

# INFORME DE FISCALIZACIÓN

## **CUMPLIMIENTO DE LA NORMATIVA DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA**

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



TRIMESTRE IV

DICIEMBRE DE 2024

## ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
SEGUIMIENTO INFORME TRIMESTRAL IV .....	7
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	11
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	41
INFORME FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS .....	101

## 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
UTCD	Unidad Técnica de Control de Distribución

## 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 2024, en particular, con respecto al Producto Final 05 del Programa 12; ha elaborado el presente documento con el fin de presentar los resultados de la 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).

Con respecto a los indicadores de confiabilidad en el sistema de principal de transmisión se evalúa el II semestre del año para observar su evolución en donde existe una tendencia de crecimiento de aproximadamente el **32 %** más del valor del TIF y un **50 %** del DIF para el año 2024 en comparación con el año anterior. Siendo la línea L650, correspondiente a la subestación de Juticalpa-Patuca Dos, que presenta el mayor número de indisponibilidades forzadas con un TIF de **134** y una duración total de **6,426 minutos**, presentando una gran desviación de ambos indicadores TIF y DIF con un porcentaje desviación de **194 %** y **190 %** respectivamente.

Los indicadores de calidad para el sistema interconectado nacional y el análisis elaborado en el sistema de distribución, se ha evaluado a los indicadores de SAIDI y SAIFI en el sistema, estos análisis ayudan para realizar la comparativa entre la forma en la cual la UTCD calculan estos indicadores y la metodología en la cual la CREE hace su evaluación de los indicadores, se realizó la evaluación por cada equipo que opera en sistema ya sean reconectadores e interruptores en la línea, se tomó en consideración el número total de usuarios afectados por cada equipo para obtener datos puntuales de los indicadores, la información con la que se trabajó trae un recuento desde el año 2023 donde se registran **85.43** para el SAIFI y **152.11** para el SAIDI durante los dos semestres, para el año 2024 se registra **113.67** para el SAIFI y **64.88** para el SAIDI durante (8) meses que se tiene registros.

Asimismo, se realizó una campaña de calidad con el objetivo de verificar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la NT-CD derivado de hallazgos en procesos de fiscalización, reclamos, y solicitudes. Se identificaron cuatro puntos de control para el análisis de calidad del producto en base a los hallazgos de referencia así como se muestra en la Tabla 1.

Empresa de Referencia	Circuito
Corrugados de Sula	CHM 215
Inversiones EMCO (Alutech)	RNA 385
Dinaplast	VNU 392
LEAR NACO	NCO 364

Tabla 1 Puntos de control campaña de calidad (fuente: propia)

Los indicadores de calidad del producto se encuentran dentro de las tolerancias establecidas en la NT-CD por lo que no existe incumplimiento por parte de la empresa distribuidora; sin embargo existen dos incumplimientos en los indicadores que miden la incidencia por parte del usuario.

Circuito	Regulación de tensión	Factor de potencia equivalente	Distorsión armónica total de tensión DATT	Distorsión armónica total de corriente DATC	Distorsión de demanda total TDD	Desbalance de tensión
<b>NCO L364</b>	Cumple	No cumple	Cumple	Cumple	No cumple	Cumple
<b>VNU L392</b>	Cumple	No cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
<b>RNA L385</b>	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
<b>CHM L215</b>	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

Tabla 2 Resultados indicadores de calidad del producto campaña de calidad (fuente: propia)

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 con la capacidad instalada de la red, ya que no se cuenta con la vinculación usuario-red. Y el resultado de los indicadores aumentaron en comparación con el I semestre del 2024 Los indicadores de confiabilidad globales calculados para II semestre del 2024 resultaron en un ASIDI de **125.26** y en **66.60** para el ASIFI, estos valores sobrepasan las tolerancias establecidas en la norma por una desviación porcentual de **170 %** y de **166 %**, respectivamente.

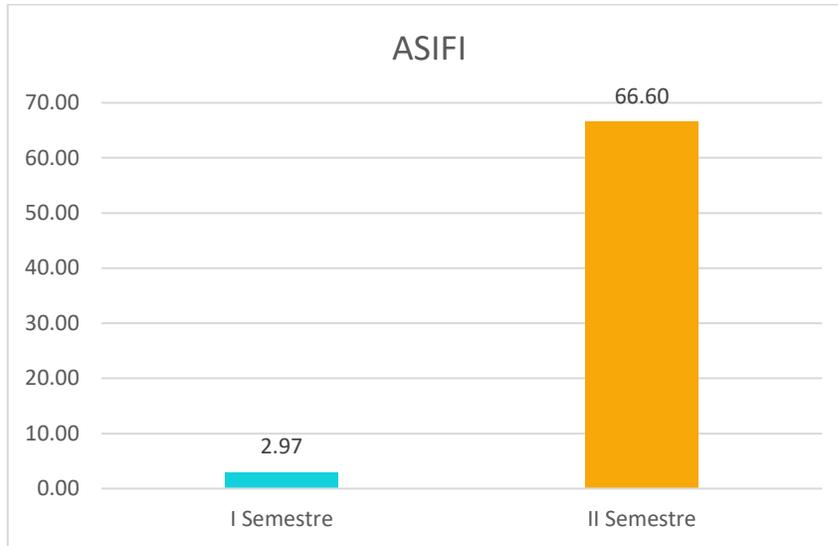


Gráfico 1 ASIFI de UPCO para el 2024 (fuente: propia)

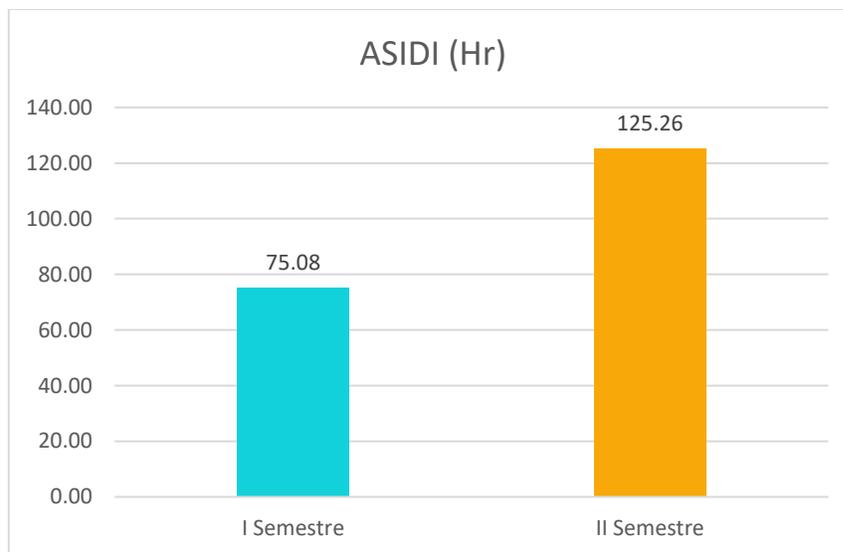


Gráfico 2 ASIFI de UPCO para el 2024 (fuente: propia)

## SÉGUIMIENTO 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 en 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 2024)	Estado (Pendiente en proceso, finalizado)
1	Reunión con el departamento de transmisión de la ENEE en validación de la información necesaria para la evaluación de los indicadores de confiabilidad	Acción	Informe de reunión	Semana 49	Finalizado
2	Reunión con CND para clasificar el estado de las bases de datos con respecto al sistema de transmisión	Acción	Informe de reunión	Semana 49	Pendiente
3	Reunión con la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) en seguimiento al proyecto BDR para el intercambio de información entre instituciones	Acción	Informe de reunión	Semana 48	Finalizado
4	Transferencia de información sobre los mantenimientos y maniobras realizados en el	Documento	Respuesta oficio No.	Semana 49	Finalizado

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2024)	Estado (Pendiente en proceso, finalizado)
	sistema de transmisión.		CREE 670-2024.		
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	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	Finalizado
7	Requerimiento de información de mantenimientos y maniobras en las líneas de distribución desde septiembre hasta noviembre	Documento	Oficio No. CREE-673-2024	Semana 51	Pendiente

Tabla 3 Matriz de Seguimiento Informe Trimestral IV

Con respecto a la retroalimentación de las recomendaciones establecidas en el Informe Trimestral IV, para el Sistema de Transmisión se está implementando la transferencia de datos de manera periódica con el Empresa Transmisora, se envió un Oficio No. CREE 670-2024 con el objetivo de solicitar la información correspondiente para la evaluación de los indicadores de confiabilidad.

En el Sistema de Distribución se dio continuidad al proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR) en donde ya 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 esta una vez ya subsana la información según las oportunidades de mejora que se identificaron y se discutieron en la inspección.

Y con respecto a 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; asimismo, luego de la inspección realizada al sitio la información ha sido mejorada con respecto a las disposiciones establecidas en la reunión con la Empresa Distribuidora.

# INFORME DE FISCALIZACIÓN

## **CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



TRIMESTRE IV

DICIEMBRE DE 2024

## 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 año 2024 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 2024

La Gerencia de Transmisión de la ENEE registra los datos sobre las aperturas y cierres de las líneas durante eventos forzados y programados que completan a lo largo del año, y se compara con la información proporcionada por el Centro Nacional de Despacho. Y 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 de manera mensual.

## 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 vigencia 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 la evolución de los indicadores de confiabilidad para el sistema de transmisión del primer semestre del año 2024.

### 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 4 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 5 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:

Tensión KV	Etapa
230	2
138	1
69	0.5

Tabla 6 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  $\geq 0$ , 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 **Ilustración 1** muestra un diagrama de flujo del procedimiento de la evaluación de indicadores

de confiabilidad en el sistema de transmisión.

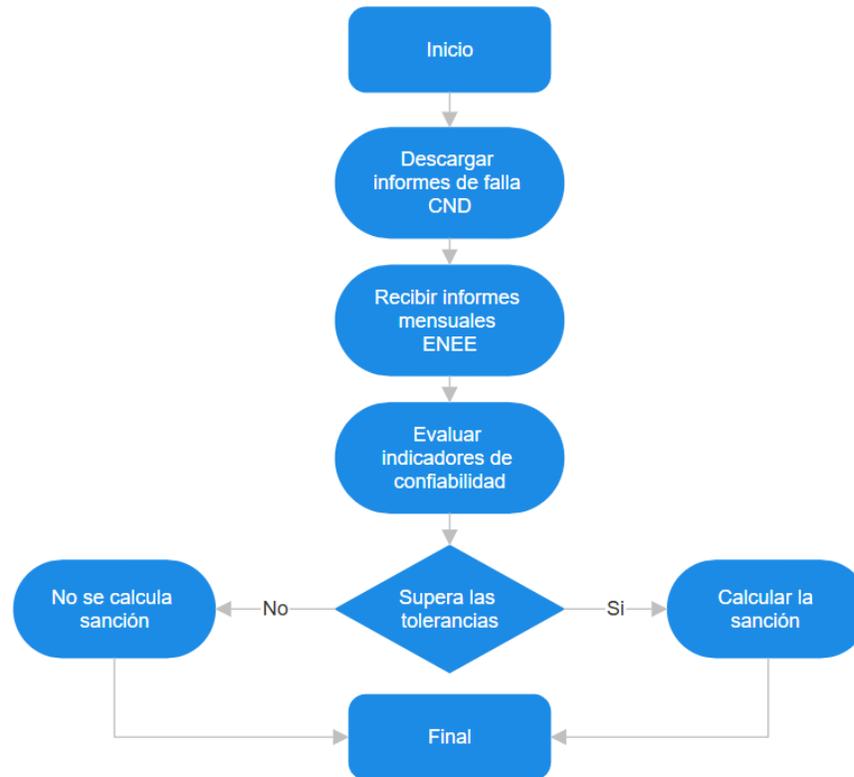


Ilustración 1 Diagrama de Flujo procedimiento Cálculo de Indicadores de Confiabilidad (Fuente: Propia)

### Aplicabilidad de las sanciones

Para fines de ejercicio para comprobar la aplicación de la norma en temas de incumplimiento. Se calculó la sanción de una línea que incumple con lo establecido en la NT-CT; se tomó la línea L650 conectada en 230 KV bajo los términos siguientes:

- TIF de 10
- DIF de 200 minutos

Para el cálculo de la sanción se utiliza la Fórmula 3, la Fórmula 4, la Fórmula 5.

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

$$S_{NTIFL_i} = [10 - 2] * \frac{200}{10} * 2 * \frac{RHT}{60}$$

La Remuneración Horaria de Transmisión (RHT) es el peaje anual que recibe por una instalación dividido entre las horas del año (8,760 en un año no bisiesto y 8,784 en un año bisiesto). La RHT aun no es calculable por la razón que aún no se identifica la cantidad de energía sobre las instalaciones, asimismo aplica para la sanción del DIF y por ende la sanción total que la empresa transmisora debe de pagar hasta el momento no se puede calcular.

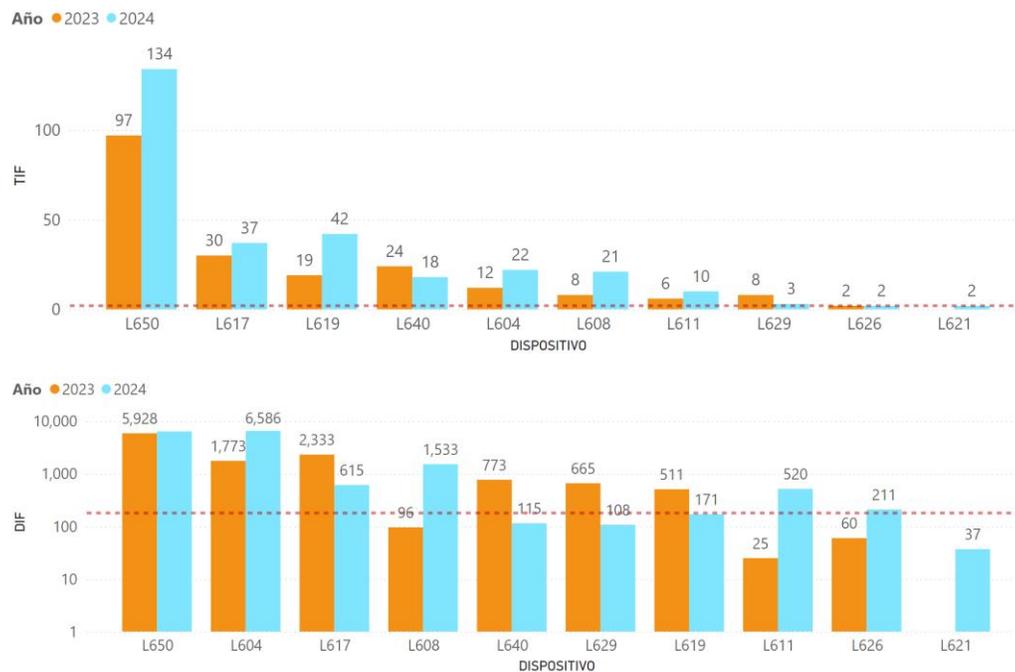
## RESULTADOS

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

### *Evaluación de Indicadores de Confiabilidad 2024 Informes de falla CND*

El análisis se realizó para cada línea de transmisión que registro indisponibilidad durante el año 2024, y los mismos se evaluaron para distintos niveles de tensión.

Las líneas en el nivel de tensión en el año 2024 en comparación con el año 2023 muestran un incremento en el TIF y el DIF, teniendo una desviación porcentual promedio aproximada del **190 %** para el TIF y de **199 %** para el DIF, con respecto a las tolerancias establecidas.



*Ilustración 2 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 230 KV 2023 - 2024 (fuente: propia)*

Las líneas en 138 KV superan las tolerancias establecidas en la NT-CD, y se observa que en el 2024 existe un incremento en ambos indicadores TIF y DIF en comparación con el año 2023, con una diferencia promedio

aproximada de **159 %** y **200 %** respectivamente.

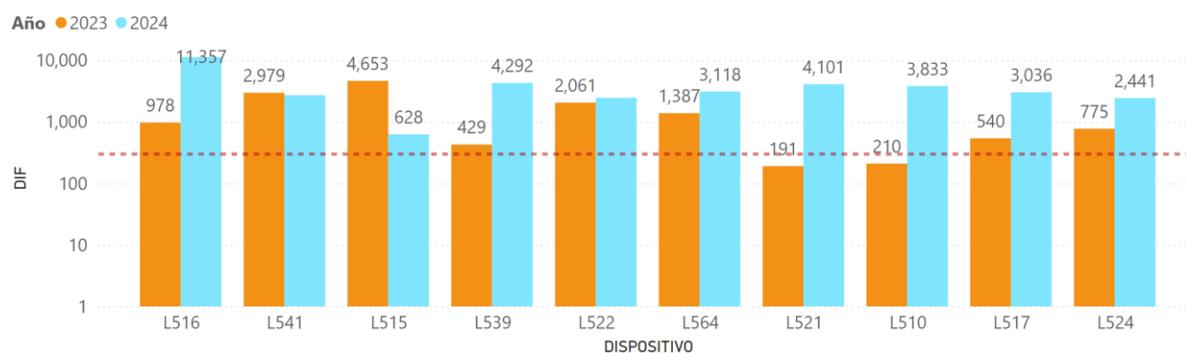
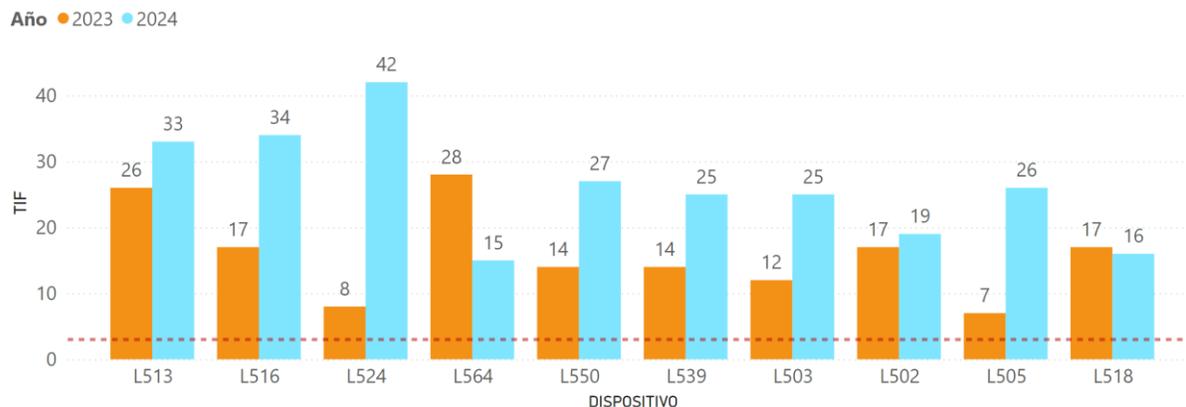


Ilustración 3 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 138 KV 2023 - 2024 (fuente: propia)

Las líneas conectadas en el nivel de tensión de 69 KV muestran un incremento significativo en el indicador del TIF con una desviación promedio aproximado del **101 %** en el 2024 en comparación con el 2023. Para el

DIF se observa un leve incremento de aproximadamente un **200 %**.

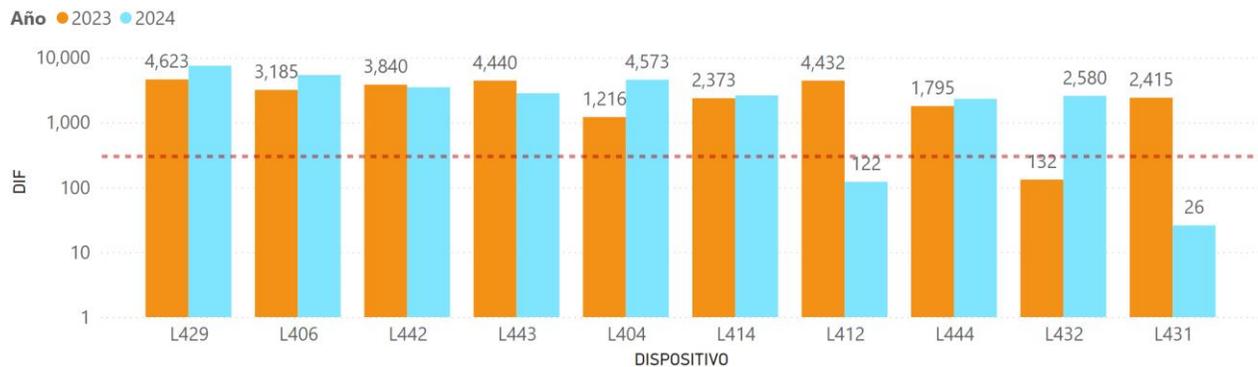
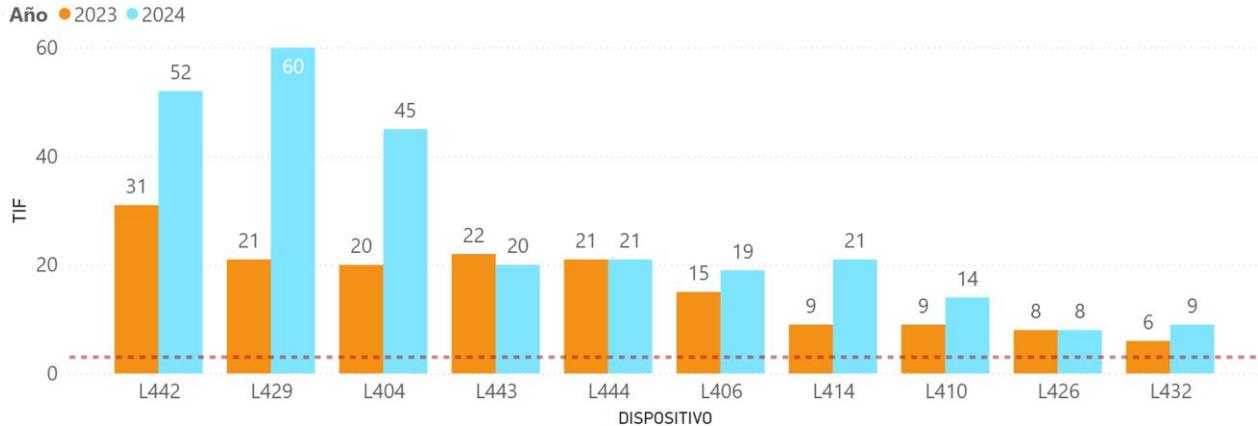


Ilustración 4 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 69 KV 2023 - 2024 (fuente: propia)

El principal hallazgo en las líneas de transmisión en comparación con el año 2023, es que en algunas de las líneas en los distintos niveles de tensión aumentaron su Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) alrededor de un **30 %** durante el 2024. Y la Duración de Indisponibilidad Forzada (DIF) en la mayoría de las líneas se mantiene con un leve aumento de alrededor de un **15 %**. Sin embargo, todas las líneas superan las tolerancias establecidas en la NT-CT.

### Evaluación de Indicadores de Confiabilidad 2024 Maniobras Gerencia de Transmisión ENEE

Las diez líneas en el nivel de tensión de 230 KV que presentan mayores resultados en los indicadores para el 2024 son las que se muestran la siguiente Ilustración 5. Siendo la línea L650, que pertenece a la red de Juticalpa, la que presenta una mayor desviación con respecto a la tolerancia de aproximadamente un **178.95 %**.

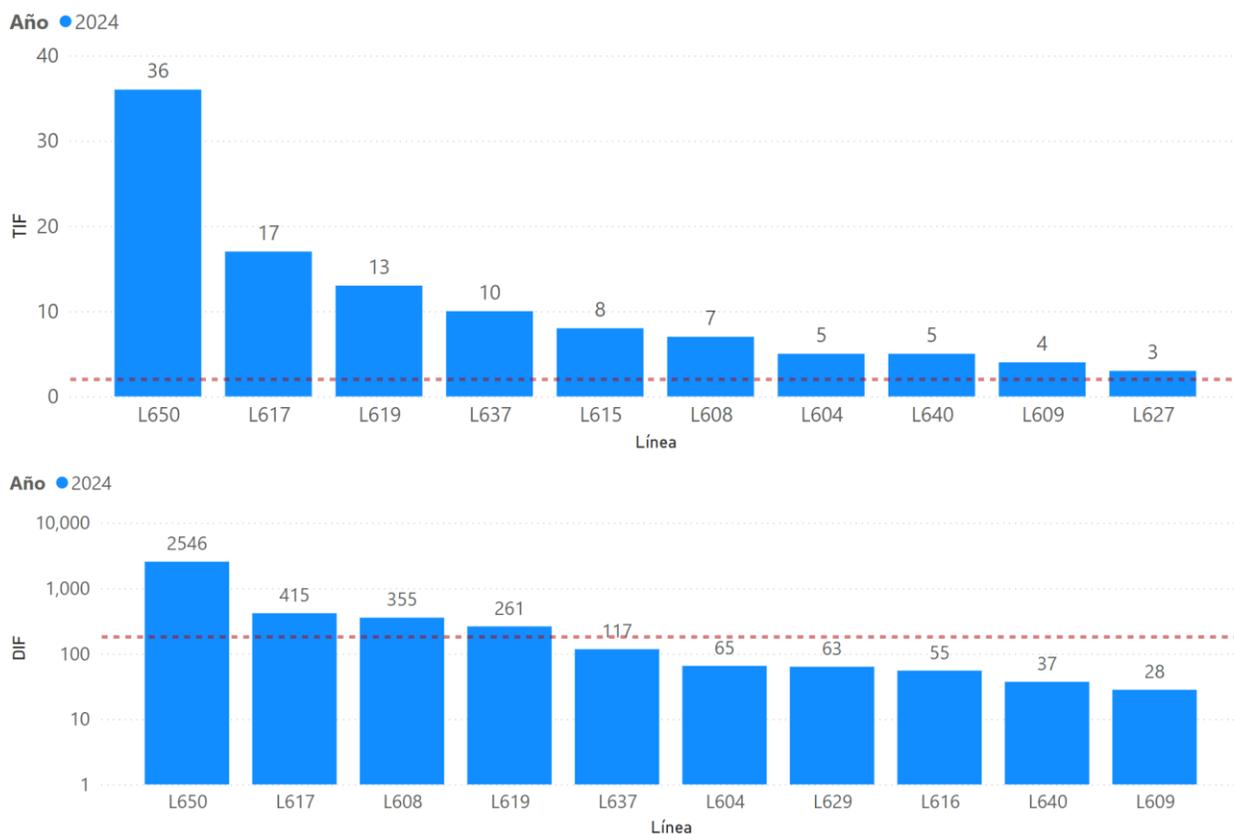
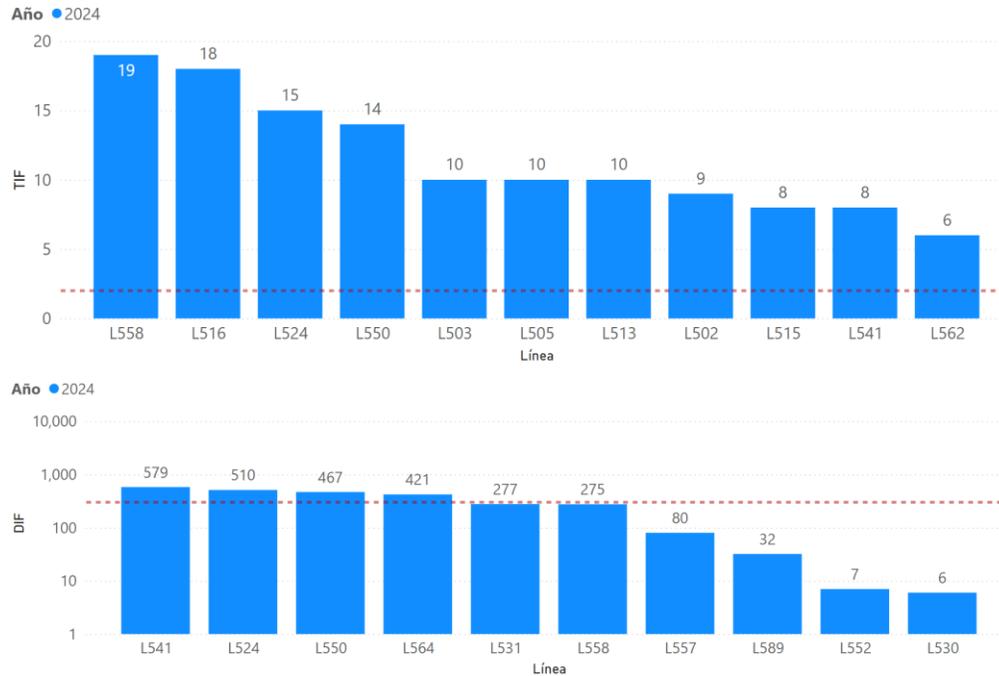


Ilustración 5 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 230 KV 2024 ENEE (fuente: propia)

Las primeras 10 líneas de 138 KV que presentan mayor desviación en sus indicadores son las que se muestran en la Ilustración 6. El TIF es superado por todas las líneas, y el DIF solamente por cuatro líneas con una desviación promedio aproximada de un **48 %**.



*Ilustración 6 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 138 KV 2024 ENEE (fuente: propia)*

Las 10 líneas de transmisión que presentan mayor valor en sus indicadores se observan en la siguiente Ilustración 7 donde la desviación porcentual promedio con respecto a la tolerancia sobre el TIF es de aproximadamente **134 %** y del DIF es de aproximadamente **200 %**.

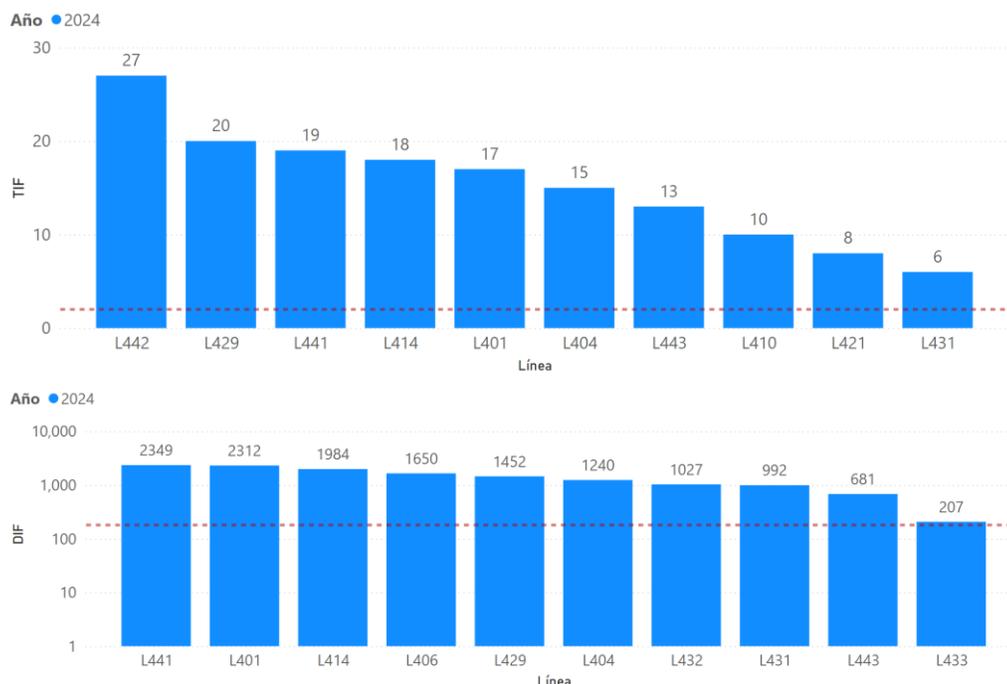


Ilustración 7 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 69 KV 2024 ENEE (fuente: propia)

### **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 comenzando por la solicitud de la información hacia la Gerencia de Transmisión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para la evaluación mensual de los indicadores y verificar la evolución de la confiabilidad del sistema de transmisión. La transferencia de datos se estableció en una reunión con la Gerencia de Transmisión de realizarse los primeros 10 días de cada mes iniciando el próximo año.

Asimismo, a raíz de la necesidad de la transformación de datos se planificó para el siguiente trimestre comenzar un proyecto de base de datos regulatorios con la información recibida por parte de la Gerencia de Transmisión para tener un proceso de datos de manera eficiente.

### Proyectos de Mejora de calidad en el Sistema de Transmisión

A continuación, se detalla en la **Tabla 7** 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 IV 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 III Trimestre	Estado del Proyecto IV Trimestre
Construcción de Línea de transmisión San Pedro Sula Sur - San Buenaventura en 230kv y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura.	<b>99.6 %</b>	<b>99.7 %</b>
Construcción de Línea de transmisión San Pedro Sula Sur - San Buenaventura en 230kv y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura.	<b>91.2 %</b>	<b>92.8 %</b>
Construcción de línea de transmisión Miraflores - Laínez en 138 kv y ampliación de subestaciones Miraflores y Laínez.	<b>72.8 %</b>	<b>96.3 %</b>
Construcción de subestación El Centro y ampliación de subestación Bellavista.	<b>65.3 %</b>	<b>78.4 %</b>
Construcción de la subestación Siguatepeque / Ampliación de la subestación Choloma / Ampliación subestación Toncontín	<b>60.6 %</b>	<b>76.5 %</b>

Nombre del Proyecto	Estado del Proyecto III Trimestre	Estado del Proyecto IV Trimestre
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	<b>45.5 %</b>	<b>53.7 %</b>
Construcción subestación La Victoria / Construcción subestación Calpules	<b>35.1 %</b>	<b>64.6 %</b>
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	<b>30.0 %</b>	<b>33.7 %</b>
Compensación Reactiva	<b>30.0 %</b>	<b>30.0 %</b>
"Construcción y Pruebas de Ampliación de Subestación Eléctrica de Progreso 150MVA, 230/138KV, 150MVA (Fase II).	<b>30.0 %</b>	<b>74.2 %</b>

Tabla 7 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 de la separación de la línea hacia una barra con los equipos de protección respectivos y son las que se muestran en la Tabla 8. Se consultó con la Gerencia de Transmisión y manifestaron que en algunas de las líneas se están realizando las construcciones pertinentes, donde la Dirección de Fiscalización realizar las acciones respectivas con la verificación de las líneas.

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 8 Líneas derivadas en 138 KV y 69 KV (fuente: propia)

## CONCLUSIONES

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

1. Los indicadores de confiabilidad TIF y DIF evaluados en el sistema de transmisión para el año 2024 superan las tolerancias establecidas en la NT-CT, y tuvieron un aumento en comparación con el año 2023.
2. La línea que presenta los indicadores de confiabilidad más altos es la L650 que va de la subestación de Patuca III hacia Juticalpa Dos, con una desviación aproximada del TIF de **194 %** y de **190 %** para el DIF.
3. Se identificó que algunas indisponibilidades forzadas en las líneas de 138 y 69 KV pueden ser efecto de las derivaciones en la red de transmisión que no tienen una construcción apropiada.
4. Avance ejecución de PMC

## RECOMENDACIONES

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

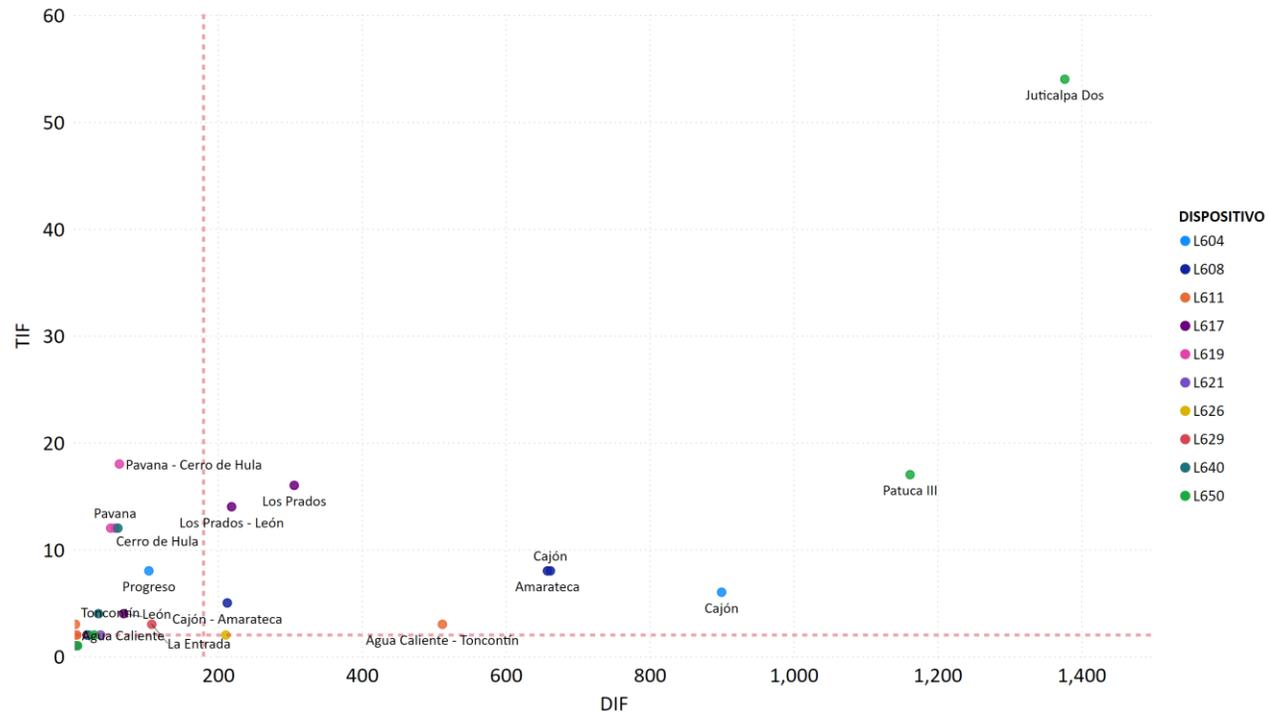
1. Se recomienda que la información se evalúe de manera mensual para analizar la confiabilidad del sistema de transmisión a través del tiempo.
2. Se recomienda la creación de una base de datos regulatorios para la información con respecto a las maniobras realizadas en la red de transmisión por parte de ENEE y el CND, para fines de transformar la información de manera eficiente y segura.
3. Se recomienda la solicitud de información hacia la Gerencia de Transmisión de la ENEE con respecto a la derivación de las líneas de transmisión en 138 y 69 KV.

## MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

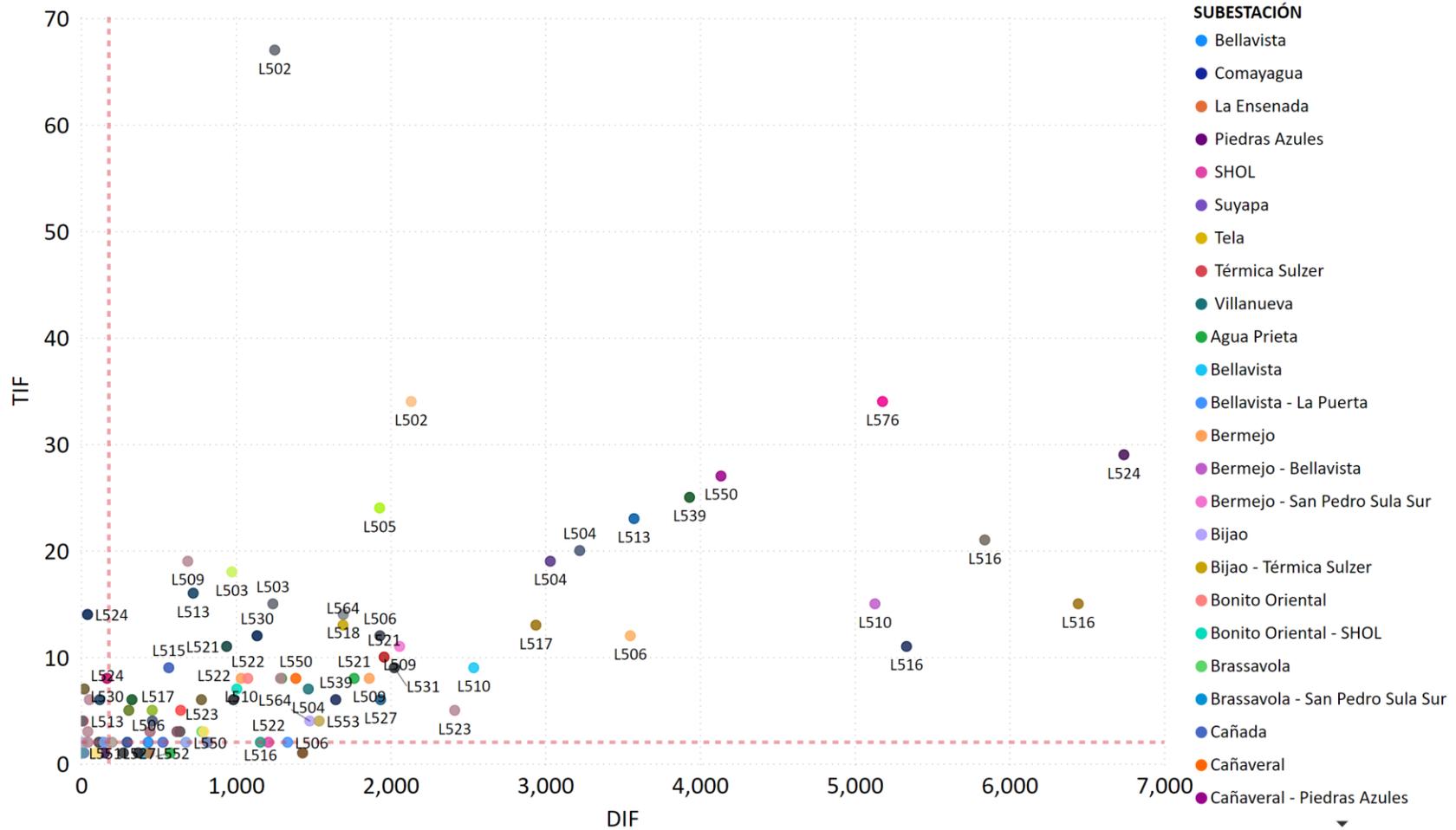
No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Transferencia de información sobre los mantenimientos y maniobras realizados en el sistema de transmisión.	Documento	Respuesta oficio No. CREE 670-2024.	Semana 7	Pendiente
2	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 7	Pendiente
3	Verificación del estado de ejecución de los Proyectos de Mejora de Calidad	Inspección	Acta de inspección	Semana 15	Pendiente
3	Verificación de líneas de transmisión derivadas en 138 KV y 69 KV	Inspección	Acta de inspección	Semana 17	Pendiente

## ANEXOS

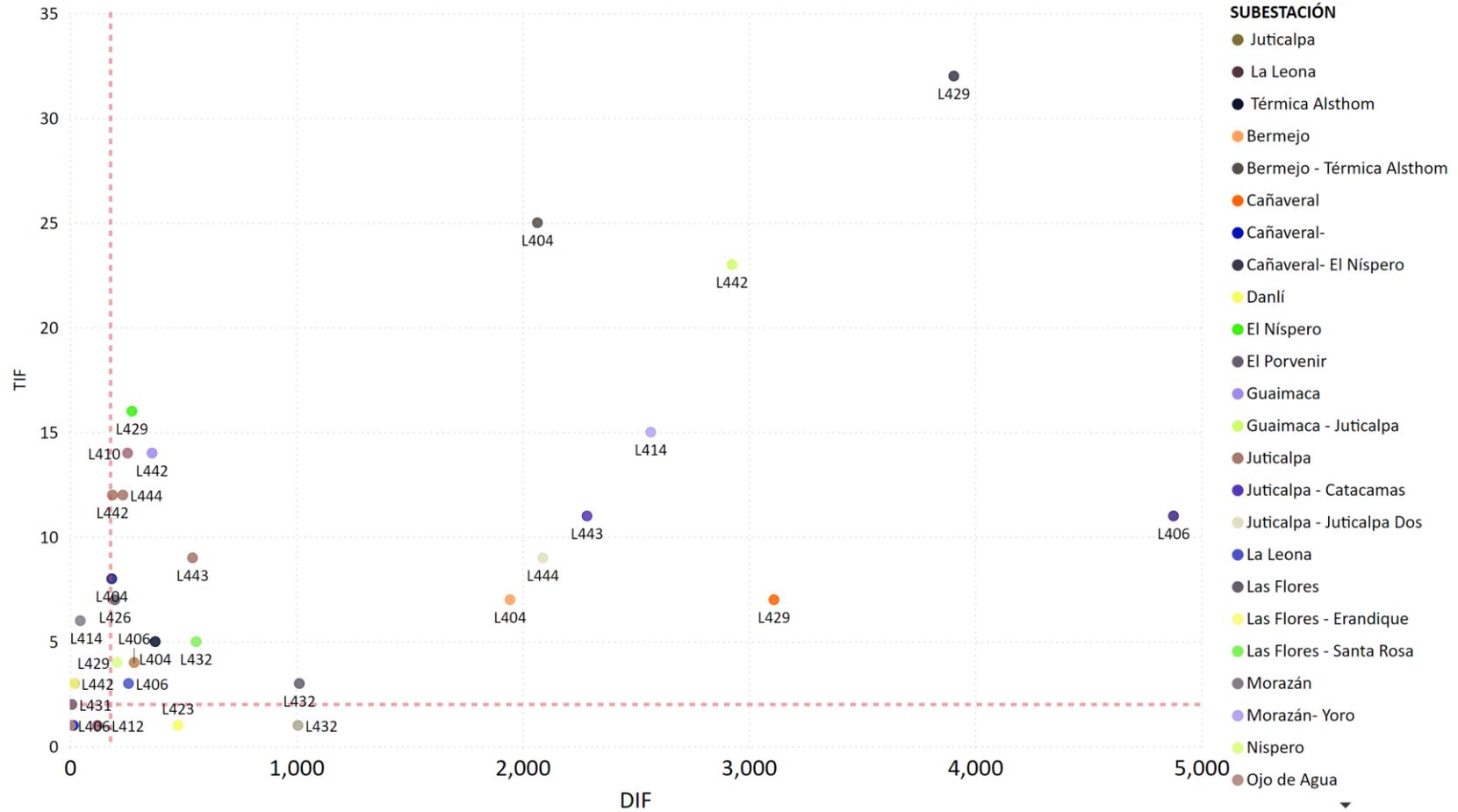
### Anexo 1 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 230 kV Informes de falla CND 2024



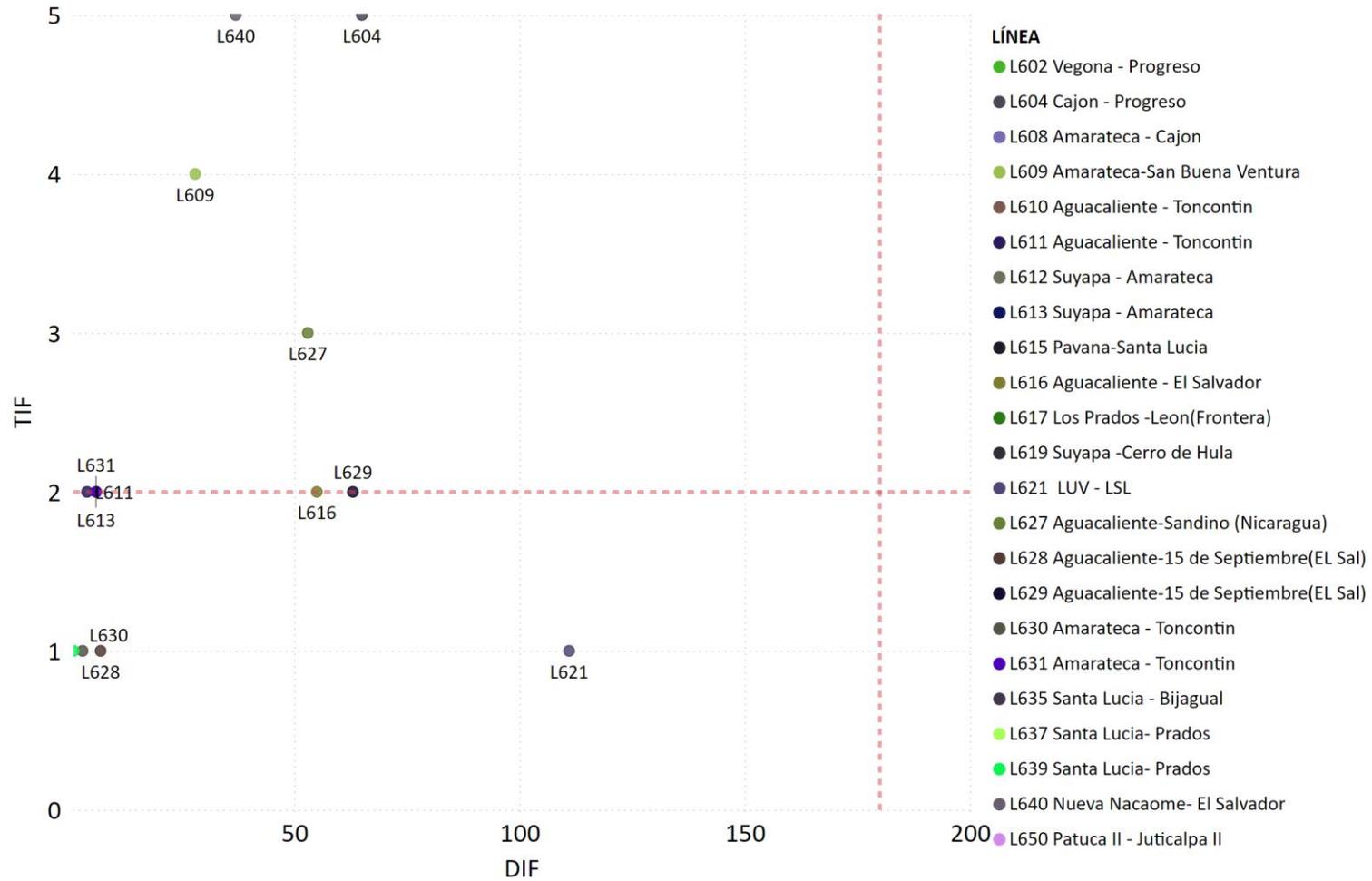
Anexo 2 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 kV informes de falla CND



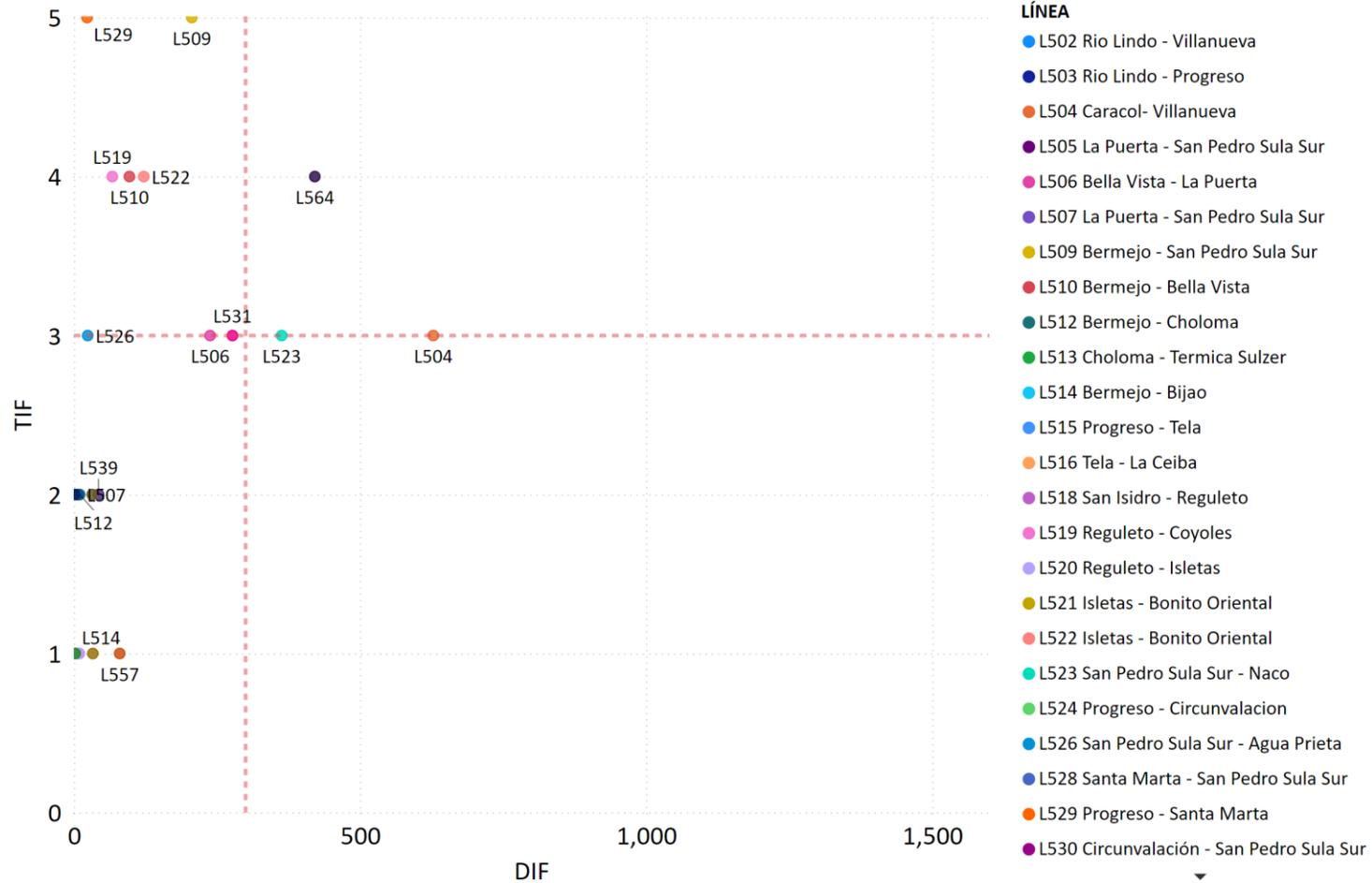
Anexo 3 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 69 kV informes de falla CND



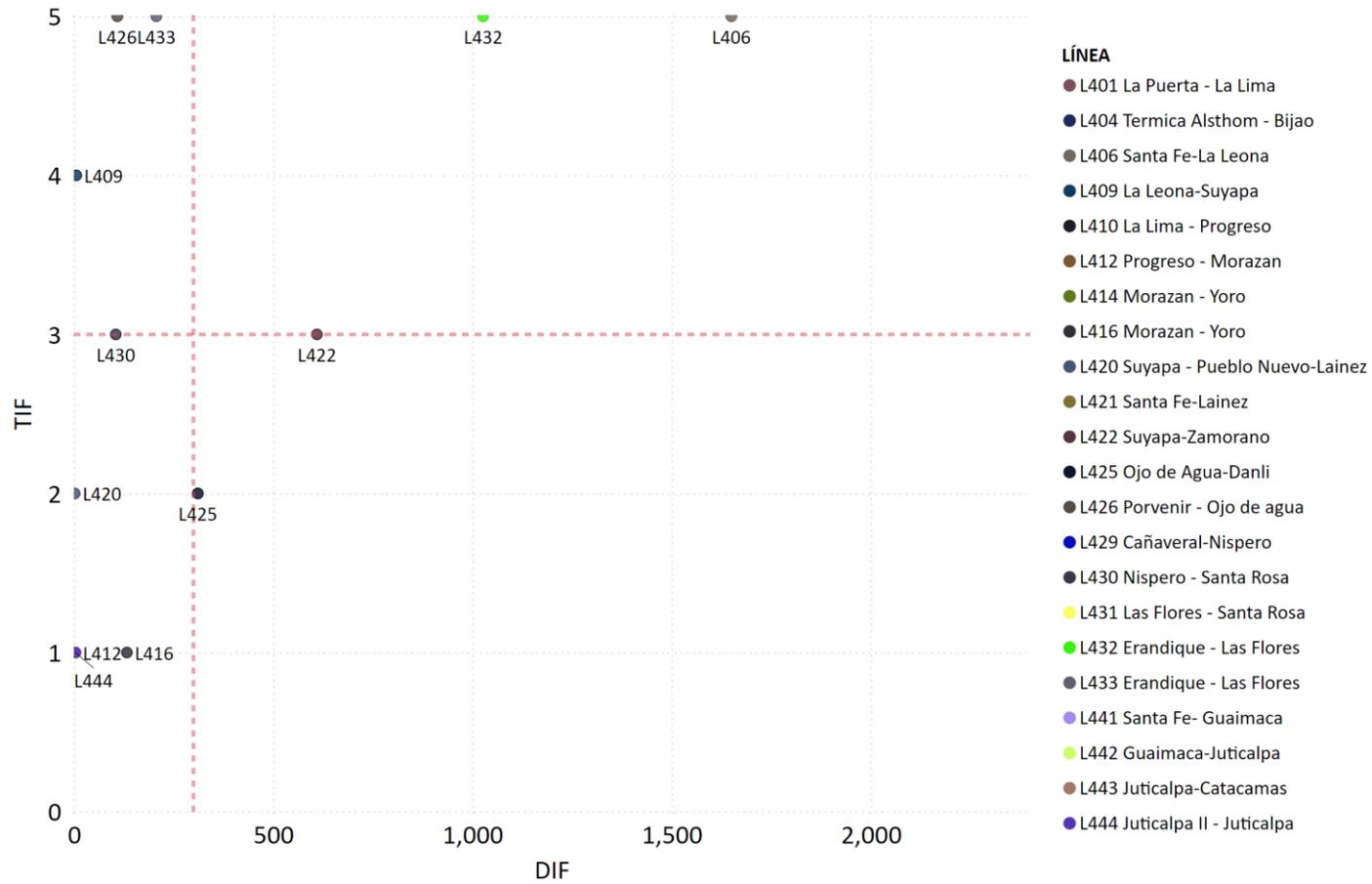
Anexo 4 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 230 KV Datos ENEE



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**



# INFORME DE FISCALIZACIÓN

## **CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SIN**

---

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



TRIMESTRE IV

DICIEMBRE DE 2024

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

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo presentar 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 del producto por medio de las campañas de calidad.

### Objetivos específicos

1. Evaluar la evolución de los índices de confiabilidad del sistema de distribución durante el año de 2024 mediante la revisión de la información de mantenimientos y maniobras.
2. Determinar las desviaciones 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, así mismo en la NT-CD.
4. Analizar los resultados que se obtengan de las campañas de calidad realizadas en diferentes empresas para determinar la calidad del producto.

## ANTECEDENTES

La información utilizada en este informe se describe en una secuencia lógica de diversos eventos para llevar a cabo 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 III

#### Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras abril - agosto

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-518-2024 Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras abril – agosto**, en la fecha del 07 de octubre 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. Esta información se espera recibir en septiembre para ser evaluado en el informe trimestral III, pero por razón que se desconoce la información fue recibida en octubre del presente año por lo cual se hizo uso de esa misma información en las evaluaciones de trimestre IV del 2024.

#### 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 espera la información solicitada pero la cual no fue recibida la información 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).

## ***Calidad del servicio / Campañas de calidad***

### **Corrugados de Sula**

La empresa Corrugados de Sula mediante un reporte dirigido a la Comisión, manifestó recibir un suministro deficiente durante los meses de julio a agosto del 2023. Asimismo, el usuario expresó haber realizado el acercamiento con la ENEE; sin embargo, no obtuvo respuesta positiva en relación con lo que la empresa experimentó durante los meses anteriormente mencionados. Con base en lo anterior se realizará la medición en sus instalaciones y determinar las causas que generan la deficiencia en el suministro según lo manifestado por la empresa. De igual manera, la CREE mediante el Oficio CREE-305-2024 solicitó a la empresa distribuidora información sobre la estrategia para la mejora de calidad en el circuito L-215, a lo que la empresa distribuidora remitió su respuesta mediante el Memorándum DIST 60-14-X-2024 donde se describe la propuesta para cambiar de circuito a la empresa Corrugados de Sula.

### **Inversiones EMCO (ALUTECH)**

Del proceso de inspección CREE-023-2023 realizado en fecha 07 al 10 de noviembre de 2023, se identificó que la empresa generadora BECOSA brinda el suministro de energía eléctrica a la empresa Inversiones EMCO (a la presente denominada ALUTECH). Actualmente el plantel industrial cuenta clave de usuario 1203405 activa, esta sociedad mercantil cuenta con suministro de una empresa generadora y de la Empresa Distribuidora, con la finalidad de validar la calidad en el sistema de distribución en el circuito RNA-385, se plantea realizar un estudio de calidad a ALUTECH.

### **Park Energy S.A de C.V**

Durante el proceso de inspección CREE-024-2023 de fecha 08 al 10 de noviembre de 2023 realizado a la empresa generadora Park Energy, el personal designado informaba sobre la pésima calidad de la energía que brinda la Empresa Distribuidora, y que en los casos que el parque industrial recibía suministro de la red, este afectaba los procesos de producción de las bodegas industriales. Esta empresa se encuentra conectada al sistema de distribución como usuario al circuito NCO-L364 conectado a 34.5 kV asociado a la clave 1135044. La empresa Prime Yarns S de R.L. se encuentra conectada al mismo circuito por lo que se recomienda evaluar los niveles de calidad y validar los indicadores de calidad del suministro que reciben de la Empresa Distribuidora.

## DINAPLAST

Durante el desarrollo de la inspección CREE-017-2023 realizada en fecha 27 de julio de 2023 manifestaba la sociedad mercantil DINAPLAST, manifestaron que optaba en realizar transacciones en el mercado eléctrico nacional directamente con una empresa generadora en su solicitud como consumidor calificado manifestó que, debido a la mala calidad del servicio brindado por la Empresa Distribuidora, lo que ocasionaba pérdidas de producción. La empresa Polartika SPS S.A se encuentra conectada al circuito VNU-392 en 34.5 kV por lo que se recomienda evaluar los niveles de calidad y validar los indicadores de calidad del suministro que reciben de la Empresa Distribuidora.

De acuerdo con los casos planteados anteriormente, la Dirección de Fiscalización planteó la ejecución de campañas de calidad para verificar los indicadores de calidad y confiabilidad del servicio que brinda La Empresa Distribuidora en los circuitos mencionados anteriormente. En la Tabla 1 se comparte el detalle de los usuarios donde se realizaron los estudios de calidad.

Empresa de Referencia	Circuito
Corrugados de Sula	CHM 215
Inversiones EMCO (Alutech)	RNA 385
Dinaplast	VNU 392
LEAR NACO	NCO 364

*Tabla 9 Identificación de puntos de control*

## 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.

Se establece que en el Artículo 15. Atribuciones, responsabilidades y obligaciones de los usuarios y consumidores clasificados en edición a lo que establece la LGIE dicta lo siguiente:

- a. Artículo 15, inciso B. Colaborar con el proceso de detección de perturbaciones y realizar en sus instalaciones eléctricas las acciones correctivas requeridas por la Empresa Distribuidora con el fin de evitar introducir perturbaciones a la red que afecten la Calidad del Producto.
4. La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), en el título II, Calidad del Producto, Capítulo I, Disposiciones Generales, establece en sus artículos lo siguiente:
    - a. Artículo 16. Que la evaluación de la Calidad del Producto será evaluada mediante el sistema de gestión de la Calidad del Servicio.
    - b. Los índices de calidad se evaluarán de la siguiente manera:

- i. Los índices penalizables de Calidad del producto los cuales son: regulación de tensión, Distorsión armónica de tensión y severidad en el parpadeo.
  - ii. Índices no penalizables de Calidad del Producto que se mencionan a continuación: desbalances de tensión, huecos y picos de tensión y variación de frecuencia.
- c. En el Artículo 17 se menciona que los intervalos de medición en la medición de los parámetros de control de la Calidad del Producto serán realizados en intervalos de (10) minutos, con base en los periodos de agregación definidos en la norma IEC-61000-4-30 para la medición clase A.
- d. Los establecido en el Artículo 18. Validez de los registros obtenidos donde se menciona que se tomaran como no validos aquellos registros que se vieron afectados por interrupciones de servicio; que el periodo de agregación sea distinto de diez (10) minutos, que algunos del registro presenten una incoherencia respecto al tipo de dato esperado o que la fecha de registro sea anterior a la fecha de instalación del equipo de medición o posterior a la fecha de su retiro de acuerdo con lo informado.
- e. EL Artículo 19 establece un lapso mínimo para la medición y lectura de los parámetros de control será de al menos siete (7) días consecutivos denominado periodo de medición.
- f. En ultima mención en dentro de la legalidad se establece en el Artículo 21. Validez de las mediciones obtenidas. Las mediciones obtenidas en cada periodo de medición deberán ser evaluados y clasificados según su validez siendo no validas aquellas que cumplen con las condiciones siguientes: que al menos cinco (5) por ciento de los registros obtenidos sean considerados no válidos; que los que los datos informados en la planilla de instalación y retiro no permitan garantizar su adecuado procesamiento.

## 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 sistema se realizó según la información que se gestionó por medio del requerimiento de información desde el mes de enero hasta agosto del 2024, 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 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 se consideró todas las interrupciones registradas mayores a (3) minutos, de igual forma se evalúa y calcula 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 no de final. Son dos variables que se clasifican en indicadores globales e indicadores individuales; en esta ocasión 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 (1) semestre del año 2024 y (2) meses del semestre (2).

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 el año 2023 y el año 2024 siendo estos desde enero hasta agosto, se detalla en la información lo siguiente de acuerdo con los parámetros solicitados:

- Código del equipo
- Tipo de equipo
- Fecha y hora de apertura y cierre de los mantenimientos y maniobras
- Causa de los mantenimientos y maniobras
- El origen (especificando si fue en distribución o transmisión)
- El número de usuarios afectados

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. Análisis el 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 los que dicta la normativa de un análisis semestral del año 2024 de los meses de enero hasta agosto, en que 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 hojas 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 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)

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

La evaluación se realizó en base los 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 calculado por alimentador) 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*

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

*Fórmula 7 Tiempo medio de interrupción por usuario calculado por alimentador*

Se recibió la información presentada a la CREE; pero se está ejecutando un proyecto de base de datos regulatorios (BDR) por parte de la Dirección de Fiscalización, para dar seguimiento y verificación de la

información incluida en el informe de gestión. En la siguiente **Tabla 10** se 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<sub>SIST</sub>) se calcula mediante la expresión siguiente:

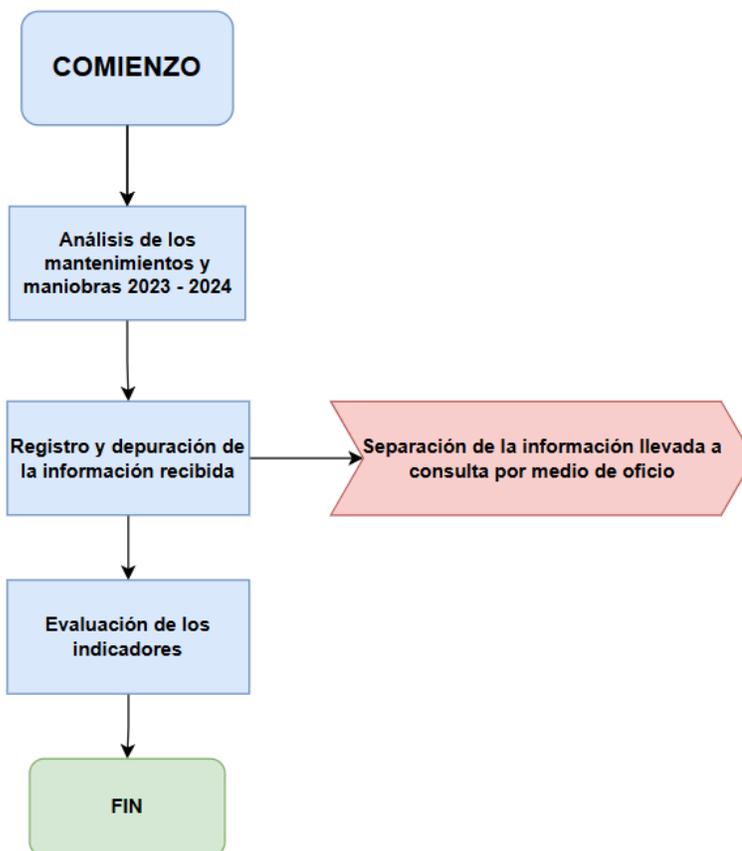
$$SAIDI_{sist} = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_{sist}}$$

*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 si muestra en la siguiente tabla:

Indicador	Unidad	Densidad de carga alta	Densidad de carga media	Densidad de carga baja
<b><i>FIU<sub>MT</sub></i></b>	Cantidad de interrupción por usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	<b>6</b>
<b><i>FIU<sub>BT</sub></i></b>	Cantidad de interrupción por usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
<b><i>TIU<sub>MT</sub></i></b>	Duración en horas de interrupción por usuario conectados en media tensión por semestre	8	10	<b>10</b>
<b><i>TIU<sub>BT</sub></i></b>	Duración en horas de interrupción por usuario conectados en baja tensión por semestre	10	12	12

*Tabla 10 Tolerancias establecida para índices de calidad técnica del servicio (Fuente: Norma Técnica de Calidad de la Distribución)*



*Ilustración 8 Diagrama de flujo de proceso de análisis de indicadores de confiabilidad en distribución (fuente: propia)*

### ***Evaluación de la calidad técnica del producto según la NT-CD***

Las campañas de calidad se llevaron de acuerdo con procedimiento según dicta la Calidad del Producto, se evaluó mediante el sistema de gestión de la Calidad del Servicio, implementado por las Empresas Distribuidoras y supervisado por la CREE. Se evaluarán los índices de calidad en el orden descrito a continuación:

#### **A. Índices penalizables de Calidad del Producto:**

- i. Regulación de tensión;
- ii. Distorsión Armónica de tensión; y,
- iii. Severidad del Parpadeo.

#### **B. Índices no penalizables de Calidad del Producto:**

- i. Desbalance de tensión;
- ii. Huecos y picos de tensión; y,
- iii. Variaciones de frecuencia.

#### **C. Índices que miden la incidencia de los Usuarios y Consumidores Calificados en la Calidad del Producto:**

- i. Factor de potencia; y,
- ii. Distorsión Armónica de corriente.

Los intervalos de medición fueron establecidos según los parámetros de control de la Calidad del Producto será realizada en intervalos de diez (10) minutos, con base en los períodos de agregación definidos en la norma IEC-61000-4-30 para la medición clase A. La Validez de los registros obtenidos en cada intervalo de medición deberán ser evaluados y clasificados según su validez, siendo no válidos aquellos que cumplieron con las condiciones siguientes:

Si los registros se vieron afectados por interrupciones de servicio; o que el periodo de agregación sea distinto de diez (10) minutos. Que alguno de los valores del registro presente una incoherencia respecto al tipo de dato esperado, tal como valores de tensión o de energía negativos, errores de formato; y que la fecha del registro sea anterior a la fecha de instalación del equipo de medición o posterior a la fecha de su retiro de acuerdo con lo informado.

Los registros válidos serán utilizados en el cálculo y evaluación de los índices de calidad, así como en la determinación de las indemnizaciones y compensaciones correspondientes. El Período de medición debe de estar en un lapso mínimo para la medición y lectura de los parámetros de control será de al menos siete (7) días consecutivos, denominado período de medición.

Las mediciones obtenidas en el período de medición se evaluaron y clasificaron según su validez, siendo no válidas aquellas que cumplen con las condiciones siguientes:

- A. Que al menos cinco (5) por ciento de los registros obtenidos sean considerados no válidos.
- B. Que los datos informados en la plantilla de instalación y retiro no permitan garantizar su adecuado procesamiento.
- C. Que el nombre del archivo no corresponda con la codificación correspondiente.
- D. Que el equipo utilizado por las Empresas Distribuidoras no corresponda con los requerimientos informados y aprobados.

El control de la Calidad del Producto se efecto mediante la medición de parámetros de control y el análisis de índices de calidad en la cantidad de puntos establecidos en la presente Norma Técnica durante períodos denominados períodos de control. Este dato será utilizado en el siguiente período de control a fin de evaluar los índices de Calidad del Servicio y calcular las indemnizaciones correspondientes proceso el cual todavía no entra en vigencia. La normativa dice que las Empresas Distribuidoras deberán indemnizar a los Usuarios y Consumidores Calificados por todo incumplimiento a las tolerancias establecidas para la Calidad del Producto. Las indemnizaciones se implementarán como créditos en la factura de los Usuarios afectados en el mes siguiente de facturación posterior a cada período de control. En aquellos casos en que el monto a compensar supere el valor total de la factura, el complemento de la compensación se aplicará en el mes siguiente de facturación. En el caso de falta de pago por parte de los usuarios, el monto total de las indemnizaciones podrá ser utilizado para deducir saldos vencidos. Independientemente del pago de las indemnizaciones, las Empresas Distribuidoras deberán tomar las medidas necesarias para la corrección de las desviaciones constatadas. Para el cálculo de los indicadores en la calidad del producto se hizo uso de la siguientes formulas:

El índice de calidad para evaluar la regulación de tensión en un punto de entrega, en un intervalo de

medición  $k$ , es calculado mediante la expresión siguiente:

$$\Delta V_K = \frac{V_K - V_N}{V_N} \times 100\%$$

*Fórmula 9 Regulación de tensión (fuente: NT-CD)*

El análisis de la regulación de tensión se realiza con respecto a la norma y para fines de las campañas realizadas se utiliza la tolerancia de media tensión densidad de carga media que es del **8 %**.

Para el caso del incumplimiento en la regulación de tensión, las indemnizaciones serán atenuadas hasta una desviación porcentual de la tensión, para el caso de mediciones trifásicas, el valor de utilizado en el cálculo del índice de regulación de tensión será el que corresponda a la fase que presente la mayor desviación de las tensiones trifásicas medidas en cada intervalo de medición.

En el cálculo de los indicadores de calidad del producto, se evalúa la distorsión armónica individual de tensión y la distorsión armónica de tensión total:

$$DAIT_j = \frac{V_j}{V_1} \times 100$$

*Fórmula 10 Distorsión armónica individual de la tensión  $j$  (DAIT $_j$ ) (fuente: NT-CD)*

$$DAIT_j = \frac{\sqrt{\sum_j^{40} V_j^2}}{V_1} \times 100$$

*Fórmula 11 Distorsión armónica total de la tensión  $j$  (DATT) (fuente: NT-CD)*

Donde  $j$  es el número de orden de la armónica. Se debe controlar hasta la armónica de **orden 40**. La distorsión armónica total de la tensión no deberá ser superior a ocho por ciento. Se considero que el índice de distorsión armónica de tensión total incumple las tolerancias en mención cuando al menos cinco por ciento de los registros en el periodo de medición permanece fuera del rango permitido. De igual forma se evaluó por medio de los registros obtenidos el control de factor de potencia el cual se realizó en el punto

de medición, en este caso en un consumidor calificado el cual se encuentra conectado a la red de distribución, registrando datos de energía activa y reactiva con el fin de determinar el valor del factor de potencia equivalente ( $FP_e$ ) mediante la expresión siguiente:

$$FP_e = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}}$$

*Fórmula 12 Factor de potencia equivalente (fuente: NT-CD)*

El control de factor de potencia aplica a los consumidores calificados conectados a la red de distribución ya todos los usuarios con excepción de los que tengan una categoría tarifaria residencial. El valor de potencia mínima para los usuarios y consumidores calificados conectados a la red de una Empresa Distribuidora deberá de mantener un factor de potencia equivalente mensual a no menor a **0.90 atrasado**.

Se evaluó el factor de potencia real el cual las Empresas Distribuidoras deberán monitorear el factor de potencia real en los puntos de control con el objetivo de elaborar una estadística que permita identificar el impacto del factor de potencial real sobre los índices de calidad del producto. Dentro de los registros se obtiene la distorsión armónica de corriente la cual sirvió para la evaluación de este en los índices siguientes:

$$DAIC_j = \frac{I_j}{I_1} \times 100$$

*Fórmula 13 Distorsión armónica individual de corriente de orden j (DAIC (fuente: NT-CD)*

Todos los indicadores anteriormente descritos se evalúan una vez se termina el periodo de medición y se desinstala el equipo. Se realizan los cálculos necesarios con los datos obtenidos del analizador de red y se transforman los datos para poder una mejor visualización entre los resultados y las tolerancias de la norma.

La selección de los puntos de control para las campañas de calidad se realizó en base a los hallazgos y reclamos en procesos de fiscalización en la zona noroccidente del país. Asimismo, que fueran usuarios con una tarifa industrial **Tabla 9**.



*Ilustración 9 Diagrama de flujo procedimiento campaña de calidad (fuente: propia)*

## RESULTADOS

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

### *Análisis de los indicadores de confiabilidad de la calidad técnica del servicio en el año 2024*

En los ocho meses de los cuales se tiene registros en el año 2024, se registró que el SAIFI en el primer semestre **48.72** y en el segundo semestre de **16.16**, para los registros del SAIDI se obtuvo para el primer semestre **85.74** y en el segundo semestre de **27.93**.

Semestre 1 SAIFI	Semestre 1 SAIDI
48.72	85.74
Semestre 2 SAIFI	Semestre 2 SAIDI
16.16	27.93

*Tabla 11 SAIFI y SAIDI del 2024 (fuente propia)*

El cálculo realizado en la **Tabla 11** parte del resultado del SAIFI y SAIDI en los equipos de interruptores, durante primer semestre completo del año 2024 y dos meses del segundo semestre por lo cual se puede apreciar la diferencia en los resultados de ambos indicadores.

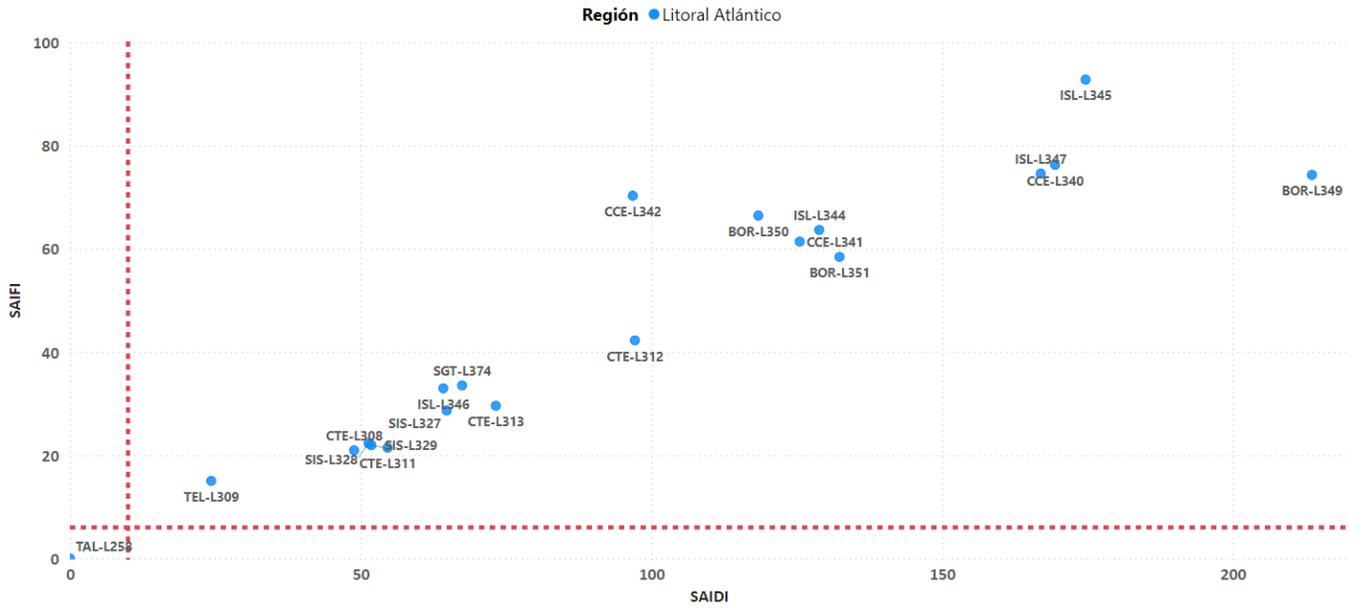
### *Evaluación del SAIFI y SAIDI para el semestre I y el semestre II*

En los gráficos de dispersión que se presentaran se da a conocer el comportamiento de todos los equipos que sobrepasan los niveles y de los que están por debajo del nivel de densidad de carga baja en media tensión para el SAIDI y SAIFI detallados por regiones.

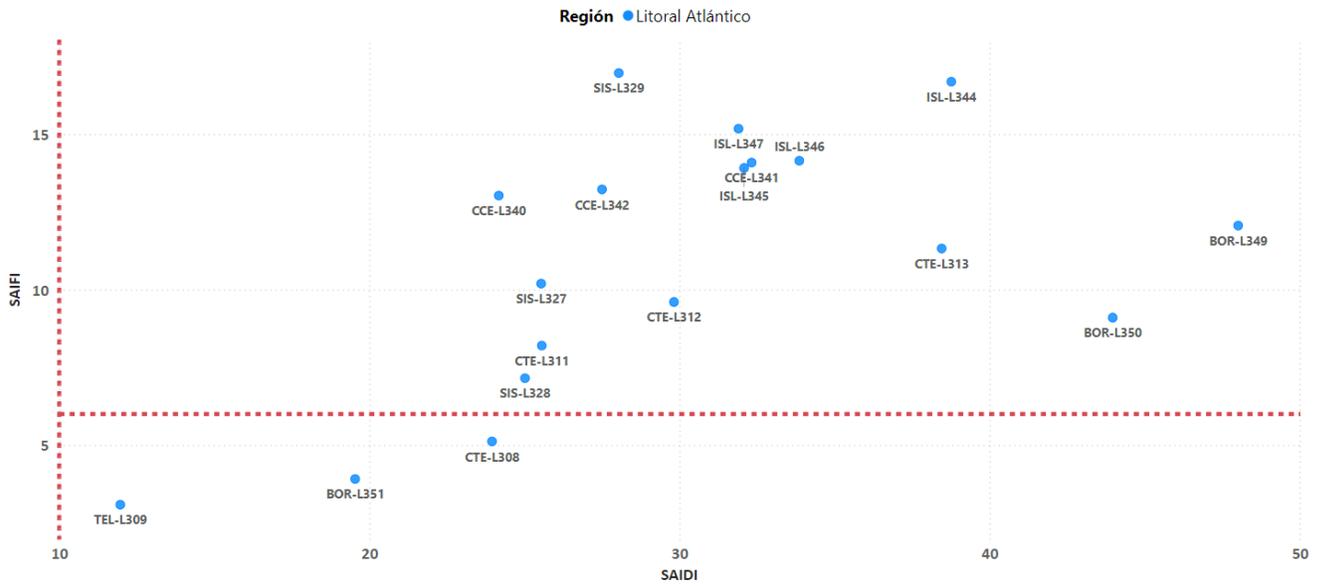
- Centro Sur
- Litoral atlántico
- Nor Occidente



b. Litoral atlántico

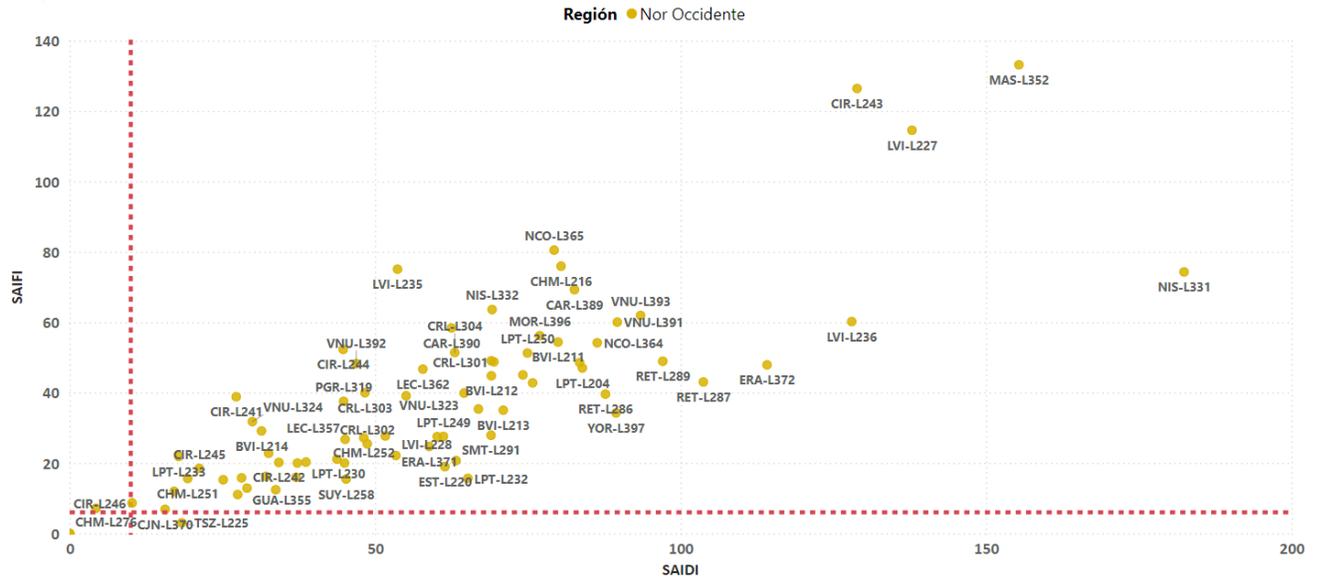


Grafica 3 SAIDI y SAIFI región litoral atlántico semestre I año 2024

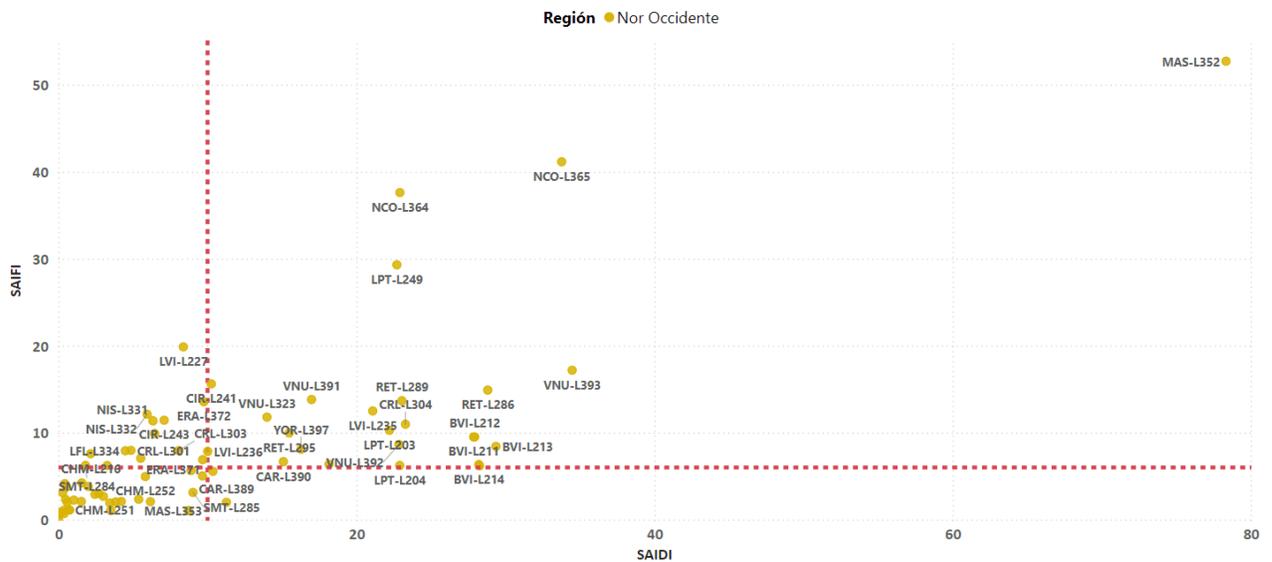


Grafica 4 SAIDI y SAIFI región litoral atlántico semestre II año 2024

c. Nor Occidente



Grafica 5 SAIDI y SAIFI región Nor occidente semestre I año 2024



Grafica 6 SAIDI y SAIFI región Nor occidente semestre II año 2024

### **Revisión de las causas de interrupciones en SIN en el año 2024**

Las revisiones realizadas en los registros de los mantenimientos y maniobras hechos por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica no dan causas de las interrupciones las cuales no son despejadas de forma clara dentro de los registros, se da un recuento del número de falla, en el año 2024 desde enero hasta agosto hubo un total de 11,671 interrupciones registradas por diferentes motivos y causas.

Las interrupciones más destacables se encuentran las siguiente: fallas por operación, este tipo de fallas contempla una serie de preguntas las cuales serán solicitadas en matriz de seguimiento para su respectivo esclarecimiento a detalle de esta como ser de igual forma interrupciones desconocidas, interrupciones por tornados.

<b>Tipo de Interrupciones</b>	<b>Numero de fallas</b>	<b>Porcentaje %</b>
<b>Operación</b>	2980	25.53 %
<b>Fuerza Mayor por ODS</b>	2070	17.74 %
<b>Desconocida</b>	1873	16.05%
<b>Falla en SIN con incidencia en distribución</b>	948	8.12 %
<b>Lluvias y viento</b>	534	4.58 %
<b>Mejorar operación</b>	506	4.34 %
<b>Medio ambiente (Árbol y ramas sobre la línea, fuego y fauna)</b>	481	4.12 %
<b>Terceros</b>	320	2.74 %
<b>Mantenimiento programado distribución</b>	292	2.50 %
<b>Falla comunicación RTU</b>	263	2.25 %
<b>Mantenimiento Programado en el SIN</b>	231	1.98 %
<b>Maniobra para restablecer servicio</b>	192	1.65 %
<b>Ruptura de conductores</b>	153	1.31 %
<b>Descargas atmosféricas</b>	98	0.84 %
<b>Fuerza Mayor Distribución</b>	92	0.79 %
<b>Mantenimiento programado distribución/Proyecto de inversión</b>	91	0.78 %
<b>Fallas aislador</b>	83	0.71 %
<b>Falla en poste</b>	74	0.63 %
<b>Poste embestido por vehículo</b>	63	0.54 %
<b>Falla Puentes</b>	59	0.51 %
<b>Falla crucetas</b>	53	0.45 %
<b>Falla cortocircuitos</b>	51	0.44 %
<b>Acercamiento o líneas fuera de aislamiento</b>	48	0.41 %

Tipo de Interrupciones	Numero de fallas	Porcentaje %
Falla Fusible	20	0.17 %
Falla por cruces de línea	19	0.16 %
Solicitadas por organismo de socorro o autoridad competente	14	0.12 %
Falla en: Seccionadores, equipos de protección, regulación y compensación	11	0.09 %
Falla Transformadores	11	0.09 %
Falla en interruptor de circuito	10	0.09 %
Falla Pararrayos	10	0.09 %
Instantánea	8	0.07 %
Incumplimiento del contrato de servicios	5	0.04 %
Tornado	4	0.03 %
Objetos en la línea	3	0.03 %
Falla Retenida	1	0.01 %

*Tabla 12 Registros de causas de interrupciones en 2024 (fuente propia)*

La cantidad de interrupciones registradas en la **Tabla 12** registran un total para causas desconocidas del 16.05 %, las fallas desconocidas que se registran no son lo suficientemente justificadas por lo que es necesario que la ENEE presente la documentación de soporte con la debida justificación de estas. Adicionalmente la NT-CD exige que todos los eventos clasificados como caso fortuito o fuerza mayor sean debidamente justificados, por lo que es posible visualizar que la información presentada por la ENEE no cumple con la exigencias de la normativa.

#### **Análisis de los indicadores de confiabilidad en el año 2023 y 2024**

Los totales de equipos que se detallan en la tabla hace referencia a la cantidad de interruptores para el año 2023 se incluyen dos semestres para una mayor comprensión en el análisis.

Con base en las tolerancias ya establecidas se realizó el conteo de todos los circuitos que sobrepasaban los niveles de carga baja en media tensión tanto para el SAIFI y SAIDI; se detalla en la siguiente tabla la cantidad de los equipos que sobrepasan estos niveles antes mencionados para el 2023 contabilizado en dos semestres y para el año 2024 desde enero hasta junio contabilizando 1 semestre y desde julio hasta agosto contabilizando una tercera parte del segundo semestre del 2024.

Circuitos	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
	I semestre	I semestre	II semestre	II semestre
<b>Circuitos que cumplen la tolerancia</b>	11	9	20	33

*Tabla 13 Equipos que cumplen con las tolerancias de confiabilidad para el 2024 (fuente propia)*

Los equipos que se detallan en la tabla hacen referencia a la cantidad de interruptores para el año 2024 solamente del periodo de enero hasta agosto. En cuanto a los equipos que incumplen la tolerancia en media tensión para el SAIDI y SAIFI se hizo el recuento el cual se especifica que es de un total de 181 equipos que incumplen de **191** en equipos totales y solamente 10 equipos si cumplen la tolerancia; esto solamente para el SAIFI del año 2024 en el primer semestre, en cuando al SAIDI en el primer semestre un total de 180 equipos incumplen y solamente 11 equipos si cumplen con las tolerancias establecidas. En cuanto para el segundo semestre del 2024 donde cabe mencionar que solamente se analizan un total de 2 meses de ese semestre equivalente a un tercio del semestre por lo cual se aprecian número muy distintos al semestre uno.

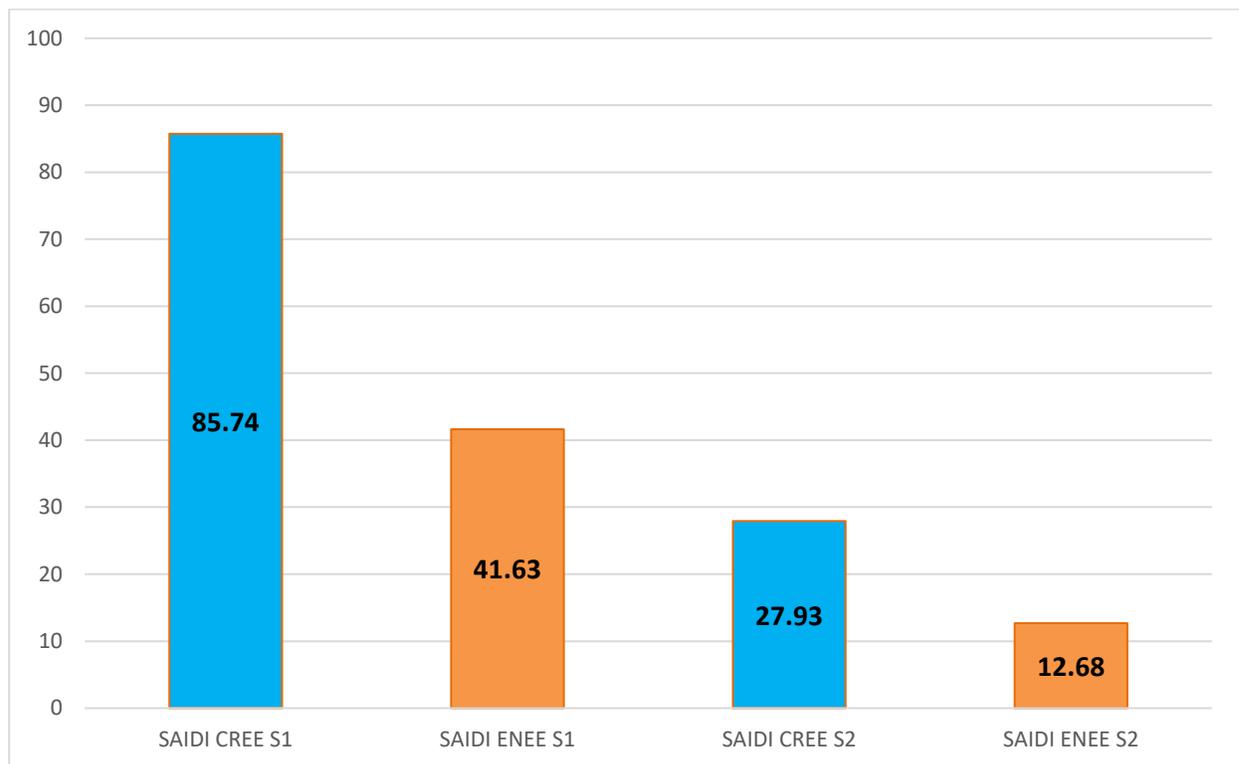
Circuitos	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
	I semestre	I semestre	II semestre	II semestre
<b>Circuitos que cumplen la tolerancia</b>	7	11	29	18

*Tabla 14 Equipos que cumplen con las tolerancias de confiabilidad para el 2023 (fuente propia)*

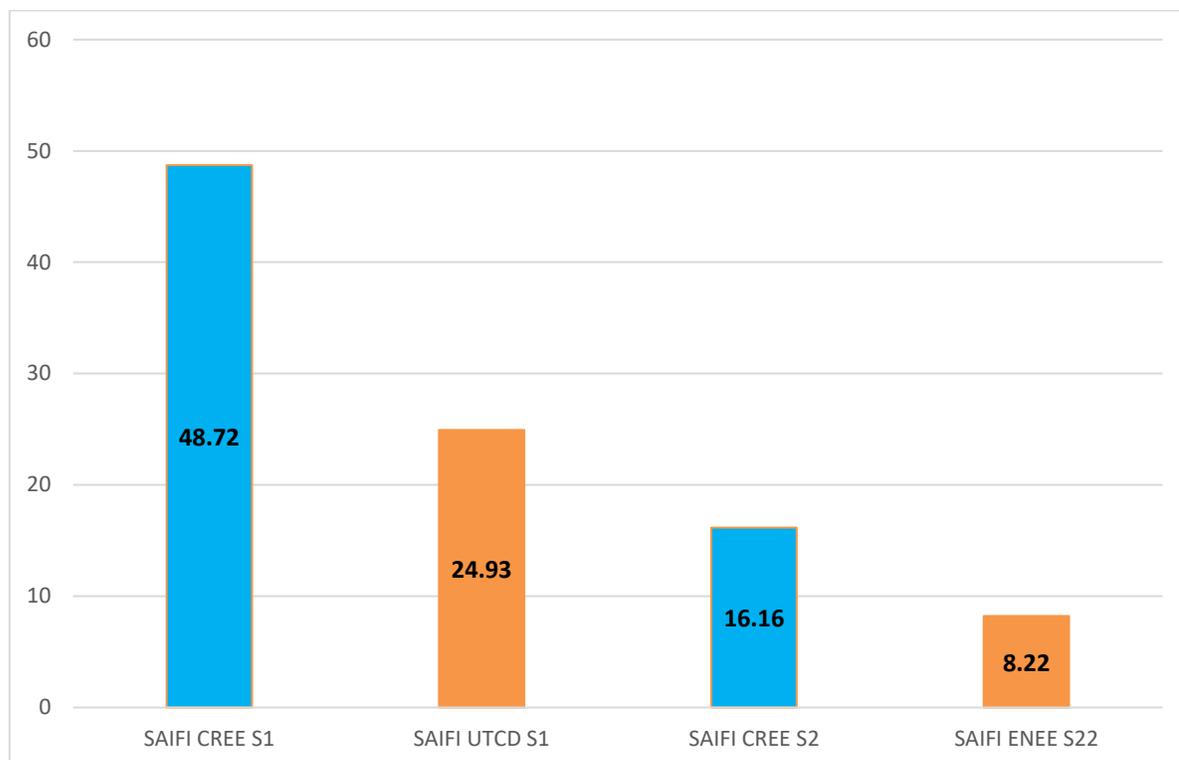
Los totales de equipos que se detallan en la tabla hace referencia a la cantidad de interruptores para el año 2023 se incluyen dos semestres para una mayor comprensión en el análisis. En cuanto a los equipos que incumplen la tolerancia en media tensión para el SAIDI y SAIFI se hizo el recuento el cual se especifica que es de un total de 180 equipos que incumplen de 191 en equipos totales y solamente 10 equipos si cumplen la tolerancia; esto solamente para el SAIFI del año 2023 en el primer semestre. En cuanto a los equipos que incumplen la tolerancia en media tensión para el SAIDI y SAIFI se hizo el recuento el cual se especifica que es de un total de 184 equipos que incumplen de 191 en equipos totales y solamente 7 equipos si cumplen la tolerancia; esto solamente para el SAIDI del año 2023 en el primer semestre.

### **Análisis gráfico comparativo de los indicadores de confiabilidad**

Los resultados de 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 la red de distribución, registros los cuales son desde el 2023 añadiendo los dos semestres siguiendo la normativa (NT-CD) y durante el año 2024 el cual incluye en el primer semestre completo y el cálculo de dos meses del segundo semestre. A continuación, se da conocer la comparación respecto a los resultados dados en los reportes de gestión de ENEE Distribución.



*Grafica 7 Comparativa ENEE-CREE 2024 SAIDI y SAIFI semestre 1 (fuente: NT-CD)*



*Grafica 8 Comparativa ENEE-CREE 2024 SAIFI y SAIDI semestre 2 (fuente: NT-CD)*

La grafica comparativa da a conocer únicamente el indicador SAIFI y SAIDI del año 2024 en una comparación entre el resultado dado por ENEE Distribución y el cálculo hecho por la CREE el cual se puede visualizar la diferencia significativa entre ambos resultados.

La grafica comparativa da a conocer únicamente el indicador SAIFI y SAIDI del año 2024 en una comparación entre el resultado dado por ENEE Distribución.

## Análisis y resultados de la calidad del producto / campañas de calidad

La campaña se resume en cuatro visitas en la zona noroccidente del país y las visitas se distribuyeron como se muestra en la .

Circuito	Fecha de Instalación	Fecha Inicio de Medición	Fecha de Desinstalación	Fecha de Final de Medición
<b>NCO L364</b>	5/11/2024 10:25	5/11/2024 10:30	20/11/2024 13:20	20/11/2024 13:30
<b>VNU L392</b>	6/11/2024 09:22	6/11/2024 09:30	20/11/2024 10:30	13/11/2024 09:40
<b>RNA L385</b>	6/11/2024 15:10	6/11/2024 17:10	21/11/2024 10:26	21/11/2024 10:40
<b>CHM L215</b>	8/11/2024 10:00	8/11/2024 11:50	21/11/2024 09:00	21/11/2024 09:10

Tabla 15 Distribución Campañas de Calidad (fuente: propia)

Circuito	Cantidad de Interrupciones	Fecha/Hora Inicio	Fecha/Hora Final	Duración (Hr)
<b>NCO L364</b>	1	9/11/2024 14:49	9/11/2024 18:19	3.50
<b>VNU L392</b>	1	8/11/2024 10:19	8/11/2024 12:09	1.83
<b>RNA L385</b>	2	7/11/2024 08:09	7/11/2024 16:19	8.17
		10/11/2024 09:09	10/11/2024 14:09	5.00
<b>CHM L215</b>	1	14/11/2024 08:49	14/11/2024 11:09	2.33

Tabla 16 Interrupciones registradas en la campaña de calidad (fuente: propia)

### NCO L364

El primer punto de control donde se instaló el analizador de red fue en el circuito de Naco L364 en el municipio de Quimistán, Santa Barbara. En la siguiente Tabla 17 se muestra el resultado de los indicadores de calidad del producto y se observa que los indicadores que no cumplen son los que miden la incidencia del usuario en la calidad del producto; el factor de potencia equivalente supera la tolerancia establecida en la norma del **0.90** por una desviación aproximada del **7 %**. Asimismo, la distorsión de demanda total (TDD) supera la tolerancia por una desviación aproximada del **109 %**. Se puede concluir que el punto de control incumple **2/2** indicadores que verifican la incidencia en el usuario.

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
<b>Regulación de tensión</b>	4.17%	8%	Cumple
<b>Factor de Potencia Equivalente</b>	0.84	0.9	No cumple
<b>Distorsión armónica total de tensión DATT</b>	0.99%	8%	Cumple
<b>Distorsión armónica total de corriente DATC</b>	1.05%	20%	Cumple
<b>Distorsión de demanda total TDD</b>	17.10%	5%	No cumple
<b>Desbalance de tensión</b>	0.28%	2%	Cumple

Tabla 17 Resumen indicadores de calidad del producto NCO L364 (fuente: propia)

## VNU L392

El segundo punto de control es el circuito de Villanueva L392 en el municipio de Villanueva, Cortes. En la Tabla 18 se muestra el resumen y se observa que la empresa incumple el indicador del factor de potencia equivalente por una desviación del **3 %**. El resto de los indicadores cumplen con lo establecido en la NT-CD.

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
<b>Regulación de tensión</b>	2%	8%	Cumple
<b>Factor de Potencia Equivalente</b>	0.88	0.9	No cumple
<b>Distorsión armónica total de tensión DATT</b>	0.48%	8%	Cumple
<b>Distorsión armónica total de corriente DATC</b>	0.80%	12%	Cumple
<b>Distorsión de demanda total TDD</b>	1.14%	5%	Cumple
<b>Desbalance de tensión</b>	1%	2%	Cumple

Tabla 18 Resumen indicadores de calidad del producto VNU L392 (fuente: propia)

## RNA L385

El tercer punto de control es el circuito de Rio Nance L385 en el municipio de Choloma, Cortes. En la Tabla 19 se muestra el resumen y se observa que todos los indicadores de calidad del producto cumplen con lo establecido en la NT-CD.

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
<b>Regulación de tensión</b>	1%	8%	Cumple
<b>Factor de Potencia Equivalente</b>	1.00	0.9	Cumple
<b>Distorsión armónica total de tensión DATT</b>	1%	8%	Cumple
<b>Distorsión armónica total de corriente DATC</b>	0.18%	12%	Cumple
<b>Distorsión de demanda total TDD</b>	0.60%	5%	Cumple

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
<b>Desbalance de tensión</b>	1%	2%	Cumple

*Tabla 19 Resumen indicadores de calidad del producto RNA L385 (fuente: propia)*

## CHM L215

El cuarto punto de control es el circuito de Choloma L215 en el municipio de Choloma, Cortes. En la Tabla 20 se muestra el resumen y se observa que todos los indicadores de calidad del producto cumplen con lo establecido en la NT-CD.

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
<b>Regulación de tensión</b>	1%	8%	Cumple
<b>Factor de Potencia Equivalente</b>	0.99	0.9	Cumple
<b>Distorsión armónica total de tensión DATT</b>	1%	8%	Cumple
<b>Distorsión armónica total de corriente DATC</b>	0%	12%	Cumple
<b>Distorsión de demanda total TDD</b>	1%	5%	Cumple
<b>Desbalance de tensión</b>	1%	2%	Cumple

*Tabla 20 Resumen indicadores de calidad del producto CHM L215 (fuente: propia)*

## CONCLUSIONES

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

1. Los indicadores de confiabilidad del sistema de distribución de ENEE incumplen con las tolerancias establecidas en la NT-CD. El SAIDI del semestre uno, tiene un valor de 85.74, y en el primer semestre de 27.93; el SAIFI en el primer semestre de 48.72 y el segundo semestre 16.16.
2. ENEE no cuenta con los datos de la vinculación usuario-red por lo que se imposibilita el cálculo de los indicadores de confiabilidad individuales.
3. Se identificó que la información presentada por la ENEE, contienen causas registradas como desconocidas las cuales no están justificadas según lo que dicta la normativa.
4. Los resultados de las campañas de calidad fueron valores positivos con respecto a la calidad del producto de la red de distribución en los circuitos seleccionados, a excepción de incumplimientos en indicadores que evalúan la incidencia en los usuarios el resto cumple con lo establecido en la NT-CD.

## RECOMENDACIONES

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

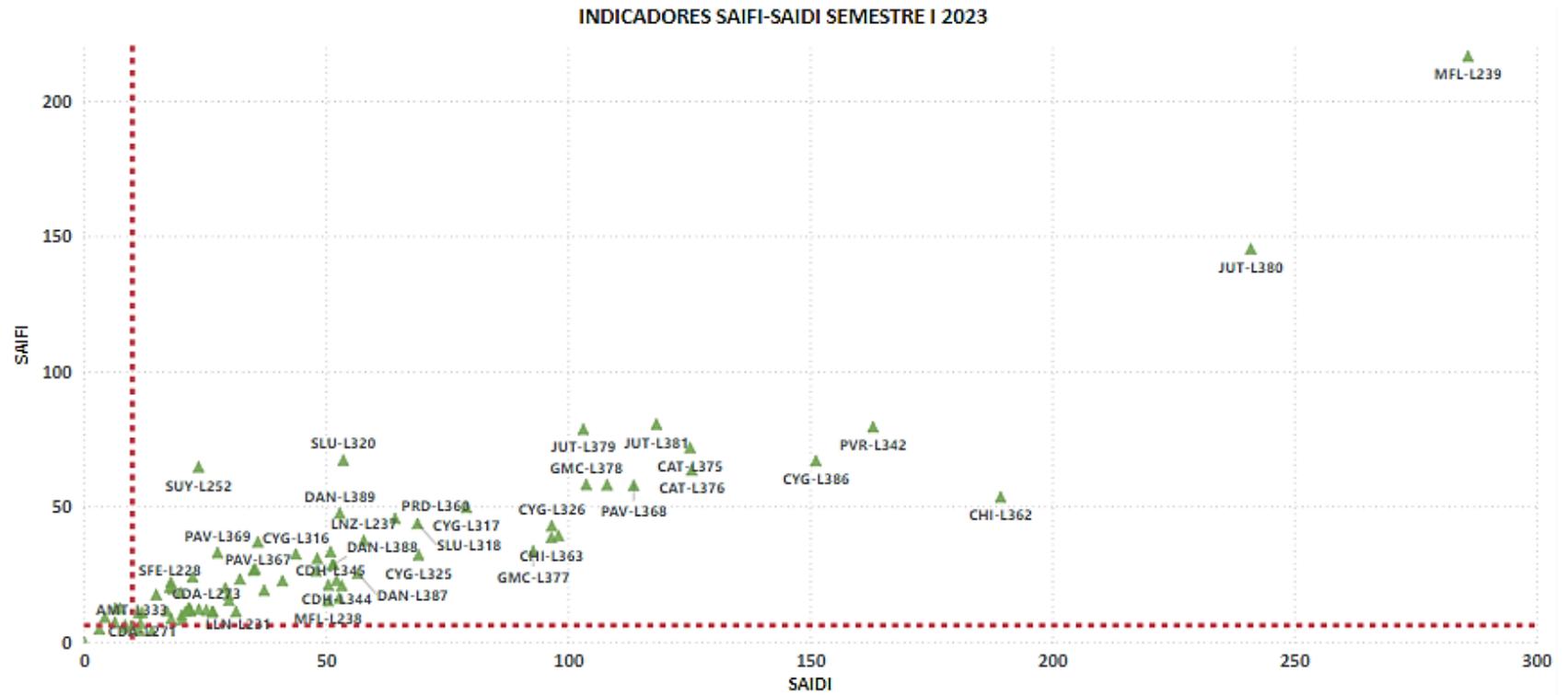
1. Requerir a la ENEE un plan de mejora de calidad del servicio con énfasis en los circuitos con un peor nivel de confiabilidad, tomando en consideración como mínimo una planificación para realizar las inversiones correspondientes y realizando ajustes a sus planes de mantenimientos programados, con el fin de mejorar en los indicadores de confiabilidad en el resto de los meses del presente año. Se recomienda a su vez requerir a la ENEE para que considere la implementación de mantenimientos sin interrupciones del servicio.
2. 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.
3. Requerir a la ENEE para que corrija las inconsistencias presentadas en los informes de maniobras, y que presenten la información soporte con las debidas justificaciones, en particular a las causas declaradas como desconocidas, así como todas las causas de eventos clasificados como caso fortuito y fuerza mayor.
4. Es recomendable el seguimiento a las campañas de calidad para la evaluación de la red de distribución en las distintas zonas del país y verificar la aplicabilidad de la norma.

## MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

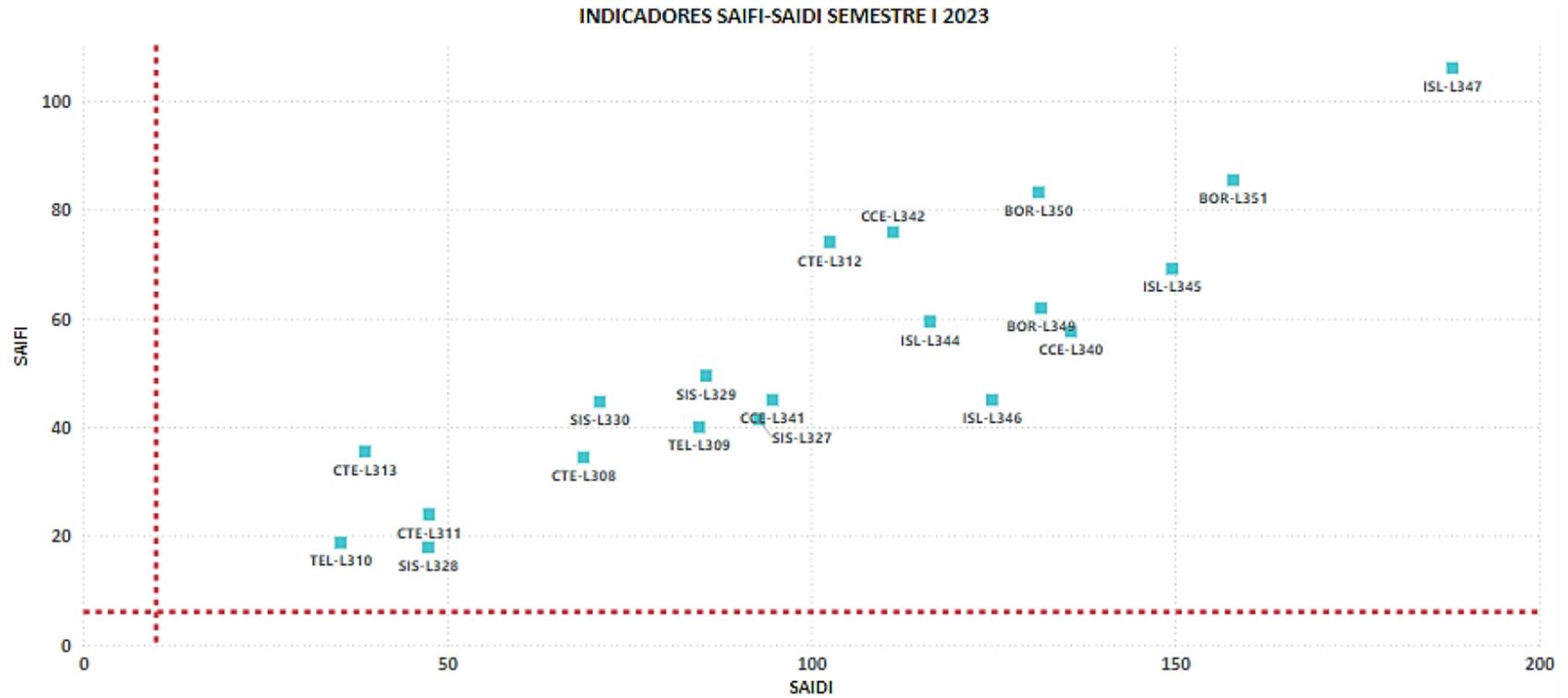
No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Requerimiento de información donde se establezca los parámetros para definir la causa de las interrupciones registradas.	Documento	Oficio	Semana 01	Pendiente
2	Requerimiento de información detallada de los mantenimientos hechos donde no se reportan usuario afectados	Documento	Oficio	Semana 01	Pendiente
3	Requerimiento a ENEE-UTCD, gestión de la información y corrección de cálculo de los indicadores SAIFI, SAIDI.	Documento	Oficio	Semana 02	Pendiente
4	Remisión del informe a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica	Documento	Memo	Semana 01	Pendiente
5	Requerimiento a la ENEE de la vinculación usuario – red.	Documento	Oficio	Semana 02	Pendiente
6	Desarrollo de campañas de calidad en puntos de control	Visita Técnica	Acta de Campaña de calidad	Semana 29	Pendiente

Anexos

**A. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 1 semestre región Centro Sur**

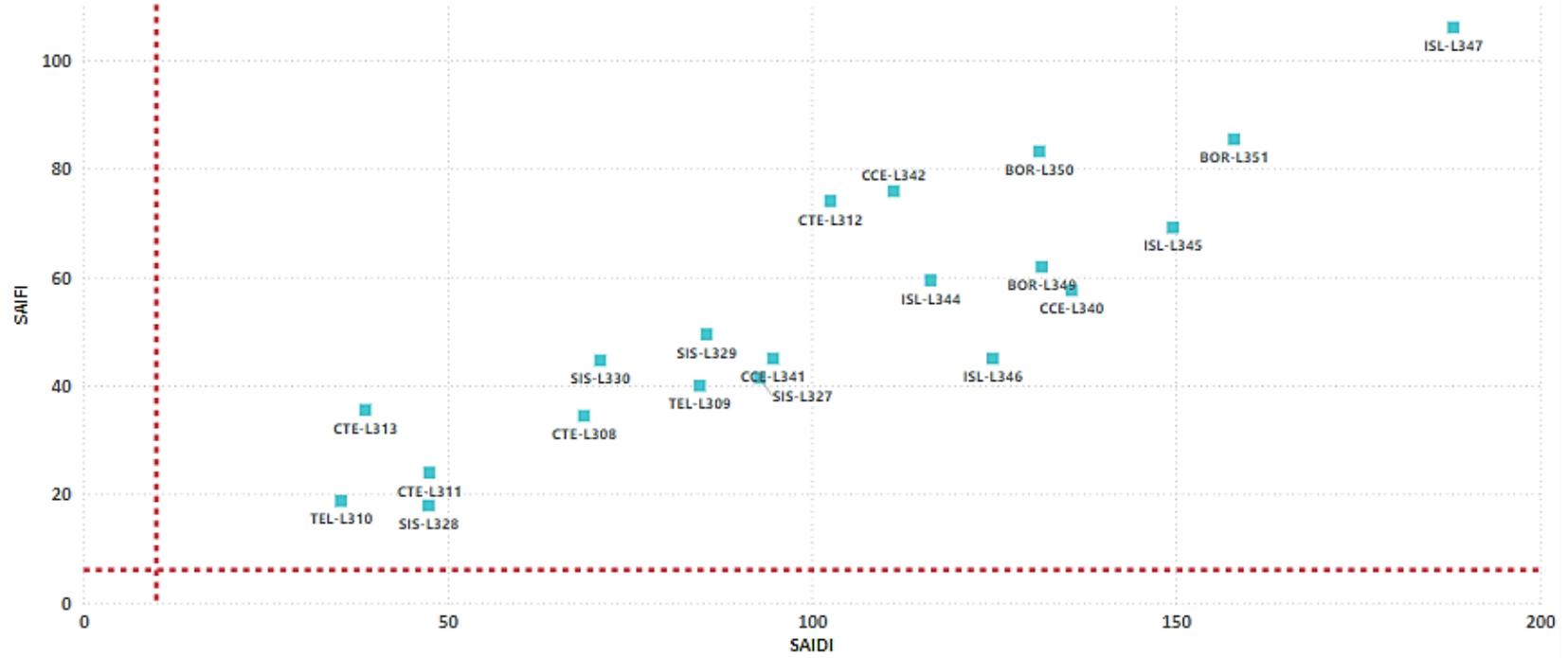


**B. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 1 semestre región Litoral Atlántico**

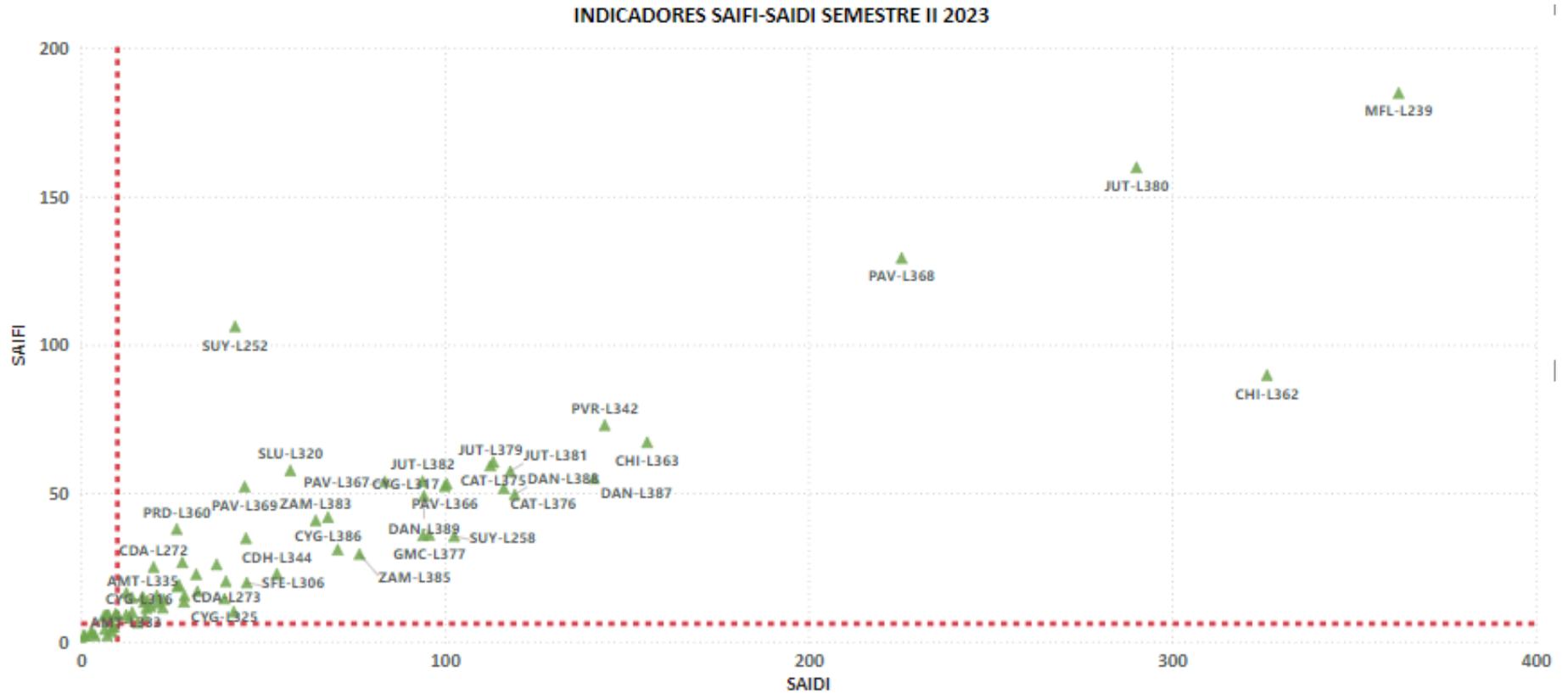


**C. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 1 semestre región Noroccidente**

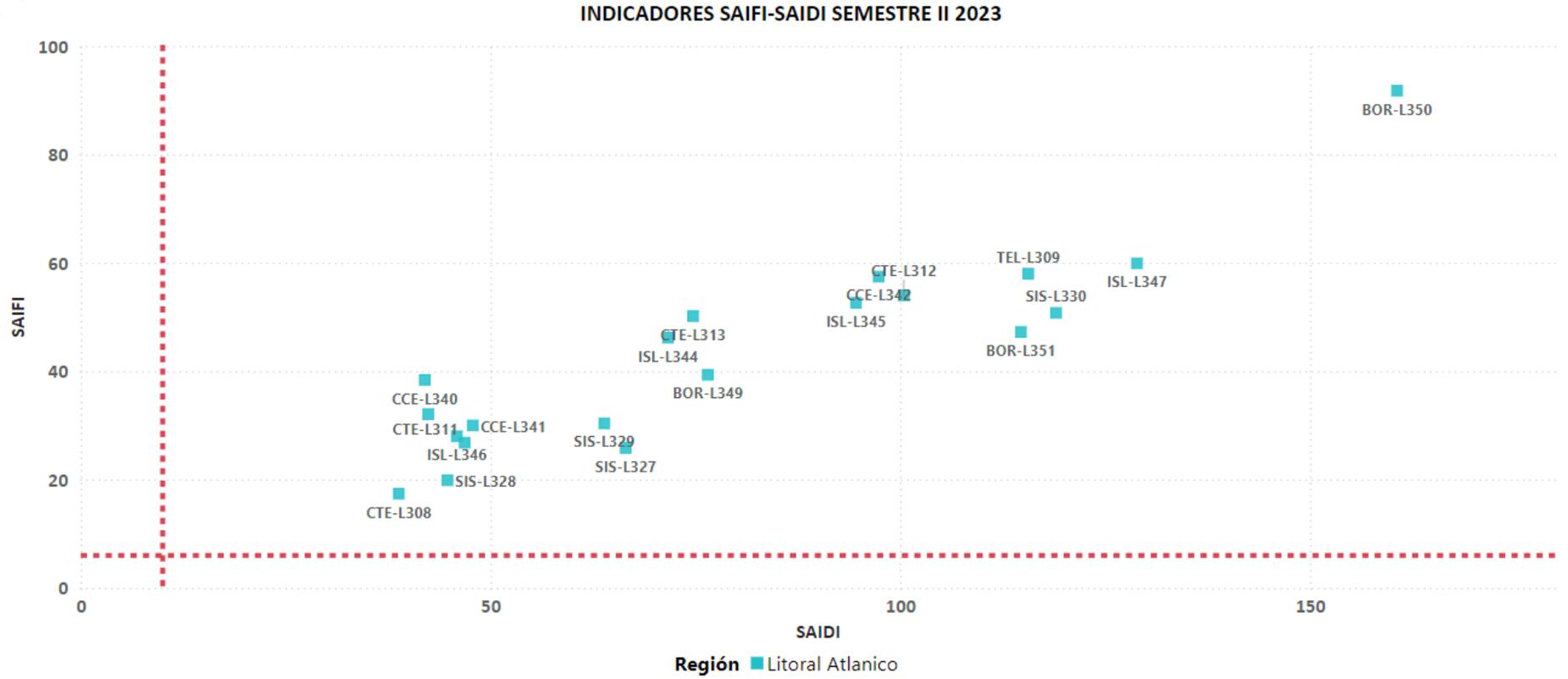
### INDICADORES SAIFI-SAIDI SEMESTRE I 2023



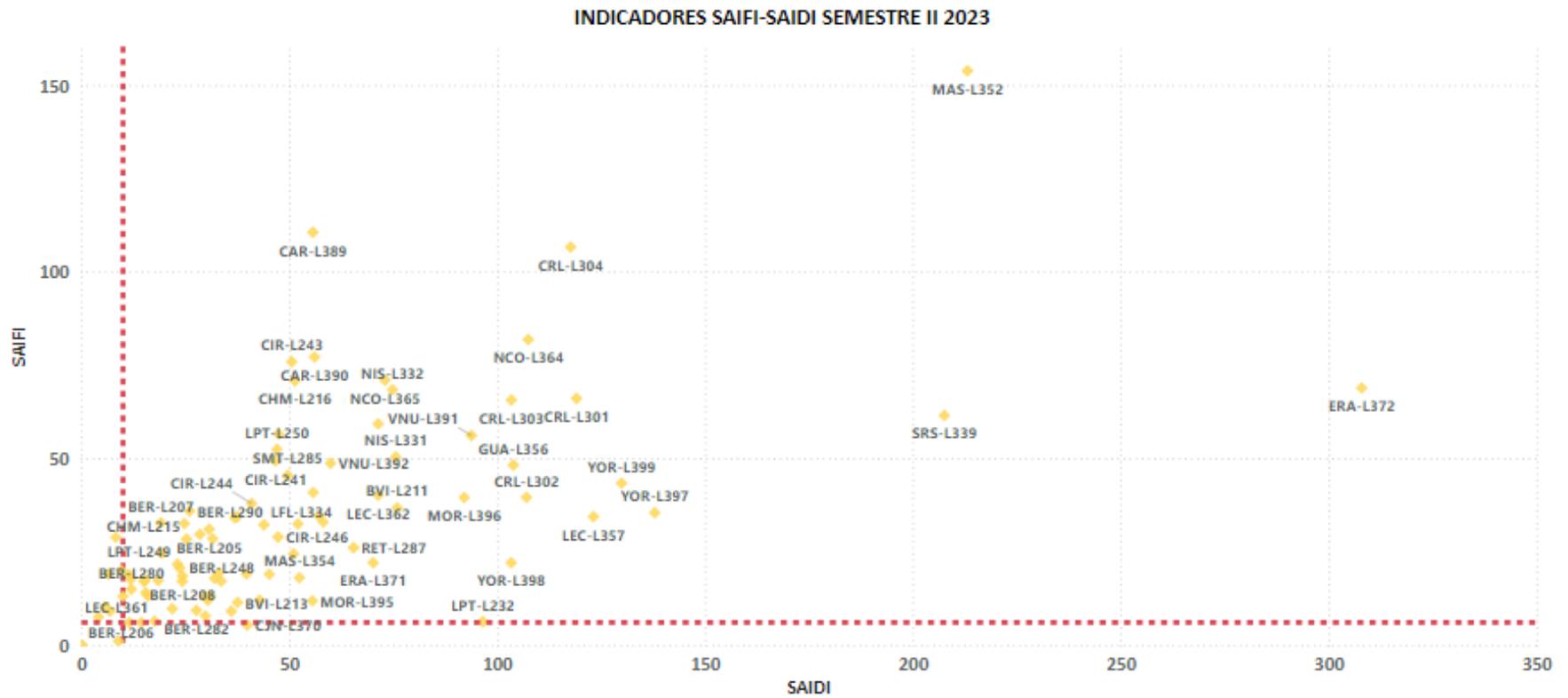
D. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 2 semestre región Centro Sur



E. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 2 semestre región Litoral Atlántico



**F. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 2 semestre región Noroccidente**



# INFORME DE FISCALIZACIÓN

## **CONFIABILIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS**

---

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



TRIMESTRE IV

DICIEMBRE DE 2024

## INFORME FISCALIZACIÓN 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. Establecer las recomendaciones sobre bases de datos, formatos e inconsistencia sobre los informes y comparar los resultados de los indicadores de calidad técnica del servicio elaborados por la Dirección de Fiscalización con los indicadores de calidad presentados en el informe de gestión emitido por la empresa distribuidora.
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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

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 21 Seguimiento BDR UPCO 2024 (fuente: propia)*

### **Informe trimestral III**

El informe trimestral III 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.

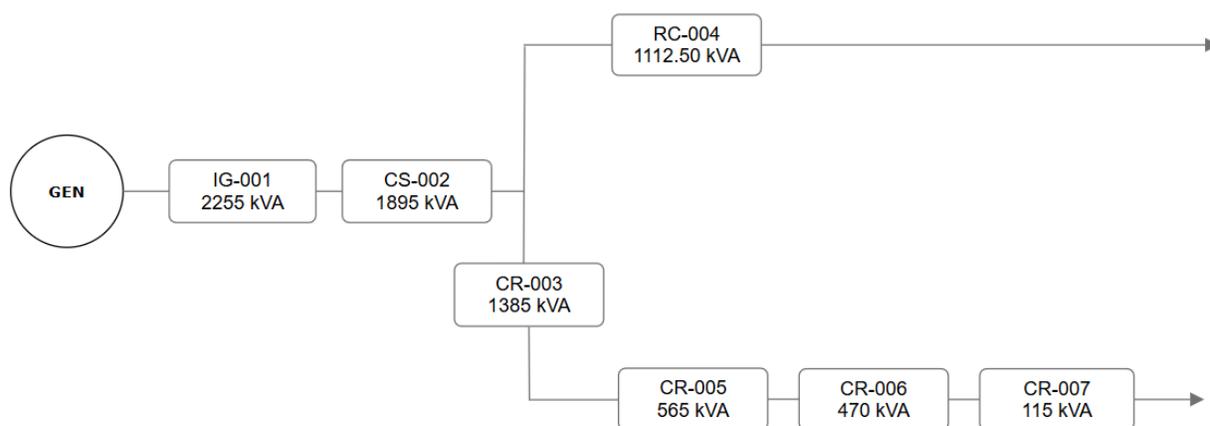
### 1.2 Requerimiento de información.

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.

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

Lo datos recibidos por parte de la empresa distribuidora UPCO 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 Ilustración 11 e Ilustración 12 , y de esa manera se identificó la capacidad asociada a cada equipo y lograr obtener los datos necesarios y se muestra en la Ilustración 10 de flujo de red de cómo se identificaron los puntos aguas arriba.



*Ilustración 10 Diagrama de flujo de la red de UPCO (fuente: propia)*



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	115

Tabla 22 Equipo de maniobras redes de distribución UPCO (fuente: UPCO)

Una vez procesados los datos se realizó el cálculo de los indicadores globales durante el II semestre mediante la evaluación de las interrupciones y los equipos de maniobras registrados en la red de distribución. Los resultados se compararon con los resultados de los meses de III semestre del 2023 y con las tolerancias establecidas en la norma, siendo las que se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** 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
$FIU_{MT}$	Cantidad de Interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	4	5	6
$FIU_{BT}$	Cantidad de Interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	6	6	8
$TIU_{MT}$	Duración de Interrupciones por Usuario conectado en media tensión por semestre	8	10	10
$TIU_{BT}$	Duración de Interrupciones por Usuario conectado en baja tensión por semestre	10	12	12

Tabla 23 Tolerancias para los Índices de Confiabilidad (Fuente: NT-CD)

## RESULTADOS UPCO

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

Los indicadores globales de ASIFI y ASIDI se calcularon una vez se procesaron los datos. UPCO en los meses evaluados del II semestre del 2024 obtuvo un valor de ASIFI de **66.60** y un SAIDI de **125.26**, y en comparación con los valores obtenido del semestre anterior, el resultado de ambos indicadores aumentó su valor por aproximadamente un **50 %** y un **182 %** respectivamente.

Semestre 2024	ASIFI	ASIDI (Hr)
I semestre	2.97	75.08
II semestre	66.60	125.26

Para mejor visualización de la diferencia entre los indicadores en el II semestre del 2024 específicamente en los meses de julio a noviembre, se muestra el Gráfico 3 y Gráfico 4 .

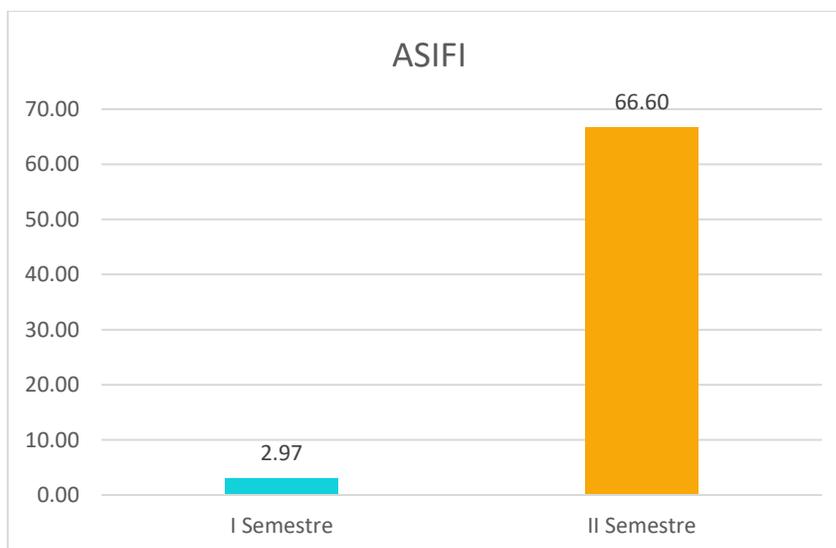


Gráfico 3 ASIFI de UPCO para el 2024 (fuente: propia)

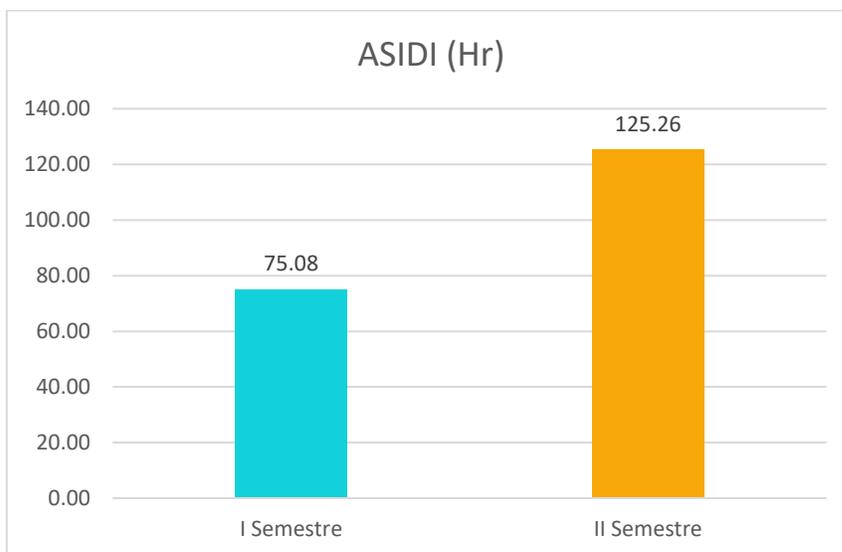


Gráfico 4 ASIDI de UPCO para el 2024 (fuente: propia)

#### **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.

## CONCLUSIONES

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

1. Los indicadores de confiabilidad globales calculados para II semestre del 2024 resultaron en un ASIDI de **125.26** y en **66.60** para el ASIFI, estos valores sobrepasan las tolerancias establecidas en la norma por una desviación porcentual de **170 %** y de **166 %**, respectivamente.
2. Los resultados de los indicadores del II semestre del 2024 en comparación I semestre 2023 el indicador de ASIDI aumento aproximadamente un **50 %** y el ASIFI aumento aproximadamente un **182 %**.

## RECOMENDACIONES

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

1. El sistema de distribución operado por UPCO debe de 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.

## MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 202)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Transferencia de información después de inspección de corregida de CREE-031-2024	Documento	Datos BDR	Semana 3	Finalizado

## ANEXO CONFIDENCIAL

### Anexo 1 Tabla de Interrupciones

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración Total Horas	Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
PD-0118	3/7/2024 08:00	3/7/2024 11:30	3.50	Mantenimiento en línea primaria y secundaria	02/7/2024	Distribución	CS-002	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Mantenimiento en línea primaria y secundario en el ramal de Jerico hasta Nuevo Jerico
FG-0120	6/7/2024 20:29	6/7/2024 21:25	0.93	Disparo en planta		Generación	IG-001		Daño de 3 bandas de tiempo de Unidad 10
FD-0129	8/7/2024 20:29	8/7/2024 20:57	0.47	Fusible dañado		Distribución	CS-002		Fusible de transformador 25kVA dañado, Sector El Estadio/Jerico
FD-0130	8/7/2024 23:42	9/7/2024 00:35	0.88	Puente dañado		Distribución	CR-007		Puente de transformador dañado, Sector Los Cayos.
FG-0121	11/7/2024 03:59	11/7/2024 04:31	0.53	Disparo en planta		Generación	IG-001		U9 fuera de línea
FG-0122	12/7/2024 05:11	12/7/2024 05:16	0.08	Disparo en planta		Generación	IG-001		Oscilación de voltaje en unidades
FG-0123	12/7/2024 05:55	12/7/2024 05:59	0.07	Disparo en planta		Generación	IG-001		Disparo en planta al abrir interruptor de U9, problemas con U14 y U10
FG-0124	12/7/2024 06:04	12/7/2024 06:30	0.43	Disparo en planta		Generación	IG-001		Problema con U14, no entra en línea al cerrar interruptor, se abre de nuevo.
FG-0125	13/7/2024 04:36	13/7/2024 05:28	0.87	Disparo en planta	13/7/2024	Generación	IG-001	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Poste en llamas, sector de Sandy Bay
PD-0119	16/7/2024 07:45	16/7/2024 11:45	4.00	Mantenimiento preventivo de línea	15/7/2024	Distribución	CR-003	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Se realizo cambio de herraje, mantenimiento de

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración Total Horas	Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
									transformadores y limpieza de línea primaria
FD-0132	16/7/2024 20:53	16/7/2024 23:16	2.38	Fusible dañado		Distribución	RC-004		Fusible dañado y línea secundaria dañada por conector con mucho salitre, sector de Trade Wind
FD-0133	19/7/2024 08:05	19/7/2024 08:35	0.50	Bajantes de transformador dañados		Distribución	RC-004		Cambio de bajantes de transformador en el sector Trade Wind
FD-0134	20/7/2024 10:30	20/7/2024 11:40	1.17	Cambio de transformador	20/7/2024	Distribución	CR-007	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Cambio de transformador debido a problemas de voltaje, sector Los Cayitos
FD-0126	22/7/2024 13:24	22/7/2024 13:34	0.17	Bajantes de transformador dañados		Distribución	CR-003		Se cambio bajantes de transformador 75 kva por recalentamiento de conectores, sector El Centro
FG-0127	23/7/2024 13:33	23/7/2024 13:41	0.13	Disparo en planta		Generación	IG-001		Disparo en U8 al momento de hacer cierre
FD-0136	24/7/2024 08:00	24/7/2024 11:00	3.00	Cambio de estructura dañada	24/7/2024	Distribución	CR-006	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Cambio de estructura dañada, sector La Laguna hasta Los Cayos
FG-0128	25/7/2024 00:08	25/7/2024 01:08	1.00	Disparo en planta		Generación	IG-001		Fallas con U9 y U14, baja presión de aceite
FD-0137	28/7/2024 07:33	28/7/2024 08:13	0.67	línea secundaria dañada por recalentamiento		Distribución	CR-003		Se reparo línea dañada por recalentamiento sector El Centro
FD-0138	28/7/2024 08:45	28/7/2024 09:15	0.50	Bajantes de transformador dañados		Distribución	CS-002		Se reparo bajante de transformador recalentado sector Jericó
FG-0138	29/7/2024 10:41	29/7/2024 12:42	2.02	Disparo en planta		Generación	IG-001		Disparo de unidades por bajo voltaje.

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración		Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
			Total Horas							
FD- 0139	2/8/2024 11:33	2/8/2024 12:40	1.12		Líneas secundarias dañadas por recalentamiento		Distribución	CR-003		Sector perjudicado solo El Centro, un transformador.
FD- 0140	3/8/2024 16:20	3/8/2024 16:55	0.58		Fusible de cuchilla del transformador de 25 kVA dañado		Distribución	CS-002		Sector Pumpkin Hill
FD- 0142	8/8/2024 07:50	8/8/2024 08:15	0.42		Fusible dañado		Distribución	CR-003		Fusible de cuchilla de ramal dañado, sector ramal de Jerico
FG- 0139	9/8/2024 06:29	9/8/2024 08:27	1.97		Disparo en planta	9/8/2024	Generación	IG-001	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Presencia de humo en U14
FG- 0139	12/8/2024 15:48	12/8/2024 16:14	0.43		Disparo en planta		Generación	IG-001		
FD-0126	14/8/2024 07:24	14/8/2024 08:28	1.07		línea secundaria de transformador de 25 kVA dañada		Distribución	CR-003		Reparación de línea secundaria transformador 25 kVA, sector Trade Wind
FG- 0140	18/8/2024 22:36	19/8/2024 00:18	1.70		Disparo en planta		Generación	IG-001		U9 presenta alarma de alta temperatura coolant
FG- 0141	20/8/2024 11:42	20/8/2024 12:55	1.22		Disparo en planta		Generación	IG-001		Disparo en planta al sacar U8, presencia de oscilaciones.
FG- 0142	21/8/2024 11:59	21/8/2024 12:57	0.97		Disparo en planta		Generación	IG-001		U9 y U14 fuera de línea
FD-0127	22/8/2024 09:26	22/8/2024 10:15	0.82		Mantenimiento de transformador de 25 kVA		Distribución	CS-002		Mantenimiento en transformador, sector del Aeropuerto Nuevo
FG- 0143	22/8/2024 18:56	22/8/2024 19:21	0.42		Disparo en planta		Generación	IG-001		U9, U10 y U14 fuera de línea
FG- 0144	24/8/2024 10:13	24/8/2024 10:47	0.57		Disparo en planta		Generación	IG-001		U9 y U14 fuera de línea
FG- 0145	24/8/2024 22:59	25/8/2024 00:02	1.05		Disparo en planta		Generación	IG-001		U9, U10 y U14 fuera de línea

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración		Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
			Total Horas							
PD-0120	25/8/2024 08:00	25/8/2024 12:00	4.00		Instalación de postes en línea	24/8/2024	Distribución	CR-003	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	instalación de postes de fibra de 40 ft en línea
FG- 0146	25/8/2024 08:32	25/8/2024 16:00	7.47		Disparo en planta	25/8/2024	Generación	IG-001	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Disparo en planta ocasionado por tormenta eléctrica.
FD-0128	25/8/2024 13:40	25/8/2024 16:14	2.57		Cambio de transformador dañado		Distribución	CR-005		Se cambio transformador de 15 kVA dañado por otro de 15 kVA sector Blue Bayou
FD-0129	26/8/2024 05:47	26/8/2024 09:05	3.30		Fusible dañado de cuchilla principal		Distribución	CR-006		Sector los Cayos
FG- 0147	26/8/2024 16:00	26/8/2024 16:26	0.43		Falla en operación de planta		Generación	IG-001		Falla en operación de planta, Ups 2 descargado
FD-0130	27/8/2024 08:57	27/8/2024 12:48	3.85		Falla en transformadores		Generación	CR-007		Cambio de transformadores dañados, 2 transformadores de 10 KVA se bajaron y se instaló 1 transformador de 25 KVA, sector Los Cayitos
PD-0121	28/8/2024 08:00	28/8/2024 11:45	3.75		Corte Programado	28/8/2024	Distribución	CR-003	<a href="https://www.facebook.com/photo?fbid=982510537008248&amp;set=a.501237168468923">https://www.facebook.com/photo?fbid=982510537008248&amp;set=a.501237168468923</a>	Motivo de cambio de postes de línea primaria, Sector Jericó, Nuevo Jericó y Country Side
FG- 0148	30/8/2024 01:54	30/8/2024 02:14	0.33		Disparo en planta		Generación	IG-001		
FG- 0149	30/8/2024 02:43	30/8/2024 02:55	0.20		Disparo en planta		Generación	IG-001		
FG- 0150	30/8/2024 02:39	30/8/2024 03:01	0.37		Disparo en planta		Generación	IG-001		
FG- 0151	30/8/2024 12:54	30/8/2024 13:05	0.18		Disparo en planta		Generación	IG-001		
FG- 0152	30/8/2024 13:50	30/8/2024 14:05	0.25		Disparo en planta		Generación	IG-001		
FG- 0153	30/8/2024 13:55	30/8/2024 15:32	1.62		Disparo en planta		Generación	IG-001		

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración Total Horas	Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
FD-0145	2/9/2024 15:16	2/9/2024 15:33	0.28	Fusible reventando		Distribución	RC-004		Fusible dañado en Trade Wind
FG- 0155	3/9/2024 14:33	3/9/2024 14:55	0.37	Disparo en planta		Generación	IG-001		Disparo en U9 y U12
FG- 0156	5/9/2024 04:00	5/9/2024 04:36	0.60	Disparo en planta		Generación	IG-001		Disparo en U8, U9, U10 y U12
PD-0122	5/9/2024 08:00	5/9/2024 12:00	4.00	Despeje programado		Distribución	CR-003	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	instalación de postes de fibra en línea primaria, sector de Country Side
FD-0148	8/9/2024 08:12	8/9/2024 09:29	1.28	Reparación de puentes de línea secundarias		Distribución	RC-004		Reparación de puentes de línea secundarias en transformador de 15 kVA, sector de Trade Wind
PD-0123	8/9/2024 13:53	8/9/2024 15:11	1.30	Pasar líneas secundarias a postes de fibra		Distribución	CR-003		Se bajo macho de cuchilla de transformador de 50 kVA pasar líneas secundarias a postes de fibra sector Jericó
PD-0124	10/9/2024 08:00	10/9/2024 11:50	3.83	Mover transformador	10/9/2024	Distribución	CR-003	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Mover transformador para mejorar los voltajes en Nuevo Serio
PD-0125	11/9/2024 08:00	11/9/2024 13:00	5.00	Limpieza de la línea primaria	10/9/2024	Distribución	CR-006	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Limpieza de la línea primaria, cambio de herraje, mantenimiento en postes sector Laguna Beach hasta Los Cayos
FD-0146	12/9/2024 19:03	14/9/2024 19:30	48.45	Reparar puente de Transformador que se daño		Distribución	CR-003		Reparación de puente de Transformador que se dañó sector Sandy Bay

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración Total Horas	Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
FD-0147	16/9/2024 08:11	16/9/2024 08:50	0.65	Reparar línea secundaria transformador de 25 kVA		Distribución	CR-003		Reparar línea secundaria transformador de 25 kVA sector Jericó
PD-0126	18/9/2024 08:00	18/9/2024 12:00	4.00	Cambio de estructura dañada	17/9/2024	Distribución	RC-004	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Cambio de estructura dañada en poste de línea primaria y mantenimiento de transformadores
FD-0148	20/9/2024 10:54	20/9/2024 11:49	0.92	Cambio de cuchilla a transformador		Distribución	CR-007		Cambio de cuchilla dañada en transformador de 25 kVA de Los Cayitos
PD-0127	21/9/2024 08:00	21/9/2024 10:00	2.00	Cambio de transformador	20/9/2024	Distribución	RC-004	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Cambio de transformador en Trade Wind
FD-0149	23/9/2024 10:23	23/9/2024 10:23	0.00	Cambio de fusibles dañados.		Distribución	CR-005		Cambio de fusibles dañados en Blue Bayou y Playa Chepa.
FG- 157	24/9/2024 04:02	24/9/2024 04:02	0.00	Disparo en planta		Generación	IG-001		Disparo por sobretensión
FD-0150	25/9/2024 10:00	25/9/2024 10:31	0.52	Cambio de cuchilla dañada	25/9/2024	Distribución	CR-005	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Cambio de cuchilla dañada, Sandy Bay hasta Los Cayos
FG- 158	26/9/2024 16:22	26/9/2024 16:53	0.52	Disparo en planta		Generación	IG-001		Unidad 14 fuera de línea
FD-0151	26/9/2024 09:15	26/9/2024 10:00	0.75	Reparación de fase C	26/9/2024	Distribución	CR-006	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Cuchilla y puente primario dañado, La laguna hasta Los Cayos
FG- 159	28/9/2024 12:31	28/9/2024 14:49	2.30	Disparo en planta		Generación	IG-001		U10 y U14 fuera de línea
FD-0155	1/10/2024 10:24	1/10/2024 11:07	0.72	No Programado		Distribución	IG-001		Poste en llamas, sector de Los Bomberos, toda la isla sin energía para atender emergencia
FD-0156	2/10/2024 07:24	2/10/2024 08:09	0.75	No Programado		Distribución	CR-003		Bajante de transformador de 75 kVA recalentado, sector El Centro

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración Total Horas	Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
FD-0157	3/10/2024 07:17	3/10/2024 07:49	0.53	No Programado		Distribución	CR-003		Puente de Transformador de 50 kVA recalentado, sector El Centro
PD-0130	8/10/2024 19:30	8/10/2024 20:25	0.92	Programado		Distribución	CR-006		Cambio de bajadas de transformador en el sector de Neptuno
FG- 160	10/10/2024 20:16	10/10/2024 22:39	2.38	No Programado		Generación	IG-001		Disparo en planta, campo de Fuente de poder U9 quemada
FD-0158	11/10/2024 12:00	11/10/2024 12:28	0.47	No Programado		Distribución	CR-006		Fusible reventando de transformador de 10 kVA, sector Blue Bayou
FD-0159	18/10/2024 16:53	18/10/2024 17:16	0.38	No Programado		Distribución	CR-003		Cambio de espiga dañada, sector sin energía desde el Centro hasta Trade Wind
FG-0161	20/10/2024 06:53	20/10/2024 07:02	0.15	No Programado		Generación	IG-001		Disparo en planta, U9 y U14 fuera de línea
FG-0162	20/10/2024 17:44	20/10/2024 18:29	0.75	No Programado		Generación	IG-001		Disparo en planta, U9 y U14 fuera de línea
FD-0159	27/10/2024 17:30	27/10/2024 17:36	0.10	No Programado		Distribución	CR-005		Fusible reventado en Playa chepa hasta Los Cayos.
FG-0163	2/11/2024 08:25	2/11/2024 08:43	0.30	No programado		Generación	IG-001		U8 y U14 fuera de línea
FG-0164	4/11/2024 07:20	4/11/2024 07:41	0.35	No programado		Generación	IG-001		U9 fuera de línea
PD-0130	5/11/2024 07:39	5/11/2024 09:32	1.88	No programado		Distribución	CR-003		Reparación de bajadas de transformador de 25 kVA Sector Jericó y Transformador de 15 kVA sector Lozano

ID_ Interrupción	Fecha y Hora Inicio	Fecha y Hora Cierre	Duración Total Horas	Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
FD-0160	6/11/2024 08:03	6/11/2024 09:32	1.48	No programado		Distribución	CR-005		Cambiar bajantes de transformador 25 kVA en el sector Sandy Bay
FD-0161	6/11/2024 13:30	6/11/2024 15:30	2.00	Programado	6/11/2024	Distribución	RC-004	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Limpieza de línea, mantenimiento a transformadores en el sector Trade Wind
PD-0131	9/11/2024 09:30	9/11/2024 11:45	2.25	Programado	9/11/2024	Distribución	CS-002	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Bajar transformador de 10 kVA que se le dañó un buchin en el sector ramal de Rocky Hill
PD-0132	10/11/2024 08:00	10/11/2024 12:00	4.00	Programado	10/11/2024	Distribución	RC-004	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Cambio de Transformador de 75 kVA que se dañó en el sector La Punta hasta Trade Wind
FG-0165	15/11/2024 10:04	15/11/2024 11:14	1.17	No programado		Generación	IG-001		U9 y U14 fuera de línea
FD-0162	15/11/2024 15:28	15/11/2024 17:09	1.68	No programado		Distribución	CR-006		Puente de transformador dañado sector de Kenny Brian
ICD-0101	15/11/2024 07:21	15/11/2024 11:14	3.88	Externo		Externo	CS-002		Rama de árbol dañado acometida en sector de Bar Bush
PD-0133	16/11/2024 07:56	16/11/2024 08:40	0.73	No programado		Distribución	CS-002		Limpieza de líneas de transmisión sector caballerizas
ICD-0102	16/11/2024 10:01	16/11/2024 10:27	0.43	Externo		Externo	CR-003		Limpieza de líneas de transmisión sector El Cementerio, ramas de árbol cayeron sobre la línea
FG-0166	16/11/2024 13:43	16/11/2024 14:32	0.82	No programado		Generación	IG-001		U8 y U10 fuera de línea
ICD-0103	17/11/2024 08:41	17/11/2024 13:05	4.40	Externo		Externo	CS-002		Reparación de líneas secundarias debido a que árbol cayó sobre este sector Nuevo Jericó

ID_ Interrupción	Fecha y Hora		Duración Total Horas	Causa	Fecha Notificación al Usuario	Origen del evento	Código de Equipo	Enlace de comunicación	Observaciones
	Inicio	Cierre							
FD-0163	17/11/2024 19:45	17/11/2024 20:00	0.25	No programado		Distribución	CR-006		Reparando neutro dañado Swanish ridge
PD-0134	19/11/2024 08:00	19/11/2024 11:00	3.00	Programado	18/11/2024	Distribución	CR-003	<a href="https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/">https://www.facebook.com/UtilaPowerCompany/</a>	Reemplazo de poste dañado de ramal de Western Path.
ICD-0104	23/11/2024 21:39	24/11/2024 00:36	2.95	Programado	23/11/2024	Distribución	CS-002	<a href="https://www.facebook.com/share/p/1B6UTyHa3D/">https://www.facebook.com/share/p/1B6UTyHa3D/</a>	Reparación de la línea primaria ramal de Pumpkin hill.
FD-0164	24/11/2024 10:55	24/11/2024 11:27	0.53	No programado		Distribución	CS-002		Reparación de estribo y conector de línea viva en Pumpkin hill
ICD-0105	26/11/2024 03:11	26/11/2024 19:35	16.40	Externo	26/11/2024	Externo	CR-003	<a href="https://www.facebook.com/photo/?fbid=1047280860531215&amp;set=pcb.1047281217197846">https://www.facebook.com/photo/?fbid=1047280860531215&amp;set=pcb.1047281217197846</a>	Árbol caído en sector de Western Path, sobre la línea secundaria