



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

## INFORME DE FISCALIZACIÓN TRIMESTRE III

**CREE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

  
DIRECCIÓN DE  
FISCALIZACIÓN

## ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
SEGUIMIENTO DE LA RECOMENDACIONES DEL INFORME TRIMESTRAL II .....	7
INFORME SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	11
ANTECEDENTES .....	12
INFORME FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL .....	34
.....	51
INFORME FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS .....	52

## 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 07 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 meses de enero a julio del 2024 para observar su evolución mediante los datos que declara el Centro Nacional de Despacho (CND) en los informes de falla, y los datos solicitados al departamento de Transmisión de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). El principal hallazgo es que se encontró inconsistencia de la información al comparar los datos proporcionados por ambas entidades, donde aproximadamente el **45 %** de la información sobre el total de evento y el **47 %** sobre la duración de eventos no concuerdan entre sí, en relación con los eventos en el sistema de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). La comparación de la información sobre los eventos se muestra en la siguiente **Tabla 1**.

*Tabla 1 Cantidad y Duración total registrados por eventos de enero a Julio del 2024 (Fuente: propia)*

Base de Datos	Total, de Eventos registrados	Duración total registrados por eventos (minutos)
<b>Informes de Falla CND</b>	973	137,740
<b>Informes ENEE Transmisión</b>	414	93,951

Los indicadores de confiabilidad en el sistema de distribución conectados al SIN, no se pudieron hacer de forma satisfactoria debido a que la información no fue presentada en el tiempo que se solicitaba, por lo cual no se hizo posible el análisis entre los datos que proporcionaría la empresa distribuidora (ENEE) y los datos

que pudieron haber sido calculados por la comisión (CREE). Sin embargo, se llevó a cabo análisis de los informes de gestión de los indicadores globales que registra ENEE-UTCD. Con base a los resultados anuales se observa que el indicador SAIFI correspondiente a la gestión de distribución del año 2023 represente mayor deterioro desde 2020, pero una mejora en el 2021. 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 el informe para ser comparación con respecto a los datos que fueron propuestos por UTCD. Para el indicador de frecuencia media de interrupción (SAIDI) se muestran una variedad de graficas en donde se observa que existe un mayor deterioro en distribución en 2020 por lo cual UTCD mencionó que afecto la percepción de las interrupciones por parte del cliente.

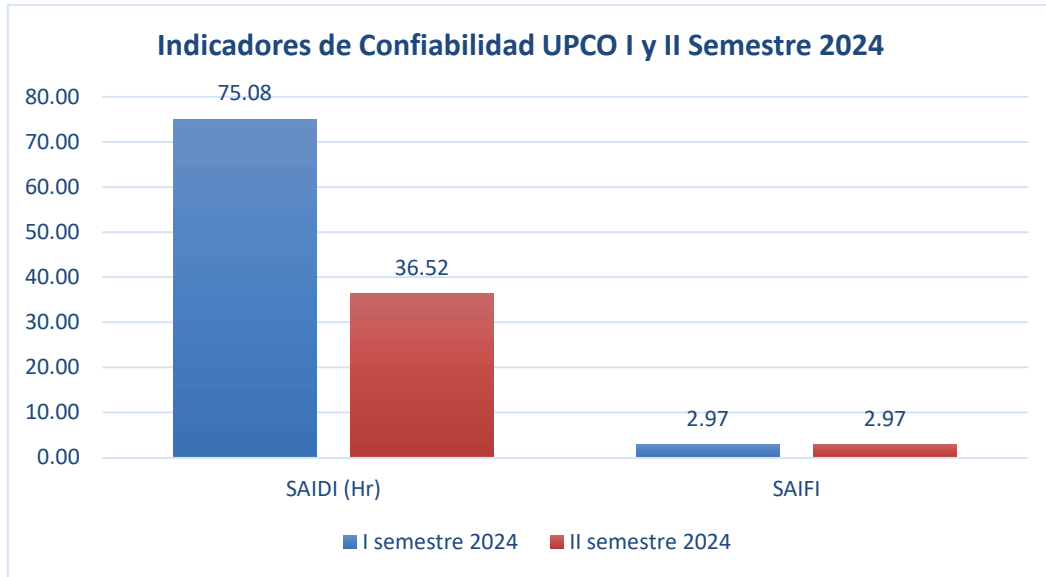
*Tabla 2 Registro del SAIFI de enero hasta agosto de 2024*

Duración media de interrupción por cliente (Horas) Año 2024					
Mes	Gen-Trans	Ext	UTCD	Total	
Enero	2.64	0.35	0.54	<b>3.53</b>	
Febrero	2.53	0.19	0.93	3.65	
Marzo	5.63	0.14	1.37	7.14	
Abril	4.51	0.40	2.35	7.26	
Mayo	9.45	0.21	1.83	<b>11.49</b>	
Junio	4.74	0.80	3.02	8.56	
Julio	3.5	0.42	2.16	6.08	
Agosto	4.29	0.55	1.76	6.6	
<b>TOTAL</b>	<b>37.29</b>	<b>3.06</b>	<b>13.96</b>	<b>54.31</b>	

Tabla 3 Registro del SAIFI de enero hasta agosto de 2024

Frecuencia media de interrupción por cliente (#Veces) Año 2024					
Mes	Gen-Trans	Ext	UTCD	Total	
Enero		1.07	0.17	0.93	2.17
Febrero		0.90	0.20	0.82	<b>1.92</b>
Marzo		1.90	0.12	1.61	3.63
Abril		2.38	0.33	2.04	4.75
Mayo		4.16	0.46	2.70	<b>7.32</b>
Junio		1.85	0.43	2.86	5.14
Julio		1.85	0.39	2.33	4.57
Agosto		1.78	0.38	1.49	3.65
<b>TOTAL</b>		<b>15.89</b>	<b>2.48</b>	<b>14.78</b>	<b>33.15</b>

Los indicadores de confiabilidad por la empresa distribuidora que opera en sistema aislados Útila Power Company (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 sobre equipos de maniobras, interrupciones, centros de transformación y subestaciones; sin embargo, no se cuenta con la información de la vinculación de usuario-red, por lo que se ejecutaron los cálculos con la capacidad asociada interrumpida durante los eventos. Como resultado el indicador de la duración media de interrupción (SAIDI) en el II semestre del 2024 muestra una diferencia del **50 %** así como se muestra en gráfica 1. Asimismo, el indicador de la frecuencia media de interrupción se mantiene constante al utilizar la capacidad asociada.



Grafica 1 Comparación resultados indicadores SAIFI y SAIDI I y II Semestre de 2024

## SIGUIIMIENTO DE LA RECOMENDACIONES DEL INFORME TRIMESTRAL II

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 actividades descritas en el informe anterior.

Tabla 4 Matriz de Seguimiento Informe Trimestral III

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
<b>Sistema de Transmisión</b>	Reunión con el departamento de transmisión de la ENEE en validación de la información necesaria para la evaluación de los indicadores de confiabilidad	Informe de reunión	Pendiente
	Reunión con CND para clasificar el estado de las bases de datos con respecto al sistema de transmisión	Informe de reunión	Pendiente
	Transferencia de información sobre la vinculación usuario-red y cálculo de indicadores	Entrega de información mensual BDR	En proceso
<b>Sistema de Distribución SIN</b>	Reunión con la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) en seguimiento al proyecto BDR para el intercambio de información entre instituciones	Convocar a reunión para tratar el tema de seguimiento de BDR	En proceso
	Diagramas unifilares de subestaciones	Se realizo Oficio No. CREE-326-2024 en el cual contenía los diagramas	Resuelto

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
		solicitados.	
	Requerimiento de información detallada los mantenimientos hechos donde no se reportan usuario afectados	Oficio No. CREE XXX-2024	En proceso
	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.	Oficio No. CREE XXX-2024	En proceso
	Remisión del informe a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica	Se hizo la entrega de Memorándums-DF-023-2024 para que se haga el análisis en las dos direcciones mencionadas.	Resuelto



Con respecto a la retroalimentación de las recomendaciones establecidas en el Informe Trimestral II, 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 513-2024 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 III.

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.



# CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

## INFORME DE FISCALIZACIÓN TRIMESTRE III

**CREE**

COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE  
FISCALIZACIÓN

## 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 segundo semestre de 2024 mediante la revisión de la información de indisponibilidades publicada por el CND y la información declarada por ENEE Transmisión.
2. Comparar y verificar que la información recibida por parte de la ENEE y el CND sobre las maniobras registradas durante el primer semestre del 2024 coincidan para ambas partes.
3. Identificar los proyectos de mejora de calidad en el sistema de transmisión según el Plan de Expansión de la Red de Transmisión.

## 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.

### Maniobras y Mantenimientos ENEE Transmisión 2024

El reporte de maniobras y mantenimiento contiene la información de los eventos sobre mantenimientos y maniobras por parte de ENEE Transmisión e incluye proyectos de mejora de calidad del sistema de transmisión mediante los cuales se elaboró una base de datos y se introdujo en la aplicación Microsoft Power BI para su visualización y comparación con los datos que manifiesta el CND. 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.

### Plan de mejora de calidad en el sistema de transmisión

Dentro de la solicitud mediante el oficio CREE-513-2024 el departamento de Transmisión transfirió la información sobre los proyectos que se encuentran en estado de ejecución, la información fue recibida con el nombre del proyecto, el código de licitación, la descripción del proyecto y el porcentaje de ejecución. De igual forma los proyectos se verificaron en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, y coinciden en cuanto la planificación elaborada por el CND.

## 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 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, 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, y los reportes sobre mantenimientos y maniobras que la empresa transmisora construye para verificación propia.

Los informes de fallas se transformaron para una mejor visualización y análisis utilizando la aplicación de Microsoft Power BI. Se cargaron los archivos del primer trimestre para el año 2024, y se facilitó la visualización de los resultados de la cantidad y duración de indisponibilidades forzada por equipo. Una vez identificadas las indisponibilidades por equipo, se realizó una comparación con las tolerancias que establece la norma según su nivel de tensión, así como se muestra en la tabla 5 y tabla 6.

*Tabla 5 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
<b>230</b>	2
<b>138</b>	3
<b>69</b>	3

*Tabla 6 Tolerancias de la Duración Total de Indisponibilidad Forzada (Fuente: NT-CT)*

Nivel de Tensión kV	Tolerancia de la Duración para cada Línea por Año
<b>230</b>	180
<b>138</b>	300
<b>69</b>	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.

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

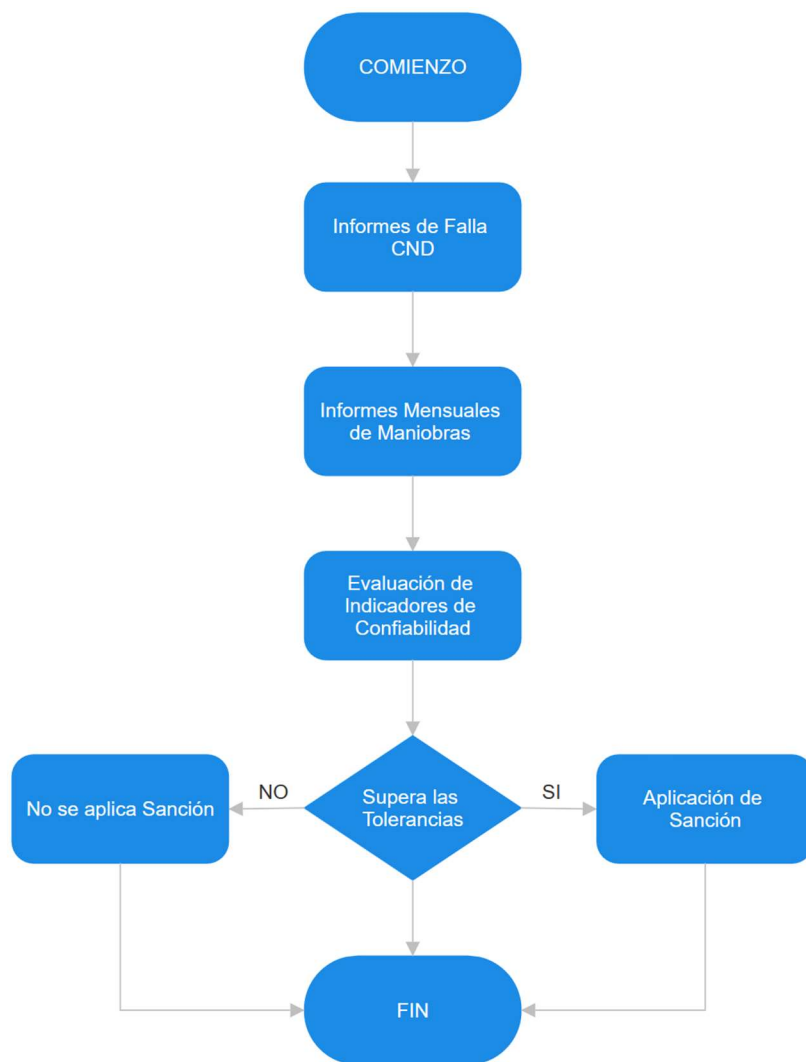


Ilustración 1 Diagrama de Flujo procedimiento Cálculo de Indicadores de Confiabilidad (Fuente: Propia)

## 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, utilizando la información que proviene de los informes de falla que presenta el CND y el reporte de mantenimientos y maniobras que presento ENEE Transmisión, y los mismos se evaluaron para distintos niveles de tensión. Se comparó el recuento de la cantidad de líneas que experimentaron eventos durante el primer semestre del año y se muestra en la **Tabla 7**.

*Tabla 7 Comparación recuento de líneas por nivel de tensión (fuente: propia)*

Nivel de Tensión	Informes CND	Informes ENEE
<b>230 kV</b>	9	15
<b>138 kV</b>	24	51
<b>69 kV</b>	11	21

*Tabla 8 Recuento Tasa de Indisponibilidad forzada total (fuente: propia)*

Nivel de Tensión	Informes de Falla CND	ENEE Transmisión
<b>230 kV</b>	190	31
<b>138 kV</b>	226	127
<b>69 kV</b>	170	99

*Tabla 9 Recuento Duración de Indisponibilidad Forzada Total (min) (fuente: propia)*

Nivel de Tensión	Informes de Falla CND	ENEE Transmisión
<b>230 kV</b>	7,946	1,259
<b>138 kV</b>	25,896	9,545
<b>69 kV</b>	20,764	12,333

Tabla 10 Comparación de eventos totales según el CND y ENEE

Nivel de Tensión	Informes de Falla CND	ENEE Transmisión
Cantidad total de eventos	973	414
Duración total de eventos	137,740	93,951

El principal hallazgo en las líneas de transmisión tras realizar la comparación de la información entre lo declarado por el CND y la ENEE, es que existe una notable diferencia de valores sobre la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y la Duración de la Indisponibilidad Forzada (DIF) para las líneas de transmisión que se han identificado, donde la información sobre los equipos que operan durante los eventos declarados por ambos entes no coincide, y se muestran en la tabla 9, tabla 10, y tabla 11. Ambos se analizaron en las fechas correspondientes desde enero hasta julio del 2024.

Las inconsistencias se enmarcan generalmente en la cantidad de eventos que reportan tanto en los informes de fallas del CND y los mantenimientos y maniobras por ENEE, se encuentran distintas maniobras en las líneas de transmisión declaradas por ENEE que no están dentro de los informes de falla elaborados por el CND y viceversa, generando interrogantes sobre la veracidad de la información.

De igual manera, se realizó una comparación entre los antecedentes de las líneas que más presentan indisponibilidades en los distintos niveles de tensión entre los informes de falla que presento el CND y los reportes de maniobras y mantenimientos que declaró el ENEE.

Tabla 11 Comparación Desviación Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF)

Línea	Informes de Falla CND	ENEE Transmisión
<b>230 kV</b>		
L650	103	7
L619	20	4
<b>138 kV</b>		
L505	22	3
L524	22	6
L516	18	10
L502	13	7
<b>69 kV</b>		
L429	44	19
L442	34	11

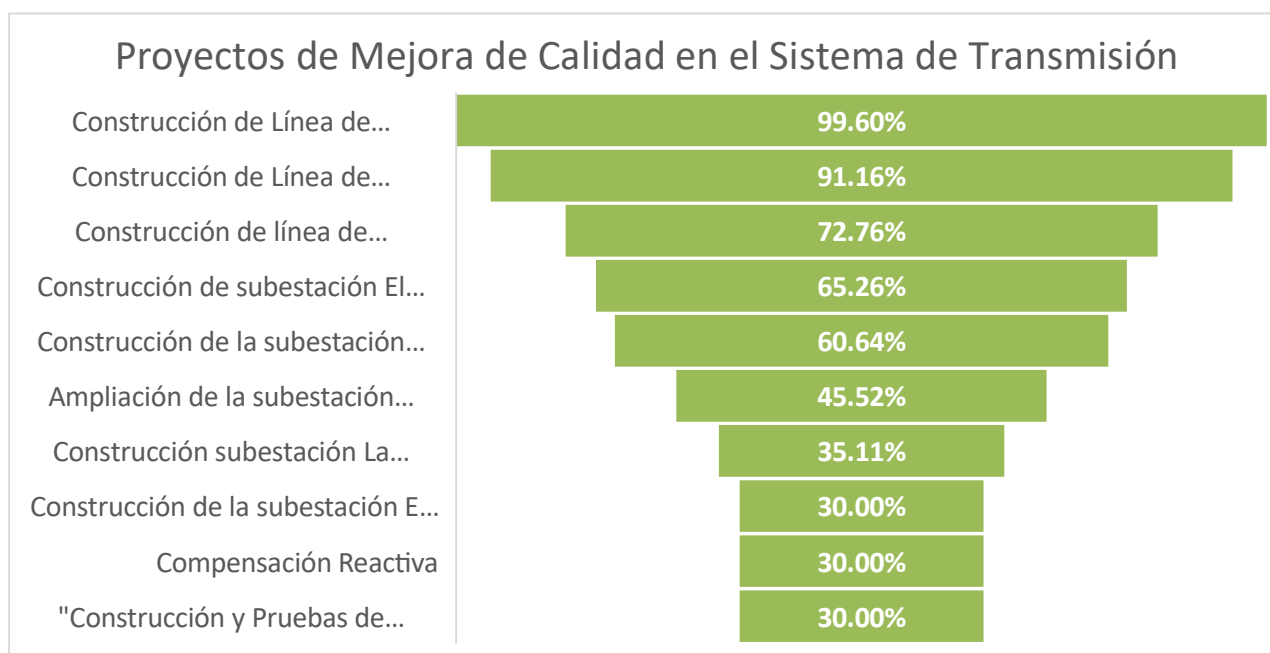
Tabla 12 Comparación Desviación Duración de Indisponibilidad Forzada (DIF)

Línea	Informes de Falla CND	ENEE Transmisión
<b>230 kV</b>		
L650	5,065	67
L619	70	19
<b>138 kV</b>		
L505	1,057	122
L524	642	203
L516	4,590	1,575
L502	560	157
<b>69 kV</b>		
L429	6,941	3,633
L442	2,571	773
L443	2,503	856



### **Análisis de proyectos de mejora de calidad en el sistema de transmisión**

Se realizó el análisis de **10 proyectos** de mejora de calidad en la red de transmisión que se encuentran en estado de ejecución según el departamento de transmisión de la ENEE. Los proyectos consisten en ampliación y construcción de líneas y subestaciones para mejorar el sistema de la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en donde, los proyectos descritos coinciden con lo planificado en la Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT)@ y la mitad de ellos la ENEE reporta que se encuentran en un porcentaje de ejecución arriba del **60 %**.



*Grafica 2 Porcentaje de Ejecución Proyectos de mejora de calidad*

### **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) y la Norma Técnica de Calidad de Transmisión 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.

## CONCLUSIONES

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

1. La información declarada por el CND y por ENEE muestran inconsistencia entre la cantidad de eventos y los equipos relacionados, así como de las fecha y hora de las aperturas y cierres de las maniobras realizadas desde enero a julio del 2024.
2. Los 10 proyectos de mejora del sistema de la red de transmisión establecidos en el PERT que incluyen ampliaciones, construcciones de líneas y subestaciones, se encuentran en ejecución y 5 proyectos se encuentra, según la información declarada por la empresa transmisora, en un porcentaje de ejecución del **60 %**
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.
2. Reunión sobre las inconsistencias encontradas en la información declaradas por el CND y la ENEE al momento de comparar la información, y discutir errores en los datos lo que causa falta de veracidad de la información presentada.
3. Se recomienda solicitar la documentación de soporte con respecto a la licitación y trabajos realizados hasta la fecha para verificación del indicador del porcentaje de ejecución de los proyectos de mejora de calidad.

## 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	Semana 42	Pendiente
2	Reunión con el CND y ENEE Transmisión para discutir la información compartida con relación a las indisponibilidades.	Documento	Respuesta oficio	Semana 42	Pendiente

## ANEXOS

### Anexo 1 Tabla Proyectos de Mejora de Calidad en el Sistema de Transmisión

Nombre del proyecto	Código del proyecto asociado	Número de licitación asociado	Descripción del proyecto	Estado del proyecto	Fecha inicio	Fecha de finalización	Observaciones
Construcción de Línea de transmisión San Pedro Sula Sur - San Buenaventura en 230kv y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura.	039-2021	LPI No: ENEE-2-LPI-O-	Construcción y Pruebas de Ampliación de Subestaciones San Buenaventura y San Pedro Sula Sur 230/138 kV y Línea de Transmisión Doble Terna 230 kV	99.60%	12/7/2021	30/9/2024	EJECUCIÓN
Construcción de Línea de transmisión San Pedro Sula Sur - San Buenaventura en 230kv y ampliación de subestaciones San Pedro Sula Sur y San Buenaventura.	55-2021	HO-L1186-1-SBCC-CF-	“Proyecto Ampliación Subestación San Buenaventura en 230 kV, Ampliación Subestación San Pedro Sula Sur 230/138 kV, 150 MVA, Construcción Línea de Transmisión San Buenaventura – San Pedro Sula Sur en 230 kV, doble circuito”	91.16%	1/7/2021	6/10/2024	EJECUCIÓN
Construcción de línea de transmisión Miraflores - Laínez en 138 kv y ampliación de subestaciones Miraflores y Laínez.	1-2022	ENEE-59-LPI-O-	“Ampliación Subestación Eléctrica Miraflores 138/13,8 kV, 50 MVA; Ampliación Subestación Eléctrica Laínez 138kV/13.8 kV, 50 MVA y Construcción de Línea de Transmisión Terna Sencilla en 138 kV entre las Subestaciones Eléctricas Miraflores - Laínez.”	72.76%	22/4/2022	15/4/2024	EJECUCIÓN
Construcción de subestación El Centro y ampliación de subestación Bellavista.	2-2022	ENEE-59-LPI-O-	“Ampliación Subestación Eléctrica Bellavista 138/13,8 kV, 50 MVA; Construcción Subestación Eléctrica El Centro 138/13,8 kV, 50 MVA; y Construcción de Línea de Transmisión Terna Sencilla en 138 kV entre las	65.26%	22/4/2022	22/12/2024	EJECUCIÓN

Nombre del proyecto	Código del proyecto asociado	Número de licitación asociado	Descripción del proyecto	Estado del proyecto	Fecha inicio	Fecha de finalización	Observaciones
			Subestaciones Eléctricas Bellavista y El Centro.”				
Construcción de la subestación Siguatepeque / Ampliación de la subestación Choloma / Ampliación subestación Toncontín	3-2022	ENEE-59-LPI-O-	“Ampliación Subestación Eléctrica Toncontín 230/13,8 kV, 50 MVA; Ampliación Subestación Eléctrica Siguatepeque 138/34,5 kV, 50 MVA y Ampliación Subestación Eléctrica Choloma en 138 kV”	60.64%	9/5/2022	9/9/2024	EJECUCIÓN
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	29/2022	ENEE-61-SBCC-CF-	Proyectos Construcción de Ampliación de las subestaciones: Miraflores, Laínez, Toncontín, Siguatepeque, Bellavista, Choloma, La Puerta, Bermejo, Comayagua, Santa Marta, Progreso, San Pedro Sula Sur, Circunvalación, Villanueva y Zamorano; Construcción de las nuevas Subestaciones El Centro, Calpules, El Sitio, La Victoria; y Construcción de las Líneas de Transmisión 138 kV: "Miraflores-Laínez", "Bellavista-El Centro" y "San Pedro Sula Sur- Progreso"	45.52%	6/9/2022	24/3/2025	EJECUCIÓN

Nombre del proyecto	Código del proyecto asociado	Número de licitación asociado	Descripción del proyecto	Estado del proyecto	Fecha inicio	Fecha de finalización	Observaciones
Construcción subestación La Victoria / Construcción subestación Calpules	124/2022	No: ENEE-100-LPI-O-	LOTE No. 1- Construcción de Subestaciones Eléctricas La Victoria 138/13.8 kV, 50 MVA y Subestación Eléctrica Calpules 138/13.8 kV, 2 X 50 MVA.	35.11%	14/4/2023	14/4/2025	EJECUCIÓN
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	125/2022	No: ENEE-100-LPI-O-	LOTE No. 2- Construcción de Subestación Eléctrica El Sitio 230/13.8 kV, 50 MVA; Ampliación Subestación San Pedro Sula Sur, 230 kV; Ampliación Subestación Eléctrica Santa Marta, 138/69kV, 50 MVA; Ampliación Subestación Eléctrica Santa Marta, 138kV, 15 MVARs; Ampliación Subestación Eléctrica Progreso, 230 kV; Ampliación Subestación Eléctrica Progreso, 138kV, 30 MVARs; y Construcción Línea Transmisión Doble Terna en 230kV entre las Subestaciones San Pedro Sula Sur-Progreso.	30%	10/5/2023	10/5/2025	EJECUCIÓN
Compensación Reactiva	126/2022	No: ENEE-100-LPI-O-	LOTE No. 3- Ampliación Subestación Bermejo, 138kV, 30 MVARs; Ampliación Subestación La Puerta, 138kV, 30 MVARs; Ampliación Subestación Circunvalación, 138kV, 30 MVARs; Ampliación Subestación Comayagua, 138kV, 24 MVARs; Ampliación Subestación Villanueva, 138kV, 30 MVARs y Ampliación Subestación Zamorano, 138kV, 9 MVARs.	30%	10/5/2023	10/5/2025	EJECUCIÓN

Nombre del proyecto	Código del proyecto asociado	Número de licitación asociado	Descripción del proyecto	Estado del proyecto	Fecha inicio	Fecha de finalización	Observaciones
"Construcción y Pruebas de Ampliación de Subestación Eléctrica de Progreso 150MVA, 230/138KV, 150MVA (Fase II).	033/2023	Convenio GRT/SX-16864-HO	"Construcción y Pruebas de Ampliación de Subestación Eléctrica de Progreso 150MVA, 230/138KV, 150MVA (Fase II).	30%	2/5/2023	19/9/2024	EJECUCIÓN





# CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

## INFORME DE FISCALIZACIÓN TRIMESTRE III

**CRÉE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

  
DIRECCIÓN DE  
FISCALIZACIÓN

## 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.

### Oficio No. CREE 518-2024 Requerimiento de información de los mantenimientos y maniobras abril - agosto.

Se realizó la solicitud de información hacia 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** con el objetivo que la empresa distribuidora compartiera los datos sobre las maniobras que se ejecutaron el año 2024 desde abril hasta agosto, utilizando el archivo digital proporcionado por la Dirección de Fiscalización. Dentro del archivo se incluye la vinculación usuario-red, y las interrupciones, oficio el cual no fue entregado en el tiempo establecido.

### 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 del de abril hasta agosto debido a que 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 todos los mantenimientos y maniobras hechas durante el año 2024 desde abril hasta agosto, se detalla en la información lo siguiente de acuerdo con los parámetros solicitados:

- Código del equipo
- Descripción (ubicación de reconectores)
- Circuito (nomenclatura del circuito donde de registro la falla)
- Subestación (nombre de la subestación de origen)
- Región
- Fecha y hora de apertura y cierre
- Tiempo total de la interrupción

- Causa de la interrupción
- Origen
- Usuarios afectados

El requerimiento de esta información tuvo el propósito de verificar si los datos que fueron recibidos por parte de la ENEE- UTCD correspondían con respecto al análisis hecho por la comisión en la dirección de fiscalización. Análisis el cual no se pudo realizar en tiempo y forma por la falta de información solicitada la cual no se recibió en el tiempo que se había hecho la solicitud.

#### ***Proceso de la solicitud de información***

Se solicitó a la ENEE por medio del Oficio No. CREE-518-2024 Solicitud de información de los mantenimientos y maniobras, en fecha con acuse de recibido el 2 de septiembre de 2024 dando un plazo de (10) días hábiles para enviar la información solicitada, información la cual se esperaba el 16 de septiembre de 2024 pero que por feriado nacional se postergó la fecha de entrega para el 17 de septiembre de 2024. Sin embargo, la información no fue recibida en el plazo de días que se indicaba.

#### ***Proceso de la solicitud de prórroga de la información***

El 17 de septiembre de 2024 por parte de la ENEE-UTCD se solicitó prórroga para el Oficio No. CREE-518-2024 Solicitud de información de los mantenimientos y maniobras, del cual la Dirección de Fiscalización otorgó (3) día de prórroga, información la cual no fue entregada en los días de prórroga establecidos.

#### ***Evaluación de los indicadores de confiabilidad de los informes de gestión de UTCD***

Las informaciones de gestión analizadas corresponden a los meses de abril, mayo, junio, julio y agosto, se hace énfasis de los análisis de los indicadores de SAIFI y SAIDI.

#### ***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 13 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

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:

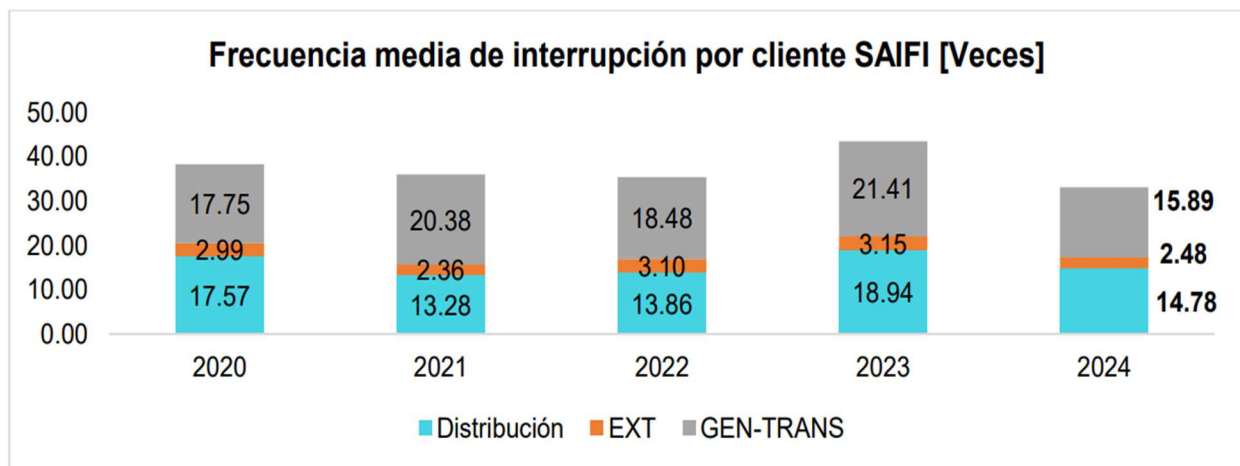
$$SAIDI_a = \frac{\sum_i^n U_{a,i} \times T_i}{UT_a}$$

## 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:

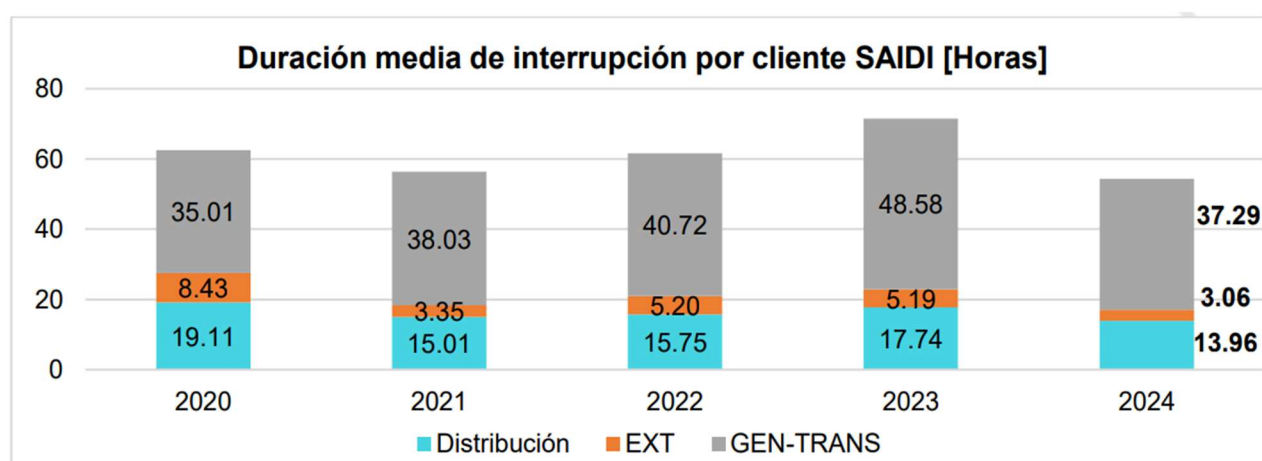
### **Revisión de indicadores de confiabilidad en 2024 enero - agosto (UTCD)**

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 (**Gráfica 3**) y distintos tipos de estadísticas que muestran los resultados de estos indicadores, se muestra que hubo un crecimiento del SAIFI en los últimos tres meses.



Gráfica 3 Análisis hecho por UTCD desde enero hasta agosto (fuente: informe de gestión UTCD)

Con base a los resultados anuales se observa que el indicador SAIFI correspondiente a la gestión de distribución del año 2023 represente mayor deterioro desde 2020, pero una mejora en el 2022. 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 el informe para ser comparación con respecto a los datos que fueron propuestos por UTCD. Para el indicador de frecuencia media de interrupción (SAIDI) se muestran la **Gráfica 4** en donde se observa que existe un mayor deterioro en distribución en 2020 por lo cual UTCD mencionó que afecto la percepción de las interrupciones por parte del cliente.



*Gráfica 4 Análisis hecho por UTCD desde enero hasta agosto (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 2020, pero una mejora en el 2021. 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.

#### **Indicadores de confiabilidad por mes (enero – agosto de 2024)**

Los indicadores que se registran por parte de ENEE-UTCD en los meses correspondientes se desglosan las gráficas que se presentaran, datos los cuales fueron obtenidos de los informes de gestión de UTCD de cada

mes, los indicadores establecen interrupciones en distribución, externas y en generación – transmisión, que registra ENEE-UTCD. En el mes de agosto de 2024, el indicador SAIFI tuvo una disminución del 36.05 % con respecto al mes anterior; comparando este dato con el mes del año anterior, se observa una disminución del 33.48 %. Se observa que el SAIDI en el mes de agosto de 2024 disminuyó un 18.52 % respecto al mes anterior y un 3.30 % respecto al mismo mes del año anterior (2023). En la siguiente tabla *duración media de interrupción por cliente (Horas)* por cada grupo desde el año 2020 hasta el 2024 (enero - abril).

**Indicadores de confiabilidad SAIDI por mes (enero – agosto de 2024)**

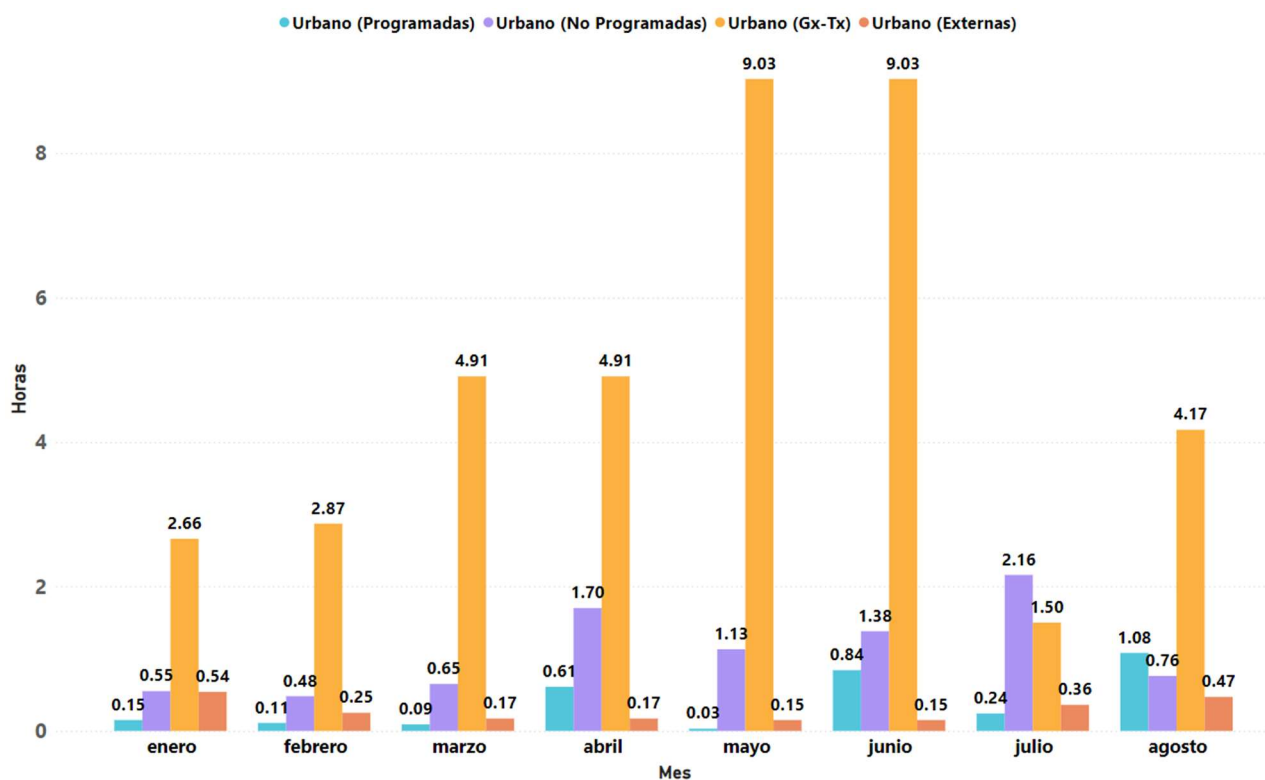
*Tabla 14 Duración media de interrupción por cliente (Horas)*

Duración media de interrupción por cliente (Horas)			
Años	Distribución	Ext	Gen-Trans
2020	19.11	8.43	35.01
2021	15.01	3.35	38.03
2022	17.75	5.20	40.72
2023	17.74	5.19	48.58
2024	13.96	3.06	37.29

*Tabla 15 Duración media de interrupción por cliente (Horas) Año 2024 desde enero hasta agosto*

Duración media de interrupción por cliente (Horas) Año 2024				
Mes	Gen-Trans	Ext	UTCD	Total
Enero	2.64	0.35	0.54	<b>3.53</b>
Febrero	2.53	0.19	0.93	3.65
Marzo	5.63	0.14	1.37	7.14
Abril	4.51	0.40	2.35	7.26
Mayo	9.45	0.21	1.83	<b>11.49</b>
Junio	4.74	0.80	3.02	8.56
Julio	3.5	0.42	2.16	6.08
Agosto	4.29	0.55	1.76	6.6
<b>TOTAL</b>	37.29	3.06	13.96	<b>54.31</b>

La Duración media de interrupción por cliente (SAIDI) se registra en el mes de mayo un mayor registro en comparación a los demás meses.



*Grafica 5 Registro de SAIDI por grupos de enero hasta agosto 2024*

Se observa que la duración de interrupciones (SAIDI) por mantenimiento programado de enero hasta agosto de 2024, es mayor tanto en la zona urbana. En el caso de la duración de Interrupciones no programadas (fallas), las estadísticas desde enero hasta agosto 2024 indican una disminución en el área urbana. En conclusión, la duración de interrupciones totales de Distribución UTCD en los meses de enero hasta agosto, presentó una disminución en el área urbana.

## Indicadores de confiabilidad SAIFI por mes (enero – agosto de 2024)

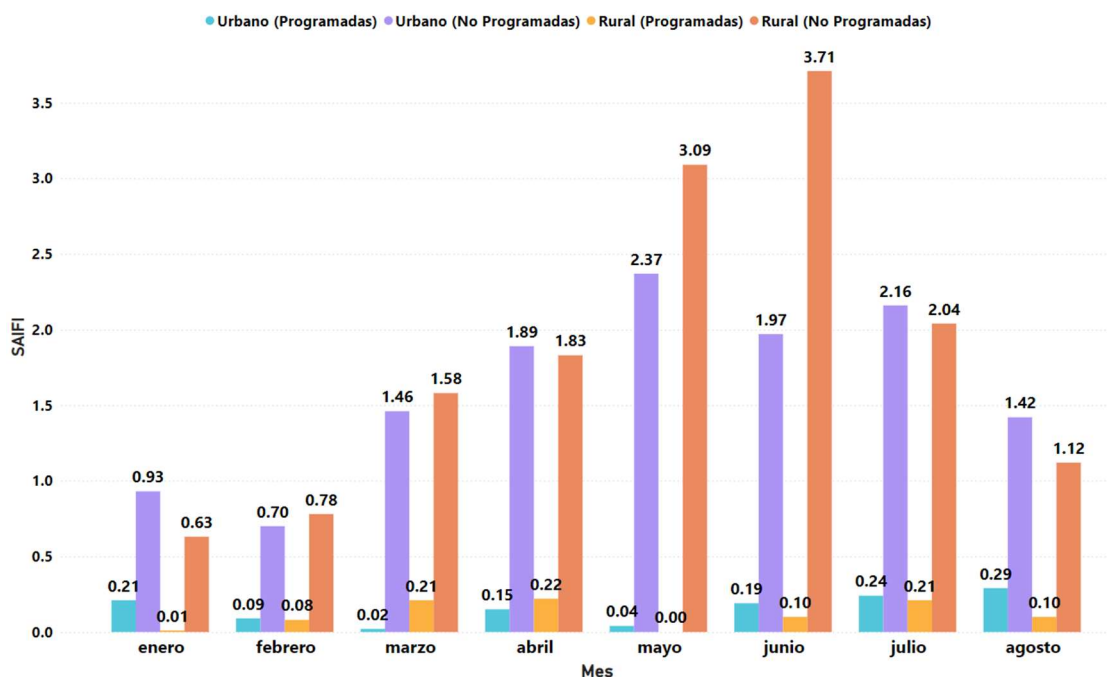
Tabla 16 Frecuencia media de interrupción por cliente (#Veces)

Frecuencia media de interrupción por cliente (#Veces)				
Años	Generación	Ext	Gen-Trans	
2020	17.57	2.99		17.75
2021	13.28	2.36		20.38
2022	13.86	3.10		18.48
2023	18.94	3.15		21.41
2024	14.78	2.48		15.89

Tabla 17 Frecuencia media de interrupción por cliente (#Veces) Año 2024 desde enero hasta agosto

Frecuencia media de interrupción por cliente (#Veces) Año 2024					
Mes	Gen-Trans	Ext	UTCD	Total	
Enero	1.07	0.17	0.93		2.17
Febrero	0.90	0.20	0.82		<b>1.92</b>
Marzo	1.90	0.12	1.61		3.63
Abril	2.38	0.33	2.04		4.75
Mayo	4.16	0.46	2.70		<b>7.32</b>
Junio	1.85	0.43	2.86		5.14
Julio	1.85	0.39	2.33		4.57
Agosto	1.78	0.38	1.49		3.65
<b>TOTAL</b>	15.89	2.48	14.78		<b>33.15</b>

La Duración media de interrupción por cliente (SAIFI) se registra en el mes de mayo un mayor registro en comparación a los demás meses.



Grafica 6 Registro de SAIFI por grupos de enero hasta agosto 2024

En el gráfico se observa que, en el mes de agosto de 2024, la cantidad de interrupciones (SAIFI) por mantenimiento programado es mayor en la zona urbana, mientras que en la zona rural la cantidad de interrupciones que en agosto es mayor, en el caso de la frecuencia de Interrupciones no programadas (fallas), las estadísticas en el mes de agosto de 2024 indican una disminución tanto en el área urbana como en el área rural. En conclusión, la frecuencia de interrupciones totales de Distribución UTCD en el mes de agosto de 2024, presentó una disminución el área urbana y en el área rural.

## CONCLUSIONES

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

1. No fue posible determinar los indicadores de confiabilidad individuales, según lo exigido en la normativa de calidad (NT-CD) debido a la falta de información de la vinculación usuario – red, asimismo, la información presentada por la empresa distribuidora la cual no fue entregada a tiempo no permitió identificar puntualmente las principales causas y los responsables de las interrupciones del servicio.
2. 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.
3. Se solicitó a la ENEE por medio del Oficio No. CREE-518-2024 Solicitud de información de los mantenimientos y maniobras, en fecha con acuse de recibido el 2 de septiembre de 2024 dando un plazo de (10) días hábiles para enviar la información solicitada, información la cual se esperaba el 16 de septiembre de 2024 para ser analizada para posteriormente obtener resultados de los indicadores; pero que por feriado nacional se postergó la fecha de entrega para el 17 de septiembre de 2024. Sin embargo, la información no fue recibida en el plazo de día que se indicaba.
4. 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 los informes de gestión que elabora UTCD y que se puede apreciar en las gráficas que anteriormente se describen en los resultados.



## RECOMENDACIONES

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

1. Se continua con las recomendaciones descritas en el informe trimestral II donde se requiere 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. Realizar un requerimiento formal para que la información sea entregada en el plazo de días que se les solicita, teniendo en cuenta que la cantidad de datos que piden son trimestrales para un mejor manejo de estos.
4. 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 información detallada los mantenimientos hechos donde no se reportan usuario afectados	Documento	Oficio No. XXX – 2024	Semana 42	Pendiente
2	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	Oficio No. XXX – 2024	Semana 42	Pendiente
3	Requerimiento formal de la información de mantenimientos y maniobras desde abril – agosto de 2024	Documento	Oficio No. XXX – 2024	Semana 42	En proceso
4	Requerimiento de información de las causas de interrupciones en los circuitos donde se registra un mayor porcentaje en los indicadores de confiabilidad por región.	Documento	Oficio No. XXX – 2024	Semana 42	En proceso



# FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

## INFORME DE FISCALIZACIÓN TRIMESTRE III

**CRÉE**

COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE  
FISCALIZACIÓN

## 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 el cálculo de los indicadores globales de la calidad del servicio para el sistema de distribución que opera en 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 manera mensual para el seguimiento correspondiente de los indicadores de calidad como se muestra en la **tabla 18**.

*Tabla 18 Información mensual recibida por parte de UPCO (fuente: propia)*

Información solicitada proyecto Base de Datos Regulatorios	Entregas de Información
1. Información mediante proyecto BDR mes de Junio	22 de julio del 2024
2. Información mediante proyecto BDR mes de Julio	19 de agosto del 2024
3. Información mediante proyecto BDR mes de Agosto	21 de septiembre 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 (BDR) donde se acordó con la empresa distribuidora él envió de información de manera mensual mediante una plantilla proporcionada por la Dirección de Fiscalización para el seguimiento y análisis de la evolución de los indicadores.

### 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.

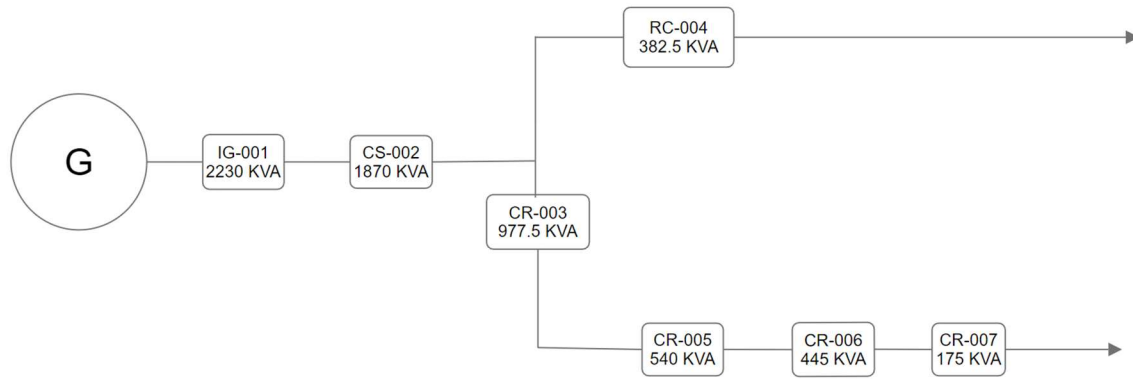


Diagrama 1 Diagrama de flujo de la red de UPCO (fuente: propia)

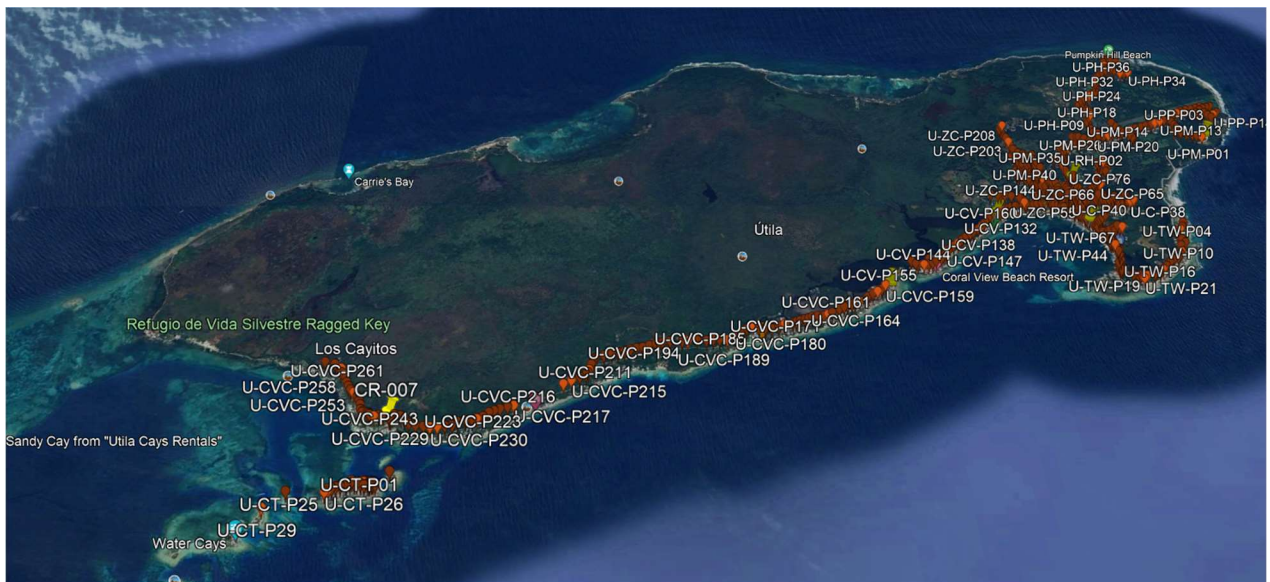
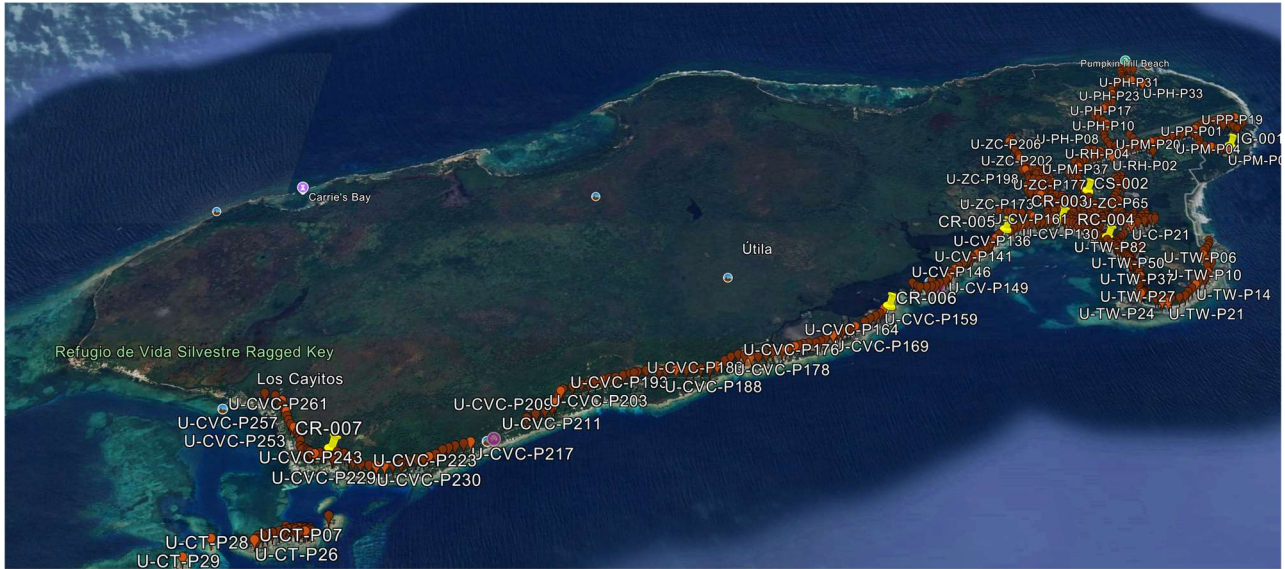


Ilustración 2 Mapa Georreferenciado



*Ilustración 3 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 cuánta 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 19 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 el Primer Trimestre y el Segundo Semestre hasta la fecha mediante la evaluación de las interrupciones y los equipos de maniobras registrados en la red de distribución. Los resultados se compararon con los resultados semestrales y con las tolerancias establecidas en la norma, siendo las que se muestran en la **Tabla 20**. 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 20 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

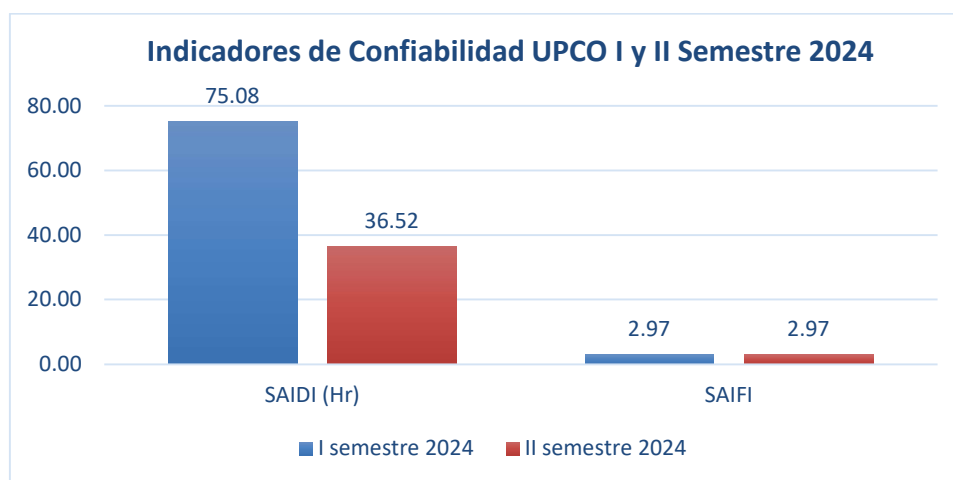
Como producto del proceso de la fiscalización del cumplimiento de la normativa para los sistemas de distribución que operan en sistema asilados:

Los indicadores globales de SAIDI y SAIFI se calcularon una vez se procesaron los datos. UPCO en el semestre I de 2024 obtuvo un valor de SAIFI de **2.97** y un SAIDI de **75.08** y en el semestre II un SAIFI de **2.97** y **36.52** de SAID, y se muestran en la **Tabla 21**. Los datos del primer semestre se actualizaron a medida se recolectó la información, y para el segundo semestre solamente se encuentra actualizado hasta el mes de agosto.

Tabla 21 Resultados Indicadores Globales UPCO Semestre I y II (fuente: propia)

Semestre	SAIDI	SAIFI
I semestre 2024	75.08	2.97
II semestre 2024	36.52	2.97

Para mejor visualización de la diferencia entre los indicadores del I y II semestre del 2024, se muestra el **Gráfica 7**.



Gráfica 7 Indicadores de confiabilidad UPCO I y II Semestre 2024 (fuente: propia)

### ***Seguimientos 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 de SAIFI y SADI para el II semestre incumple con las tolerancias por una desviación del **508 %** para la duración media de interrupción, y para la frecuencia se mantiene de la misma forma al utilizar la capacidad instalada asociada a la interrupción.
2. La información mediante la Base de Datos Regulatorios está siendo compartida mensualmente como quedo acordado con la empresa distribuidora; sin embargo, aún no se cuenta con la vinculación usuario – red.

## 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 42	Pendiente