



DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Informe Trimestral de Fiscalización de la Calidad del Servicio

TRIMESTRE I 2025



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



ÍNDICE

| | |
|---|----|
| RESUMEN EJECUTIVO..... | 4 |
| INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL | 12 |
| INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL | 40 |
| INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS..... | 74 |

ACRÓNIMOS

| | |
|-------|---|
| ASIDI | índice media de duración de la capacidad interrumpida |
| ASIFI | índice media 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 |
| 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) supervisa y fiscaliza el cumplimiento de la normativa vigente para garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. La Dirección de Fiscalización de la CREE, en seguimiento de lo anterior y en cumplimiento de lo establecido en el Plan Operativo Anual de la institución para el año 2025, en particular, con respecto al Producto intermedio 1 asociado al producto final 03 del Programa 12; ha elaborado el presente documento con el fin de presentar los resultados de supervisión del cumplimiento de los indicadores de calidad, en particular aquellos asociados a la calidad técnica del servicio o confiabilidad, con base en 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

Con respecto a los indicadores de confiabilidad en el sistema de principal de transmisión se evalúa el I trimestre del año 2025 utilizando la base de datos proveniente de la Gerencia de Transmisión en comparación con los informes de falla presentados por el Centro Nacional de Despacho. Se observa que la información remitida por ENEE no coincide en algunos datos que el CND manifiesta en los informes de falla diarios. Los datos de ENEE no reportan incidencia de líneas en el nivel de tensión de 230 kV; a comparación de los informes del CND reportan la indisponibilidad forzada de las líneas **L604** que pertenece a El Cajón hacia El Progreso con un TIF de **4** y un DIF de **230** minutos, y la **L650** de Patuca Dos con un TIF de **11** y un DIF de **403** minutos.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

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 registro de mantenimientos y maniobras proporcionados por ENEE y analizados por la CREE, para el año 2023 se registró que la frecuencia aproximada de interrupciones que sufrían los circuitos fue de **91.36**, para el año 2024 de **85.43**, y el tiempo en horas de interrupción fue para el 2023 de **152.11** y para el 2024 de **165.27**. En la **Gráfico 1** y **Gráfico 2** se puede ver la comparativa con los cálculos hechos por ENEE y por la CREE, existe una diferencia notable en 2023 por que los análisis los habían hecho partiendo del interruptor, pero la (NT-CD) define que se debe de calcular

tomando en cuenta todo el sistema (interruptor y restaurador) pero a partir de diciembre de 2024 y enero de 2025 se empezó a calcular tomando en cuenta ambos equipos por lo cual de esta manera se obtendrá resultados más certeros y se homologara ambos resultados gracias a las gestiones llevadas a cabo por ambas instituciones.

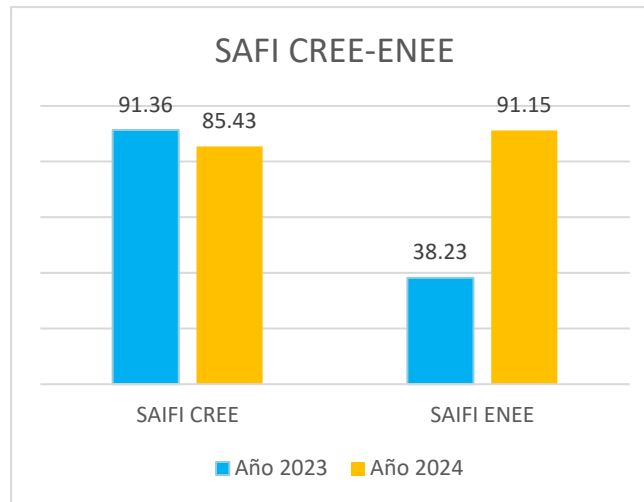


Gráfico 1 SAIFI 2023 y 2024 (fuente: propia)

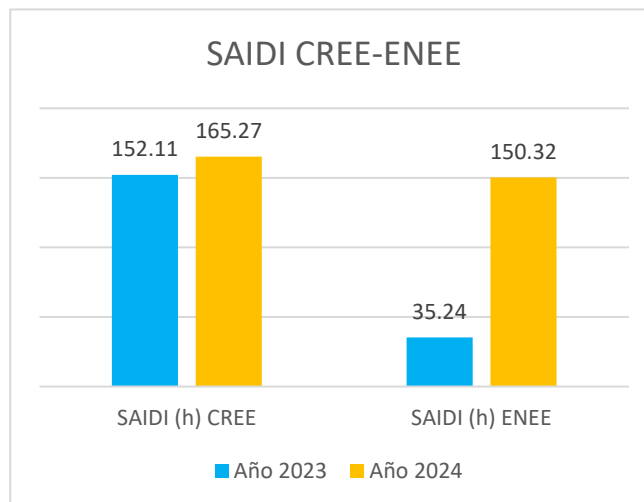


Gráfico 2 SAIDI (h) 2023 y 2024 (fuente: propia)

SISTEMAS AISLADOS

RECO

Para el sistema aislado que opera en RECO (Roatán Electric Company) se calcularon los indicadores para el mes de diciembre obteniendo un resultado de una frecuencia promedio de la capacidad interrumpida del sistema (ASIFI) y una duración promedio de la capacidad interrumpida del sistema (ASIDI) de **2.03** y **5.72**, respectivamente.

UPCO

Asimismo, se evaluaron los indicadores de confiabilidad para la red de distribución que opera como sistema aislado en las Islas de la Bahía. Se calcularon los indicadores establecidos en la norma IEEE 1366, ASIFI y ASIDI utilizando la capacidad instalada de la red, ya que no se cuenta con la vinculación usuario-red. Y el resultado de los indicadores disminuyeron en comparación con el III y IV Trimestre del 2024. Los indicadores de confiabilidad globales calculados para los primeros dos meses del I Trimestre del 2025 resultaron en un ASIDI de **14.41** y en **10.04** para el ASIFI, estos valores sobrepasan las tolerancias establecidas en la norma por una desviación porcentual de **31 %** y de **40 %**, respectivamente. Lo que muestra una reducción en la frecuencia promedio de la capacidad interrumpida del sistema, y en la duración promedio de la capacidad interrumpida del sistema.

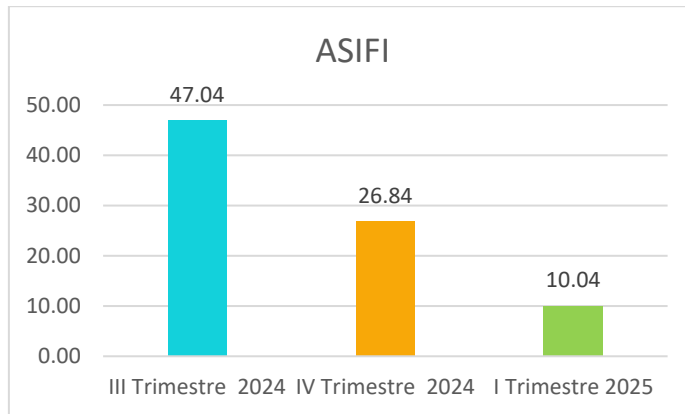


Gráfico 3 ASIFI de UPCO Comparación III y IV Trimestre 2024, y I Trimestre 2025 (fuente: propia)

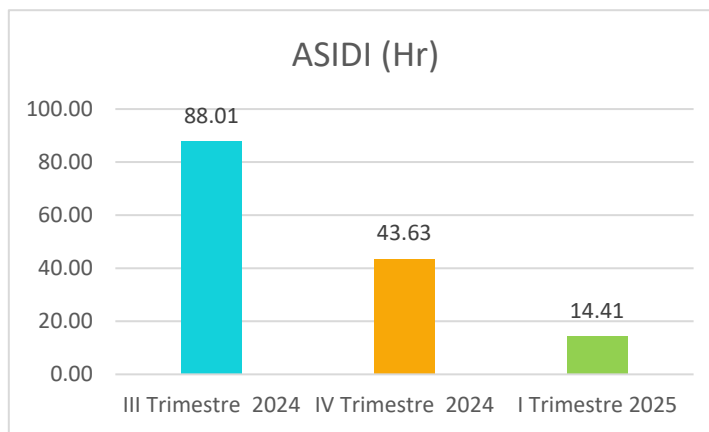


Gráfico 4 ASIDI de UPCO Comparación III y IV Trimestre 2024, y I Trimestre 2025 (fuente: propia)

SEGUIMIENTO DEL INFORME TRIMESTRAL IV

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 donde de las tres actividades descritas en el informe anterior dos tienen un estado pendiente a excepción del seguimiento con el proyecto de BDR el cual se encuentra en proceso, y solamente a la espera de la transferencia de los datos.

| No. | Recomendación | Tipo (acción o documento) | Medio de verificación | Fecha estimada (semana, año) | Estado (Pendiente en proceso, finalizado) |
|-----|--|---------------------------|-------------------------------------|------------------------------|---|
| 1 | Metodología para la verificación del estado de ejecución de los proyectos de mejora de calidad en la red de transmisión | Acción | Informe de reunión | Semana 20, 2025 | Pendiente |
| 2 | Reunión con CND para clasificar el estado de las bases de datos con respecto al sistema de transmisión | Acción | Minuta de reunión | Semana 20, 2025 | Pendiente |
| 3 | Reunión con la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) sobre la clasificación de las causas de las maniobras realizadas en la red de distribución | Acción | Minuta de reunión | Semana 10, 2025 | Finalizado |
| 5 | Solicitud de información sobre los planes de mejora que el sistema de transmisión tenga aprobados, ejecutados o en proceso | Documento | Respuesta oficio No. CREE 670-2024. | Semana 49, 2024 | Finalizado |

| No. | Recomendación | Tipo (acción o documento) | Medio de verificación | Fecha estimada (semana, año) | Estado (Pendiente en proceso, finalizado) |
|-----|---|---------------------------|---|------------------------------|---|
| 6 | Transferencia de información sobre los mantenimientos y maniobras realizados en el sistema de transmisión. | Documento | Oficio GD-477-10-2024 Respuesta al Oficio CREE-518-2024. | Semana 41, 2024 | Finalizado |
| 7 | Requerimiento de información de mantenimientos y maniobras en distribución desde diciembre de 2024 hasta enero 2025 | Documento | Oficio No. CREE-061-2025 | Semana 10, 2025 | Finalizado |
| 8 | Reunión de retroalimentación sobre la información recibida por parte de la Gerencia de Transmisión | Acción | Oficio No. CREE-094-2025 | Semana 12, 2025 | Finalizado |

Tabla 1 Matriz de Seguimiento Informe Trimestral

Con respecto a la retroalimentación de las recomendaciones establecidas en el Informe Trimestral IV:

- En el sistema de Transmisión se está implementando la transferencia de datos de manera periódica con el Empresa Transmisora, se envió un Oficio No. CREE 094-2025 con el objetivo de retroalimentar la información que se recibe de manera mensual para el seguimiento y evaluación de los indicadores.
- En el Sistema de Distribución se dio continuidad al proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR) en donde se tiene acceso a la base de datos, después de la solicitud mediante la orden de inspección CREE-033-2024 y se acordó la actualización de información con las correcciones sugeridas por parte de la Dirección de Fiscalización.
- En los Sistemas de Distribución que operan en Sistemas Aislados, en lo particular UPCO, se avanzó con el proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR) y se está recibiendo mensualmente la información en cumplimiento a las disposiciones de la normativa vigente del sector eléctrico.



DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Calidad del Servicio en el Sistema de Transmisión

TRIMESTRE I 2025



CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



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

OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo presentar los resultados de la supervisión los índices de confiabilidad del sistema principal de transmisión operado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Objetivos específicos

1. Evaluar la evolución de los índices de confiabilidad del sistema de transmisión para el I trimestre del año 2025 por medio de los informes de falla del CND e informe de indisponibilidades de ENEE.
2. Determinar la desviación porcentual de los resultados de los indicadores en comparación con las tolerancias establecidas en la norma.
3. Identificar las oportunidades de mejora en el sistema de transmisión, así mismo en la normativa vigente.

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 siendo 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 implica la publicación de informes de fallas diarios en su página web oficial. Los informes de fallas nos 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 Gerencia de Transmisión de la ENEE a solicitud de la Dirección de Fiscalización mediante una reunión en las instalaciones de la CREE, con el objetivo de la evaluación de los indicadores de confiabilidad, se acordó con la empresa transmisora la transferencia de información de las maniobras a los 10 días de cada mes para analizar la evolución de los indicadores de confiabilidad.

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. 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 secretaria, previa opinión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), puede acordar a la intervención de cualquier empresa de transmisión 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 Empresa 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 el 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 objetivo del Sistema de Medición y Control de Calidad de toda Empresa Transmisora disponga 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.

Análisis de Indicadores de Confiabilidad

Los indicadores de confiabilidad son los índices establecidos en la NT-CT para cumplir con las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Los indicadores de calidad técnica del servicio tienen el objetivo de evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión hacia los usuarios, y se evalúan por cada línea de transmisión durante un periodo de control anual. El primer indicador es la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF), que es N cantidad de indisponibilidades que se dieron durante el periodo de control y se calculan según la **Fórmula 1** y la Duración de la Indisponibilidad Forzada (DIF), que es la cantidad total de minutos acumulados de la Indisponibilidad Forzada durante el periodo de control y se representa según la **Fórmula 2**.

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

Fórmula 1 Tasa de Indisponibilidad Forzada (fuente: NT-CT)

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

Fórmula 2 Duración Total de Indisponibilidad Forzada (fuente: NT-CT)

El resultado del cálculo de los indicadores se compara con las tolerancias establecidas en la NT-CT para poder determinar si la empresa transmisora incumple con lo establecido en la norma. Las tolerancias para la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) se define en la **Fórmula 1**, y las tolerancias para la Duración de Indisponibilidad Forzada (DIF) se establece en la **Fórmula 2**.

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

Tabla 2 Tolerancia Tasa de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

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

Tabla 3 Tolerancias de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

Las líneas que se identifican que superan las tolerancias establecidas en la NT-CT, requieren del procedimiento del cálculo de la sanción por incumplimiento a la norma. Para la TIF el cálculo se realiza según la **Fórmula 3**, y para el DIF el cálculo se realiza según la **Fórmula 4**. Y una vez se obtiene el resultado de las sanciones para ambos indicadores, se calcula la sanción total mediante la **Fórmula 5** que la empresa transmisora es responsable de cumplir.

$$S_{NTIFL_i} = [NTIFL_i - NTIF] * \frac{DTIFL_i}{NTIFL_i} * k * \frac{RHT}{60}$$

Fórmula 3 Sanción para la Tasa de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

$$S_{DTIFL_i} = [DTIFL_i - DTIF] * k * \frac{RHT}{60}$$

Fórmula 4 Sanción para la Duración de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

$$S_{Total} = \sum S_{NTIFL_i} + \sum S_{DTIFL_i}$$

Fórmula 5 Sanción total para el periodo de control (fuente: NT-CT)

Donde k es el coeficiente según la tensión de la instalación de acuerdo con la siguiente Tabla 4:

| Tensión KV | Etapas |
|------------|--------|
| 230 | 2 |
| 138 | 1 |
| 69 | 0.5 |

Tabla 4 Coeficiente k según la tensión (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 falla que el CND publica en su página web, se descargan para poder analizar el contenido previo a obtener resultados para corregir y depurar 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 los 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 presente, 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.

La siguiente **Imagen 1** muestra un diagrama de flujo del procedimiento de la evaluación de indicadores de confiabilidad en el sistema de transmisión.

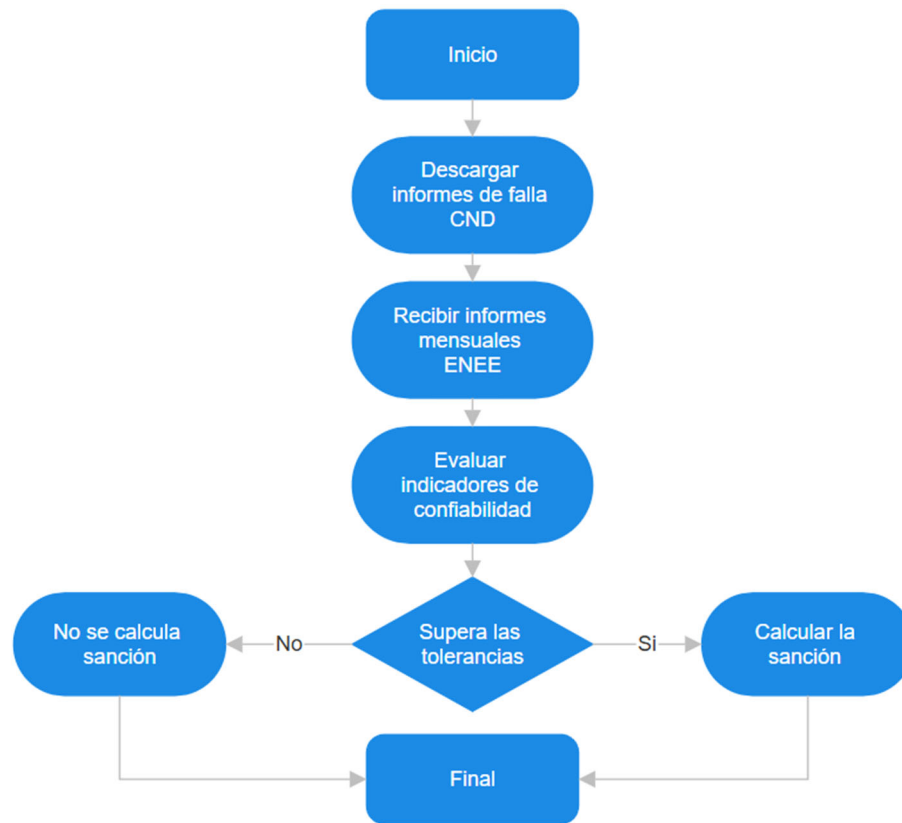


Imagen 1 Diagrama de Flujo procedimiento Cálculo de Indicadores de Confiabilidad (Fuente: Propia)

RESULTADOS

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

Evaluación de Indicadores de Confiabilidad 2025 Informes de falla CND

El análisis se realizó para cada línea de transmisión que registro indisponibilidad durante el año 2025, y los mismos se evaluaron para distintos niveles de tensión.

Las líneas en el nivel de tensión en el primer trimestre del año 2025 en comparación con el año 2024 muestran una disminución en el TIF y un aumento en el DIF, teniendo una desviación porcentual promedio aproximada del **81 %** para el TIF y de **55 %** para el DIF, con respecto a las tolerancias establecidas.

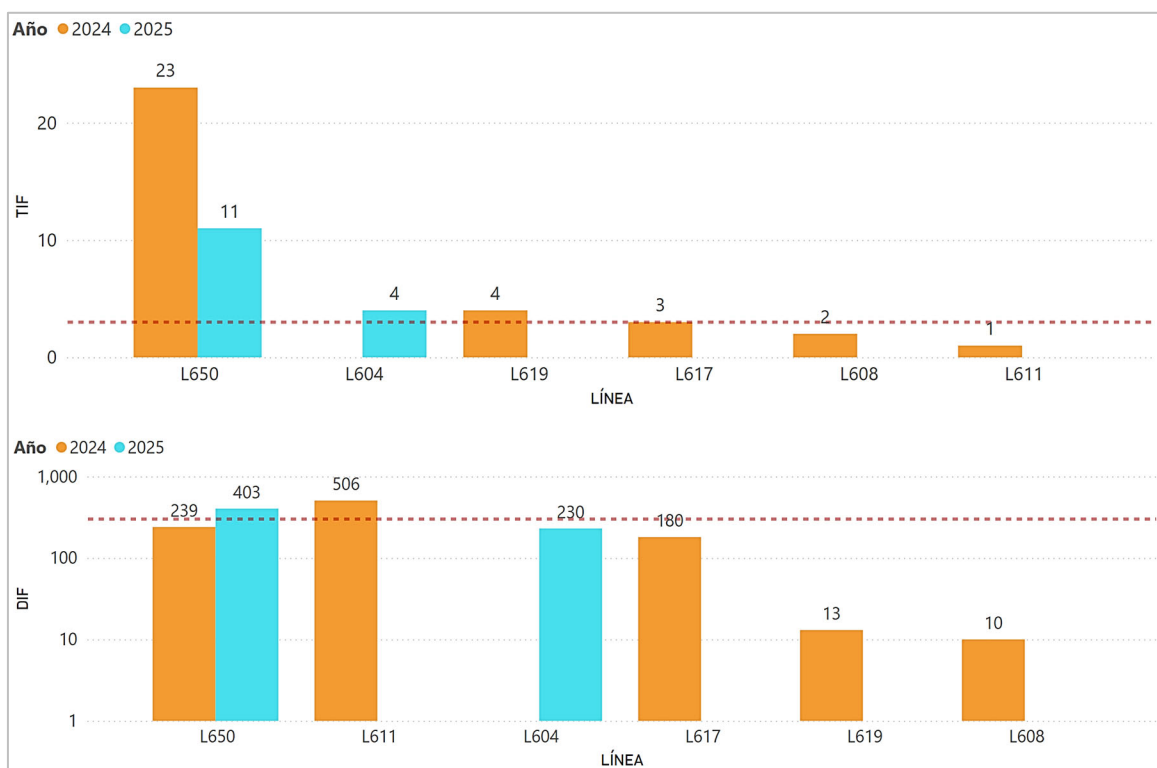


Gráfico 5 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 230 kV 2024 - 2025 (fuente: propia)

Los indicadores TIF y DIF en las líneas en 138 kV superan las tolerancias establecidas en la NT-CT, y se puede observar en el que, en el 2025 existe un incremento en algunas líneas y una disminución en otras en comparación con el 2024, con una diferencia promedio aproximada de **57 %** y **45 %** respectivamente.

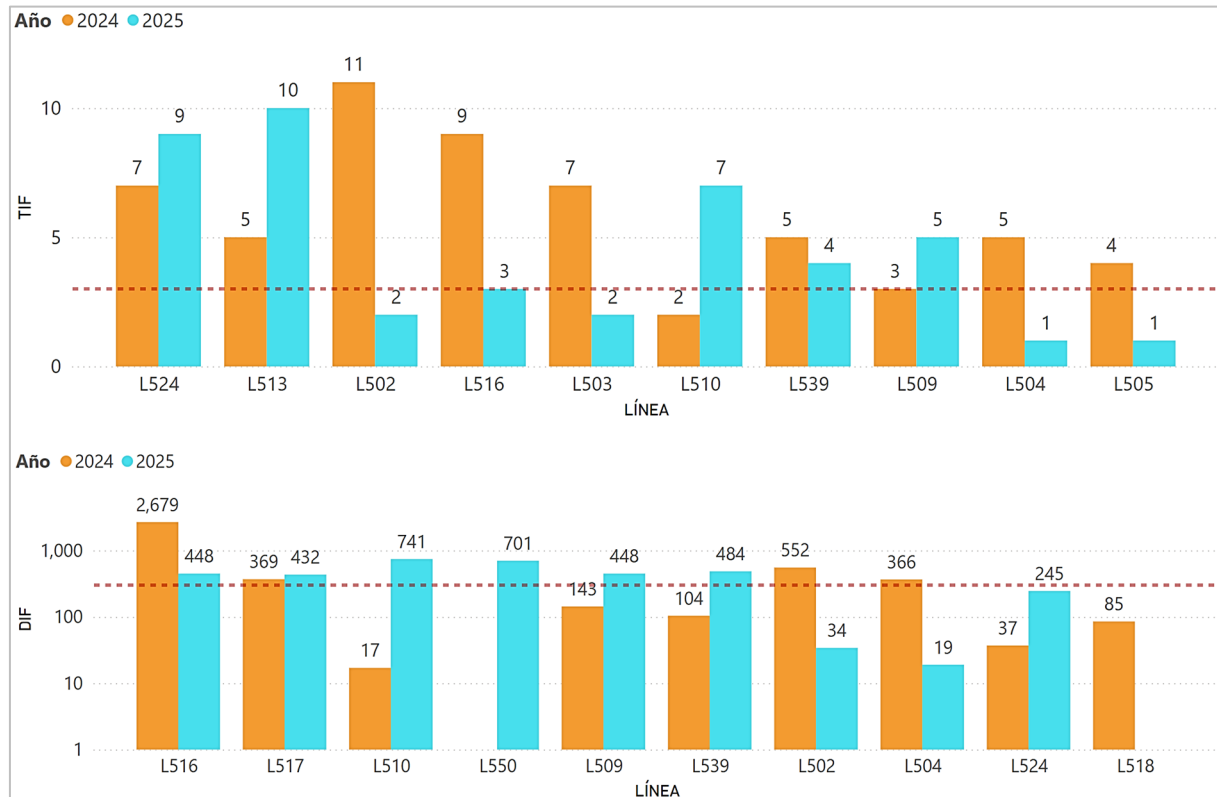


Gráfico 6 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 138 kV | trimestre 2024 - 2025 (fuente: propia)

Las líneas conectadas en el nivel de tensión de 69 kV muestran un incremento significativo en el indicador del TIF, así como se muestra en el **Gráfico 6**, con una desviación de la tolerancia promedio aproximado del **62.5 %** en el 2025 en comparación con el 2024. Para el DIF se observa una desviación porcentual sobre la tolerancia promedio de aproximadamente un **41 %**

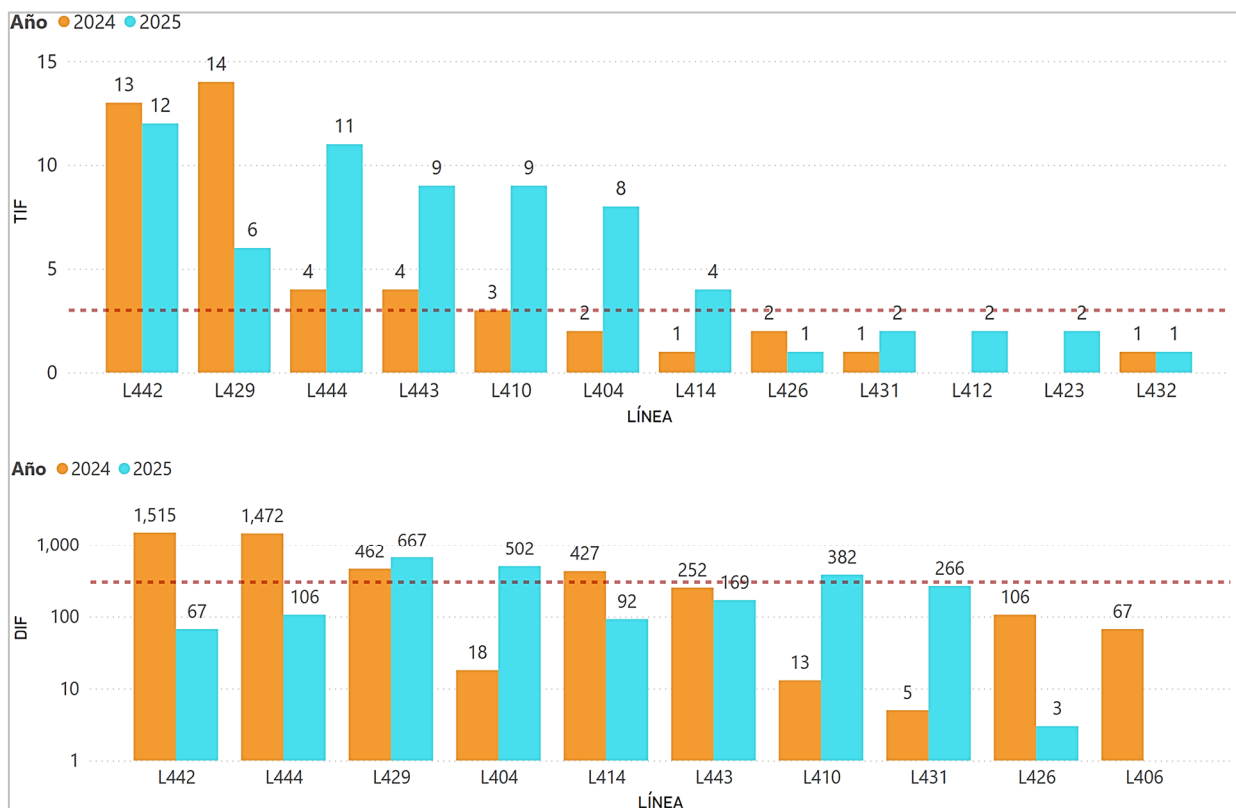


Gráfico 7 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 69 kV I trimestre 2024 - 2025 (fuente: propia)

El principal hallazgo en las líneas de transmisión en comparación con el I trimestre del año 2024, es que en algunas de las líneas en los distintos niveles de tensión aumentaron su Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) para el 2025 alrededor de un promedio del **70 %**. Y la Duración de Indisponibilidad Forzada (DIF) disminuyó la cantidad de minutos de las interrupciones y superan la tolerancia promedio por aproximadamente **42 %**.

Evaluación de Indicadores de Confiabilidad 2025 Maniobras Gerencia de Transmisión ENEE

Según los datos remitidos por la Gerencia de Transmisión no muestra aperturas de ninguna línea en el nivel de tensión de 230 kV, los únicos dispositivos operados fueron transformadores e interruptores.

Para el nivel de tensión de 138 kV las líneas que presentan indisponibilidad son las que se muestran en el **Gráfico 8**. Por el momento el TIF es superado por únicamente por una línea por una desviación aproximada del **67 %**, y el DIF aún no ha sido superado por ninguna línea durante los primeros dos meses del I trimestre del 2025.

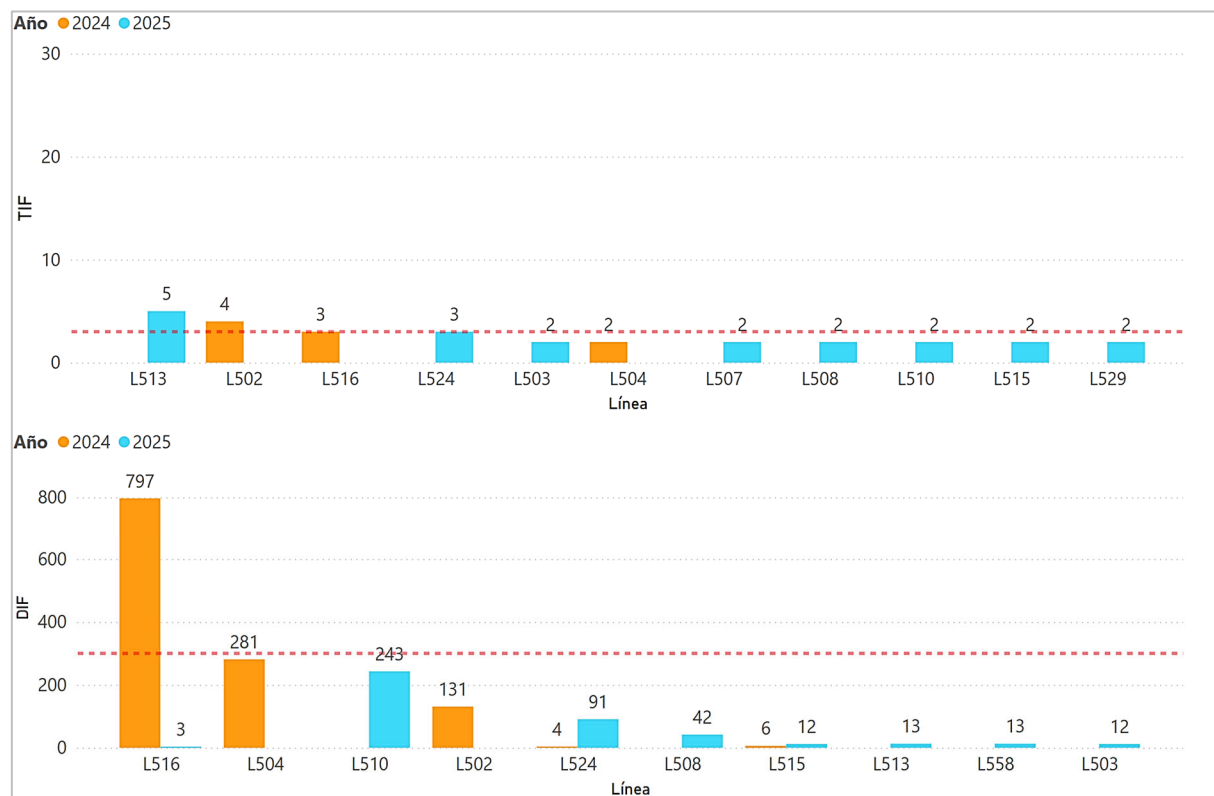


Gráfico 8 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 138 kV 2024 y 2025 ENEE (fuente: propia)

Las líneas de transmisión en 69 kV que presentan índices superiores a la tolerancia se observan en la siguiente **Gráfico 9** donde la desviación porcentual promedio con respecto a la tolerancia sobre el TIF es de aproximadamente **53 %** y del DIF promedio es de aproximadamente **80 %**.

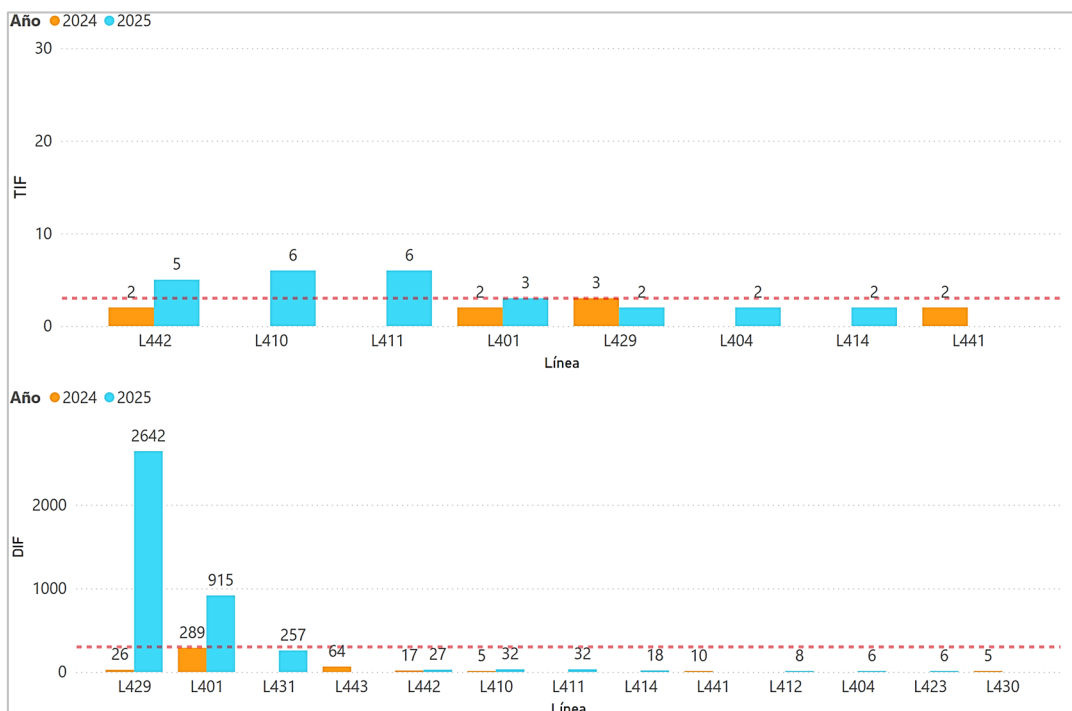


Gráfico 9 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 69 kV 2024 y 2025 ENEE (fuente: propia)

Avances de la implementación del sistema de monitoreo de Calidad

El alcance de la implementación del sistema es la fiscalización y el cumplimiento de las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en cuanto a los índices de calidad técnica del servicio, lleva una aplicabilidad gradual. Tras una reunión sostenida con la Gerencia de Transmisión de la ENEE el 03 de diciembre del 2024 se acordó la transferencia de información a los 10 días de cada mes por medio de un formato digital, proporcionada por la Dirección de Fiscalización, que contiene los campos necesarios para la verificación y cálculo de los indicadores de calidad técnica del servicio y que a su vez se ha modificado según las necesidades de la CREE y la empresa transmisora.

Asimismo, la Gerencia de Transmisión remitió la información según lo acordado y nuevamente se solicitó la participación de la empresa transmisora a una reunión sostenida el 20 de marzo del 2025, con el objetivo de retroalimentar la información recibida y analizada por parte de la Dirección de Fiscalización, donde se solventaron dudas de ambas partes, y se espera el cambio de los discutido para el próximo envío de información.

PROYECTOS DE MEJORA DE CALIDAD EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

A continuación, se detalla en la **Tabla 5** el seguimiento a los proyectos para la mejora de calidad del sistema de transmisión y se puede observar que existe un avance en la ejecución de los proyectos. Para el trimestre I del año en curso la mayor parte de los proyectos llevan más del **50 %** de ejecución y algunos están próximos a terminar, según la información presentada por la Gerencia de Transmisión de la ENEE.

| Nombre del Proyecto | Estado del Proyecto IV Trimestre 2024 | Estado del Proyecto I Trimestre 2025 |
|--|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Construcción de Línea de transmisión San Pedro Sula Sur - San Buenaventura en 230kV y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura. | 99.7 % | 99.72 % |
| Construcción de Línea de transmisión San Pedro Sula Sur - San Buenaventura en 230kV y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura. | 92.8 % | 92.81 % |
| Construcción de línea de transmisión Miraflores - Laínez en 138 kV y ampliación de subestaciones Miraflores y Laínez. | 96.3 % | 96.28 % |
| Construcción de subestación El Centro y ampliación de subestación Bellavista. | 78.4 % | 92.43 % |
| Construcción de la subestación Siguatepeque / Ampliación de la subestación Choloma / Ampliación subestación Toncontín | 76.5 % | 89.93 % |

| Nombre del Proyecto | Estado del Proyecto IV Trimestre 2024 | Estado del Proyecto I Trimestre 2025 |
|---|---------------------------------------|--------------------------------------|
| Ampliación de la subestación Choloma / Construcción de la subestación El Sitio / Ampliación de subestación Santa Marta y construcción de línea de transmisión Progreso - San Pedro Sula Sur en 230kV / Construcción subestación La Victoria / Construcción subestación Calpules | 53.7 % | 56.49 % |
| Construcción subestación La Victoria / Construcción subestación Calpules | 64.6 % | 64.63 % |
| Construcción de la subestación El Sitio / Construcción de Línea de transmisión San Pedro Sula Sur - San Buenaventura en 230kV y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura / Ampliación de subestación Santa Marta y construcción de línea de transmisión Progreso - San Pedro Sula Sur en 230kV | 33.7 % | 38.06 % |
| Compensación Reactiva | 30.0 % | 51.31 % |
| "Construcción y Pruebas de Ampliación de Subestación Eléctrica de Progreso 150MVA, 230/138KV, 150MVA (Fase II). | 74.2 % | 74.20 % |

Tabla 5 Proyectos de mejora de calidad (fuente: Gerencia de Transmisión)

OTROS HALLAZGOS

El análisis de los indicadores se realiza en conjunto con la información establecida en el diagrama unifilar del Sistema Interconectado Nacional (SIN), donde se identificó un total de 10 líneas en los niveles de tensión de 138 kV y 69 kV, que se encuentran derivadas hacia una subestación sin la construcción adecuada y los equipos de protección respectivos, y se muestran en la **Tabla 6**.

| Línea | Subestaciones |
|-------|---------------|
| L506 | LPT;BVI;VER |
| L512 | CHM;LVI;VER |
| L513 | TSZ;MAS;CHM |
| L515 | PGR;GUA;TEL |
| L524 | CIR;RET;PGR |
| L550 | CRL;SGT;PAZ |
| L404 | TAL;ETX;VER |
| L410 | LIM;SMT;PGR |
| L414 | MOR;CUY;YOR |
| L420 | LNZ;PNU;SUY |

Tabla 6 Líneas derivadas en el Sistema Interconectado Nacional (fuente: propia)

Se consultó a la empresa transmisora con respecto al hallazgo y manifestaron que están realizando las correcciones pertinentes donde la Dirección de Fiscalización verifico mediante el diagrama unifilar nuevamente y se identificó la rectificación en la construcción de las líneas que se muestran en la **Tabla 7**.

| Línea | Subestaciones |
|-------|---------------|
| L506 | LPT;BVI;VER |
| L515 | PGR;GUA;TEL |
| L524 | CIR;RET;PGR |

Tabla 7 Líneas rectificadas nivel de tensión de 138 kV (fuente: propia)

CONCLUSIONES

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

Tras analizar y comparar la información presentada por el CND y la Gerencia de Transmisión, se identificó que siguen existiendo diferencias en cuanto información manifestada por ambas instituciones, resaltando la importancia de la homologación de la información con respecto a la frecuencia y duración de las indisponibilidades forzadas asociadas al sistema de transmisión.

Informes Gerencia de Transmisión ENEE

1. El análisis de las maniobras de los primeros dos meses del I trimestre del 2025, según la información remitida por la Gerencia de Transmisión, no muestra indisponibilidades en el nivel de tensión de 230 kV y demuestra una incongruencia en comparación con los datos de la CND.
2. La verificación de la información resultó en el registro de pocas indisponibilidades en los distintos niveles de tensión en el sistema de transmisión. Solamente el 10 % de las diez líneas analizadas en el nivel de tensión de 138 kV superan las tolerancias establecidas en la NT-CT y en el nivel de tensión de 69 kV el 30 % de las diez líneas superan las tolerancias.

Informes de falla CND

1. Los indicadores de calidad técnica del servicio TIF y DIF para los distintos niveles de tensión en el sistema de transmisión aun presentan valores de indisponibilidades significativas, tomando en cuenta que el análisis solamente se realizó para el I trimestre del 2025, los resultados muestran una tendencia de aumento para ambos indicadores al finalizar el periodo de control en comparación con el año 2024.
2. Las líneas de transmisión analizadas en los distintos niveles de tensión superan las tolerancias establecidas en la NT-CT para el I trimestre del 2025, donde destaca la línea en 138 kV L442 Guaimaca-Juticalpa, con un TIF de 12 y un DIF de 67 minutos, y asimismo le sigue la línea en 230 kV L650 de Juticalpa Dos – Patuca III con un TIF de 11 y un DIF 403 minutos.

RECOMENDACIONES

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

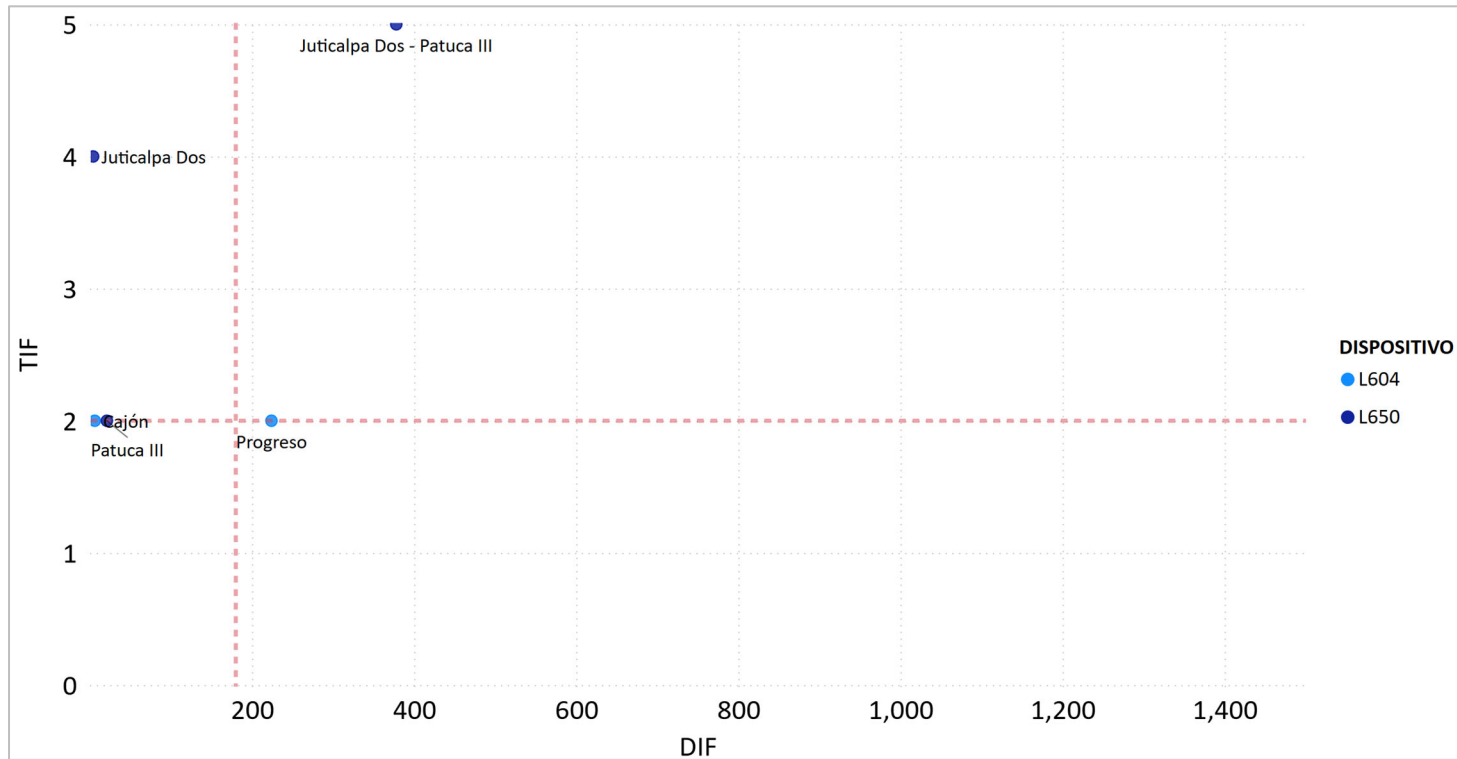
1. Mejorar el proceso de la transferencia de datos mediante homologación por ambas partes, tanto la Gerencia de Trasmisión como el Centro Nacional de Despacho, para realizar los cálculos de los indicadores con información coincidente.
2. Fiscalizar las construcciones de las líneas derivadas en el sistema de transmisión.
3. Verificar la documentación de soporte sobre los proyectos de mejora de calidad que se llevan a cabo en el sistema de transmisión.
4. Revisar las disposiciones establecidas en la NT-CD en relación con las tolerancias sobre las líneas de transmisión.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

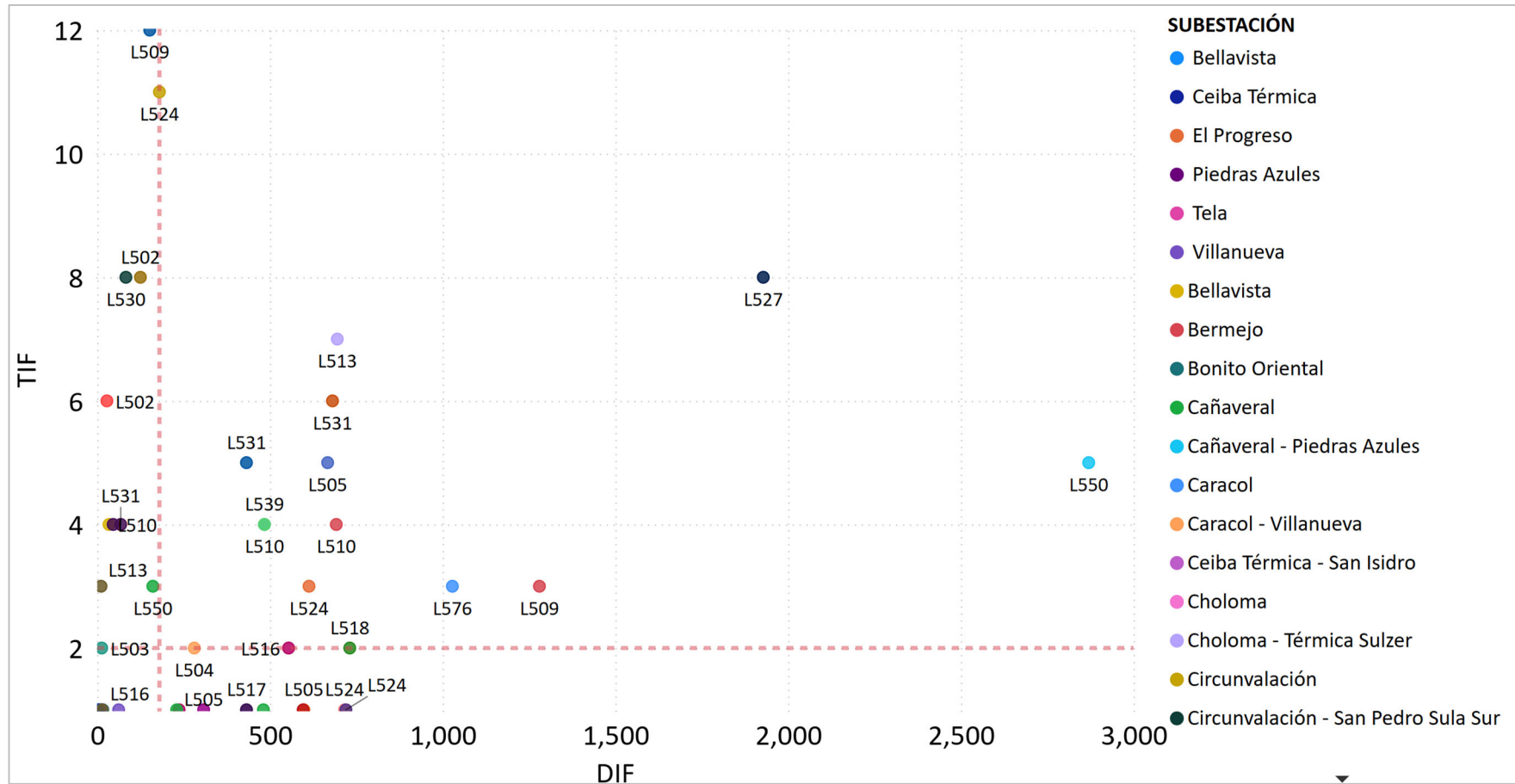
| No. | Recomendación | Tipo (acción o documento) | Medio de verificación | Fecha estimada (semana, año) | Estado (Pendiente, en proceso, finalizado) |
|-----|---|---------------------------|-------------------------------------|------------------------------|--|
| 1 | Transferencia de información sobre los mantenimientos y maniobras realizados en el sistema de transmisión. | Documento | Respuesta oficio No. CREE 670-2024. | Semana 7, 2025 | Finalizado |
| 2 | Solicitud de información sobre los planes de mejora que el sistema de transmisión tenga aprobados, ejecutados o en proceso hasta la fecha | Documento | Respuesta oficio No. CREE 670-2024. | Semana 7, 2025 | Finalizado |
| 3 | Verificación del estado de ejecución de los Proyectos de Mejora de Calidad | Inspección | Acta de inspección | Semana 15, 2025 | Pendiente |
| 4 | Verificación de líneas de transmisión derivadas en 138 kV y 69 kV | Inspección | Acta de inspección | Semana 17, 2025 | Pendiente |
| 5 | Revisión de la normativa vigente en relación con las tolerancias para los indicadores de TIF y DIF | Documento | NT-CT | Semana 24 | Pendiente |

ANEXOS

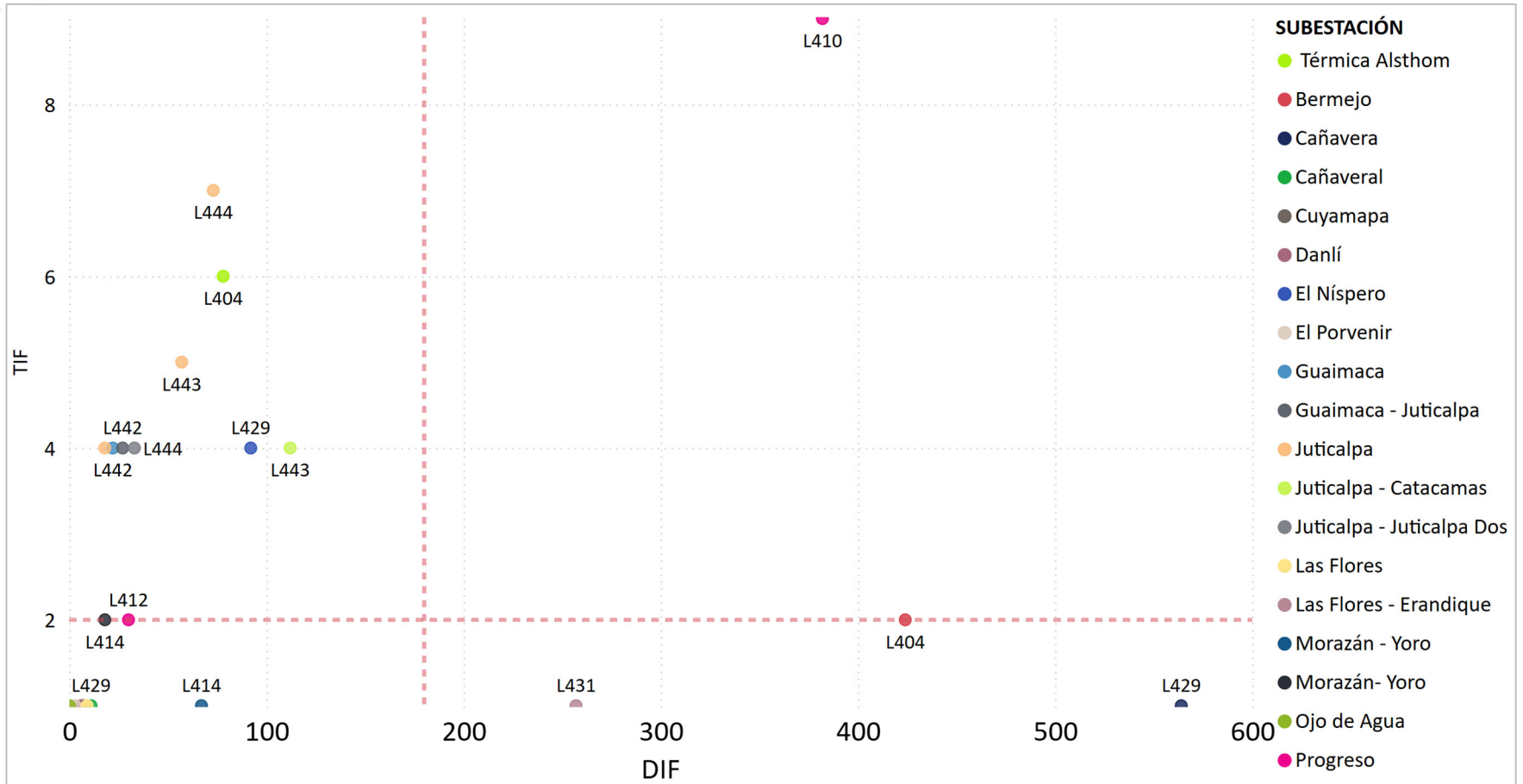
Anexo 1 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 230 kV Informes de falla CND 2024



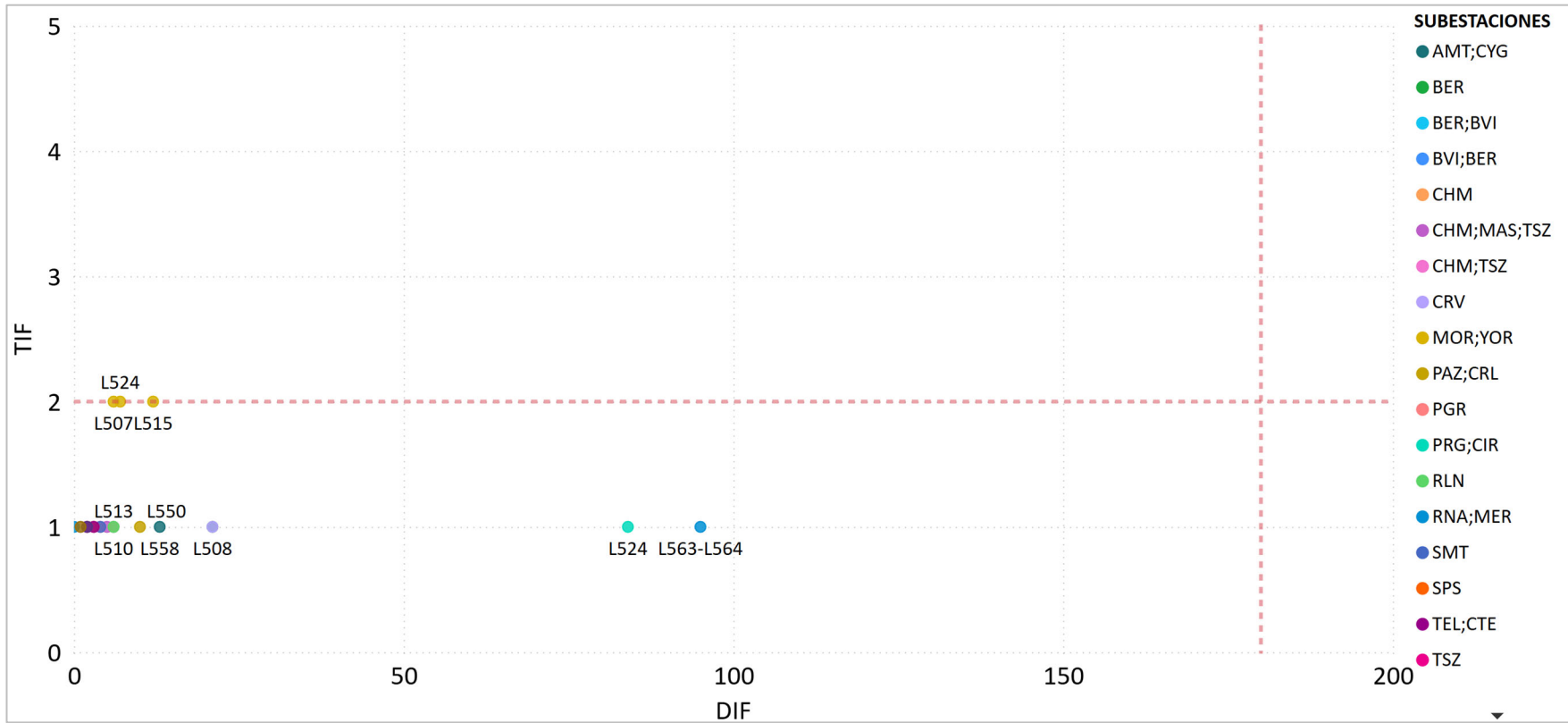
Anexo 2 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 kV informes de falla CND



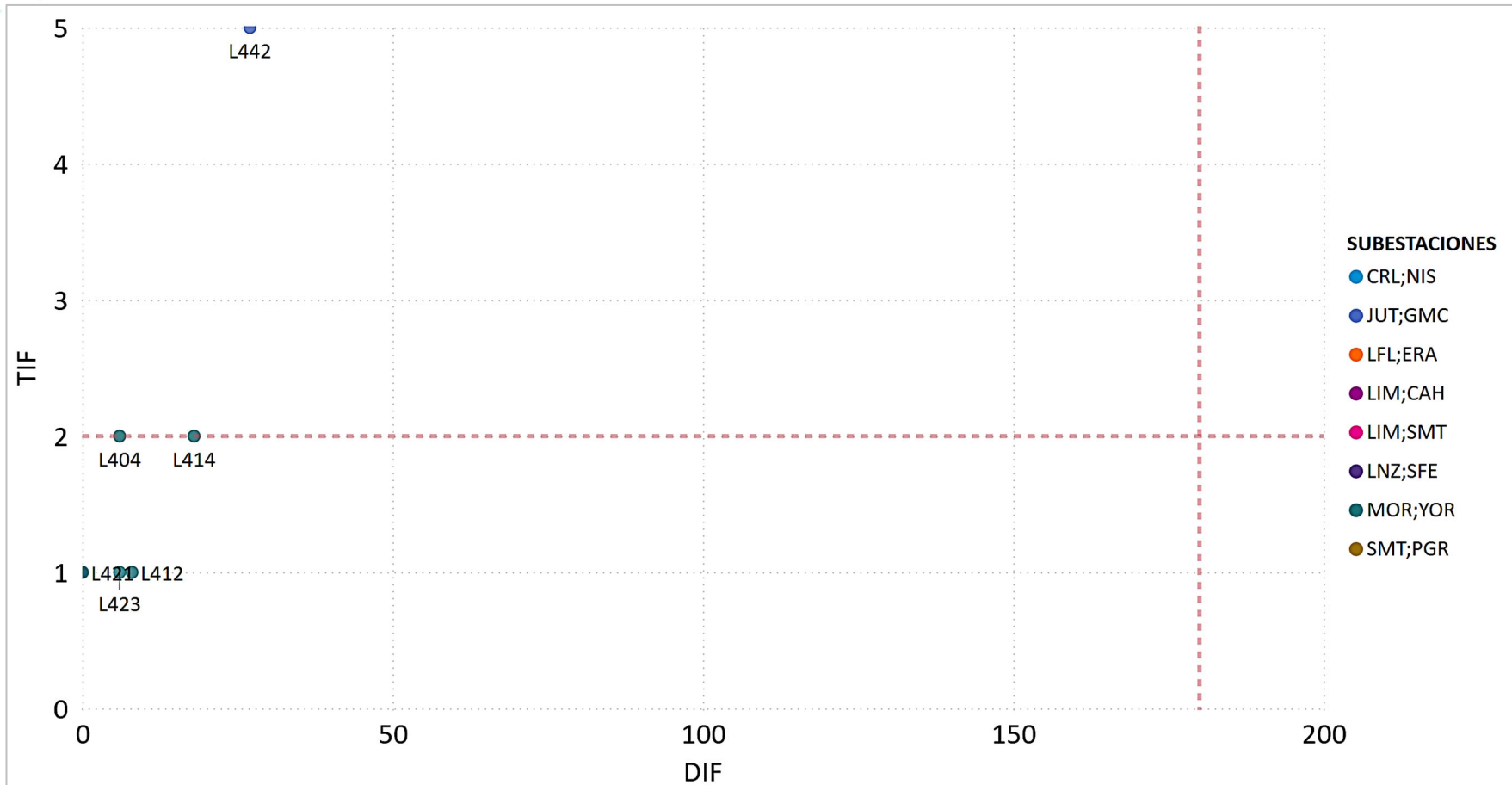
Anexo 3 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 69 kV informes de falla CND



Anexo 5 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 KV Datos ENEE



Anexo 6 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 69 KV Datos ENEE





DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Calidad del Servicio en el Sistema de Distribución del Sistema Interconectado Nacional

TRIMESTRE I 2025



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



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 primer trimestre del año 2025 y comparado con los resultados de estos mismos indicadores de trimestres 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 los circuitos.
3. Identificar las oportunidades de mejora en el sistema de distribución, considerando lo descrito en la NT-CD.

ANTECEDENTES

La información utilizada en este informe se describe en secuencia a los eventos que se llevaron a cabo en el transcurso del trimestre IV de año 2024 para poder desarrollar el informe del trimestre I de 2025, un análisis completo donde se detalla lo ocurrido previo al presente informe en la Calidad del Servicio.

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

Informe Trimestral IV

Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras diciembre 2024 – enero 2025

Como parte del seguimiento se solicitó información a la Gerencia de Distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) mediante el *Oficio No. CREE-061-2025 Solicitud de información de los mantenimientos y maniobras desde diciembre del 2024 hasta la fecha*, en la fecha del 06 de marzo de 2025 se recibió información donde su respuesta fue satisfactoria, se recibió la información solicitada por lo cual se procedió al análisis calculado de los indicadores de calidad dentro de la red de distribución. La información presentada corresponde a los meses de diciembre de 2024 y enero de 2025, el mes de diciembre se tomará en cuenta como cierre de los indicadores para el año 2024 y el mes de enero como punto de inicio para el cálculo de indicadores de este año 2025.

Información evaluada del proyecto de BDR-ENEE

Mediante el *Oficio No. CREE-160-2024 Proyecto de Base de Datos Regulatorios BDR* el cual fue remitido el 05 de junio del 2024 donde se esperaba la información solicitada pero la cual no fue recibida de forma satisfactoria por lo cual se llevó a cabo la inspección a ENEE-UTCD donde antecede lo siguiente, a continuación, se describen los antecedentes y hechos asociados a calidad del servicio:

En las fechas del 28 hasta el 29 de noviembre se realizó el proceso de inspección con previo aviso a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica – Unidad Técnica de Control de Distribución (ENEE-UTCD), la cual opera en 17 departamentos del país en el sistema interconectado nacional (SIN).

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:

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

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 secretaria, 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, cuando se produzcan interrupciones u otras desviaciones de la calidad de 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.
- e. Establece en el artículo 15 lo siguiente:
- i. Que las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras, salvo en casos excepcionales que deberán de ser certificados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un cinco por ciento de su demanda máxima de potencia. Y se exceptúan de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven de sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras.
 - ii. Las instalaciones de distribución estarán sujetas a normativas de construcción y de operación emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) que definirán sus características técnicas y de seguridad.
 - iii. Las inversiones realizadas en instalaciones de distribución que no hayan sido pagadas por la distribuidora no podrán ser trasladar a tarifas.
- f. Establece en su Artículo 17 lo siguiente:
- i. Los distribuidores estarán obligados a permitir la conexión a sus redes de cualquier empresa del subsector eléctrico o consumidor que le solicite. El Operador del Sistema debe comprobar previamente que la red correspondiente tiene la capacidad requerida para conducir los nuevos flujos de energía, o que se proponen lo refuerzos necesarios para que la misma alcance esa capacidad.
- g. Establece en el Artículo 18 que en ningún caso se trasladaran al consumidor final, vía, tarifas,

las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas, o mixtas del subsector eléctrico, sean estas de generación, transmisión o distribución.

- h. Establece en el Artículo 28 en la sección E que las disposiciones reglamentarias que establezcan las normas de calidad de servicio tanto para la transmisión como para la distribución deberán prever su aplicación de manera gradual durante un periodo de transición, teniendo en cuenta la condición inicial de las redes u el tiempo que llevara realizar las obras para su reforzamiento y expansión.

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas a la calidad del producto:

2. 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. Definido en el artículo 3. Definiciones; se definen dos términos del análisis de las campañas de calidad siendo estas la distorsión armónica y la severidad en el parpadeo.
 - b. Se establece en el artículo 4, capítulo II de las exigencias generales. La frecuencia nominal en los sistemas de distribución desde de ser 60 Hz. Se define en el artículo 5. Tensión nominal, definida como el valor eficaz de la tensión eléctrica, en sus diferentes niveles de tensión establecidas en la norma ANSI C84.1, que sirve como base para calcular la desviación de los parámetros eléctricos que se controlaran para medir la Calidad del Producto.

La ley establece en el Capítulo V que lleva como título “Atribuciones, Responsabilidades y Obligaciones” donde se adiciona que la LGIE y su reglamentación el artículo 14 lo siguiente:

3. La empresa distribuidora tiene la responsabilidad de prestar a sus usuarios un servicio eléctrico que cumpla con las exigencias de calidad establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Distribución.

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 del requerimiento de información desde el mes de enero hasta diciembre del 2024, y enero de 2025, se procesaron con el análisis hecho de acuerdo con la información recibida de los registros de mantenimientos y maniobras las cuales fueron mencionadas anteriormente.

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 le brinda a los usuarios los cuales son registrados según sea la cantidad que corresponda 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 evaluó y se calculó 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. Son dos variables que se clasifican en 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 según el periodo de control el cual se determinó y se analizó en periodos semestrales continuos, siendo así se tiene en cuenta la información de los dos semestres del año 2023 y dos semestres del año 2024 y para el año 2025 se realizó el cálculo solamente para el mes de enero.

Se requirió información de todos los mantenimientos y maniobras como es mencionado en los antecedentes, para ser procesados en hojas de cálculo para posteriormente ser evaluados, comparados, considerando la información que también se solicitó a la ENEE donde se recibió información de todos los mantenimientos y maniobras hechas durante los años 2023, 2024 siendo estos desde enero hasta diciembre, y enero de 2025, se detalla en la información lo siguiente de acuerdo con los parámetros solicitados:

- Código del equipo
- Tipo de equipo
- Fecha y hora de apertura, 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

El requerimiento de esta información tuvo el propósito de verificar si los datos que fueron recibidos por parte de la ENEE correspondían con respecto al análisis hecho por la Comisión en la Dirección de Fiscalización. Por lo cual se explicará el procedimiento, análisis de la información, lo que se evalúa es el comportamiento de los indicadores en los años 2023 separados por dos semestres para obtener una mayor comprensión del comportamiento de los datos y en seguimiento a lo que dicta la normativa de un análisis semestral del año 2024 y para el año 2025 donde el sistema de distribución ha sufrido cambios institucionales, actores externos a la red de distribución. Principalmente, se muestra la evolución resultados de los indicadores de manera anual y mensual, así mismo por grupos de calidad, y, por último, por cliente y zonas.

Proceso y análisis de la información

El procedimiento del análisis de circuitos litorales de la información presentada por la ENEE, datos de los cuales no todos correspondían con el análisis hecho por la CREE, muchos de los datos que estaban en la hoja de cálculo que lleva como nombre “Formato para detallar información de los mantenimientos y maniobras”

estos datos expuestos en el documento fueron comparados con los datos extraídos de los diagramas unifilares de los circuitos de distribución, se toma como referencia solamente los equipos de interruptores para un análisis mejorado del mismo; en las hojas de cálculo que llevan como nombre circuito centro sur, circuitos noroccidente, circuitos litoral atlántico; en estas hojas de cálculo se extrajo la información de los interruptores y reconectores de cada circuito de las tres regiones; en esa misma hoja de cálculo se detalla información de:

- 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) y SAIDI (Tiempo medio de interrupción por usuario) de acuerdo con los establecidos en la Norma Técnica de Calidad de Distribución. Se evaluó con respecto a las fórmulas del SAIFI y SAIDI que establece la normativa, con los datos que se presentaron en la información presentada por la ENEE y la base de datos elaborada por la Dirección de Fiscalización. De acuerdo con los datos que se corroboraron se obtuvo valores para poder comparar el total entre cada base de datos.

Las fórmulas que corresponden al análisis son las siguientes:

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

Fórmula 6 Frecuencia media de interrupción por usuario (Fuente: NT-CD)

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

Fórmula 7 Tiempo medio de interrupción por usuario calculado por alimentador (Fuente: NT-CD)

Se recibió la información presentada a la CREE; pero se ha estado ejecutando un proyecto de base de datos regulatorios (BDR) por parte de la Dirección de Fiscalización el cual se hace mención en los antecedentes, para dar seguimiento y verificación de la información incluida en el informe de gestión. En la **imagen 2** define la estructura del correcto procedimiento para la evaluación de los indicadores de calidad técnica del servicio, según lo establece la NT-CD. Se tuvo a consideración tomar en cuenta no incluir los días en 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:

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

Fórmula 8 Duración media por interrupción del sistema (fuente: NT-CD)

Las tolerancias establecidas para los índices de calidad técnica del servicio fueron tomadas de la densidad de carga baja por semestre como se muestra en la siguiente tabla:

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

| Indicador | Unidad | Densidad de carga alta | Densidad de carga media | Densidad de carga baja |
|--------------------------------|---|------------------------|-------------------------|------------------------|
| <i>TIU_{BT}</i> | Duración en horas de interrupción por usuario conectados en baja tensión por semestre | 10 | 12 | 12 |

Tabla 8 Tolerancias establecida para índices de calidad técnica del servicio (Fuente: NT-CD)

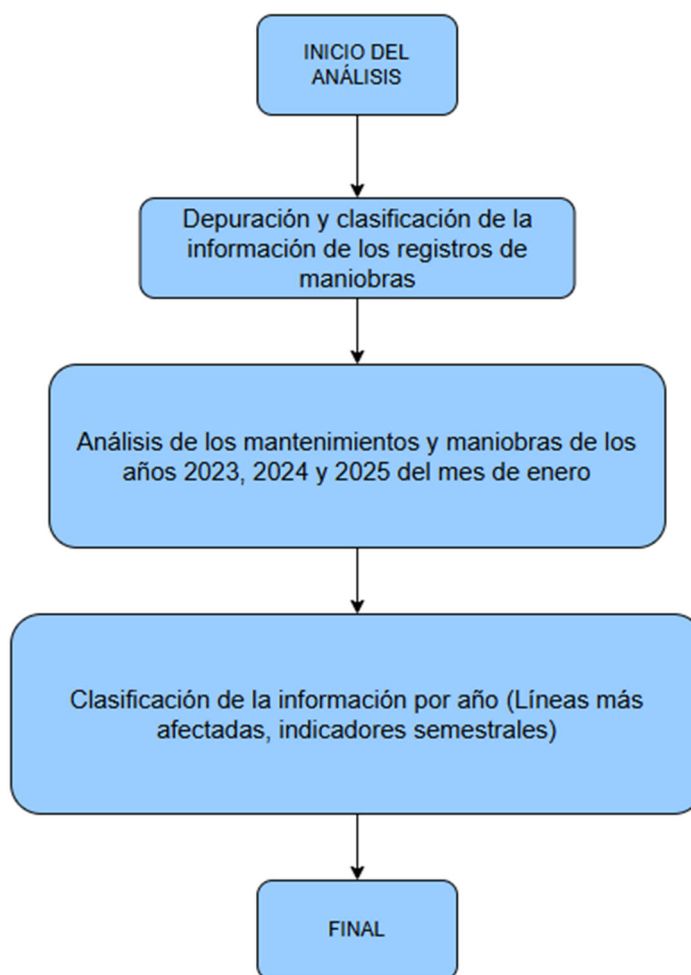


Imagen 2 Diagrama de flujo de proceso de análisis de indicadores de confiabilidad en distribución (fuente: propia)

RESULTADOS

Como producto en el proceso de análisis, se obtuvieron los resultados que se presentaran en este informe, se realizó evaluación de 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 2024

En el año 2024, se obtuvo el cálculo del indicador SAIFI, en el primer semestre se determinó la frecuencia con la que estos circuitos eran interrumpidos con una media de **48.83** y en el segundo semestre de **42.53**, para los registros del SAIDI, la media de duración en horas de interrupción fue de **85.83** horas en el semestre uno y en el segundo semestre de **79.44**.

En la **Gráfica 10** y **Gráfica 11** se observa la comparativa entre los años 2023 y 2024 como vista del comportamiento y diferencia entre los indicadores antes mencionados.

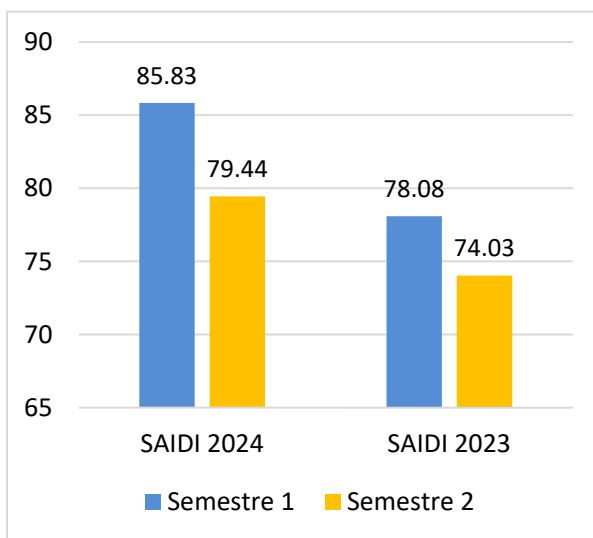


Gráfico 10 SAIDI (h) comparación de los años 2023 y 2024

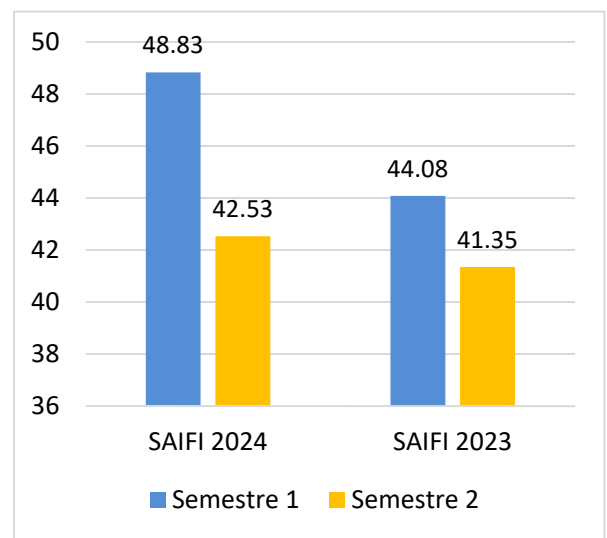


Gráfico 11 SAIFI comparación de los años 2023 y 2024

Evaluación del SAIFI y SAIDI semestral del año 2024

Dentro de la sección de anexos se podrá encontrar en graficas de dispersión el comportamiento de todos los equipos que sobrepasan los niveles de densidad de carga baja establecidos por la NT-CD para el SAIDI y SAIFI detallados por regiones y semestres.

En el semestre uno del 2024 se encontró que de 191 circuitos analizados solamente 9 circuitos cumplían con el nivel de tolerancia en el caso del indicador SAIFI y 11 circuitos en el caso del SAIDI; en el semestre dos del 2024 se encontró que, de 191 circuitos, solamente 42 circuitos cumplían con el nivel de tolerancia en el caso del indicador SAIFI y 32 circuitos en el caso del SAIDI.

En el semestre uno se determinó que los circuitos que incumplían ambos indicadores y que registraban un indicador mayor al de los demás, se menciona por ejemplo en la región centro sur el circuito JUT-L380 sobrepasando en el semestre uno para el indicador SAIFI una media de **106.98** y un SAIDI de **141.08**, en el semestre dos con una media en el indicador SAIFI de **59.21** y para una SAIDI de **57.57** siendo así uno de los circuitos más afectados en 2024 para esta región en específico, cabe mencionar que la NT-CD en el Capítulo III, Artículo 54 se debe de calcular cada índice individual de forma semestral cuando los índices individuales superen las tolerancias establecidas.

En las **Gráfico 12** y **Gráfico 13** 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.

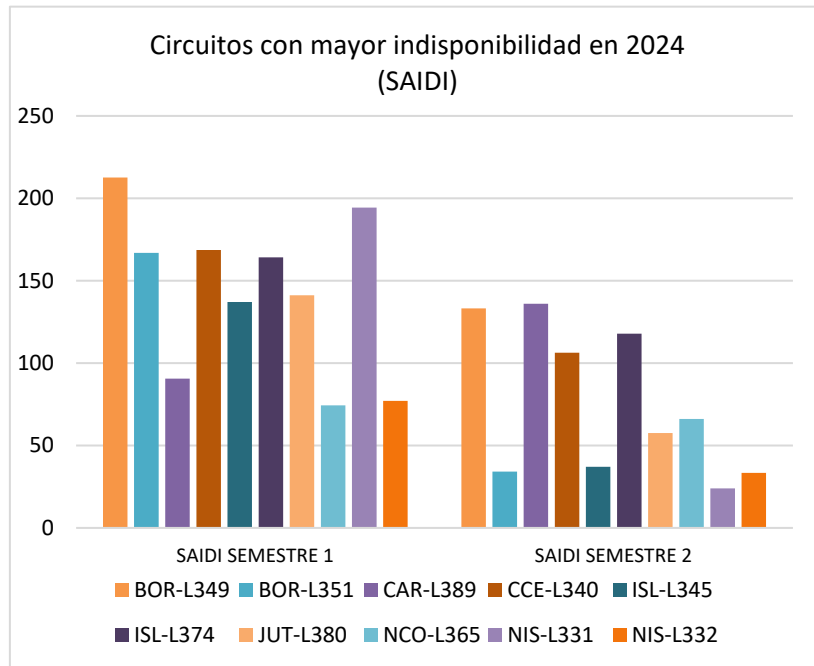


Gráfico 12 Circuitos con mayor indicador en 2024 (SAIDI)

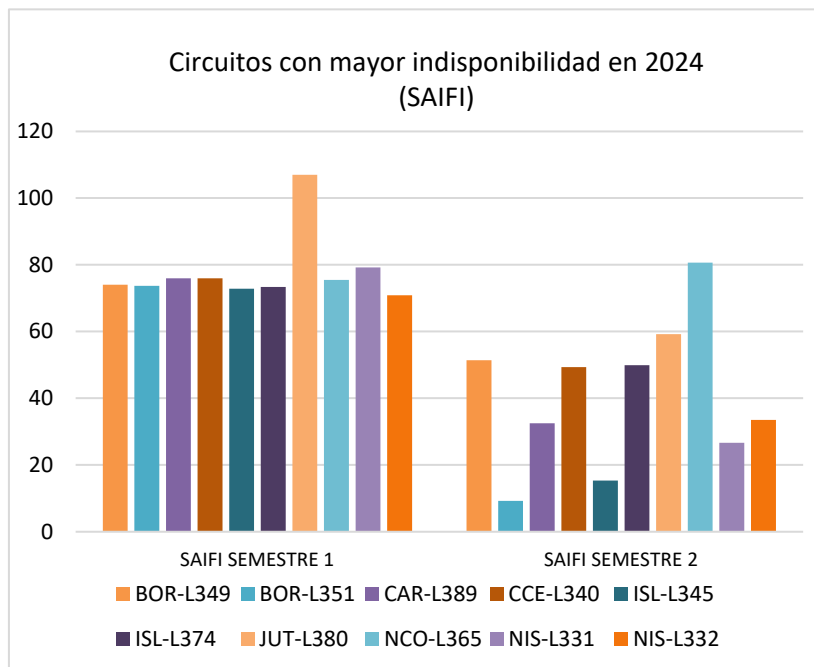


Gráfico 13 Circuitos con mayor indicador en 2024 (SAIFI)

Revisión de las causas de interrupciones en sistema interconectado nacional en el año 2024

Las revisiones realizadas en los registros de los 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 diciembre hubo un total de 21,775 interrupciones registradas por diferentes motivos y causas.

Las interrupciones más destacables se encuentran las siguiente: fallas por operación, fuerza mayor por ODS (Operador del Sistema), desconocidas y fallas en SIN con incidencia en distribución, siendo las que más afectan en el SIN registrando un mayor número de fallas.

| Tipo de Interrupciones | Numero de fallas | Porcentaje % |
|---|------------------|--------------|
| Operación | 5794 | 26.61 |
| Fuerza Mayor por ODS | 2559 | 11.75 |
| Desconocida | 3355 | 15.41 |
| Falla en SIN con incidencia en distribución | 1994 | 9.16 |
| Lluvias y viento | 815 | 3.74 |
| Mejorar operación | 1045 | 4.80 |
| Medio ambiente (Árbol y ramas sobre la línea, fuego y fauna) | 919 | 4.22 |
| Terceros | 707 | 3.25 |
| Mantenimiento programado distribución | 717 | 3.29 |
| Falla comunicación RTU | 544 | 2.50 |
| Mantenimiento Programado en el SIN | 907 | 4.17 |
| Maniobra para restablecer servicio | 343 | 1.58 |
| Ruptura de conductores | 317 | 1.46 |
| Descargas atmosféricas | 160 | 0.73 |
| Fuerza Mayor Distribución | 130 | 0.60 |
| Mantenimiento programado distribución/Proyecto de inversión | 214 | 0.98 |
| Fallas aislador | 165 | 0.76 |
| Falla en poste | 139 | 0.64 |
| Poste embestido por vehículo | 154 | 0.71 |
| Falla Puentes | 117 | 0.54 |
| Falla crucetas | 117 | 0.54 |
| Falla cortocircuitos | 107 | 0.49 |
| Acercamiento o líneas fuera de aislamiento | 101 | 0.46 |
| Falla Fusible | 42 | 0.19 |
| Falla por cruces de línea | 31 | 0.14 |

| Tipo de Interrupciones | Numero de fallas | Porcentaje % |
|--|------------------|--------------|
| Solicitadas por organismo de socorro o autoridad competente | 38 | 0.17 |
| Falla en: Seccionadores, equipos de protección, regulación y compensación | 14 | 0.06 |
| Falla Transformadores | 21 | 0.10 |
| Falla en interruptor de circuito | 16 | 0.07 |
| Falla Pararrayos | 31 | 0.14 |
| Instantánea | 15 | 0.07 |
| Incumplimiento del contrato de servicios | 8 | 0.04 |
| Tornado | 4 | 0.02 |
| Objetos en la línea | 11 | 0.05 |
| Fallas Retenida | 3 | 0.01 |
| Seguridad ciudadana | 1 | 0.00 |
| Vandalismo | 4 | 0.02 |
| Deslizamiento | 33 | 0.15 |
| Huracán | 63 | 0.29 |
| Fuerza mayor por CND | 20 | 0.09 |

Tabla 9 Registros de causas de interrupciones en 2024 (fuente propia)

La cantidad de interrupciones registradas en la **Tabla 9** registran un total para causas desconocidas del **15.41 %**, las fallas desconocidas que se registran, anteriormente no se conocía una justificación a exactitud del motivo principal de dicha falla, pero las reuniones que se sostuvieron con ENEE-UTCD se logró despejar todas las dudas de las causas registradas dentro de este formato, teniendo así una visión más amplia y definiendo que las causas desconocidas son en su mayoría causas que ocurren por lapsos de tiempos cortos, se espera que en los registros posteriores se añada una sección para este tipo de causas desconocidas detallando si hubo un seguimiento previo a la identificación de dicha falla. Adicionalmente la NT-CD exige que todos los eventos clasificados como caso fortuito o fuerza mayor sean debidamente justificados.

Análisis grafico comparativo de los indicadores de confiabilidad

Los resultados se los indicadores que fueron calculados según lo indica la normativa, su procedimiento de análisis tiene origen de los registros de mantenimiento y maniobras que se realizaron en distribución, registros los cuales son desde el 2023 añadiendo los dos semestres siguiendo la normativa (NT-CD) y durante

el año 2024. En las siguientes graficas se podrá visualizar el comportamiento de los indicadores por mes durante el año 2024 y comparados con el año 2023.

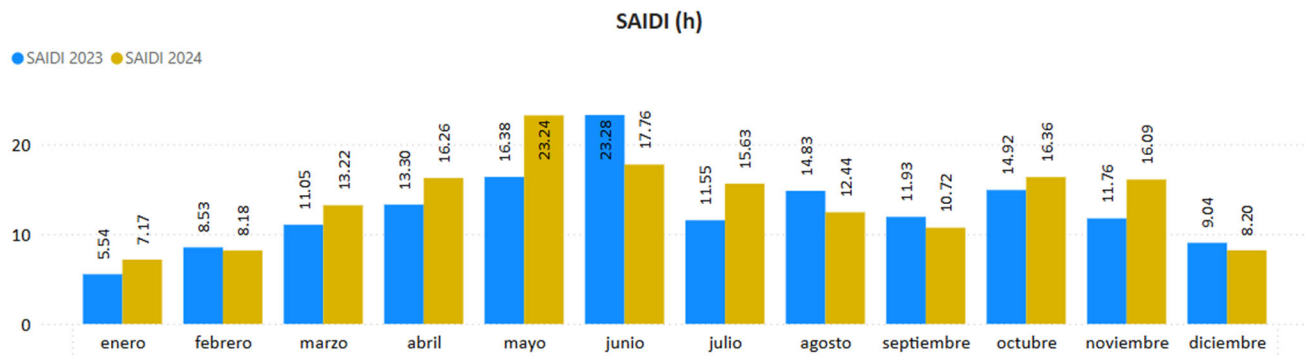


Gráfico 14 SAIDI calculado por la CREE por mes en el año 2023 y 2024 (fuente propia)

La duración media de interrupción por cliente determina el tiempo en horas que un circuito sufre interrupciones por determinado tiempo lo cual dependiente de su duración se registran, el comportamiento en el sistema interconectado nacional (SIN) contiene ciertas anomalías las cuales en determinados circuitos las interrupciones son mayores, las **Gráfico 14** ilustra que en el año 2023 en el mes de junio se registraron un total de 3,155 interrupciones en el sistema incluyendo dentro de ellas diferentes causas: causas por operación sumando un total de 650 eventos, causas desconocidas sumando un total de 584, estas causas mencionadas son las que contiene un mayor número registrado de eventos por causa solamente en el mes de junio, 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 el mes de enero, febrero y diciembre están dentro del nivel de tolerancia esto para el año 2023, en el año 2024 durante el mes de mayo se registraron un total de 3,356 interrupciones en el sistema incluyendo dentro de ellas diferentes causas: causas por operación sumando un total de 728 eventos, causas desconocidas sumando un total de 489, estas causas mencionadas son las que contiene un mayor número registrado de evento por esta causa solamente en el mes de mayo, 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 el mes de enero, febrero y diciembre están dentro del nivel de tolerancia esto para el año 2024.

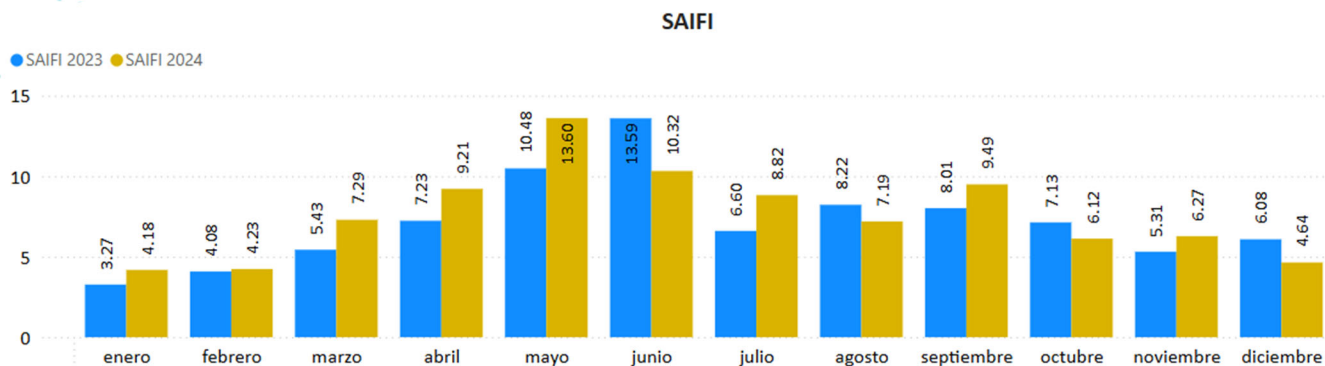


Gráfico 15 SAIFI calculado por la CREE por mes en el año 2023 y 2024 (fuente propia)

La frecuencia media de interrupción por cliente determina las veces en el cual un circuito sufre interrupciones por determinada cantidad (#Veces), el comportamiento en el sistema interconectado nacional (SIN) contiene ciertas anomalías las cuales en determinados circuitos las interrupciones son mayores, el índice de tolerancia que se establece para la frecuencia de interrupciones por usuario conectado en media tensión por semestre, si se toma en cuenta el nivel para este indicador establece que los meses de abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, diciembre están fuera del nivel de tolerancia esto para el año 2023, si se toma en cuenta el nivel para este indicador establece que los meses de marzo, abril, mayo, junio, julio, agosto, septiembre, octubre, noviembre están fuera del nivel de tolerancia esto para el año 2024.

Comparación gráfica de indicadores año 2024

El indicador que se muestra establece para el SAIDI una comparativa entre los cálculos elaborados por ENEE y los cálculos elaborados por la CREE, este indicador se calcula partiendo del registro de los mantenimientos y maniobras durante el año 2024, en dicho año se registraron 21,775 interrupciones en el SIN, cabe resaltar que cuando se hace referencia a interrupciones no necesariamente se habla directamente de una falla, pero si existen interrupciones que duran más de tres minutos e interrumpen el suministro a cierta cantidad de usuario se tiene que hacer registro para que posteriormente sea calculado y expuesto dentro de este indicador. Se muestra similitud entre ambos cálculos esto dando a conocer la homologación de los registros de forma real manteniendo así la transparencia dentro de este apartado.



Gráfico 16 Indicador SAIDI por mes del año 2024 calculados por la CREE y ENEE (fuente propia)

El indicador mostrado en la **Gráfico 17** establece para el SAIFI una comparativa entre los cálculos elaborados por la CREE y los elaborados por la ENEE, para ambos indicadores calculados, el mes de mayo es el más afectado superando en gran manera la tolerancia establecida en la tolerancia.

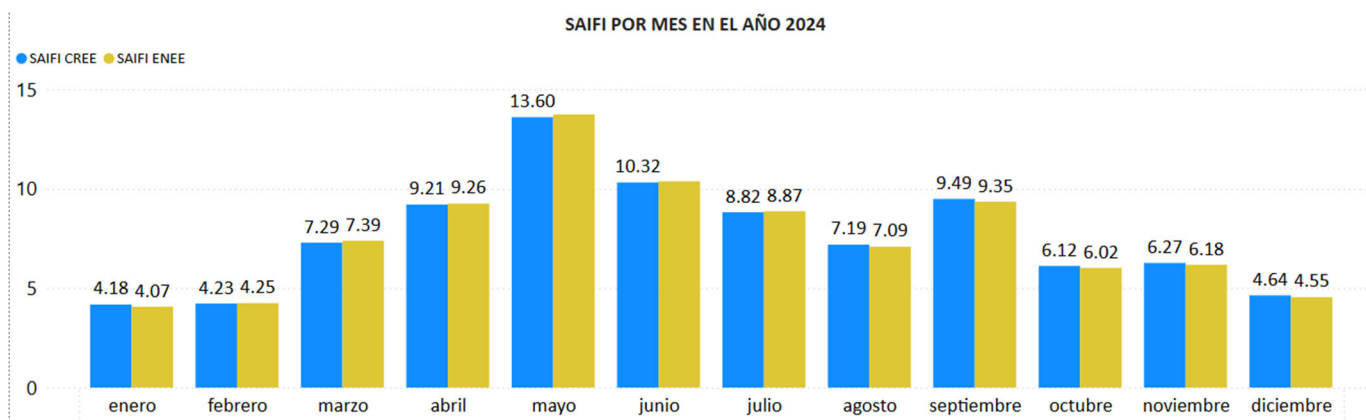


Gráfico 17 Indicador SAIFI por mes del año 2024 calculados por la CREE y ENEE (fuente propia)

Índices de confiabilidad del mes de enero 2025

En el mes de enero de 2025, el indicador SAIFI tuvo una mejora con respecto al mes de diciembre de 2024 presentando así el **22.41 %** siendo así el mes de diciembre 2024 con un SAIFI de **4.64** y en el mes de enero 2025 de **3.6** representando su mejoría en dicho indicador. En comparación al mes de enero 2024 al mes de enero 2025 representa una mejora de **13.87 %**, el mes de enero de 2024 con un indicador de **4.18** y en el mes de enero de 2025 de **3.6**.

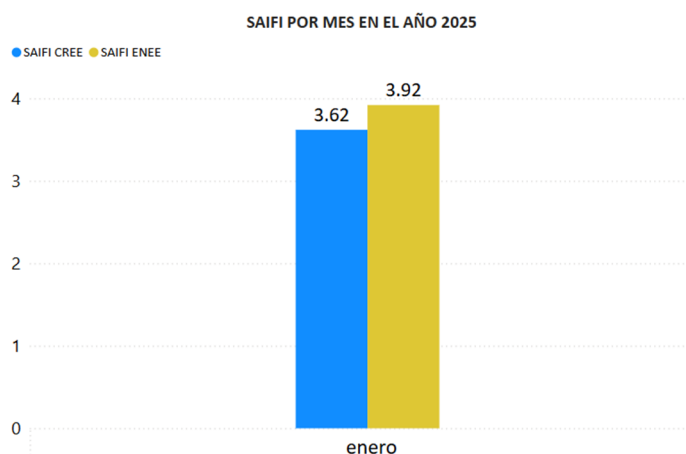


Gráfico 18 Indicador SAIFI mes de enero 2025 (fuente propia)

En los registros del mes de enero 2025 se contabilizan 577 interrupciones en el sistema, dentro de ellas el mayor registro de causas corresponden a operación contabilizando 184 interrupciones para esta causa, en el caso del SAIFI para este mes los niveles de tolerancia no son sobrepasados esto dando a conocer buenos resultados para este mes. Se espera que para los próximos meses del año 2025 los cálculos realizados para ambos indicadores den resultados satisfactorios homologados con los realizados por ENEE y los fiscalizado por la CREE, se tiene en cuenta los planes de mejora en la red de distribución y en transmisión los cuales inciden en gran manera con el funcionamiento a nivel de las líneas de distribución, en relación a los meses de febrero y marzo se estará presentando los cálculos correspondientes en informes trimestral II buscando siempre la transparencia y la veracidad de la información.

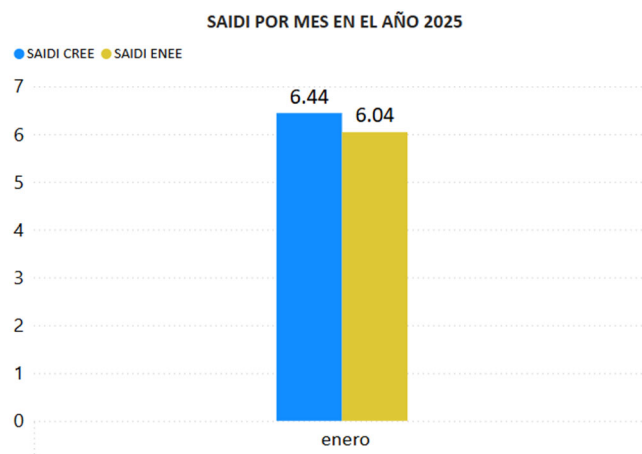


Gráfico 19 Indicador SAIDI mes de enero 2025 (fuente propia)

Para este año 2025 se pretende obtener resultados que en función de su creación sea 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 el cual ayuda a tener un panorama amplio de la funcionalidad dentro de algunos circuitos 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.

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 del año 2024 con un valor de **165.26**, y el SAIFI con un valor de **91.36**, para el mes de enero del 2025 se obtuvo un SAIDI de **6.44** y un valor de SAIFI de **3.62**, en comparación con los años anteriores se puede observar en la **Gráfico 20** que existe una variación comparando los meses de enero, se espera que estos indicadores para el presente año estén por debajo de los niveles de densidad de carga baja.

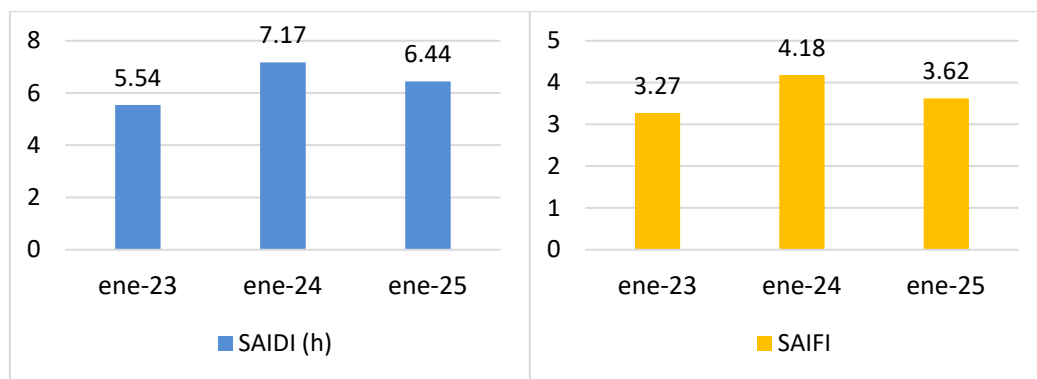


Gráfico 20 SAIDI y SAIFI por mes de enero del 2023,2024,2025 calculado por la CREE (fuente: propia)

2. Durante los años 2023 y 2024 por parte de la ENEE se había estado dando a conocer el cálculo de los indicadores partiendo solamente desde el interruptor, se identificó que este procedimiento no era el correcto según los dicta la NT-CD, para el año 2025 partiendo desde enero se empezó a calcular los resultados tomando en cuenta los interruptores y restauradores obteniendo así datos más reales y que se podrán homologar con los cálculos elaborados por la CREE.
3. Por medio de las reuniones sostenida con ENEE-UTCD se ha concluido que la identificación de todas las causas que no se tenía una definición exacta, se logró esclarecer todas las dudas en especial las causas denominadas "Desconocidas" y que en informes posteriores se le dará seguimiento a dicha causa.

RECOMENDACIONES

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

1. Requerir a la ENEE la vinculación usuario-red, e información que describa a detalle las causas y responsables de las interrupciones emitidas que afectan los equipos que prestan servicios a la gran cantidad de usuarios que se ven afectados y respecto a las causas desconocidas, se elabore un informe del seguimiento de esa clasificación para verificar cual fue la causa exacta.
2. Se recomienda actualizar la base de datos de los diagramas unifilares de todos los circuitos conectados al SIN, por lo cual se requerirá los diagramas unifilares de todos los circuitos del sistema interconectado nacional.
3. Requerir a la ENEE los registros de mantenimientos y maniobras con el formato establecido por la CREE de todas las interrupciones de los meses posteriores.
4. Se recomienda realizar una visita guiada al sistema SCADA de ENEE-UTCD, por lo cual se requerirá capacitación de la clasificación de causas por interrupción y explicación del funcionamiento del sistema SCADA.

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 información de los mantenimientos y maniobras de febrero, marzo, abril, mayo de 2025. | Documento | Oficio | Semana 23 | Pendiente |
| 2 | Requerimiento a la ENEE de la vinculación usuario – red y registro correspondientes para el cálculo de los indicadores. | Documento | Oficio | Semana 15 | Pendiente |
| 3 | Requerimiento de diagramas unifilares actualizados de todos los circuitos del sistema interconectado nacional | Documento | Oficio | Semana 14 | Pendiente |
| 4 | Solicitud de visita al SCADA en ENEE-UTCD, y capacitación de clasificación de causas y orígenes de interrupciones. | Visita Técnica, documento | Oficio CREE No. 092-2025 | Semana 14 | Proceso |

ANEXOS

Listado de interrupciones Enero Año 2025

| Tipo de interrupciones | Numero de fallas | Porcentajes % |
|---|------------------|---------------|
| Operación | 184 | 31.89 |
| Desconocida | 106 | 18.37 |
| Mejorar Operación | 50 | 8.67 |
| Falla Comunicación RTU | 38 | 6.59 |
| Mantenimiento Programado Distribución | 36 | 6.24 |
| Medio Ambiente (Árbol Y Ramas Sobre La Línea, Fuego Y Fauna) | 34 | 5.89 |
| Tercero | 26 | 4.51 |
| Lluvias Y Viento | 14 | 2.43 |
| Fuerza Mayor Por CND | 13 | 2.25 |
| Acercamientos O líneas Fuera De Aislamiento | 10 | 1.73 |
| Maniobra Para Restablecer Servicio Por Problema En Sin | 9 | 1.56 |
| Falla Crucetas | 7 | 1.21 |
| Mantenimiento Programado Sin | 7 | 1.21 |
| Falla Puentes | 6 | 1.04 |
| Ruptura De Conductores | 6 | 1.04 |
| Falla Cortacircuitos | 5 | 0.87 |
| Poste Embestido Por Vehículo | 5 | 0.87 |
| Falla Pararrayos | 4 | 0.69 |
| Mantenimiento Programado Distribución/Proyectos De Inversión | 4 | 0.69 |
| Falla Aisladores | 3 | 0.52 |
| Falla En Sin Con Incidencia En Distribución | 3 | 0.52 |
| Falla En Poste | 2 | 0.35 |
| Falla En: Seccionadores, Equipos De Protección, Regulación Y Compensación | 1 | 0.17 |
| Fuerza Mayor Distribución | 1 | 0.17 |
| Instantánea | 1 | 0.17 |
| Objetos En La Línea | 1 | 0.17 |
| Solicitadas Por Organismos De Socorro O Autoridad Competente | 1 | 0.17 |

Circuitos semestre I año 2024

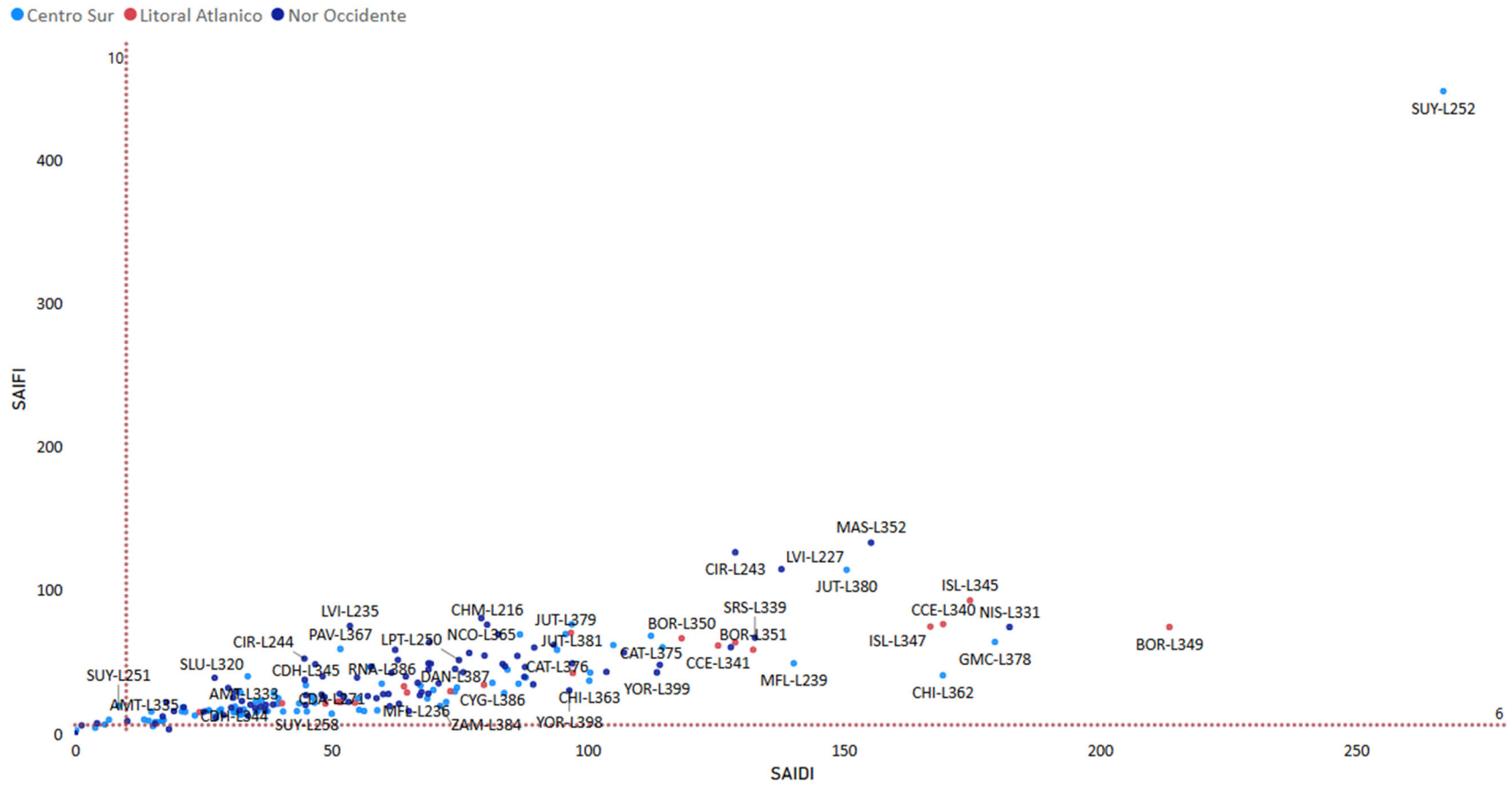


Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, semestre I región Centro Sur

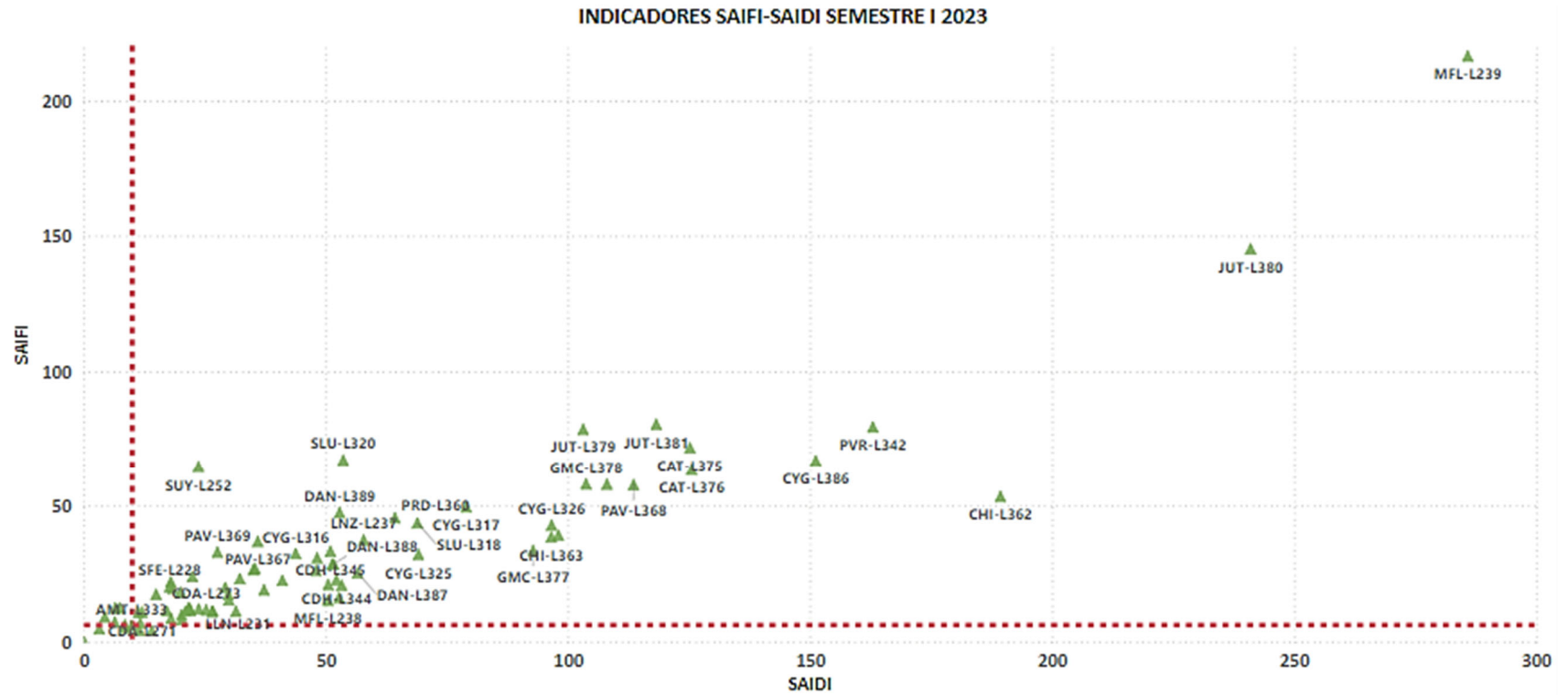


Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, semestre I región Litoral Atlántico

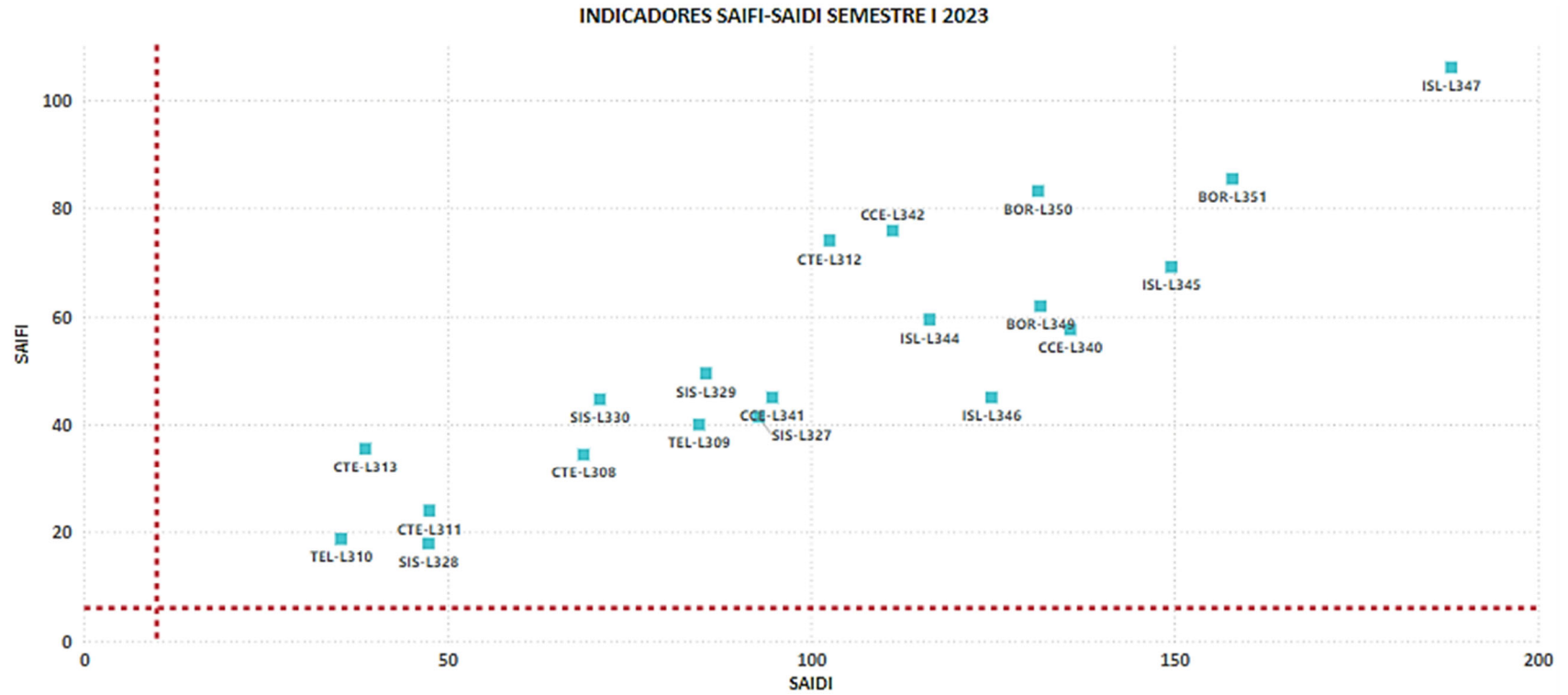


Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, semestre I región Noroccidente

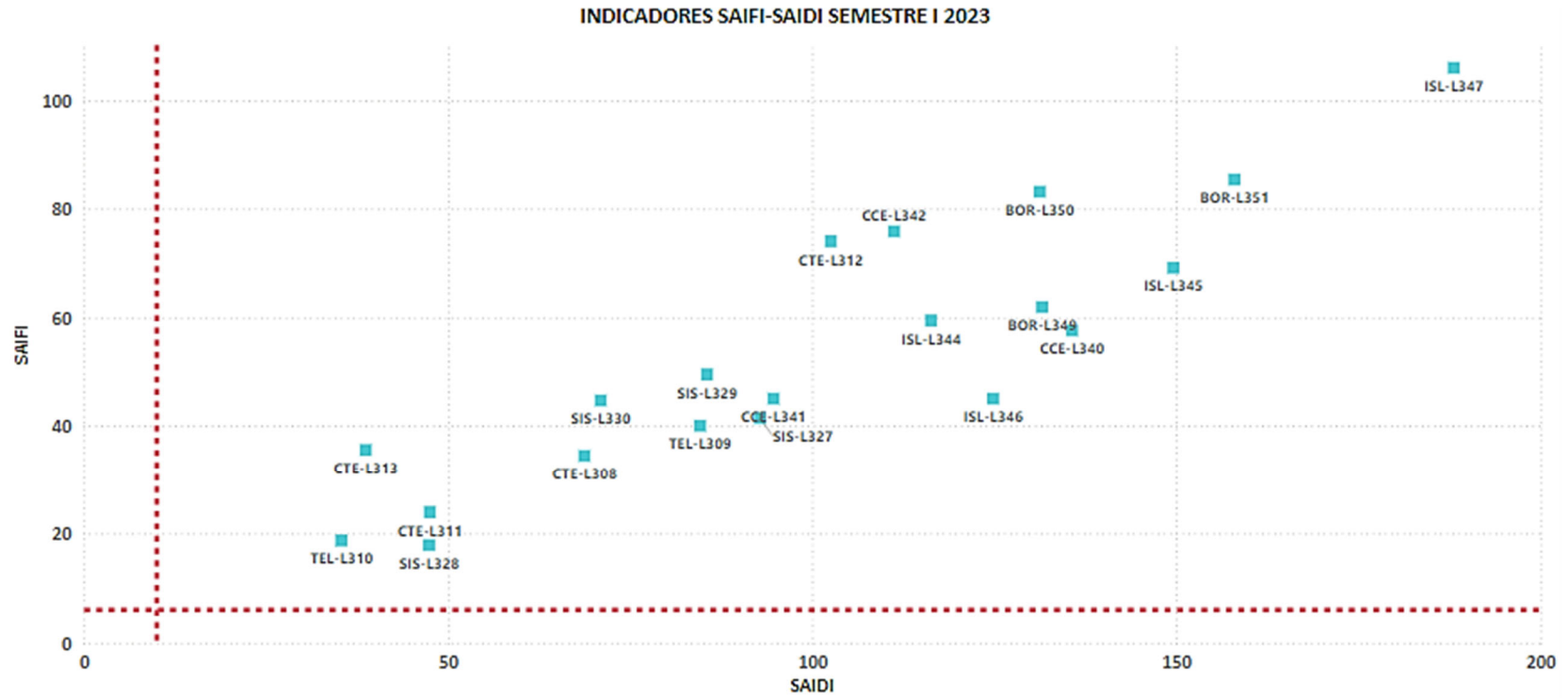


Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, semestre II región Centro Sur

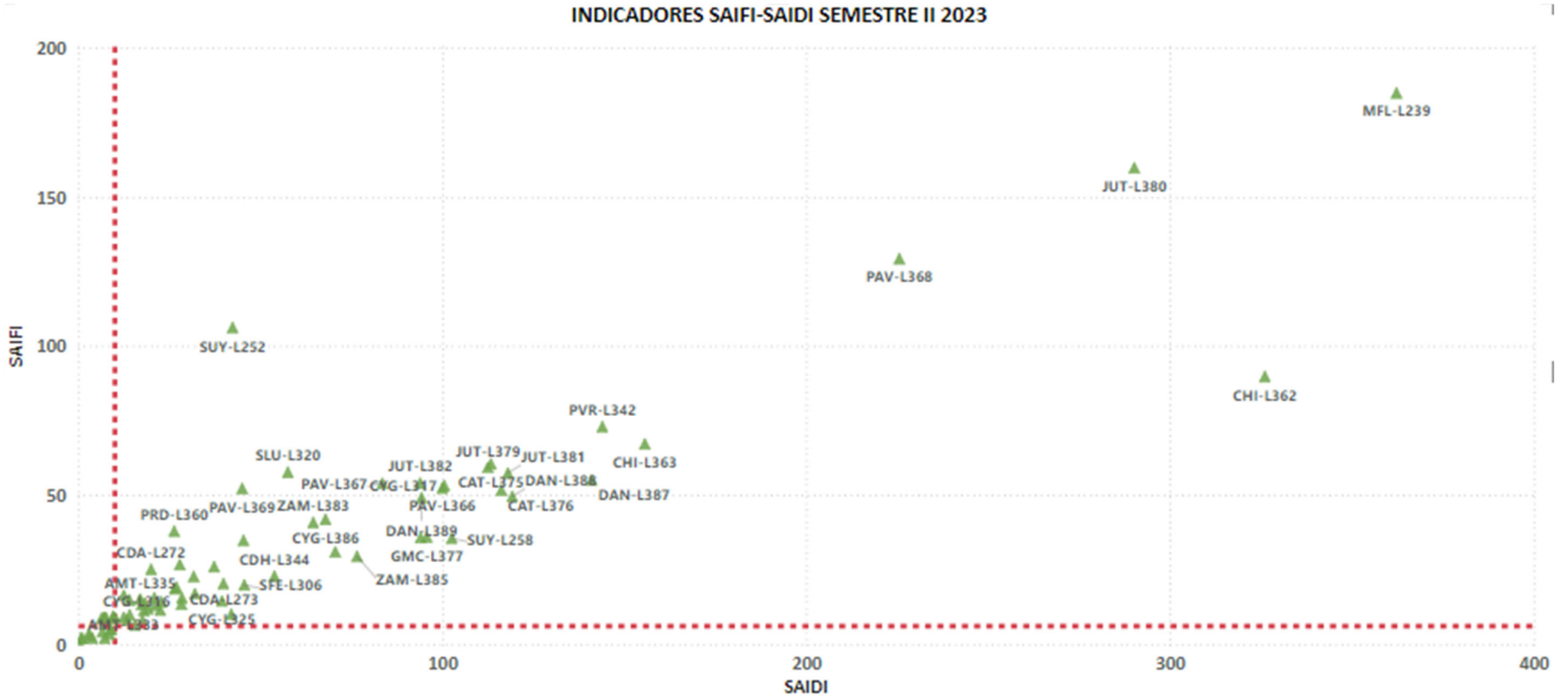


Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, semestre II región Litoral Atlántico

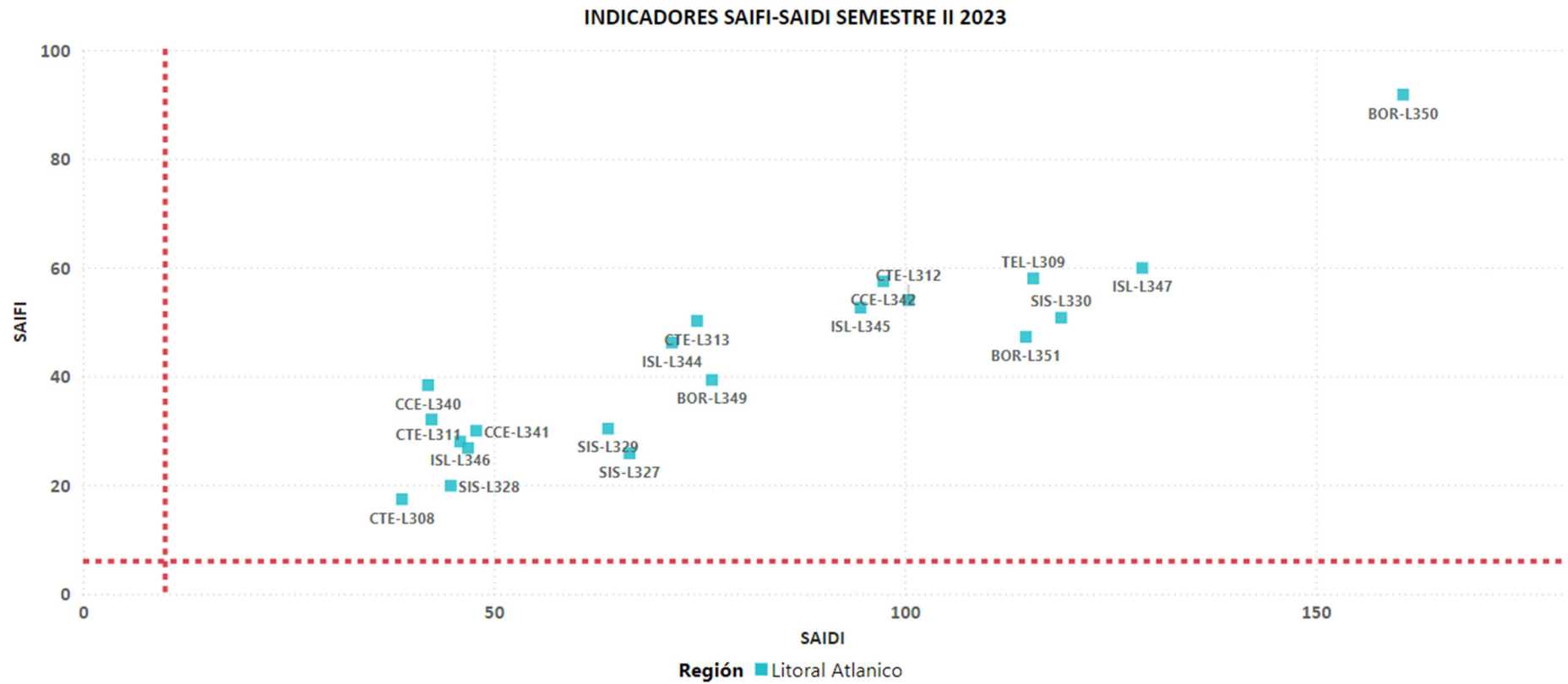
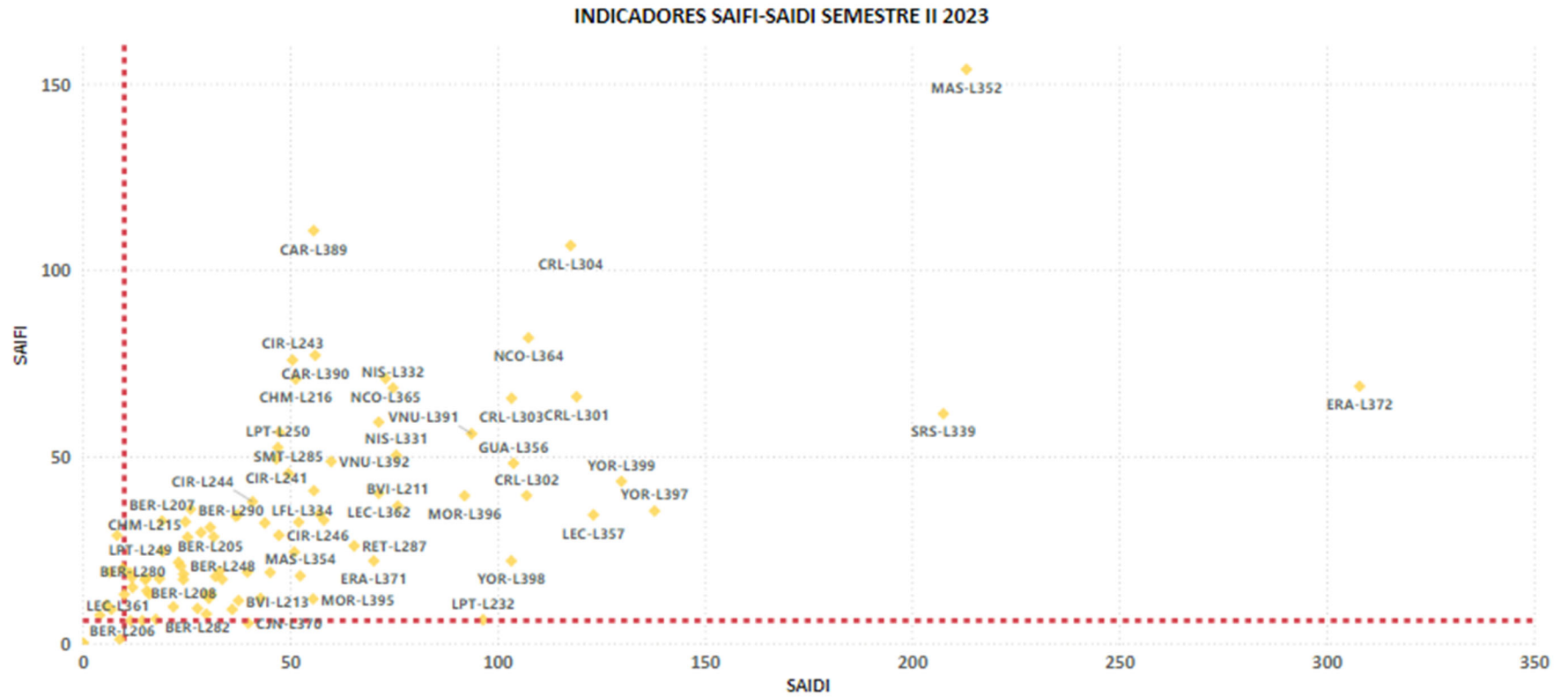


Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, semestre II región Noroccidente





DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Calidad del Servicio en el Sistema de Distribución Sistemas Aislados

TRIMESTRE I 2025



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo supervisar el cumplimiento de la NT-CD por parte de sistema de distribución operando en sistemas aislados en particular fiscalizar el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad.

Objetivos específicos

1. Establecer el procedimiento para la verificación de los indicadores de confiabilidad dentro del sistema de distribución que opera como sistema aislado.
2. Mostrar 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 de mejora sobre la calidad del servicio en el sistema de distribución en la operación como sistema aislado.

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 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.
 - 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 de 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. En 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 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 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) presentada por la empresa distribuidora que opera en el sistema aislado de distribución del departamento de Islas de la Bahía, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) con las facultades de la Dirección de Fiscalización, se realizó la inspección en Utila Power Company (UPCO) para la verificación de veracidad de los datos compartidos por la empresa distribuidora; asimismo, se estableció el compromiso de la última transferencia de la información a los 15 días del mes de diciembre con la información ya subsanada luego de la inspección realizada, el detalle del seguimiento se muestra en la

| Información solicitada proyecto Base de Datos Regulatorios mediante oficio 125-2024 y 126 - 2024 | Fecha | Estado |
|--|--------------------------|------------|
| 1. Inspección Base de Datos Regulatorios UPCO bajo orden de inspección CREE-031-2024. | 12 de noviembre del 2024 | Finalizado |
| 2. Avances BDR RECO sobre la información establecida en la plantilla en Excel proporcionada por la Dirección de Fiscalización. | 15 de diciembre del 2024 | Finalizado |

Tabla 10 Seguimiento BDR UPCO 2024 (fuente: propia)

Informe trimestral IV

El informe trimestral I contiene la comparación de los indicadores de calidad de SAIFI y SAIDI que fueron calculados en base a la capacidad total instalada en kVA, de modo que para fines del presente informe se compara el resultado de los indicadores de confiabilidad del trimestre anterior y se completa con la información obtenida hasta la fecha.

PROCEDIMIENTO

El cálculo de los indicadores de confiabilidad globales se realizó en base a los indicadores de capacidad establecidas en la norma IEEE 1366 en donde los indicadores de frecuencia media de capacidad interrumpida (ASIFI) y duración media de la capacidad interrumpida (ASIDI) 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:

L_i Es la capacidad total interrumpida de la red en kVA

L_T Es la capacidad total del sistema en kVA

r_i Duración total de la interrupción

Los cálculos se realizaron con la información de las interrupciones que va contenida dentro del 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 ver 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

Lo datos recibidos por parte de la empresa distribuidora UPCO y RECO mediante el archivo digital compartido, contiene la información necesaria para realizar los cálculos de los indicadores globales; sin

embargo, para el caso particular del estudio los indicadores ASIFI y ASIDI se calcularon en base a la capacidad interrumpida, dado a que no se tiene 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 Utila mostrado en la Imagen 4e Imagen 5, y de esa manera se identificó la capacidad asociada a cada equipo y lograr obtener los datos necesarios y se muestra en la **Imagen 3** el diagrama de flujo de red de cómo se identificaron los puntos aguas arriba.

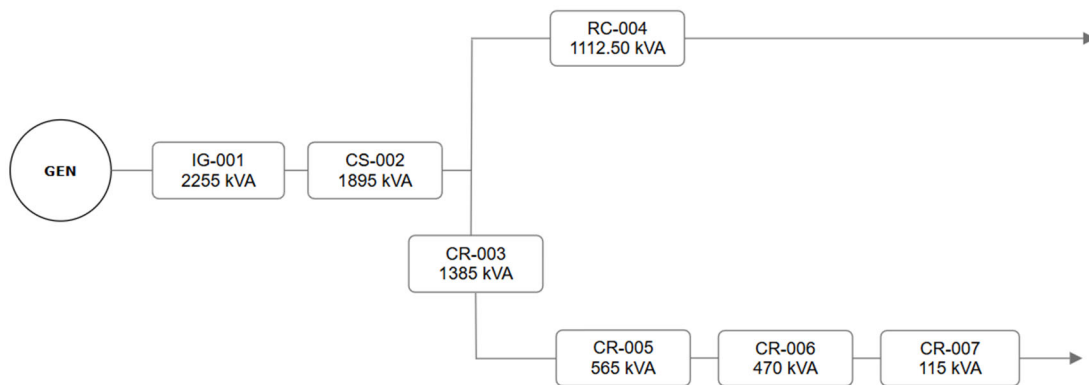


Imagen 3 Diagrama de flujo de la red de UPCO (fuente: propia)

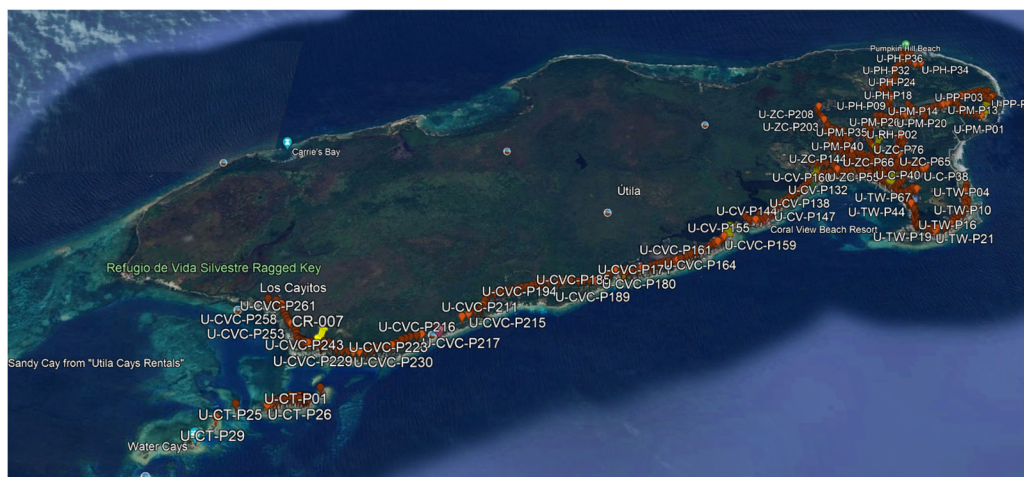


Imagen 4 Mapa Georreferenciado Utila (fuente: CREE)

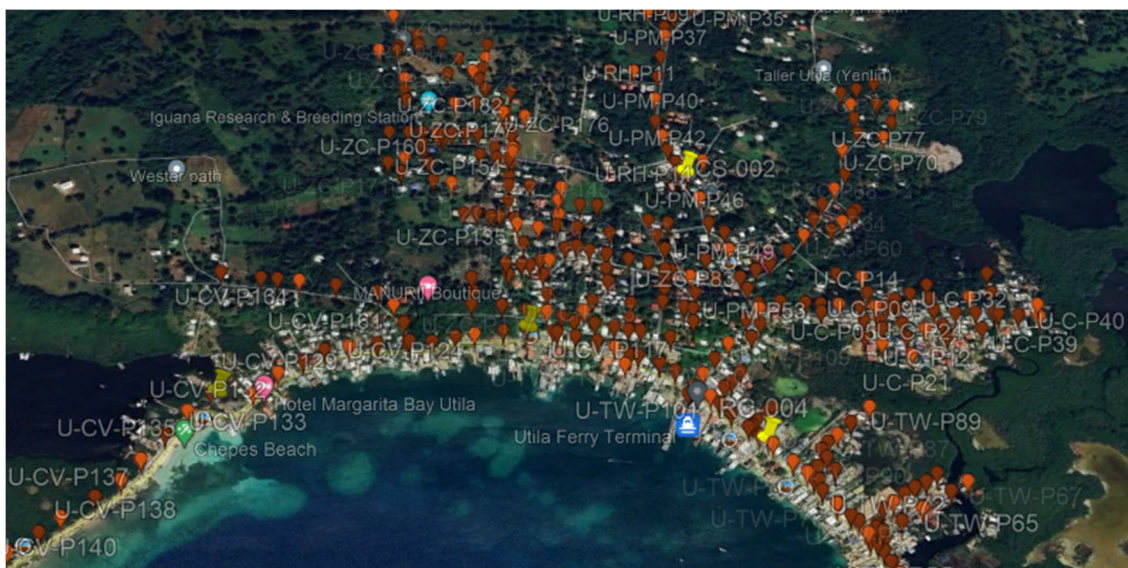


Imagen 5 Mapa georreferenciado Utila equipos de protección (fuente: CREE)

Una vez que se identificaron los equipos aguas arriba por cada equipo de maniobra, en el mismo archivo digital donde se recibió la información por parte de UPCO, en la pestaña de equipos de maniobras se agregó la columna de la capacidad en kVA asociada a cada equipo con el objetivo de identificar cuánta energía se ve afectada durante una indisponibilidad en el sistema de distribución. Esa capacidad afectada es la que se utilizó para el 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 11 Equipo de maniobras redes de distribución UPCO (fuente: UPCO)

Una vez procesados los datos se realizó el cálculo de los indicadores globales durante los primeros dos meses del I trimestre del 2025 mediante la evaluación de las interrupciones y los equipos de maniobras registrados en la red de distribución. Los resultados se compararon con los resultados del III y IV trimestre del 2024 y con las tolerancias establecidas en la norma, siendo las que se muestran en la **Tabla 12**. Se debe de tener en cuenta 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 12 Tolerancias para los Índices de Confiabilidad (Fuente: NT-CD)

Para el caso particular de RECO se utilizó también los datos obtenidos mediante el proyecto BDR, sin embargo, se calcularon los indicadores solamente para el mes de diciembre.

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

Como producto del proceso de la fiscalización del cumplimiento de la normativa para los sistemas de distribución que operan en sistema aislados:

Los indicadores globales de ASIFI y ASIDI se calcularon una vez se procesaron los datos. UPCO en los meses evaluados del I trimestre del 2025 obtuvo un valor de ASIFI de **10.04** y un ASIDI de **14.41**, y en comparación con los valores obtenidos del III trimestre del 2024, el resultado de ambos indicadores disminuyó su valor por aproximadamente un **77.89 %** y un **83.98 %** respectivamente. Asimismo, en comparación con los valores obtenidos del IV trimestre del 2024, el resultado de ambos indicadores disminuyó su valor por aproximadamente un **62.7 %** y un **66.97 %** respectivamente. Lo que significa que el sistema experimenta una menor frecuencia de la carga interrumpida y a su vez un tiempo menor por carga interrumpida.

| Trimestre | ASIFI | ASIDI (h) |
|--------------------|-------|-----------|
| III Trimestre 2024 | 47.04 | 88.01 |
| IV Trimestre 2024 | 26.84 | 43.63 |
| I Trimestre 2025 | 10.04 | 14.41 |

Tabla 13 Resultados ASIFI y ASIDI UPCO 2024 y 2025 (fuente: propia)

Para mejor visualización de la diferencia entre los indicadores del III y IV trimestre del 2024 y el I trimestre del 2025, se muestra el **Gráfico 21** y **Gráfico 22**.

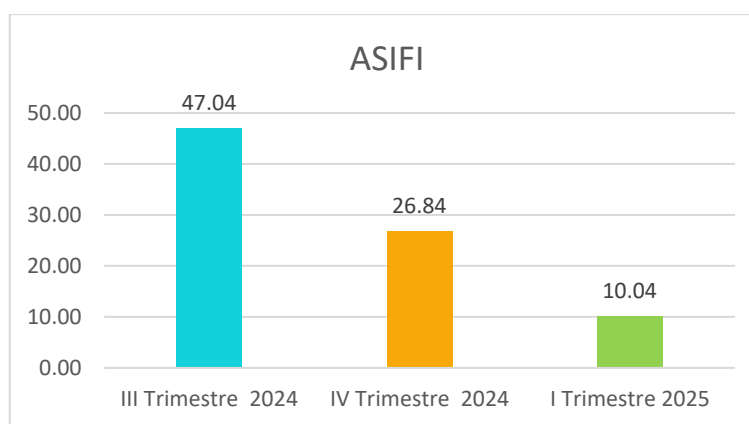


Gráfico 21 ASIFI de UPCO para el 2024 (fuente: propia)

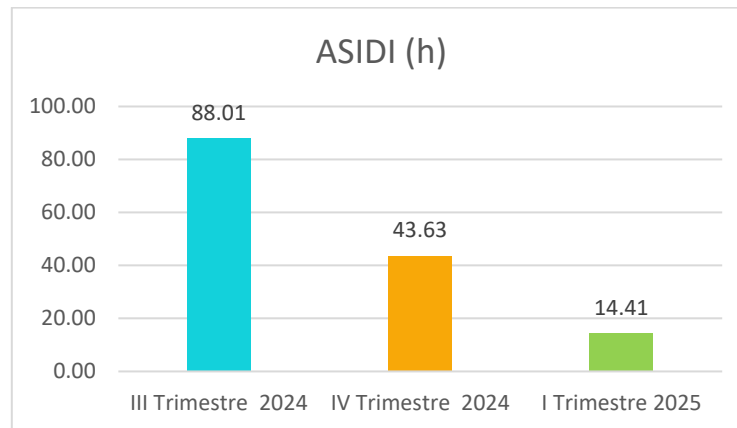


Gráfico 22 ASIDI de UPCO para el 2024 (fuente: propia)

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 Utila, Islas de la Bahía.

RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA AISLADO DE ROATÁN (RECO)

De igual manera para el sistema aislado que opera en Roatán, Islas de la Bahía. Se aplica el mismo procedimiento y se recibe la información por parte de la empresa de manera mensual; sin embargo, hasta la fecha no se cuenta con una estructura completa de vinculación usuario-red de todos los circuitos. La Dirección de Fiscalización por medio de la entrega correspondiente al mes de diciembre determinó que para ese mes la empresa obtuvo un ASIFI y un ASIDI de **2.03** y **5.72** respectivamente.

CONCLUSIONES

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

1. Los indicadores de confiabilidad que establece la NT-CD SAIFI y SAIDI, no se calcularon debido a que hasta la fecha no se ha incorporado en su totalidad la vinculación usuario – red por parte de las empresas distribuidoras, en cambio se utilizó la capacidad en ambos sistemas para cálculo de los índices de calidad del servicio que miden la frecuencia y duración promedio de la capacidad interrumpida del sistema ASIFI y ASIDI.
2. Los indicadores de confiabilidad globales calculados para los primeros dos meses del I trimestre del 2025 en UPCO, resultaron en un ASIDI de **14.41** y en **10.04** para el ASIFI, estos valores sobrepasan las tolerancias establecidas en la norma por una desviación porcentual de **44.1 %** y de **67.3 %**, respectivamente.
3. Los resultados de los indicadores en UPCO para el III trimestre del 2024 en comparación con los dos meses del I trimestre 2025 el indicador de ASIDI disminuyó aproximadamente un **83.98 %** y el ASIFI disminuyó aproximadamente un **77.89 %**.
4. Los resultados de los indicadores del IV trimestre del 2024 en comparación I trimestre 2025 el indicador de ASIDI disminuyó aproximadamente un **66.97 %** y el ASIFI disminuyó aproximadamente un **62.7 %**.
5. Para el sistema de RECO se obtuvieron resultados solamente para el mes de diciembre con un ASIFI y un ASIDI de **2.03** y **5.72** respectivamente.

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 | Reunión de seguimiento para retroalimentación sobre la información de BDR UPCO | Reunión | Datos BDR | Semana 15, 2025 | Pendiente |
| 2 | Reunión de seguimiento para retroalimentación sobre la información de BDR RECO | Reunión | Datos BDR | Semana 16, 2025 | Pendiente |

ANEXOS

Anexo 1 Tabla de Interrupciones UPCO

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace de comunicación |
|------------------|---------------------|---------------------|--|-------------------------------|------------------|---|
| PD-0118 | 3/7/2024 08:00 | 3/7/2024 11:30 | Mantenimiento en línea primaria y secundaria | 02/7/2024 | CS-002 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FG-0120 | 6/7/2024 20:29 | 6/7/2024 21:25 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0129 | 8/7/2024 20:29 | 8/7/2024 20:57 | Fusible dañado | | CS-002 | |
| FD-0130 | 8/7/2024 23:42 | 9/7/2024 00:35 | Puente dañado | | CR-007 | |
| FG-0121 | 11/7/2024 03:59 | 11/7/2024 04:31 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0122 | 12/7/2024 05:11 | 12/7/2024 05:16 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0123 | 12/7/2024 05:55 | 12/7/2024 05:59 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0124 | 12/7/2024 06:04 | 12/7/2024 06:30 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0125 | 13/7/2024 04:36 | 13/7/2024 05:28 | Disparo en planta | 13/7/2024 | IG-001 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| PD-0119 | 16/7/2024 07:45 | 16/7/2024 11:45 | Mantenimiento preventivo de línea | 15/7/2024 | CR-003 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FD-0132 | 16/7/2024 20:53 | 16/7/2024 23:16 | Fusible dañado | | RC-004 | |
| FD-0133 | 19/7/2024 08:05 | 19/7/2024 08:35 | Bajantes de transformador dañados | | RC-004 | |
| FD-0134 | 20/7/2024 10:30 | 20/7/2024 11:40 | Cambio de transformador | 20/7/2024 | CR-007 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FD-0126 | 22/7/2024 13:24 | 22/7/2024 13:34 | Bajantes de transformador dañados | | CR-003 | |
| FG-0127 | 23/7/2024 13:33 | 23/7/2024 13:41 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0136 | 24/7/2024 08:00 | 24/7/2024 11:00 | Cambio de estructura dañada | 24/7/2024 | CR-006 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FG-0128 | 25/7/2024 00:08 | 25/7/2024 01:08 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0137 | 28/7/2024 07:33 | 28/7/2024 08:13 | línea secundaria dañada por recalentamiento | | CR-003 | |
| FD-0138 | 28/7/2024 08:45 | 28/7/2024 09:15 | Bajantes de transformador dañados | | CS-002 | |
| FG-0138 | 29/7/2024 10:41 | 29/7/2024 12:42 | Disparo en planta | | IG-001 | |

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace de comunicación |
|------------------|---------------------|---------------------|--|-------------------------------|------------------|---|
| FD-0139 | 2/8/2024 11:33 | 2/8/2024 12:40 | Líneas secundarias dañadas por recalentamiento | | CR-003 | |
| FD-0140 | 3/8/2024 16:20 | 3/8/2024 16:55 | Fusible de cuchilla del transformador de 25 kVA dañado | | CS-002 | |
| FD-0142 | 8/8/2024 07:50 | 8/8/2024 08:15 | Fusible dañado | | CR-003 | |
| FG-0139 | 9/8/2024 06:29 | 9/8/2024 08:27 | Disparo en planta | 9/8/2024 | IG-001 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FG-0139 | 12/8/2024 4 15:48 | 12/8/2024 4 16:14 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0126 | 14/8/2024 4 07:24 | 14/8/2024 4 08:28 | línea secundaria de transformador de 25 kVA dañada | | CR-003 | |
| FG-0140 | 18/8/2024 4 22:36 | 19/8/2024 4 00:18 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0141 | 20/8/2024 4 11:42 | 20/8/2024 4 12:55 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0142 | 21/8/2024 4 11:59 | 21/8/2024 4 12:57 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0127 | 22/8/2024 4 09:26 | 22/8/2024 4 10:15 | Mantenimiento de transformador de 25 kVA | | CS-002 | |
| FG-0143 | 22/8/2024 4 18:56 | 22/8/2024 4 19:21 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0144 | 24/8/2024 4 10:13 | 24/8/2024 4 10:47 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0145 | 24/8/2024 4 22:59 | 25/8/2024 4 00:02 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| PD-0120 | 25/8/2024 4 08:00 | 25/8/2024 4 12:00 | Instalación de postes en línea | 24/8/2024 | CR-003 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FG-0146 | 25/8/2024 4 08:32 | 25/8/2024 4 16:00 | Disparo en planta | 25/8/2024 | IG-001 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FD-0128 | 25/8/2024 4 13:40 | 25/8/2024 4 16:14 | Cambio de transformador dañado | | CR-005 | |
| FD-0129 | 26/8/2024 4 05:47 | 26/8/2024 4 09:05 | Fusible dañado de cuchilla principal | | CR-006 | |
| FG-0147 | 26/8/2024 4 16:00 | 26/8/2024 4 16:26 | Falla en operación de planta | | IG-001 | |
| FD-0130 | 27/8/2024 4 08:57 | 27/8/2024 4 12:48 | Falla en transformadores | | CR-007 | |
| PD-0121 | 28/8/2024 4 08:00 | 28/8/2024 4 11:45 | Corte Programado | 28/8/2024 | CR-003 | https://www.facebook.com/photo?fbid=982510537008248&set=a.501237168468923 |
| FG-0148 | 30/8/2024 4 01:54 | 30/8/2024 4 02:14 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0149 | 30/8/2024 4 02:43 | 30/8/2024 4 02:55 | Disparo en planta | | IG-001 | |

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace de comunicación |
|------------------|---------------------|---------------------|--|-------------------------------|------------------|---|
| FG-0150 | 30/8/2024 02:39 | 30/8/2024 03:01 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0151 | 30/8/2024 12:54 | 30/8/2024 13:05 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0152 | 30/8/2024 13:50 | 30/8/2024 14:05 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0153 | 30/8/2024 13:55 | 30/8/2024 15:32 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0145 | 2/9/2024 15:16 | 2/9/2024 15:33 | Fusible reventando | | RC-004 | |
| FG-0155 | 3/9/2024 14:33 | 3/9/2024 14:55 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FG-0156 | 5/9/2024 04:00 | 5/9/2024 04:36 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| PD-0122 | 5/9/2024 08:00 | 5/9/2024 12:00 | Despeje programado | | CR-003 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FD-0148 | 8/9/2024 08:12 | 8/9/2024 09:29 | Reparación de puentes de línea secundarias | | RC-004 | |
| PD-0123 | 8/9/2024 13:53 | 8/9/2024 15:11 | Pasar líneas secundarias a postes de fibra | | CR-003 | |
| PD-0124 | 10/9/2024 08:00 | 10/9/2024 11:50 | Mover transformador | 10/9/2024 | CR-003 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| PD-0125 | 11/9/2024 08:00 | 11/9/2024 13:00 | Limpieza de la línea primaria | 10/9/2024 | CR-006 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FD-0146 | 12/9/2024 19:03 | 14/9/2024 19:30 | Reparar puente de Transformador que se dañó | | CR-003 | |
| FD-0147 | 16/9/2024 08:11 | 16/9/2024 08:50 | Reparar línea secundaria transformador de 25 kVA | | CR-003 | |
| PD-0126 | 18/9/2024 08:00 | 18/9/2024 12:00 | Cambio de estructura dañada | 17/9/2024 | RC-004 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FD-0148 | 20/9/2024 10:54 | 20/9/2024 11:49 | Cambio de cuchilla a transformador | | CR-007 | |
| PD-0127 | 21/9/2024 08:00 | 21/9/2024 10:00 | Cambio de transformador | 20/9/2024 | RC-004 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FD-0149 | 23/9/2024 10:23 | 23/9/2024 10:23 | Cambio de fusibles dañados. | | CR-005 | |
| FG-157 | 24/9/2024 04:02 | 24/9/2024 04:02 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0150 | 25/9/2024 10:00 | 25/9/2024 10:31 | Cambio de cuchilla dañada | 25/9/2024 | CR-005 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FG-158 | 26/9/2024 16:22 | 26/9/2024 16:53 | Disparo en planta | | IG-001 | |

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace de comunicación |
|------------------|---------------------|---------------------|----------------------|-------------------------------|------------------|---|
| FD-0151 | 26/9/2024 09:15 | 26/9/2024 10:00 | Reparación de fase C | 26/9/2024 | CR-006 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FG-159 | 28/9/2024 12:31 | 28/9/2024 14:49 | Disparo en planta | | IG-001 | |
| FD-0155 | 1/10/2024 10:24 | 1/10/2024 11:07 | No Programado | | IG-001 | |
| FD-0156 | 2/10/2024 07:24 | 2/10/2024 08:09 | No Programado | | CR-003 | |
| FD-0157 | 3/10/2024 07:17 | 3/10/2024 07:49 | No Programado | | CR-003 | |
| PD-0130 | 8/10/2024 19:30 | 8/10/2024 20:25 | Programado | | CR-006 | |
| FG-160 | 10/10/2024 20:16 | 10/10/2024 22:39 | No Programado | | IG-001 | |
| FD-0158 | 11/10/2024 12:00 | 11/10/2024 12:28 | No Programado | | CR-006 | |
| FD-0159 | 18/10/2024 16:53 | 18/10/2024 17:16 | No Programado | | CR-003 | |
| FG-0161 | 20/10/2024 06:53 | 20/10/2024 07:02 | No Programado | | IG-001 | |
| FG-0162 | 20/10/2024 17:44 | 20/10/2024 18:29 | No Programado | | IG-001 | |
| FD-0159 | 27/10/2024 17:30 | 27/10/2024 17:36 | No Programado | | CR-005 | |
| FG-0163 | 2/11/2024 08:25 | 2/11/2024 08:43 | No programado | | IG-001 | |
| FG-0164 | 4/11/2024 07:20 | 4/11/2024 07:41 | No programado | | IG-001 | |
| PD-0130 | 5/11/2024 07:39 | 5/11/2024 09:32 | No programado | | CR-003 | |
| FD-0160 | 6/11/2024 08:03 | 6/11/2024 09:32 | No programado | | CR-005 | |
| FD-0161 | 6/11/2024 13:30 | 6/11/2024 15:30 | Programado | 6/11/2024 | RC-004 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| PD-0131 | 9/11/2024 09:30 | 9/11/2024 11:45 | Programado | 9/11/2024 | CS-002 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| PD-0132 | 10/11/2024 08:00 | 10/11/2024 12:00 | Programado | 10/11/2024 | RC-004 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| FG-0165 | 15/11/2024 10:04 | 15/11/2024 11:14 | No programado | | IG-001 | |
| FD-0162 | 15/11/2024 15:28 | 15/11/2024 17:09 | No programado | | CR-006 | |
| ICD-0101 | 15/11/2024 07:21 | 15/11/2024 11:14 | Externo | | CS-002 | |
| PD-0133 | 16/11/2024 07:56 | 16/11/2024 08:40 | No programado | | CS-002 | |
| ICD-0102 | 16/11/2024 10:01 | 16/11/2024 10:27 | Externo | | CR-003 | |
| FG-0166 | 16/11/2024 13:43 | 16/11/2024 14:32 | No programado | | IG-001 | |

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace de comunicación |
|------------------|----------------------|----------------------|---------------|-------------------------------|------------------|---|
| ICD-0103 | 17/11/20 24 08:41 | 17/11/20 24 13:05 | Externo | | CS-002 | |
| FD-0163 | 17/11/20 24 19:45 | 17/11/20 24 20:00 | No programado | | CR-006 | |
| PD-0134 | 19/11/20 24 08:00 | 19/11/20 24 11:00 | Programado | 18/11/2024 | CR-003 | https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/ |
| ICD-0104 | 23/11/20 24 21:39 | 24/11/20 24 00:36 | Programado | 23/11/2024 | CS-002 | https://www.facebook.com/share/p/1B6UTyHa3D/ |
| FD-0164 | 24/11/20 24 10:55 | 24/11/20 24 11:27 | No programado | | CS-002 | |
| FG-170 | 14/12/20 24 09:00 | 14/12/20 24 09:58 | No programado | | IG-001 | |
| FG-171 | 26/12/20 24 15:19 | 26/12/20 24 15:46 | No programado | | IG-001 | |
| FD-168 | 3/1/2025 12:00 | 3/1/2025 12:20 | No programado | | CR-007 | |
| FD-169 | 4/1/2025 12:00 | 4/1/2025 13:00 | No programado | | CR-006 | |
| FD-170 | 6/1/2025 10:00 | 6/1/2025 10:58 | No programado | | CR-007 | |
| FD-171 | 8/1/2025 08:00 | 8/1/2025 12:00 | No programado | | CR-003 | |
| FD-172 | 9/1/2025 11:13 | 9/1/2025 11:42 | No programado | | CR-003 | |
| FG-172 | 14/1/2025 5 10:00 | 14/1/2025 5 10:38 | No programado | | IG-001 | |
| FG-173 | 20/1/2025 5 14:29 | 20/1/2025 5 15:59 | No programado | | IG-001 | |
| FG-174 | 27/1/2025 5 12:01 | 27/1/2025 5 12:47 | No programado | | IG-001 | |
| FD-173 | 31/1/2025 5 08:00 | 31/1/2025 5 13:00 | Programado | | CR-003 | |
| FD-174 | 6/2/2025 13:36 | 6/2/2025 14:37 | No programado | | CS-002 | |
| FD-175 | 17/2/2025 5 15:43 | 17/2/2025 5 16:36 | No programado | | CR-003 | |
| FD-175 | 6/2/2025 13:36 | 6/2/2025 14:09 | No programado | | CS-002 | |
| FD-176 | 17/2/2025 5 15:43 | 17/2/2025 5 16:36 | No programado | | CR-003 | |
| FD-177 | 19/2/2025 5 20:29 | 19/2/2025 5 21:31 | No programado | | CR-003 | |
| FD-178 | 20/2/2025 5 09:21 | 20/2/2025 5 09:53 | No programado | | CR-003 | |
| FD-179 | 23/2/2025 5 17:35 | 23/2/2025 5 20:47 | No programado | | CR-003 | |

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace de comunicación |
|------------------|---------------------|---------------------|---------------|-------------------------------|------------------|---|
| FD-180 | 28/2/2025 15:24 | 28/2/2025 15:59 | No programado | | CR-007 | |
| ICD-0105 | 26/11/2024 03:11 | 26/11/2024 19:35 | Externo | 26/11/2024 | CR-003 | https://www.facebook.com/photo/?fbid=1047280860531215&set=pcb.1047281217197846 |

Anexo 2 Tabla de interrupciones RECO

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace Medio de Notificación a los Usuarios |
|------------------|---------------------|---------------------|--------------------|-------------------------------|---|---|
| 10208 | 13/12/24 08:14 | 13/12/24 13:02 | Despeje Programado | 12/12/2024 | | Medio de Comunicación Roatan Hable Claro: https://www.facebook.com/photo?fbid=1176468860501854&set=pcb.1176468907168516 |
| 10209 | 13/12/24 09:19 | 13/12/24 12:36 | Despeje Programado | 12/12/2024 | RA.1.CON40.4.2 68, RA.2.CON40.4.2 68, RA.3.CON40.4.2 68 | https://www.facebook.com/photo/?fbid=984135567083323&set=pb.100064606663188.-2207520000 |
| 10210 | 19/12/24 08:56 | 19/12/24 12:01 | Despeje Programado | 18/12/23 | RC.1.CON45.1.2 | https://www.facebook.com/photo.php?fbid=988404779989735&set=pb.100064606663188.-2207520000&type=3 |
| 10211 | 20/12/24 08:10 | 20/12/24 11:45 | Despeje Programado | 18/12/24 | | https://www.facebook.com/photo.php?fbid=988406196656260&set=pb.100064606663188.-2207520000&type=3 |
| 10212 | 20/12/24 09:00 | 20/12/24 10:08 | Despeje Programado | 19/12/24 | 52-9 | https://www.facebook.com/photo.php?fbid=989347556562124&set=pb.100064606663188.-2207520000&type=3 |
| 10213 | 12/12/24 14:07 | 12/12/24 16:19 | No Programado | | RA.1.CON45.4.4 04 | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| 10214 | 16/12/24 15:20 | 16/12/24 16:38 | No Programado | | RC.4.CON45.4.3 58 | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| 10215 | 19/12/24 08:57 | 19/12/24 11:34 | No Programado | | RC.2.CON45.4.1 28 | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| 10216 | 20/12/24 18:59 | 20/12/24 19:42 | No Programado | | | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| 10217 | 21/12/24 21:14 | 21/12/24 23:18 | No Programado | | RC.2.CON45.4.1 28 | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| 10218 | 23/12/24 14:52 | 23/12/24 15:57 | No Programado | | | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |

| ID_ Interrupción | Fecha y Hora Inicio | Fecha y Hora Cierre | Causa | Fecha Notificación al Usuario | Código de Equipo | Enlace Medio de Notificación a los Usuarios |
|------------------|---------------------|---------------------|---------------|-------------------------------|----------------------|--|
| I0219 | 26/12/24 08:52 | 26/12/24 09:19 | No Programado | | | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| I0220 | 26/12/24 13:35 | 26/12/24 13:50 | No Programado | | 52-7 | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| I0221 | 26/12/24 14:41 | 26/12/24 15:57 | No Programado | | 52-7 | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| I0222 | 27/12/24 06:32 | 27/12/24 09:04 | No Programado | | | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| I0223 | 28/12/24 14:42 | 28/12/24 18:29 | No Programado | | RC.2. CON45.4.128 | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| I0224 | 12/12/24 18:29 | 12/12/24 19:04 | No Programado | | | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| I0225 | 29/12/24 22:38 | 29/12/24 23:26 | No Programado | | | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |
| I0226 | 29/12/24 22:38 | 29/12/24 23:42 | No Programado | | | La interrupción no fue provocada por una interrupción programada |

CERTIFICACIÓN DE INFORME “P12-PF03 PI01 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DEL TRIMESTRE I”

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 PI01 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DEL TRIMESTRE I” se compone de **94 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 28 días del mes de marzo del año 2025.

