



INFORME FISCALIZACIÓN

TRIMESTRE II

Cumplimiento de la Normativa de Calidad de Transmisión, Distribución y Operación del Sistema

ÍNDICE

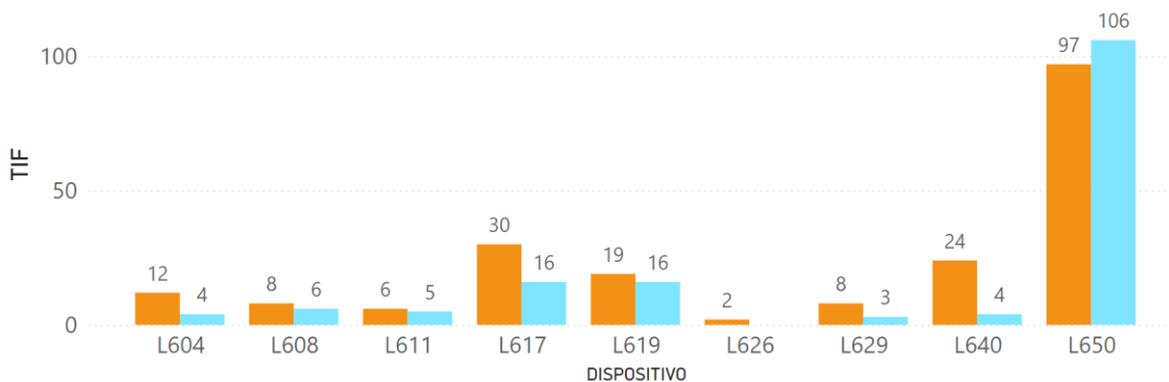
RESUMEN EJECUTIVO.....	3
INFORME FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN	9
INFORME FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	32
INFORME FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS	64

RÉSUMEN 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 06 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 evaluaron los primeros seis meses del año para observar su evolución en donde evidentemente existe una tendencia de crecimiento de aproximadamente el 30 % más del valor 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 una tasa de indisponibilidad forzada (TIF) en el primer semestre de 106 y una duración de indisponibilidad forzada (DIF) de 3,186 minutos.

Año ● 2023 ● 2024



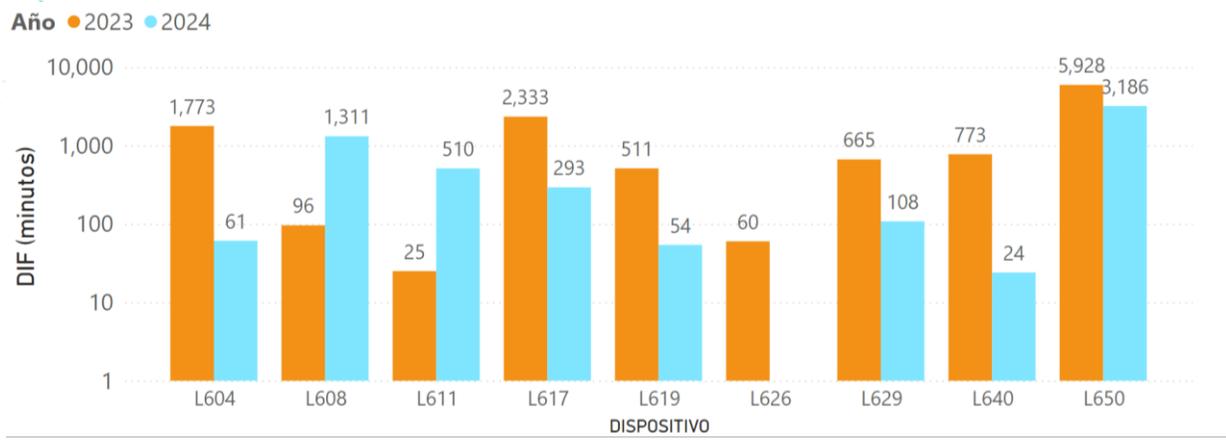


Gráfico 1 Comparación TIF y DIF en 230 kV 2023 - 2024

Con respecto a los indicadores de confiabilidad del sistema de distribución operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el Sistema Interconectado Nacional se realizó con una comparación de datos entre cálculos elaborados por la Dirección de Fiscalización y los resultados presentados en el Informe de Gestión por la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) para los años 2023 y el primer semestre del 2024. Como resultado se obtiene el valor de SAIFI para el 2023 entre los cálculos de la CREE y la ENEE tiene un valor **50 %** más de lo presentado por la UTCD, y en el grafico 1 se puede apreciar el incremento del indicador SAIFI.

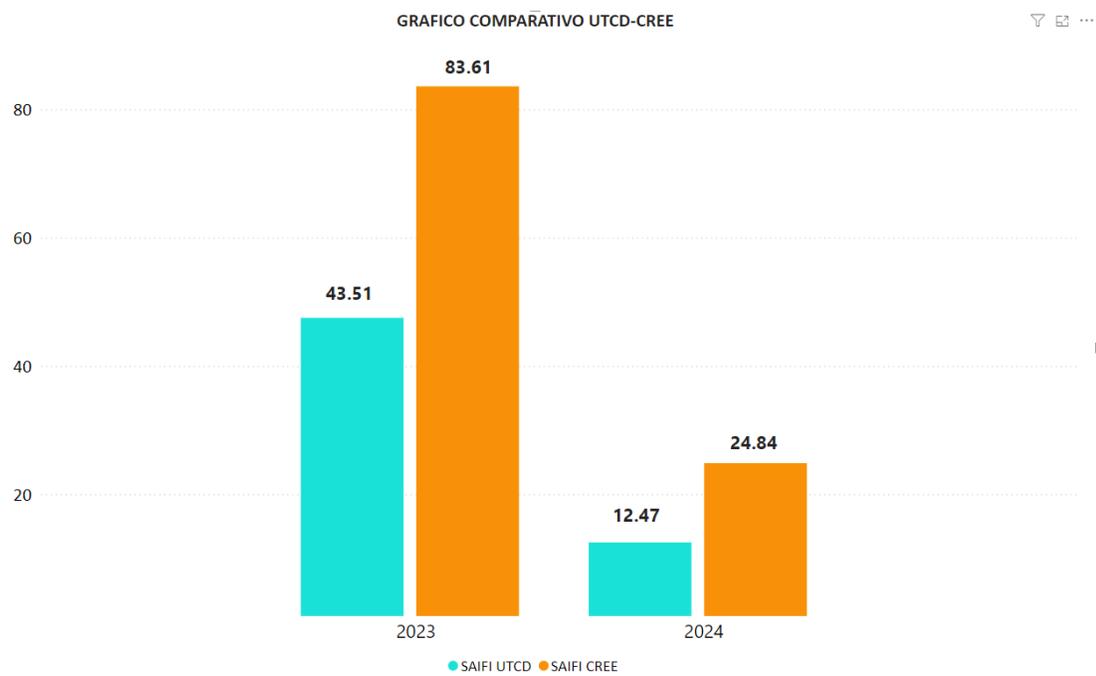


Gráfico 2 Comparación resultados cálculos SAIFI CREE y UTCD

Los indicadores de confiabilidad de los sistemas aislados operados por RECO y UPCO tuvieron un procedimiento distinto a ENEE, se realizaron con la información presentada mediante el proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR) donde se incluye los datos de los equipos e interrupciones que fueron utilizados para los cálculos; sin embargo no se contaba con la información usuario-red, por lo que se ejecutaron los cálculos con la capacidad interrumpida en cada indisponibilidad. Como resultados del análisis se obtuvo que UPCO en comparación con el año 2023 en los meses de abril y mayo para el indicador de SAIDI disminuyó un **18 %** y para el SAIFI aumentó un **43 %** así como se muestra en el gráfico 3. Asimismo se puede observar que hasta el momento UPCO no incumple con las tolerancias establecidas en la NT-CD.

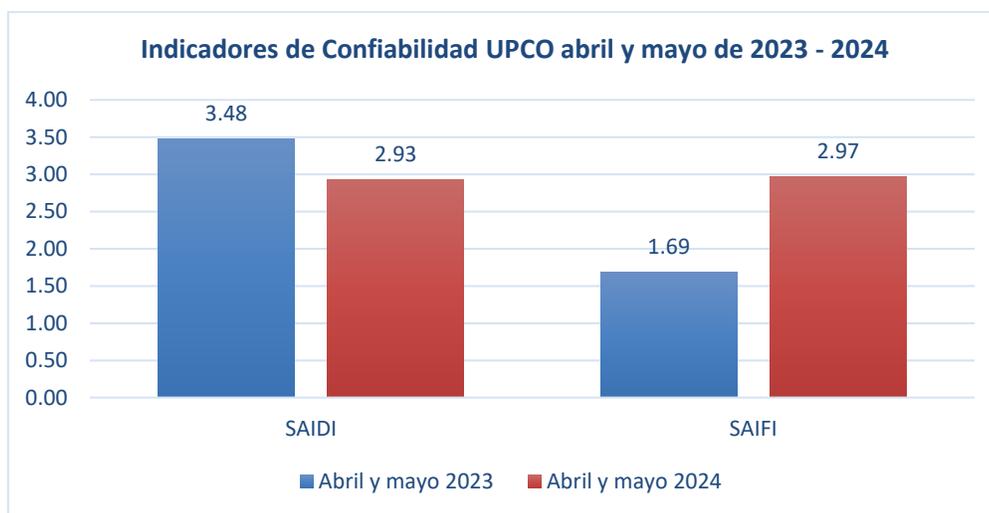


Gráfico 3 Comparación resultados indicadores SAIFI y SAIDI

SEGUIMIENTO INFORME TRIMESTRAL I

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.

Tabla 1 Matriz de Seguimiento Informe Trimestral I

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 31	Pendiente
2	Reunión con CND para clasificar el estado de las bases de datos con respecto al sistema de transmisión	Acción	Informe de reunión	Semana 31	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 30	En proceso

Con respecto a la retroalimentación de las recomendaciones establecidas en el Informe Trimestral I, 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 250-2024 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 se espera recibir los datos a corto plazo, pero para fines del informe se les solicitó y se recibió por parte de la Empresa Distribuidora la información sobre mantenimiento y maniobras para el cálculo de los indicadores de confiabilidad para completar el objetivo del informe trimestral II.

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; sin embargo, sigue en proceso la recopilación de ciertos datos para poder completar el proyecto.



INFORME FISCALIZACIÓN
TRIMESTRE II 2024

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

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 durante el primer semestre de 2024 mediante la revisión de la información de indisponibilidades publicada por el CND.
2. Determinar las desviaciones de los indicadores de calidad del servicio de las empresas transmisoras, específicamente, lo relacionado a los indicadores de tasa y duración de indisponibilidades forzadas por línea.
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.

Informe de Calidad de Transmisión Trimestre I 2024

El informe de calidad de transmisión contiene el análisis de los indicadores de calidad del año 2023, en donde se evaluaron los informes de falla elaborados por el CND y mediante los mismo se elaboró una base de datos y se introdujo en la aplicación Microsoft Power BI para mejor visualización. En la norma se establece que el periodo de control de los indicadores para el sistema de transmisión es anual; sin embargo, para fines de la fiscalización del cumplimiento de la normativa se evalúa de manera mensual continua para analizar la evolución de los indicadores de confiabilidad durante el tiempo e identificar las oportunidades de mejora en el sistema.

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.
 - d. En su artículo 15 literal K establece 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. Y el ODS también presentara a la CREE, dentro de los 10 días hábiles siguientes de haber recibido el informe de las Empresas Transmisoras, un informe mensual, técnicamente documentado, que contenga todos aquellos casos, en que, por diversas circunstancias, haya habido incumplimiento en los índices de calidad, incluyendo las debidas a una inadecuada administración del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- 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 15 que la calidad del producto, por parte de la Empresa Transmisora, será evaluada por medio del sistema de medición y control de calidad, de manera que permita identificar si se exceden las tolerancias establecidas en esta norma para la regulación de Tensión, la distorsión armónica y el
 - h. Establece en el Artículo 16 que la incidencia en la calidad del producto por parte de ellos 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 para el desbalance de corriente, la distorsión armónica, el Flicker, y el factor de potencia.
 - i. 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.
 - j. 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.
 - k. 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.
 - l. 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 los clientes de la empresa distribuidora servida 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, estos se definen en dos categorías y se evalúan por la línea de transmisión durante un periodo de control, que es anual. El primer indicador es el número total de indisponibilidad forzada, que es N cantidad de indisponibilidades que se dieron durante el periodo de control, y la duración de la indisponibilidad forzada, que es la cantidad total de minutos acumulados de la indisponibilidad forzada durante el periodo de control.

Los indicadores según los establece la norma deberían 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 utilizaron los informes de falla diarios que el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema, tiene la obligación de publicar en su página web oficial.

Los informes de fallas se transformaron para una mejor visualización y análisis utilizando la aplicación de Microsoft Power BI. Se cargaron los archivos totales para el año 2023, y se facilitó la visualización de los resultados de la cantidad y duración de indisponibilidades forzada por línea. Una vez identificadas las indisponibilidades por línea se realizó una comparación con las tolerancias que establece la norma según su nivel de tensión, así como se muestra en la tabla 1 y tabla 2.

Tabla 2 Tolerancia para el Número Total de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)

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

Tabla 3 Tolerancias de la Duración Total 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

El análisis de los índices dependerá de la categoría y el nivel de tensión de las líneas. Una vez analizadas las maniobras y se determine que los indicadores superan las tolerancias establecidas dentro del periodo de control, se comienza con el procedimiento para el cálculo estimado de las sanciones según se establece en la NT-CT cuando el déficit de calidad sea imputable a la empresa transmisora.

De igual manera como parte del proceso de evaluación de indicadores se tuvieron reuniones con ENEE Transmisión con el objetivo de presentarles los resultados y comenzar la implementación de la NT-CT. La aplicación de la norma conllevó la reciprocidad de consultas e inquietudes por ambas partes en cuanto el estudio de los indicadores los cuales se les sigue dando seguimiento para poder, de forma gradual, ir aplicando las disposiciones que la LGIE establece.

La siguiente ilustración 1 muestra un diagrama de flujo del procedimiento de la evaluación de indicadores de confiabilidad.

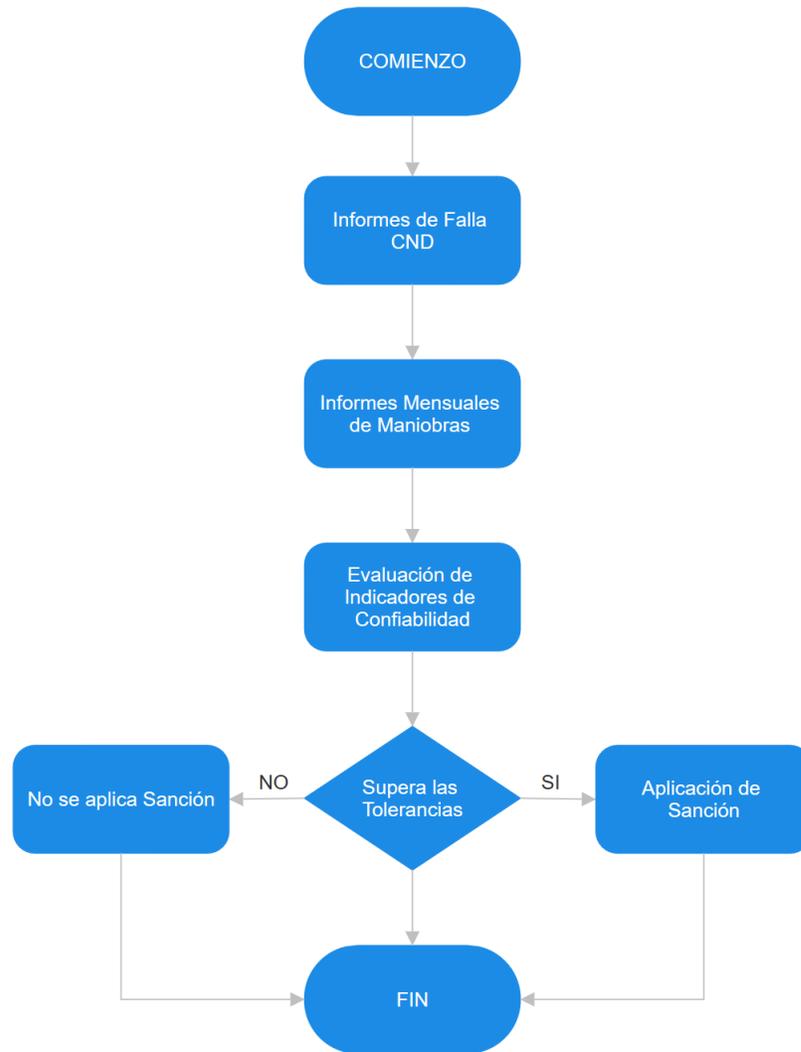


Ilustración 1 Diagrama de Flujo procedimiento Cálculo de Indicadores de Confiabilidad (Fuente: Propia)

RESULTADOS

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

Evaluación de Indicadores de Confiabilidad primer semestre del 2024

El análisis se realizó para cada línea de transmisión que registro indisponibilidad durante la mitad del año 2024, y los mismos se evaluaron para distintos niveles de tensión. Para el nivel de tensión de 230 kV se evaluaron 8 líneas de transmisión, para el nivel de 138 kV un total de 22 líneas, y por último el nivel de tensión de 69 kV donde se evaluaron 11 líneas de transmisión.

El principal hallazgo en las líneas de transmisión es que se superan las tolerancias por desviaciones bastante elevadas, hasta del **5,200 %** para la línea L650 en el nivel de tensión de 230 kV, **633 %** para la línea L505 para el nivel de tensión de 138 kV, y de hasta el **1,100 %** para la línea L429 que se encuentra en el nivel de tensión de 69 kV. Los niveles para la tasa de indisponibilidad forzada (TIF) y la duración de indisponibilidad forzada (DIF) se muestran en los gráficos, el Gráfico 1 para el nivel de 230 kV, el Gráfico 2 para el nivel de 138 kV y el Gráfico 3 para el nivel de tensión de 69 kV.

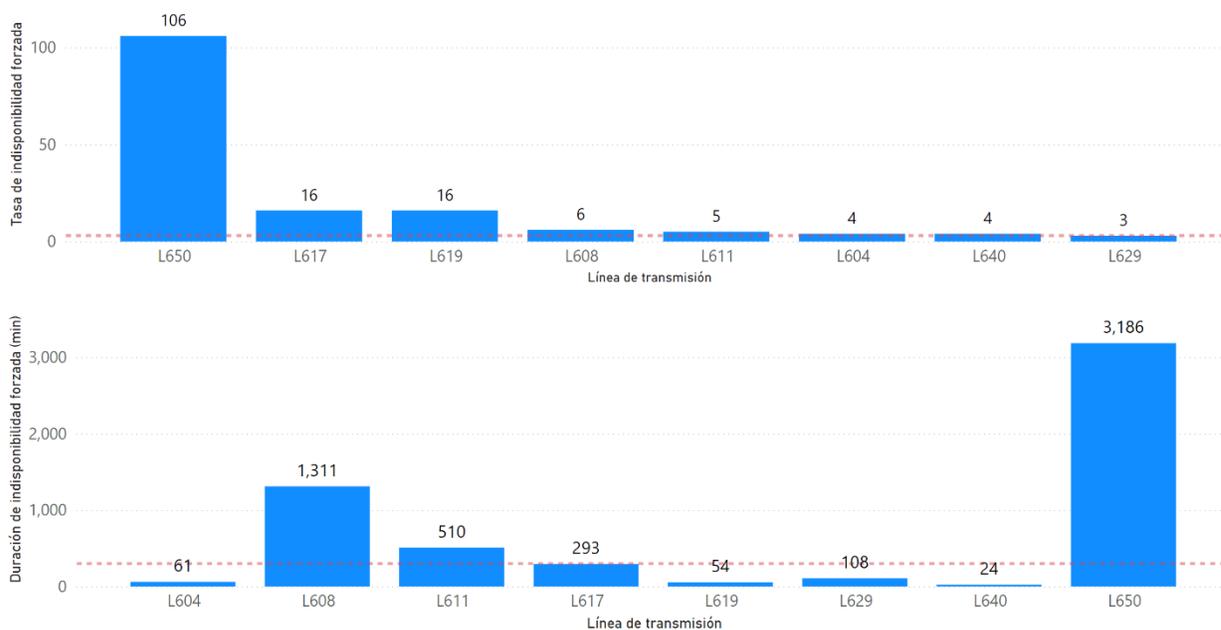


Gráfico 4 TIF y DIF nivel de tensión 230 kV Semestre I 2024 (fuente: propia)

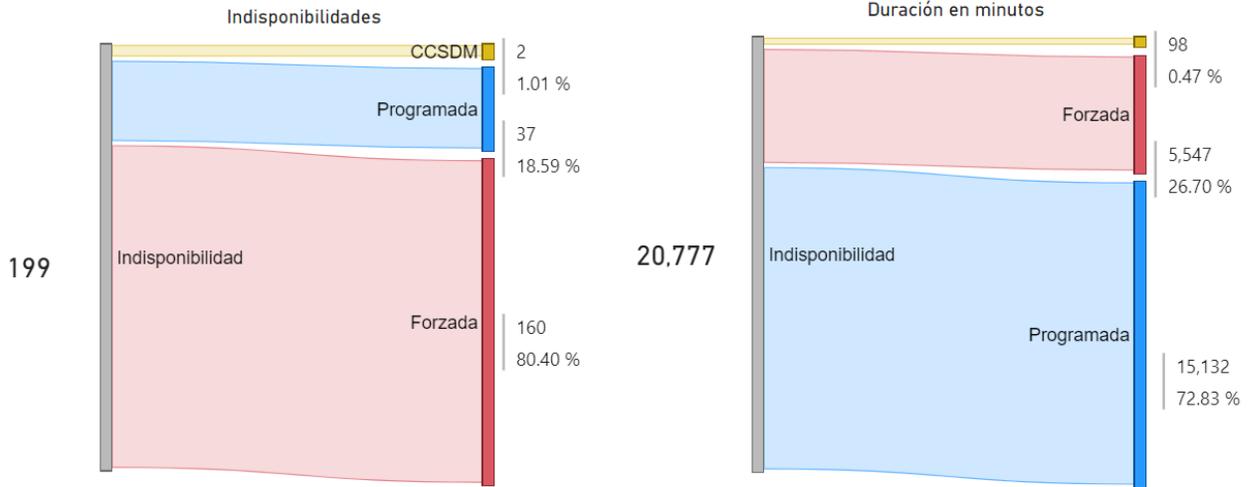


Gráfico 5 Indisponibilidades totales 2024 en nivel de tensión 230 kV (fuente: propia)

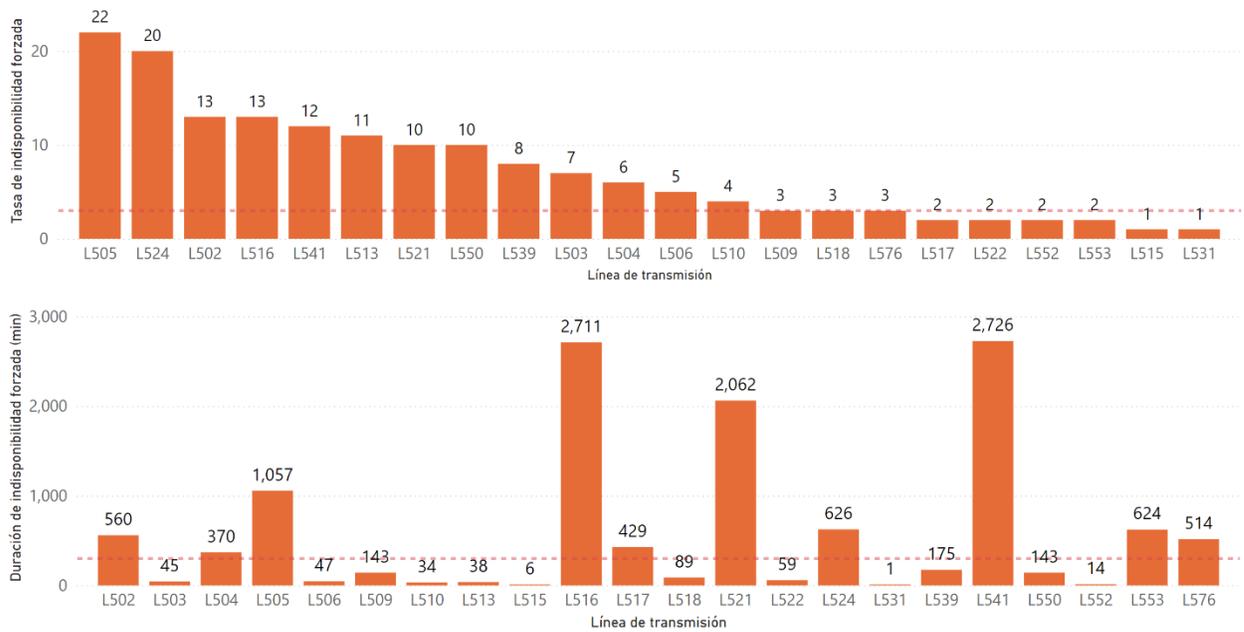


Gráfico 6 TIF y DIF nivel de tensión 138 kV Semestre I 2024 (fuente: propia)

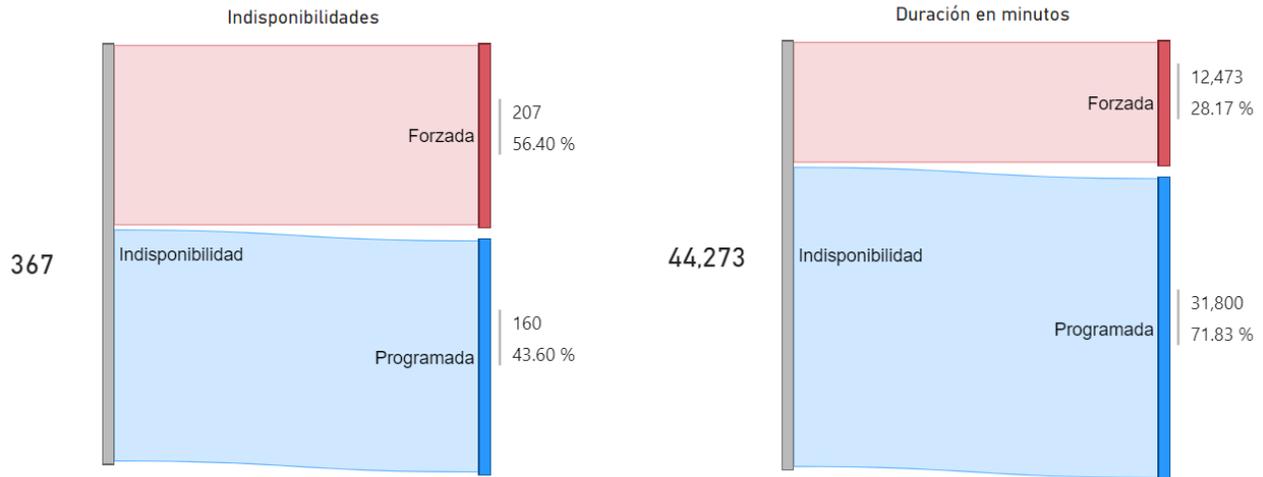


Gráfico 7 Indisponibilidades totales 2024 en el nivel de tensión 138 kV (fuente: propia)

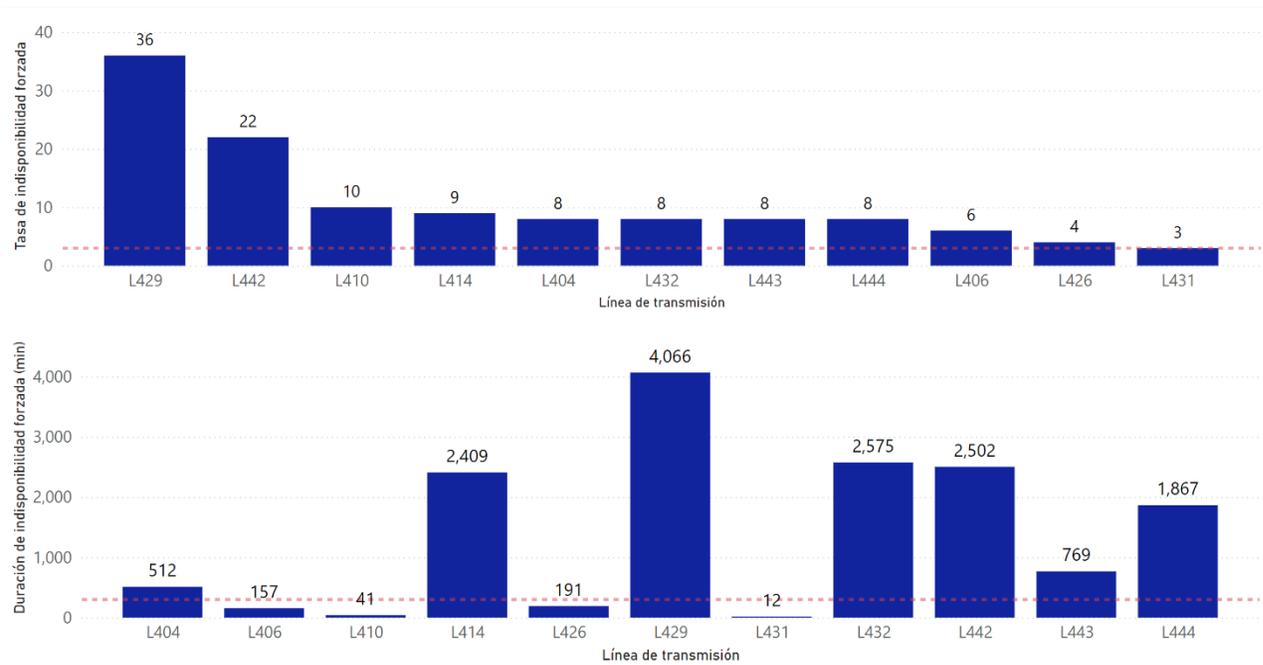


Gráfico 8 TIF y DIF nivel de tensión 69 kV Semestre I 2024 (fuente: propia)

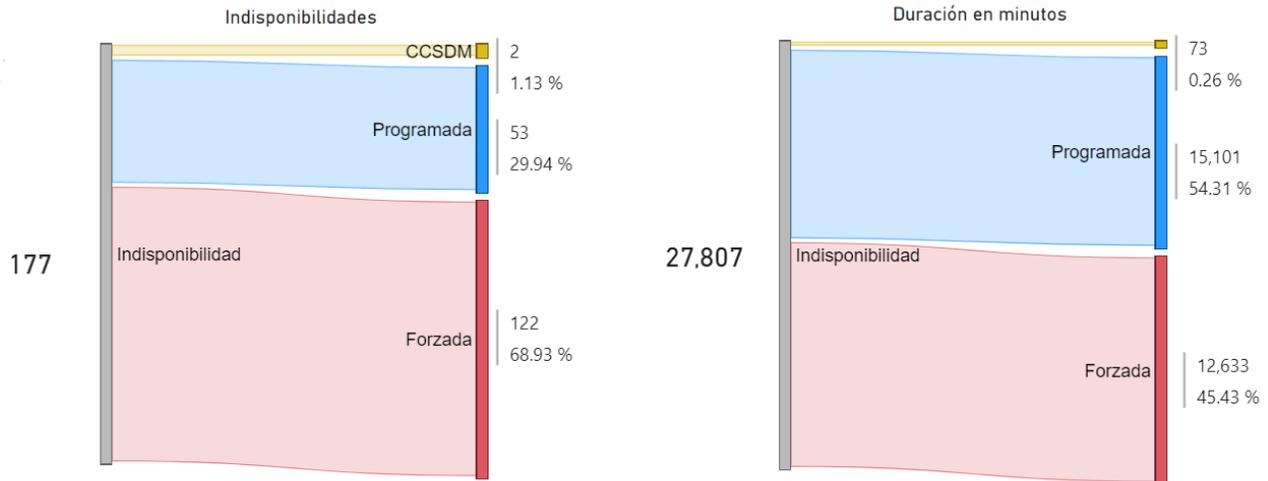


Gráfico 9 Indisponibilidades totales 2024 en el nivel de tensión de 69 kV (fuente: propia)

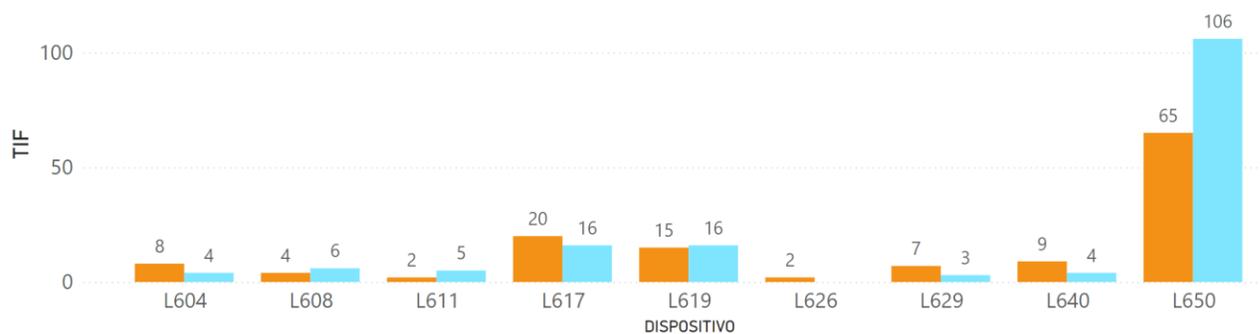
De igual manera para el indicador de duración total de indisponibilidad forzada (DIF) se analizaron para el primer semestre del 2024 las mismas líneas, sin cambiar los parámetros de tipo de indisponibilidad, para los distintos niveles de tensión la línea **L650** que se encuentra en 230 kV, es la que presenta el mayor tiempo de duración de las indisponibilidades forzadas superando la tolerancia por una desviación porcentual de **1,726%**. Para el nivel de tensión de 138 kV es de **805 %** en la línea de transmisión **L541**, y por último en el nivel de tensión 69 kV la desviación porcentual para la duración de indisponibilidad forzada fue por parte de la línea **L429**, fue de **1,255 %**.

Comparación resultados de indicadores de confiabilidad en 2023 con resultados en 2024

El resultado del análisis para el primer semestre del año en cuestión muestra que la línea L650 que corresponde a Juticalpa continúa siendo la línea de transmisión que presenta mayor TIF, de hecho en el primer semestre existe un aumento de **9.27 %** y el DIF tiene aproximadamente registrado el **66 %** en comparación al 2023. Para el nivel de tensión de 138 kV y la TIF lleva aproximadamente el **50 %** de lo registrado para todo el año anterior y la DIF lleva aproximadamente el **25 %** de lo que se registró en el año 2023. Finalmente, para el nivel de tensión de 69 kV se observó que las tasas de indisponibilidad llevan el **51 %** del registro del 2023 y la duración total de la indisponibilidad forzada de igual manera se reducen los

minutos acumulados por casi el **13 %** del total durante el año en cuestión.

Año ● 2023 ● 2024



Year ● 2023 ● 2024

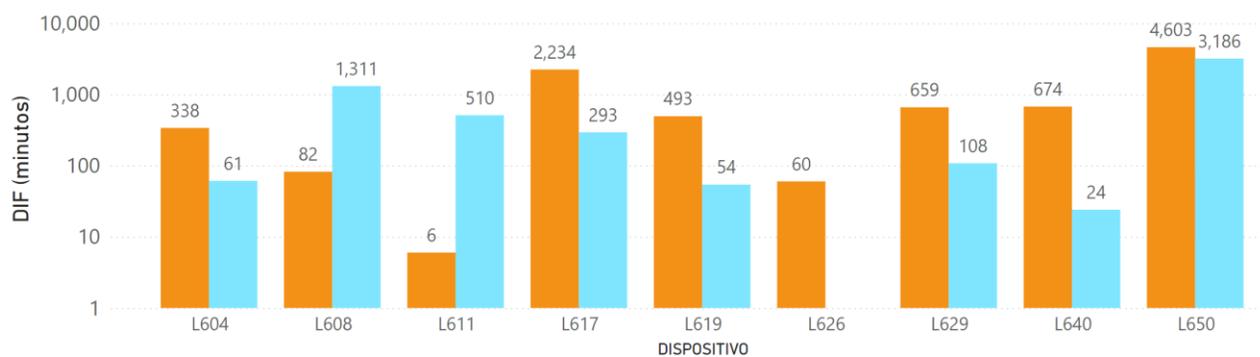


Gráfico 10 Comparación TIF y DIF 2023 y 2024 en nivel de tensión de 230 kV (fuente: propia)

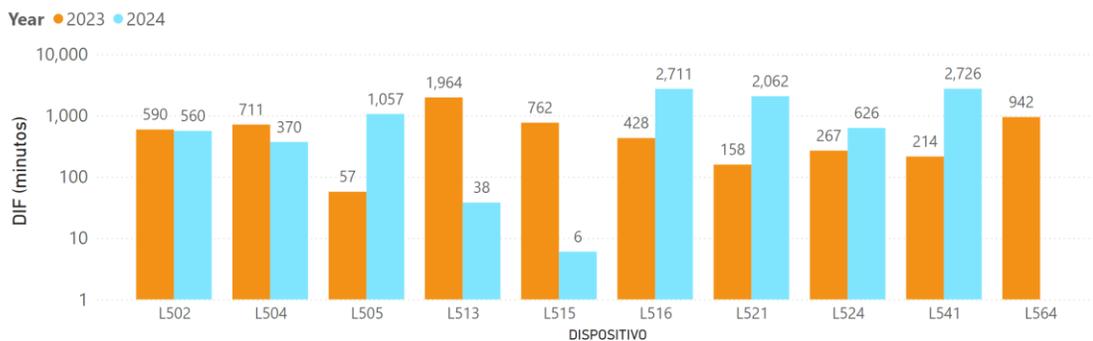
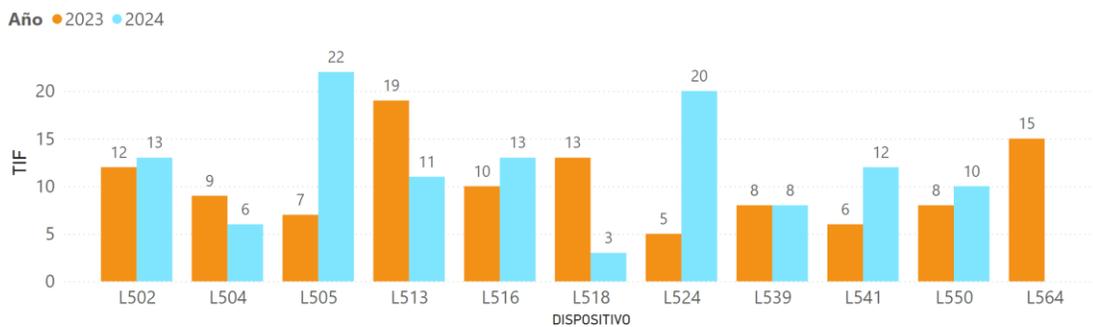


Gráfico 11 Comparación TIF y DIF 2023 y 2024 en nivel de tensión de 138 kV (fuente: propia)

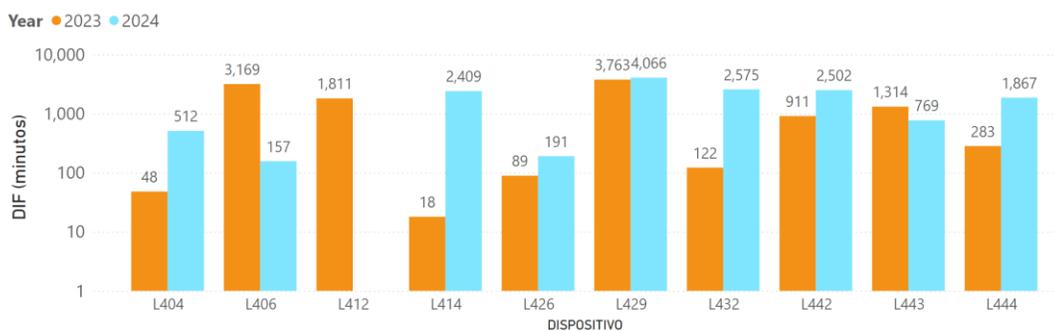
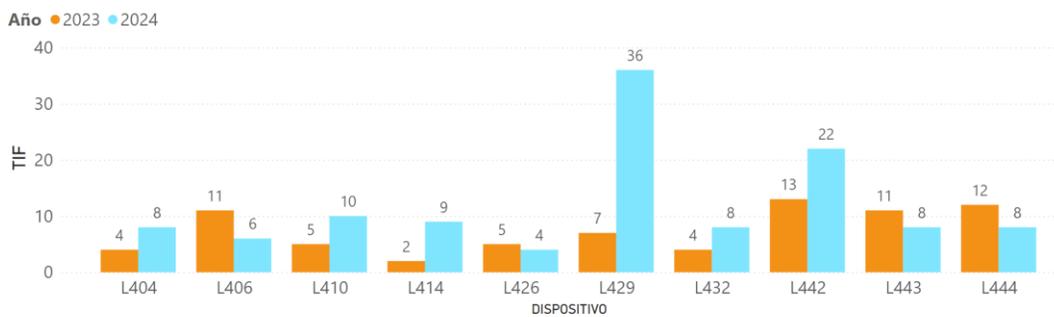


Gráfico 12 Comparación TIF y DIF 2023 y 2024 en nivel de tensión de 69 kV (fuente: propia)

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 encuentra pendiente, a la espera que la UTCD envíe la información correspondiente y proceder a el análisis de los datos.

CONCLUSIONES

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

1. La evolución de los indicadores de calidad muestra una tendencia de crecimiento debido a que análisis realizado para el 2024 solamente es del primer semestre, en comparación con los resultados del 2023. La línea L650 que corresponde a Juticalpa aumento su indisponibilidad forzada en un 13 %, donde se puede concluir que a través del tiempo su tasa aumentará superando el valor del año 2023.
2. Las desviaciones de las indisponibilidades para el primer semestre del año 2024 en relación con la tasa y la duración de indisponibilidad forzada muestran un deterioro y una tendencia de aumento a través del tiempo en donde al finalizar el año los indicadores aumenten hasta un **30 %** del valor final del año 2023.
3. El sistema de transmisión tiene la oportunidad de mejora en sus bases de datos para la verificación de la información necesaria para la evaluación continua de la evolución de los indicadores mensualmente, asimismo progresar en la confiabilidad del sistema de transmisión por medio de planes de mejora de calidad en el sistema.

RECOMENDACIONES

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

1. Se recomienda la transferencia de la información sobre los mantenimientos y maniobras para el cálculo de los indicadores de calidad técnica del servicio del sistema de transmisión de manera mensual para la fiscalización del cumplimiento de la normativa y verificar la evolución de los indicadores.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2024)	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 250-2024.	Semana 28	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 250-2024.	Semana 28	Pendiente

ANEXOS

Anexo 1 Tabla de datos desviación porcentual de TIF y DIF 230 kV

Dispositivos 230 kV	Subestación	TIF	Porcentaje desviación TIF	DIF	Porcentaje desviación DIF
L604	PRG;CJN	4	100%	61	-66%
L608	CJN;AMT	6	200%	1,311	628%
L611	AGC;TON	5	150%	510	183%
L617	PRD,LN	16	700%	293	63%
L619	PAV;CDH	16	700%	54	-70%
L629	LEC;PAN	3	50%	108	-40%
L640	NNC;15SEP	4	100%	24	-87%
L650	PAT;JUD	106	5200%	3,286	1726%

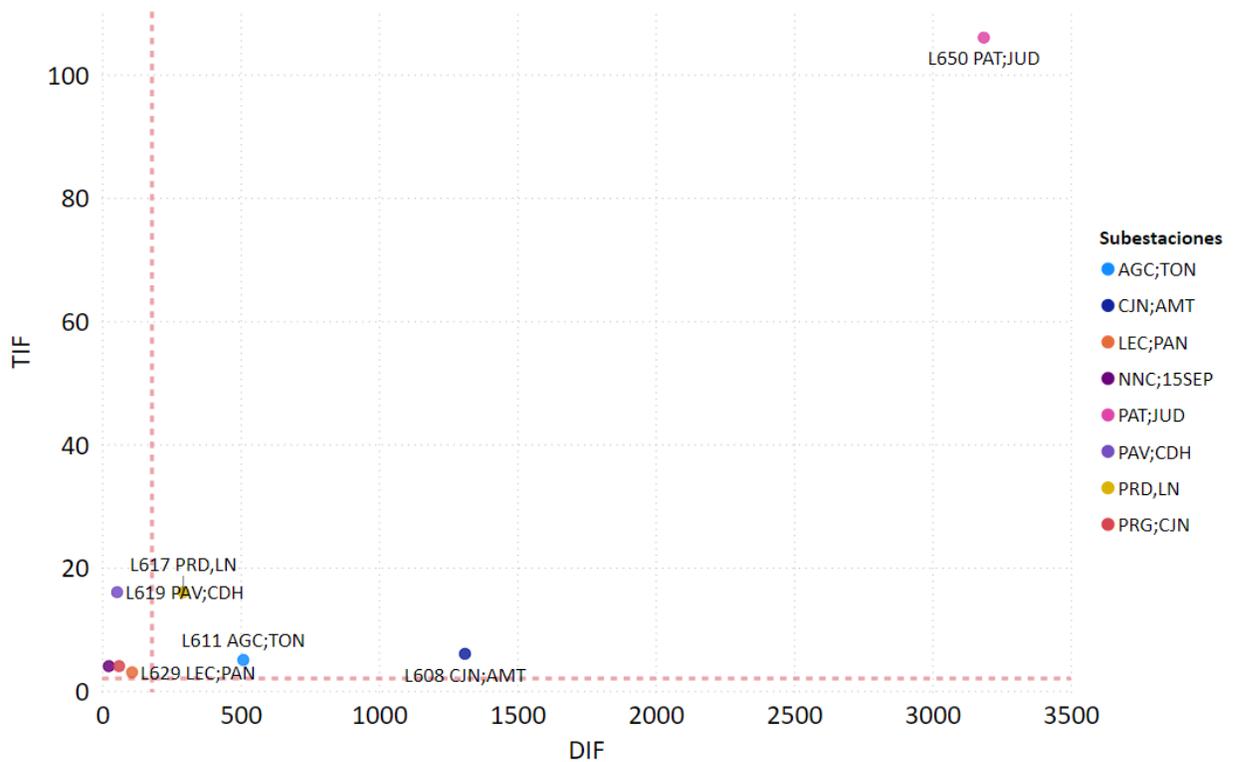
Anexo 2 Tabla de datos desviación porcentual de TIF y DIF 138 kV

Dispositivos 230 kV	Subestación	TIF	Porcentaje desviación TIF	DIF	Porcentaje desviación DIF
L502	RLN;CKP	13	333%	560	87%
L503	RLN;PGR	7	133%	45	-85%
L504	CKP;VNU	6	100%	370	23%
L505	LPT;SPS	22	633%	1,057	252%
L506	LPT;BVI	5	67%	47	-84%
L509	BER;SPS	3	0%	143	-52%
L510	VER;BVI	4	33%	34	-89%
L513	CHM;TSZ	11	267%	38	-87%
L515	PRG;TEL	1	-67%	6	-98%
L516	TEL;CTE	13	333%	2,711	804%
L517	CTE;SIS	2	-33%	429	43%
L518	SIS;END	3	0%	89	-70%
L521	ISL;TOC	10	233%	2,062	587%
L522	BOR;SHOL	2	-33%	59	-80%
L524	CIR;PRG	20	567%	626	109%
L531	SPS;VNU	1	-67%	1	-100%
L539	END;RGU	8	167%	175	-42%
L541	TOC;BOR	12	300%	2,726	809%
L550	CRL;PAZ	10	233%	143	-52%
L552	SFE;SUY	2	-33%	14	-95%
L553	MFL;SUY	2	-33%	624	108%
L576	CKP;CAR	3	0%	514	71%

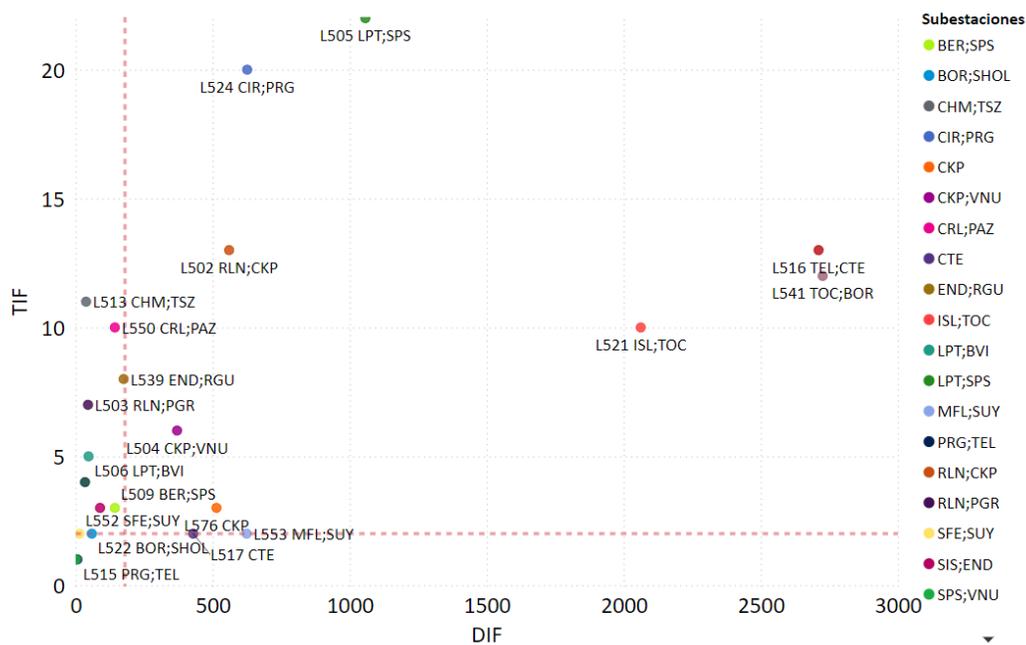
Anexo 3 Tabla de datos desviación porcentual de TIF y DIF 69 kV

Dispositivos 230 kV	Subestación	TIF	Porcentaje desviación TIF	DIF	Porcentaje desviación DIF
L404	BER;TAL	8	167 %	512	71 %
L406	SFE;LLN	6	100 %	157	-48 %
L410	PGR;LIM	10	233 %	41	-86 %
L414	MOR;YOR	9	200 %	2,409	703 %
L426	PVR;ODA	4	33 %	191	-36 %
L429	CRL;NIS	36	1100 %	4,066	1255 %
L431	ERA;LFL	3	0 %	12	-96 %
L432	SRS;LFL	8	167 %	2,575	758 %
L442	GMC;JUT	22	633 %	2,502	734 %
L443	JUT;CAT	8	167 %	769	156 %
L444	JUT;JUD	8	167 %	1,867	522 %

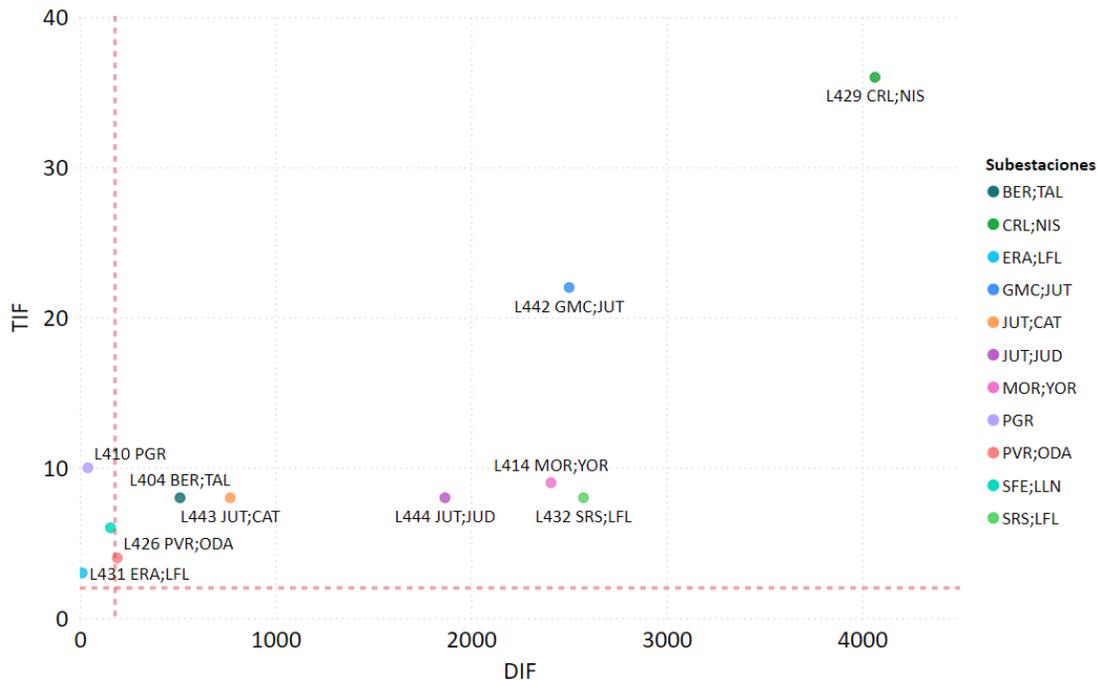
Anexo 4 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 230 kV



Anexo 4 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 kV



Anexo 4 Gráfico de dispersión TIF y DIF nivel de tensión 138 kV





INFORME FISCALIZACIÓN

TRIMESTRE II 2024

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SIN



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

OBJETIVO

El objetivo de este documento es presentar la forma de fiscalización de la aplicación y cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) en el sistema de distribución conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras; en particular fiscalizar el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad.

Objetivos específicos

1. Establecer el procedimiento para la verificación de los indicadores de confiabilidad.
2. Establecer las recomendaciones sobre bases de datos, formatos e inconsistencia sobre los informes (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 cuestión.

ANTECEDENTES

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

Oficio No. CREE 169-2024 Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras.

Se realizó la solicitud de información hacia la Gerencia de Distribución de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) mediante el **Oficio No. CREE-169-2024 Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras** con el objetivo de que la empresa distribuidora compartiera los datos sobre las maniobras que se ejecutaron el año 2023 hasta la fecha utilizando el archivo digital proporcionado por la Dirección de Fiscalización. Dentro del archivo se incluye la vinculación usuario-red, y las interrupciones que se llevaron a cabo en el tiempo anteriormente definido. (Agregar presentación de la información)

Informe Trimestral I

Requerimiento formal información BDR

Como parte del seguimiento al proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR), se solicitó información a la Gerencia de Distribución de la Empresa Nacional de Energía eléctrica (ENEE) mediante el **Oficio No. CREE 160-2024 Proyecto de Base de Datos Regulatorios BDR**, donde su respuesta fue no satisfactoria porque no se recibió ninguna de la información solicitada, por lo que se procedió a él envió de un requerimiento formal de la información.

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.

2. Que la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) que entró en vigencia un día después de publicada en el diario oficial La Gaceta de fecha 3 de noviembre del 2021.
 - a. Establece en el artículo 1 que el objeto de la Norma Técnica es desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica Asociadas con la calidad de Calidad del Servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica en el territorio de la Republica de Honduras, en particular, los aspectos de Calidad del Producto Calidad Técnica del Servicio y Calidad Comercial del Servicio.
 - b. Establece en el artículo 11 lo siguiente:
 - i. Con el Fin de posibilitar una adecuación gradual de las disposiciones desarrolladas en la Norma Técnica por parte de las Empresas Distribuidoras conectados a la red de distribución se establecen 10 etapas con niveles crecientes de exigencias respecto a la calidad del servicio, cada una con una duración de un año.
 - ii. Durante la primera etapa se hace una implementación del 20% del sistema de monitoreo y campañas de medición de la Calidad del producto a fin de analizar el índice de regulación de tensión.

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 se realizó según el informe de gestión de UTCD del mes de abril debido a que corresponden con los datos que se recibieron y se procesaron con el análisis hecho de acuerdo con los unifilares dados por ENEE, donde exponen el análisis de sus resultados. Son dos indicadores 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, se realizó utilizando el informe de gestión que la UTCD mensualmente presenta a la Comisión Reguladora de Energía eléctrica (CREE). Dentro del informe se definen los indicadores de calidad técnica del servicio globales y los resultados estadísticos del cálculo de este de manera mensual.

Se requirió información de todos los mantenimientos y maniobras como es mencionado en los antecedentes, donde se solicitó información de los diagramas unifilares de todos los circuitos de distribución del sistema interconectado nacional (SIN) 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 desde enero hasta abril, se detalla en la información lo siguiente de acuerdo a 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 y análisis de la información y 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 del año 2024 de los meses de enero hasta abril, 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 por zonas.

Proceso y análisis de la información

El procedimiento del análisis de datos tuvo su origen 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)

Con respecto a los datos que se especifican anteriormente hay equipos de interruptores (Subestaciones) y reconectores que no coinciden con respecto a los datos que fueron dados por la ENEE o que no se envió el diagrama unifilar del circuito en específico y por esa razón no se puede hacer la comparativo con respecto a los datos que se obtuvieron, a continuación, se mencionan el listado de interruptores:

Tabla 4 Equipos sin información de interruptores (fuente: propia)

Región	Interruptores	Año	Observación
Noroccidente	CAR-32L88	2023	UTCD no envió unifilar
Noroccidente	TSZ-22L26	2023-2024	UTCD no envió unifilar
Noroccidente	RNA-32L84	2023-2024	UTCD no envió unifilar
Noroccidente	RTD-22L95	2023	UTCD no envió unifilar
Centro Sur	SLU-32L84	2024	UTCD no envió unifilar
Centro Sur	JUT-32L74	2024	UTCD no envió unifilar

Estos equipos fueron quitados del análisis comparativo entre los datos dados por la ENEE y los datos realizados por la CREE, debido a que no se recibió información de los unificables no se podía contabilizar los equipos aguas arribas (reconectores), en los datos de los mantenimientos y maniobras de la ENEE si se contaba con la cantidad de usuarios afectados por circuito pero en el conteo de los datos de los unificables no se tenía registro en ninguna de las regiones, razón por la cual no se pudo realizar la comparación, en la matriz de seguimiento se solicitara esta información para corroborar los datos; estos datos es un recuento del 2024 hasta la fecha y 2023 completo.

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.

Tabla 5 Tolerancias establecida para índices de calidad técnica del servicio (Fuente: Norma Técnica de Calidad de la Distribución)

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

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:

- A. Frecuencia media de interrupción por usuario:

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

- B. Tiempo medio de interrupción por usuario calculado por alimentador:

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

Se recibió la información presentada a la CREE; pero se está ejecutando un proyecto de base de datos regulatorios por parte de la dirección de fiscalización, para dar seguimiento y verificación de la información incluida en el informe de gestión. En la siguiente ilustración 2 se define la estructura del correcto procedimiento para la evaluación de los indicadores de calidad técnica del servicio, según lo establece la NT-CD.

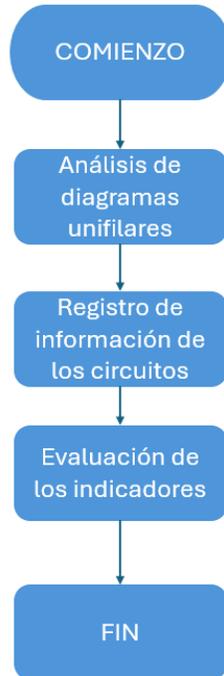


Ilustración 2 Procedimiento para evaluación de indicadores de Calidad Técnica del Servicio

RESULTADOS

Como producto en el proceso de análisis del informe de gestión por parte de la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) 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, con respecto a estos informes los resultados que se obtuvieron del análisis fueron comparados desde el análisis entre la gestión y resultados que dispone (UTCD) y los cálculos realizados que a continuación se detallaran:

Revisión de indicadores de confiabilidad en 2024 (UTCD)

Los informes de gestión presentados por UTCD incluyen los resultados mensuales de los indicadores globales Frecuencia Media de Interrupción (SAIFI) y la Duración Media de Interrupción (SAIDI). De igual manera contiene la evolución anual desde el año 2020 hasta 2023 y desde enero hasta abril del 2024, y distintos tipos de estadísticas que muestran los resultados de estos indicadores. Para el indicador de frecuencia media de interrupción (SAIFI) se muestran una variedad de graficas en donde se observa que existe un mayor deterioro en distribución en 2023 que desde el 2020 por lo cual UTCD mencionó que afecto la percepción de las interrupciones por parte del cliente.

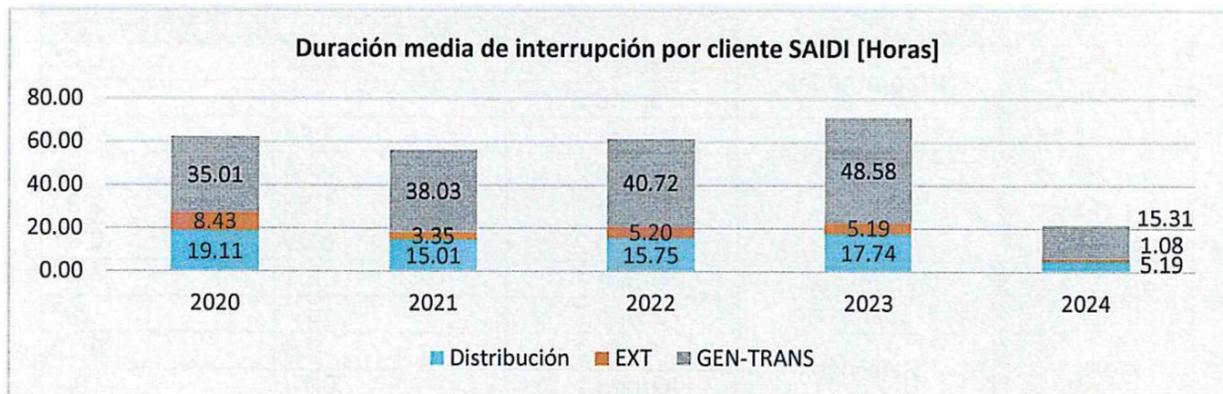


Ilustración 3 Análisis hecho por UTCD (fuente: informe de gestión UTCD)

Con base a los resultados anuales se observa que el indicador SAIDI correspondiente a la gestión de distribución del año 2023 represente mayor deterioro desde 2021, pero una mejora en el 2020. Sin embargo, el deterioro del indicador también se presentó en la gestión de interruptores provocados por GENS-TRANS,

donde en el año 2023 casi triplico el valor de distribución, en el año 2024 es donde se centra parte del informe para ser comparación con respecto a los datos que fueron propuestos por UTCD.

Revisión de los indicadores de confiabilidad de la calidad técnica del servicio

En base a las tolerancias ya establecidas se hizo 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 sobrepasaban estos niveles antes mencionados para el 2023 contabilizado en dos semestres y para año 2024 desde enero hasta abril.

Tabla 6 Equipos que superan los niveles de tolerancia 2024

Año 2024		
Circuitos	SAIFI SEMESTRE 1	SAIDI SEMESTRE 1
Circuitos totales que incumplen la tolerancia	192	192
	178	176
Circuitos que cumplen la tolerancia	14	16

Los totales de equipos que se detallan en la tabla hace referencia a la cantidad de interruptores para el año 2024 solamente del periodo de enero hasta abril. 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 172 equipos que incumplen de 192 en equipos totales y solamente 20 equipos si cumplen la tolerancia; esto solamente para el SAIFI del año 2024.

Tabla 7 Equipos que superan los niveles de tolerancia 2023

Año 2023				
Equipos	SAIFI SEMESTRE 1	SAIDI SEMESTRE 1	SAIFI SEMESTRE 2	SAIDI SEMESTRE 2
Circuitos totales	191	191	191	191
Circuitos que incumplen la tolerancia	186	182	176	165
Circuitos que cumplen la tolerancia	5	9	15	26

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.

En la totalidad 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 151 equipos que incumplen de 191 en equipos totales y solamente 40 equipos si cumplen la tolerancia; esto solamente para el SAIFI del año 2023 en el segundo 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 161 equipos que incumplen de 191 en equipos totales y solamente 30 equipos si cumplen la tolerancia; esto solamente para el SAIDI del año 2023 en el segundo semestre.

De esta manera se analiza en comparativa los datos que incumplen en totalidad la tolerancia que establece la normativa y que es explicada en el procedimiento de la evaluación de los indicadores de confiabilidad.

Gráficos de dispersión de la evaluación del SAIFI y SAIDI del periodo enero – abril 2024

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
- Noroccidente

INDICADORES SAIFI-SAIDI 2024

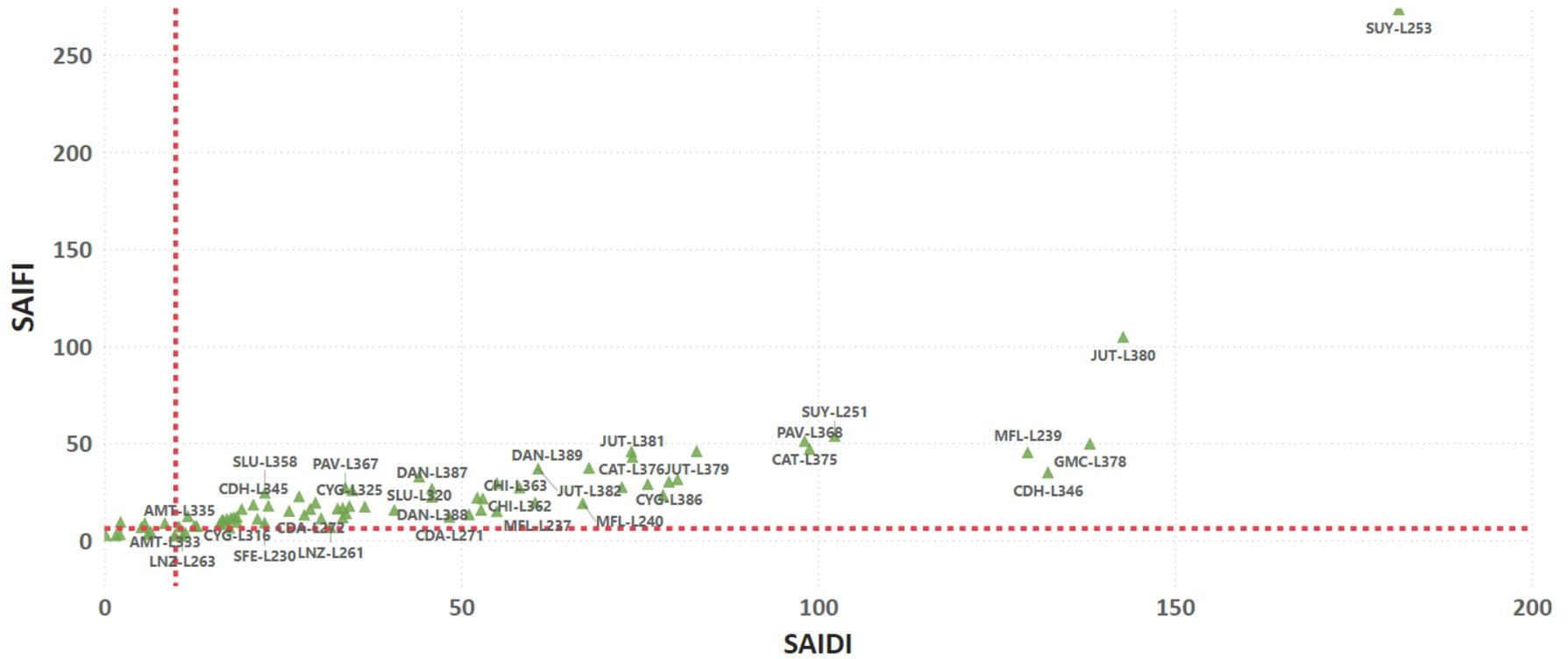


Ilustración 4 Indicador SAIFI-SAIDI 2024 Región Centro Sur

INDICADORES SAIFI-SAIDI 2024

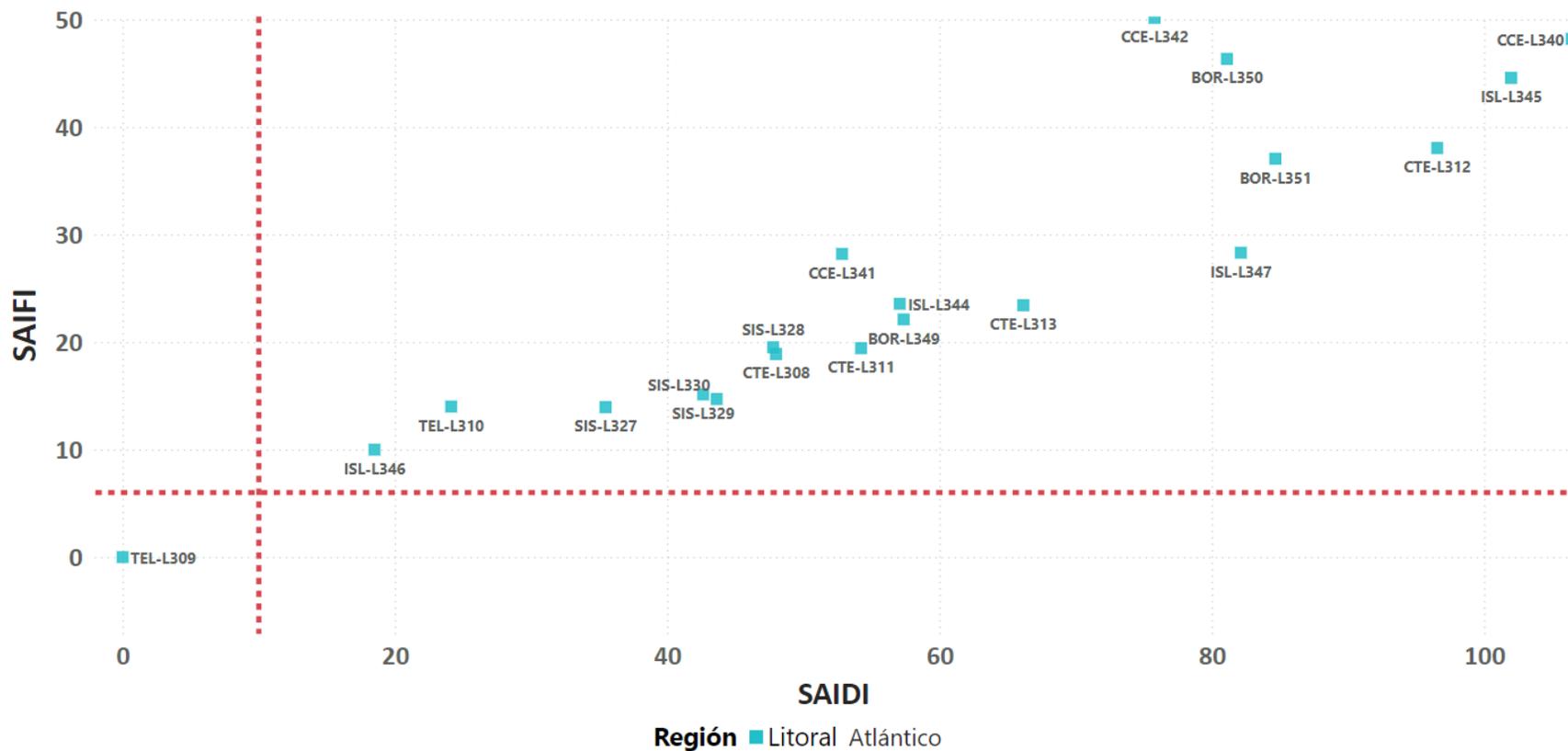


Ilustración 5 Indicador SAIFI-SAIDI 2024 Región Litoral Atlántico

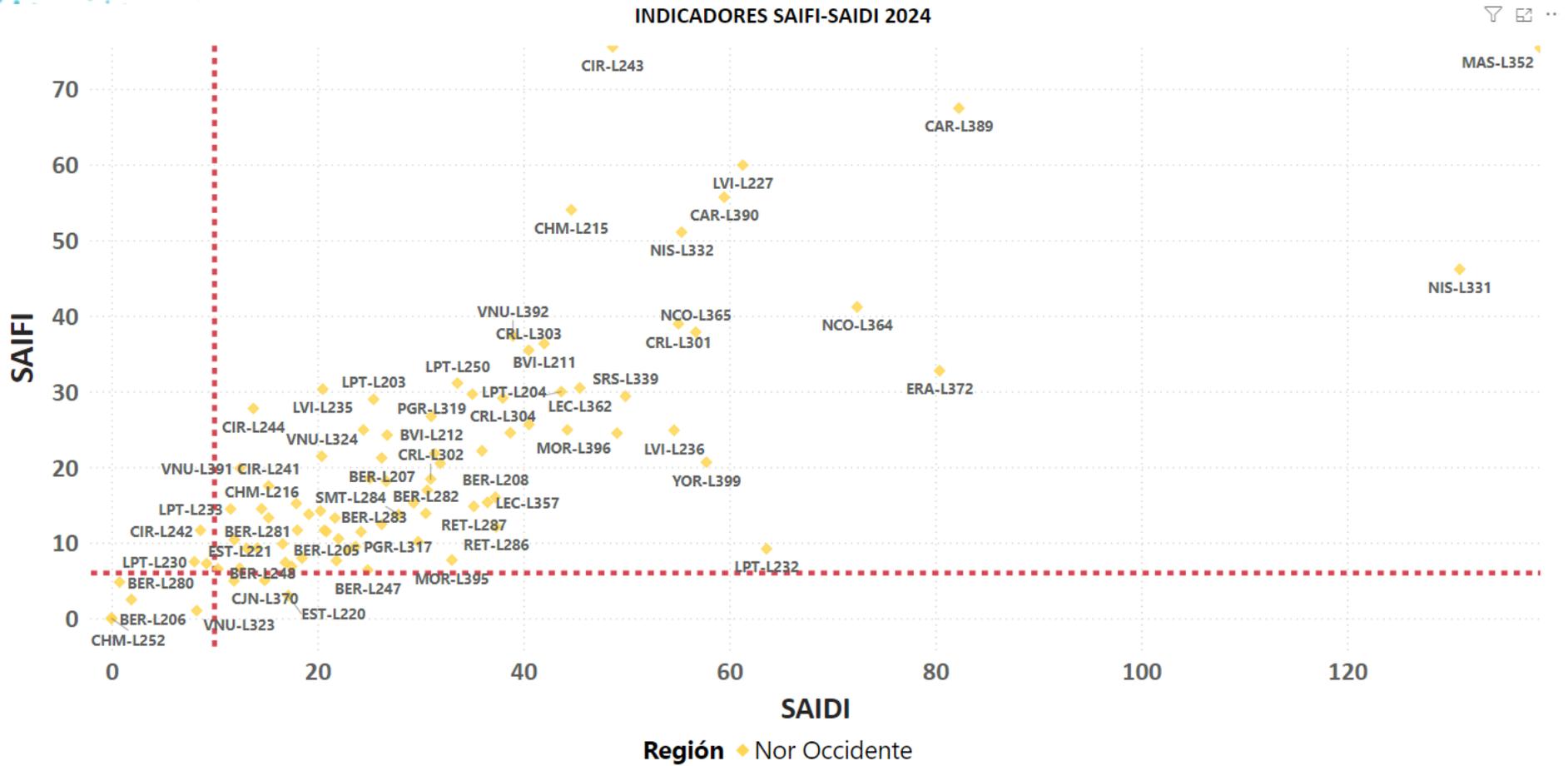


Ilustración 6 Indicador SAIFI-SAIDI 2024 Región Noroccidente



Indicador SAIFI-SAIDI 2024 Región Centro Sur

En la región centro sur se contabiliza 79 equipos de interruptores en los cuales se hicieron los análisis correspondientes, de los 79 equipos de la región centro sur solamente 10 de los equipos entran en la densidad de carga baja en media tensión dentro del SAIFI y para el SAIDI se encuentran en su totalidad 10 equipos que están en la densidad de carga baja en media tensión.

Indicador SAIFI-SAIDI 2024 Región Litoral Atlántico

En la región litoral atlántico se contabiliza 20 equipos interruptores de los cuales se hicieron los análisis correspondientes, de los 20 equipos de la región litoral atlántico solamente 1 de los equipos entran en la densidad de carga baja en media tensión dentro del SAIFI y para el SAIDI se encuentran en su totalidad 1 de los equipos que están en la densidad de carga baja en media tensión.

Indicador SAIFI-SAIDI 2024 Región Noroccidente

En la región Noroccidente se contabiliza 93 equipos interruptores de los cuales se hicieron los análisis correspondientes, de los 93 equipos de la región Noroccidente solamente 10 de los equipos entran en la densidad de carga baja en media tensión dentro del SAIFI y para el SAIDI se encuentran en su totalidad 9 de los equipos que están en la densidad de carga baja en media tensión.

Cálculo de la Desviación del SAIFI (Frecuencia media de interrupción por Usuario)

Fórmula (1) para obtener desviación del SAIFI

(1)

$$\frac{SAIFI_{CREE}}{SAIFI_{UTCD}} - 1 \times (100)$$

Tabla 8 Comparación resultados SAIFI 2023 y 2024

Año	SAIFI verificado por CREE	SAIFI presentado por UTCD	Porcentaje de Desviación
2023	83.61	43.5	92.21 %
2024	24.84	12.47	99.2 %

En la tabla 8 se describe la comparación de los resultados entre el valor del informe de gestión de la red del año 2024 y el cálculo realizado por la Dirección de Fiscalización.

El SAIFI que se calculó por parte de la comisión (CREE) fue obtenido del conteo total anual y periódico del año 2023 y 2024, datos que fueron analizados los mantenimientos y maniobras dados por ENEE Distribución con respecto a los usuarios afectados que reportan por cada interrupción en el sistema.

Se puede apreciar el incremento significativo en el año 2024, desde enero hasta abril donde se calcula la desviación en un **99.2 %** en el SAIFI.

GRAFICO COMPARATIVO UTCD-CREE

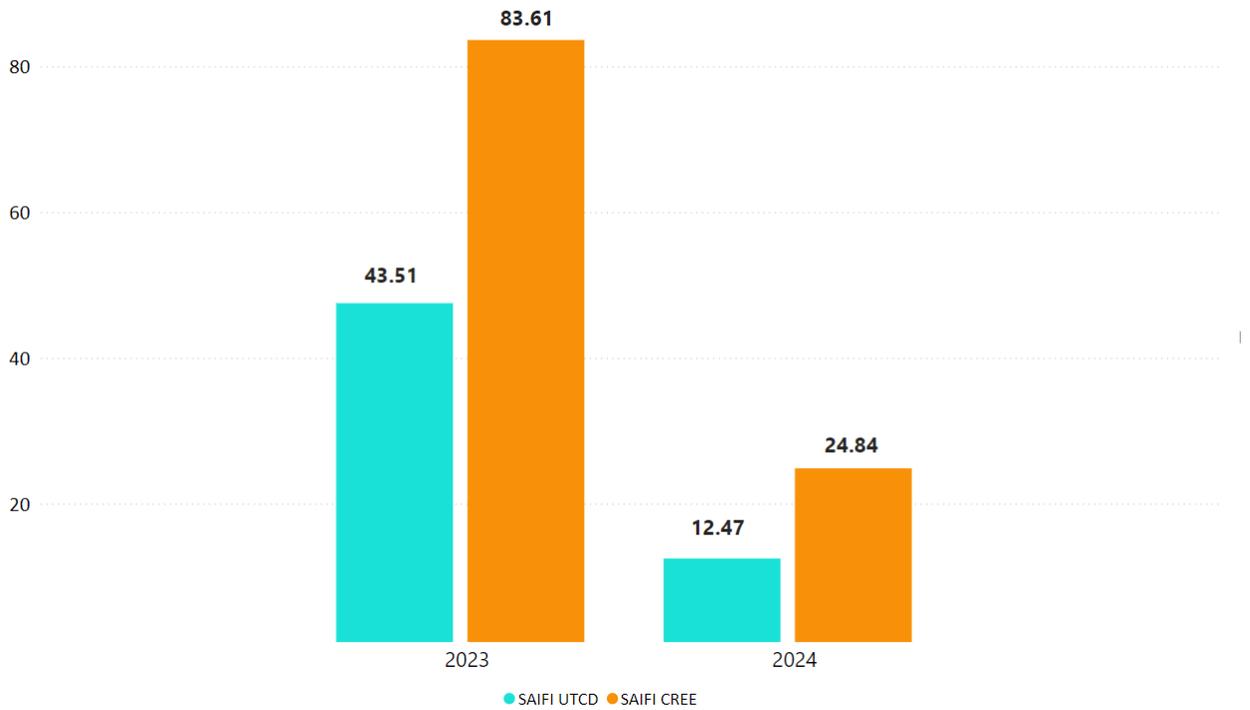


Ilustración 7 Grafico resultados del cálculo de SAIFI total de UTCD-CREE

En la ilustración 7 se muestra el grafico del SAIFI total que presentó UTCD en los informes de gestión de red para el año 2023 y 2024, y el SAIFI que la CREE calculó según datos de los mantenimientos y maniobras de los años 2023 y 2024.



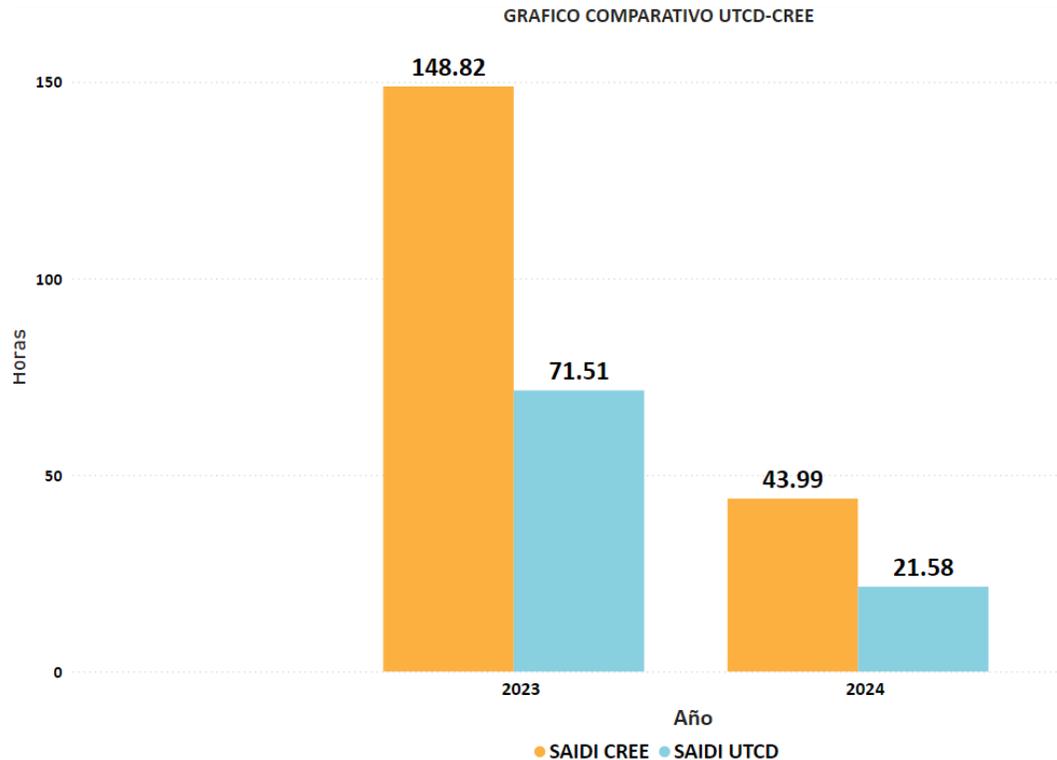


Ilustración 8 Grafico resultados del cálculo de SAIDI total de UTCD-CREE

En la ilustración 8 se muestra el grafico del SAIDI total que presentó UTCD en los informes de gestión de red para el año 2023 y 2024, y el SAIFI que la CREE calculó según datos de los mantenimientos y maniobras de los años 2023 y 2024.

CONCLUSIONES

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

1. Existe un bajo nivel de confiabilidad en el suministro eléctrico entregado por la ENEE a sus usuarios. Los indicadores SAIFI y SAIDI, que definen la frecuencia y duración de interrupciones del servicio que experimentan los usuarios en cada circuito de distribución, reflejan que para 2024 los valores verificados por indicador, mediante la revisión de aperturas de interruptores de línea y reconectores, el dato de SAIFI de 24.84 en comparación al valor presentado por ENEE/UTCD de 12.47 y un valor de SAIDI de 43.99 en comparación al valor presentado por ENEE/UTCD DE 21.58, resultando en una desviación del SAIFI de 99.2 % y del SAIDI 103.85 %, respectivamente.

- Con base en las tolerancias establecidas en la Norma Técnica de Calidad de la Distribución únicamente 14 circuitos se encuentran que cumplen con la tolerancia asociada al SAIFI y 16 con la tolerancia asociada al SAIDI, en ambos casos, considerando valores de densidad de carga de baja en media tensión. Se identificó que los circuitos con la peor confiabilidad son:

Tabla 9 Circuitos (Interruptores) con la confiabilidad más baja 2024

Circuitos	Región	SAIFI	SAIDI (h)
SUY-L253	Centro Sur	4.0758	2.0198
CCE-L342	Litoral Atlántico	26.2187	43.1629
MAS-L352	Noroccidente	34.6342	95.5336

- No fue posible determinar los indicadores de confiabilidad individuales, según lo exigido en la normativa de calidad debido a la falta de información de la vinculación usuario – red, asimismo, la información presentada por la empresa distribuidora no permitió identificar puntualmente las principales causas y los responsables de las interrupciones del servicio.
- Actualmente, la empresa distribuidora no realiza el pago de indemnizaciones por incumplimiento de la normativa de calidad, en parte debido a la falta de culminar su proceso de revisión y aprobación del pliego tarifario según el Reglamento de Tarifas emitido por la CREE en 2019. En vista del bajo nivel de confiabilidad en el suministro eléctrico entregado por la ENEE a los usuarios conectados en el Sistema Interconectado Nacional, se identifica la necesidad de definir un procedimiento transitorio que permita el pago de indemnizaciones a los usuarios más afectados.

RECOMENDACIONES

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

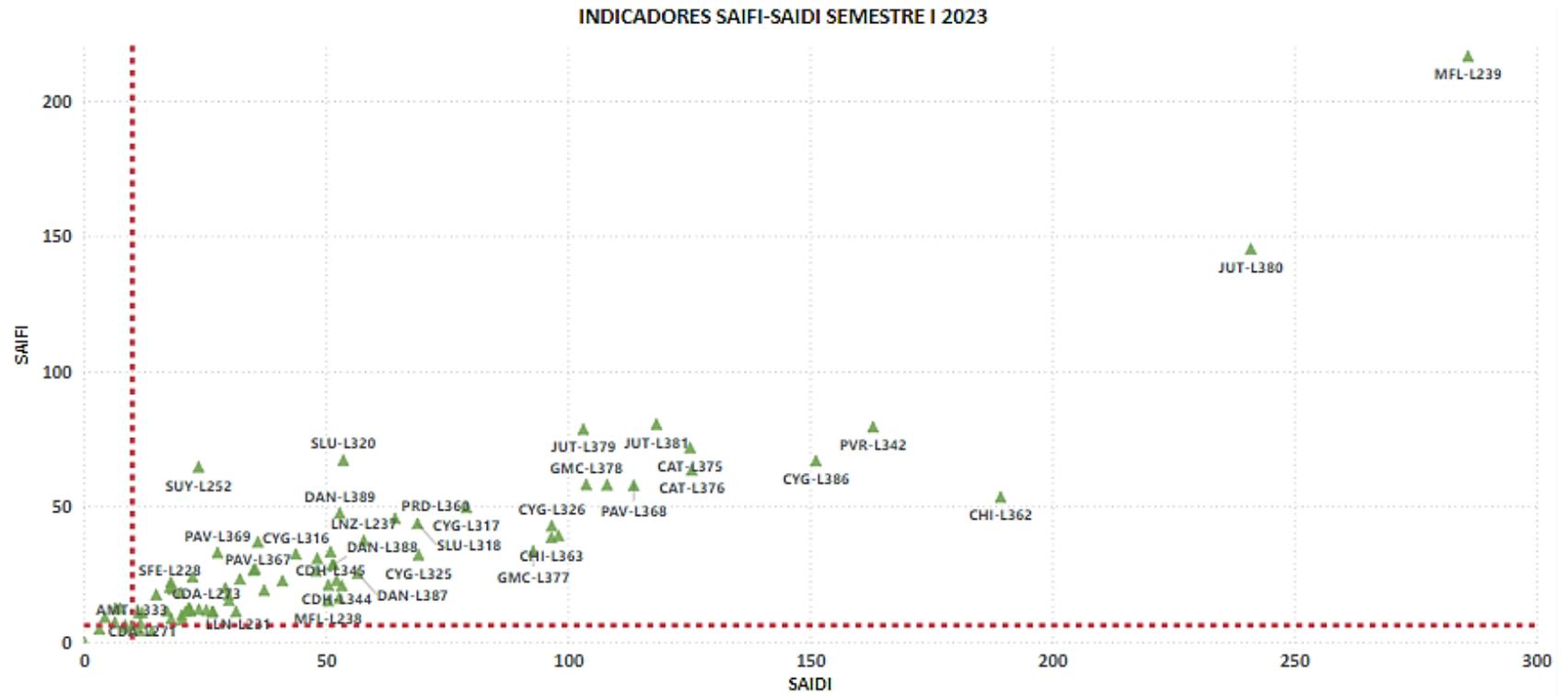
1. Requerir a la ENEE un plan de mejora de calidad del servicio con énfasis en los circuitos con un peor nivel de confiabilidad, tomando en consideración como mínimo una planificación para realizar las inversiones correspondientes y realizando ajustes a sus planes de mantenimientos programados, con el 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. Remitir el presente informe a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica de esta Comisión, a fin de que estas evalúen mecanismos transitorios para el pago de indemnizaciones, previo a la aprobación de un pliego tarifario a la ENEE, en cumplimiento al Reglamento de Tarifas emitido por la CREE en 2019.
3. 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.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

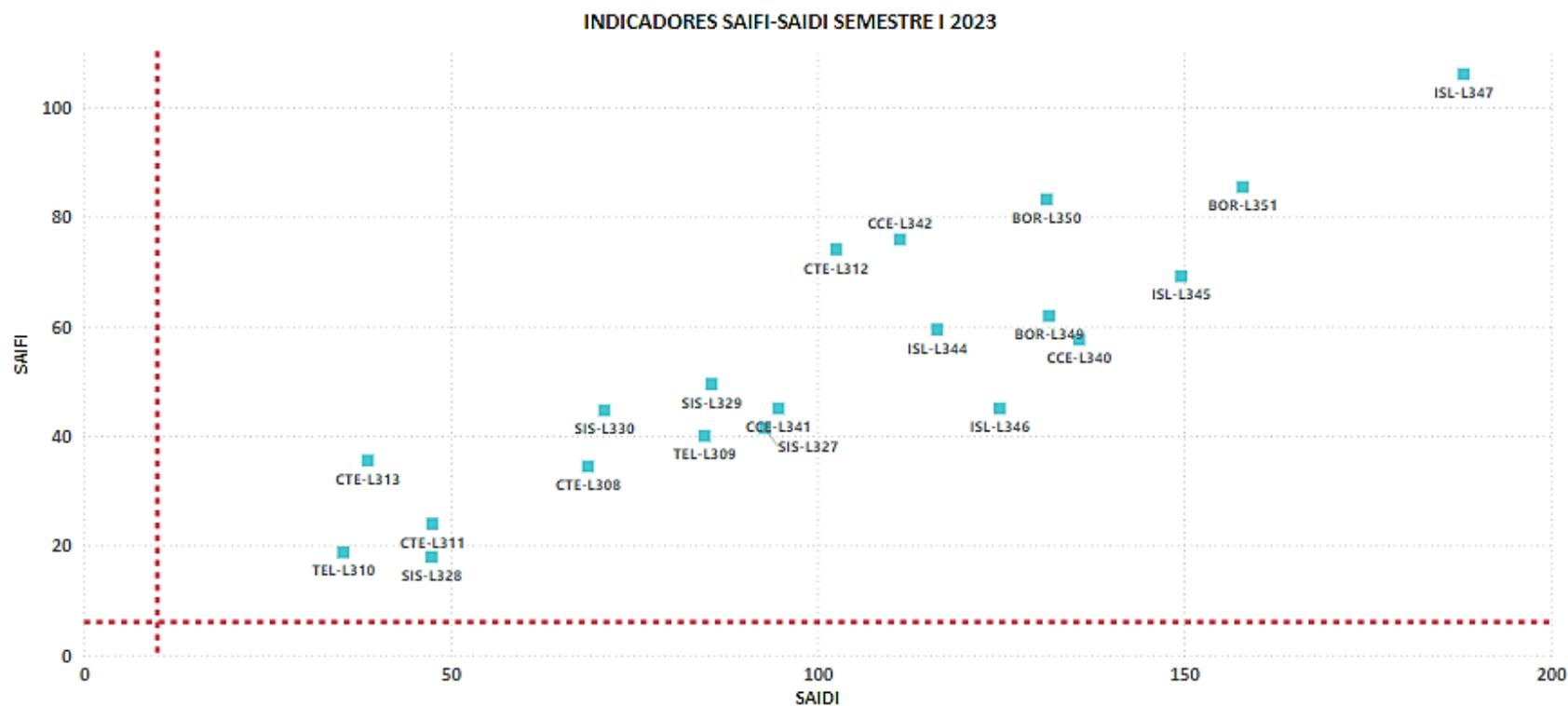
No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2024)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Requerimiento de los diagramas unifilares de los circuitos de los cuales no se enviaron en coincidencia con los reportes de los mantenimientos y maniobras y de los unifilares de distribución que se compartió.	Documento	Respuesta oficio (Sin código, pendiente remisión)	Semana 28	Pendiente
2	Remisión del informe a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica	Documento	Memorándum	Semana 28	Pendiente
3	Requerimiento a la ENEE de 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.	Documento	Respuesta oficio (Sin código, pendiente remisión)	Semana 28	Pendiente
4	Requerimiento de los diagramas unifilares de las subestaciones	Documento	Respuesta oficio (Sin código, pendiente remisión)	Semana 28	Pendiente

ANEXOS

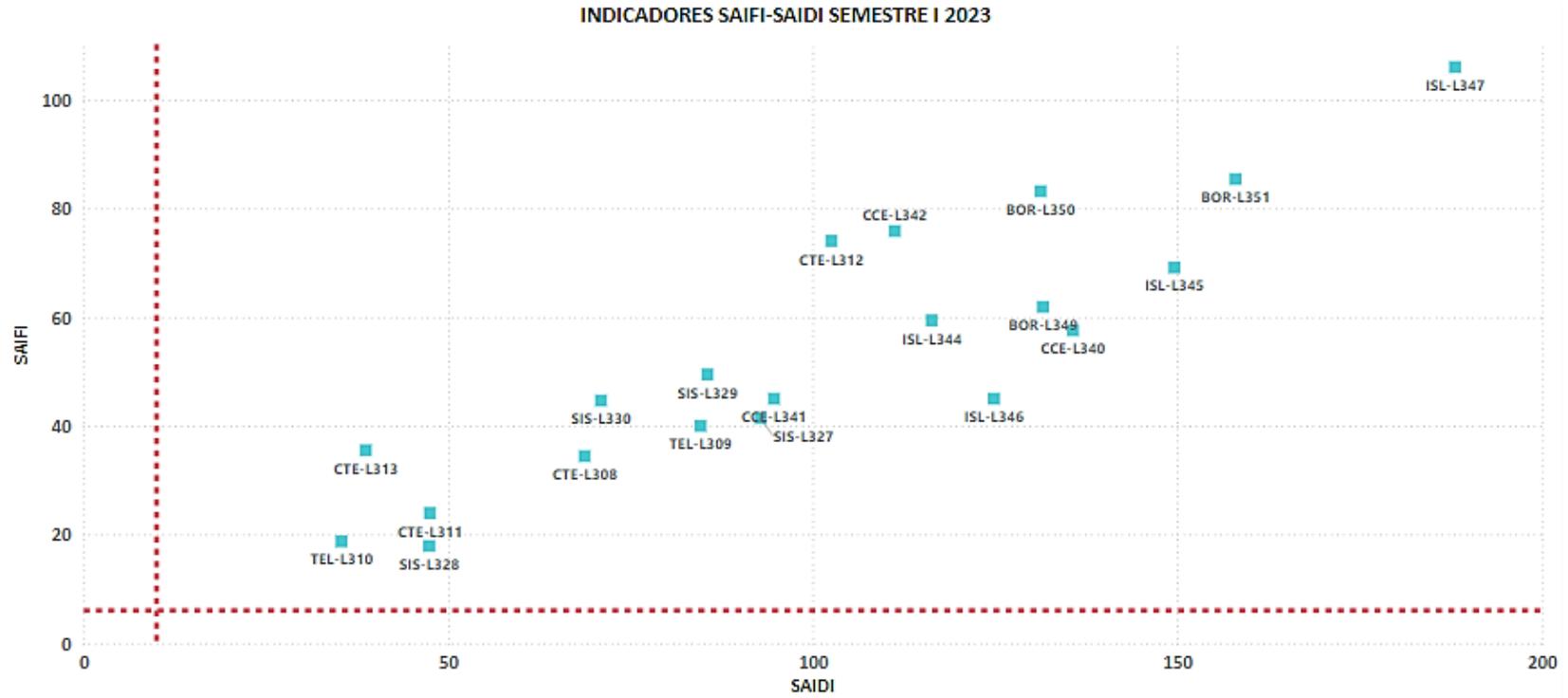
A. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 1 semestre región Centro Sur



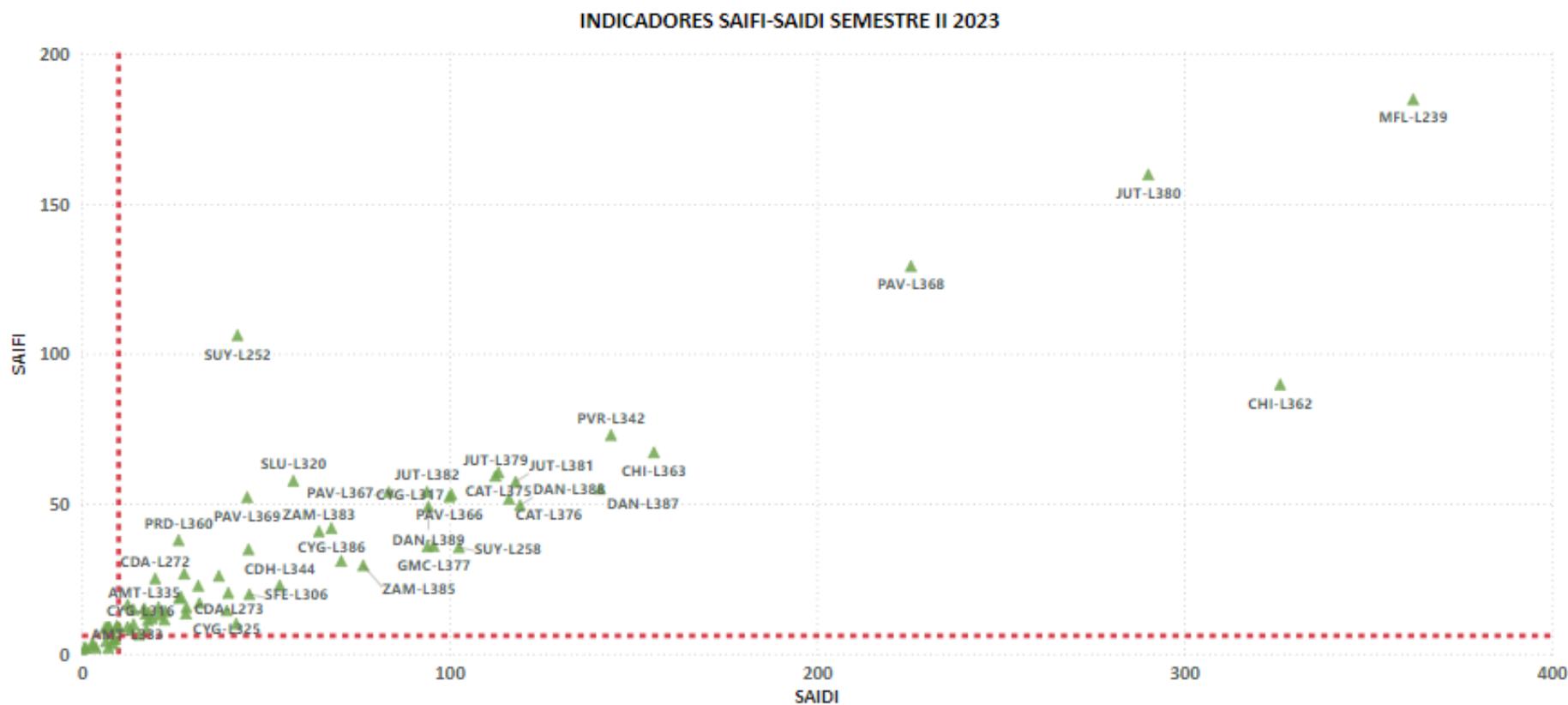
B. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 1 semestre región Litoral Atlántico



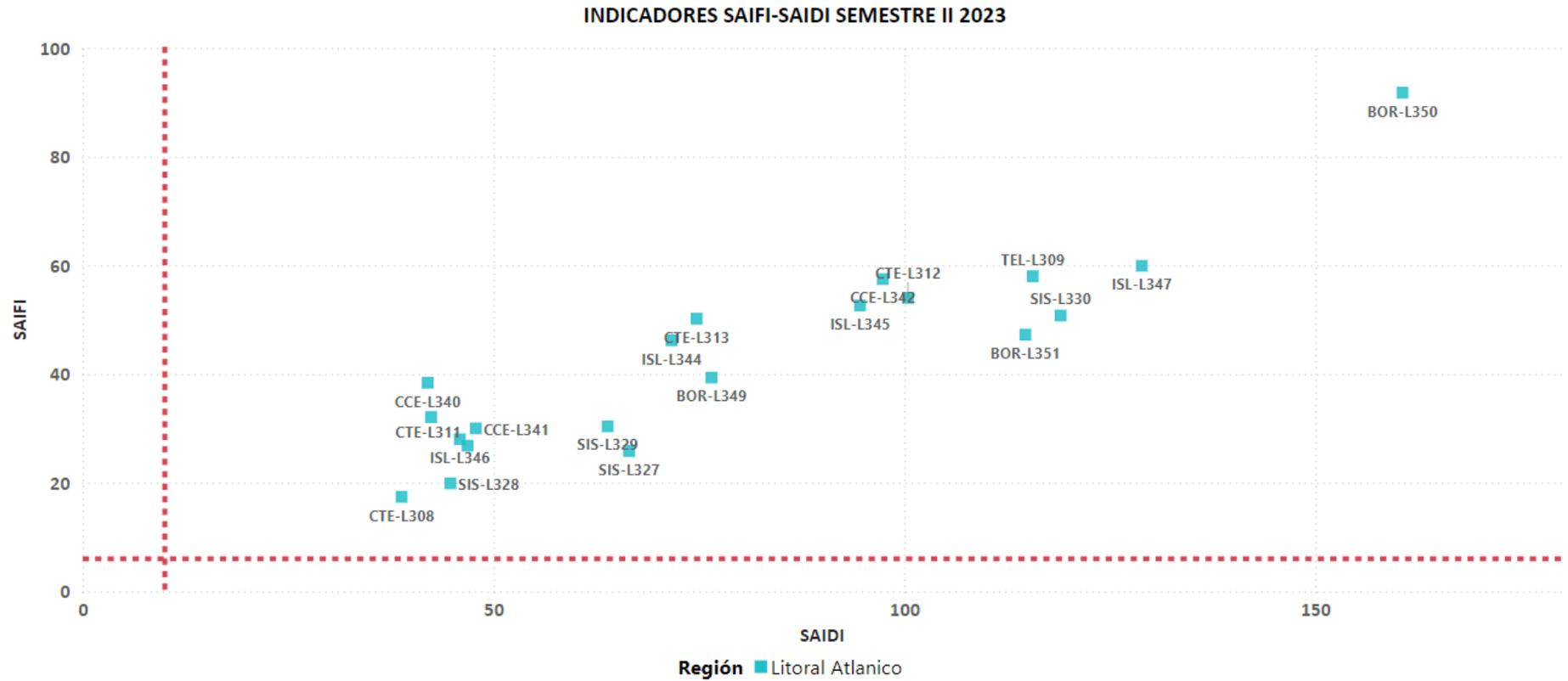
C. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 1 semestre región Noroccidente



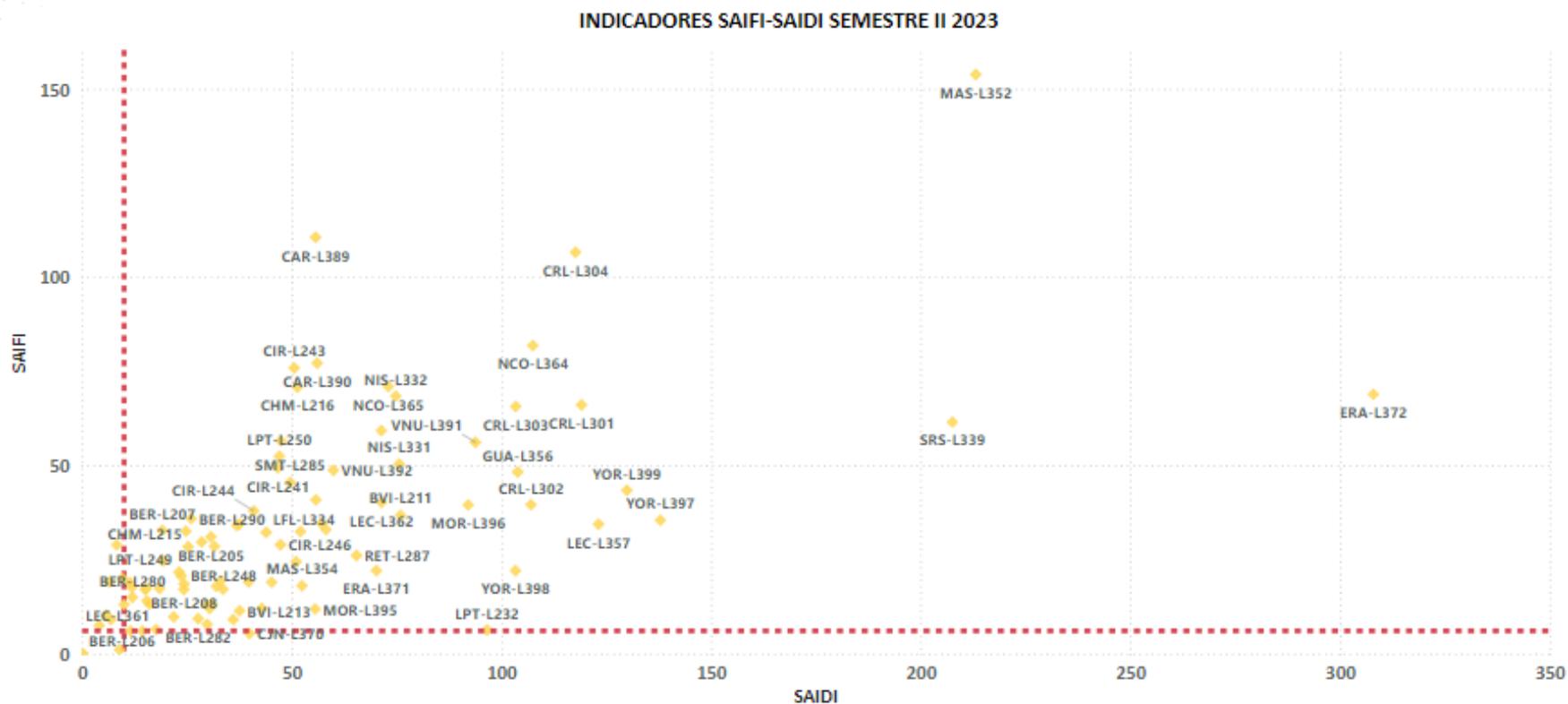
D. Diagrama de dispersión del SAIDI – SAIFI del año 2023, 2 semestre región Centro Sur



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 FISCALIZACIÓN

TRIMESTRE II 2024

**INFORME
FISCALIZACIÓN DE
LA CALIDAD DE LA
DISTRIBUCIÓN EN
SISTEMAS AISLADOS**

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, solicitó información de respaldo sobre las metodologías utilizadas y los cálculos realizados por dicha empresa mediante los oficios CREE 125-2023 y CREE 126-2024, la cual fue presentada de la siguiente manera como se muestra en la tabla 1.

Tabla 9 Bitácora de Solicitud de Información UPCO

Información solicitada proyecto Base de Datos Regulatorios mediante oficio 125-2024 y 126 - 2024	Primera entrega datos de abril 2024	Segunda entrega datos de mayo 2024
1. Avances BDR UPCO sobre la información establecida en la plantilla en Excel proporcionada por la Dirección de Fiscalización.	27 de mayo del 2024	17 de junio del 2024
2. Avances BDR RECO sobre la información establecida en la plantilla en Excel proporcionada por la Dirección de Fiscalización.	15 de mayo del 2024	15 de junio del 2024

PROCEDIMIENTO

El cálculo de los indicadores de confiabilidad globales se realizó en base a las fórmulas establecidas en la normativa vigente en donde los indicadores de SAIFI y SAIDI se calculan según las fórmulas siguientes:

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

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 los oficios **CREE-125-2024 y CREE-126-2024**, que la Dirección de Fiscalización lleva a cabo con el objetivo de la transferencia de datos sobre la calidad del producto, calidad servicio, 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.

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 SAIDI y el SAIFI 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 2 e Ilustración 3, y de esa manera se identificó la capacidad asociada a cada equipo y lograr obtener los datos necesarios y se ilustra en el diagrama 1 de flujo de red de cómo se identificaron los puntos aguas arriba.

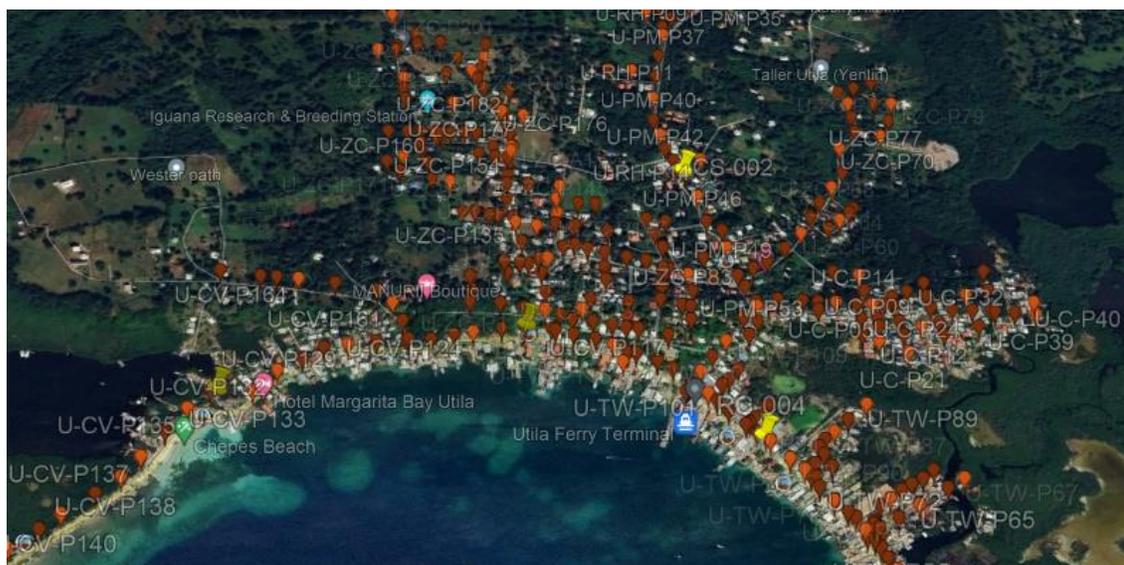


Ilustración 9 Mapa georreferenciado Utila equipos de protección

Una vez que se identificaron los equipos aguas arriba por cada equipo de maniobra, en el mismo archivo digital donde se recibió la información por parte de UPCO, en la pestaña de equipos de maniobras se agregó la columna de la capacidad en KVA asociada a cada equipo con el objetivo de identificar cuanta energía se ve afectada durante una indisponibilidad en el sistema de distribución. Esa capacidad afectada es la que se utilizó para el SAIFI y SAIDI.

Tabla 10 Equipo de maniobras redes de distribución UPCO (fuente: UPCO)

Tipo de equipo	Nivel de tensión kV	Capacidad asociada kVA
Feeder Town ABB	13.8	2,230
Cuchillas Solidas	13.8	1,870
Cuchillas Rompearco	13.8	977.5
Reclosers	13.8	382.5
Cuchillas Rompearco	13.8	540
Cuchillas Rompearco	13.8	445
Cuchillas Rompearco	13.8	175

Una vez procesados los datos se realizó el cálculo de los indicadores globales durante los meses de abril y mayo 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 abril y mayo del 2023 y con las tolerancias establecidas en la norma, siendo las que se muestran en la tabla 2. 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.

Tabla 11 Tolerancias para los Índices de Confiabilidad (Fuente: NT-CD)

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

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 SAIDI y SAIFI se calcularon una vez se procesaron los datos. UPCO en los meses evaluados de abril y mayo del 2024 obtuvo un valor de SAIFI de **2.97** y un SAIDI de **2.93**,

y en comparación con los valores obtenido del año anterior, el indicador de SAIDI disminuyó su valor por una diferencia del **18 %** y el SAIFI obtuvo un aumento del **43 %** así como se muestra en la tabla 6.

Tabla 12 Resultados Indicadores Globales UPCO abril y mayo de 2023 y 2024 (fuente: propia)

Año	SAIDI	SAIFI
2023	3.48	1.69
2024	2.93	2.97

Para mejor visualización de la diferencia entre los indicadores en los años 2023 y 2024 específicamente en los meses de abril y mayo, se muestra el gráfico 1.



Gráfico 13 Indicadores de confiabilidad UPCO abril y mayo del 2023 y 2024 (fuente: propia)

De igual manera se puede deducir que el primer semestre del 2024 los indicadores de SAIFI y SAIDI no



superan las tolerancias establecidas en la norma.

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 es de donde se extrajo la información para los cálculos y el análisis de los indicadores de confiabilidad.

CONCLUSIONES

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

1. Los indicadores de confiabilidad globales calculados para los meses de abril y mayo del 2024 resultaron en un SAIDI de **2.93** y en **2.97** para el SAIFI, estos valores no sobrepasan las tolerancias establecidas en la norma; sin embargo, los periodos de control se realizan en periodos semestrales continuos y se puede observar que estos valores pueden ser mayores de agregarse el resto de los meses faltantes para el cálculo.
2. Los resultados de los indicadores del mes de abril y mayo del 2024 en comparación con el año 2023 el indicador de SAIDI disminuyó aproximadamente **18.77 %** y el SAIFI aumento aproximadamente el **43.09 %**.

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 2024)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Transferencia de información sobre la vinculación usuario-red y cálculo de indicadores	Documento	Entrega de información mensual BDR	Semana 33	Pendiente