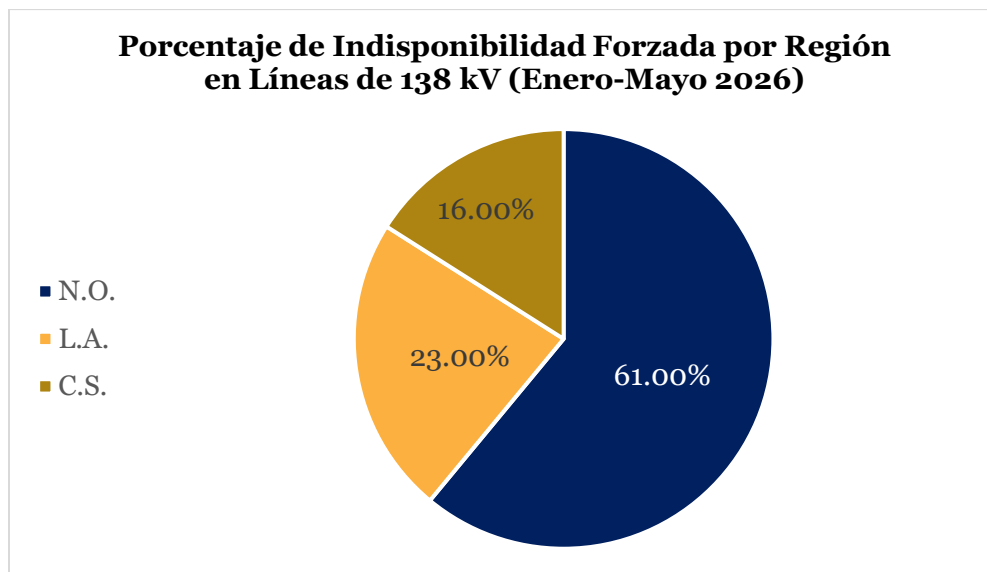


Gráfico 1-7 Porcentaje de indisponibilidad forzada por región en líneas de 138 kV (enero-mayo 2026).

Del análisis de las indisponibilidades del sistema de transmisión, para el período comprendido entre enero y mayo de 2026 en el nivel de tensión de 138 kV, se observa que el 43.29 % de las indisponibilidades corresponden a eventos forzados y el 56.71 % a eventos programados. De acuerdo con la Norma Técnica de Mantenimientos, el **Gráfico 1-8** muestra que, dentro de estos eventos programados, el 99.57 % corresponde a mantenimiento programado menor y el 1.53 % a mantenimientos de emergencia.

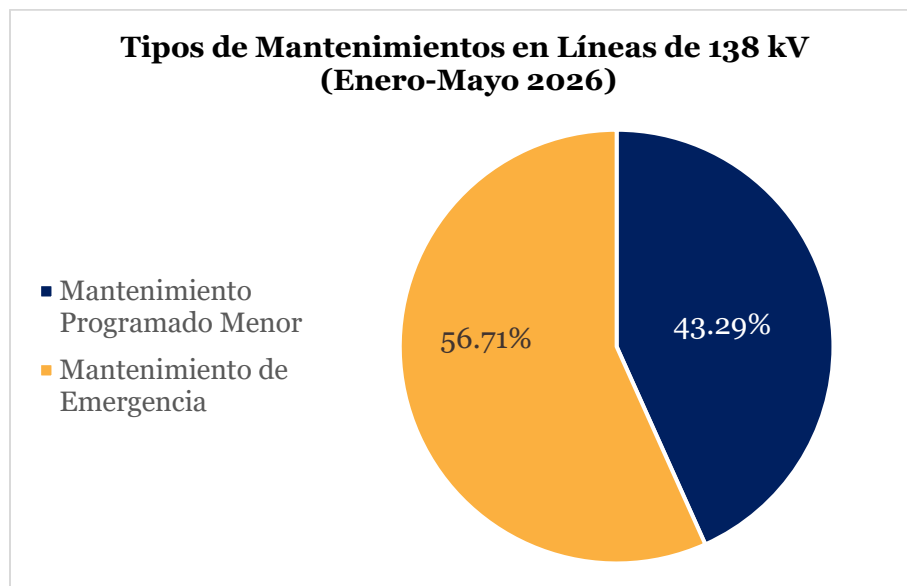


Gráfico 1-8 Tipos de mantenimientos en las líneas de 138 kV (enero-mayo 2026).

1.6.3 Índices de Calidad de Indisponibilidad Forzada en líneas de 230 kV

El **Gráfico 1-9** presenta los índices de calidad de indisponibilidad forzada TIF y DIF correspondientes a las líneas de transmisión con mayor incidencia en el nivel de tensión de 230 kV, de acuerdo con la información reportada en el período comprendido entre enero y mayo de 2026.

Se observa que la línea L650 (JUD–PAT) es la línea de 230 kV con mayor frecuencia de interrupciones, superando las tolerancias anuales del TIF, con un total de 24 indisponibilidades forzadas. De estas, 12 se atribuyen a la planta de generación Patuca, la cual genera oscilaciones de voltaje en esta línea de transmisión.

Asimismo, las líneas L604 (CJN–PGR), L617 (PRD–LEON), L637 (SLU–PRD), L627 (AGC–NNC) y L629 (LEC–PAN) también se encuentran fuera de las tolerancias anuales del TIF establecidas en la NT-CT. En el caso particular de la línea de interconexión internacional L617 (PRD–LEON), se informó en el reporte que 2 de las 4 indisponibilidades forzadas registradas para esta línea de 230 kV se originaron del lado de la subestación León, Nicaragua.

En relación con el DIF, destaca la línea L619 (CDH–PAV), la cual registra únicamente dos indisponibilidades forzadas en el período comprendido entre enero y mayo de 2026, manteniéndose dentro de las tolerancias del TIF. No obstante, presenta un elevado valor de



DIF, asociado a la falla del transformador de corriente fase 69B15-B en la subestación Pavana, ocurrida el 19 de mayo de 2026, acumulando un total de 1,924 minutos de indisponibilidad forzada a raíz de dicho evento.

Adicionalmente, se observa que las líneas L650 (JUD–PAV), L604 (CJN–PGR), L627 (AGC–NNC), L628 (El Salvador–AGC) y L616 (AGF–AGC) se encuentran dentro de las diez líneas de transmisión con mayor DIF, superando las tolerancias establecidas en la NT-CT.

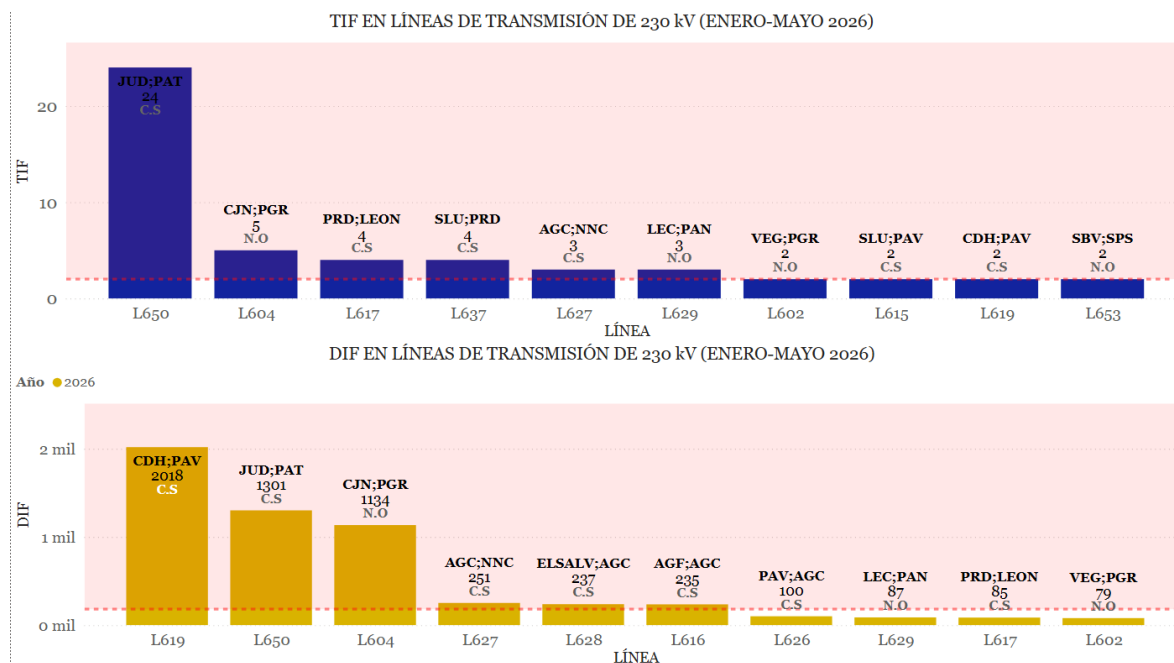


Gráfico 1-9 DIF y TIF en líneas de 230 kV (enero-mayo 2026).

En el **Gráfico 1-10** se muestran las causas de indisponibilidad forzada en las líneas de transmisión de 138 kV, con base en la información correspondiente al periodo de enero a mayo de 2026, reportada por ENEE Transmisión y el CND. De este conjunto, se destacan puntualmente las tres causas más relevantes: en el 44.62 % de las indisponibilidades forzadas no fue posible identificar la causa, le siguen las indisponibilidades por causa de plantas de generación con un 15.38 %, y las indisponibilidades por fallas en equipos de subestaciones, que representan un 12.31 % del total.

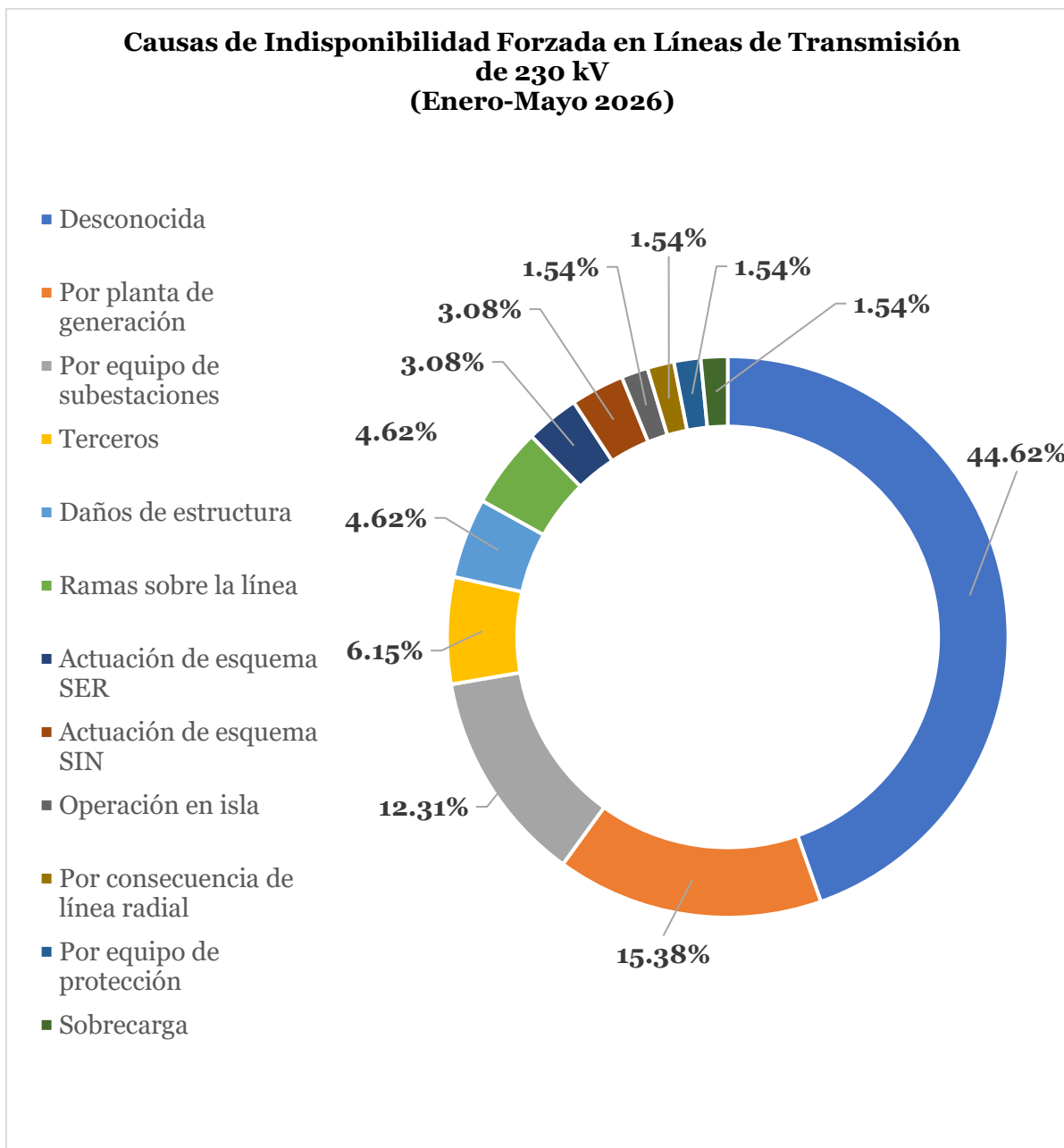


Gráfico 1-10 Causas de indisponibilidad forzada en líneas de transmisión de 230 kV (enero-mayo 2026).

Del análisis realizado en el periodo comprendido de enero a mayo de 2026, se identificó que las líneas de Centro-Sur (C.S) presentan la mayor incidencia de indisponibilidades forzadas, concentrando el 65.52 % del total de las indisponibilidades forzadas registrados en las líneas de 230 kV, seguidas por las de Nor-Occidente (N.O) con 34.48 %, tal como se ilustra en el **Gráfico 1-11**.

Porcentaje de Indisponibilidad Forzada por Región en Líneas de 230 kV (Enero-Mayo 2026)

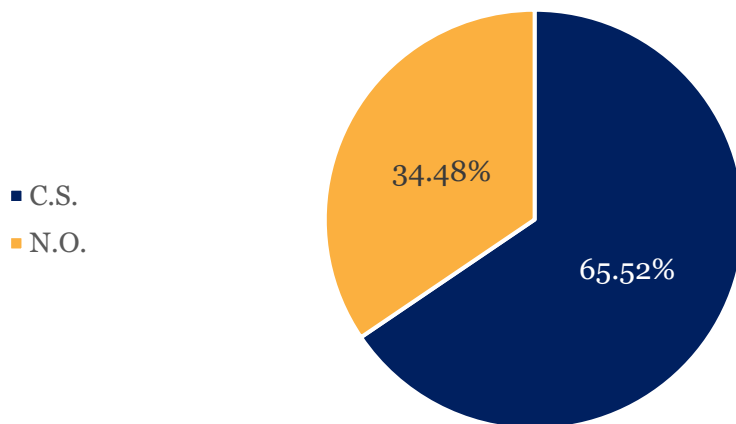


Gráfico 1-11 Porcentaje de indisponibilidad forzada por región en líneas de 230 kV (enero-mayo 2026).

Del análisis de las indisponibilidades del sistema de transmisión, para el período comprendido entre enero y mayo de 2026 en el nivel de tensión de 230 kV, se observa que el 50.78 % de las indisponibilidades corresponden a eventos forzados y el 49.22 % a eventos programados. De acuerdo con la Norma Técnica de Mantenimientos, el **Gráfico 1-12** muestra que, dentro de estos eventos programados, el 79.37 % corresponde a mantenimiento programado menor y el 20.63 % a mantenimientos de emergencia.

Tipos de Mantenimientos en Líneas de 230 kV (Enero-Mayo 2026)

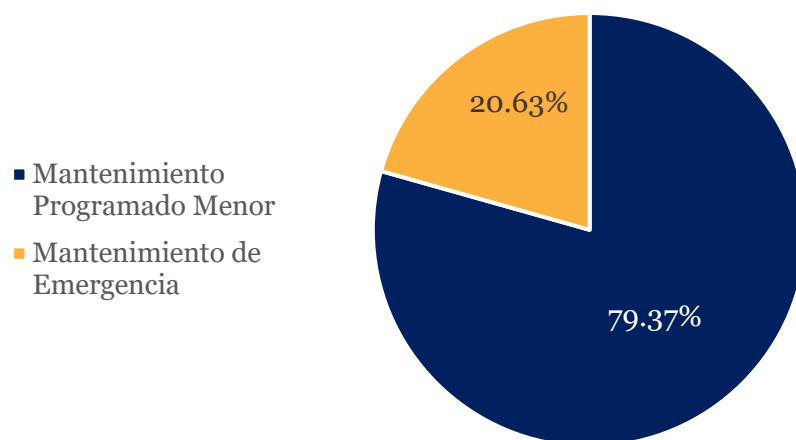


Gráfico 1-12 Tipos de mantenimientos en las líneas de 230 kV (enero-mayo 2026).

1.6.4 Señales entre relevadores y el sistema SCADA.

El CND realizó un levantamiento de todas las señales que no se encontraban mapeadas en el sistema SCADA, identificándose un total de 9,650 señales ausentes, lo que representa el 81 % de las señales correspondientes a relevadores de protección que no pueden ser visualizadas en dicho sistema al mes de mayo de 2026, tal como se ilustra en el **Gráfico 1-13**.

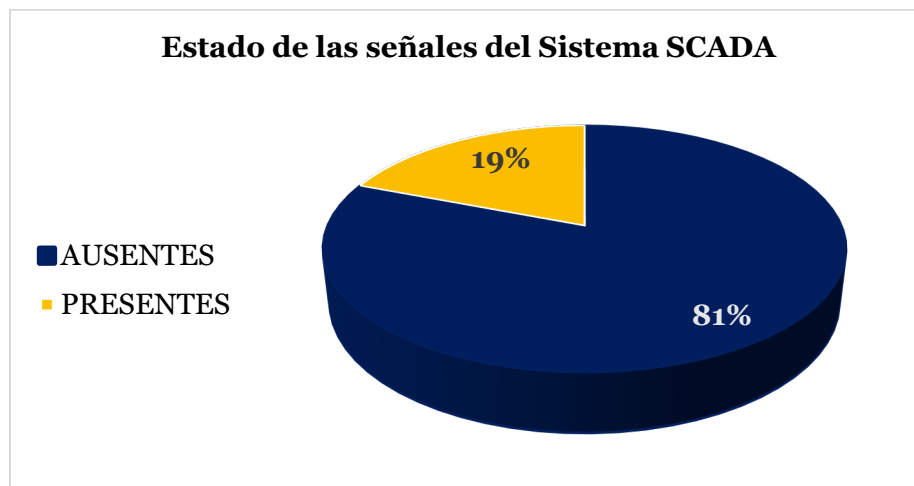


Gráfico 1-13 Estado de las señales de los relevadores del sistema de transmisión en el sistema SCADA a mayo de 2026.

Asimismo, este levantamiento se realizó de manera integral en todas las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), identificándose problemas de comunicación en 72 subestaciones. Esto permitió determinar aquellas que presentan las mayores deficiencias en sus comunicaciones como se ilustra en el **Gráfico 1-14**.

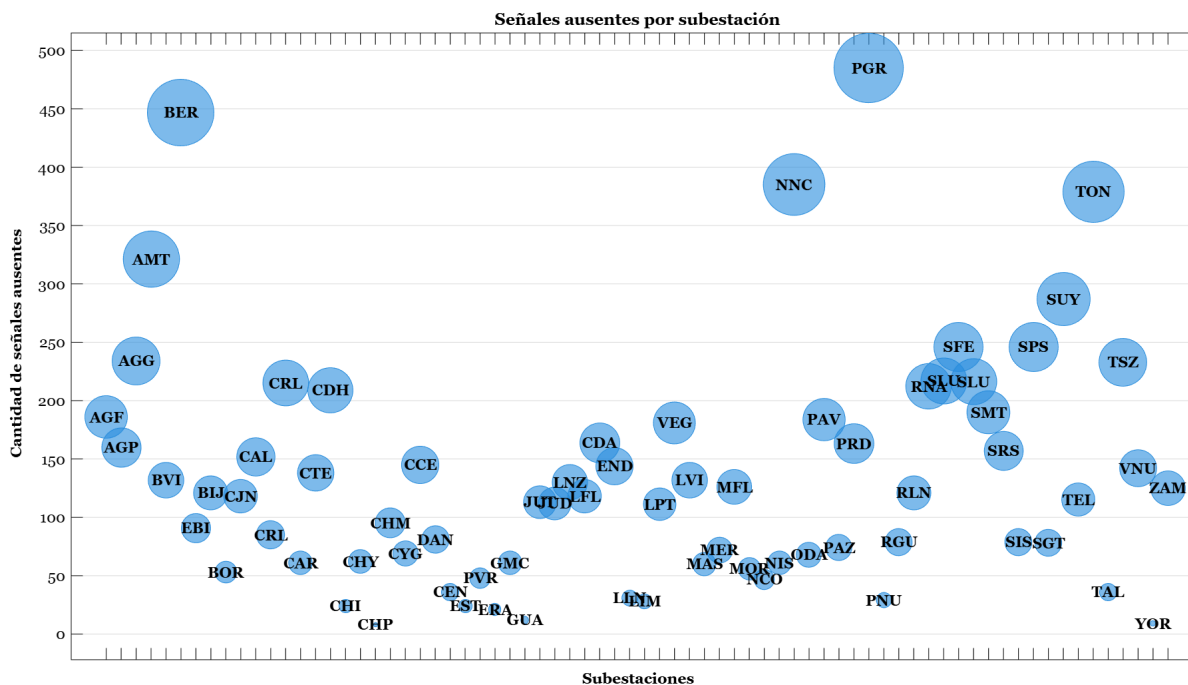


Gráfico 1-14 Señales ausentes por subestación en el sistema SCADA.

Según el reporte del CND, la mayor cantidad de señales ausentes corresponde a las líneas de transmisión, tal como se ilustra en el **Gráfico 1-15**. Esto implica que, ante la indisponibilidad de una línea, las protecciones actúan correctamente; sin embargo, las comunicaciones asociadas a la protección que operó, así como los datos de distancia de la subestación vinculada a la falla, no se visualizan en tiempo real en el sistema SCADA del CND. Esta limitación puede generar retrasos en la atención y gestión de las indisponibilidades del sistema.

Asimismo, en el **Gráfico 1-16** se observa que la mayoría de las señales ausentes corresponden a relevadores de distancia por zonas. Estos relevadores son especialmente críticos en áreas de difícil gestión operativa y líneas de transmisión de gran longitud, ya que permiten identificar con mayor precisión y rapidez la ubicación del punto de falla y facilita una desconexión selectiva aislando solo el tramo afectado.

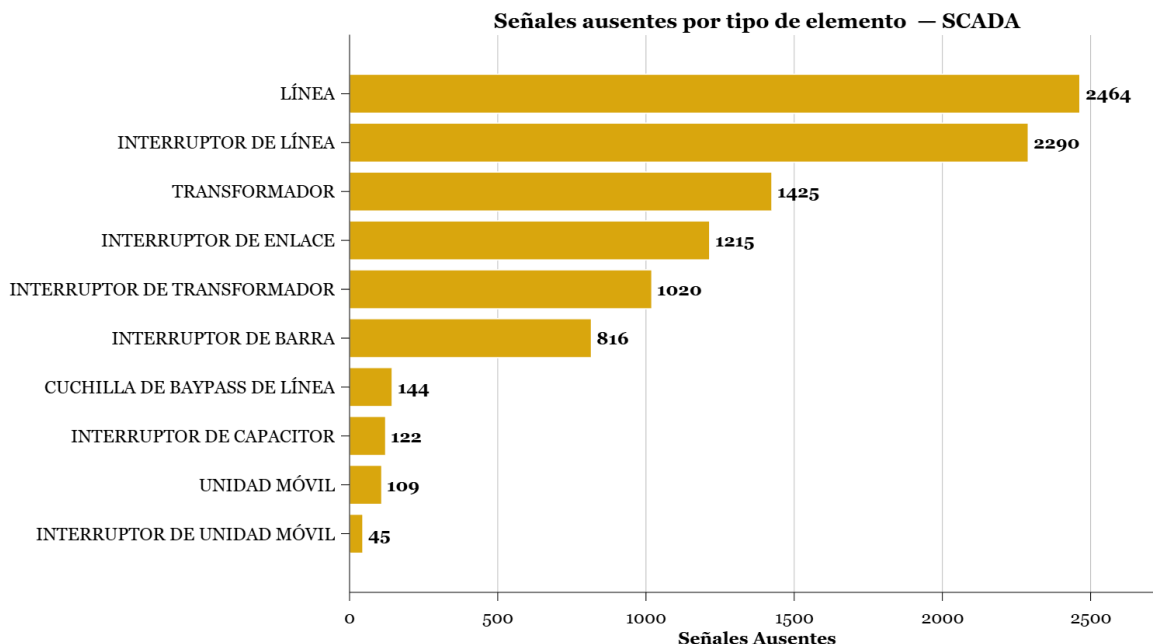


Gráfico 1-15 Señales ausentes por tipo de elemento del sistema de transmisión.

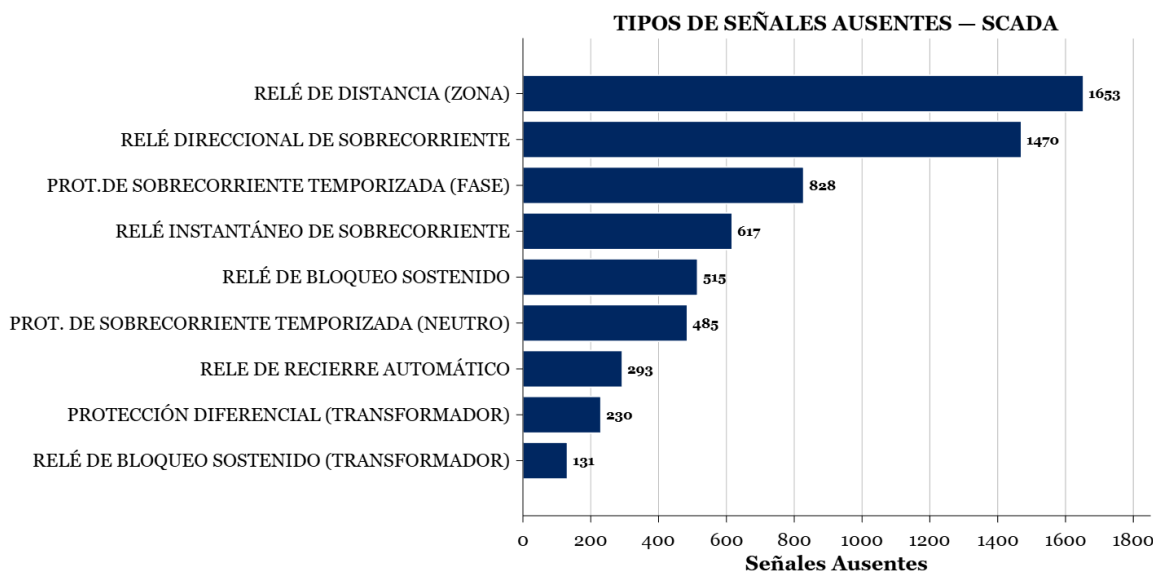


Gráfico 1-16 Tipos de señales ausentes en el SCADA

Con el propósito de mejorar las comunicaciones entre los relevadores y el sistema SCADA, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ha solicitado a la empresa transmisora la elaboración y ejecución de un cronograma de mantenimientos que permita la corrección de las señales por subestación.



En respuesta a lo anterior, ENEE Transmisión ha asumido el compromiso de realizar las acciones de actualización, validación, depuración e integración de las señales de protección asociadas al sistema SCADA del CND en todas sus subestaciones, iniciando en junio de 2026, conforme al cronograma entregado para la primera etapa. Asimismo, se presentarán informes de resultados de manera periódica y se actualizarán los cronogramas de mantenimiento hasta alcanzar la atención del total de las subestaciones, con el objetivo de que esta Comisión pueda fiscalizar el avance y dar seguimiento al proceso de mejora continua.

En este contexto, para la primera etapa se han programado acciones en señales en 11 subestaciones, tal como se ilustra en la **Tabla 1-3**, con una atención prevista de 2,748 señales, lo que representaría una mejora del 28.48 % en las señales ausentes en un período de seis meses.

Mantenimientos Programados				
Subestación	Código de Subestación	Fecha de Inicio	Fecha de Finalización	Numero de Señales por Atender
Aguas Calientes	AGC	01/06/26	08/07/26	234
Amarateca	AMT	09/07/26	31/07/26	321
Bijagual	EBI	03/08/26	31/08/26	91
Chinchayote	CHY	19/08/26	18/09/26	62
Nueva Nacaome	NNC	01/09/26	18/09/26	385
Pavana	PAV	16/09/26	21/10/26	184
Prados	PRD	01/10/26	21/10/26	163
Santa Lucía 1 y 2	SLU	21/10/26	02/11/26	433
Cerro de Hula	CDH	01/11/26	21/11/26	209
Suyapa	SUY	25/11/26	30/12/26	287
Toncontín	TON	14/12/26	30/12/26	379
Total				2748

Tabla 1-3 Cronograma de mantenimientos a señales entre relevadores y el sistema SCADA.

1.6.5 Análisis de las causas de indisponibilidad forzada en el Sistema de Transmisión.

Se analizaron las descripciones detalladas de las indisponibilidades forzadas en el periodo comprendido entre enero y mayo del 2026 y, a partir de ellas, se elaboró una nube de palabras clave, presentada en el **Gráfico 1-17** en la cual se destacan los términos más representativos asociados a las causas de las indisponibilidades del sistema de transmisión. El análisis evidencia que las principales causas están relacionadas con daños en transformadores y estructuras, así como con oscilaciones de voltaje y situaciones de sobrecarga.



Gráfico 1-17 Palabras clave de las causas de indisponibilidades forzadas en la red de transmisión

Se ha identificado que el 40 % del total de las indisponibilidades forzadas reportadas en el sistema, correspondientes a los meses comprendidos entre enero y mayo de 2026, no cuentan con una causa identificada y han sido clasificadas como “desconocidas”, tal como se ilustra en el **Gráfico 1-18** que muestra las mayores causas de indisponibilidad forzada del sistema. Esta situación limita significativamente la toma de decisiones orientadas a la mitigación de las indisponibilidades del sistema de transmisión, al no permitir la identificación de patrones ni la definición de acciones correctivas efectivas.



Causas de Indisponibilidad Forzada en Líneas de Transmisión (Enero-Mayo 2026)

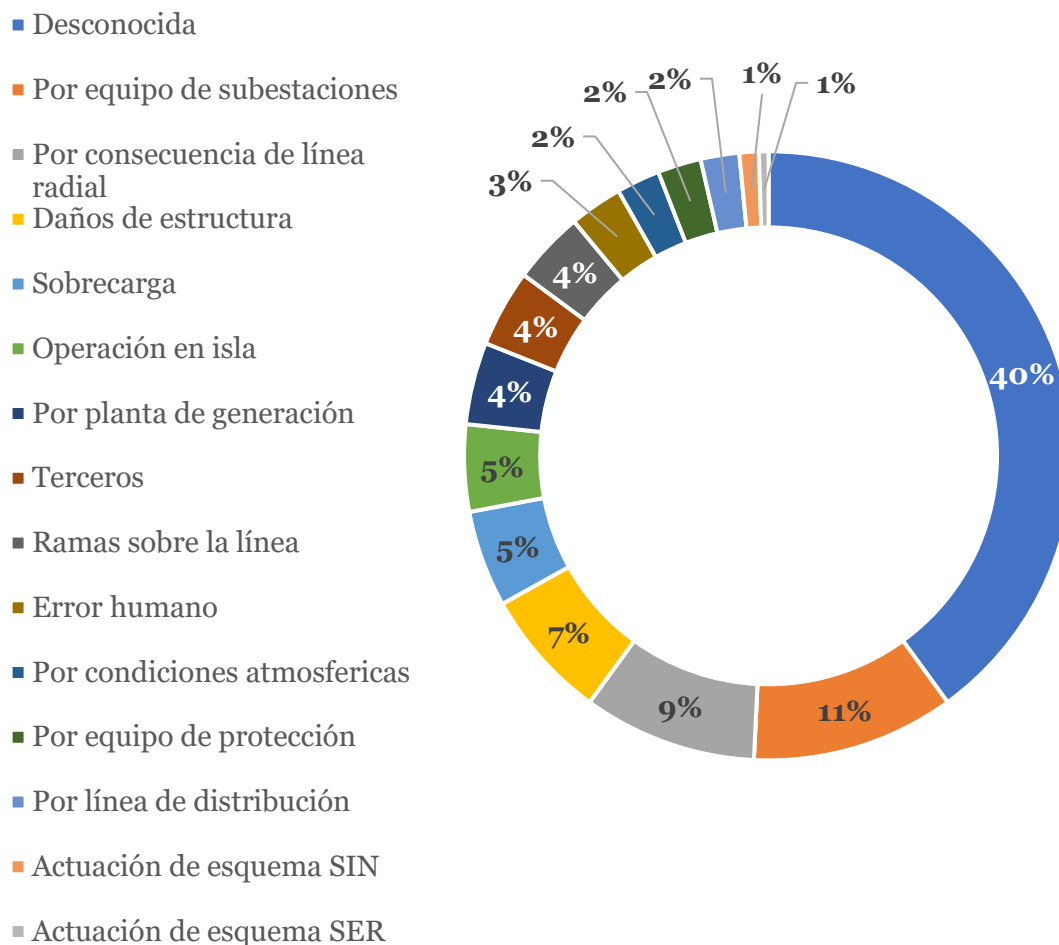


Gráfico 1-18 Mayores causas de indisponibilidades forzadas de las líneas de transmisión

Del total de las indisponibilidades forzadas clasificadas como desconocidas (40 %), el 55.77 % se concentran en la región Nor-Occidente (N.O.), el 25.64 % en Litoral Atlántico (L.A.) y el 18.59 % en la región Centro Sur (C.S.) tal como se ilustra en el **Gráfico 1-19**.

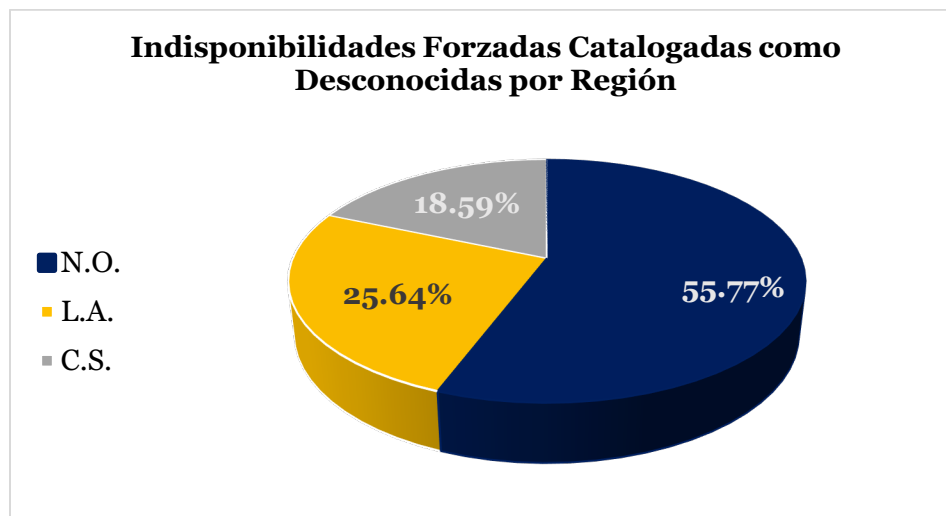


Gráfico 1-19 Indisponibilidades forzadas catalogadas como desconocidas por región en el sistema de transmisión.

1.7 CONCLUSIONES

1. El análisis de los índices de Indisponibilidad Forzada (TIF y DIF) evidencia que, al mes de mayo, una proporción significativa de las líneas de transmisión en los niveles de 69 kV, 138 kV y 230 kV supera las tolerancias anuales establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT), lo que refleja debilidades persistentes en la confiabilidad del sistema de transmisión.
2. Se continúa observando que una alta proporción de indisponibilidades forzadas carece de causa plenamente identificada, superando el 40 % en todos los niveles de tensión analizados, lo cual limita la correcta atribución de responsabilidades y la formulación de acciones correctivas efectivas.
3. La problemática identificada en las comunicaciones entre los relevadores de protección y el sistema SCADA del CND, con un 81 % de señales ausentes, constituye una limitación operativa crítica que incide directamente en el incremento de la duración de las indisponibilidades y en la capacidad de atención oportuna de las fallas.
4. El levantamiento integral de señales realizado por el CND, junto con el cronograma de trabajo definido por ENEE Transmisión para la atención de esta problemática, constituye un avance significativo en la mejora de la observabilidad y de la gestión operativa del sistema de transmisión. La implementación de la primera etapa del cronograma permitirá reducir en un 28.48 % el total de señales ausentes en un



período estimado de seis meses, fortaleciendo la capacidad de monitoreo, análisis y atención oportuna de las indisponibilidades.

5. La fiscalización del Plan Anual de Mantenimientos 2026 confirma la necesidad de alinear las actividades de mantenimiento e inversión con los activos de mayor incidencia, a fin de lograr mejoras sostenibles en la calidad técnica del servicio.

1.8 RECOMENDACIONES

1. Requerir a ENEE Transmisión el fortalecimiento del análisis técnico de causas raíz de las indisponibilidades forzadas, asegurando que el porcentaje de eventos sin causa identificada se reduzca progresivamente hasta niveles aceptables conforme a buenas prácticas internacionales.
2. Priorizar la ejecución de mantenimientos correctivos y preventivos en las líneas de transmisión que superan las tolerancias de TIF y DIF.
3. Fortalecer los procesos de identificación, análisis y documentación de las causas de las indisponibilidades del sistema, con el propósito de atribuir correctamente las responsabilidades conforme al marco normativo vigente y definir acciones correctivas y preventivas efectivas orientadas a la reducción de recurrencias y a la mejora sostenida de la calidad del servicio de transmisión.
4. Enfocar las actividades de mantenimiento y corrección de señales, priorizando subestaciones y líneas estratégicas del sistema de transmisión, en particular aquellas asociadas a relevadores de distancia y a líneas de gran longitud o de difícil acceso, así como la atención prioritaria de las señales esenciales en todas las regiones, a fin de mejorar la capacidad de supervisión, localización de fallas y respuesta operativa del sistema.
5. Consolidar el uso del formato unificado de reporte de indisponibilidades, asegurando la consistencia, trazabilidad y calidad de la información incorporada a la Base de Datos Regulatoria (BDR).
6. Orientar las inversiones hacia los activos con mayores niveles de obsolescencia y necesidad de reemplazo o reforzamiento estructural, priorizando aquellos que generan mayores afectaciones a la continuidad y confiabilidad del sistema, conforme a su impacto reflejado en los indicadores de calidad del servicio.



1.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar seguimiento periódico, por parte de la CREE, al cumplimiento del cronograma de corrección de señales SCADA.	Informes	Evaluación de informes y supervisión.	Trimestralmente	En proceso
2	Requerir la actualización y validación de los planes de trabajo para líneas con alta incidencia, incluyendo cronogramas, costos estimados y metas claras.	Informes	Evaluación de informes y supervisión.	Julio 2026	En proceso
3	Supervisar la ejecución efectiva del Plan Anual de Mantenimiento 2026.	Informes	Evaluación de informes y a través de la mejora en líneas atendidas.	Trimestralmente	En proceso
4	Revisión de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión.	Informe	Oficio	Septiembre 2026	En proceso

P12 - PF3 - PI02

INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



**GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS**
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2. INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

2.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe desarrolla la fiscalización de la calidad técnica del servicio y la calidad comercial del servicio proporcionados por la Empresa Distribuidora que opera en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante la evaluación de los índices regulatorios aplicables. En el marco de las actividades ejecutadas durante el segundo trimestre de 2026, esta Comisión inició acciones orientadas al fortalecimiento del mecanismo de intercambio de información con la ENEE, con el propósito de establecer un vínculo operativo que permita la remisión íntegra, segura y periódica de la información y de los resultados de la evaluación de la calidad del servicio proporcionada a sus usuarios, conforme a las obligaciones establecidas en la normativa vigente.

Históricamente, la información ha sido remitida mediante oficios y formatos definidos por esta Comisión; sin embargo, este mecanismo ha presentado inconsistencias que afectan la trazabilidad, integridad y gestión de la información utilizada en el proceso de fiscalización. En ese contexto, durante el segundo trimestre se retomó el proyecto de bases de datos regulatorios y se iniciaron las acciones necesarias para fortalecer el proceso de intercambio de información con la ENEE, buscando que la empresa distribuidora remita los resultados de la evaluación de la calidad del servicio en los términos y condiciones previstos en la regulación. Estas acciones tienen como finalidad optimizar el proceso de revisión y fiscalización que realiza la CREE sobre los resultados reportados por la distribuidora, fortaleciendo la confiabilidad, consistencia y trazabilidad de la información utilizada en el seguimiento regulatorio.

Las actividades desarrolladas en el segundo trimestre conforman la base para establecer un proceso adecuado de transferencia de información. Estas incluyen la realización de mesas de trabajo conjuntas entre la CREE y la ENEE a través de las cuales se han definido y socializado las metodologías y formatos de intercambio de datos, en concordancia con las disposiciones establecidas en la legislación vigente y las normativas aplicables.



2.2 OBJETIVOS

El presente documento tiene como objetivo presentar los resultados de las acciones realizadas para la supervisión de la calidad de la red de distribución operada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con énfasis en la evaluación de la calidad técnica del servicio y de la calidad comercial del servicio, conforme a los criterios y disposiciones regulatorias aplicables.

2.2.1 *Objetivos específicos:*

1. Definir la metodología para la transferencia de información asociada a la calidad técnica del servicio, asegurando criterios de integridad, consistencia, seguridad y periodicidad en el intercambio de datos.
2. Identificar y delimitar los aspectos críticos y regulatorios necesarios para el desarrollo de la fiscalización de la calidad del servicio en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), a fin de fortalecer la evaluación técnica, la trazabilidad de la información y la verificación del cumplimiento normativo.
3. Evaluar los índices de calidad de la Gestión Comercial y Gestión de la Calidad de la Atención de Usuarios correspondiente al periodo comprendido hasta el segundo trimestre de 2026 con base a la información proveída por la ENEE mediante sus Informes de Gestión UTCD.
4. Identificar las oportunidades de mejora en la Gestión Comercial y Gestión de la Calidad de la Atención de Usuarios acorde a lo establecido en la NT-CD.

2.3 MARCO LEGAL

Entre las disposiciones legales, reglamentarias y procedimientos técnicos asociados al desarrollo de las actividades de inspección descritas en el presente informe se identificó:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto Legislativo 404-2013, publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo 46-2022, establece que su objeto es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad



en el territorio de la República de Honduras. Asimismo:

- a. Define en su artículo 8, literal A, que la continuidad del servicio público de energía eléctrica es esencial, por lo cual el Estado supervisará la operación del subsector a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), estando obligadas las empresas o usuarios regulados por esta Ley a proporcionarle a ésta toda la información que les requiera para tal fin.
 - b. Establece en su artículo 8, literal B, que la Secretaría, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar la intervención de cualquier empresa de distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.
 - c. Establece en su artículo 4, que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos de las normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.
 - d. En su artículo 15, literal k, establece lo siguiente:
 - i. Las empresas distribuidoras y transmisoras tendrán derecho a incluir en sus tarifas un componente razonable que les permita recuperar el monto esperado de las compensaciones que tendrán que pagar a los usuarios si la calidad del servicio que prestan correspondiera exactamente a la norma de calidad aplicable.
2. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución, publicada mediante acuerdo CREE-50-2021:
- a. Establece, en el artículo 11, literal A, romano iii, que durante la Etapa 1 de aplicación debe implementarse el 100 % del registro de maniobras, considerando los interruptores de línea y reconectores que cuenten con comunicación con el centro de control.
 - b. Dentro de las disposiciones general de la NT-CD se establece en artículo 45 que para la evaluación de los índices de Calidad Técnica del Servicio las Empresas Distribuidoras deben de contar con los sistemas informáticos establecidos en la presente Norma Técnica, de forma que se posibilite el registro de cada una de



- las interrupciones, su duración y los usuarios afectados.
- c. Se establece en Artículo 46 en el cual se desarrolla lo relacionado al Período de Control, el control de la Calidad Técnica del Servicio la cual se llevará a cabo en periodo semestrales continuos.
 - d. En el artículo 46 también establece que la información de la vinculación de usuarios activos y la red de distribución en condiciones de operación estable de la red deberá analizada de manera mensual por las Empresas Distribuidoras. En vista de lo anterior, las empresas deberán presentar a la CREE dicha información a más tardar el quinto (5) día hábil de cada mes a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes a cada periodo de control.
 - e. Establece en su artículo 59, las disposiciones para la evaluación de la Calidad Comercial del Servicio brindado por las Empresas Distribuidoras según los estándares definidos en esta Norma Técnica donde se evaluarán los siguientes aspectos:
 - i. Calidad de la gestión comercial, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus usuarios de forma global.
 - ii. Calidad de la atención al Usuario, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios de forma individual.
 - f. Establece en su artículo 60, que el control de la calidad de la gestión comercial y atención al Usuario se hará mediante el sistema de control de solicitudes y reclamos, sin embargo, la CREE podrá establecer otros medios de ser necesario.
 - g. Establece en su artículo 61, que el control de la Calidad Comercial del Servicio se llevará a cabo en períodos anuales para la Gestión Comercial y períodos semestrales para la atención al Usuario.
 - h. Establece en su artículo 62, que las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a sus Usuarios en función de las disposiciones establecidas en la presente Norma Técnica por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad Comercial del Servicio.



- i. Establece en su artículo 63, que los canales de atención son todos los medios que las Empresas Distribuidoras ponen a disposición de sus Usuarios para recibir sus reclamos, consultas, solicitudes u otros requerimientos. Estos pueden ser presenciales, web, centros de atención telefónicos/call centers, correos electrónicos, redes sociales y cualquier otro medio habilitado para el ingreso de reclamos, quejas, solicitudes u otros requerimientos.
La atención debe realizarse ininterrumpidamente las 24 horas del día, incluyendo domingos y días feriados.
- j. Establece en su artículo 64, los indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y de evaluación general de las Empresas Distribuidoras:
 - a. Indicador de eficiencia del servicio comercial.
 - b. Indicador de eficacia del servicio comercial.
 - c. Indicador de oportunidad del servicio comercial.
- k. Establece en su artículo 65, los índices sancionables de calidad de la gestión comercial, para evaluar la calidad brindada por las empresas distribuidoras a sus usuarios.
 - d. Indicador de reclamos.
 - e. Tiempo promedio de resolución.
 - f. Porcentaje de facturación promediada.
 - g. Falta de notificación por interrupción programada.
- l. Establece en su artículo 66, las tolerancias en calidad de la gestión comercial.
- m. Establece en su artículo 67, que las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus usuarios activos al final del periodo de control cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de la calidad de gestión comercial.
- n. Establece en su artículo 68, que las empresas distribuidoras no podrán emitir más de dos facturas con consumo promediado a un usuario durante cada periodo de control, pudiendo estas ser o no consecutivas.
- o. Establece en su artículo 69 que, cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecidas en la presente norma técnica, la empresa distribuidora deberá compensar a los usuarios afectados durante cada periodo de control.



2.4 ANÁLISIS REGULATORIO

La normativa establece que el suministro de energía eléctrica es un servicio público esencial, cuya continuidad debe ser garantizada en todo momento. En este sentido:

- La CREE actúa como ente supervisor del subsector eléctrico.
- Las empresas reguladas están obligadas a proporcionar toda la información requerida para fines de control y supervisión.

Este principio configura una obligación permanente de desempeño para las empresas distribuidoras, quienes deben garantizar la prestación continua del servicio y asegurar la transparencia operativa ante el ente regulador.

2.4.1 Intervención estatal por incumplimiento (Artículo 8, literal B – LGIE)

Prevía opinión de la CREE, la Secretaría puede acordar la intervención de empresas distribuidoras cuando su desempeño:

- Amenace la continuidad del servicio, o
- Comprometa la seguridad del sistema eléctrico.

El incumplimiento de estándares de calidad no solo genera sanciones económicas, sino que puede derivar en medidas extraordinarias de intervención, evidenciando el alto nivel de exigencia regulatoria.

2.4.2 Obligación de cumplimiento normativo (Artículo 4 – LGIE)

Las empresas del subsector están obligadas a:

- Cumplir las normas de calidad del servicio
- Dar cumplimiento a todas las disposiciones legales y reglamentarias aplicables
- Ejecutar dichas obligaciones en tiempo y forma

La exigencia normativa no solo se limita al cumplimiento técnico, sino también a la oportunidad en la ejecución, lo cual implica responsabilidad en procesos operativos, administrativos y de reporte.

2.4.3 Reconocimiento tarifario de la calidad (Artículo 15, literal k – LGIE)

La ley establece que las empresas distribuidoras pueden incorporar en la tarifa un componente para cubrir el costo de compensaciones a los usuarios por mala calidad del servicio.

Este mecanismo introduce un esquema de regulación por incentivos, donde:

- El cumplimiento de la calidad permite recuperar costos esperados
- El incumplimiento implica mayores compensaciones impacto financiero negativo.

2.4.4 Regulación técnica de la calidad del servicio (NT-CD)

La norma establece la obligación de implementar sistemas informáticos para el registro de interrupciones que permita:

- Registrar cada interrupción, duración del evento, usuarios afectados.
- Ejecutar el 100 % del registro de maniobras en equipos con comunicación al centro de control.

Se establece un requerimiento de trazabilidad total del sistema eléctrico, lo cual implica:

- Eliminación de registros no verificables
- Necesidad de plataformas integradas (SCADA, GIS)

2.4.5 Medición de la calidad técnica (Artículo 45)

La evaluación de la calidad del servicio se fundamenta en indicadores técnicos de desempeño calculados con base en información registrada en sistemas oficiales. La calidad del servicio es transformada en un concepto cuantificable y auditable, permitiendo:

- Evaluación objetiva
- Comparabilidad entre periodos
- Aplicación de penalizaciones automáticas

2.4.6 Periodo de control (Artículo 46)

Se establece que el control de la calidad técnica se realiza en periodos semestrales continuos.

Este esquema permite:

- Consolidar datos con representatividad estadística
- Evaluar el desempeño operativo de manera estructurada



No obstante, requiere monitoreo interno continuo para evitar desviaciones acumuladas.

2.4.7 Obligación de reporte mensual

Las empresas distribuidoras deben de analizar mensualmente la vinculación entre usuarios activos y la red de distribución en condiciones estables. Asimismo, deben presentar la información ante la CREE en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles de cada mes. Este requerimiento establece un sistema de supervisión continua, permitiendo:

- Validación de datos utilizados en el cálculo de indicadores
- Identificación temprana de inconsistencias
- Control sobre la correcta asignación de interrupciones a usuarios

2.5 ANTECEDENTES

2.5.1 Calidad técnica del Servicio

La información presentada en este informe expone la metodología desarrollando para evaluar la aplicación de la NT-CD, detallando el proceso empleado para el proceso de transferencia de información requerida a la empresa distribuidora.

A continuación, se presentan los antecedentes y hechos asociados al presente informe:

En fecha 28 de noviembre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) solicitó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a través de la Unidad Técnica de Calidad de Distribución (UTCD), la realización de una reunión en el marco de la Orden de Inspección CREE-033-2024. Esta actividad tuvo como propósito dar seguimiento al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR), concebido inicialmente como un mecanismo para fortalecer la comunicación entre las partes y sustituir el esquema manual de solicitudes mediante oficios por un proceso más fluido, estructurado y eficiente.

Durante dicha reunión la CREE se presentó el Proyecto de Base de Datos Regulatorios con el propósito de introducir un mecanismo que facilitara el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la entrega, disponibilidad y gestión de la información requerida.

Asimismo, en el desarrollo de la inspección, se procedió a la revisión de los elementos solicitados, incluyendo el acceso a la red privada virtual (VPN) y la verificación de la base de datos previamente requerida. El equipo fiscalizador realizó la evaluación correspondiente



con el fin de constatar que la información estuviera completa y en concordancia con los criterios técnicos y regulatorios establecidos.

Durante el proceso de enlace y transferencia de información para la Base de Datos Regulatoria, se mantuvo un monitoreo continuo con el objetivo de asegurar que la información fuera remitida conforme a las especificaciones inicialmente establecidas. No obstante, debido a una actualización en el acceso a la red privada virtual (VPN), fue necesario gestionar nuevamente los accesos y solicitudes correspondientes, incorporando además ciertas modificaciones identificadas durante el desarrollo del proceso.

Posteriormente, el 11 de agosto de 2025, se sostuvo una reunión con personal de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), a través de la Unidad Técnica de Calidad de Distribución (UTCD), en la cual se destacó la importancia de restablecer el acceso a la red privada para dar continuidad al proceso de implementación de la base de datos. Asimismo, se enfatizó que el objetivo principal de este proceso es automatizar la transferencia de información, eliminando la necesidad de realizar solicitudes mediante oficios o comunicaciones vía correo electrónico.

En fecha 24 de abril de 2026, se restablecieron los accesos para el personal autorizado y se realizó la revisión de la base de datos existente. Como resultado de esta evaluación, se identificó la necesidad de actualizar tanto la información disponible como los formatos utilizados, con el propósito de adecuarlos a las necesidades operativas actuales y a los requerimientos regulatorios aplicables.

Respecto a la calidad técnica del servicio, se trabajó en la incorporación de nuevas columnas orientadas al cálculo de los indicadores correspondientes, conforme a la normativa vigente. Para ello, se desarrollaron las modificaciones necesarias y se solicitó una reunión con los equipos técnicos de la CREE y la ENEE, programada para el 16 de junio de 2026, con el objetivo de definir los campos y variables que formarían parte del proceso de gestión de información. Durante dicha reunión se abordaron los aspectos relacionados con la estructura de la base de datos y los requerimientos técnicos para su desarrollo. Posteriormente, se determinó la necesidad de realizar una nueva reunión para tratar específicamente la vinculación usuario-red, proceso que permitirá llevar un control de los indicadores asociados a cada usuario conectado a la red de distribución.



2.5.2 Calidad Comercial del Servicio

Con el objetivo de contar con la información necesaria para poder realizar los cálculos de los indicadores de la calidad de la gestión comercial y de la calidad de la atención de los usuarios, así como evaluar el cumplimiento de los niveles de calidad establecidos en la Norma Técnica de Calidad, la CREE inicio el proyecto de la Base de Datos Regulatoria.

El 5 de noviembre 2024, la CREE notificó a la ENEE mediante la orden de inspección CREE-033-2024 que la ENEE iba a ser objeto de una inspección de seguimiento del proyecto BDR el 28 de el mismo mes.

La inspección tuvo una duración de alrededor de un día y medio, durante los cuales se obtuvieron accesos al servidor de las bases de datos durante la tarde del primer día, presentando los hallazgos de la revisión el 29 de noviembre, se realizaron los comentarios, correcciones y se plasmaron los compromisos por ambas partes.

El 10 de diciembre de 2024 la CREE remite el acta de inspección y verificación a la gerencia general y gerencia de distribución de la ENEE.

El 13 de diciembre se remitió el oficio CREE-691-2024 solicitando la actualización de la estructura de datos.

El 8 de enero de 2025 se convocó una reunión con todas las partes involucradas previo al comienzo del proceso administrativo con fin de dar seguimiento a al proyecto, sin embargo, se sostuvieron conversaciones durante el 8 de enero y el 21 de enero debido a reprogramaciones de la reunión convocada.

Durante la semana del 8 de junio a 12 de junio se revisó la estructura e información de la base de datos, la cual la ENEE ha proporcionado acceso a fin de proveer la información necesaria para los procesos de cálculo y análisis de los indicadores de calidad establecidos en la NT-CD, con el fin de evaluar el estado de la información proveída y la evaluar si es necesario actualizar las estructuras de datos.

El 16 de junio de 2026 se realizó una reunión con todas las partes involucradas con fin de dar a conocer los hallazgos encontrados en el proceso de revisión, y solicitar los cambios requeridos para dar continuidad al proyecto BDR con la finalidad de poder contar con la información necesaria para los cálculos y análisis de los indicadores de calidad.



2.6 PROCEDIMIENTO

Dentro de la normativa aplicable a la calidad del servicio de distribución se establecen tres aspectos fundamentales para la evaluación de la Calidad del Servicio en los sistemas de distribución: Calidad del Producto, Calidad Técnica del Servicio y Calidad Comercial del Servicio.

La Calidad del Producto corresponde a una medida implementada por la empresa distribuidora y supervisada exclusivamente por la CREE. En este ámbito se evalúan los índices penalizables y no penalizables de Calidad del Producto, así como los indicadores que miden la incidencia de los usuarios y consumidores calificados. No obstante, el análisis de este aspecto no se desarrolla en el presente informe.

En relación con la Calidad Técnica del Servicio, esta evaluación se centra en la continuidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios. En el presente informe se pone especial énfasis en la información necesaria y el procedimiento para el cálculo de los indicadores globales de continuidad.

Finalmente, la Calidad Comercial del Servicio se evalúa con el propósito de garantizar a los usuarios una atención oportuna, expedita, adecuada e integral. Para ello, se analizan dos componentes principales: la calidad de la gestión comercial y la calidad de la atención al usuario, conforme a los lineamientos establecidos en la normativa vigente.

La **Imagen 2-1** muestra el diagrama de flujo del proceso de análisis de información para calcular los indicadores de Calidad según lo establecido en la Norma Técnica.

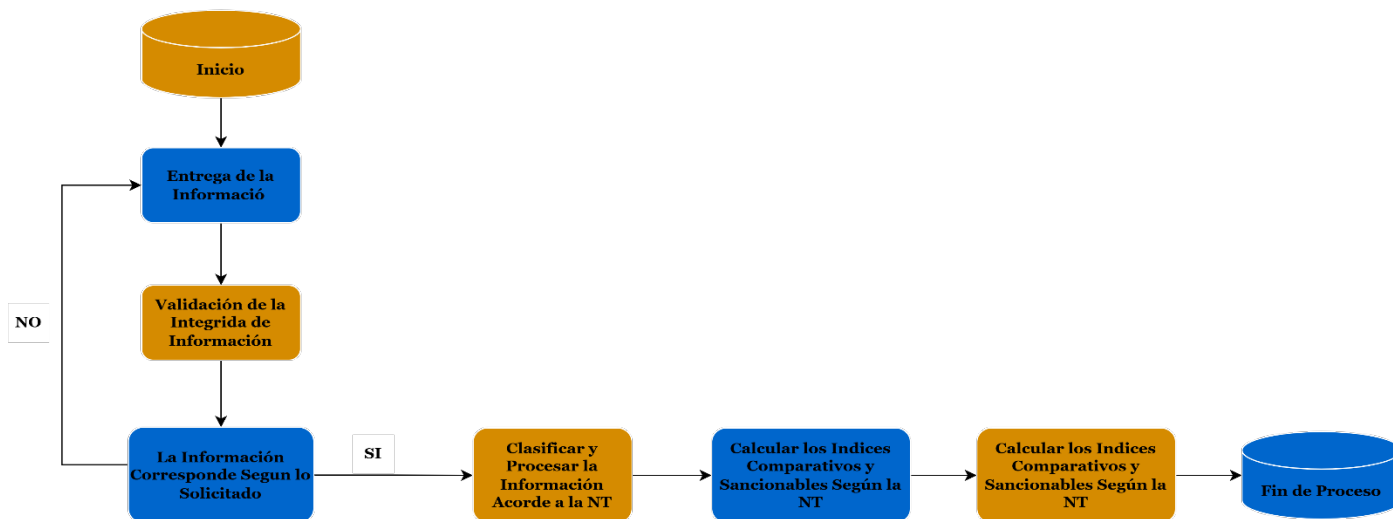


Imagen 2-1: Diagrama de flujo del proceso de análisis información para el cálculo de los Indicadores de Calidad. (fuente: propia)

El proceso para el cálculo de los indicadores inicia con la entrega de información por parte de la empresa distribuidora. Una vez recibida la información, se verifica su integridad y comprueba que corresponda a lo solicitado. Posteriormente, los datos son clasificados conforme a los criterios establecidos en la normativa aplicable y, con base en dicha clasificación, se efectúa el cálculo de los indicadores correspondientes. Este flujo de trabajo permite identificar claramente el punto de inicio y el punto final del proceso. Sin embargo, dentro de este flujo existe una etapa intermedia fundamental que determina el correcto desarrollo del proceso: la entrega de la información.

Este paso constituye un elemento clave, ya que a partir de la calidad, oportunidad y completitud de la información entregada se define el curso que seguirá el proceso hasta su finalización. Una adecuada entrega de la información permite que las etapas subsiguientes, como la validación de integridad, la clasificación y el cálculo de indicadores, se realicen de manera eficiente y conforme a lo establecido en la normativa técnica (NT).

Por tal motivo, en el presente informe se centrará la atención en el proceso de Entrega de la Información, analizando su impacto, condiciones, y su influencia directa en la correcta ejecución de las fases posteriores del proceso.

2.6.1 Evaluación de la calidad técnica del servicio

Para abordar la evaluación de la calidad técnica del servicio es necesario entender la importancia de la información requerida sobre el registro de interrupciones en el sistema de distribución. Entre los datos solicitados se incluyen los códigos de equipos, tipos de equipo, fecha/hora de apertura y cierre de las interrupciones, su duración, el número de usuarios afectados, las subestaciones involucradas, la región, las pérdidas de generación, el origen de la indisponibilidad, la causa del evento y su descripción. Esta información constituye la base para el cálculo los índices de confiabilidad del sistema de distribución, ya que permite caracterizar y evaluar el desempeño del servicio conforme a los criterios regulatorios establecidos. A continuación, se presentan utilizadas para el cálculo de dichos índices:

- 1) Frecuencia media de interrupción por usuario

$$SAIFI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i}}{UT_a}$$

Donde:

$U_{a,i}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i ;

UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a al final del periodo de control;

n = Número de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

- 2) Tiempo medio de interrupciones por Usuarios calculado por alimentador (SAIDI_a)

$$SAIDI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_a}$$

Donde:

$U_{a,i}$ = Número de Usuarios conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i ;



T_i = Duración de la interrupción i (h);

UT_a = Número de Usuarios conectados en el alimentador a al final del periodo de control;

n = Número de interrupciones al final del periodo de control para cada zona de distribución típica.

El cálculo de los indicadores se realiza conforme a las ecuaciones previamente definidas, las cuales se sustentan en estándares internacionales, como el IEEE Std 1366, que establece lineamientos para la medición de la confiabilidad en los sistemas de distribución eléctrica.

En este contexto, los índices SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) y SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*) constituyen métricas fundamentales para la evaluación del desempeño del servicio eléctrico. El índice SAIDI mide la duración promedio de las interrupciones por usuario durante un período determinado, mientras que el índice SAIFI cuantifica la frecuencia promedio de interrupciones que experimenta un usuario, generalmente en un periodo anual.

Asimismo, la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) vigente adopta estos criterios para la determinación de los indicadores, asegurando su alineación con estándares internacionales y permitiendo una evaluación consistente, objetiva y comparable de la calidad del servicio eléctrico.

2.6.2 Análisis de la información

En años anteriores, el intercambio de información entre la Comisión y la Empresa Distribuidora se realizaba mediante un procedimiento no automatizado. Periódicamente, la CREE solicitaba, mediante oficio, la información requerida para la evaluación de la calidad del servicio, adjuntando un formato en hoja de cálculo (.xlsx) que establecía la estructura, los campos obligatorios y las especificaciones técnicas de los datos a remitir. En el caso de la calidad técnica del servicio, la información solicitada correspondía a los parámetros necesarios para el cálculo de los indicadores establecidos en la normativa vigente, conforme al formato presentado en la **Tabla 2-1**.



Código	Tipo de equipo	F/H apertura – (dd/mm/yyyy)	F/H Cierre – (dd/mm/yyyy)	Causa	Origen	Usuarios Afectados
Se registra la nomenclatura. Reconectado r: 26542 Interruptor: MFL-656	Se especifica si es un equipo de restauración o de interrupción	Se registra la fecha y la hora cuando ocurre la falla.	Se registra la fecha y hora cuando la falla termina, restableciendo el suministro eléctrico.	Dentro del listado de causas se especifica a que fue lo que causa la falla.	Se especifica a donde se registra la falla, si en Dx, Tx o externa.	Se registra la cantidad de usuarios afectados por cada interrupción.

Tabla 2-1 Formato de solicitud de interrupciones inhabilitado

Una vez recibida la información, la Comisión verificaba su integridad, consistencia y correspondencia con los requerimientos efectuados. Cuando se identificaban omisiones, inconsistencias o incumplimientos, se notificaban las observaciones a la Empresa Distribuidora y se daba seguimiento hasta obtener la información corregida o complementada. Si bien este mecanismo permitió recopilar la información necesaria para el proceso de fiscalización, al depender de una transferencia manual presentaba limitaciones en términos de oportunidad, trazabilidad, estandarización y eficiencia operativa.

Adicionalmente, el procedimiento aplicado presentaba una diferencia importante respecto de lo establecido en la Norma Técnica de Calidad del Servicio de Distribución (NT-CD). Bajo el esquema anterior, la UTCD remitía a la CREE la información de las interrupciones y, con base en ella, esta Comisión calculaba los indicadores de calidad como parte de sus actividades de fiscalización. Sin embargo, el artículo 46 de la NT-CD establece que la evaluación de los indicadores de calidad corresponde a la Empresa Distribuidora, la cual debe realizar dicho cálculo y remitir mensualmente a la CREE los resultados de la evaluación, junto con la información de respaldo, a más tardar el quinto (5) día hábil de cada mes. En consecuencia, el rol de la CREE consiste en revisar y fiscalizar los resultados reportados por la Empresa Distribuidora, verificando el cumplimiento de la normativa y las indemnizaciones que correspondan en cada período de control.

Con base en lo anterior, se plantea la implementación de un nuevo mecanismo de intercambio de información que permita estandarizar la estructura de los datos, automatizar su transferencia y fortalecer la trazabilidad, oportunidad y confiabilidad de la información utilizada en el proceso de fiscalización, alineando el procedimiento con las disposiciones de la NT-CD.

2.6.3 Evaluación de la calidad comercial del servicio

2.6.3.1 Índices comparativos de la gestión comercial

Se definen los siguientes indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y evaluación general de las Empresas Distribuidoras:

- Indicador de eficiencia del servicio comercial:

$$I_{eff} = \frac{RR}{RI} \times 100 \quad (1)$$

Donde:

- i. RR = Cantidad de reclamos.
- ii. RI = Cantidad de reclamos recibidos.
- Indicador de eficacia del servicio comercial:

$$I_{efc} = \left(1 - \frac{RRPS}{RR}\right) \times 100 \quad (2)$$

Donde:

- i. $RRPS$ = Cantidad de reclamos resueltos y que luego hayan sido presentados a la CREE durante el periodo de control.
- ii. RR = Cantidad de reclamos resueltos.
- Indicador de oportunidad del servicio comercial:
-

$$I_{opor} = \frac{RRP}{RR} \times 100 \quad (3)$$

Donde:

- i. RRP = Cantidad de reclamos resueltos durante el plazo máximo establecido.
- ii. RR = Cantidad de reclamos resueltos.

2.6.3.2 Índices sancionables de calidad de la gestión comercial

Para evaluar la calidad de la gestión comercial brindada por las Empresas Distribuidoras a sus Usuarios se definen los índices siguientes:

- Indicador de reclamos (IRC):

$$IRC = \frac{RP}{U} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

- i. RP = Cantidad de reclamos recibidos y procedentes.
 - ii. U = Cantidad de usuarios de la empresa distribuidora al final del período de control.
- Tiempo promedio de resolución (TPR):

$$TPR = \frac{\sum Ta_i}{RR} \quad (5)$$

Donde:

- i. Ta_i = Tiempo en el cual se resolvió el reclamo i (día). Este es la diferencia de tiempo entre el momento en que la Empresa Distribuidora recibe un reclamo, queja o consulta y el momento en que realiza la acción correctiva o entrega la respuesta solicitada según corresponda. Si un reclamo es resuelto en el mismo día que se presentó, el tiempo de resolución será de cero días.
 - ii. RR = Cantidad de reclamos de tipo comercial y por inconformidad de cuentas que hayan sido resueltos, o en general aquellos reclamos asociados a los aspectos de facturación, conexión, cobros y aplicación de tarifas.
- Porcentaje de facturación promediada (PFP):

$$PFP = \frac{F_p}{F_T} \times 100 \quad (6)$$

Donde:

- i. F_p = Cantidad de facturas emitidas con consumos promediados.

- ii. F_T = Cantidad de facturas emitidas.
- Falta de notificación por interrupción programada (FNIP):

$$FNIP = \frac{IP_{48}}{IP} \times 100 \quad (9)$$

Donde:

- i. IP_{48} = Cantidad de interrupciones programadas no notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción.
- ii. IP = Cantidad de interrupciones programadas por la Empresa Distribuidora.

2.6.3.3 Tolerancias en la calidad de la gestión comercial

Las tolerancias admitidas para los índices de calidad de la gestión comercial se exponen a continuación en la **Tabla 2-2**.

Índice	Tolerancia
Indicador de reclamos (IRC)	5%
Tiempo promedio de resolución (TPR)	10 días
Porcentaje de facturación estimada (PFE)	5%
Falta de notificación por interrupción programada (FNIP)	2%

Tabla 2-2 Tolerancias en la calidad de la Gestión Comercial. (fuente: propia)

2.6.3.4 Indemnización por calidad de la gestión comercial

Cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de calidad de gestión comercial descritos en la **Tabla 2-2** las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus Usuarios activos al final del período de control.

El factor de indemnización global por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido para cada índice se calculará en función del número de Usuarios activos de la Empresa Distribuidora al final del período de control, como se expone a continuación en la **Tabla 2-3**.



Número de Usuarios	Factor de indemnización global (FIG)
Hasta 100,000	1.5%
De 100,001 hasta 300,000	1.3%
De 300,001 hasta 400,000	1.1%
Más de 400.000	0.8%

Tabla 2-3 Factor de indemnización por cada punto porcentual de alejamiento al límite. (fuente: propia)

El monto de las indemnizaciones MI_g para cada índice de calidad de la gestión comercial se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_g = \left(\sum_g Desv_g \times FIG_g \right) \times CAU \quad (7)$$

Donde:

- FIG_g = Factor de indemnización global (%).
- CAU = Costo de atención a usuarios aprobado por la CREE en el proceso de cálculo del VAD que será ajustado anualmente por la CREE tomando en cuenta el Indicador de Precios al Consumidor (USD).
- $Desv_g$ = Desviación porcentual del índice de calidad g con respecto a la tolerancia establecida.

El monto total de indemnización global se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_{GT} = \sum_{g=1}^n MI_g \quad (8)$$

Donde:

- MI_g = Monto de las indemnizaciones para el índice de calidad g (USD).

El monto por compensar a cada uno de sus Usuarios será el resultante de dividir el monto total de indemnización global entre el total de los Usuarios activos al final del período de control.

2.6.3.5 Compensación individual por facturas promediadas

Cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecida en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora deberá compensar a los Usuarios afectados durante cada período de control. El monto de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente:

$$PEN_{CIEMF} = 0.1 \times N_F \times F_{PC} \quad (9)$$

Donde:

- i. $CIEMF$ = Compensación individual por facturas promediadas (HNL).
- ii. N_F = Número de facturas promediadas superior a la tolerancia establecida emitidas durante el período de control.
- iii. F_{PC} = Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control el cual podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control (HNL).

En ningún caso esta compensación podrá exceder el cincuenta (50) por ciento del monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control.

2.7 RESULTADOS

2.7.1 Calidad técnica del servicio

Durante los trimestres anteriores, el proceso de transferencia de información se ha desarrollado conforme a lo descrito en la sección de procedimiento, lo que ha permitido la evaluación de los índices de calidad de manera consistente por esta Comisión, siguiendo lineamientos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

Si bien la metodología empleada hasta la fecha ha mostrado resultados satisfactorios en cuanto a la transferencia y validación de la información, se ha identificado la necesidad de modernizar y optimizar los mecanismos de comunicación entre el ente regulador y los entes regulados. En este sentido, si bien bajo el esquema actual la CREE ha podido calcular los índices de calidad con base en la información suministrada por la UTCD, con el propósito de contar con una visión del desempeño del sistema de distribución, se considera necesario adecuar este proceso a lo establecido en la normativa vigente, la cual establece que corresponde a la empresa distribuidora realizar el cálculo de los índices de calidad y remitirlos a la CREE para su revisión y validación.



En este sentido, se ha elaborado una metodología orientada a la implementación de un sistema seguro de transferencia de información, la cual será descrita como parte de los resultados correspondientes al segundo trimestre de 2026.

2.7.1.1 Acceso a la base de datos

Como parte del proceso de modernización, se realizó la solicitud de acceso a la base de datos de la UTCD mediante una VPN. Actualmente, si bien se cuenta, con acceso a la base de datos, la información disponible aún no se encuentra completa conforme a lo solicitado. En este sentido, en la reunión sostenida en fecha 16 de junio de 2026 con el personal de la empresa distribuidora se abordó la necesidad de implementar las estructuras de datos requeridas para el cálculo de los índices de calidad.

Cabe señalar que la información solicitada se detalló en reuniones previas, en las que se explicó la estructura sobre la cual se fundamentará la implementación dentro de la base de datos.

2.7.1.2 Estructura de datos requerida

Las tablas siguientes presentan los campos que deberán incorporarse:

Campo	Tipo
ID_ Interrupción	Texto
Código_Equipo	Alfanumérico
Origen	Texto
Tipo_ Interrupción	Texto
Clase_ Interrupción	Texto
Fecha_ Inicio	Fecha y hora
Fecha_ Reposición	Fecha y hora
Usuario_ Afectado	Decimal
Duración (Hrs)	Decimal
ID_ Equipo	Texto
Perdidas_ Generación	Decimal
Descripción	Texto
Causa	Texto
SAIDI (Evento)	Decimal
SAIFI (Evento)	Decimal

Tabla 2-4 Registro de interrupciones

Campo	Tipo
Código de equipo	Texto
Tipo de equipo	Texto
Equipo aguas arriba	Texto
Código de subestación	Texto
Nivel de tensión	Texto
Corriente máxima	Decimal
UTM Equipo Norte	Decimal
UTM Equipo Oeste	Decimal
Código de equipo	Texto
Tipo de equipo	Texto
Equipo aguas arriba	Texto
Código de subestación	Texto

Tabla 2-5 Registro de equipos de maniobras

Campo	Tipo
Período_control	Texto
Caso	Texto
ID_Interrupción	Texto
ID_Reposicion	Texto
Causa	Texto
Prueba_Foto	Texto
Prueba_Acta	Texto
Prueba_Testimonio	Texto
Prueba_Fiscalia	Texto
Prueba_Policia	Texto
Prueba_Otros	Texto
Descripción	Texto

Tabla 2-6 Registro de Fuerza Mayor

Campo	Tipo
Código_Equipo	Alfanumérico
SAIFI	Decimal
SAIDI	Decimal
Semestre	Decimal

Tabla 2-7 Registro de Indicadores por Circuito



Las tablas descritas anteriormente detallan cada uno de los campos requeridos que deberán contener la base de datos a fin de garantizar la efectividad en el cálculo de indicadores. Estas se encuentran directamente relacionadas con la calidad del servicio técnico.

Asimismo, se identifican datos que se vinculan con las tablas correspondientes a la vinculación usuario-red. Con el propósito de optimizar el control y evitar redundancias, ciertos campos serán obtenidos desde otras tablas pertenecientes a distintos módulos o dominios de información. Dichos datos serán consultados mediante comandos del sistema, con el fin de prevenir la duplicidad de información en múltiples estructuras de datos.

Las tablas presentadas establecen la estructura de datos requerida para el registro, control y análisis de interrupciones del servicio, así como para la medición de indicadores de calidad asociados.

En la **Tabla 2-4** se definen los campos necesarios para el registro de eventos de interrupción. Esta estructura contempla la identificación única del evento, la asociación con el equipo involucrado y su origen, así como la clasificación de la interrupción en términos de tipo y clase. Adicionalmente, incorpora variables temporales como la fecha y hora de inicio y reposición del servicio, lo que permite calcular la duración de la interrupción. También se incluyen datos cuantitativos relevantes, tales como el número de usuarios afectados y las pérdidas de generación, junto con campos descriptivos que documentan la causa y las características del evento. Finalmente, se consideran los indicadores SAIDI y SAIFI a nivel de evento, fundamentales para la evaluación del desempeño del servicio técnico.

La **Tabla 2-5** reporta los equipos de maniobra del sistema de distribución y constituye un elemento fundamental dentro de la estructura de la base de datos, debido a su vinculación con otras tablas. La información almacenada en esta tabla sirve como insumo para consolidar registros utilizados en el cálculo y la evaluación de los indicadores de calidad del servicio.

La **Tabla 2-6** complementa la información anterior mediante el registro de elementos asociados a la gestión y validación de casos reportados como de fuerza mayor. En esta se incorporan campos relacionados con el período de control, la identificación del caso y su vinculación con los registros de interrupción y reposición. Asimismo, se incluyen diversos tipos de evidencia documental (fotográfica, actas, testimonios, informes de fiscalía, reportes



policiales y otros), los cuales respaldan la veracidad del evento registrado. Esta estructura permite fortalecer los procesos de auditoría y control de la información, por su parte la

Por su parte, la **Tabla 2-7** corresponde al registro de indicadores por circuito, en el cual se consolidan los valores de SAIDI y SAIFI asociados a cada circuito durante un período determinado. Esta estructura permite realizar un análisis agregado del desempeño del sistema eléctrico y facilita el seguimiento de la calidad del servicio a lo largo del tiempo, con base en métricas estandarizadas y comparables. Asimismo, resulta fundamental que las empresas registren adecuadamente la vinculación usuario-red, ya que esta información permite obtener resultados más precisos en el cálculo de los indicadores y fortalece la trazabilidad del proceso de evaluación conforme a las etapas de aplicación establecidas.

En conjunto, estas estructuras de datos garantizan la integridad, trazabilidad y consistencia de la información, lo que resulta esencial para la correcta estimación de indicadores, la toma de decisiones y el cumplimiento de los criterios de calidad del servicio técnico. Esta información deberá de ser actualizada de forma mensual por la empresa distribuidora para que se lleve el registro más actual para que puedan ser analizados por la comisión. La información deberá de ser presentada a tardar el (05) día de cada mes según los establece la NT-CD.

2.7.1.3 Seguimiento de la base regulatorios

Medidas regulatorias:

Las presentes medidas regulatorias tienen como finalidad eliminar la transferencia manual de la información, estableciendo en su lugar un mecanismo de integración automatizada. A través de este enfoque, los datos serán gestionados mediante consultas vinculadas en tiempo real, una vez que la información sea cargada por la empresa distribuidora.

Mejora en la gestión de la información:

La implementación de este modelo permitirá una gestión más eficiente y oportuna. En particular, se prevé que, cada mes, la información esté disponible para su revisión. Esto facilitará la verificación de su consistencia, lógica y cumplimiento de criterios establecidos, así como la identificación y corrección de posibles inconsistencias.

Optimización del proceso de fiscalización:



Uno de los principales beneficios de este esquema es la eliminación de requerimientos recurrentes de información entre las partes involucradas. Tanto la Comisión como la empresa distribuidora podrán acceder a los datos de manera directa, sin necesidad de solicitudes periódicas. Asimismo, este enfoque contribuirá a:

- Agilizar los procesos de fiscalización.
- Optimizar el análisis de los indicadores obtenidos.
- Mejorar el aprovechamiento del recurso tiempo.
- Fortalecer la trazabilidad de los procesos.

2.7.2 Calidad Comercial del Servicio

Para la elaboración del presente informe, la evaluación de los indicadores correspondientes a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) se ha realizado tomando como base la información contenida en los Informes de Gestión de la Unidad Técnica de Control de la Distribución (UTCD) correspondientes al período comprendido entre enero y abril de 2026. Lo anterior obedece a que, a la fecha de preparación de este documento, aún se encuentran en desarrollo las actividades asociadas al Proyecto BDR, por lo que no se dispone de la totalidad de la información requerida para efectuar una evaluación integral de todos los indicadores de calidad comercial establecidos en la NT-CD.

En consecuencia, el alcance de la presente evaluación se limita a aquellos indicadores para los cuales se cuenta con datos suficientes y confiables. Por tal razón, en este informe únicamente se presentan y analizan los resultados correspondientes al Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial, Indicador de Reclamos y el Porcentaje de Facturación Promediada.

Una vez concluyan las actividades relacionadas con el Proyecto BDR y se disponga de la información necesaria, podrá realizarse una evaluación más amplia que incorpore el resto de los indicadores de calidad comercial establecidos en la normativa vigente.

2.7.3 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial

Para el periodo del año 2026, podemos observar que la ENEE ha mantenido un índice de eficiencia alrededor del 93% cada mes, donde para el mes de abril de los 140,215 Reclamos



recibidos en el mes, 129,315 fueron resueltos durante el periodo de dicho mes, lo que resulta en un I_{eff} de 92.23%.

La **Tabla 2-8** muestra el detalle de los reclamos recibidos por mes, y cuantos de estos han sido resueltos, así como el I_{eff} correspondiente por mes.

Mes	Reclamos Resueltos	Reclamos	I_{eff}
Enero	138,803	148,564	93.43%
Febrero	124,435	134,621	92.43%
Marzo	133,562	143,803	92.88%
Abril	129,315	140,215	92.23%

Tabla 2-8: Indicadores de Eficiencia del Servicio Comercial por Mes, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Con base a esta información se elaboró el **Gráfico 2-1** donde podemos apreciar la evolución de este indicador por mes

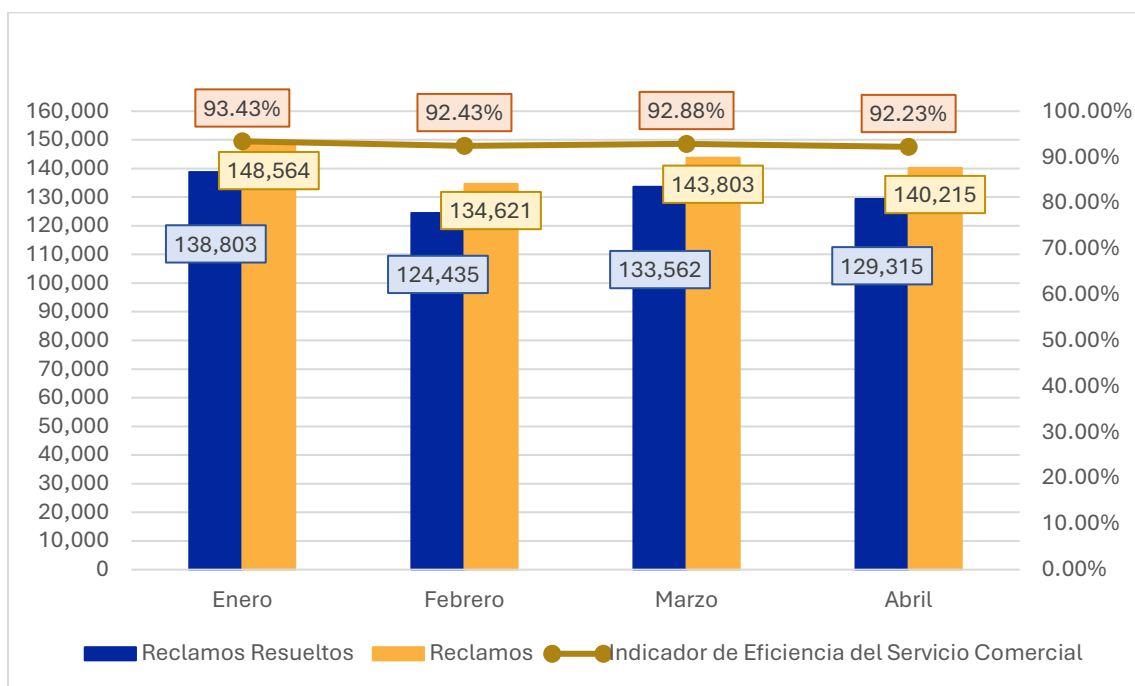


Gráfico 2-1: Evolución del Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por Mes, ENEE.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Por último, con base a la información reportada en este informe, en lo que va del año hasta el mes de mayo 2026, de los 567,203 reclamos reportados, 526,115 han sido resueltos lo que resulta en un I_{eff} global de 92.76%.

La **Tabla 2-9** y el **Gráfico 2-2** presentan los valores acumulados hasta el mes de mayo para el año 2026.

Año	Reclamos Resueltos	Reclamos	I_{eff}
2026	526,115	567,203	92.76%

Tabla 2-9: Detalle del Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial, ENEE.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

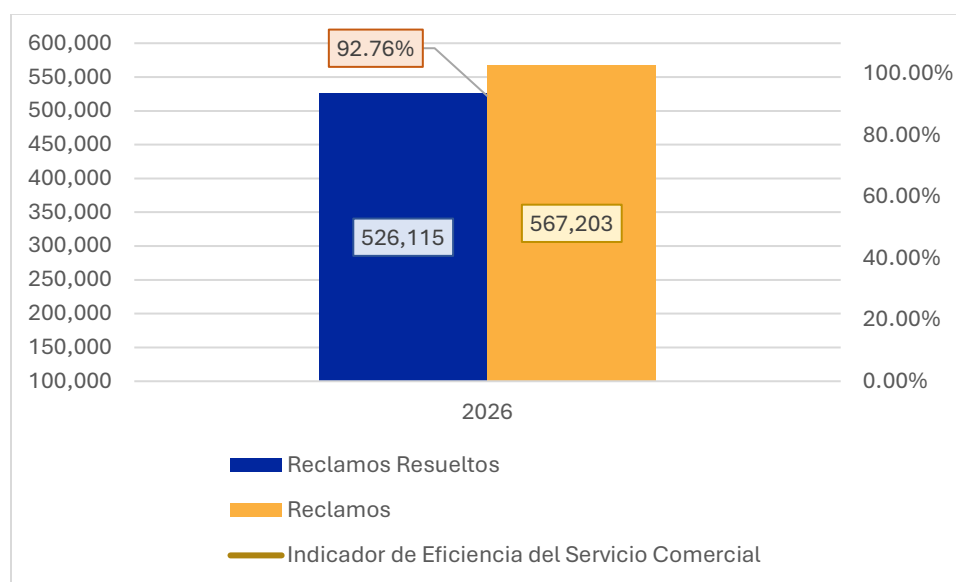


Gráfico 2-2: Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial, ENEE.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).



2.7.3.1.1 Indicador de Reclamos

Se puede observar que la ENEE ha mantenido un índice de reclamos entre 0.9% y 0.11% durante el periodo de enero a abril 2026, siendo el mes de enero con el valor máximo de 0.11%, cerrando abril con 0.9%.

La **Tabla 2-10** muestra el detalle de los reclamos recibidos y procedentes y la cantidad de usuarios por mes, así como el *IRC* correspondiente por mes.

Mes	Reclamos	Usuarios	IRC
Enero	2,349	2,170,992	0.11%
Febrero	1,934	2,171,043	0.09%
Marzo	1,879	2,173,813	0.09%
Abril	2,007	2,177,236	0.09%

Tabla 2-10: Detalle del Indicador de Reclamos del Servicio Comercial por mes, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Donde el **Gráfico 2-3** muestra la evolución de el *IRC* por mes, en relación con el número de usuarios y los reclamos recibidos por mes.

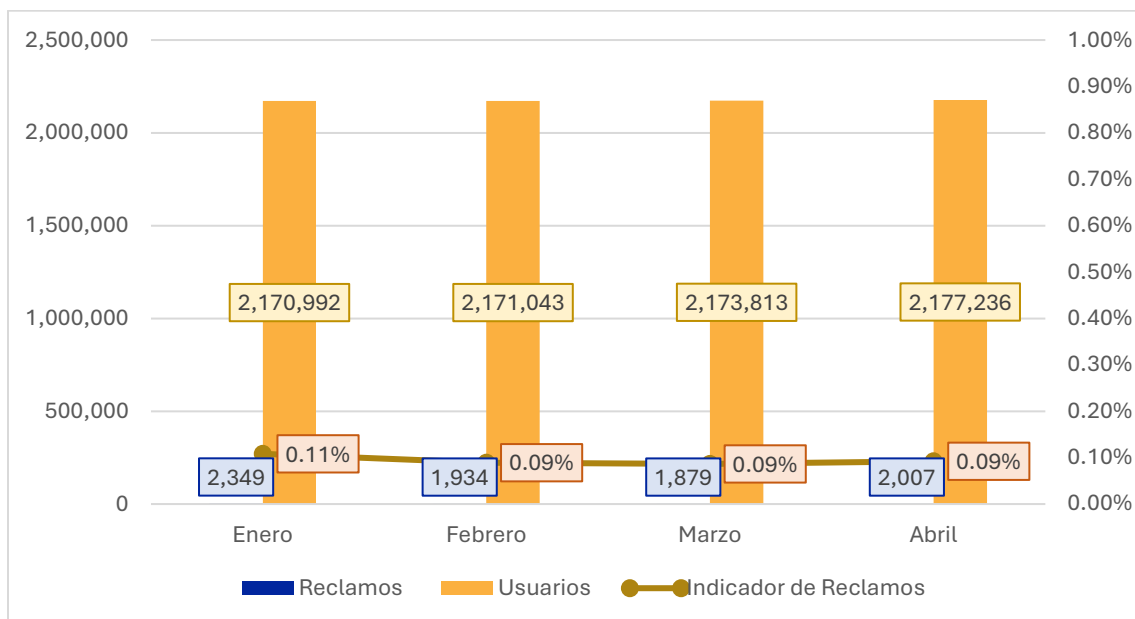


Gráfico 2-3: Indicador de Reclamos por mes, ENEE.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).



Con base a esta información, tenemos un total de 2,177,236 para el cierre del periodo reportado en este informe, y un total de 8,169 recibidos hasta el mes de abril, lo que resulta en un *IRC* de 0.38% detallado en la **Tabla 2-11**.

Año	Reclamos	Usuarios	IRC
2026	8,169	2,177,236	0.38%

Tabla 2-11: Detalle del Indicador de Reclamos del Servicio Comercial, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

El **Gráfico 2-4** muestra la proporción de reclamos con la cantidad de usuarios totales en el mes de abril.

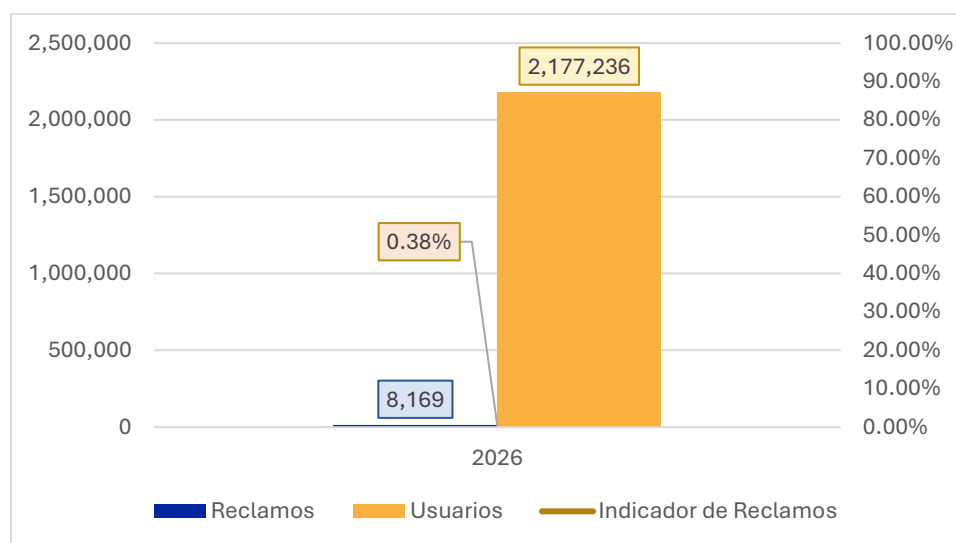


Gráfico 2-4: Indicador de Reclamos, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

2.7.3.1.2 Porcentaje de Facturación Promediada

Para el periodo del año 2026, de enero a abril, se puede observar que la ENE ha mantenido un *PPF* entre al 12% a 16%, donde para el mes de enero, empezó con un *PPF* de 15.44%, finalizando en abril con 12%.23.

La **Tabla 2-12** muestra el detalle la cantidad de facturas totales emitidas por mes, y la cantidad de facturas promediadas.

Mes	Facturas Promediadas	Facturas	PFP
Enero	335,286	2,170,987	15.44%
Febrero	271,910	2,171,029	12.52%
Marzo	284,619	2,173,780	13.09%
Abril	266,373	2,177,202	12.23%

Tabla 2-12: Detalle de Porcentaje de Facturación Promediada por Mes, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Donde con base a la información se ha elaborado el **Gráfico 2-5** donde podemos ver la tendencia del *PFP* con respecto al número de facturas emitidas por cada mes.

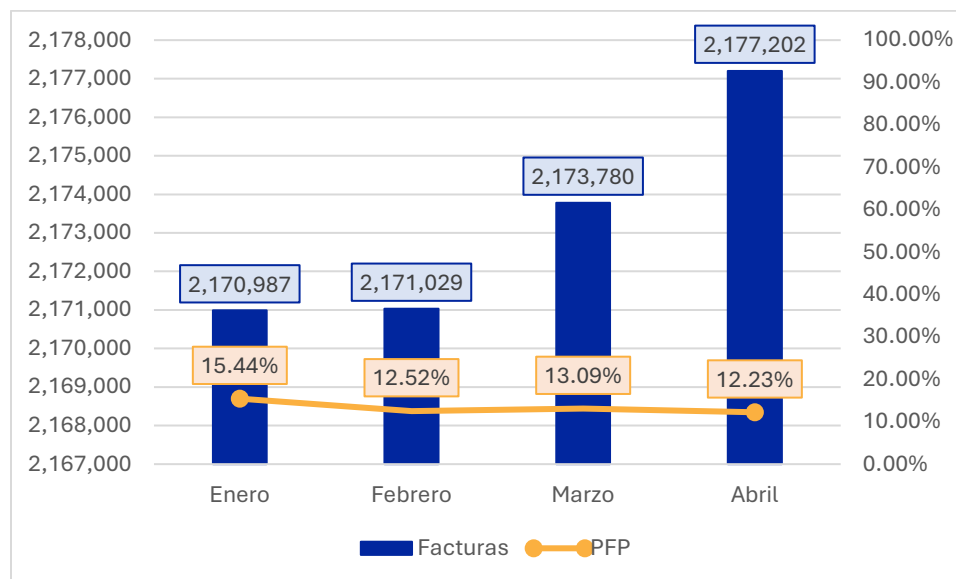


Gráfico 2-5: Evolución del Porcentaje de Facturación Promediada por Mes, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Donde se puede observar que aun con el incremento en el total de facturas emitidas por mes, se ha mantenido una tendencia en la disminución del porcentaje de estas que han sido promediadas, teniendo un *PFP* de 12.23% para el mes de abril, respecto a 2,177,202 facturas emitidas.



La **Tabla 2-13** detalla el *PFP* para lo que va del año., donde el *PFP* es de 13.32%.

Mes	Facturas Promediadas	Facturas	<i>PFP</i>
2026	1,158,188	8,692,998	13.32%

Tabla 2-13: Porcentaje de Facturación Promediada, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

El **Gráfico 2-6** ilustra la proporción entre las facturas y facturas promediadas en el periodo del año 2026.

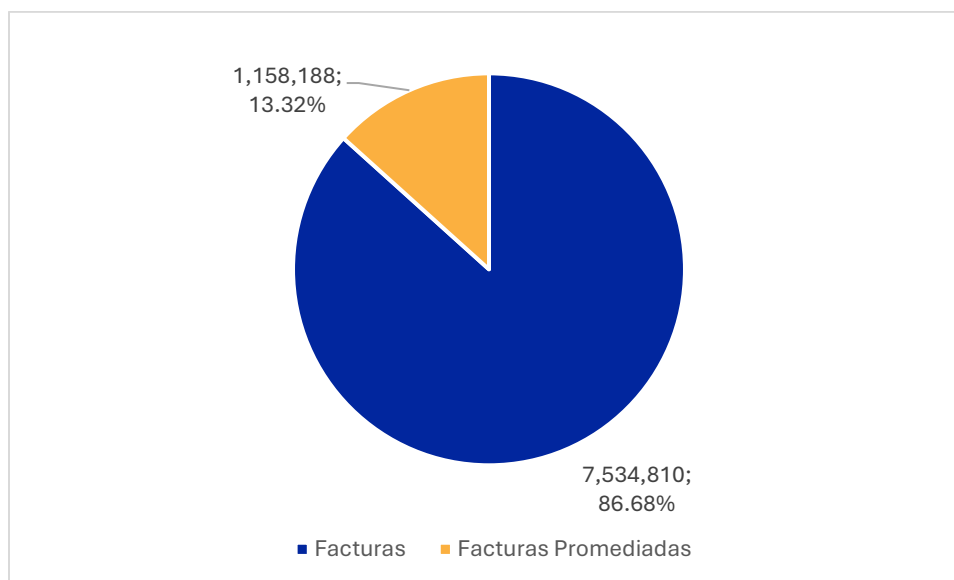


Gráfico 2-6: Porcentaje de Facturación Promediada, ENEE.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).



2.8 CONCLUSIONES

Con base en los resultados de este informe y del análisis elaborado por esta Comisión se concluye que:

1. En conjunto, esta metodología de base de datos regulatorio promueve una gestión más transparente, eficiente y alineada con las necesidades de control y evaluación del servicio, facilitando la toma de decisiones basada en información confiable y oportuna y en cumplimiento de la normativa.
2. En términos generales, la implementación de estas medidas regulatorios en cuanto a registros representa un avance significativo hacia la modernización de la gestión de la información regulatoria. Al incorporar mecanismos automatizados de integración y consulta, se fortalece la confiabilidad de los datos, se reduce la intervención manual y se minimiza el riesgo de errores operativos. Esto no solo mejora la calidad de los indicadores generados, sino que también consolida un entorno de control más robusto, facilitando procesos de supervisión más precisos y alineados con buenas prácticas de gestión de información.
3. Se concluye que el proyecto se encuentra actualmente en fase de construcción y ajuste. Durante este proceso se han realizado adecuaciones orientadas a fortalecer el trabajo conjunto con la empresa distribuidora, con el propósito de consolidar información más precisa, consistente y útil para la evaluación regulatoria de la calidad del servicio.
4. El análisis de los indicadores de gestión comercial y atención de usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) queda al pendiente de los avances realizados durante el año 2026 en el proyecto de conformación de la Base de Datos Regulatoria para la información a proveer por parte de la ENEE y los avances en implementar los canales de transferencia de información e infraestructura para su almacenamiento y procesamiento. Sin embargo, se pueden realizar cálculos indicativos utilizando la información presentada por la ENEE en sus informes a fin de llevar una estadística.



2.9 RECOMENDACIONES

Con base en los resultados de este informe y del análisis elaborado por la Comisión se recomienda:

1. Se recomienda robustecer la metodología de intercambio de información mediante la realización periódica de mesas de trabajo. Estas permitirán evaluar el avance en la incorporación de datos y optimizar los procesos actuales. Si bien los sistemas implementados han mostrado un funcionamiento adecuado, es conveniente mantener una comunicación más eficiente que facilite la identificación de oportunidades de mejora.
2. El desarrollo del presente proceso evidencia la importancia de implementar esta metodología para el seguimiento periódico de los índices de calidad técnica del servicio, dada su relevancia normativa. Aunque en períodos anteriores los cálculos han resultado consistentes, la adopción de estas medidas contribuye a fortalecer la transparencia del sistema energético.
3. Se sugiere utilizar los resultados obtenidos para impulsar acciones de mejora continua, optimizando la calidad, consistencia y representatividad de la información para la toma de decisiones orientadas a la mejora de la calidad en el sistema de distribución.
4. Se recomienda mantener el seguimiento técnico periódico al proceso de construcción y ajuste de la Base de Datos Regulatoria, mediante mesas de trabajo entre la CREE y la empresa distribuidora, con el fin de validar los campos, estructuras y mecanismos de transferencia de información requeridos. Asimismo, se sugiere establecer un cronograma de actividades y entregables que permita verificar el avance del proyecto, corregir oportunamente inconsistencias y asegurar que la información consolidada sea precisa, consistente y útil para la evaluación regulatoria de la calidad del servicio.
5. A fin de proceder con el cálculo de los índices de calidad comercial y realizar tanto las comparaciones con los niveles de tolerancia establecidos en la NT-CD y las validaciones de los índices de calidad comercial reportados por las empresas distribuidoras, se debe dar seguimiento al proyecto BDR en lo relativo a la información por suministrar por la ENEE, dado que está es la herramienta principal para recolectar y organizar dicha información.



2.10 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Mesa de trabajo junto a ENEE – UTCD para evaluar avances del proyecto.	Reunión	Correo, actas de reunión.	Semana 28 de 2026	Pendiente
2	Desarrollar un informe único del estado actual a nivel de distribución dando como resultado los indicadores de calidad	Informe	Presentación	Semana 35 de 2026	Pendientes
3	Dar seguimiento al proyecto BDR y a la gestión de información.	Informe y reuniones	Reportes técnicos trimestrales de indicadores	Segunda semana de julio 2026	Pendientes

P12 - PF3 - P103
**INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD
DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN LOS
SISTEMAS AISLADOS**

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



**GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS**
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



3. INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA DISTRIBUCIÓN EN LOS SISTEMA AISLADOS

3.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo mostrar los resultados de los procesos de fiscalización de la calidad técnica y de la calidad comercial del servicio de distribución eléctrica en los sistemas aislados de Roatán y Utila operados, respectivamente, por Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), en cumplimiento de lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

La evaluación de la calidad técnica del servicio de distribución eléctrica constituye un componente fundamental del proceso de supervisión regulatoria, orientado a verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD). En este contexto, la CREE ha venido desarrollando actividades de seguimiento y fiscalización mediante el proyecto de vinculación usuario–red, el cual permite integrar la información de la infraestructura eléctrica con la base de usuarios del sistema.

Este proyecto tiene como objetivo principal la consolidación de una base de datos técnica estructurada que permita el cálculo preciso de los índices de calidad técnica del servicio, así como la identificación de oportunidades de mejora en la operación de los sistemas de distribución. Para ello, se ha promovido la actualización progresiva de los inventarios de activos, la georreferenciación de equipos y la vinculación efectiva entre la red eléctrica y los usuarios finales.

Se presentan los resultados del seguimiento realizado a las empresas distribuidoras Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO), destacando los avances alcanzados en la implementación del proyecto, así como las principales brechas identificadas en términos de calidad de la información, cobertura del levantamiento de la red y cumplimiento de los requerimientos establecidos conforme a lo que establece la NT-CD.

De igual manera, la calidad comercial del servicio constituye un componente fundamental en la evaluación del desempeño de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, ya que permite verificar el cumplimiento de los estándares regulatorios relacionados con la



atención de los usuarios, la gestión de reclamos, la facturación, los tiempos de respuesta y la comunicación de las interrupciones programadas. La medición sistemática de estos indicadores proporciona información objetiva sobre la eficiencia y oportunidad con que las empresas desarrollan sus procesos comerciales, contribuyendo al fortalecimiento de la transparencia, la mejora continua y la protección de los derechos de los usuarios.

En este contexto, el presente informe tiene como objetivo evaluar el desempeño de los sistemas aislados operados por Roatán Electric Company (RECO) y Utila Power Company (UPCO) mediante el análisis de los principales indicadores de calidad comercial establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD) emitida por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). La evaluación comprende el período de enero a mayo de 2026 para RECO y de enero a abril de 2026 para UPCO y se fundamenta en la información remitida por ambas empresas, la cual fue revisada y validada conforme a los procedimientos de supervisión aplicables.

Los indicadores evaluados incluyen el Índice de Eficiencia del Servicio Comercial el Índice de Oportunidad del Servicio Comercial, el Tiempo Promedio de Resolución, el Porcentaje de Facturación Promediada y el Índice de Falta de Notificación por Interrupciones Programadas. En conjunto, estos indicadores permiten valorar el desempeño de las empresas en aspectos esenciales como la atención y resolución de reclamos, el cumplimiento de los plazos regulatorios, la precisión de la facturación y la efectividad de los mecanismos de comunicación con los usuarios. con los usuarios y el cumplimiento de los estándares de calidad comercial.

Finalmente, el presente informe constituye un insumo técnico para las labores de supervisión y seguimiento que realiza la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), proporcionando elementos objetivos para evaluar el grado de cumplimiento de la normativa vigente y promover la implementación de acciones orientadas a mejorar la calidad del servicio técnico y calidad del servicio comercial brindado a los usuarios de los sistemas aislados.



3.2 OBJETIVOS

El Objetivo principal es fiscalizar, en los sistemas aislados de Roatán y Útila, la calidad técnica del servicio de distribución eléctrica, la calidad de la gestión comercial y la calidad de la atención de los usuarios, mediante la verificación del cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

3.2.1 *Objetivos específicos:*

1. Evaluar el avance del proyecto de vinculación usuario–red de UPCO y RECO mediante el análisis del nivel de avance de la georreferenciación de los usuarios y los equipos de protección y maniobra, el estado del levantamiento del sistema de distribución, la vinculación entre usuarios y equipos, así como la revisión de los reportes de información del sistema eléctrico y el modelado de dicha información.
2. Analizar el levantamiento de activos y equipos, así como la clasificación de interrupciones, con el fin de mejorar la trazabilidad operativa, la consistencia de los registros y el soporte para el cálculo de los índices de calidad técnica establecidos en la NT-CD.
3. Evaluar los índices de calidad de la Gestión Comercial y Gestión de la Calidad de la Atención de Usuarios correspondiente al periodo comprendido hasta el segundo trimestre de 2026 con base a la información proveída por los proveedores de los sistemas aislados mediante la información proporcionada por ellos en los extractos de información mensual parte del proyecto BDR.
4. Identificar las oportunidades de mejora en la Gestión Comercial y Gestión de la Calidad de la Atención de Usuarios acorde a lo establecido en la NT-CD.

3.3 MARCO LEGAL

El presente informe se fundamenta en las disposiciones legales y regulatorias que regulan el subsector eléctrico en Honduras y que asignan a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la responsabilidad de supervisar la calidad del servicio eléctrico que las empresas distribuidoras proporcionan a los usuarios.

1. La LGIE, aprobada mediante el Decreto 404-2013 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta el 20 de mayo de 2014, regula las actividades del subsector eléctrico en Honduras y crea a la CREE como ente regulador del sector.



- a. El artículo 8, literal A, establece que la continuidad del servicio público de energía eléctrica es esencial, por lo cual el Estado supervisará la operación del subsector a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), estando obligadas las empresas o usuarios regulados por esta Ley a proporcionarle a ésta toda la información que les requiera para tal fin.
 - b. El artículo 18 establece que no se podrán trasladar al consumidor final las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas del subsector eléctrico.
 - c. El artículo 15, literal k, dispone que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, toda desviación de la calidad del servicio respecto a lo establecido en las normas aplicables deberá ser compensada mediante indemnizaciones a los usuarios afectados.
2. Que la Norma Técnica de Calidad del Servicio, publicada mediante acuerdo CREE-50-2021:
- a. Establece en su artículo 59, las disposiciones para la evaluación de la Calidad Comercial del Servicio brindado por las Empresas Distribuidoras según los estándares definidos en esta Norma Técnica donde se evaluarán los siguientes aspectos:
 - a. Calidad de la gestión comercial, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus usuarios de forma global.
 - b. Calidad de la atención al Usuario, los cuales son los parámetros asociados con niveles de calidad que las Empresas Distribuidoras deben garantizar a sus Usuarios de forma individual.
 - b. Establece en su artículo 60, que el control de la calidad de la gestión comercial y atención al Usuario se hará mediante el sistema de control de solicitudes y reclamos, sin embargo, la CREE podrá establecer otros medios de ser necesario.
 - c. Establece en su artículo 61, que el control de la Calidad Comercial del Servicio se llevará a cabo en períodos anuales para la Gestión Comercial y períodos semestrales para la atención al Usuario.
 - d. Establece en su artículo 62, que las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a sus Usuarios en función de las disposiciones establecidas en la presente Norma Técnica por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad Comercial del Servicio.



- e. Establece en su artículo 63, que los canales de atención son todos los medios que las Empresas Distribuidoras ponen a disposición de sus Usuarios para recibir sus reclamos, consultas, solicitudes u otros requerimientos. Estos pueden ser presenciales, web, centros de atención telefónicos/call centers, correos electrónicos, redes sociales y cualquier otro medio habilitado para el ingreso de reclamos, quejas, solicitudes u otros requerimientos.
La atención debe realizarse ininterrumpidamente las 24 horas del día, incluyendo domingos y días feriados.
- g. Establece en su artículo 64, los indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y de evaluación general de las Empresas Distribuidoras:
 - a. Indicador de eficiencia del servicio comercial.
 - b. Indicador de eficacia del servicio comercial.
 - c. Indicador de oportunidad del servicio comercial.
- h. Establece en su artículo 65, los índices sancionables de calidad de la gestión comercial, para evaluar la calidad brindada por las empresas distribuidoras a sus usuarios.
 - a. Indicador de reclamos.
 - b. Tiempo promedio de resolución.
 - c. Porcentaje de facturación promediada.
 - d. Falta de notificación por interrupción programada.
- i. Establece en su artículo 66, las tolerancias en calidad de la gestión comercial.
- j. Establece en su artículo 67, que las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus usuarios activos al final del periodo de control cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de la calidad de gestión comercial.
- k. Establece en su artículo 68, que las empresas distribuidoras no podrán emitir más de dos facturas con consumo promediado a un usuario durante cada periodo de control, pudiendo estas ser o no consecutivas.
- l. Establece en su artículo 69 que, cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecidas en la presente norma técnica, la empresa distribuidora deberá compensar a los



usuarios afectados durante cada periodo de control.

3.4 ANTECEDENTES

1. Mediante el oficio CREE-125-2025, se dio inicio al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) con Roatán Electric Company (RECO). En el marco de este proyecto, se llevaron a cabo reuniones técnicas los días uno (1) y quince (15) de marzo de 2024, en las cuales se expusieron y discutieron los requerimientos técnicos para el reporte de información, así como el uso de una plantilla estandarizada para la remisión de dicha información por parte de la empresa distribuidora.
2. Mediante el oficio CREE-126-2024, se dio inicio al proyecto de Base de Datos Regulatoria (BDR) con Utila Power Company (UPCO). En el marco de este proyecto, se llevaron a cabo reuniones técnicas los días veintiocho (28) de febrero y catorce (14) de marzo de 2024, en las cuales se expusieron y discutieron los requerimientos técnicos para el reporte de información, así como el uso de una plantilla estandarizada para la remisión de dicha información por la empresa distribuidora.
3. En el marco de las actividades de supervisión y fortalecimiento de la BDR, personal técnico y legal de la CREE realizó inspecciones y verificaciones en los sistemas de información y aplicativos de las empresas UPCO y RECO, con el propósito de validar la consistencia, integridad y disponibilidad de la información requerida para la evaluación de la calidad de la gestión comercial.

Las inspecciones se llevaron a cabo los días 12 de noviembre de 2024 en las instalaciones de UPCO, en atención a la Orden de Inspección CREE-031-2024, y el 14 de noviembre de 2024 en las instalaciones de RECO, conforme a la Orden de Inspección CREE-032-2024. Como resultado de dichas actividades, se identificaron compromisos por parte de las empresas orientados a completar la información requerida y fortalecer los procesos asociados al registro y reporte de datos regulatorios.

4. El veintiuno (21) de enero de 2026 se sostuvo una reunión con RECO para socializar los nuevos requerimientos y la implementación de una actualización de la plantilla de reporte para la BDR, en la cual, además de mantener la vinculación usuario-red previamente solicitada, se incorpora el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupciones, SAIFI y SAIDI, como parte del seguimiento y fiscalización de la calidad técnica del servicio eléctrico.



5. El veintidós (22) de enero de 2026 se sostuvo una reunión con UPCO para socializar los nuevos requerimientos y la implementación de una actualización de la plantilla de reporte para la BDR, en la cual, además de mantener la vinculación usuario-red previamente solicitada, se incorpora el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupciones, SAIFI y SAIDI, como parte del seguimiento y fiscalización de la calidad técnica del servicio eléctrico.
6. El siete (07) de abril de 2026, la CREE remitió a las distribuidoras UPCO y RECO los oficios CREE-114-2026 y CREE-113-2026, respectivamente, mediante los cuales solicitó la totalidad del levantamiento de los equipos y usuarios de la red de distribución, así como la información correspondiente a la vinculación Usuario-Red de los sistemas de distribución.
Dicha información debía ser remitida en entregas progresivas, con avances del 25 % hasta alcanzar el 100 % de la vinculación. Para tal efecto, la CREE actualizó las plantillas de la Base de Datos Regulatoria (BDR), las cuales fueron adjuntas a los oficios antes mencionados.
7. Con el propósito de apoyar el proyecto de vinculación Usuario-Red, la CREE ha sostenido reuniones técnicas en las que brinda orientación técnica y regulatoria a las empresas distribuidoras, así como la aclaración de dudas relacionadas con las plantillas de reporte de la Base de Datos Regulatoria (BDR). En este marco, se realizó una reunión virtual con UPCO el 08 de junio de 2026 y otra con RECO el 05 de junio de 2026, en seguimiento de dicho proyecto.
En dichas reuniones, ambas empresas distribuidoras adquirieron el compromiso de finalizar el proyecto de vinculación Usuario-Red, con el objetivo de calcular los índices globales de frecuencia y el tiempo medio de interrupción, como parte de las acciones orientadas a mejorar la calidad del servicio prestado a sus usuarios, conforme a lo establecido en la NTCD.

3.5 PROCEDIMIENTO

3.5.1 Evaluación de la calidad técnica del servicio

3.5.1.1 Roatán Electric Company (RECO)

En el marco de sus funciones de apoyo y supervisión, la CREE ha establecido metas claras y progresivas para el proyecto de vinculación usuario-red, orientadas al cumplimiento de la NT-CD. Este proyecto tiene como finalidad el cálculo de los índices de calidad del servicio,



así como la fiscalización de la calidad técnica del sistema de distribución eléctrica en la isla de Roatán.

RECO ha venido ejecutando actividades de actualización de su inventario de activos y base de usuarios. Dichas acciones han consistido en la revisión, verificación y mejora del levantamiento de la red eléctrica, así como en el fortalecimiento de su georreferenciación. De manera paralela, se ha actualizado la base de usuarios mediante la incorporación de nuevas conexiones derivadas de la expansión del sistema y la verificación del estado de los usuarios, clasificándolos en activos e inactivos.

Actualmente, RECO se encuentra en proceso de realizar un levantamiento desde cero de su red, con el objetivo de registrar de forma integral la totalidad de sus activos, establecer la vinculación efectiva entre equipos y usuarios, y dar cumplimiento a los requerimientos establecidos en la NT-CD.

Este proceso se desarrolla de manera progresiva, evidenciando mejoras continuas en la calidad, consistencia y actualización de la información reportada dentro del proyecto de vinculación usuario–red, el cual forma parte del proyecto de bases de datos regulatorias. La información correspondiente al levantamiento de la red y la vinculación usuario–red es fundamental para el cálculo de los índices globales de frecuencia y del tiempo medio de interrupción, conforme a lo establecido en la NT-CD.

Asimismo, RECO debe fortalecer el registro de interrupciones, mejorar la coordinación de las protecciones de su sistema eléctrico e implementar procesos de identificación y clasificación de fallas, con el fin de sustentar la definición de esquemas de mantenimiento, prevención y mitigación de fallas.

Finalmente, la información remitida relativa al levantamiento de la red y a la vinculación usuario–red forma parte del proyecto de bases de datos regulatorias y ha sido debidamente modelada, permitiendo una visualización clara, estructurada y consistente del estado del sistema de distribución al mes de mayo de 2026, en comparación con el modelo elaborado a partir de la información remitida por RECO en diciembre de 2025.

3.5.1.2 Utila Power Company (UPCO)

En el marco de sus funciones de apoyo y supervisión, la CREE ha definido metas claras y progresivas para el proyecto de vinculación usuario–red, orientadas al cumplimiento de la



NT-CD. Este proyecto tiene como objetivo el cálculo de los índices de calidad del servicio, así como la fiscalización de la calidad técnica del sistema de distribución eléctrica en la isla de Utila.

Por su parte, UPCO ha demostrado un compromiso sostenido con el cumplimiento de la NT-CD, presentando de manera mensual avances en el levantamiento de la red y en el proceso de vinculación usuario–red. Para ello, ha implementado la redefinición y estandarización de las nomenclaturas y codificaciones de los elementos que conforman su sistema de distribución.

La información remitida, correspondiente al levantamiento de la red y a la vinculación usuario–red, forma parte del proyecto de bases de datos regulatorias y ha sido debidamente modelada, permitiendo una visualización clara, estructurada y consistente del progreso alcanzado en la consolidación de la información técnica del sistema de distribución.

Asimismo, UPCO ha fortalecido su sistema de registro de interrupciones con el objetivo de clasificarlas conforme a lo establecido en la NT-CD, diferenciándolas en programadas y no programadas, así como por su origen (generación, distribución o externo). De igual forma, ha desarrollado una clasificación preliminar de causas de interrupción identificadas, la cual será ampliada de manera progresiva a medida que se registren nuevos eventos, con el propósito de sustentar la definición de esquemas de mantenimiento, prevención y mitigación de fallas.

Adicionalmente, UPCO ha implementado estrategias de aislamiento por zonas, considerando que el sistema opera mediante un circuito único de distribución. Esta sectorización operativa permite delimitar áreas específicas ante fallas o actividades de mantenimiento, evitando la interrupción del servicio a la totalidad de los usuarios y contribuyendo así a la continuidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

3.5.2 Evaluación de la calidad comercial del servicio

3.5.2.1 Índices comparativos de la gestión comercial

Se definen los siguientes indicadores de Calidad Comercial del Servicio para la atención de reclamos con fines comparativos y evaluación general de las Empresas Distribuidoras:

- Indicador de eficiencia del servicio comercial:

$$I_{eff} = \frac{RR}{RI} \times 100 \quad (1)$$

Donde:

- iii. RR = Cantidad de reclamos.
- iv. RI = Cantidad de reclamos recibidos.
- Indicador de eficacia del servicio comercial:

$$I_{efc} = \left(1 - \frac{RRPS}{RR}\right) \times 100 \quad (2)$$

Donde:

- iii. $RRPS$ = Cantidad de reclamos resueltos y que luego hayan sido presentados a la CREE durante el periodo de control.
- iv. RR = Cantidad de reclamos resueltos.
- Indicador de oportunidad del servicio comercial:
-

$$I_{opor} = \frac{RRP}{RR} \times 100 \quad (3)$$

Donde:

- iii. RRP = Cantidad de reclamos resueltos durante el plazo máximo establecido.
- iv. RR = Cantidad de reclamos resueltos.

3.5.2.2 Índices sancionables de calidad de la gestión comercial

Para evaluar la calidad de la gestión comercial brindada por las Empresas Distribuidoras a sus Usuarios se definen los índices siguientes:

- Indicador de reclamos (IRC):

$$IRC = \frac{RP}{U} \times 100 \quad (4)$$

Donde:

- i. RP = Cantidad de reclamos recibidos y procedentes.
- ii. U = Cantidad de usuarios de la empresa distribuidora al final del período de control.

- Tiempo promedio de resolución (TPR):

$$TPR = \frac{\sum Ta_i}{RR} \quad (5)$$

Donde:

- Ta_i = Tiempo en el cual se resolvió el reclamo i (día). Este es la diferencia de tiempo entre el momento en que la Empresa Distribuidora recibe un reclamo, queja o consulta y el momento en que realiza la acción correctiva o entrega la respuesta solicitada según corresponda. Si un reclamo es resuelto en el mismo día que se presentó, el tiempo de resolución será de cero días.
 - RR = Cantidad de reclamos de tipo comercial y por inconformidad de cuentas que hayan sido resueltos, o en general aquellos reclamos asociados a los aspectos de facturación, conexión, cobros y aplicación de tarifas.
- Porcentaje de facturación promediada (PFP):

$$PFP = \frac{F_p}{F_T} \times 100 \quad (6)$$

Donde:

- F_p = Cantidad de facturas emitidas con consumos promediados.
 - F_T = Cantidad de facturas emitidas.
- Falta de notificación por interrupción programada (FNIP):

$$FNIP = \frac{IP_{48}}{IP} \times 100 \quad (9)$$

Donde:

- IP_{48} = Cantidad de interrupciones programadas no notificadas a los Usuarios con al menos 48 horas de antelación previo al inicio de la interrupción.
- IP = Cantidad de interrupciones programadas por la Empresa Distribuidora.

3.5.2.3 Tolerancias en la calidad de la gestión comercial

Las tolerancias admitidas para los índices de calidad de la gestión comercial se exponen a continuación en la Tabla 3-1

Índice	Tolerancia
Indicador de reclamos (IRC)	5%
Tiempo promedio de resolución (TPR)	10 días
Porcentaje de facturación estimada (PFE)	5%
Falta de notificación por interrupción programada (FNIP)	2%

Tabla 3-1 Tolerancias en la calidad de la Gestión Comercial. (fuente: propia)

3.5.2.4 Indemnización por calidad de la gestión comercial

Cuando se excedan los límites establecidos correspondientes a los índices sancionables de calidad de gestión comercial descritos en la **Tabla 3-1**, las Empresas Distribuidoras deben compensar a todos sus Usuarios activos al final del período de control.

El factor de indemnización global por cada punto porcentual de alejamiento al límite establecido para cada índice se calculará en función del número de Usuarios activos de la Empresa Distribuidora al final del período de control, como se expone a continuación en la Tabla 3-2.

Número de Usuarios	Factor de indemnización global (FIG)
Hasta 100,000	1.5%
De 100,001 hasta 300,000	1.3%
De 300,001 hasta 400,000	1.1%
Más de 400.000	0.8%

Tabla 3-2 Factor de indemnización por cada punto porcentual de alejamiento al límite. (fuente: propia)

El monto de las indemnizaciones MI_g para cada índice de calidad de la gestión comercial se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_g = \left(\sum_g Desv_g \times FIG_g \right) \times CAU \quad (7)$$

Donde:

- iv. FIG_g = Factor de indemnización global (%).
- v. CAU = Costo de atención a usuarios aprobado por la CREE en el proceso de cálculo del VAD que será ajustado anualmente por la CREE tomando en cuenta el Indicador de Precios al Consumidor (USD).
- vi. $Desv_g$ = Desviación porcentual del índice de calidad g con respecto a la tolerancia establecida.

El monto total de indemnización global se calcula con la expresión siguiente:

$$MI_{GT} = \sum_{g=1}^n MI_g \quad (8)$$

Donde:

- ii. MI_g = Monto de las indemnizaciones para el índice de calidad g (USD).

El monto por compensar a cada uno de sus Usuarios será el resultante de dividir el monto total de indemnización global entre el total de los Usuarios activos al final del período de control.

3.5.2.5 Compensación individual por facturas promediadas

Cuando se exceda la tolerancia correspondiente a la cantidad de facturas promediadas establecida en la presente Norma Técnica, la Empresa Distribuidora deberá compensar a los Usuarios afectados durante cada período de control. El monto de dicha compensación se calcula mediante la expresión siguiente:

$$PEN_{CIEMF} = 0.1 \times N_F \times F_{PC} \quad (9)$$

Donde:

- iv. $CIEMF$ = Compensación individual por facturas promediadas (HNL).
- v. N_F = Número de facturas promediadas superior a la tolerancia establecida emitidas durante el período de control.
- vi. F_{PC} = Monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control el cual podrá incluir facturas promediadas dentro del mismo periodo de control (HNL).



En ningún caso esta compensación podrá exceder el cincuenta (50) por ciento del monto promedio de las facturas del Usuario afectado emitidas durante el período de control.

3.6 RESULTADOS

3.6.1 Roatán Electric Company (RECO)

3.6.1.1 Calidad Técnica del Servicio

Las imágenes que se presentan a continuación tienen como finalidad comparar el estado actual del proyecto con el estado inicial determinado a partir de la información reportada con corte a diciembre de 2025. Asimismo, permiten evidenciar los avances realizados por RECO para dar cumplimiento a los requerimientos normativos establecidos por esta Comisión, particularmente en lo relativo a la ejecución y consolidación del levantamiento de su red de distribución y al proyecto de vinculación usuario-red, conforme a lo establecido en la NT-CD.

El sistema de distribución operado por RECO está conformado por tres (3) circuitos de distribución, identificados con los códigos 201, 204 y 205. A partir del modelado de la información reportada por la empresa distribuidora, en la **Imagen 3-1** se presenta la ubicación y el registro de los transformadores del sistema de distribución con corte a diciembre de 2025. A dicha fecha, RECO reportaba un total de 991 transformadores en su sistema, de los cuales 705 se encontraban correctamente georreferenciados y vinculados al circuito 204, y 282 transformadores georreferenciados y vinculados al circuito 205, lo que dejaba una diferencia de dos (2) transformadores que no se encontraban georreferenciados ni modelados. Adicionalmente, al mes de diciembre de 2025 no se contaba con información reportada correspondiente al levantamiento de los transformadores del circuito 201.

Por su parte, en la **Imagen 3-2** se presenta la actualización de la información reportada del levantamiento de la red con corte al mes de mayo de 2026. En esta actualización, RECO reporta únicamente 469 transformadores asociados al circuito 204 y no incluye información correspondiente al levantamiento de los circuitos 201 y 205.

Si bien la disminución reportada se atribuye a procesos de depuración, mejora de la georreferenciación y verificación de la información de los transformadores, con el objetivo de garantizar que los datos sean confiables y verificables, aún se identifican inconsistencias en la georreferenciación de dichos equipos. En este sentido, RECO deberá corregir

progresivamente estas inconsistencias y reportar la totalidad de los equipos que conforman su red de distribución, asegurando que la información remitida refleje de manera fiel la configuración real del sistema. Asimismo, deberá continuar fortaleciendo y mejorando la calidad de la georreferenciación en los reportes sucesivos, a fin de dar pleno cumplimiento a los requerimientos normativos establecidos en el marco del proyecto de vinculación usuario-red.

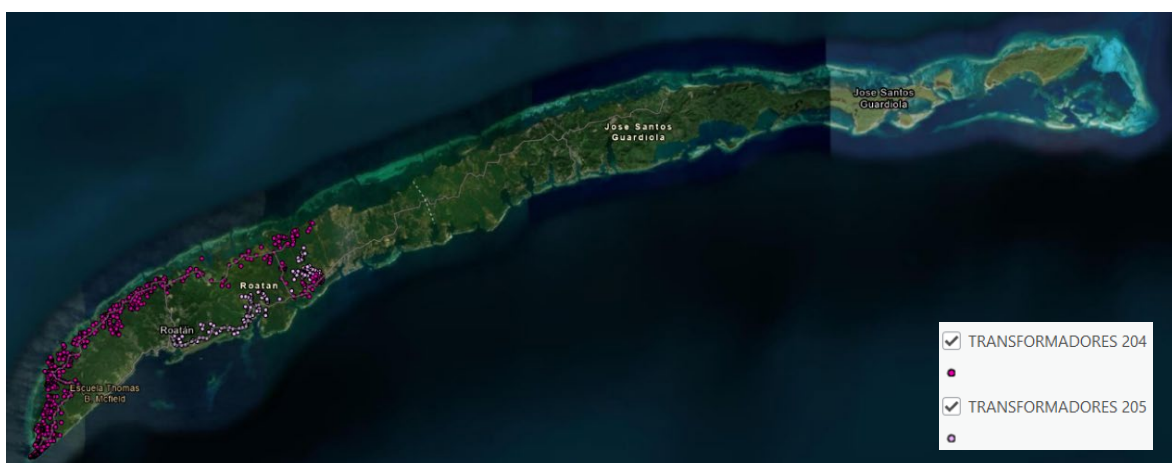


Imagen 3-1 Transformadores del sistema de distribución de RECO al mes de diciembre de 2025.

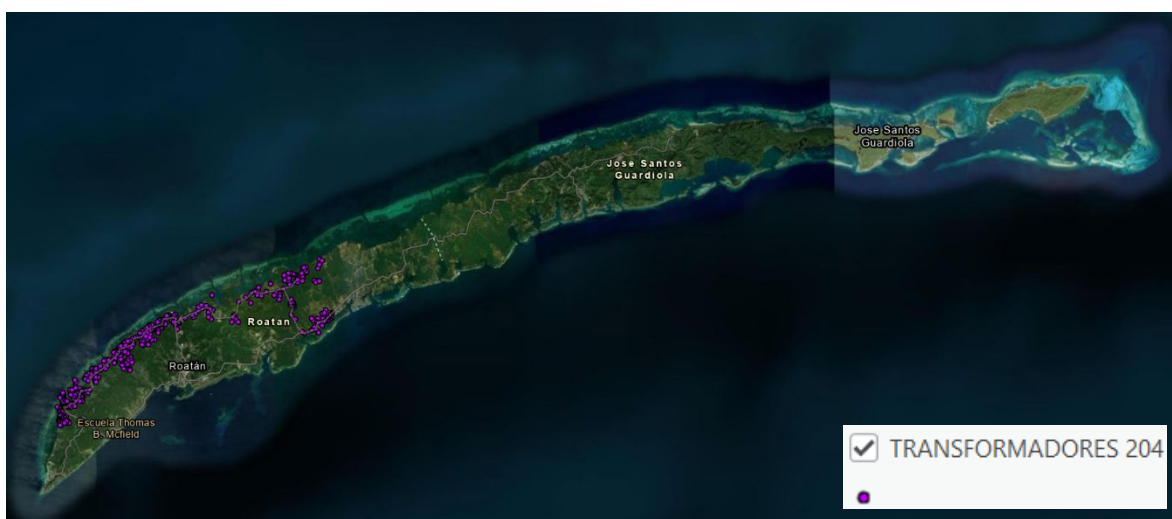


Imagen 3-2 Transformadores del sistema de distribución de RECO al mes de mayo de 2026.

Históricamente, la fiscalización de la calidad técnica del servicio en el sistema de distribución operado por RECO se ha llevado a cabo, ante la ausencia de la vinculación

usuario–red, mediante el uso de los índices ASIDI y ASIFI, considerando únicamente los interruptores principales y los reconectores del sistema. En el marco de la reestructuración del proyecto de vinculación usuario-red, se ha ampliado el alcance para incorporar la totalidad de los equipos del sistema, con el objetivo de alcanzar el nivel de precisión establecido por la NT-CD en el cálculo de los índices globales de frecuencia y tiempo medio de interrupción.

Con el propósito de evaluar el avance del proyecto de vinculación usuario–red se ha realizado el modelado de los equipos de protección y maniobra del sistema de distribución de la empresa RECO. En la **Imagen 3-3** se presentan los equipos de protección y maniobra considerados bajo dicho enfoque con corte al mes de diciembre de 2025, fecha en la cual RECO reportaba un total de 1,584 equipos de protección y maniobra distribuidos en sus tres (3) circuitos de distribución.

En la **Imagen 3-4** se presenta el levantamiento actualizado de los equipos de protección y maniobra reportados por RECO con corte al mes de mayo de 2026, en el cual se registra un total de 1,126 equipos. Cabe señalar que la información reportada corresponde únicamente a equipos asociados al circuito de distribución 204. No obstante, se identifica un equipo clasificado dentro del circuito 205 que, de acuerdo con su ubicación geográfica, aparenta corresponder al circuito 204, lo que sugiere una posible inconsistencia en la clasificación que deberá ser revisada y corregida por RECO.

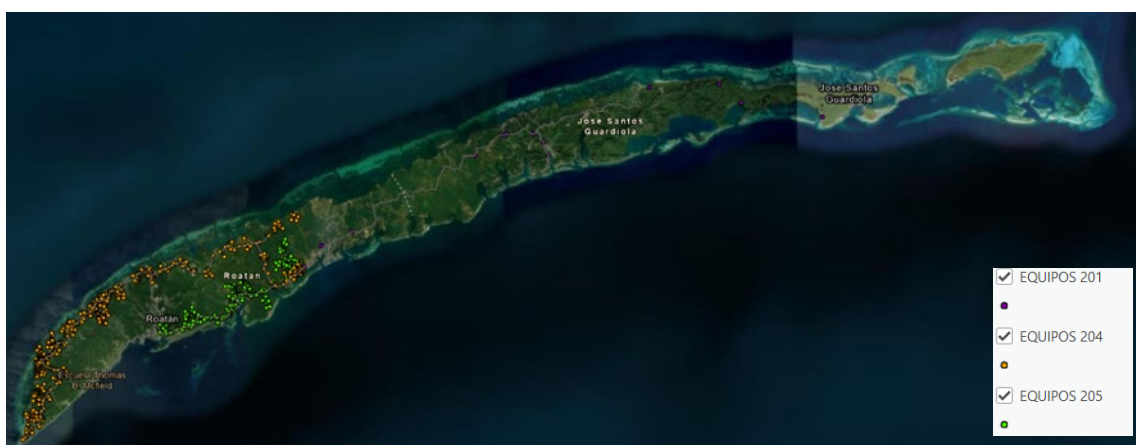


Imagen 3-3 Equipos de maniobras del sistema de distribución de RECO al mes de diciembre de 2025.

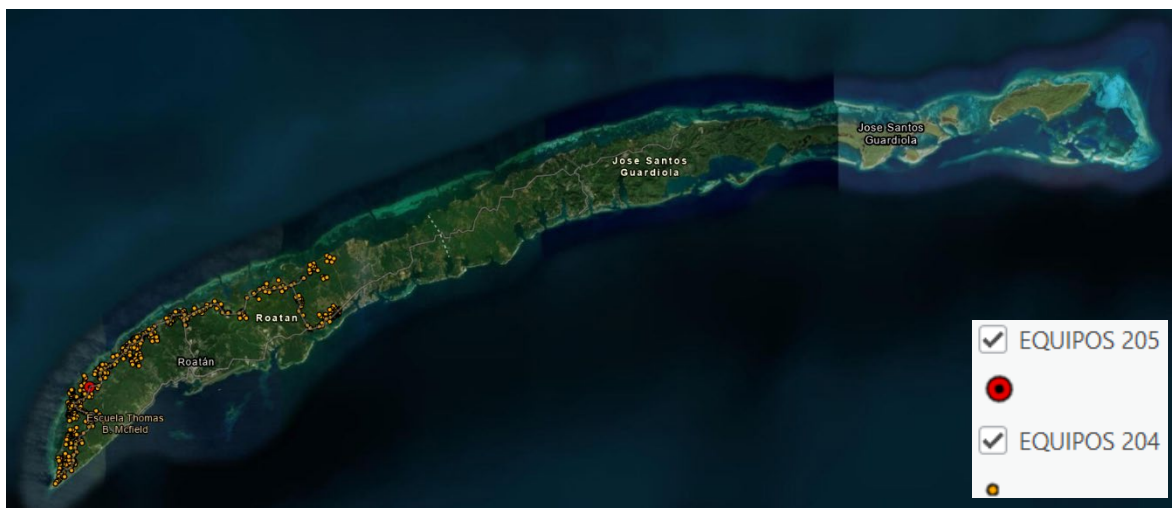


Imagen 3-4 Equipos de protección y maniobras del sistema de distribución de RECO considerados en el nuevo esquema del proyecto de vinculación usuario-red, al mes de mayo de 2026.

Al mes de diciembre de 2025, la empresa distribuidora RECO reportaba un total de 23,356 usuarios activos, tal como se ilustra en la **Imagen 3-5**. Para el mes de mayo de 2026, se registra un total de 23,455 usuarios activos, de los cuales 23,446 se encuentran debidamente georreferenciados, según se muestra en la **Imagen 3-6**. Al comparar ambos períodos, se observa un incremento neto de 99 usuarios activos, equivalente a un crecimiento aproximado del 0.42 %.

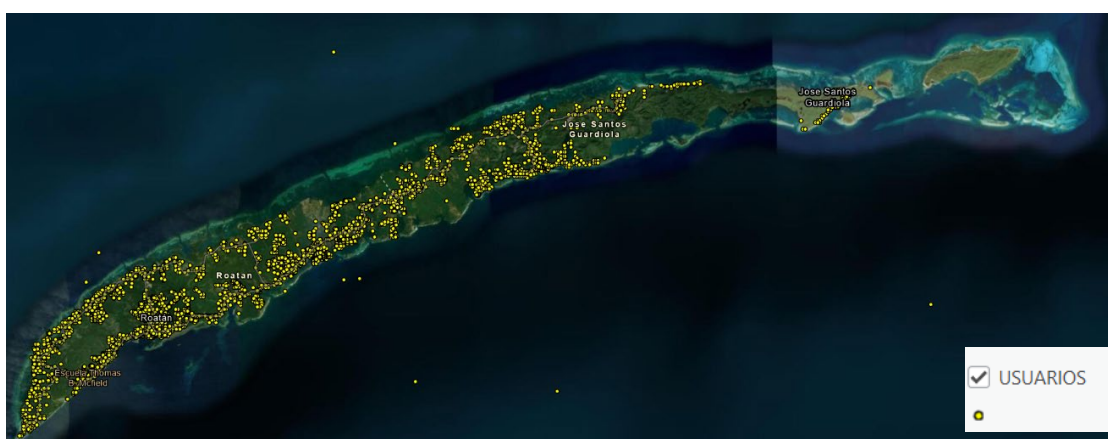


Imagen 3-5 Usuarios georreferenciados del sistema de distribución de RECO al mes de diciembre de 2025.



Imagen 3-6 Usuarios georreferenciados del sistema de distribución de RECO al mes de abril de 2026.

Se observa que RECO ha venido realizando esfuerzos orientados a la verificación de la georreferenciación y la actualización de su base de usuarios. No obstante, aún se identifican inconsistencias en la georreferenciación de algunos usuarios, tal como se ilustra en la **Imagen 3-7**.

En este sentido, resulta necesario continuar con el levantamiento progresivo de la red, los usuarios y su respectiva vinculación, conforme a las metas establecidas, asegurando la veracidad, consistencia y calidad de la información reportada. Lo anterior es fundamental, dado que únicamente al alcanzar la integración completa (100 %) de la vinculación usuario–red será posible calcular de manera íntegra y representativa los índices de calidad técnica del sistema, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

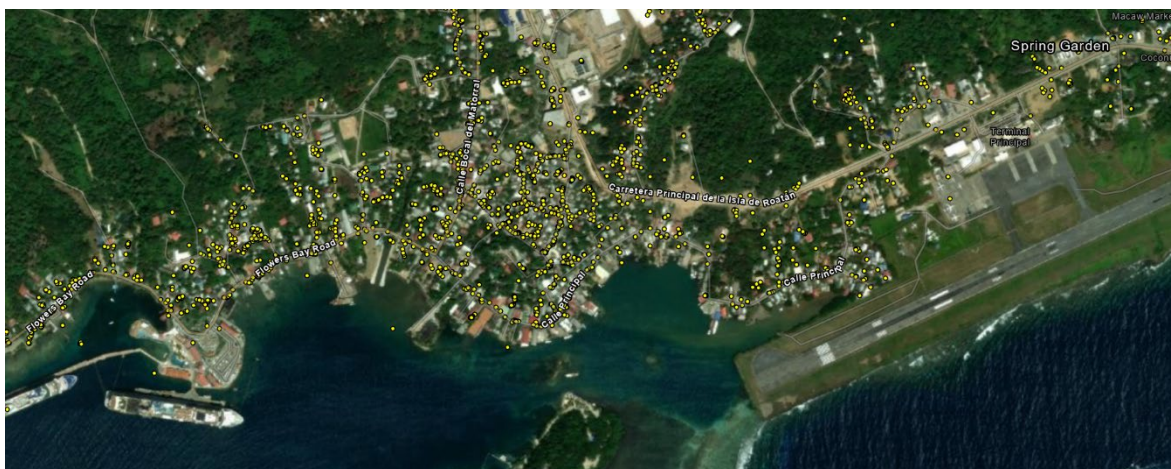


Imagen 3-7 Usuarios reportados modelados en la cartografía de Roatán con la información reportada por RECO al mes de mayo 2026

3.6.1.2 Calidad Comercial del Servicio

La evaluación de los indicadores del sistema aislado RECO se realizaron con base a la información presentada mensualmente por dicha empresa, conforme a los lineamientos establecidos en la normativa vigente.

Con base a el proceso de análisis realizado, se obtuvieron los resultados que se presentan en este informe.

3.6.1.2.1 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial

Durante lo que va del año 2026, podemos observar que el sistema aislado RECO ha mantenido un índice de eficiencia cercano al 100% cada mes, donde para el mes de mayo de los 781 Reclamos recibidos en el mes, 767 fueron resueltos durante el periodo de dicho mes, lo que resulta en un I_{eff} de 98.21%.

La **Tabla 3-3** muestra el detalle de los reclamos recibidos por mes, y cuantos de estos han sido resueltos, así como el I_{eff} correspondiente por mes.

Mes	Reclamos Resueltos	Reclamos	I_{eff}
Enero	716	722	99.17%
Febrero	691	704	98.15%
Marzo	761	765	99.48%



Mes	Reclamos Resueltos	Reclamos	I_{eff}
Abril	647	655	98.78%
Mayo	767	781	98.21%

Tabla 3-3: Indicadores de Eficiencia del Servicio Comercial por Mes, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Con base a esta información se elaboró la **Gráfico 3-1** donde podemos apreciar la evolución de este indicador por mes.

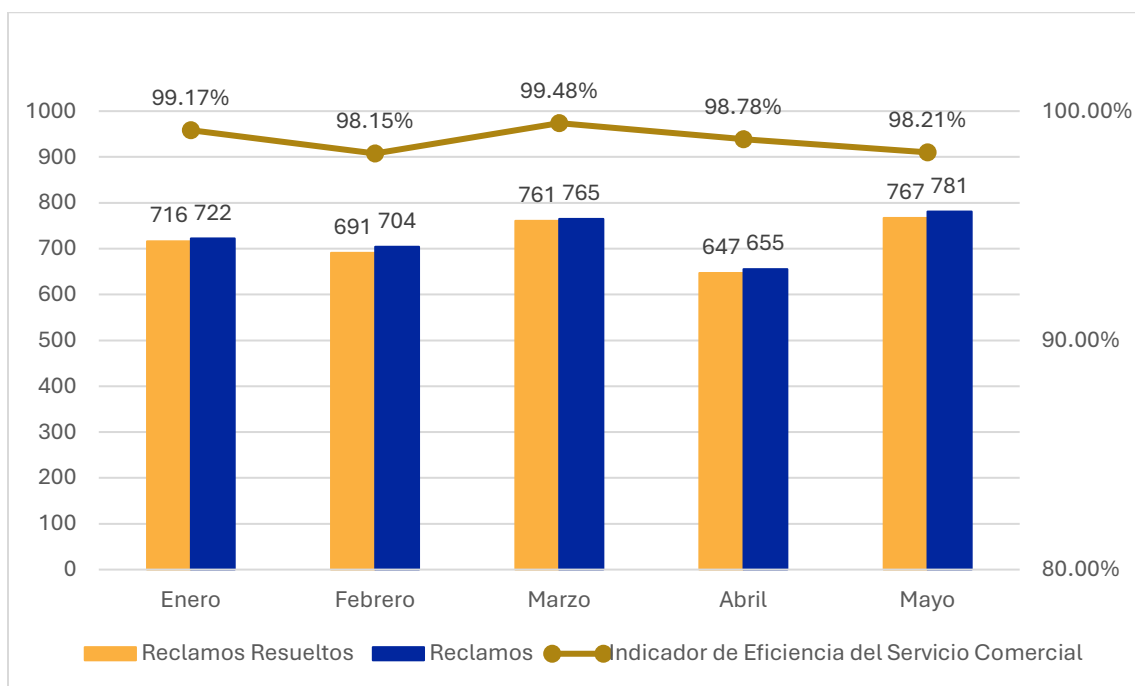


Gráfico 3-1: Evolución del Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por Mes, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Por último, con base a la información reportada en este informe, en lo que va del año hasta el mes de mayo 2026, de los 3,627 reclamos reportados, 3,582 han sido resueltos lo que resulta en un I_{eff} global de 98.76%.

La **Tabla 3-4** y **Gráfico 3-2** presentan los valores acumulados hasta el mes de mayo para el año 2026.

Año	Reclamos Resueltos	Reclamos	I_{eff}
2026	3,582	3,627	98.76%

Tabla 3-4: Detalle del Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

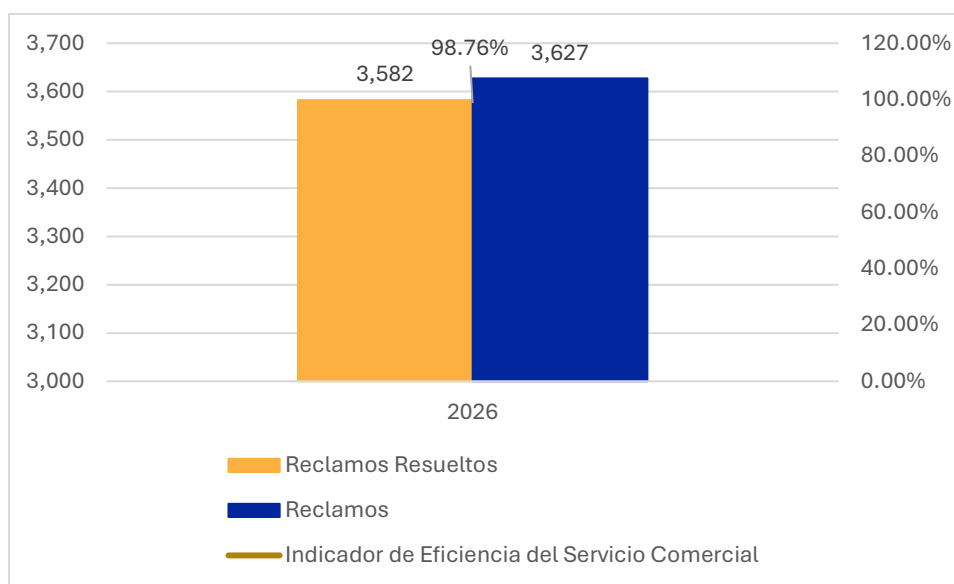


Gráfico 3-2: Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

3.6.1.2.2 Indicador de Eficacia del Servicio Comercial

Para el presente informe este indicador no ha sido calculado, debido que, a la fecha, no se tiene una muestra significativa de reclamos resueltos que luego hayan sido presentados a la CREE.

3.6.1.2.3 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial

Se puede observar que el sistema aislado RECO ha mantenido un índice de oportunidad cercano al 100% cada mes, donde para el mes de mayo de los 781 Reclamos recibidos en el mes, 767 fueron resueltos entre el durante máximo establecido en la NT-CD, lo que resulta en un I_{opor} de 98.21%.



La **Tabla 3-5** muestra el detalle de los reclamos recibidos por mes, y cuantos de estos han sido resueltos dentro del periodo máximo establecido en la NT-CD, así como el I_{opor} correspondiente por mes.

Mes	Reclamos Resueltos Durante el Plazo Máximo	Reclamos	I_{opor}
Enero	702	722	97.23%
Febrero	688	704	97.73%
Marzo	761	765	99.48%
Abril	647	655	98.78%
Mayo	767	781	98.21%

Tabla 3-5: Indicadores de Oportunidad del Servicio Comercial por Mes, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

El **Gráfico 3-3** muestra la evolución de este indicador por mes.

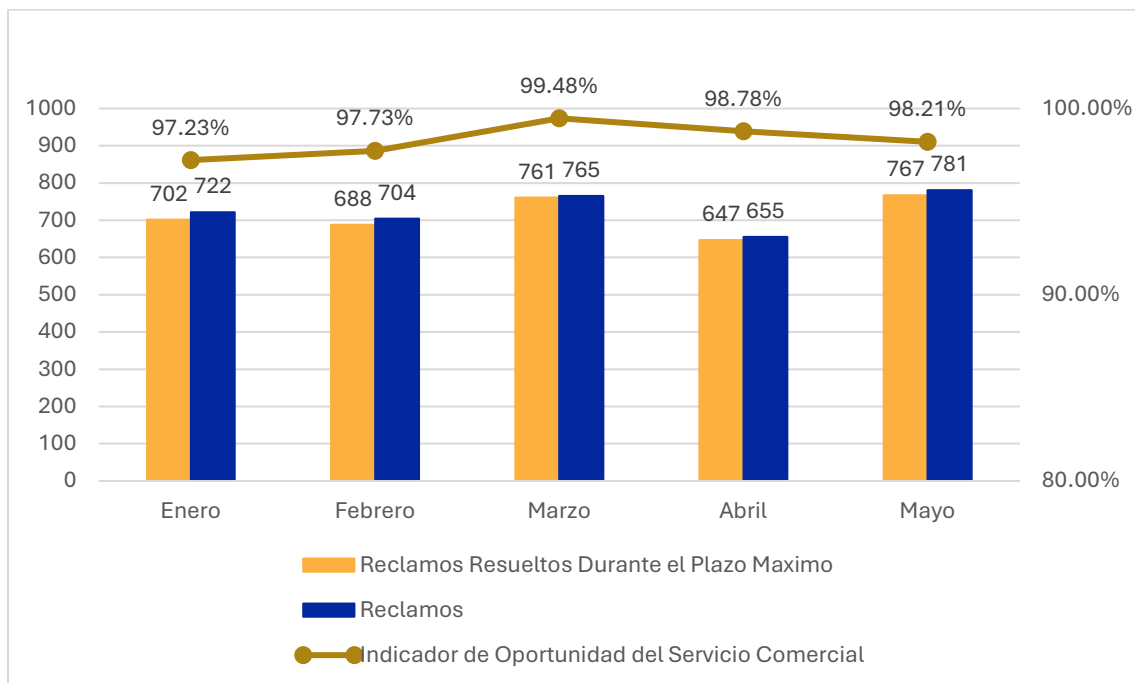


Gráfico 3-3: Evolución del Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial por Mes, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).



Por último, con base a la información mencionada previamente, de los 3,627 reclamos reportados, 3,565 han sido resueltos dentro del tiempo máximo establecido, lo que resulta en un I_{opor} de 98.29%.

La **Tabla 3-6** y **Gráfico 3-4** presentan los valores acumulados hasta el mes de mayo para el año 2026.

Mes	Reclamos Resueltos Durante el Plazo Máximo	Reclamos	I_{opor}
2026	3,565	3,627	98.29%

Tabla 3-6: Detalle del Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

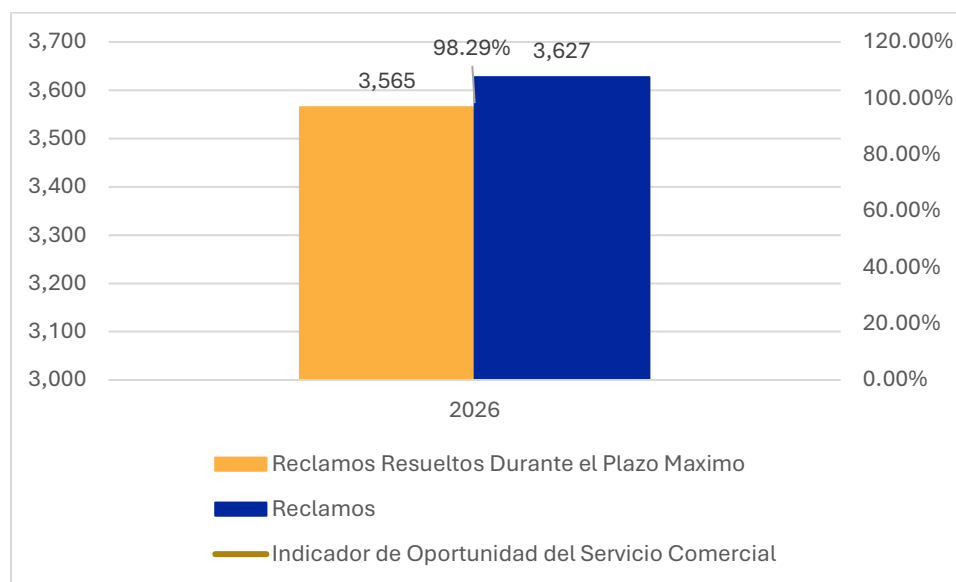


Gráfico 3-4: Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).



3.6.1.2.4 Indicador de Reclamos

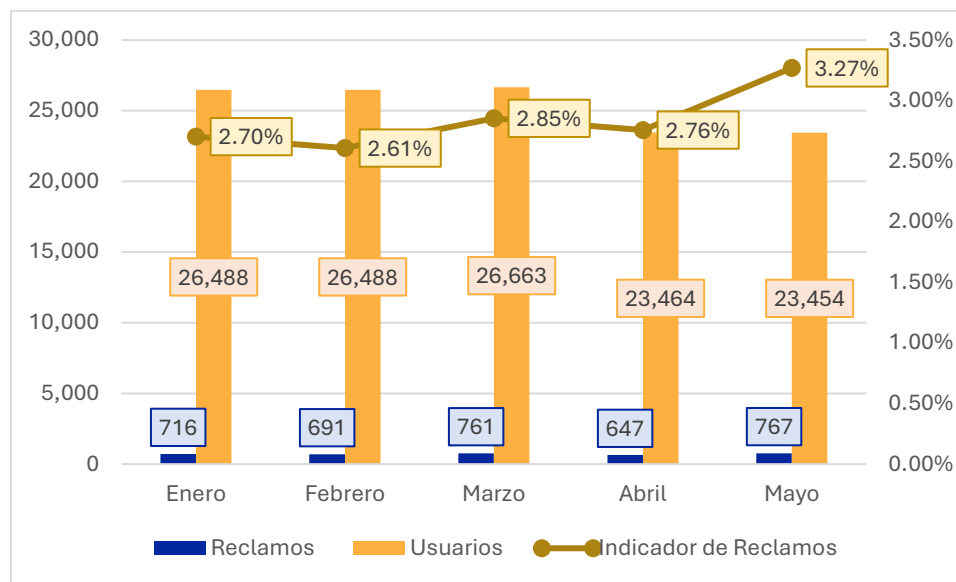
Se puede observar que el sistema aislado RECO ha mantenido un índice de reclamos entre 2.6% a 3.3% durante el periodo de enero a mayo 2026.

La **Tabla 3-7** muestra el detalle de los reclamos recibidos y procedentes y la cantidad de usuarios por mes, así como el *IRC* correspondiente por mes.

Mes	Reclamos	Usuarios	IRC
Enero	716	26,488	2.70%
Febrero	691	26,488	2.61%
Marzo	761	26,663	2.85%
Abril	647	23,464	2.76%
Mayo	767	23,454	3.27%

*Tabla 3-7: Detalle del Indicador de Reclamos del Servicio Comercial por mes, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).*

El **Gráfico 3-5** muestra el comportamiento del *IRC* por mes.



*Gráfico 3-5: Indicador de Reclamos por mes, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).*

Donde para lo que va del año 2026, tenemos un total de 26,800 usuarios, con un total de reclamos reportados y procedentes de 3,582, lo que resulta en un *IRC* de 13.37%.

Detallados en la **Tabla 3-8** y **Gráfico 3-6** a continuación:

Año	Reclamos	Usuarios	IRC
2026	3,582	26,800	13.37%

Tabla 3-8: Detalle del Indicador de Reclamos del Servicio Comercial, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

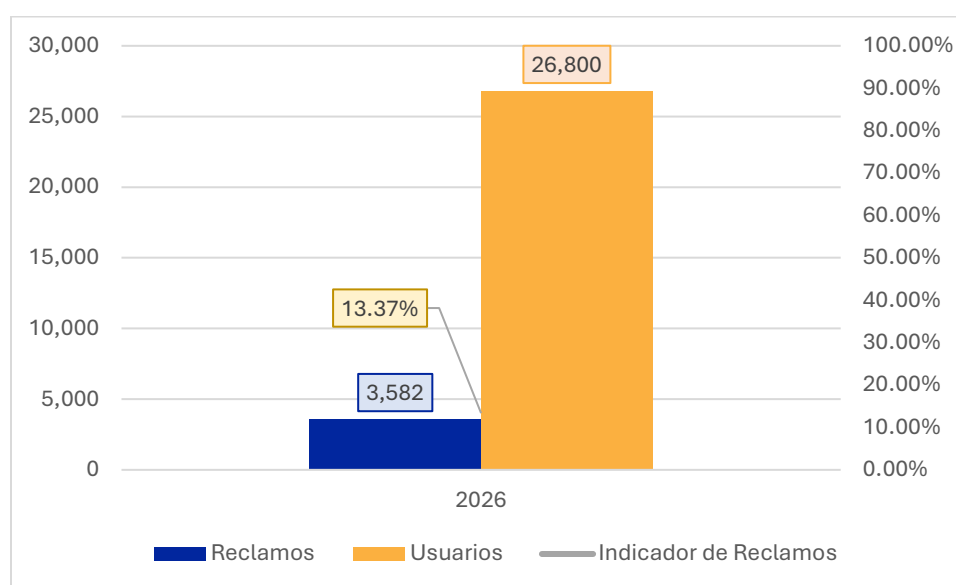


Gráfico 3-6: Indicador de Reclamos, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

3.6.1.2.5 Tiempo Promedio de Resolución

Para el periodo del año 2026, de enero a mayo, se puede observar que el sistema aislado RECO ha mantenido un *TPR* menor a 10 días, donde para el mes de mayo el *TPR* de 0.46 días.

La **Tabla 3-9** muestra el detalle de la suma de los tiempos por resolución por mes, el total de las gestiones y reclamos recibidas en dicho mes y el *TPR* correspondiente.

Mes	Suma Tiempo de Resolución	Gestiones y Reclamos	TPR (días)
Enero	457	716	0.64
Febrero	325	691	0.47
Marzo	145	761	0.19
Abril	162	647	0.25
Mayo	352	767	0.46

Tabla 3-9: Detalle de Tiempo de Resolución por Mes, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

El **Gráfico 3-7** muestra el comportamiento de los TPR en días, por mes.

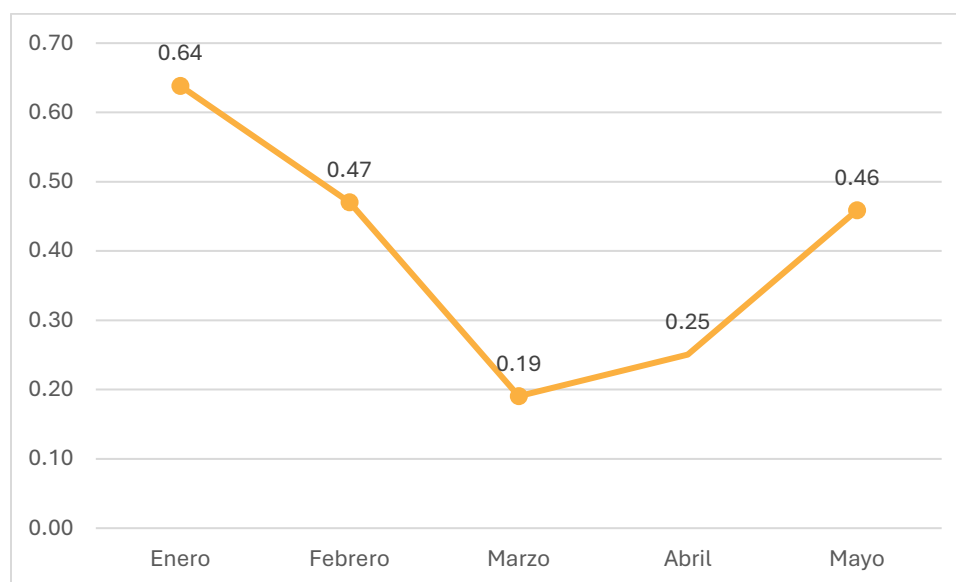


Gráfico 3-7: Tiempo de Resolución en días por Mes, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Donde se puede observar se mantiene una tendencia de los TPR siendo inferior al día, manteniéndolo dentro del rango máximo de 10 días.

Con base a esta información para el año 2026 podemos calcular que el TPR a la fecha es de 0.4.

La **Tabla 3-10** muestra el detalle para el cálculo del TPR para lo que va del año 2026.



Año	Suma Tiempo de Resolución	Gestiones y Reclamos	TPR (días)
2026	1,441	3,582	0.40

Tabla 3-10: Detalle de Tiempo de Resolución en días, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

3.6.1.2.6 Porcentaje de Facturación Promediada

Para el periodo del año 2026, de enero a mayo, se puede observar que el sistema aislado RECO ha mantenido un *PPF* inferior al 1%, donde para el mes de mayo, fue de 0.14%

La **Tabla 3-11** muestra el detalle del *PPF* por mes.

Mes	Facturas Promediadas	Facturas	<i>PPF</i>
Enero	52	23,258	0.22%
Febrero	52	23,322	0.22%
Marzo	31	23,416	0.13%
Abril	18	23,469	0.08%
Mayo	32	23,454	0.14%

Tabla 3-11: Detalle de Porcentaje de Facturación Promediada por Mes, RECO.

Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Donde con base a la información se ha elaborado el **Gráfico 3-8** donde podemos ver la tendencia del *PPF* con respecto al número de facturas emitidas por cada mes.

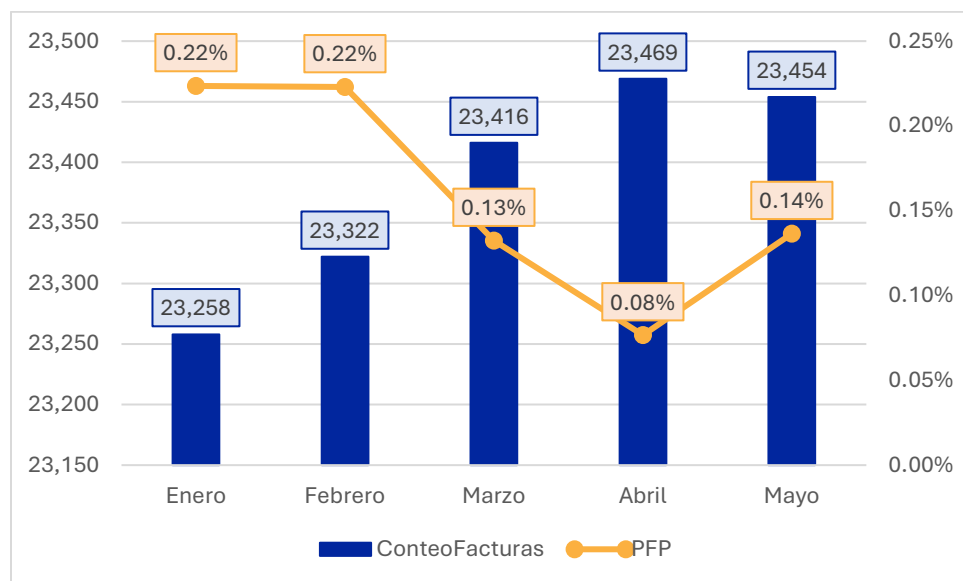


Gráfico 3-8: Evolución del Porcentaje de Facturación Promediada por Mes, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Donde se puede observar que aun con el incremento en el total de facturas emitidas por mes, se ha mantenido una tendencia en la disminución del porcentaje de estas que han sido promediadas, manteniendo un porcentaje inferior al 0.25% por mes.

La **Tabla 3-12** detalla el *PFP* para lo que va del año., donde el *PFP* es de 0.16%.

Mes	Facturas Promediadas	Facturas	PFP
2026	185	116,919	0.16%

Tabla 3-12: Porcentaje de Facturación Promediada, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Y en el **Gráfico 3-9** se ilustra la proporción entre facturas y facturas promediadas.

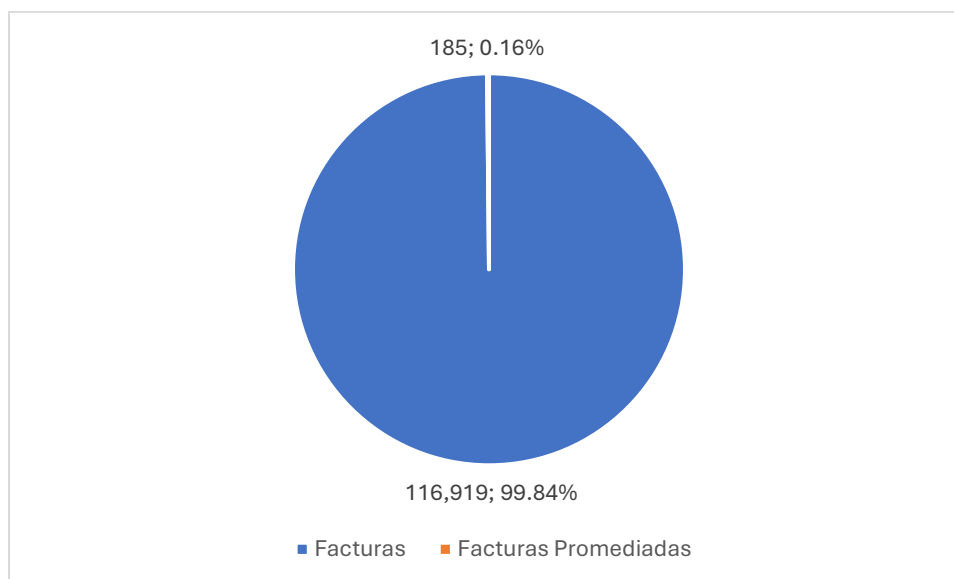


Gráfico 3-9: Porcentaje de Facturación Promediada, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

3.6.1.2.7 Falta de Notificación por Interrupción Programada

Para el año 2026, a la fecha, tenemos 2 meses donde se registraron interrupciones con notificaciones fuera del límite de 48 horas.

Mes	Notificaciones Mayor de 48 Horas	Interrupciones Programadas	FNIP
Febrero	8	8	100.00%
Marzo	6	8	75.00%

Tabla 3-13: Detalle de Falta de Notificación por Interrupción Programada por Mes, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Donde para los meses de febrero y marzo hubo un total de 8 interrupciones en total para ambos meses, con febrero teniendo las 8 interrupciones siendo notificadas fuera del mínimo de 48 horas establecido en la NT-CD y marzo teniendo 6 de las 8 interrupciones fuera del rango de las 48 horas de antelación.

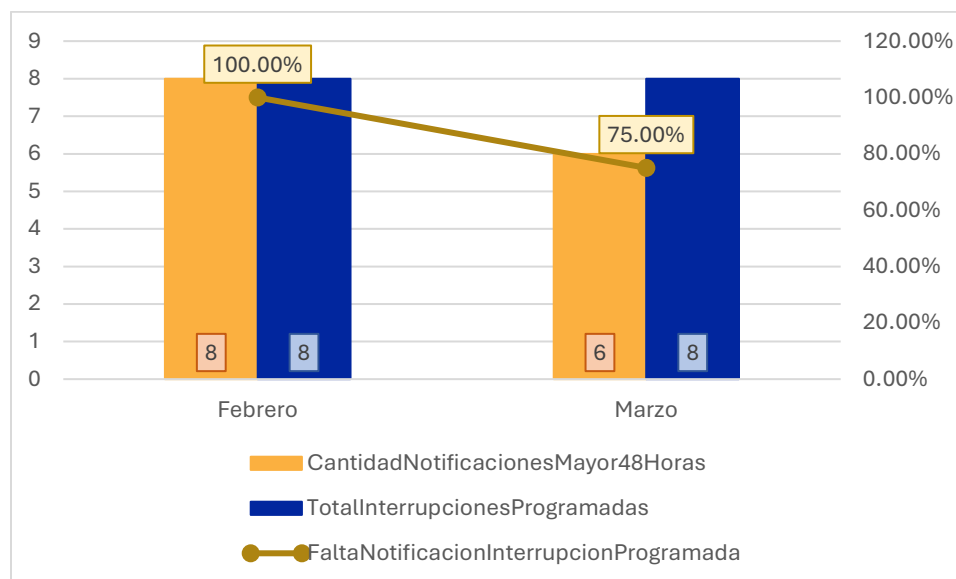


Gráfico 3-10: Falta de Notificación por Interrupción Programada por Mes, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

En la **Tabla 3-14** se detalla el total acumulado para el año 2026 de las interrupciones con notificaciones mayores a 48 horas y el total de interrupciones programadas durante el año.

Año	Notificaciones Mayor de 48 Horas	Interrupciones Programadas	FNIP
2026	14	16	87.5%

Tabla 3-14: Detalle de Falta de Notificación por Interrupción Programada por Año, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

Donde con base a la información se ha elaborado el **Gráfico 3-11** para ilustrar la proporción entre las interrupciones programadas y la cantidad de interrupciones con notificaciones mayores a 48 horas.

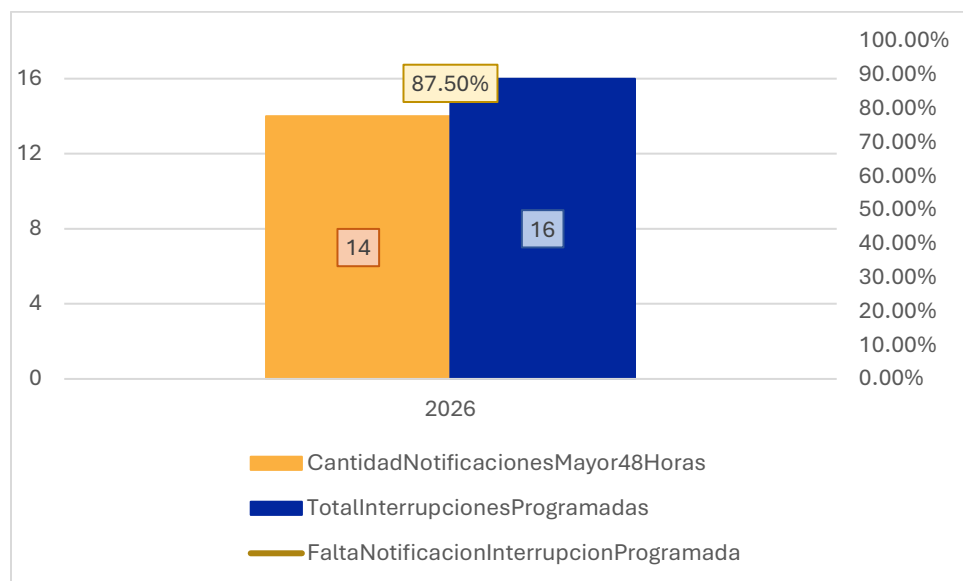


Gráfico 3-11: Falta de Notificación por Interrupción Programada por Año, RECO.
Fuente: Roatán Electric Company (RECO).

3.6.2 Utila Power Company (UPCO)

3.6.2.1 Calidad Técnica del Servicio

3.6.2.1.1 Estandarización de Nomenclaturas y Codificación del Sistema de Distribución de UPCO.

3.6.2.1.1.1 Centros de Transformación MT/BT

Los códigos asignados a los centros de transformación MT/BT se definen en función del tipo de instalación del equipo, distinguiéndose principalmente entre transformadores instalados en poste y transformadores instalados sobre base de concreto a nivel de piso.

La estructura de codificación establecida se aplica de forma individual a cada transformador, asignando un identificador único e irrepetible por activo, independientemente de su ubicación o del circuito al que pertenezca. En este sentido, la nomenclatura no hace referencia a agrupaciones de equipos, sino que garantiza la identificación unívoca de cada transformador dentro de los sistemas de registro, control y seguimiento operativo.

3.6.2.1.1.2 Equipos protección y maniobras

Los equipos de maniobra principales corresponden a dispositivos instalados sobre la línea troncal de distribución, cuya función es permitir el seccionamiento y aislamiento de zonas



operativas dentro de la red. Estos equipos facilitan la ejecución de maniobras operativas, el mantenimiento programado y la atención de fallas, contribuyendo a la continuidad del servicio en los sectores no afectados.

La estructura de codificación permite identificar el tipo de dispositivo, la fase a la que pertenece y un número correlativo asociado al punto de seccionamiento. Este número correlativo corresponde a la ubicación física dentro de la red y es común para los dispositivos instalados en un mismo punto, independientemente de la fase.

En los casos en que un punto de maniobra esté conformado por tres seccionadores monopolares (uno por cada fase), todos los dispositivos comparten el mismo número correlativo, diferenciándose únicamente mediante la letra correspondiente a la fase.

3.6.2.1.2 Levantamiento del Sistema de Distribución de UPCO y Avance del proyecto de Vinculación Usuario-Red

Las imágenes que se presentan a continuación tienen como propósito comparar el estado actual del proyecto con el estado inicial determinado con la información reportada a diciembre de 2025. Asimismo, evidencian el trabajo desarrollado por UPCO para dar cumplimiento a los requerimientos normativos establecidos por esta Comisión, particularmente en lo relativo a la ejecución y consolidación del levantamiento de su red de distribución.

A partir del modelado de la información reportada por la empresa distribuidora UPCO, se presenta en la **Imagen 3-8** la ubicación y el registro de los transformadores del sistema de distribución correspondientes a diciembre de 2025, fecha en la cual UPCO reportaba un total de 109 transformadores. Asimismo, en la **Imagen 3-9** se incluye la actualización del levantamiento con corte a el mes de abril de 2026, destacándose una mejora significativa en la precisión de las coordenadas geográficas asociadas a estos activos. Este avance se refleja en una caracterización más completa y confiable del sistema de distribución, alcanzando al mes de abril de 2026 un registro preciso de 112 transformadores.



Imagen 3-8 Transformadores del sistema de distribución de UPCO al mes de diciembre de 2025.



Imagen 3-9 Transformadores del sistema de distribución de UPCO al mes de abril de 2026.

De manera similar, se ha realizado el modelado de los equipos de protección y maniobra del sistema de distribución de la empresa UPCO. Históricamente, el cálculo de los indicadores de calidad asociados se realizaba mediante los índices ASIDI y ASIFI ante la ausencia de la vinculación usuario-red, considerando únicamente interruptores principales y reconectadores los cuales representaban tan solo 6 equipos de protección y maniobra del

sistema. En la **Imagen 3-10** se presentan los equipos de protección y maniobra que eran tomados en cuenta bajo dicho enfoque al mes de diciembre de 2025.

En el marco de la reestructuración del proyecto de vinculación usuario-red, se ha ampliado el alcance para incorporar la totalidad de los equipos del sistema, con el objetivo de alcanzar el nivel de precisión establecido por la NT-CD en el cálculo de los índices de calidad de distribución. En la **Imagen 3-11** se presenta el levantamiento actualizado de los equipos de protección y maniobra reportados por UPCO al mes de abril de 2026, alcanzando un total de 172 equipos registrados.



Imagen 3-10 Equipos de maniobras principales del sistema de distribución de UPCO al mes de diciembre de 2025.

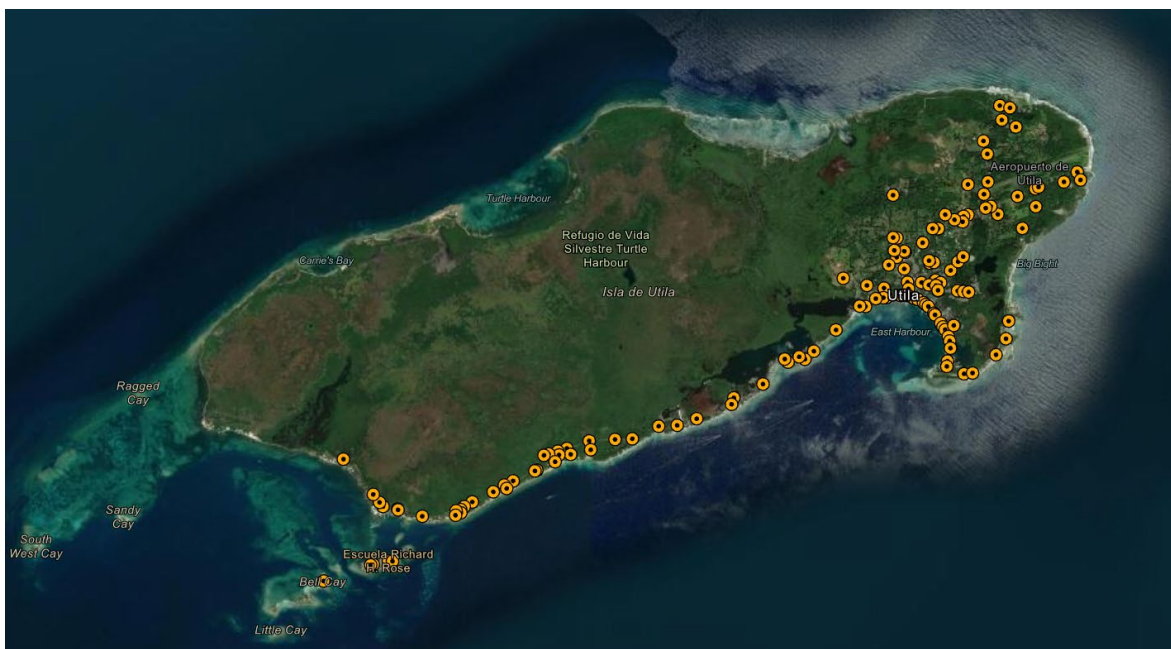


Imagen 3-11 Equipos de protección y maniobras del sistema de distribución de UPCO considerados en el nuevo esquema del proyecto de vinculación usuario-red, al mes de abril de 2026.

Al mes de diciembre de 2025, la empresa distribuidora UPCO reportaba un total de 2,847 usuarios activos, de los cuales únicamente 208 se encontraban debidamente georreferenciados, tal como se ilustra en la **Imagen 3-12** lo que representaba el 7.31 % del total de usuarios activos debidamente georreferenciados.

Para el mes de abril de 2026, UPCO reporta un total de 2,954 usuarios activos, de los cuales 1,536 se encuentran georreferenciados, según se muestra en el Gráfico 3-17. Al comparar ambos períodos, se observa un incremento neto de 107 usuarios activos, equivalente a un crecimiento del 3.76 %.

Asimismo, a abril de 2026 se ha alcanzado un nivel de georreferenciación del 52 % de los usuarios activos como se muestra en la **Imagen 3-13** y se dispone de información de vinculación usuario-red para 1,057 usuarios, cada uno asociado a su respectivo equipo de protección y maniobra aguas arriba. Este avance representa el 35.78 % de cumplimiento del proyecto de vinculación usuario-red. No obstante, resulta necesario continuar con el levantamiento progresivo de la red, los usuarios y su respectiva vinculación, según las metas definidas, dado que únicamente al alcanzar el 100 % de esta integración será posible calcular

de manera íntegra los índices de calidad técnica del sistema, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).



Imagen 3-12 Usuarios georreferenciados del sistema de distribución de UPCO al mes de diciembre de 2025.

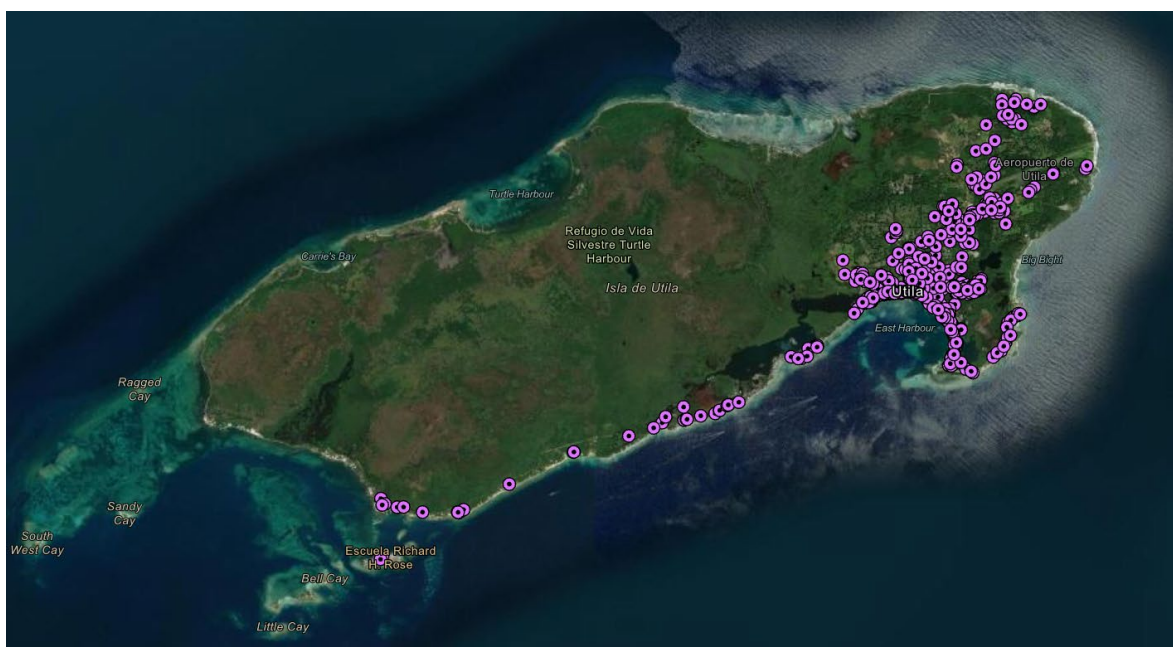


Imagen 3-13 Usuarios georreferenciados del sistema de distribución de UPCO al mes de abril de 2026.

3.6.2.1.3 Clasificación y Registro de Interrupciones del Sistema de Distribución

Las interrupciones del servicio eléctrico se clasifican en función de su naturaleza, distinguiéndose entre programadas (asociadas a actividades de mantenimiento) y no



programadas (derivadas de fallas), así como por su origen (distribución, generación o externo) y su condición operativa. Esta clasificación tiene como finalidad estandarizar su registro, análisis y reporte.

Para efectos de control y trazabilidad, cada interrupción se identifica mediante un código estructurado de acuerdo con su tipo y área de origen. Dicho código incorpora el año en dos dígitos, seguido de un número correlativo único, lo que permite asegurar un registro ordenado, consistente y fácilmente rastreable de cada evento.

La clasificación de causas de indisponibilidad presentada por UPCO se presenta en la **Tabla 3-15** e incorpora las principales causas de interrupción identificadas al momento de la elaboración del presente documento. No obstante, este catálogo podrá ampliarse mediante la incorporación de nuevas causas o subcategorías, conforme se registren eventos adicionales durante la operación del sistema. Lo anterior tiene como objetivo mantener la actualización continua del inventario de causas y fortalecer la trazabilidad y el análisis de las interrupciones registradas.

No.	Causa de Interrupción Estandarizada por UPCO
1	Ruptura de conductores
2	Lluvias y vientos
3	Falla pararrayos
4	Medio ambiente (árbol y ramas sobre la línea, fuego y fauna)
5	Mantenimiento programado generación
6	Mantenimiento programado distribución
7	Falla cuchilla cortacircuitos
8	Poste embestido por vehículo
9	Falla aisladores
10	Falla puentes
11	Falla crucetas
12	Falla en poste
13	Objetos en la línea
14	Descargas atmosféricas
15	Falla transformadores
16	Falla por cruces de línea



No.	Causa de Interrupción Estandarizada por UPCO
17	Fallas fusibles
18	Falla retenida
19	Falla reconectador
20	Falla cuchilla rompe arco
21	Falla cuchilla tripolar
22	Falla cuchilla monopolar
23	Caso fortuito
24	Fuerza mayor
25	Falla en interruptor de línea
26	Mantenimiento transformador principal de 2.5 MVA
27	Mantenimiento gabinete principal del switchgear
28	Falla por sobre voltaje
29	Falla por bajo voltaje
30	Falla por sobrecorriente
31	Falla por altos kW
32	Falla por altos kVA
33	Falla por potencia inversa
34	Falla por baja presión de aceite
35	Falla por alta temperatura aceite
36	Falla por alta temperatura coolant
37	Falla por paro manual por ruidos anormales en motor
38	Falla por error de operación
39	Falla por variación de frecuencia
40	Falla en controles

Tabla 3-15 Causas de interrupciones en el sistema de distribución operado por UPCO

Esta clasificación de interrupciones será desarrollada y ampliada de manera progresiva, conforme se requiera, ajustándose a los lineamientos establecidos en la NT-CD. El nivel de detalle alcanzado en la identificación de las causas de interrupción refleja el interés de la empresa distribuidora en la mejora operativa de su sistema de distribución y generación, orientado a fortalecer la calidad técnica del servicio para todos sus usuarios.



Asimismo, esta estructura de clasificación permitirá identificar problemáticas recurrentes, analizar patrones de falla, optimizar el desempeño del sistema y orientar de manera más eficiente las actividades de mantenimiento e inversión estratégica.

3.6.2.1.4 Esquemas Propuestos por UPCO para Mejorar la Calidad Técnica del Servicio de Distribución en el Sistema Aislado de Útila

La red de distribución operada por UPCO está constituida por un único circuito trifásico en nivel de media tensión (13.8 kV), el cual suministra energía a la totalidad de la isla de Útila.

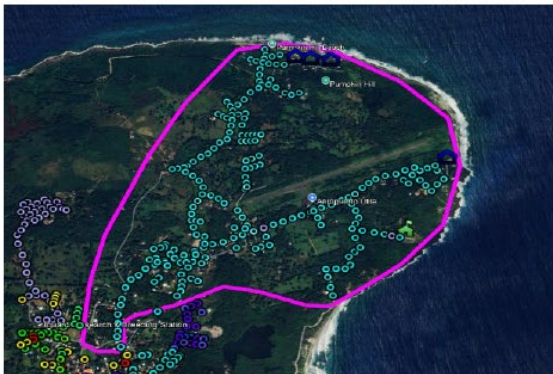
Con el objetivo de optimizar las labores operativas, de mantenimiento y la gestión de interrupciones, este circuito ha sido dividido en nueve (9) zonas de seccionamiento que se muestran en la **Imagen 3-14**, **Imagen 3-15** e **Imagen 3-16**. Dichas zonas se distribuyen a lo largo del alimentador principal y se definen mediante puntos de seccionamiento que permiten la partición de la red en tramos operativos.

Esta configuración facilita el aislamiento selectivo de sectores específicos ante fallas o durante intervenciones programadas, mejorando la eficiencia en la operación del sistema. Asimismo, la segmentación permite una delimitación funcional de la red, lo que contribuye a una localización más rápida de fallas, una ejecución más eficiente de maniobras y la continuidad del servicio en las áreas no afectadas.

Adicionalmente, esta estructura posibilita la sectorización de la carga y la segregación operativa de los usuarios, favoreciendo una gestión más efectiva de las interrupciones del servicio.



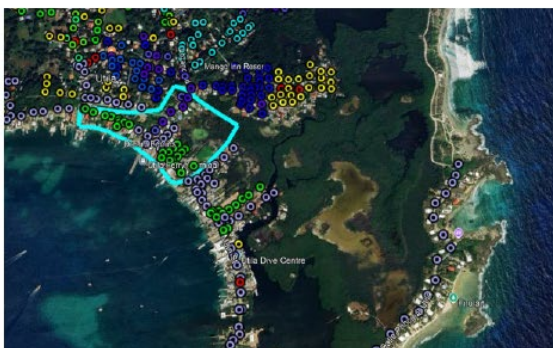
Zona 1



Zona 2



Zona 3



Zona 4

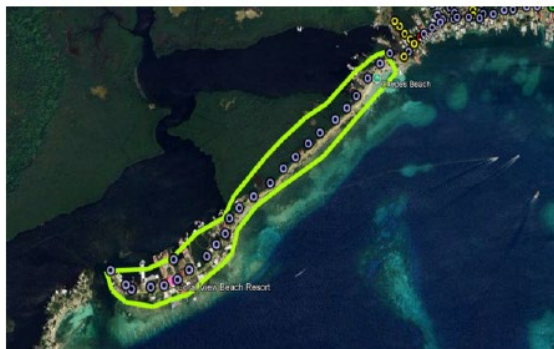


Imagen 3-14 Zonas operativas 1-4 para maniobras y aislamiento de fallas (Fuente: UPCO)

Zona 5



Zona 6



Zona 7



Zona 8

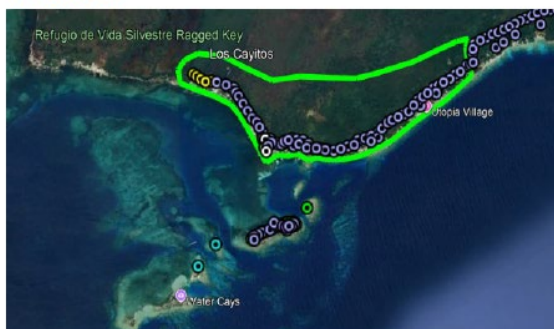


Imagen 3-15 Zonas operativas 5-8 para maniobras y aislamiento de Fallas (Fuente: UPCO)

Zona 9



Imagen 3-16 Zona operativa 9 para maniobras y aislamiento de fallas (Fuente: UPCO)

3.6.2.2 Calidad Comercial del Servicio

3.6.2.2.1 Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial

Durante lo que va del año 2026, podemos observar que el sistema aislado UPCO ha tenido fluctuaciones considerables del índice de eficiencia, donde para el mes de abril de los 161



Reclamos recibidos en el mes, 72 fueron resueltos durante el periodo de dicho mes, lo que resulta en un I_{eff} de 44.72%, siendo el índice más bajo en lo que va del periodo reportado.

La **Tabla 3-16** muestra el detalle de los reclamos recibidos por mes, y cuantos de estos han sido resueltos, así como el I_{eff} correspondiente por mes.

Mes	Reclamos Resueltos	Reclamos	I_{eff}
Enero	81	118	68.64%
Febrero	77	106	72.64%
Marzo	82	150	54.67%
Abril	72	161	44.72%

Tabla 3-16: Indicadores de Eficiencia del Servicio Comercial por Mes, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).

Con base a esta información se elaboró la **Gráfico 3-18** donde podemos apreciar la evolución de este indicador por mes.

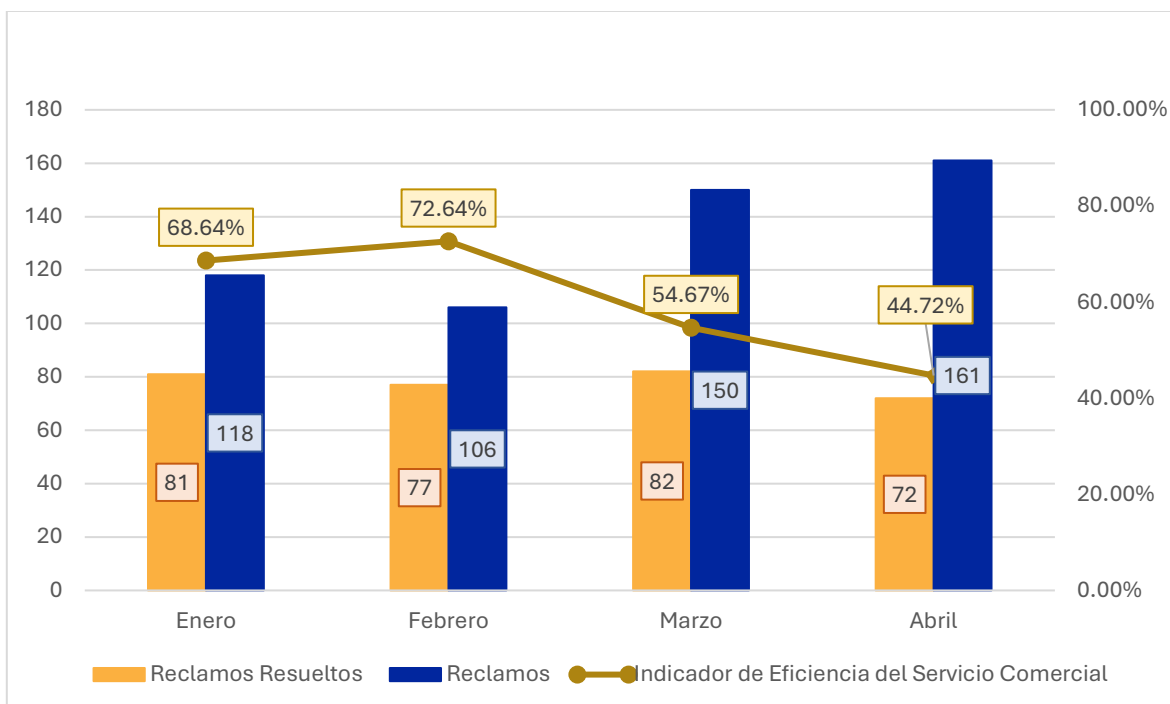


Gráfico 3-12: Evolución del Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial por Mes, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).



Por último, con base a la información reportada en este informe, en lo que va del año hasta el mes de abril 2026, de los 535 reclamos reportados, 312 han sido resueltos lo que resulta en un I_{eff} global de 58.32%.

La **Tabla 3-17** y **Gráfico 3-19** presentan los valores acumulados hasta el mes de mayo

Año	Reclamos Resueltos	Reclamos	I_{eff}
2026	312	535	58.32%

Tabla 3-17: Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).

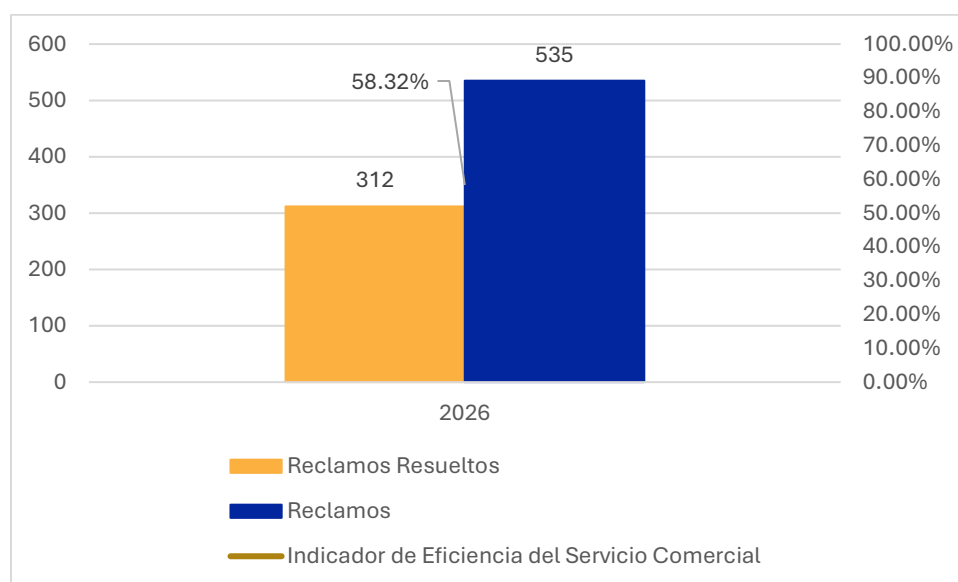


Gráfico 3-13: Indicador de Eficiencia del Servicio Comercial, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).

3.6.2.2.2 Indicador de Eficacia del Servicio Comercial

Para el presente informe este indicador no ha sido calculado, debido que, a la fecha, no se tiene una muestra significativa de reclamos resueltos que luego hayan sido presentados a la CREE.



3.6.2.2.3 Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial

Se puede observar que, para el periodo de enero a abril 2026, el sistema aislado UPCO ha tenido fluctuaciones considerables del índice de oportunidad, donde para el mes de abril de los 161 Reclamos recibidos en el mes, 65 fueron resueltos durante el plazo máximo establecido en la NT-CD, lo que resulta en un I_{opor} de 40.37%, siendo el índice más bajo en lo que va del periodo reportado

La Tabla 3-18 muestra el detalle de los reclamos recibidos por mes, y cuantos de estos han sido resueltos durante el plazo máximo establecido en la NT-CD, así como el I_{opor} correspondiente por mes.

Mes	Reclamos Resueltos Durante el Plazo Máximo	Reclamos	I_{opor}
Enero	76	118	64.41%
Febrero	61	106	57.55%
Marzo	76	150	50.67%
Abril	65	161	40.37%

Tabla 3-18: Indicadores de Oportunidad del Servicio Comercial por Mes, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).

El **Gráfico 3-20** muestra la evolución del indicador de oportunidad por mes con base a la tabla anterior, donde se puede apreciar una tendencia de disminución del I_{opor} .

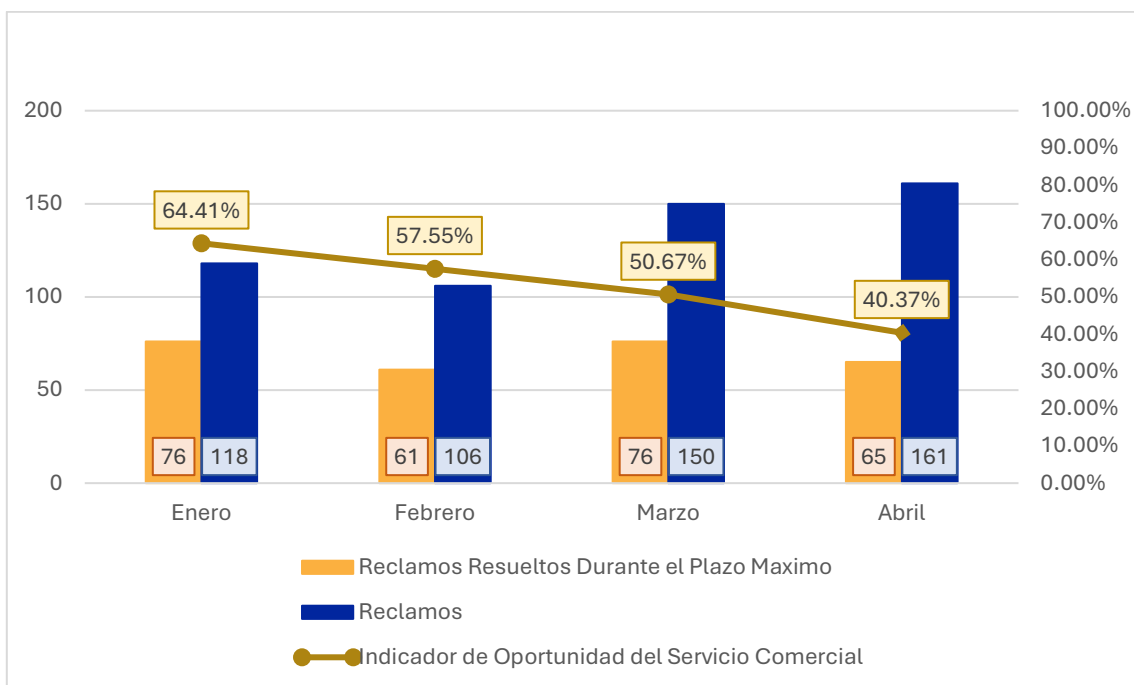


Gráfico 3-14: Evolución del Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial por Mes, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

Seguidamente, con base a la información reportada hasta la fecha de la elaboración de este informe, de los 535 reclamos reportados de enero a abril 2026, 278 reclamos fueron resueltos durante el plazo máximo establecido en la NT-CD, lo que resulta en un I_{opor} de 51.96%.

La **Tabla 3-19** y **Gráfico 3-21** presentan los valores acumulados hasta el mes de abril para el año 2026.

Año	Reclamos Resueltos Durante el Plazo Máximo	Reclamos	I_{opor}
2026	278	535	51.96%

Tabla 3-19: Detalle del Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

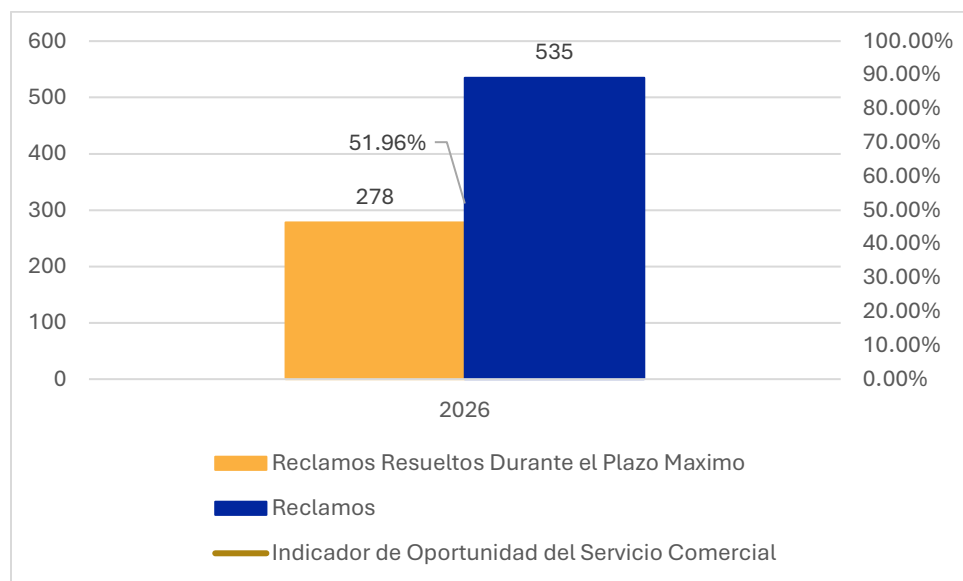


Gráfico 3-15: Indicador de Oportunidad del Servicio Comercial, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

3.6.2.2.4 Indicador de Reclamos

Se puede observar que el sistema aislado UPCO ha mantenido un índice de reclamos entre 2.5% a 2.9% durante el periodo de enero a abril 2026.

La **Tabla 3-20** muestra el detalle de los reclamos recibidos y procedentes y la cantidad de usuarios por mes, así como el *IRC* correspondiente por mes

Mes	Reclamos	Usuarios	IRC
Enero	81	2,856	2.84%
Febrero	77	2,947	2.61%
Marzo	82	2,956	2.77%
Abril	72	2,854	2.52%

Tabla 3-20: Detalle del Indicador de Reclamos del Servicio Comercial por mes, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

El **Gráfico 3-22** muestra el comportamiento del *IRC* por mes.

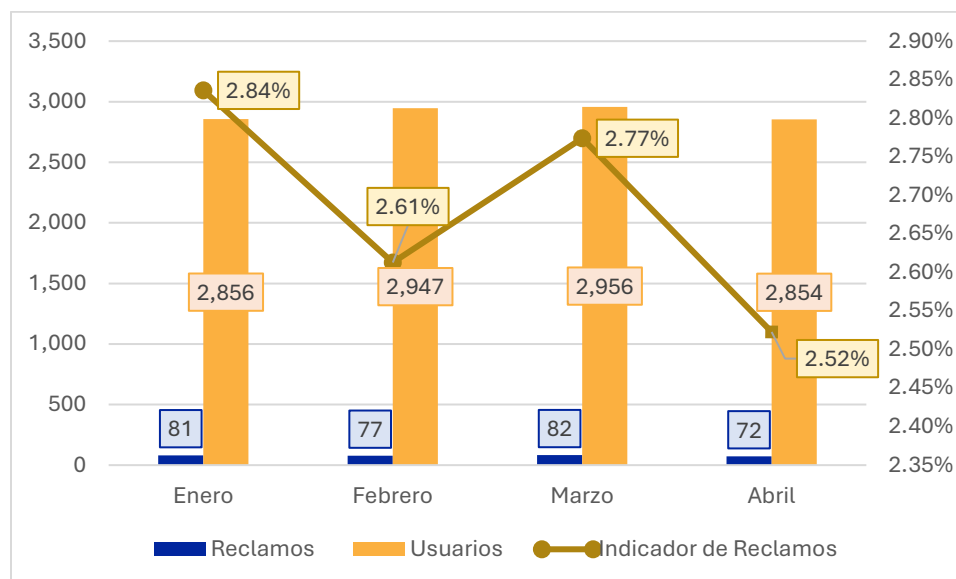


Gráfico 3-16 Indicador de Reclamos por mes, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

Donde para lo que va del año 2026, tenemos un total de 2,975 usuarios, con un total de reclamos reportados y procedentes de 312, lo que resulta en un IRC de 10.55%

Año	Suma Tiempo de Resolución	Gestiones y Reclamos	IRC
2026	312	2,957	10.55%

Tabla 3-21: Detalle del Indicador de Reclamos del Servicio Comercial, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

Con base a la información de la **Tabla 3-21** se elaboró el **Gráfico 3-23** que muestra el comportamiento del IRC.

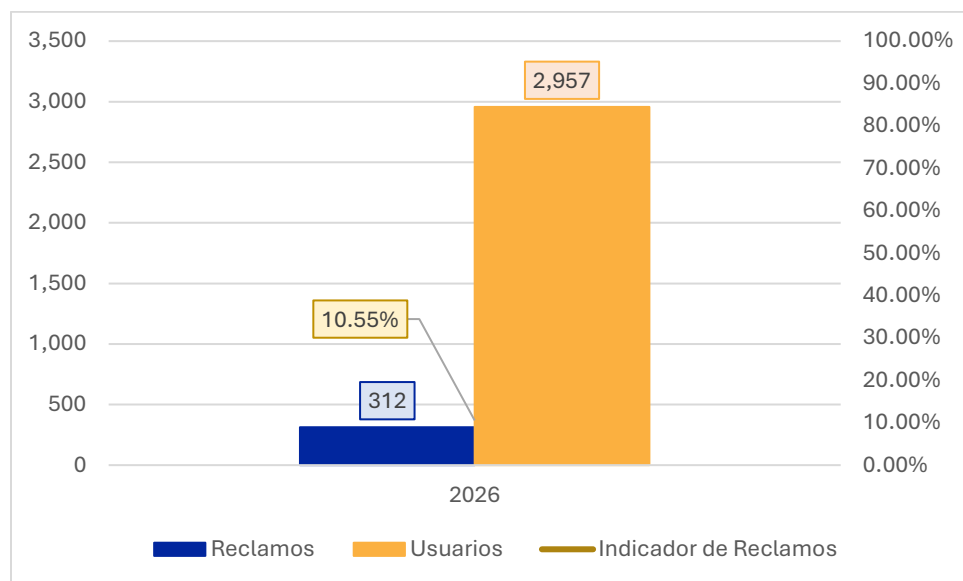


Gráfico 3-17: Indicador de Reclamos, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

3.6.2.2.5 Tiempo Promedio de Resolución

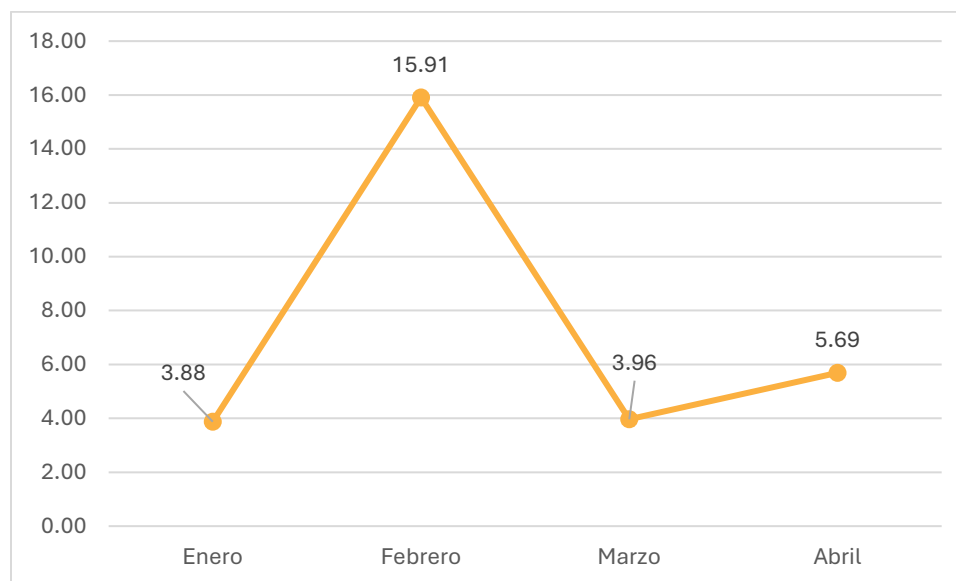
Para el periodo de enero a abril 2026, se puede observar que el sistema aislado UPCO ha mantenido un *TPR* menor a 10 días excepto en el mes de febrero, donde el *TPR* fue de 15.91 días.

La **Tabla 3-22** muestra el detalle de la suma de los tiempos de resolución en días por mes, el total de gestiones y reclamos recibidas por mes y el *TPR* calculado.

Mes	Suma Tiempo de Resolución	Gestiones y Reclamos	<i>TPR</i> (días)
Enero	314	81	3.88
Febrero	1225	77	15.91
Marzo	325	82	3.96
Abril	410	72	5.69

Tabla 3-22: Detalle de Tiempo de Resolución por en días por Mes, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

El **Gráfico 3-24** muestra el comportamiento de los *TPR* en días por mes.



*Gráfico 3-18: Tiempo de Resolución en días por Mes, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).*

Donde se puede observar que fuera del mes de febrero donde hubo un incremento del *TPR* fuera de los 10 días establecidos en la NT-CD, el sistema aislado UPCO mantiene los *TPR* dentro del rango establecido.

Con base a esta información, para el año 2026 podemos calcular que el *TPR* a la fecha es de 7.3.

Año	Suma Tiempo de Resolución	Gestiones y Reclamos	TPR (días)
2026	2274	312	7.3

*Tabla 3-23: Detalle de Tiempo de Resolución en días, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).*

3.6.2.2.6 Falta de Notificación por Interrupción Programada

Para el periodo de enero a abril 2026, tenemos un mes donde se registraron interrupciones con notificaciones fuera del límite de 48 horas, siendo el mes de abril, con 33 interrupciones reportadas, siendo el 100% de estas con notificaciones mayor a 48 horas.



Mes	Notificaciones Mayor de 48 Horas	Interrupciones Programadas	<i>FNIP</i>
Abril	33	33	100.00%

Tabla 3-24: Detalle de Falta de Notificación por Interrupción Programada por Mes, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).

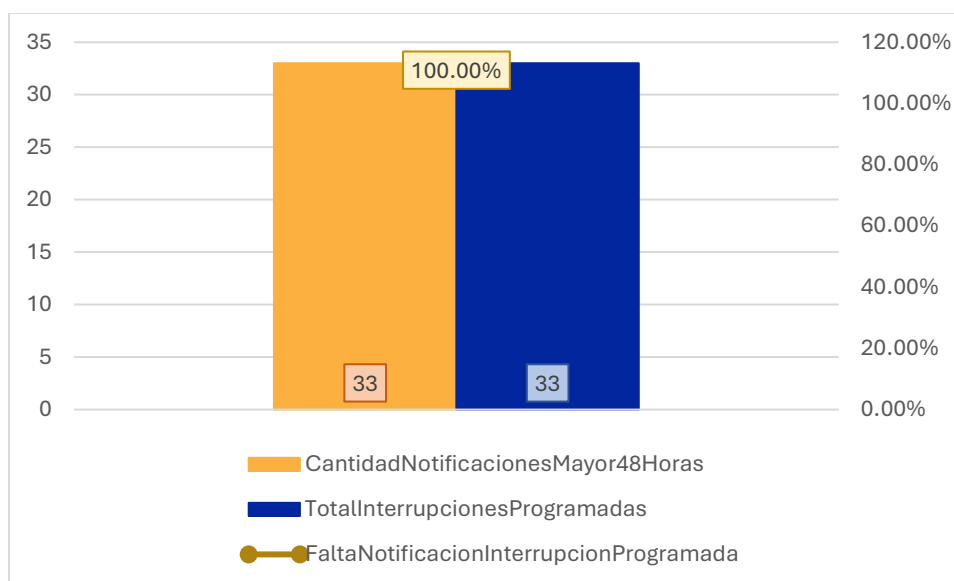


Gráfico 3-19: Falta de Notificación por Interrupción Programada por Mes, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).

Para el periodo de enero a abril 2026, ha habido un total de 44 interrupciones reportadas hasta la fecha, con 33 de ellas con notificaciones mayores a 48 horas, lo que resulta en un *FNIP* de 75%.

Año	Notificaciones Mayor de 48 Horas	Interrupciones Programadas	<i>FNIP</i>
2026	33	44	75.00%

Tabla 3-25: Detalle de Falta de Notificación por Interrupción Programada por Año, UPCO.

Fuente: Utila Power Company (UPCO).

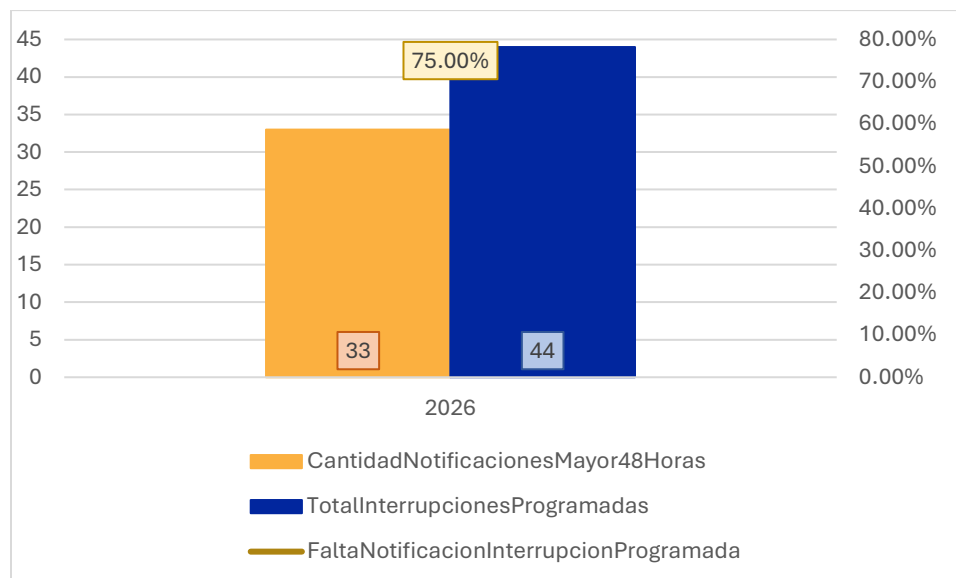


Gráfico 3-20: Falta de Notificación por Interrupción Programada por Año, UPCO.
Fuente: Utila Power Company (UPCO).

3.7 CONCLUSIONES

3.7.1 Calidad Técnica del Servicio

3.7.1.1 Roatán Electric Company (RECO)

- Se ha identificado una disminución en la cantidad de activos reportados por la empresa distribuidora RECO al mes de mayo de 2026. En este sentido, se requiere que la empresa garantice el reporte del 100 % de los equipos que conforman su sistema de distribución, asegurando que cualquier proceso de depuración, actualización de coordenadas o reconfiguración del modelo mantenga la trazabilidad de los activos existentes. Esto implica conservar el registro de los equipos, aun cuando se actualicen sus atributos geoespaciales o descriptivos, a fin de asegurar la consistencia y completitud del inventario de la red.
- RECO debe reportar el levantamiento completo de su red de distribución de manera integral por circuito, permitiendo reflejar de forma consistente las mejoras, depuraciones o incrementos en los activos, según corresponda. Lo anterior es indispensable para el cumplimiento de las metas del proyecto de vinculación usuario-red y para el cálculo confiable de los índices globales de frecuencia y tiempo



medio de interrupción, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad del Servicio de Distribución (NT-CD).

- En el marco del proceso de levantamiento y verificación de la red de distribución, RECO debe continuar avanzando en la identificación y validación de los usuarios asociados a los equipos de maniobra y protección del sistema. Actualmente, el proyecto de vinculación usuario–red presenta un avance nulo (0 %), lo que evidencia la necesidad de acelerar su implementación para garantizar la integración completa del modelo de red.

3.7.1.2 Utila Power Company (UPCO)

1. Se evidencia un avance significativo en el levantamiento y modelado del sistema de distribución de UPCO, reflejado en la mejora de la georreferenciación de usuarios (de 7.31 % a 52 %) y el incremento en la precisión del inventario de activos, fortaleciendo la base de datos regulatoria del sistema.
2. La ampliación del alcance del proyecto de vinculación usuario–red ha permitido incorporar la totalidad de equipos de protección y maniobra (172 equipos), lo que representa una mejora sustancial respecto al enfoque anterior basado únicamente en los 6 dispositivos principales, incrementando la representatividad del sistema para el cálculo de indicadores de calidad.
3. La implementación de una clasificación estructurada de interrupciones y la sectorización del circuito de distribución en nueve zonas operativas contribuyen a mejorar la gestión de fallas, optimizar maniobras de aislamiento y fortalecer la continuidad del servicio eléctrico en la isla de Útila.
4. Se evidencia que el proyecto de vinculación usuario–red ha alcanzado un avance del 35.78 %, lo cual representa un progreso significativo en la integración de la información entre usuarios y los equipos de protección y maniobra, del sistema de distribución. No obstante, este nivel de avance aún requiere ser fortalecido para lograr la cobertura del 100% de la vinculación, condición necesaria para el cálculo completo y preciso de los índices de calidad técnica conforme a la NT-CD.



3.7.2 Calidad Comercial del Servicio

3.7.2.1 Roatán Electric Company (RECO)

1. RECO ha mantenido un I_{eff} arriba del 98% durante el periodo de enero a mayo, reflejando un desempeño altamente satisfactorio en la gestión del servicio comercial.
2. RECO ha mantenido un I_{opor} arriba del 98% durante el periodo de enero a mayo, lo que indica un alto grado de cumplimiento en la atención de las gestiones comerciales dentro de los plazos establecidos.
3. RECO ha mantenido TPR inferior a 1, evidenciando un desempeño sobresaliente en la atención y resolución de las gestiones comerciales presentadas por los usuarios.
4. RECO tiene un PFP de 0.16%, lo cual lo mantiene por debajo del rango de tolerancia de 5%, evidenciando un adecuado desempeño en los procesos de medición y facturación, minimizando la necesidad de emitir facturas basadas en consumos estimados o promediados.
5. El $FNIP$ de RECO es de 87.5%, superando el rango de tolerancia de 2%, este resultado evidencia un nivel considerable de incumplimiento en los procesos de comunicación y notificación previa a los usuarios afectados por interrupciones programadas del servicio.

3.7.2.2 Utila Power Company (UPCO)

1. UPCO tiene I_{eff} del 58.32% durante el periodo de enero a mayo, lo que evidencia la existencia de oportunidades significativas de mejora en el cumplimiento de las actividades y procedimientos asociados a la gestión comercial.
2. El I_{opor} de UPCO es de 51.96% durante el periodo de enero a mayo, lo que indica un bajo nivel de cumplimiento en la atención de las gestiones comerciales dentro de los plazos establecidos en la NT-CD.
3. UPCO ha mantenido TPR de 7.3, evidenciando un desempeño adecuado en la atención y resolución de las gestiones comerciales presentadas por los usuarios.
4. El $FNIP$ de UPCO es de 75%, superando el rango de tolerancia de 2%, lo que evidencia un nivel considerable de incumplimiento en los procesos de comunicación y notificación previa a los usuarios afectados por interrupciones programadas del servicio.



3.8 RECOMENDACIONES

A partir de los resultados del presente informe de fiscalización, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) formula las siguientes recomendaciones a las empresas distribuidoras que operan los sistemas aislados:

3.8.1 *Calidad Técnica del Servicio*

3.8.1.1 *Roatán Electric Company (RECO)*

1. **Completar el levantamiento integral de la red de distribución**

RECO debe priorizar la finalización del levantamiento de los equipos que conforman los circuitos 201, 204 y 205, asegurando la cobertura del 100 % del sistema de distribución, de forma que el inventario refleje de manera completa y consistente la totalidad de los activos operados.

2. RECO debe implementar control de calidad de datos reportados orientados a evitar:

- Errores de asignación de circuito;
- Inconsistencias de ubicación;
- Duplicidad o pérdida de activos.

3. **Fortalecer la implementación del proyecto de vinculación usuario–red**

RECO debe avanzar de manera prioritaria en la ejecución del proyecto de vinculación usuario–red, asegurando la integración progresiva y completa entre usuarios, equipos de distribución y red eléctrica. Esto permitirá habilitar el cálculo confiable de los índices de calidad del servicio, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad del Servicio de Distribución (NT-CD).

3.8.1.2 *Utila Power Company (UPCO)*

1. Continuar con el proceso de levantamiento, georreferenciación y vinculación de usuarios y equipos de protección y maniobra hasta alcanzar el 100 % de la vinculación usuario–red, garantizando la integridad del modelo de datos necesario para el cálculo completo de los índices de calidad conforme a la NT-CD.
2. Fortalecer y mantener actualizada de manera continua la base de datos regulatoria, incorporando oportunamente los cambios en activos y usuarios, con el fin de

asegurar su consistencia, trazabilidad e integración eficiente en los sistemas de análisis, monitoreo y gestión operativa.

3. Ampliar progresivamente la clasificación de causas de interrupción y adecuarla conforme a la NT-CD, asegurando la calidad, consistencia y completitud del registro de interrupciones del sistema de distribución, de manera que permita identificar patrones de falla, optimizar las actividades de mantenimiento preventivo y orientar de forma más precisa las decisiones de inversión y el cálculo de los índices de calidad del servicio.

3.8.2 Calidad Comercial del Servicio

- Dar seguimiento a los procesos de cálculo de los índices de eficacia del servicio comercial de las empresas RECO y UPCO dando seguimiento a al proyecto “Sistema de Gestión de Reclamos” a fin de poder realizar las tareas de fiscalización relacionadas con estos indicadores.

3.8.2.1 Roatán Electric Company (RECO)

1. Coordinar reuniones con RECO a fin de implementar acciones correctivas prioritarias para reducir el Índice de Falta de Notificación por Interrupciones Programadas (FNIP), fortaleciendo la planificación y ejecución de los procesos de comunicación con los usuarios.

3.8.2.2 Utila Power Company (UPCO)

1. Coordinar reuniones con UPCO a fin de los niveles de eficiencia comercial, identificando las principales causas de incumplimiento en los procesos y estableciendo metas específicas de corto y mediano plazo.
2. De igual manera coordinar esfuerzos a fin de fortalecer los mecanismos de seguimiento y control de las solicitudes, reclamos y demás gestiones comerciales, con el propósito de elevar el Índice de Oportunidad y garantizar el cumplimiento de los plazos establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución (NT-CD).
3. Coordinar reuniones con UPCO a fin de implementar acciones correctivas prioritarias para reducir el Índice de Falta de Notificación por Interrupciones Programadas (FNIP), fortaleciendo la planificación y ejecución de los procesos de comunicación con los usuarios.



3.9 MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Fiscalizar el avance de georreferenciación y levantamiento de usuarios y equipos hasta alcanzar el 100 % para UPCO.	Documento	Modelado e informes	Trimestralmente	En proceso
2	Fiscalizar el avance de progresivo de la vinculación usuario-red hasta alcanzar el 100% para UPCO.	Documento	Modelado e informes	Trimestralmente	En proceso
3	Fiscalizar el avance de georreferenciación y levantamiento de usuarios y equipos hasta alcanzar el 100 % para RECO.	Documento	Modelado e informes	Trimestralmente	En proceso
4	Fiscalizar el avance de progresivo de la vinculación usuario-red hasta alcanzar el 100% para RECO.	Documento	Modelado e informes	Trimestralmente	En proceso
5	Seguimiento de las recomendaciones realizadas a RECO en Calidad Comercial	Documento	Oficio	Julio 2026	Pendiente
6	Seguimiento de las recomendaciones realizadas a UPCO en Calidad Comercial	Documento	Oficio	Julio 2026	Pendiente

CERTIFICACIÓN DE INFORME “P12-PF03 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO”

Yo, Juan José Pérez, en mi calidad de **Director de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)**, por medio de la presente certifico que el **Informe “P12-PF03 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO”** se compone de **134 páginas**, las cuales forman parte íntegra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE **“HONDUCERT S.A. SUB CA”** autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

En fe de lo anterior, firmo y sello digitalmente este documento en la Ciudad de Tegucigalpa M. D. C., a los 02 días del mes de julio del año 2026.

