

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

2025-TRIMESTRE III

INFORME TRIMESTRAL DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO



Dirección de
Fiscalización

SEPTIEMBRE 2025

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	10
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	36
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS.....	54

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
DIF	Duración de Indisponibilidad Forzada
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
CND	Centro Nacional de Despacho
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
TIF	Tasa de Indisponibilidad Forzada
SIN	Sistema Interconectado Nacional



RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es responsable de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el objetivo de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. En seguimiento a este mandato y en cumplimiento de lo establecido en el Plan Operativo Anual de la institución para el año 2025, en particular, en relación con el producto final 03 del Programa 12, la Dirección de Fiscalización ha elaborado el presente documento. Su propósito es presentar los resultados de supervisión del cumplimiento de los indicadores de calidad, en particular aquellos asociados a la calidad técnica del servicio o confiabilidad, conforme a las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT) y la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD).

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El presente informe tiene como propósito fiscalizar la calidad técnica del servicio de transmisión en el periodo de control enero–agosto de 2025, a través del cálculo y análisis de los indicadores de Duración Total de Indisponibilidades (DIF) y Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF), en comparación con el mismo periodo del año 2024.

Los resultados muestran avances en varias líneas de transmisión que se mantienen dentro de las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT); sin embargo, persisten líneas críticas que superan los límites de tolerancia en los niveles de tensión de 230 kV, 138 kV y 69 kV, reflejando la necesidad de reforzar las acciones de mejora en el sistema.

Asimismo, se identificaron discrepancias en la información reportada por la Gerencia de Transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND), lo que subraya la importancia de homologar la transferencia de datos y estandarizar formatos y codificaciones para asegurar un análisis objetivo y confiable.

En conclusión, aunque se evidencian avances en la gestión de la calidad técnica del servicio de transmisión, aún se requiere fortalecer la supervisión, estandarización de la información y la ejecución de proyectos de mejora que garanticen el cumplimiento pleno de la NT-CT.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

En seguimiento a la normativa aplicable los indicadores de calidad del servicio, en disposición de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) para el indicador SAIFI (Frecuencia media de interruptor por usuario) y SAIDI (Tiempo medio de interrupción por usuario) fueron calculados a partir de los registros de mantenimientos y maniobras proporcionados por ENEE y analizados por la CREE. En el primer semestre del año 2025, los indicadores de confiabilidad SAIFI y SAIDI fueron de **36.48** y **64.2**, respectivamente. En los meses pertenecientes al segundo semestre hasta el corte de este informe (julio y agosto), la sumatoria del SAIFI fue de **26.39** y la sumatoria del SAIDI fue de **45.89**.

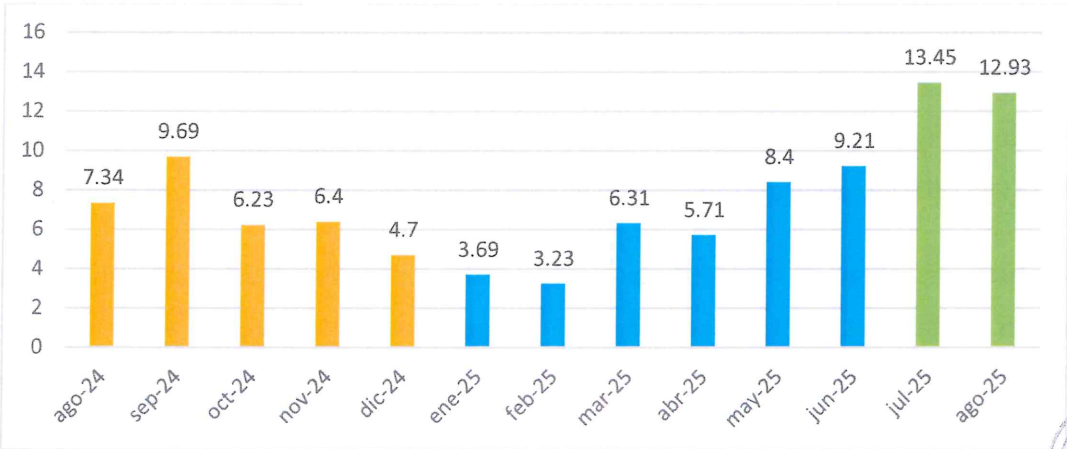


Gráfico 1 SAIFI historio desde agosto 2024 hasta agosto 2025

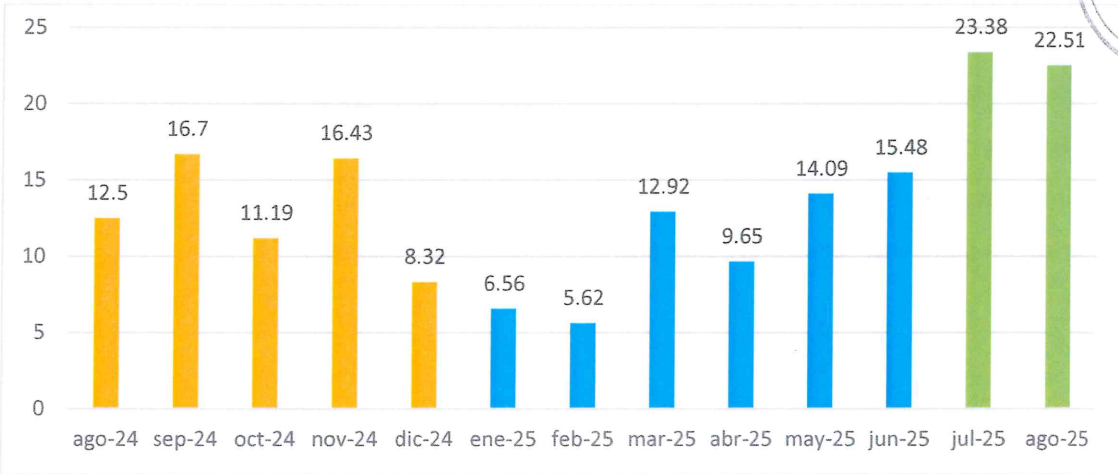


Gráfico 2 SAIDI histórico desde agosto 2024 hasta agosto 2025



SISTEMAS AISLADOS

El presente informe expone los resultados de la supervisión realizada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) sobre el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) en los sistemas aislados, con énfasis en la evaluación de la confiabilidad del servicio eléctrico en el sistema de Útila operado por la empresa distribuidora Útila Power Company (UPCO).

La revisión se efectuó con base en la información remitida mediante el proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR) y en los cálculos de los indicadores alternativos de confiabilidad (ASIFI y ASIDI), ante la falta de vinculación usuario–red necesaria para aplicar los indicadores tradicionales SAIFI y SAIDI.

Los resultados del período junio–agosto de 2024 frente a 2025 muestran una **reducción del 22.16 % en la frecuencia de interrupciones (ASIFI)**, lo que evidencia una mejora en la operación de la red. Sin embargo, se registró un **incremento del 10.68 % en la duración de las interrupciones (ASIDI)**, reflejando retrasos en la restauración del servicio y un impacto mayor en los usuarios cuando ocurren fallas.

Estos hallazgos ponen de manifiesto avances parciales en la calidad del suministro eléctrico, pero también limitaciones en la oportunidad de respuesta y en la completitud de la información proporcionada por las distribuidoras. Por ello, se destaca la necesidad de acelerar la implementación del proyecto BDR, fortalecer el registro de datos y asegurar la integración de la vinculación usuario–red para contar con indicadores confiables y representativos.

En conclusión, aunque se observan mejoras en la reducción de interrupciones, la calidad técnica del servicio en los sistemas aislados continúa enfrentando desafíos que requieren acciones correctivas en operación y mantenimiento, así como el cumplimiento estricto de la NT-CD. Cabe señalar que, en el próximo informe trimestral, se incorporará el análisis de la empresa RECO una vez subsanada la información pendiente, con el fin de ampliar el alcance de la evaluación.

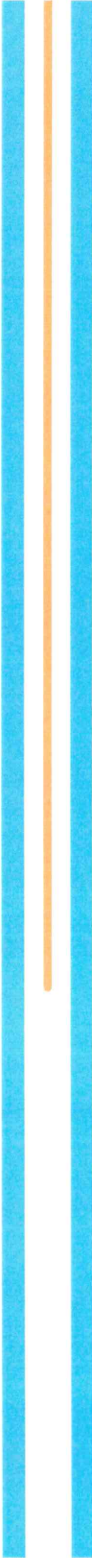
SEGUIMIENTO DEL INFORME TRIMESTRAL II 2025

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 continuación con la operación y 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 II.

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, año)	Estado (Pendiente en proceso, finalizado)
1	Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras desde julio del 2025 hasta agosto de 2025	Acción	Oficio CREE-342-2025	Semana 38, 2025	Finalizado
2	Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras desde mayo del 2025 hasta junio de 2025	Acción	Oficio CREE-276-2025	Semana 39, 2025	Finalizado
3	Requerimiento de los registros de información de las indisponibilidades de julio, septiembre, octubre, noviembre de 2025 a la Gerencia de Transmisión.	Documento	Oficio	Semana 41, 2025	Pendiente
5	Requerimiento de revisión de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión	Documento	Oficio	Semana 43, 2025	Pendiente
6	Solicitar reunión con la Empresa Transmisora para estandarizar codificaciones y mejorar estipular formatos para la información requerida	Visita, documento	Visita	Semana 45, 2025	Pendiente
7	Subsanar y trabajar en la base de datos de RECO.	Documento	Oficio	Semana 47, 2025	Pendiente
8	Reunión de seguimiento para retroalimentación sobre la información de BDR (RECO y UPCHO).	Reunión	Datos BDR	Semana 45, 2025	Pendiente

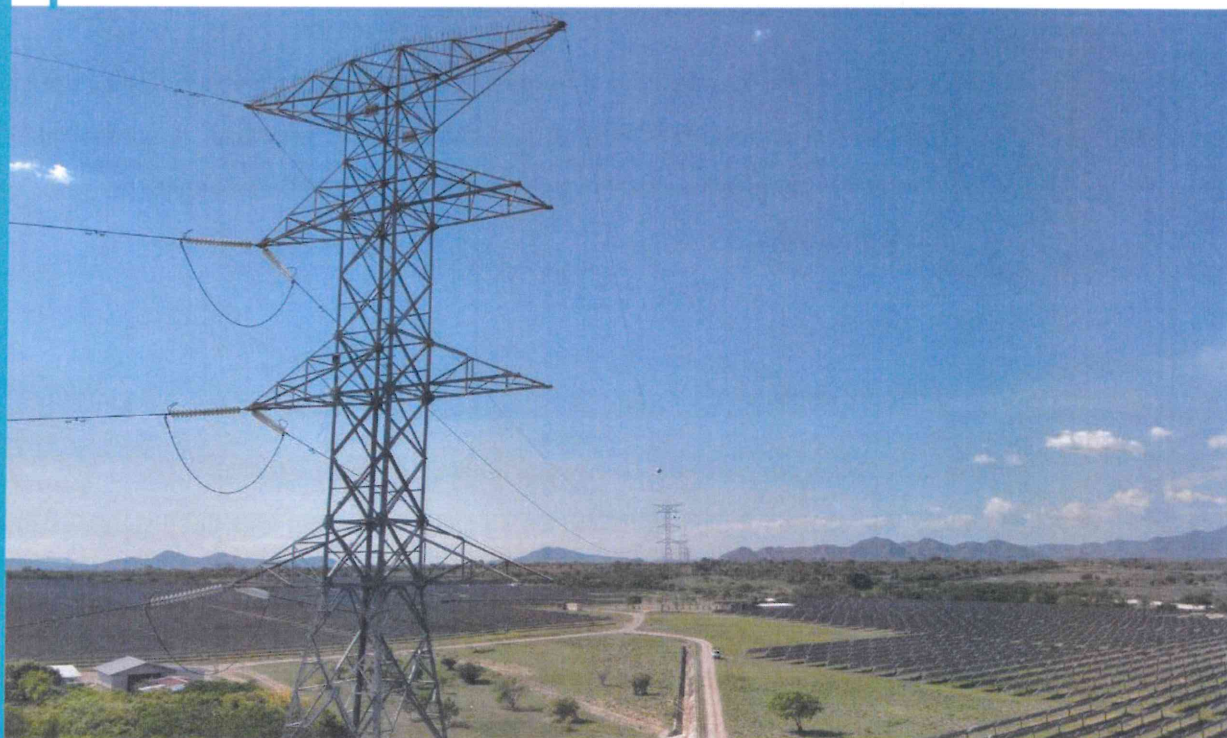


No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, año)	Estado (Pendiente en proceso, finalizado)
9	Seguimiento en la vinculación usuario-red para permitir el cálculo de SAIFI y SAIDI conforme a la norma técnica (RECO y UPCO).	Reunión	Documento	Semana 45, 2025	Pendiente



CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

OBJETIVO

Fiscalizar la calidad técnica del servicio de transmisión mediante el análisis de los indicadores de indisponibilidad forzada (DIF y TIF) en las líneas del sistema de transmisión, comparando los resultados de los periodos comprendidos entre (enero-agosto) de 2024 y 2025, a fin de verificar el cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT) y contribuir a la mejora continua del servicio.

Objetivos específicos

1. Analizar y comparar los indicadores de Duración Total de Indisponibilidades (DIF) y Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) de las líneas de transmisión en los periodos de control de enero a agosto de 2024 y 2025, identificando tendencias y comportamientos relevantes.
2. Detectar las líneas de transmisión que se encuentran fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CT, diferenciando entre aquellas que han mostrado mejoras y aquellas que presentan deterioros en la calidad técnica del servicio.
3. Evaluar la consistencia de la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND), con el fin de garantizar la confiabilidad de los datos empleados para la fiscalización y proponer acciones de mejora en los procesos de intercambio de información.

ANTECEDENTES

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

Informes de Fallas por parte del Centro Nacional de Despacho (CND)

El Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de Operador del Sistema es el encargado de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de generación y transmisión al mínimo costo para el conjunto de operación del mercado eléctrico. Así mismo, el CND es encargado de otorgar el derecho de acceso a la red de transmisión con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios según los establece el artículo 9 literal E de la Ley General de la Industria Eléctrica. Dentro de las responsabilidades del CND está la publicación de

informes de fallas diarios en su página web oficial. Los informes de fallas muestran las fallas ocurridas para la división de Distribución en zona norte, sur, y litoral atlántico; también, contiene la información de fallas en el departamento de Transmisión en zona centro sur, y litoral atlántico. Los informes de fallas contienen la información de las fallas que se presentaron durante el día por nombre de dispositivo, la zona en donde ocurrió la indisponibilidad, la subestación, el interruptor del dispositivo, la carga, el relevador operado, la hora de apertura y cierre de la falla, y el tiempo que estuvo fuera, y por último la causa de la indisponibilidad. Las causas se presentan en el informe como aperturas por fallas temporales, aperturas para ejecutar ordenes de operación, aperturas según plan de desconexión, aperturas por mantenimientos, entre otros tipos de indisponibilidades en las distintas zonas.

Base de datos Indisponibilidad Forzada ENEE Transmisión

La Dirección de Fiscalización, mediante reunión sostenida en las instalaciones de la CREE con la Gerencia de Transmisión de la ENEE, acordó la transferencia de información de las maniobras operativas con el objetivo de realizar la evaluación de los indicadores de confiabilidad. Se estableció que esta información será entregada a la CREE a los 10 días de cada mes.

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 establece 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) que 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 las Empresas Transmisoras y los Participantes, a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en la norma.



- i. Actualizar cada 6 meses e informar a la CREE el Listado de los Participantes conectados al sistema de transmisión, indicando su localización y características operativas más importantes.
 - ii. Pagar el importe de las sanciones y/o multas que la CREE le imponga, dentro de los primeros 7 días del mes siguiente.
 - iii. Para a los Participantes las indemnizaciones, según esta norma, durante el mes siguiente del Periodo de Control correspondiente.
- f. Establece en el Artículo 13 que las obligaciones de los 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) que entró en vigor a partir de ser publicada en el diario oficial La Gaceta de miércoles 3 de noviembre del 2021
- a. 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.

PROCEDIMIENTO

En el siguiente apartado se describe el procedimiento para la evaluación de los indicadores de confiabilidad para el sistema de transmisión.

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:

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

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:

$$DTIFL_i = \sum_{j=1}^n DIF_j L_i$$

Donde:

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

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

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 2.

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

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

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 3.

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

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

Los indicadores, según los establece la norma, deberán de analizarse por medio de un sistema de medición y control de la calidad que la empresa transmisora tiene la obligación de incorporar; sin embargo, todavía no se cuenta con el sistema anteriormente descrito, y para finalidad del análisis se utilizan los informes de falla diarios que el Centro Nacional de Despacho (CND), y la información de maniobras solicitada a la Gerencia de Transmisión de la ENEE.

Los informes de fallas que el CND publica en su página web, se descargan para poder analizar el contenido. Previo a obtener resultados se corrige y depura toda la información que se encuentre en formatos incorrectos o que muestre inconsistencias. Toda aquella información que se identifique que muestra inconsistencias no se tomara en cuenta al momento de realizar el cálculo de los indicadores de confiabilidad. Asimismo, se realiza el mismo procedimiento para la información que se recibe por parte de la Gerencia de transmisión, a excepción que todos los hallazgos que se identifiquen se comunican con el personal encargado para que realice las acciones correctivas necesarias.

Para el análisis de la información proveniente de ENEE Transmisión existen lo siguientes criterios adicionales sobre los indicadores:

1. Si la apertura y cierre de la línea tiene una duración ≥ 0 , el recuento de la frecuencia se mantendrá igual a excepción de la duración la cual tendrá un valor de 0.
2. Si la información presenta inconsistencia o no se presenta, no se tomará en cuenta para el cálculo de los indicadores hasta que se corrija la información.

Los informes procesados se cargan a una base de datos para una mejor visualización y análisis en la aplicación de Microsoft Power BI y se comparan los resultados entre la información que proviene de ambas entidades y se sigue el procedimiento establecido en la NT-CT.

En el Gráfico 3 se muestra el procedimiento de la evaluación de indicadores de confiabilidad en el sistema de transmisión.



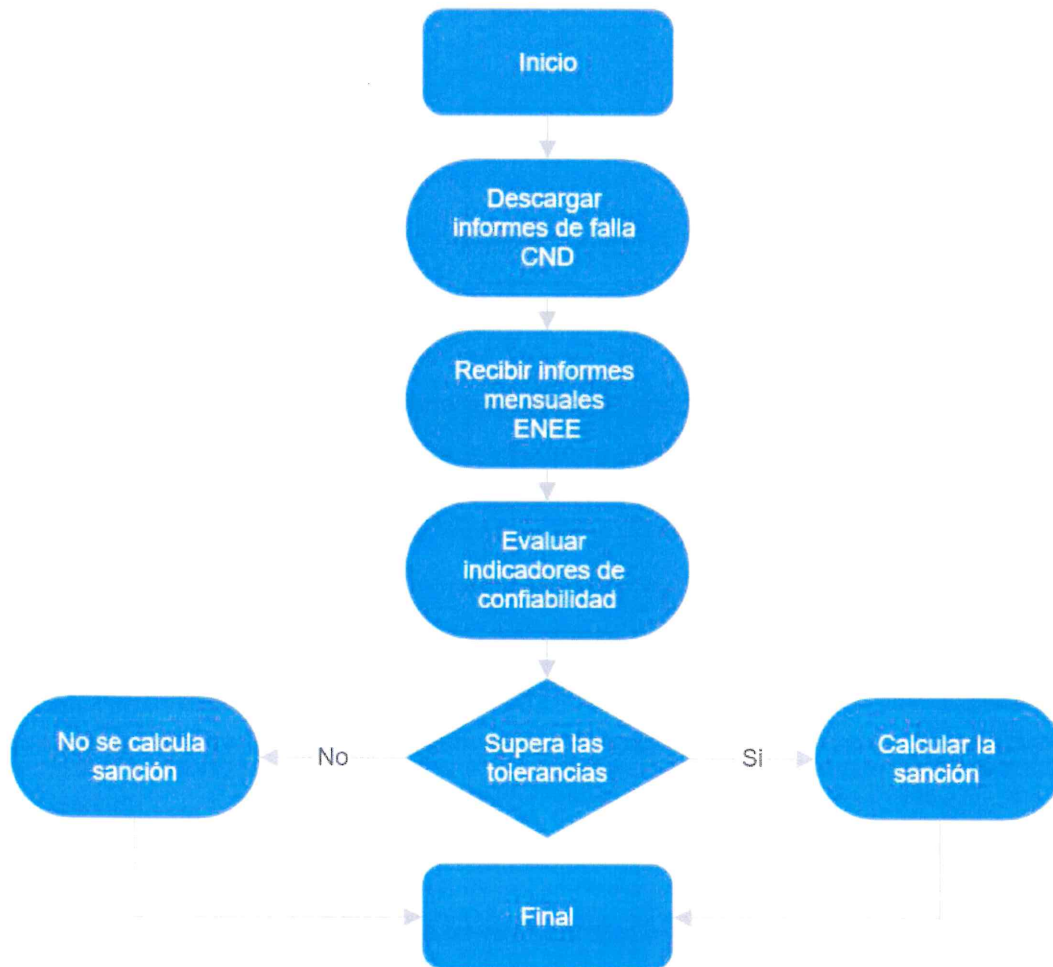


Gráfico 3 Diagrama de Flujo procedimiento Cálculo de Indicadores de Confiabilidad (Fuente: Propia)

RESULTADOS

Como producto del proceso del cálculo de los indicadores de confiabilidad se obtuvieron los siguientes resultados:

Evaluación comparativa de indicadores de confiabilidad 2024 vs 2025 (enero–agosto), con base en reportes diarios de fallas del CND e información proporcionada por la Gerencia de Transmisión ENEE.

Se procederá al cálculo de los índices de calidad técnica del servicio asociados a la indisponibilidad forzada de las líneas del sistema de transmisión, clasificándolos según el nivel de tensión (69 kV, 138 kV y 230 kV). El análisis considerará únicamente las interrupciones forzadas registradas hasta agosto de 2025, y los resultados obtenidos serán comparados con los correspondientes al mismo periodo del año 2024, a fin de evaluar la evolución del desempeño del sistema.

Este análisis se realizó para la totalidad de las líneas del sistema de transmisión; sin embargo, en este informe se destacan únicamente las líneas más representativas del análisis.

Considerando que se identificaron inconsistencias en la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión correspondientes al mes de julio de 2025. Actualmente, se está elaborando un requerimiento de información para subsanar estos datos e incluirlos en el siguiente periodo de control.

Calidad Técnica del Servicio en el nivel de tensión de 230 kV

Se presenta la comparación de las indisponibilidades forzadas en las líneas de transmisión, con el objetivo de evaluar la calidad técnica del servicio. Para ello, se analizan los indicadores de Duración Total de las Indisponibilidades (DIF) y de Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) en el nivel de tensión de 230 kV como se observa en Anexo 3 para los datos de ENEE y en el Anexo 6 para los datos del CND.



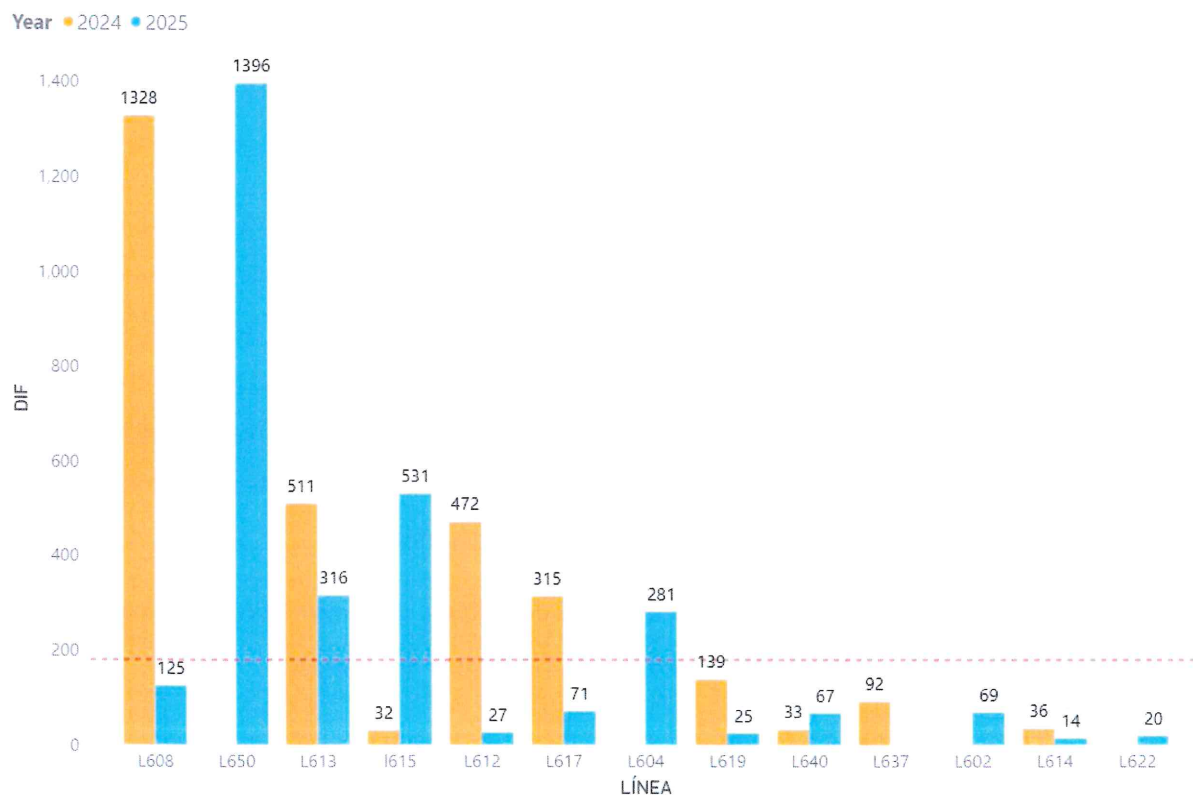


Gráfico 4 Duración total de indisponibilidad por línea (DIF) en 230 kV 2024-2025 (fuente: propia). Datos CND

Durante el periodo analizado, se observa en la Fig. 1. que las líneas L608, L612, L617, L619 y L614 han reducido de manera significativa la duración de sus interrupciones en comparación con 2024, logrando además mantenerse dentro de las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión NT-CT, lo que refleja una mejora en la calidad técnica del servicio para estos alimentadores.

La línea L613, aunque ha mostrado una reducción en la duración de las interrupciones respecto a 2024, todavía se encuentra fuera de los límites de tolerancia establecidos.

Por su parte, la línea L637 no ha presentado interrupciones hasta la fecha, evidenciando una mejora considerable respecto al año 2024, cuando sí se registraron indisponibilidades.

En contraste, las líneas L650, L604 y L622 presentan indisponibilidades forzadas durante el periodo analizado, mientras que en 2024 no se registraron interrupciones, lo que evidencia un deterioro en la calidad técnica del servicio para estas líneas. Cabe destacar que la línea L650 registra la mayor duración

total de indisponibilidades en el nivel de tensión de 230 kV.

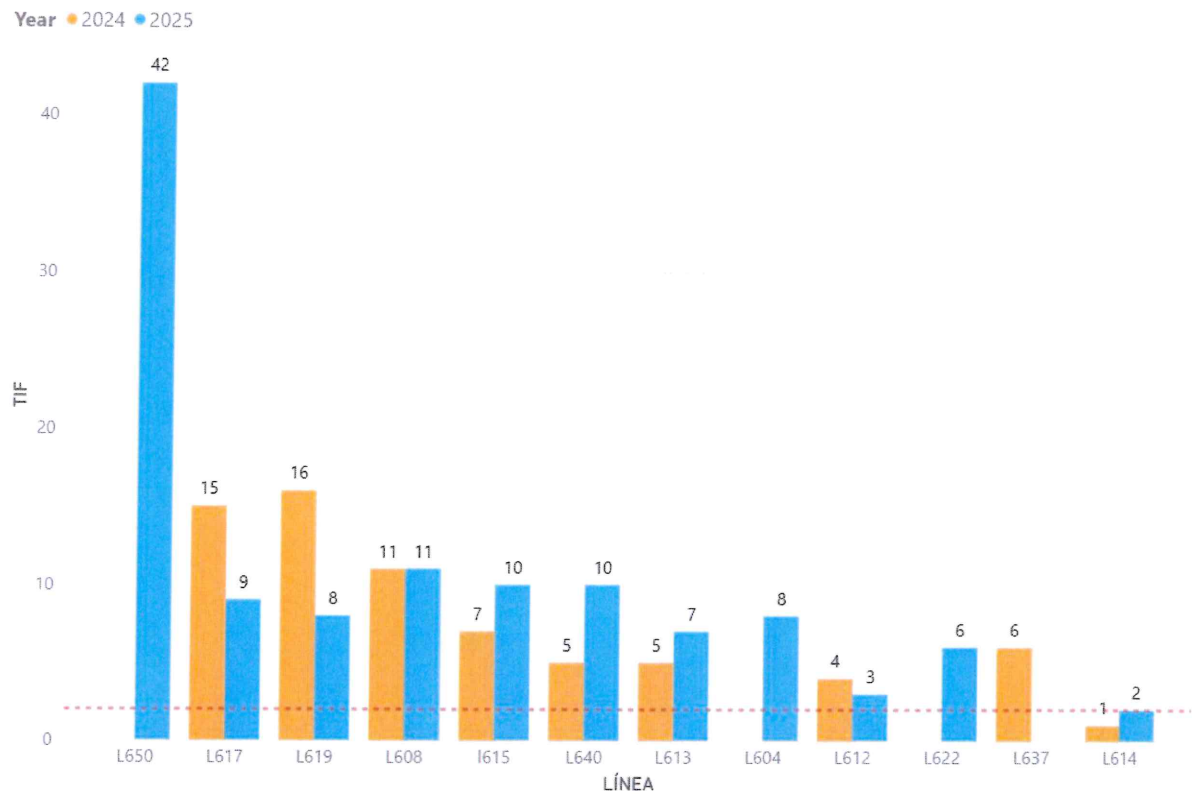


Gráfico 5 Tasa de Indisponibilidad Forzada por línea (TIF) en 230 kV 2024-2024 (fuente: propia). Datos CND

Para la tasa de indisponibilidad forzada (TIF), se observa en la Gráfico 5 que la línea L650 presenta la mayor frecuencia de indisponibilidad registrada, asimismo se observa que algunas líneas como la línea L617, L619 y L612 se encuentran mejor en comparación del 2024 pero encuentran fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CT.



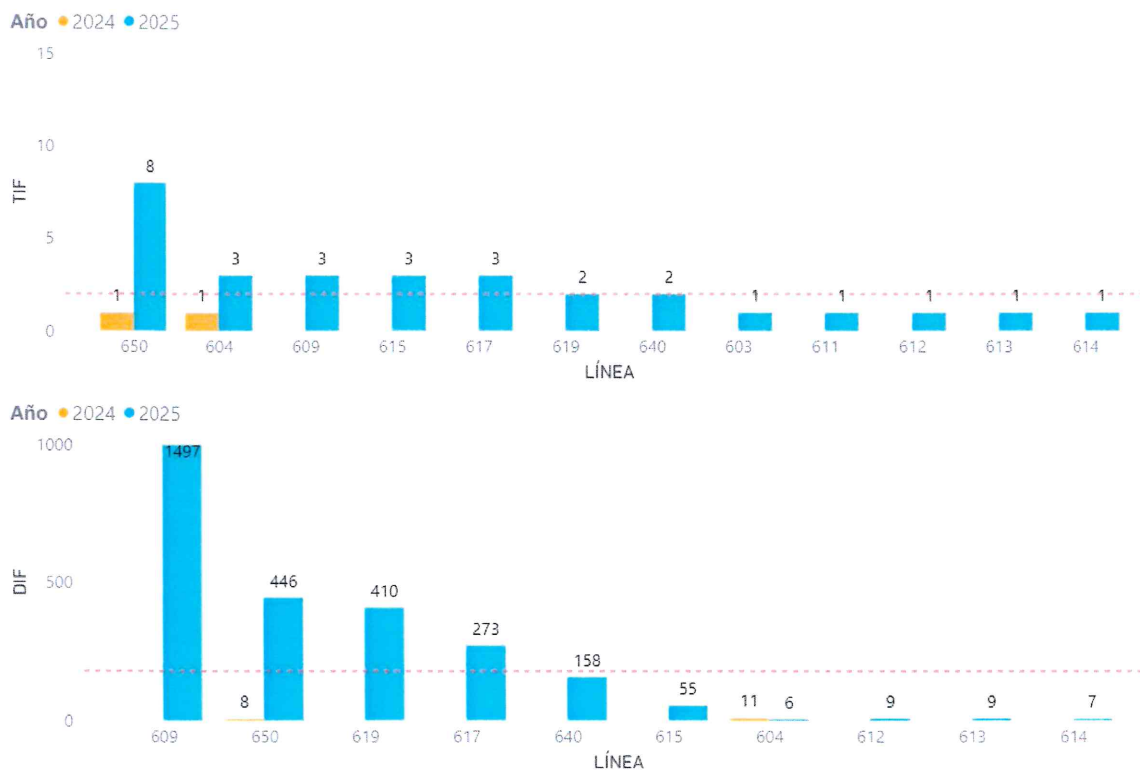


Gráfico 6 Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y Duración Total de Indisponibilidad (DIF) por línea en 230 kV 2024-2024
(fuente: propia.) Datos ENEE.

Se realizó una comparación entre la información presentada por la Gerencia de Transmisión y el CND. Se observa que, por ejemplo, la línea **L650** registra una alta frecuencia y duración de indisponibilidades tanto en los datos proporcionados por la Gerencia de Transmisión (ver Gráfico 6) como en los reportes del CND (ver Fig. 2). En contraste, la línea **L609** presenta una elevada Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) en la información de la Gerencia de Transmisión (Gráfico 6); sin embargo, no se encontraron registros de esta línea en los datos reportados por el CND.

Calidad Técnica del Servicio en el nivel de 138 kV

Se presenta la comparación de las indisponibilidades forzadas en las líneas de transmisión, con el objetivo de evaluar la calidad técnica del servicio. Para ello, se analizan los indicadores de Duración Total de las Indisponibilidades (DIF) y de Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) en el nivel de tensión de 138 kV como se observa en Anexo 2 para los datos de ENEE y en el Anexo 5 para los datos del CND.

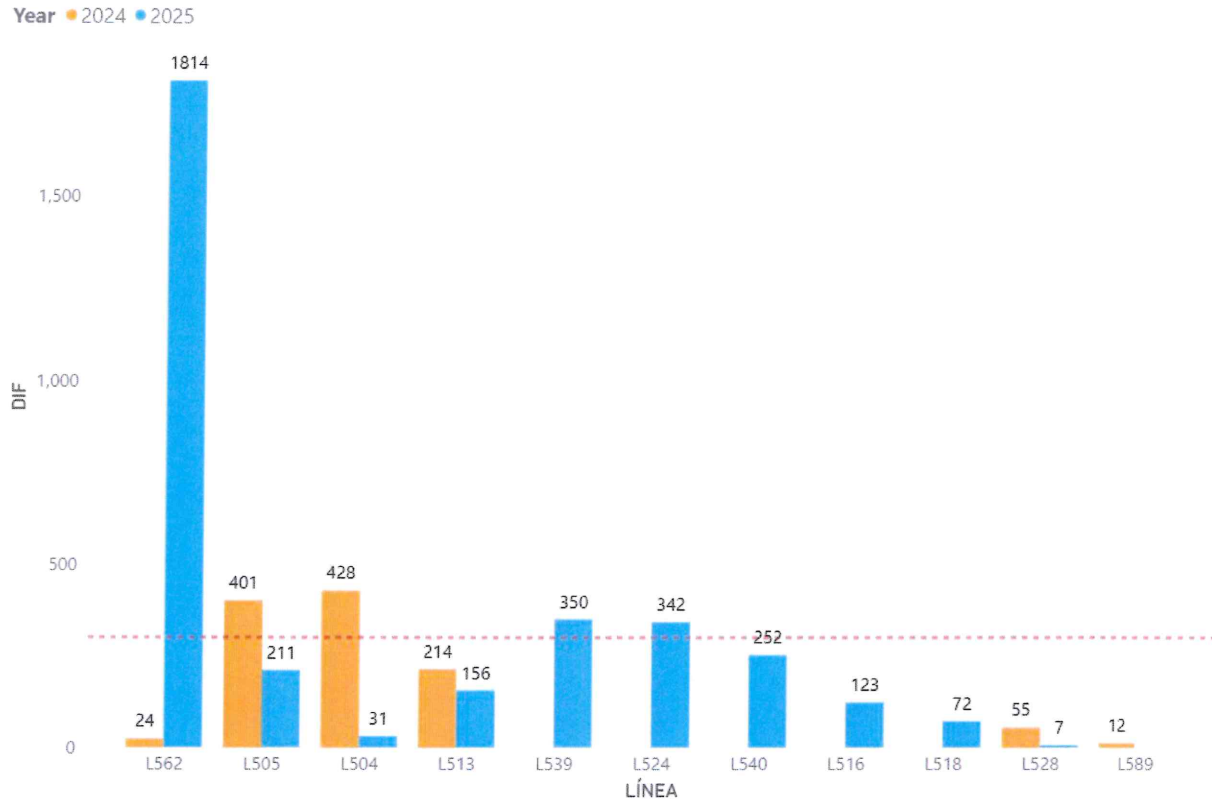


Gráfico 7 Duración total de indisponibilidad por línea (DIF) en 138 kV 2024-2025 (fuente: propia). Datos CND

El análisis mostrado en la Gráfico 7 indica que la línea **L562** presenta un incremento considerable en la duración total de las indisponibilidades, pasando de 24 en 2024 a 1,814 en 2025, lo que representa un aumento aproximado del **7,458.33 %**.

Por el contrario, se observa una mejora en ciertas líneas, como **L505**, **L504** y **L513**, las cuales, en comparación con 2024, muestran una reducción en sus indisponibilidades y se mantienen dentro de las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión (NT-CT). En cambio, las líneas **L539** y **L524** presentan una elevada duración de indisponibilidades, superando los límites de tolerancia establecidos, a pesar de no haber registrado valores de DIF en 2024.



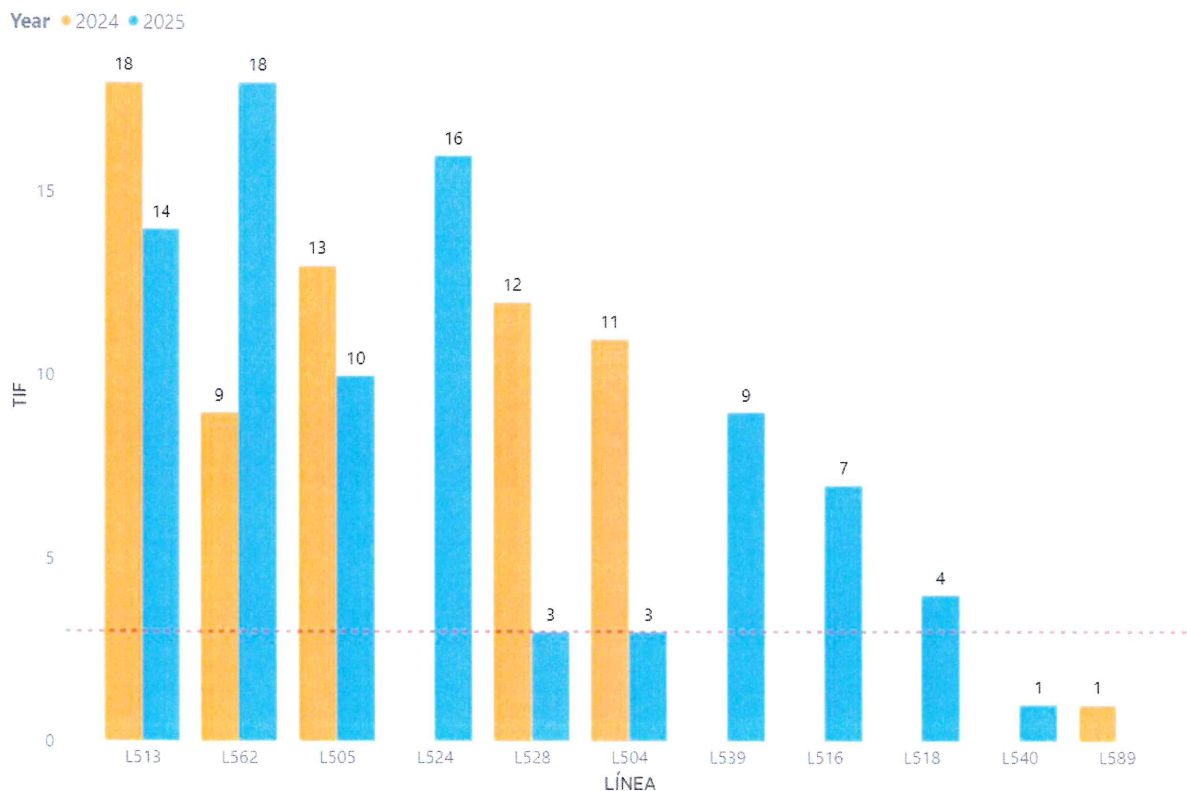


Gráfico 8 Tasa de Indisponibilidad Forzada por línea (TIF) en 138 kV 2024-2024 (fuente: propia). Datos CND

A partir de la Gráfico 8, se observa que, en cuanto a la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF), las líneas **L562, L524, L539, L516 y L518** se encuentran fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CT, además de registrar un incremento en la frecuencia de las indisponibilidades respecto a 2024, lo que refleja un deterioro en la calidad técnica del servicio en estas líneas.

Por otra parte, las líneas **L528 y L504** se mantienen en el límite de la tolerancia establecida; sin embargo, presentan una mejora en la calidad técnica del servicio en comparación con 2024.

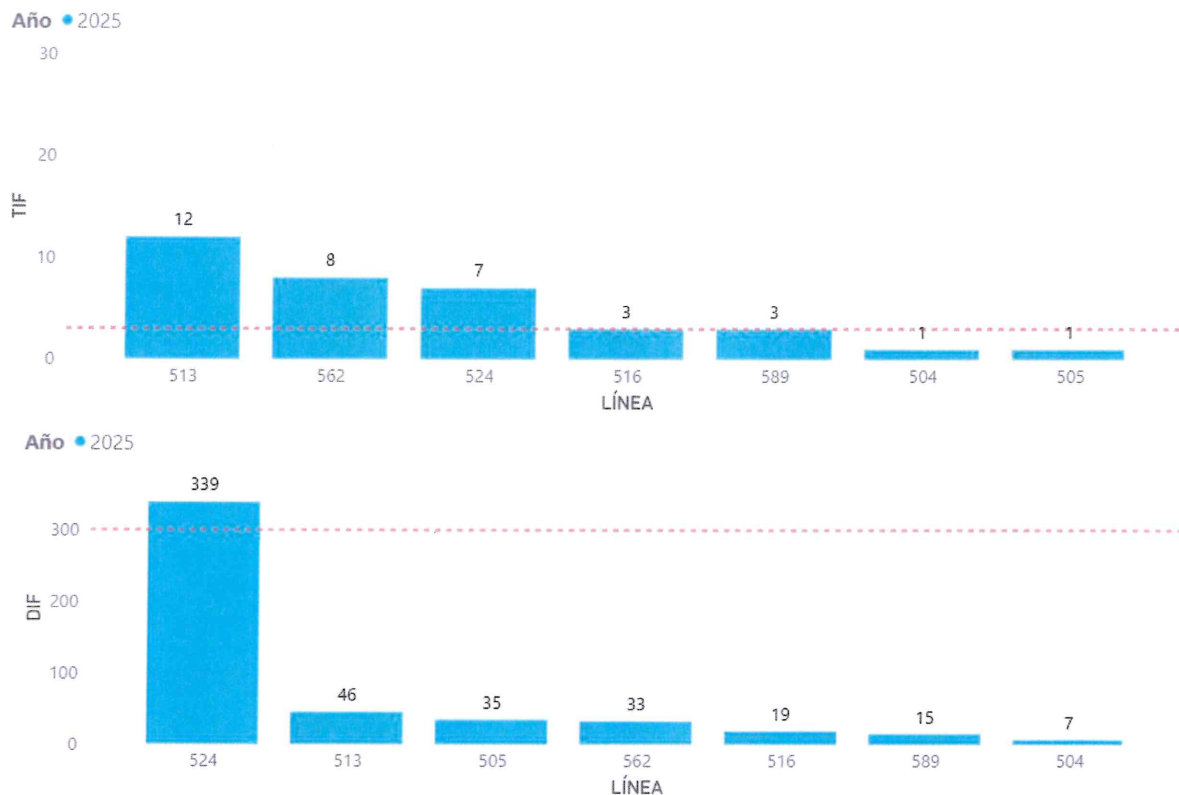


Gráfico 9 Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y Duración Total de Indisponibilidad (DIF) por línea en 138 kV 2024-2024 (fuente: propia.) Datos ENEE.

En la Gráfico 9 para el nivel de tensión de 138 kV, se identifica la aparición de las líneas L513, L562 y L524 fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CT para el indicador TIF. Adicionalmente, la línea L524 presenta valores de DIF que también superan los límites de tolerancia establecidos.

Calidad Técnica del Servicio en el nivel de tensión de 69 kV

Se presenta la comparación de las indisponibilidades forzadas en las líneas de transmisión, con el objetivo de evaluar la calidad técnica del servicio. Para ello, se analizan los indicadores de Duración Total de las Indisponibilidades (DIF) y de Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) en el nivel de tensión de 69 kV como se observa en Anexo 1 para los datos de ENEE y en el Anexo 4 para los datos del CND.



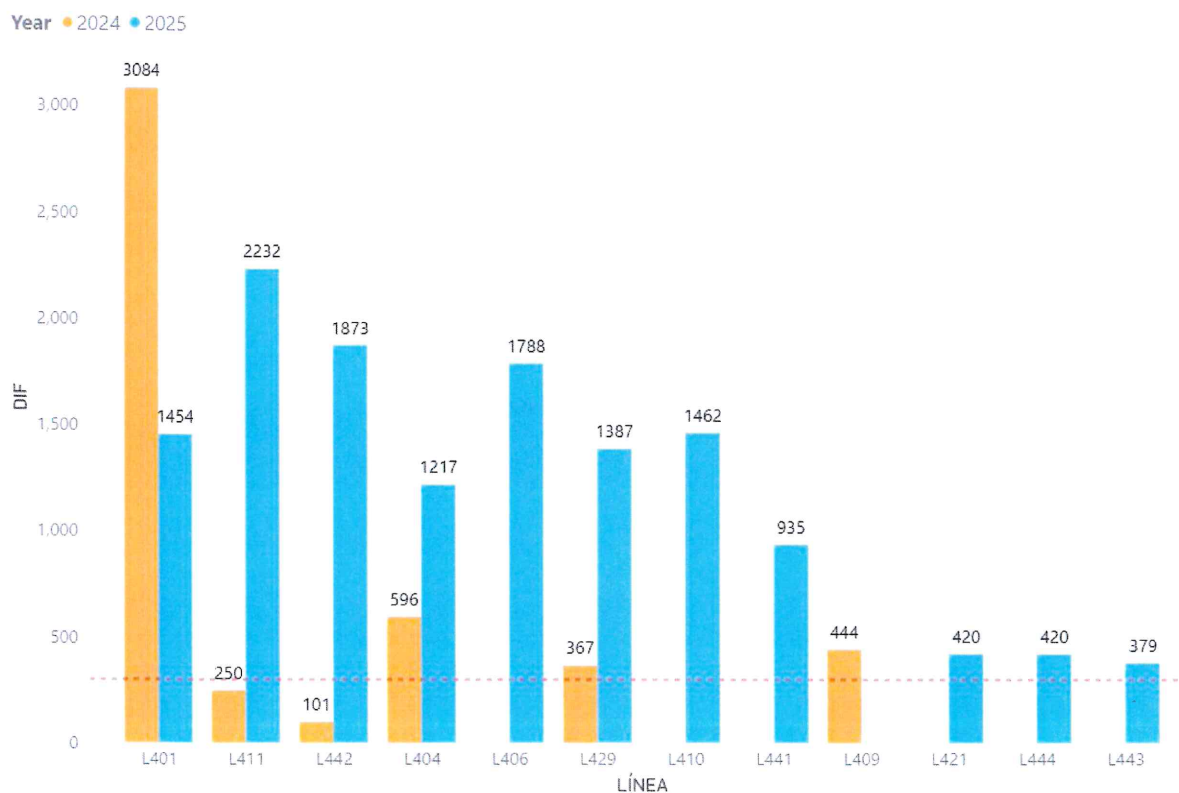


Gráfico 10 Duración total de indisponibilidad por línea (DIF) en 69 kV 2024-2025 (fuente: propia). Datos CND.

A partir de la Gráfico 10 para la Duración Total de Indisponibilidad (DIF) en el nivel de tensión de 69 kV, se observa que la línea **L401**, que hasta agosto de 2024 presentaba la mayor afectación, muestra una mejora significativa en el mismo período de 2025. Aunque aún se encuentra fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CD, la línea registra una reducción aproximada del **52.9 %** en la duración total de indisponibilidades respecto al año anterior.

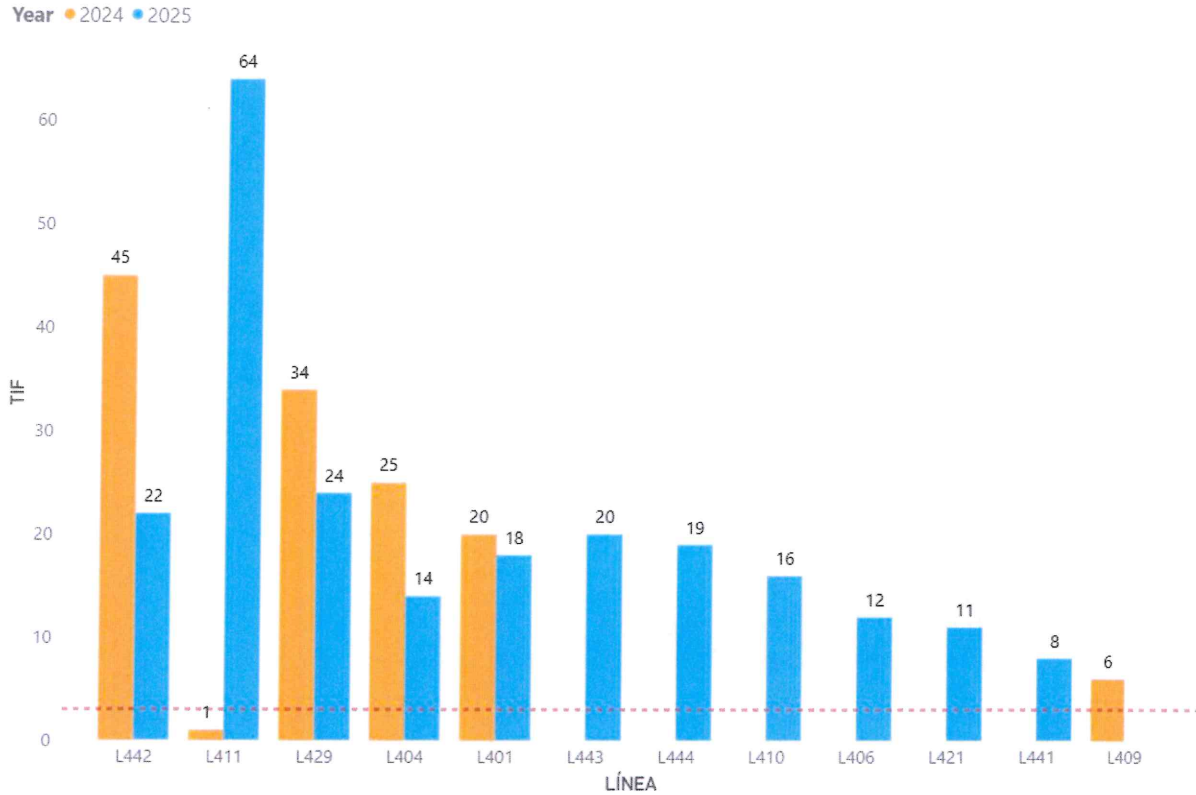


Gráfico 11 Tasa de Indisponibilidad Forzada por línea (TIF) en 69 kV 2024-2025 (fuente: propia). Datos CND.

A partir de la Gráfico 11, al analizar la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) para las líneas de 69 kV, se observa que la mayoría de las líneas evaluadas se encuentran fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CD. Además, el gráfico muestra un incremento en la TIF durante el período de control de enero a agosto de 2025 en comparación con el mismo período de 2024, con excepción de las líneas **L409** y **L442**, que han mostrado mejoras. En particular, la línea **L409** no presenta indisponibilidades durante 2025.



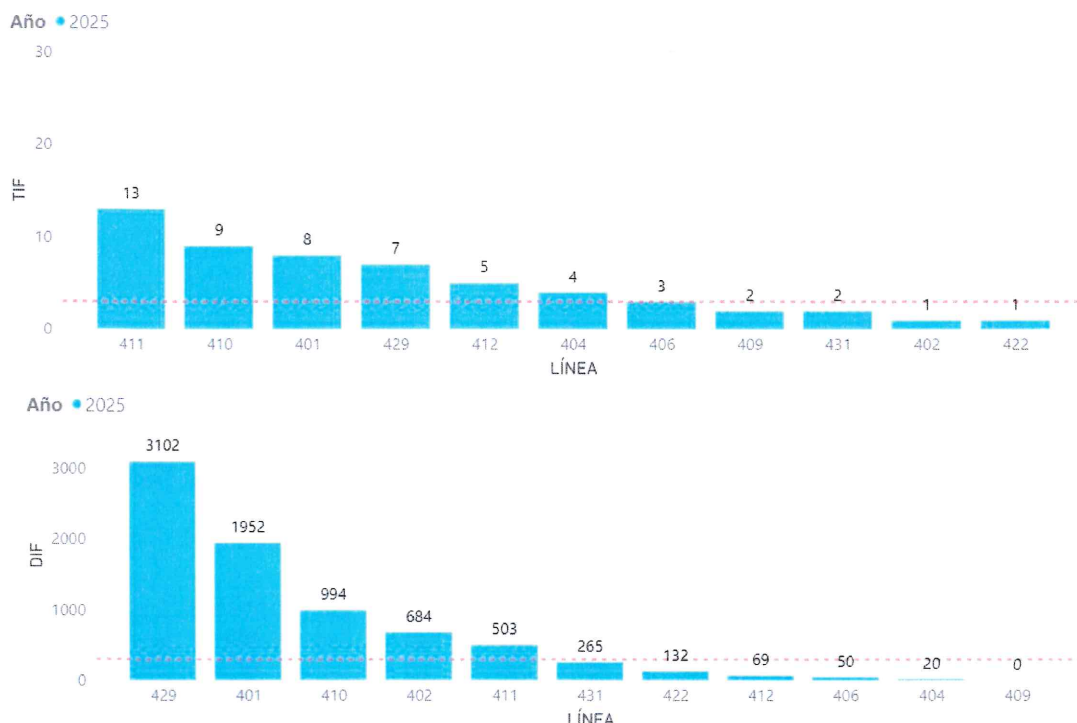


Gráfico 12 Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y Duración Total de Indisponibilidades por línea (DIF) en 69 kV 2024-2024 (fuente: propia.) Datos ENEE.

A partir de la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión de ENEE y del CND, se observa que las mismas líneas —L429, L401 y L411— presentan un comportamiento consistente en ambos conjuntos de datos durante el periodo de control de 2025, ya que tanto la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) como la Duración Total de Indisponibilidades (DIF) se encuentran fuera de las tolerancias establecidas en la NT-CD por lo tanto se confirma que se debe trabajar en la mejora de la calidad técnica del servicio de estas líneas.

Avances de la implementación del sistema de monitoreo de Calidad

La Gerencia de Transmisión ha proporcionado la información solicitada durante la reunión del 3 de diciembre de 2024, correspondiente a las maniobras realizadas en el sistema de transmisión. Esto con el objetivo de generar una base de datos histórica que permita la fiscalización de la calidad técnica del servicio, asegurando el cumplimiento de lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT).

Asimismo, esta información se compara con los datos extraídos de los informes de falla generados

diariamente por el Centro Nacional de Despacho (CND). Se solicita a ambas partes prestar especial atención a las codificaciones de las líneas, a los formatos de fecha de las indisponibilidades y a la duración de estas, con el fin de garantizar un análisis objetivo de la calidad técnica del servicio de transmisión y conocer con precisión la situación real para definir los próximos objetivos de mejora.

CONCLUSIONES

1. El análisis comparativo de los indicadores de confiabilidad (DIF y TIF) evidencia que, si bien varias líneas de transmisión han mostrado mejoras y se mantienen dentro de los límites de tolerancia establecidos en la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión (NT-CT), persisten casos críticos en los niveles de 230 kV, 138 kV y 69 kV que superan significativamente dichas tolerancias. Esto refleja la necesidad de fortalecer las acciones de mejora en la operación y el mantenimiento del sistema, así como de optimizar la matriz de incentivos para estimular a la **empresa transmisora** a elevar la calidad técnica del servicio. En este sentido, se recomienda una revisión de la NT-CT con el propósito de actualizar y adecuar la normativa a las condiciones actuales del sistema eléctrico.
2. Se destacan mejoras relevantes en líneas como L608, L612, L617, L619 y L614 en 230 kV; L504, L505 y L513 en 138 kV; y L401 y L409 en 69 kV. No obstante, también se identificaron deterioros en líneas como L650, L622, L562 y L524, las cuales requieren especial atención por su impacto negativo en la confiabilidad del sistema de transmisión.
3. El proceso de fiscalización permitió evidenciar discrepancias entre la información reportada por la Gerencia de Transmisión de la ENEE y la generada por el CND, lo que limita la confiabilidad plena de los indicadores. Por lo tanto, se vuelve indispensable homologar el proceso de transferencia de datos, estandarizar codificaciones y formatos, y consolidar una base de datos histórica que garantice un análisis objetivo y transparente de la calidad técnica del servicio de transmisión.

RECOMENDACIONES

1. **Homologación de datos:** Mejorar el proceso de transferencia de información mediante la homologación de datos entre la Gerencia de Transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND), con el fin de garantizar que los cálculos de los indicadores se realicen con información coincidente y confiable.

2. **Fiscalización de construcciones:** Supervisar y fiscalizar las construcciones de las líneas derivadas dentro del sistema de transmisión para asegurar que cumplan con los estándares técnicos y de calidad establecidos.
3. **Verificación de proyectos de mejora:** Revisar la documentación de soporte relacionada con los proyectos de mejora de calidad que se implementan en el sistema de transmisión, asegurando que las acciones ejecutadas correspondan a los objetivos planteados.
4. **Cumplimiento de la NT-CT:** Evaluar y verificar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT), especialmente en lo referente a las tolerancias aplicables a las líneas de transmisión.
5. **Control y consistencia de información:** Implementar controles periódicos sobre los formatos de fecha, codificaciones de líneas y registros de duración de indisponibilidades, con el fin de mantener un análisis objetivo y consistente de la calidad técnica del servicio de transmisión.

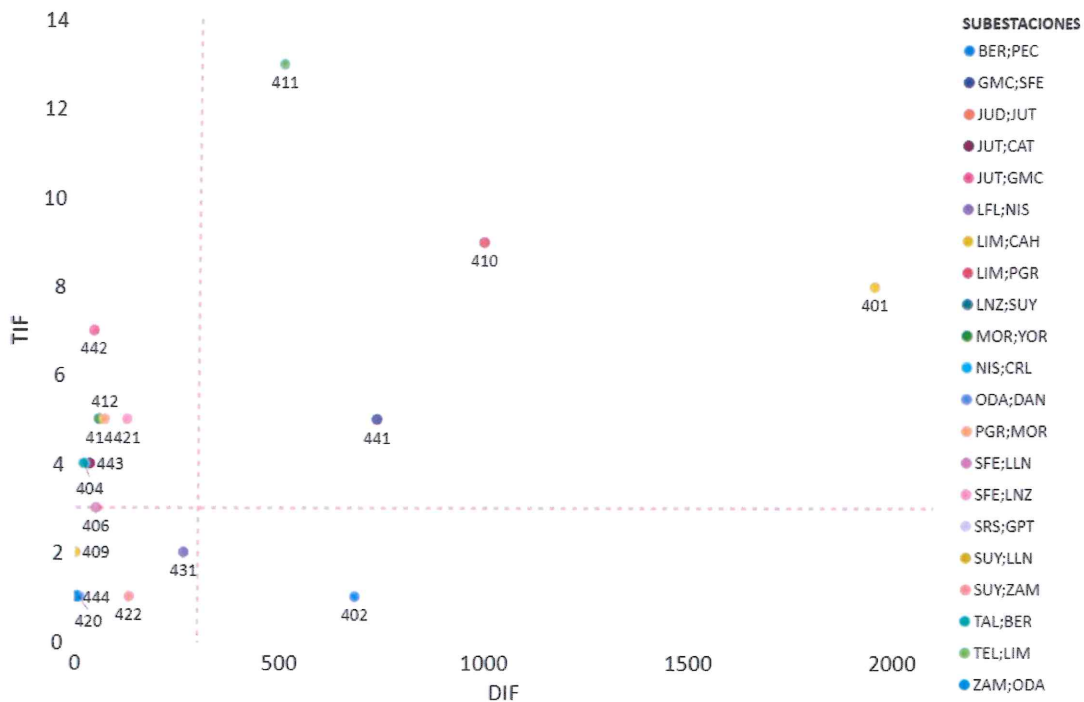
MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Requerimiento de los registros de información de las indisponibilidades de julio, septiembre, octubre, noviembre de 2025 a la Gerencia de Transmisión.	Documento	Oficio	Semana 41	Pendiente
2	Requerimiento de revisión de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión	Documento	Oficio	Semana 43	Pendiente
3	Solicitar reunión con la Empresa Transmisora para estandarizar codificaciones y mejorar estipular formatos para la información requerida	Visita, documento	Visita	Semana 45	Pendiente

ANEXOS

En los anexos de las páginas (31, 32) se presenta la comparación de los indicadores **TIF** y **DIF** por línea, correspondientes a cada subestación, mediante gráficos de dispersión para el período comprendido entre enero y agosto de 2025, con la información proporcionada por la Gerencia de Transmisión (ENEE). Asimismo, en los anexos de las páginas (33, 34) se muestran las comparaciones elaboradas a partir de los informes de falla proporcionados por el Centro Nacional de Despacho (CND).

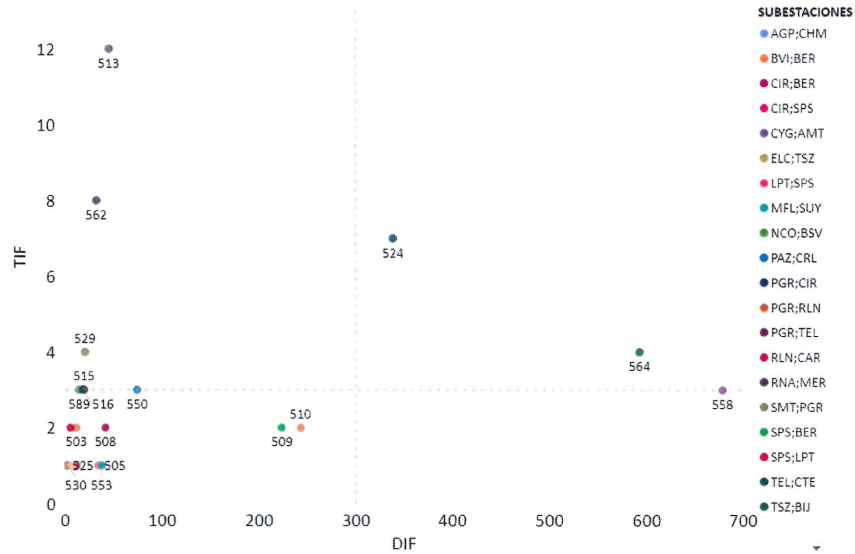
Dispersión TIF y DIF nivel de tensión 69 kV (Datos ENEE)



Anexo 1 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 69 KV (Datos ENEE)

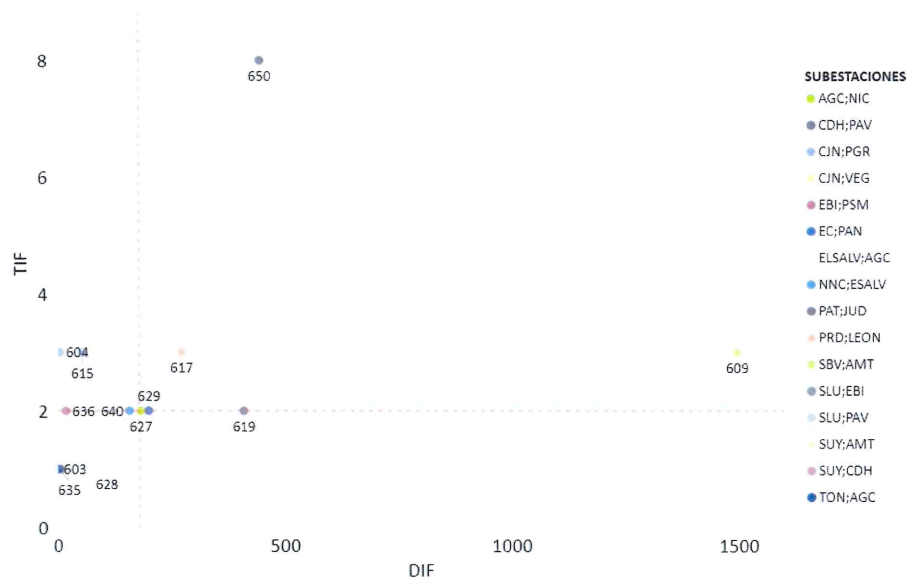


Dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 KV (Datos ENEE)



Anexo 2 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 kV (Datos ENEE)

Dispersión TIF y DIF nivel de tensión 230 KV (Datos ENEE)



Anexo 3 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 230 kV (Datos ENEE)

Scatter plot showing DIF (Y-axis, 0 to 80) versus DIF (X-axis, 0K to 8K). The plot displays data points for various locations, with a vertical dashed red line at DIF ≈ 0.5K and a horizontal dashed red line at DIF ≈ 5. The legend on the right lists the locations:

- Guaimaca
- Térmica Alsthom
- Alsthom
- Alsthom - Sulzer
- Berméjo
- Berméjo - Térmica Alsthom
- CAHSA
- Cañaveral
- Cañaveral - El Nispero
- Cuyamapá
- Danli
- El Nispero
- El Porvenir
- Guaimaca
- Guaimaca - Juticalpa
- Juticalpa
- Juticalpa - Catacamas
- Juticalpa - Juticalpa Dos
- Juticalpa Dos
- La Leona
- Lainez
- Lainez
- Las Flores
- Las Flores - Erandique
- Las Flores - Santa Rosa
- Las Nispero

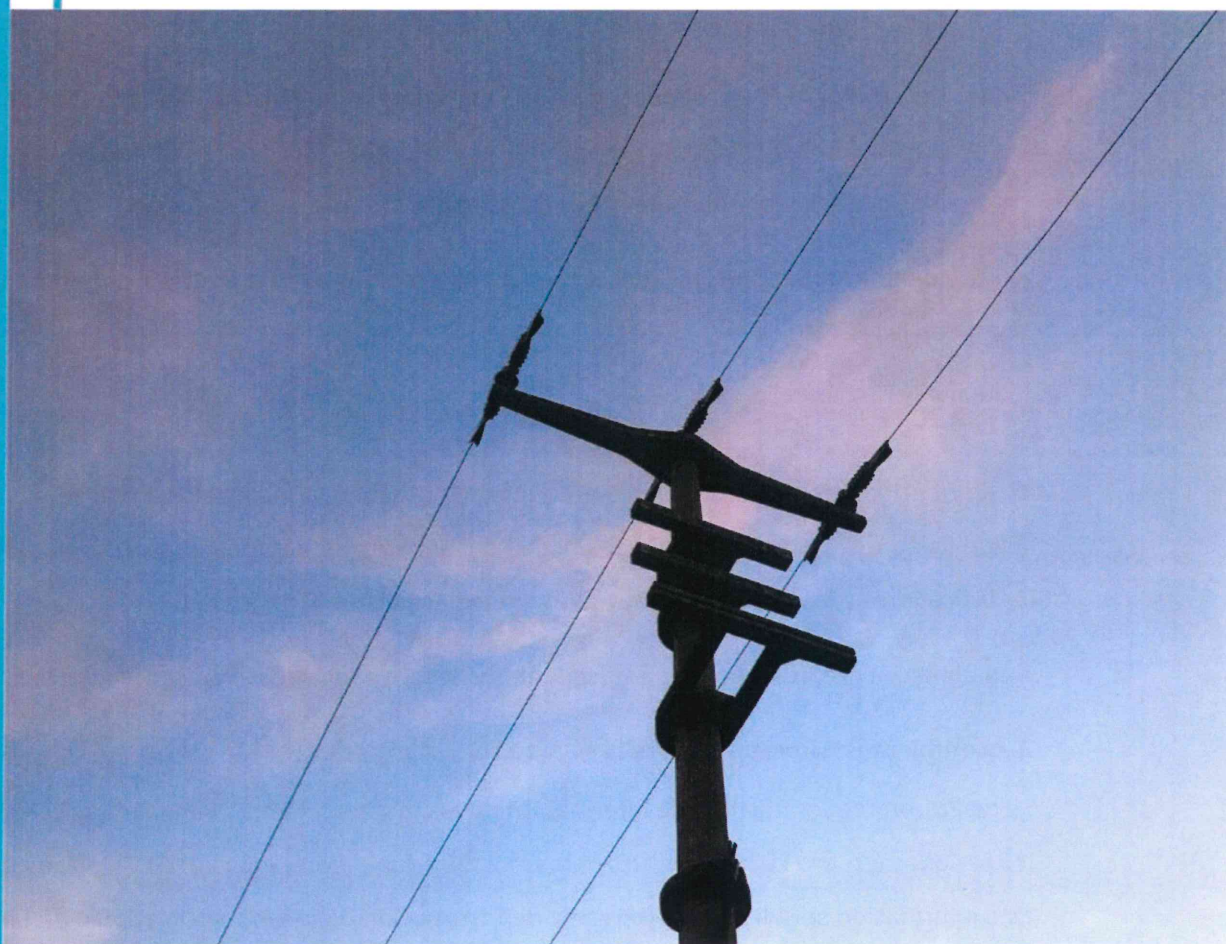
Subestaciones:

- Bellavista
- El Progreso
- Rio Nance
- Tela
- Villanueva
- AGP
- Agua Prieta - Choloma
- Amarateca
- Becosa
- Bellavista
- BER - CHM
- BER - MER
- Bermejo
- Bermejo - Bellavista
- Bermejo - Choloma
- Bermejo - Circunvalacion
- Bermejo - San Pedro Sula Sur
- Bermejo-Merendon
- BIJ - BCO
- Bijao
- Bijao - Rio Nance
- Bijao - Termica Sulzer
- Bonito Oriental
- Bonito Oriental - SHOL
- Cañaveral
- Cañaveral - Piedras Azules

Anexo 5 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 KV (Datos CND).

CALIDAD DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo dar a conocer los resultados de la supervisión de los índices de confiabilidad de la red de distribución operada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en su calidad de Empresa Distribuidora que opera en el Sistema Interconectado Nacional y la evaluación de los indicadores de la calidad.

Objetivos específicos

1. Evaluar los índices de confiabilidad del sistema de distribución durante el tercer trimestre del año 2025 y compararlo con los resultados de estos mismos indicadores de meses anteriores, mediante la revisión de la información de mantenimientos y maniobras.
2. Determinar los resultados de los indicadores de calidad del servicio de la empresa distribuidora, específicamente, lo relacionado a los indicadores de frecuencia y duración de indisponibilidades por diferentes causas en el sistema de distribución.
3. Identificar las oportunidades de mejora en el sistema de distribución, considerando lo descrito en la NT-CD.

ANTECEDENTES

La información por utilizar en el presente informe describe la metodología que se desarrolló para la aplicabilidad de la Norma Técnica de Calidad del Servicio, se describe el proceso para los cálculos de los indicadores y los eventos que sucedieron en el trimestre III del año 2025.

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

Requerimientos trimestrales para la solicitud de información

Se realizaron requerimientos de información de los mantenimientos y maniobras correspondientes a los períodos febrero 2025 – abril 2025, mayo 2025 – junio 2025 y julio de 2025 – agosto de 2025.

Esta información se solicitó a la Gerencia de Distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica

(ENEE) mediante el oficio No. CREE-202-2025 para el período febrero de 2025 – abril de 2025, oficio No. CREE-276-2025 para el período mayo de 2025 – junio de 2025 y oficio No. CREE-342-2025 para el período julio de 2025 - agosto 2025.

Trimestre I 2025

En el trimestre I del 2025, se logró realizar una reunión con ENEE-UTCD con el objetivo principal de definir criterios en cuanto a la clasificación de las causas de las interrupciones ocurridas en el sistema de distribución. Tras analizar estas causas en los reportes recibidos, se logró identificar el porcentaje predominante de las causas de las interrupciones en todo el sistema. Asimismo, los indicadores de calidad correspondientes al primer trimestre de 2025 se calcularon utilizando los registros de mantenimientos y maniobras realizados entre diciembre de 2024 y enero de 2025, solicitados mediante oficio CREE-061-2025.

Trimestre II 2025

En el trimestre II del 2025, fueron solicitados los registros de los mantenimientos desde febrero del 2025 hasta abril del 2025 mediante oficio CREE-202-2025 para realizar el cálculo de los indicadores correspondientes al segundo trimestre. Para los cálculos correspondientes al tercer trimestre se solicitaron los registros desde mayo de 2025 hasta junio de 2025 con el número de oficio CREE-276-2025 y desde julio de 2025 hasta agosto 2025 mediante oficio CREE-342-2025.

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.
 - a. Define en su artículo 1 la Distribución como el transporte de la energía desde la red

eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales, y las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.

- b. 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.
- c. 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 distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.
- d. Establece en su artículo 15 literal k lo siguiente:
 - i. Que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar a los usuarios afectados.
 - ii. 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.

PROCEDIMIENTO

A continuación, se brinda el procedimiento para la evaluación de indicadores de confiabilidad.

Evaluación de la calidad técnica del servicio según la NT-CD

El cálculo de los indicadores de confiabilidad en el sistema se realizó según la información que se gestionó por medio de requerimientos desde enero hasta agosto de 2025 realizados a través de diferentes oficios. De esta forma, se reunió la información correspondiente a un semestre completo.

Posteriormente se obtuvo información correspondiente al segundo semestre únicamente de los meses de julio y agosto.

Proceso de evaluación según la normativa de la calidad del servicio

La calidad técnica del servicio se evaluó en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica que se les brinda a los usuarios, los cuales están asociados a cada equipo. Para efecto del cálculo según los índices establecidos, la normativa considera todas las interrupciones registradas mayores a (3) minutos. De igual forma se evaluaron y se calcularon las interrupciones cuyo origen sea clasificado como caso fortuito o fuerza mayor, las cuales tienen que ser comprobadas. De igual forma se tiene registro de todas las interrupciones que fueron ocurridas en días de evento mayores según lo establece la Norma Técnica de Calidad de Distribución, para efectos de la evaluación de las incidencias en un periodo determinado las cuales están asociadas a su hora de inicio y de final. La norma técnica de calidad de distribución define dos tipos de indicadores para la calidad técnica del servicio: indicadores globales e indicadores individuales. En este informe se exponen los indicadores globales. Los indicadores que se definen en la norma como los índices globales de confiabilidad son:

- Frecuencia media de interrupción por usuario (SAIFI)
- Tiempo medio de interrupción por usuario (SAIDI)

El análisis de los indicadores de calidad técnica del servicio para el sistema de distribución conectado al SIN se determinó y analizó en periodos de control semestrales continuos. Para esto se tomó en cuenta la información de los dos semestres del año 2024, del primer semestre del año 2025 y de los dos primeros meses segundo semestre del año 2025.

Se requirió información de todos los mantenimientos y maniobras como se mencionó en los antecedentes. Esta información fue procesada en hojas de cálculo y posteriormente fue evaluada y comparada. La información recibida se detalla a continuación:

- Código del equipo
- Tipo de equipo
- Fecha y hora de apertura y cierre de los mantenimientos y maniobras



- Causa de los mantenimientos y maniobras
- El origen (especificando si fue en distribución o transmisión)
- El número de usuarios afectados

La información requerida tuvo como objetivo determinar los índices y verificar el cumplimiento que establece en la Norma Técnica de Calidad de Distribución especialmente en la calidad del servicio. En virtud de esto, se explicará el procedimiento y análisis de la información realizada.

Análisis de la información

El proceso del análisis de la información se centra en la revisión de la información recibida la cual contiene los campos enlistados; la información es depurada y traslada a la base de cálculos que elabora la dirección de fiscalización para que con respecto a los datos recibidos se pueda obtener el resultado de los indicadores SAIFI y SAIDI.

- Equipo (Se especifica el Interruptor y reconectores)
- Descripción (El lugar donde está ubicado el equipo)
- Circuito (Se especifica la línea a la que pertenece el interruptor y reconectores)
- Región (Describe la región a la que pertenece el circuito)
- Equipos aguas arriba (Se especifica el equipo aguas arriba del interruptor y reconectores)
- Usuarios afectados en el 2023 (Datos dados por la ENEE)
- Usuarios afectados en el 2024 (Datos dados por la ENEE)
- Usuarios afectados en el 2025 (Datos dados por la ENEE)

Evaluación de los indicadores con base en la normativa técnica de calidad de distribución

La evaluación se realizó en base a niveles de tolerancias establecidas para los índices de calidad técnica del servicio en densidad de carga baja tanto para SAIFI (Frecuencia media de interrupción por usuario) como para SAIDI (Tiempo medio de interrupción por usuario) de acuerdo con los establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Distribución. La evaluación se realizó utilizando las fórmulas de los índices SAIFI y SAIDI presentados en la normativa, con base en la información presentados por la ENEE y la base de datos elaborada por la Dirección. De acuerdo con los datos que se corroboraron se obtuvieron valores para poder comparar el total entre cada base de datos.

Las fórmulas que utilizadas para el análisis son las siguientes:

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

Donde:

$U_{a,i}$ = Numero de Usuario conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i .

UT_a = Numero de Usuario conectados en el alimentador a al final del periodo de control.

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

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

Donde:

$U_{a,i}$ = Numero de Usuario conectados en el alimentador a afectados por la interrupción i .

T_i = Duración de la interrupción i (h).

UT_a = Numero de Usuario conectados en el alimentador a al final del periodo de control.

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

En la Imagen 2 se presenta la estructura del procedimiento para la evaluación de los indicadores de calidad técnica del servicio, según lo establece la NT-CD. Se consideró no incluir los días en los que no se reportaron interrupciones o aquellos con SAIDI igual a cero. El SAIDI diario del sistema (SAIDI_{sist}) se calcula mediante la expresión siguiente:

$$SAIDI_{sist} = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_{sist}}$$

Tolerancias establecidas para los indicadores de calidad técnica del servicio tomando a consideración la cantidad y duración de interrupciones por usuarios en baja tensión.



Indicador	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	Densidad de carga baja
FIU_{MT}	Cantidad de interrupción por usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	6
FIU_{BT}	Cantidad de interrupción por usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
TIU_{MT}	Duración en horas de interrupción por usuario conectados en media tensión por semestre	8	10	10
TIU_{BT}	Duración en horas de interrupción por usuario conectados en baja tensión por semestre	10	12	12

Tabla 3 Tolerancias establecida para índices de calidad técnica del servicio (Fuente: NT-CD)

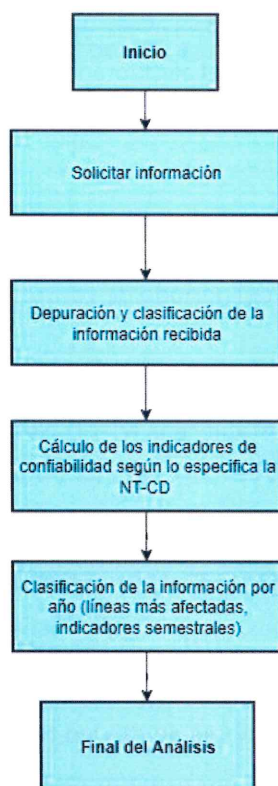


Imagen 1 Diagrama de flujo de proceso de análisis de indicadores de confiabilidad en distribución (fuente: propia)

RESULTADOS

Como producto del proceso de análisis, se obtuvieron los resultados presentados en este informe. Se realizó la evaluación de la confiabilidad del sistema partiendo de los registros de mantenimientos y maniobras realizadas por ENEE Distribución, donde se detalla el circuito, la causa del mantenimiento o la maniobra que se realizó y el número de usuarios afectados.

Análisis de los indicadores de confiabilidad de la calidad técnica del servicio en el año 2025

En el año 2025, en el semestre (1), la frecuencia media de interrupción por usuario fue de **36.48** (SAIFI), y el tiempo medio de interrupción en horas por usuario fue de **64.2** (SAIDI); y para los dos meses correspondientes al semestre (2) el (SAIFI) registrado es de **26.8** y el (SAIDI) es de **45.89**

En el **Gráfico 13** y **Gráfico 14** se observa la comparativa desde enero de 2025 hasta agosto de 2025 para ambos indicadores.

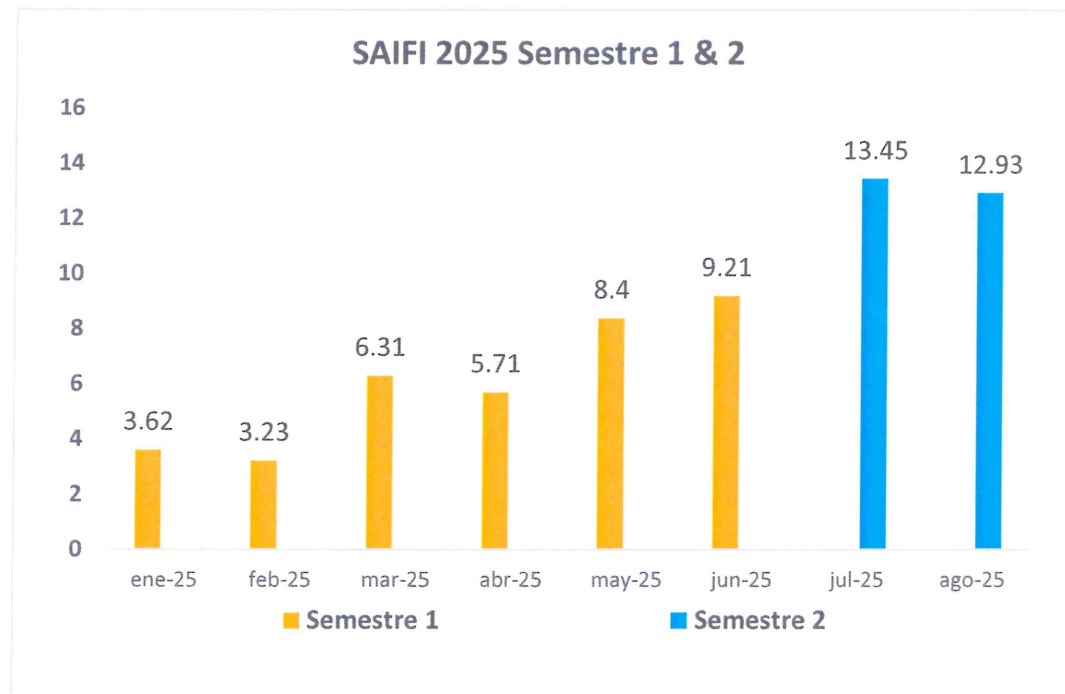


Gráfico 13 SAIFI enero 2025 – agosto 2025



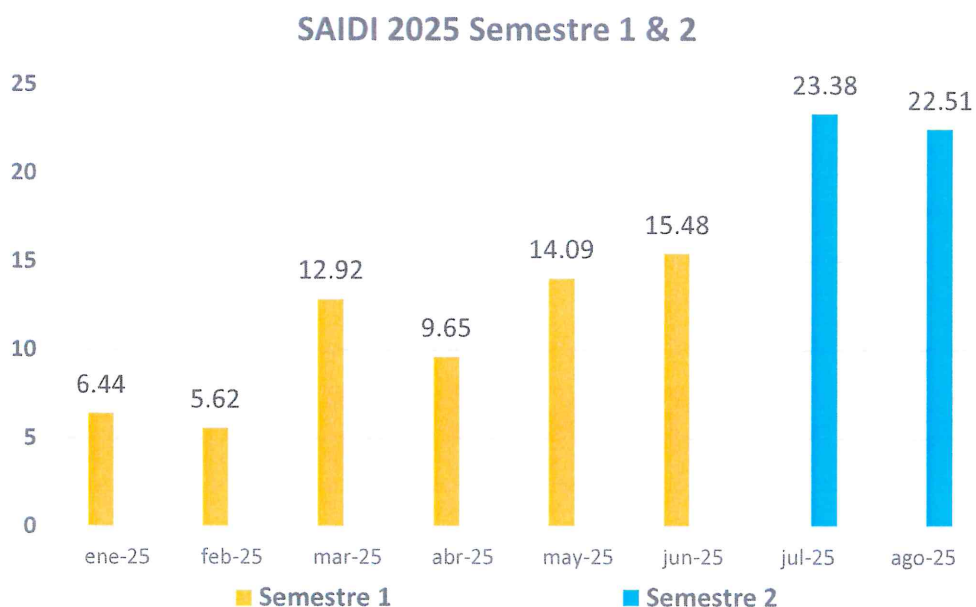


Gráfico 14 SAIDI enero 2025 – agosto 2025

Evaluación del SAIFI y SAIDI

Dentro de la sección de anexos se podrá encontrar una grafica de dispersión del comportamiento de todos los circuitos que sobrepasan los niveles de densidad de carga baja establecidos por la NT-CD para el SAIDI y SAIFI detallados por regiones del territorio nacional y semestres.

En 2025, desde enero hasta agosto, se encontró que de 191 circuitos analizados solamente 8 circuitos cumplían con el nivel de tolerancia en el caso del indicador SAIFI y 13 circuitos en el caso del SAIDI. Los registros presentados corresponden 6 meses del año 2025 (Semestre 1) y 2 meses que se incluyen para (semestre 2) obteniendo así 8 meses de registros.

En las **Gráfico 15** y **Gráfico 16** se reflejan diez de los 191 circuitos que incumplen con los niveles de tolerancias establecidos, los circuitos sobrepasan ambos indicadores en ambos semestres. Por esa razón fueron considerados dentro de los diez que tuvieron un mayor número de interrupciones tanto en frecuencia media como en duración media.

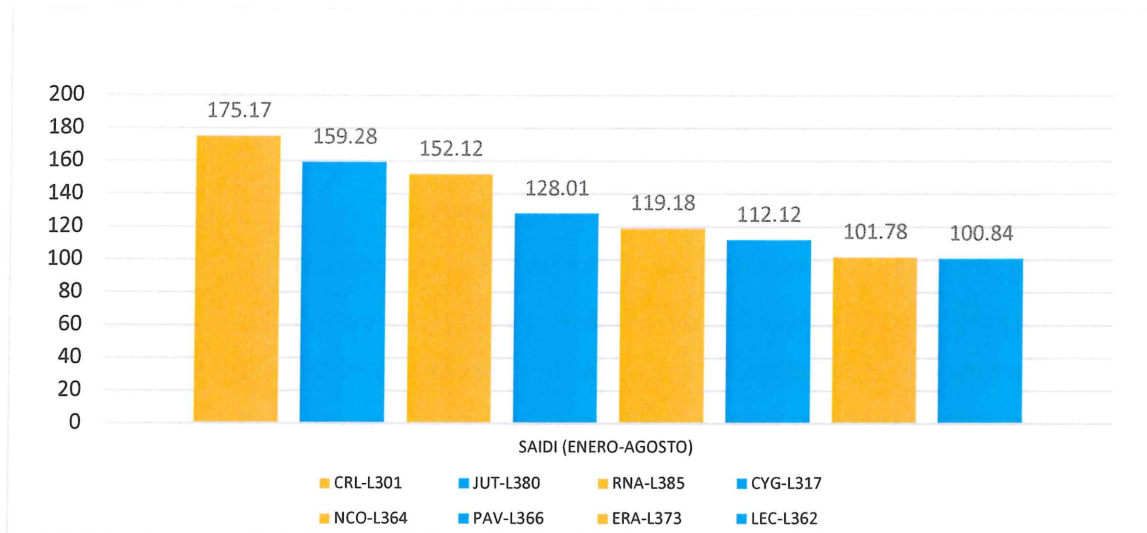


Gráfico 15 Circuitos con mayor indicador en 2025 (SAIDI)

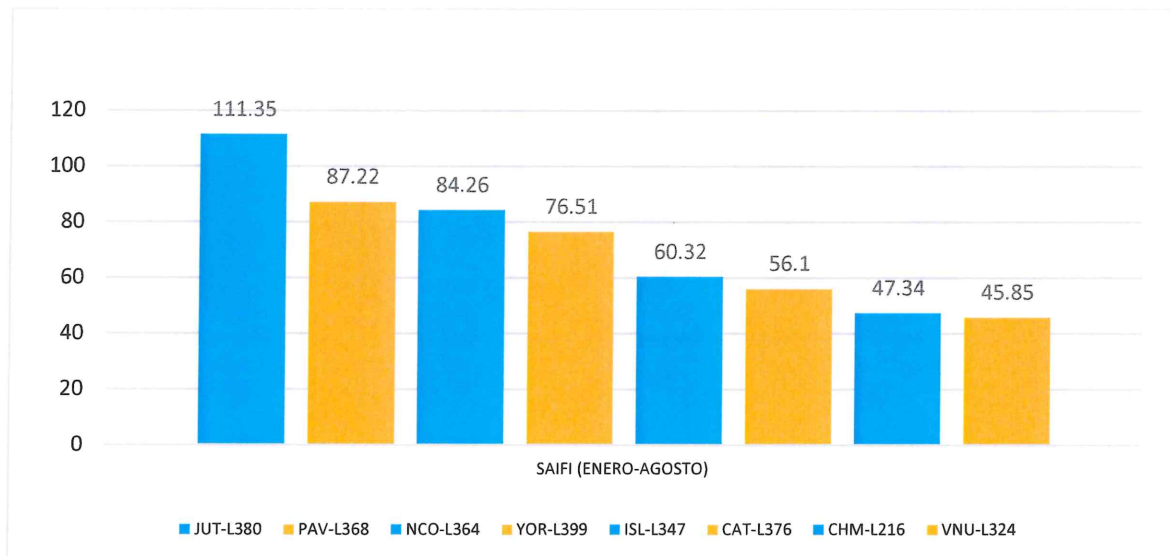


Gráfico 16 Circuitos con mayor indicador en 2025 (SAIFI)

Revisión de las causas de interrupciones en sistema interconectado nacional

En las revisiones realizadas en los registros de mantenimientos y maniobras elaborados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, se hace un recuento del número de fallas, para el año 2024. Desde enero hasta agosto hubo un total de 15,400 interrupciones registradas por diferentes motivos y causas. Haciendo una comparativo con el año 2025, se registró un total de 14,669 interrupciones registradas.

Dentro de las interrupciones más destacables se encuentran las siguientes: desconocidas, fallas por operación, fuerza mayor por ODS y fallas en SIN con incidencia en distribución, siendo estas las causas con mayor registro dentro de las interrupciones.

Análisis gráfico comparativo de los indicadores de confiabilidad

Los resultados de los indicadores, calculados conforme a lo establecido en la normativa, se obtuvieron a partir de los registros de mantenimiento y maniobras realizados en distribución. Dichos registros abarcan desde el año 2023, incluyendo ambos semestres de 2023 y 2024 junto con el primer semestre del año 2025 y 2 meses correspondientes al segundo semestre de 2025.

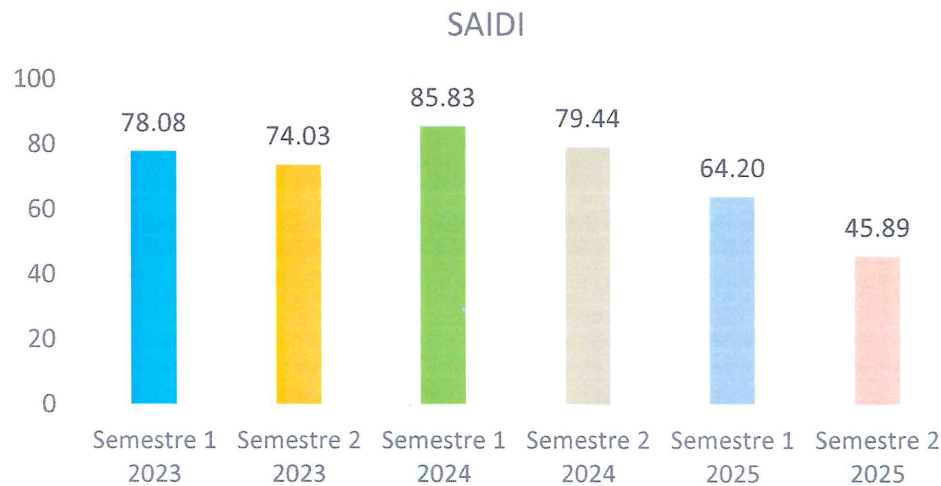


Gráfico 17 SAIDI calculado por la CREE por semestre en el año 2023,2024 y 2025 (fuente propia)

La duración media de interrupción por cliente determina el tiempo en horas que un circuito sufre interrupciones por determinado período de tiempo. El **Gráfico 17** ilustra que, en el año 2025, de enero - agosto en comparación con el mismo período de los años anteriores.

En el año 2024 durante el mes de agosto se registraron un total de 1,712 interrupciones en el sistema incluyendo dentro de ellas diferentes causas, el índice de tolerancia que se establece para duración en horas de interrupciones por usuario conectado en media tensión por semestre, si se toma en cuenta el nivel para este indicador establece que todos los semestres sobrepasan los niveles de tolerancias.

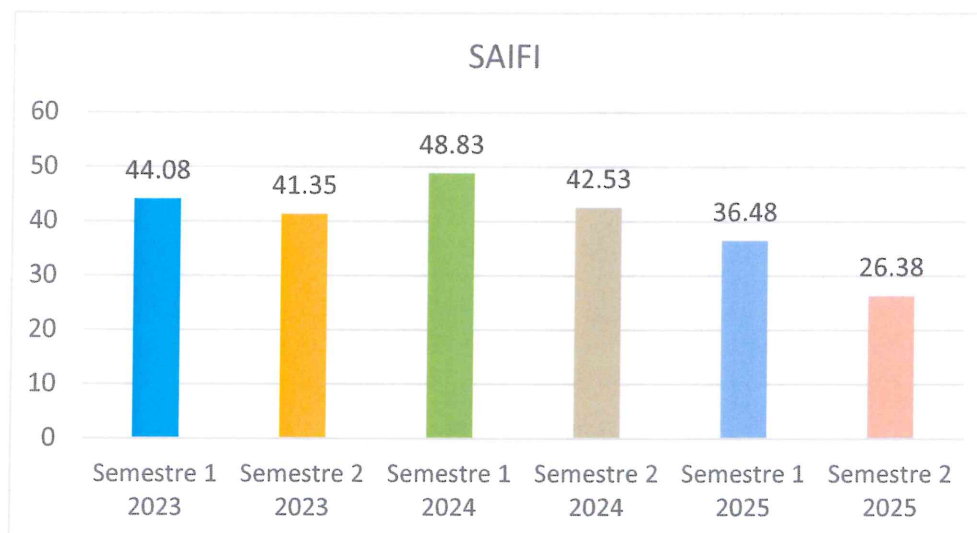


Gráfico 18 SAIFI calculado por la CREE por mes en el año 2023, 2024 y 2025 (fuente propia)

La frecuencia media de interrupción por usuario determina las veces en el cual un circuito sufre interrupciones. El comportamiento en el sistema interconectado nacional (SIN) contiene ciertas anomalías las cuales resultan en mayor número de interrupciones en determinados circuitos. Considerando el índice de tolerancia establecido para la frecuencia de interrupciones por usuario conectado en media tensión por semestre.

Índices de confiabilidad de enero hasta agosto de 2025

En el semestre (1) calculado por la CREE en el 2025, el indicador SAIFI sostuvo una diferencia del **1.38%** con respecto al semestre (1) calculado por la ENEE en 2025, siendo el semestre (1) de 2025 calculado por la CREE el valor de 36.48 y el calculado por la ENEE es de 36.99; en los dos meses de julio y agosto correspondientes al semestre (2), el cálculo elaborado por la CREE en el 2025, el indicador SAIFI sostuvo una diferencia del **47.52%** con respecto al semestre (2) calculado por la ENEE de 2025, siendo el semestre (2) de 2025 calculado por la CREE el valor de 26.38 y el calculado por la ENEE es de 16.25.



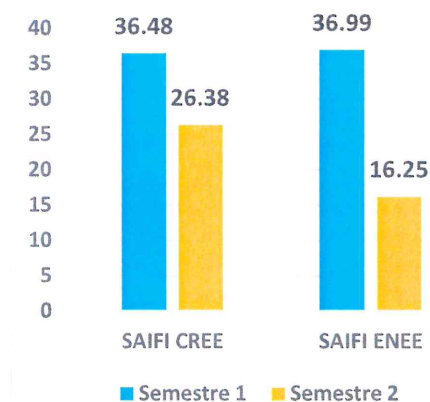


Gráfico 19 Indicador SAIFI semestre 1 y 2 (CREE-ENEE) 2025 (fuente propia)

En el semestre (1) calculado por la CREE en el 2025, el indicador SAIDI sostuvo una diferencia del **13.95%** con respecto al semestre (1) calculado por la ENEE de 2025, siendo el semestre (1) de 2025 calculado por la CREE el valor de 64.2 y el calculado por la ENEE es de 56.14; en los dos meses de julio y agosto correspondientes al semestre (2), el cálculo elaborado por la CREE en el 2025, el indicador SAIDI sostuvo una diferencia del **58.28%** con respecto al semestre (2) calculado por la ENEE de 2025, siendo el semestre (2) de 2025 calculado por la CREE el valor de 45.89 y el calculado por la ENEE es de 25.18.

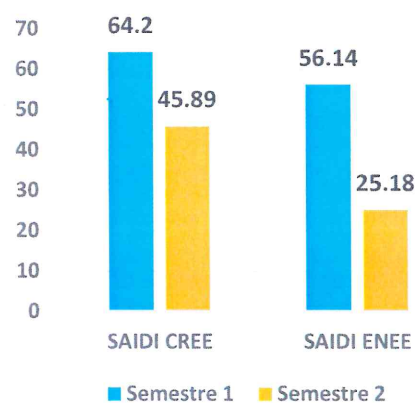


Gráfico 20 Indicador SAIDI semestre 1 y 2 (CREE-ENEE) 2025 (fuente propia)

Para el siguiente trimestre del año 2025 se pretende obtener resultados que en función de su creación sean esenciales para el análisis de calidad de la energía en el SIN. A nivel de distribución, se han obtenido buenos resultados de la calidad del producto que el usuario final recibe. Esto contribuye a tener un panorama amplio de la funcionalidad dentro de algunos circuitos, para los cuales es necesario que estén en óptimas condiciones para que las indisponibilidades sean menores y cumplan con los niveles de tolerancia que la ley establece.

Dentro de las atribuciones establecidas por la normativa, se encuentra la obligación de ofrecer a los usuarios un servicio eléctrico de calidad. Asimismo, se dispone que las empresas deben entregar la información requerida por esta comisión dentro de los plazos establecidos, así como de las facilidades y los medios necesarios para su verificación. Esta información ha estado siendo entregada conforme a lo solicitado.



CONCLUSIONES

A partir de los análisis descritos en el presente informe se concluye que:

1. Los índices de confiabilidad del sistema de distribución en su gran mayoría incumplen con las tolerancias establecidas en la NT-CD. El SAIDI en 2024, en el semestre 1 fue de **85.83**, en el semestre 2 de **79.44**, y el SAIFI en 2024, en el semestre 1 fue de **48.83**, en el semestre 2 se registró **42.53**. El SAIDI en 2025, en el semestre 1 se registró **64.42**, en el semestre 2 (únicamente los meses de julio - agosto) se registró **45.89**, el SAIFI en 2025, en el semestre 1 fue de **36.48**, en el semestre 2 (únicamente los meses de julio - agosto) se registró **26.38**, ambos índices sobrepasan los niveles de tolerancias, se espera que para los siguientes semestres el indicador no sobrepase el nivel de tolerancias que establece NT-CD.
2. Los registros mensuales indican que en el año 2025 el calculo de estos indicadores (SAIFI,SAIDI) sobrepasan los niveles de tolerancias establecidos en la normativa, en cuanto a la metodología del calculo de estos indicadores corresponden a lo establecido en la NT-CD, en comparación desde enero hasta junio los indicadores llevaban un comportamiento estándar, en los meses de julio – agosto el comportamiento cambio debido a diferentes factores que incluyen métodos de cálculo, entre otros; se estará monitoreando la metodología para que el calculo corresponda a lo establecido en la NT-CD.
3. La cantidad de interrupciones en los meses de julio y agosto de 2025 en comparación con los mismos meses del año 2024 se observó un aumento, la causas son diversas, el producto de la revisión que la Comisión realiza se ha determinado que la clasificación de las causas que categoriza la Empresa Distribuidora (ENEE) deberá de recategorizar con el propósito de establecer una clasificación estándar y entendible en los cuales, causas como ser (Desconocidas) sean recategorizadas encontrando el motivo exacto de la interrupción.

RECOMENDACIONES

Con base en los análisis y conclusiones descritos en el presente informe, esta Dirección recomienda:

1. Presentar una nueva clasificación de las causas de interrupciones por cada mantenimiento y por cada maniobra, distinguiendo aquellas originadas en el sistema de distribución.
2. Requerir mediante oficio los diagramas unifilares actualizados de todos los circuitos en el sistema de distribución para la actualización de la base de datos.
3. Crear un método de solicitud de información en la cual se establezca formatos para el traslado de información que se le solicita a ENEE con respecto a los mantenimientos y maniobras, para el calculo de los indicadores.

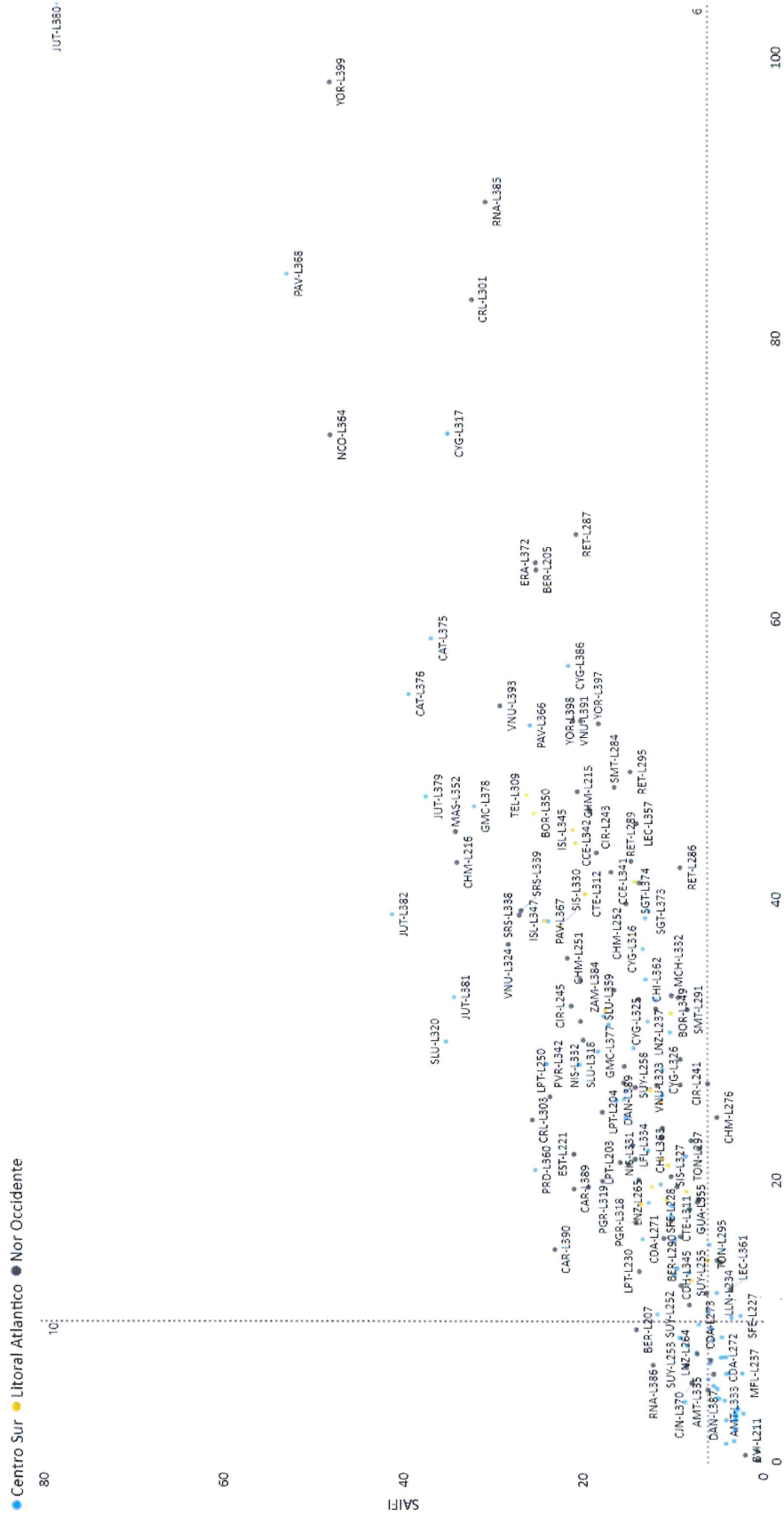
MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Requerimiento de los registros de mantenimientos y maniobras de septiembre a noviembre de 2025.	Documento	Oficio	Semana 46	Pendiente
2	Requerimiento de diagramas unifilares actualizados de los circuitos del SIN.	Documento	Oficio	Semana 41	Pendiente
4	Solicitar reunión con la empresa distribuidora para la discusión de la clasificación de causas por interrupción.	Visita, documento	Visita	Semana 45	Pendiente



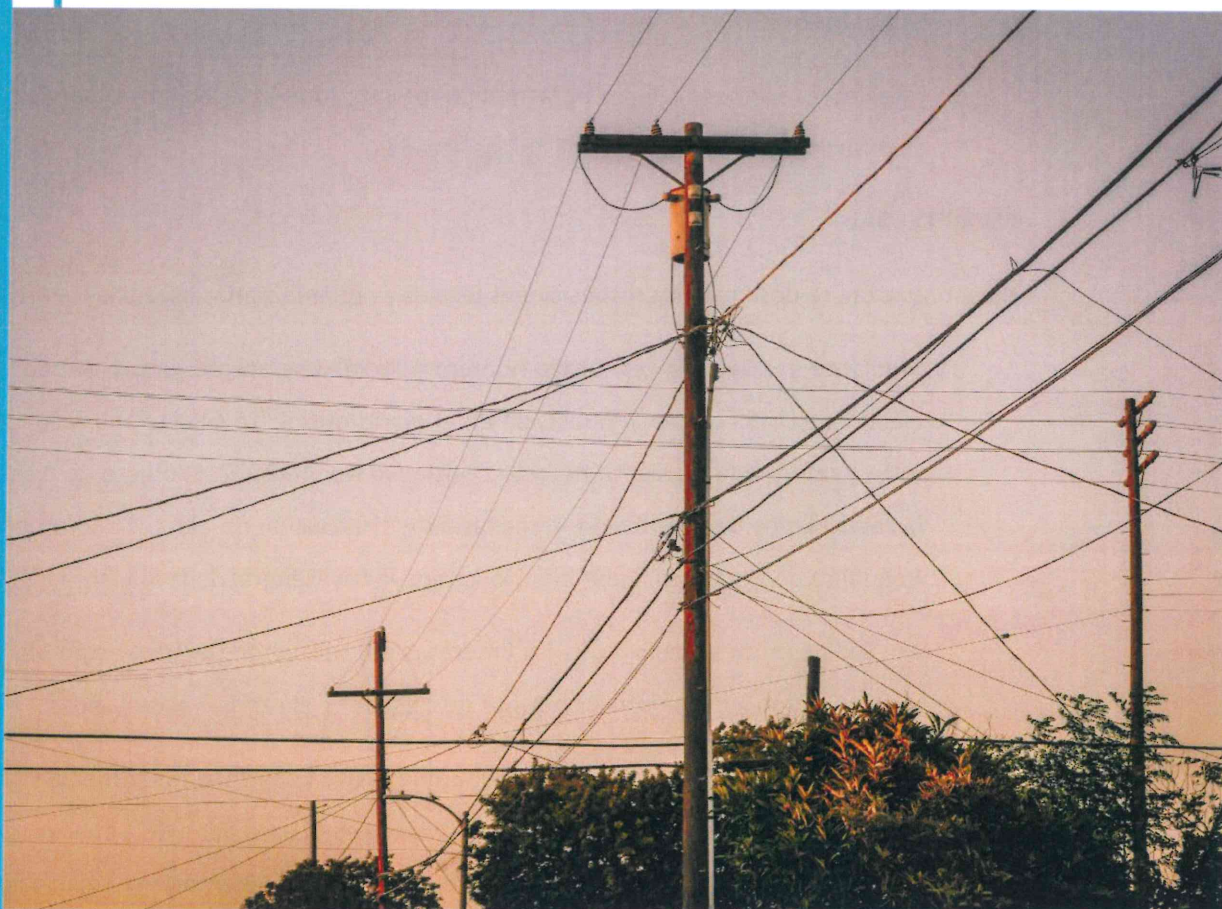
ANEXOS

Diagrama de dispersión del SAIFI y SAIDI del año 2025, mes de enero hasta agosto



CALIDAD DEL SERVICIO EN SISTEMAS AISLADOS EN DISTRIBUCIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo presentar las actividades de supervisión del cumplimiento de la NT-CD por parte de empresas distribuidoras operando en sistemas aislados, en particular verificar el desempeño de los indicadores de confiabilidad en estos sistemas.

Objetivos específicos

1. Describir el procedimiento para la verificación de los indicadores de confiabilidad dentro de sistemas de distribución que operan como sistemas aislados.
2. Presentar los resultados de los indicadores de calidad técnica del servicio elaborados por la Dirección de Fiscalización utilizando la información recibida por medio de la Base de Datos Regulatorios (BDR).
3. Establecer recomendaciones para mejorar los indicadores de calidad del servicio en sistemas de distribución que operan como sistemas aislados.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

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. Define 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.
 - b. Se define en el artículo 15 literal k que, salvo caso fortuito o fuerza mayor, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad del servicio con respecto a las normas aplicables, la empresa distribuidora deberá indemnizar a los usuarios afectados. El

Reglamento establecerá el método para determinar el monto de la indemnización en cada caso, el cual deberá basarse en el costo unitario de la energía no suministrada, y las empresas distribuidoras podrán 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.

- c. Es disposición de cumplimiento obligatoria de la CREE y el CND/ENEE, así como se establece en el artículo 28 literal E, las disposiciones reglamentarias que establezcan las normas de calidad del servicio para la distribución deberán prever su aplicación de manera gradual durante un período de transición, teniendo en cuenta la condición inicial de las redes y el tiempo que llevará realizar las obras para su reforzamiento y expansión.
2. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) publicada mediante acuerdo CREE-050-021 en fecha 3 de noviembre de 2021:
- a. Artículo 14 Atribuciones, Responsabilidades y Obligaciones de las Empresas Distribuidoras.
 - I. Es obligación de las empresas distribuidoras de prestar un servicio que cumpla con las exigencias de calidad establecidos en la norma técnica, así como lo expresa en el literal A.
 - II. El literal B define que es obligación de la empresa distribuidora pagar a sus usuarios las indemnizaciones por episodios de mala calidad del servicio dentro de los plazos que establece la norma técnica.
 - III. El literal E establece que se deben elaborar planes de mejora de la calidad que ordene la CREE.
 - b. En el Título III, se establece la definición de los indicadores de calidad técnica del servicio, así como del mecanismo de evaluación donde se incluye las fórmulas para los indicadores individuales y globales, y los niveles de tolerancia por el cual serán comparados. De igual manera se establece el cálculo de las indemnizaciones que la empresa distribuidora debe de compensar a los usuarios por eventos de mala calidad, y establece el sendero de calidad el cual



es una proyección de 5 años que genera la mejora gradual de la calidad del suministro que la empresa distribuidora debe de seguir en cumplimiento a las disposiciones del marco legal del sector eléctrico.

- c. El artículo 52 establece que cualquier día en el cual el valor de SAIDI diario del sistema supere el umbral será reportado como un día de evento mayor.
- d. En el artículo 53, las tolerancias para los índices de calidad se describen en una tabla en la norma técnica con los indicadores definidos en baja y media tensión, y dependiendo de su densidad de carga ya sea esta alta, media o baja.
- e. El artículo 54 establece que se calcularán senderos de calidad para cada índice individual de calidad técnica del servicio con el fin de definir una trayectoria de reducción semestral a aplicar en el monto de las indemnizaciones que las empresas distribuidoras deberán pagar cuando los índices globales por alimentador excedan los indicadores en dicho sendero y los índices individuales superen las tolerancias establecidas en la normativa.
- f. Se describen en el artículo 55 las fórmulas para el cálculo del sendero de calidad incluyendo los valores iniciales y finales de los índices, y el factor de ajuste.
- g. En el artículo 56 se define la indemnización por una deficiente calidad técnica del servicio que la empresa distribuidora debe pagar a cada usuario al final del periodo de control, la cual será calculada según lo que establece la norma.

ANTECEDENTES

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

Como parte del proceso del proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR) que debe ser presentada por las empresas distribuidoras que operan sistemas aislados de distribución en el departamento de las Islas de la Bahía, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a través de la Dirección de Fiscalización, realizó una inspección en el sistema aislado operado por la empresa distribuidora Útila Power Company (UPCO). Esto con el objetivo de verificar los datos compartidos por dicha empresa. Asimismo, se acordó el compromiso, por parte de la empresa distribuidora, de entregar la información ya subsanada a más

tardar el 15 de diciembre del 2014. El detalle del seguimiento se muestra en la Tabla 4.

Información solicitada proyecto Base de Datos Regulatorios mediante oficio 125-2024 y 126 - 2024	Fecha	Estado
Inspección Base de Datos Regulatorios UPCO bajo orden de inspección CREE-031-2024.	12 de noviembre del 2024	Finalizado

Tabla 4 Seguimiento BDR UPCO 2024 (fuente: propia)

Informe trimestral

La Norma Técnica de Calidad establece en su artículo 51 que el control de la calidad técnica del servicio debe evaluarse mediante los índices globales de frecuencia y tiempo medio (**SAIFI** y **SAIDI**). Sin embargo, debido a la falta de vinculación entre usuarios y red en la base de datos, se están calculando los indicadores de calidad **ASIFI** y **ASIDI**, los cuales se determinan en función de la capacidad total instalada (kVA) y las capacidades afectadas (kVA) en cada evento.

Para este informe se utiliza la información correspondiente al trimestre de junio a agosto de 2024, comparada con los datos del mismo período de 2025, con el fin de dar continuidad a la fiscalización de la calidad técnica del servicio mientras se completa la vinculación usuario–red.

PROCEDIMIENTO

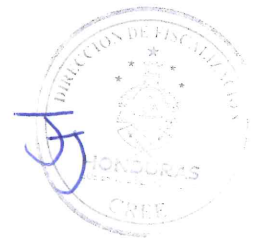
El cálculo de los indicadores de confiabilidad globales se realizó en base a los indicadores de capacidad establecidas en la norma IEEE 1366. Estos indicadores son el indicador de frecuencia media de capacidad interrumpida (ASIFI) e indicador de duración media de la capacidad interrumpida (ASIDI), los cuales se calculan según las fórmulas siguientes en base a la capacidad de la red de distribución:

$$ASIFI_a = \frac{\sum L_i}{L_T}$$

$$ASIDI_a = \frac{\sum r_i L_i}{L_T}$$

Donde:

- i. L_i = Es la capacidad total interrumpida de la red en kVA;
- ii. L_T = Es la capacidad total del sistema en kVA;



iii. r_i = Duración total de la interrupción.

Los cálculos se realizaron con la información de las interrupciones proporcionada por la empresa distribuidora como respuesta al requerimiento de datos del proyecto BDR.

Requerimiento de información.

La información que se utilizó para la realización del cálculo de los indicadores se obtuvo del requerimiento de datos para el proyecto de Base de Datos Regulatorios mediante la orden de inspección CREE-031-2024 que la Dirección de Fiscalización lleva a cabo con el objetivo de la transferencia de datos sobre la calidad del producto, confiabilidad, y la calidad comercial del sistema de distribución, particularmente en los sistemas aislados. La información ha sido enviada por parte de los sistemas aislados y revisada para verificar la calidad de los datos solicitados. Sin embargo, aún no se cuenta con la vinculación usuario red por lo que los indicadores de confiabilidad se calcularon con respecto a la capacidad asociada de la red.

Procedimiento para la aplicación de disposiciones regulatorias para la evaluación de la confiabilidad

Los datos recibidos por parte de las empresas distribuidoras mediante el archivo digital compartido, deberían corresponder a la información necesaria para realizar los cálculos de los indicadores globales. Sin embargo, se calcularon los indicadores ASIFI y ASIDI que se determinan en base a la capacidad interrumpida, dado a que las empresas distribuidoras no presentaron la información de la vinculación usuario-red. Asimismo, no se recibió la información de los equipos aguas arriba de los equipos de maniobras de tal manera que se identificaron los equipos aguas arriba utilizando la ubicación en coordenadas de los equipos de maniobra dentro del mapa georreferenciado de la isla de Útila mostrado en la Imagen 4 e Imagen 5, y de esa manera se identificó la capacidad asociada a cada equipo y se lograron obtener los datos necesarios. En el Diagrama 2 se muestra el diagrama de flujo de red con la identificación de los puntos aguas arriba.

Una vez identificados los equipos aguas arriba de cada equipo de maniobra, en el mismo archivo digital recibido por parte de **UPCO**, se agregó en la pestaña de *equipos de maniobra* una columna con la capacidad en kVA asociada a cada equipo. El objetivo de esta adición fue determinar la cantidad de energía que se ve afectada durante una indisponibilidad en el sistema de distribución. Esta capacidad afectada es la que se utilizó para el cálculo de los indicadores **ASIFI** y **ASIDI**.

Tipo de equipo	Nivel de tensión kV	Capacidad asociada kVA
Feeder Town ABB	13.8	2,255
Cuchillas Solidas	13.8	1,895
Cuchillas Rompearco	13.8	1,385
Reclosers	13.8	1,112.50
Cuchillas Rompearco	13.8	565
Cuchillas Rompearco	13.8	470
Cuchillas Rompearco	13.8	175

Tabla 5 Equipo de maniobras redes de distribución UPCO (fuente: UPCO)

la Tabla 6 muestra las tolerancias establecidas para los índices de calidad técnica del servicio según la NT-CD. Se debe de tener en consideración que los resultados se comparan con las tolerancias más permisivas siendo estas en densidad de carga baja en media tensión.

Indicador	Unidad	Densidad de Carga Alta	Densidad de Carga Media	Densidad de Carga Baja
<i>FIU_{MT}</i>	Cantidad de Interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	6
<i>FIU_{BT}</i>	Cantidad de Interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
<i>TIU_{MT}</i>	Duración de Interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	8	10	10
<i>TIU_{BT}</i>	Duración de Interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	10	12	12

Tabla 6 Tolerancias para los Índices de Confiabilidad (Fuente: NT-CD)

Para el caso particular de RECO en este informe trimestral no se realizó un análisis de los indicadores ya

que se presentaron problemas con la información la cual se subsanará para el siguiente informe trimestral.

RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA AISLADO DE UTILA (UPCO)

Como resultado del proceso de fiscalización, se calcularon los indicadores globales **ASIFI** y **ASIDI** para el período comprendido entre junio y agosto de los años 2024 y 2025, con el fin de realizar una comparación. Los resultados se presentan en la **Tabla 7**.

Periodo	ASIFI	ASIDI (h)
Junio, julio y agosto 2024	47.11	76.35
Junio, julio y agosto 2025	36.67	84.50

Tabla 7 Resultados ASIFI y ASIDI UPCO (junio-agosto) 2024 y 2025 (fuente: propia)

El **ASIFI** disminuyó de **47.11** en 2024 a **36.67** en 2025, lo que representa una reducción del **22.16 %**, indicando una mejora en la frecuencia de interrupciones por alimentador como se ilustra en el Gráfico 12.

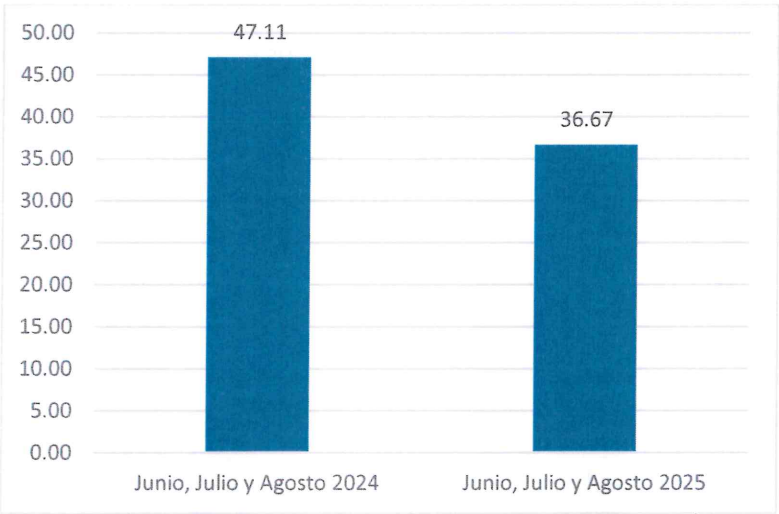


Gráfico 21 Comparación del ASIFI durante el periodo (junio-agosto) 2024 vs 2025 (fuente: propia).

Por el contrario, el **ASIDI** aumentó de **76.35 horas** a **84.50 horas**, lo que equivale a un incremento del **10.68 %**, reflejando un aumento en la duración promedio de las interrupciones como se ilustra en el Gráfico 13 . Esto sugiere que, aunque las interrupciones fueron menos frecuentes, su duración se



prolongó, lo que puede indicar retrasos en la restauración del servicio o mayor impacto cuando ocurren fallas.

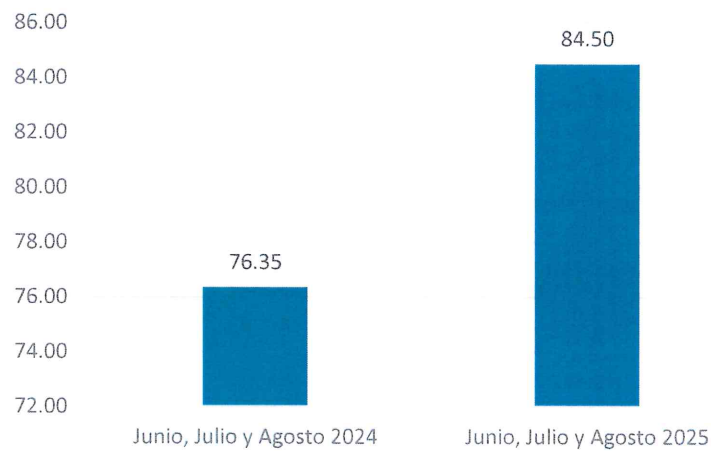


Gráfico 22 Comparación del ASIDI durante el periodo (junio-agosto) 2024 vs 2025 (fuente: propia).

En conjunto, los datos muestran una mejora parcial en la frecuencia, pero un deterioro en la duración de las indisponibilidades, resaltando la necesidad de implementar acciones para garantizar la calidad técnica del servicio. El Gráfico 14 muestra una comparación de ambos indicadores de confiabilidad y el Gráfico 15 muestra un gráfico de dispersión que refleja los equipos que se encuentran con una mayor indisponibilidad.

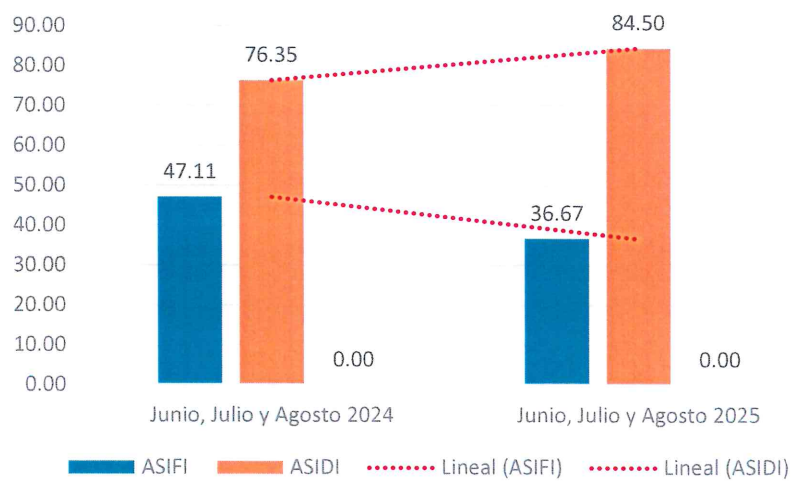


Gráfico 23 Comparación entre el ASIFI y ASIDI para el periodo (junio-agosto) 2024 vs 2025 (fuente: propia).

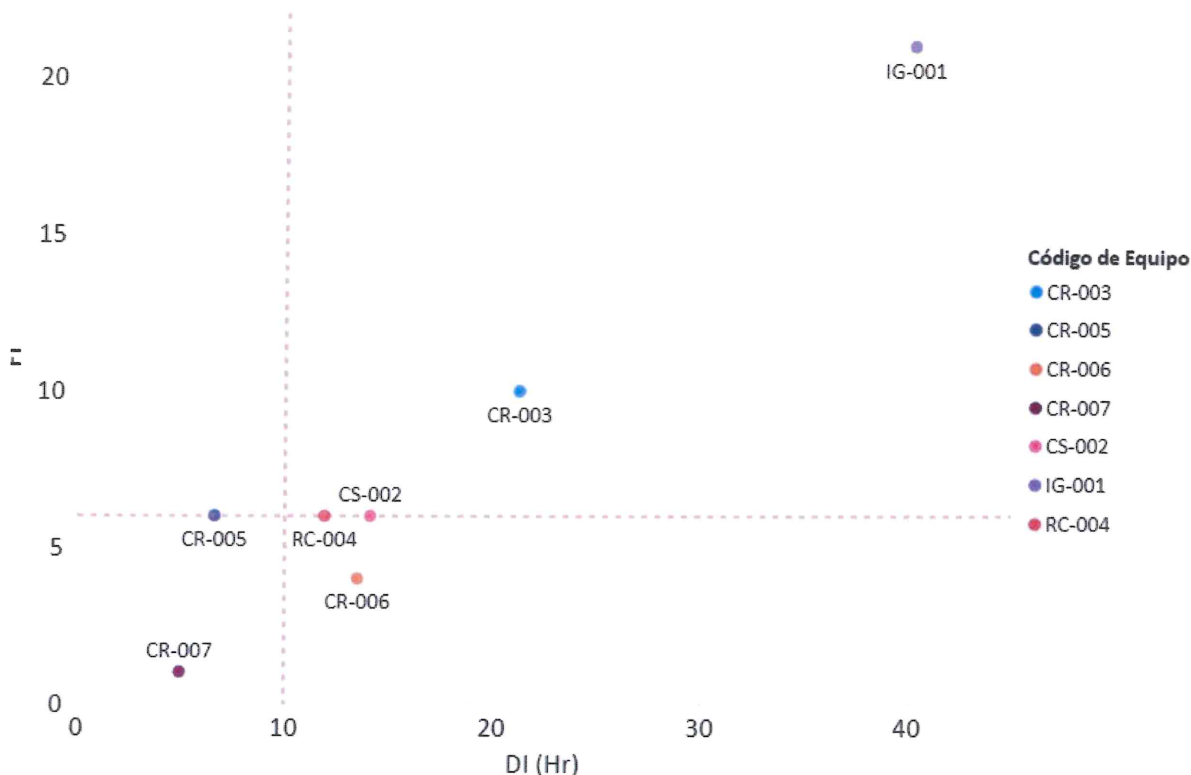


Gráfico 24 Gráfico de dispersión de equipos con mayor frecuencia y duración de interrupciones (fuente: propia).

Avances de la implementación del sistema de calidad del servicio y BDR

La implementación del proyecto de BDR tiene como efecto función de un sistema de medición y control de calidad para los sistemas de distribución que operan como sistemas aislados, mediante la Base de Datos Regulatorios se transfiere la información sobre los equipos de maniobras, las interrupciones y usuarios conectados a la red de UPCO. El proyecto tiene una aplicación gradual, pero con avances significativos y se sigue recibiendo la información de manera constante y ya con el reflejo de los cambios de la inspección que se realizó en noviembre en las instalaciones de UPCO en Útila, Islas de la Bahía.

CONCLUSIONES

A partir de los análisis descritos en el presente informe se concluye que:

1. El análisis comparativo de los indicadores globales **ASIFI** y **ASIDI** evidencia una mejora en la frecuencia de interrupciones (reducción del 22.16 % en 2025 respecto a 2024), pero un



deterioro en la duración de estas (incremento del 10.68 %), lo cual refleja avances parciales en la confiabilidad del sistema, aunque persisten desafíos en la restauración oportuna del servicio.

2. La falta de vinculación usuario–red en la información presentada limita la aplicación plena de los indicadores tradicionales **SAIFI** y **SAIDI**, obligando a utilizar métricas alternativas como **ASIFI** y **ASIDI** basadas en capacidad instalada. Esto resalta la necesidad de acelerar la implementación del proyecto **BDR** para contar con datos más completos y representativos.
3. Los resultados obtenidos subrayan la importancia de que la empresa distribuidora implemente **acciones correctivas y planes de mejora en operación y mantenimiento**, orientados a reducir tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones, en cumplimiento con la **Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD)** y con el objetivo de garantizar un servicio eléctrico confiable y de calidad a los usuarios de sistemas aislados.

RECOMENDACIONES

A partir de los análisis descritos en el presente informe se recomienda:

1. El sistema de distribución operado por UPCO debe integrar la información sobre la vinculación Usuario – Red en la información que transfieren mensualmente, asimismo el cálculo de los indicadores globales e individuales, y el cálculo de las indemnizaciones para compensar a los usuarios por eventos de mala calidad experimentados en el sistema.
2. El sistema de distribución operado por RECO debe de completar la información sobre la vinculación Usuario – Red en sus tres circuitos dentro de la información que transfieren mensualmente, asimismo el cálculo de los indicadores globales e individuales, y el cálculo de las indemnizaciones para compensar a los usuarios por eventos de mala calidad experimentados en el sistema.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana/año)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Subsanar y trabajar en la base de datos de RECO.	Documento	Oficio	Semana 47, 2025	Pendiente

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana/año)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
2	Reunión de seguimiento para retroalimentación sobre la información de BDR (RECO y UPCO).	Reunión	Datos BDR	Semana 45, 2025	Pendiente
3	Seguimiento en la vinculación usuario-red para permitir el cálculo de SAIFI y SAIDI conforme a la norma técnica (RECO y UPCO).	Reunión	Documento	Semana 45, 2025	Pendiente



