



INFORME FISCALIZACIÓN

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



HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN	5
INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA DISTRIBUCIÓN EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	27

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 05 del Programa 12; ha elaborado el presente documento con el fin de informar los resultados de las actividades de calidad y confiabilidad en el orden siguiente:

1. Confiabilidad en el Sistema de Transmisión.
2. Confiabilidad en el Sistema de Distribución en Sistema Interconectado Nacional.

En todas se realizaron análisis de los indicadores de confiabilidad según lo que establece la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT), y la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) respectivamente.



INFORME DE CALIDAD TÉCNICA DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN
TRIMESTRE I 2024

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN

OBJETIVO

El objetivo de este documento es presentar la forma de fiscalización de la aplicación y cumplimiento de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT) en el sistema de transmisión de Honduras.

Objetivos específicos

1. Evaluar la aplicabilidad de la normativa vigente asociada a la confiabilidad del sistema de transmisión.
2. Analizar el estado de los índices de confiabilidad del sistema de transmisión para el año 2023.
3. Identificar las oportunidades de mejora en el sistema de transmisión, así mismo en la normativa vigente.

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 vigor un día después de publicada en el diario oficial La Gaceta de fecha 14 de noviembre del 2017.
 - a. Establece en el artículo 1 los índices de referencia para calificar la calidad con que se provee los servicios de energía eléctrica para los sistemas de transmisión en su punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y sanciones.
 - b. En su artículo 3 define el parámetro de calidad que es el factor que se toma en cuenta para valorar la calidad del Producto Eléctrico.
 - c. En su artículo 9 establece que el objetivo del Sistema de Medición y Control de Calidad de toda Empresa Transmisora disponga de un sistema auditable que permita como mínimo:
 - i. El análisis y tratamiento de las mediciones realizadas, para la verificación de la calidad de producto y del servicio.
 - ii. Establecer la relación entre los registros y las tolerancias previstas en esta norma respecto de los parámetros que intervienen en el cálculo de los indicadores de calidad.
 - iii. Mantener un registro histórico de los valores medidos en cada parámetro, para cada participante conectado a su sistema de transmisión, correspondiente a, por lo menos, los 5 últimos años.
 - iv. El cálculo de indemnizaciones y sanciones
 - v. La realización de pruebas pertinentes que permitan realizar una auditoría del funcionamiento del sistema y permita la identificación de las fuentes de perturbación.
 - d. Establece en su artículo 11 las obligaciones de la Empresa Transmisora, como ser:

- i. Prestar a los participantes conectados a su sistema de transmisión, un servicio que cumpla con los índices de calidad exigidos en la norma.
 - ii. Responder, de conformidad con esta norma, ante la CREE y los participantes, por las transgresiones a las tolerancias de los índices de calidad establecidos para cada uno de los parámetros en la norma.
 - iii. Controlar a los participantes para establecer las transgresiones a las tolerancias establecidas en la norma técnica de calidad de transmisión en los parámetros que correspondan, a efecto de limitar su incidencia en la calidad del producto.
 - iv. Suministrar a la CREE y al ODS, un informe documentado técnicamente, dentro de los 5 días hábiles del mes siguiente de cada periodo de control, relacionado con el sistema de medición y control de la calidad, que contenga como mínimo cálculo de índices de calidad, registro y mediciones de las tolerancias admisibles de los parámetros establecidos en la norma, así como el cálculo de las sanciones e indemnizaciones correspondientes.
- e. Establece en el Artículo 12 que el ODS determinara las responsabilidades en cuanto al incumplimiento, por las Empresas Transmisoras y los Participantes, a las tolerancias de los indicadores de calidad establecidos en la norma. 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 flicker.
- h. Establece en el Artículo 16 que la incidencia en la calidad del producto por parte d 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.

- I. 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.

ANTECEDENTES

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

Informe de Calidad de Transmisión - Trimestre IV 2023

Al finalizar el cuarto trimestre del año 2023 se realizó un informe de confiabilidad de transmisión, en donde se describen los resultados del análisis de los indicadores de confiabilidad. El resultado del análisis reveló altas cifras de desviación, comparando los resultados de la evaluación de indicadores con las tolerancias que establece la NT-CT, asimismo, se logró identificar las líneas de transmisión que presentan una mayor cantidad de indisponibilidades a lo largo del periodo de evaluación que se realiza de manera anual. Por último, se identificó la necesidad de que la empresa transmisora entregase los informes de mantenimientos programados y no programados de manera mensual para el correcto seguimiento y fiscalización de los indicadores de confiabilidad por parte de la CREE.

Reunión con la Gerencia de Transmisión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

El día 1 de marzo del 2024 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) sostuvo una reunión con la Gerencia de Transmisión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), con el objetivo de discutir los hallazgos en cuanto a la evaluación de indicadores de confiabilidad en el sistema de transmisión para el año

2023. Se discutieron diversas inquietudes entre ambas partes, entre ellas resalta las causas de las indisponibilidades de las líneas de transmisión que presentan el mayor número de indisponibilidades en comparación con las tolerancias establecidas en la NT-CT y las bases de datos que ENEE transmisión y el Centro Nacional de Despacho (CND) manejan y que están asociadas con la evaluación de los indicadores de calidad del servicio.

PROCEDIMIENTO

Evaluación de indicadores de confiabilidad

Los indicadores de confiabilidad tienen como objetivo evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión hacia los usuarios, estos se definen en dos categorías y se evalúan por cada línea de transmisión durante un periodo de control que es anual. El primer indicador es el número total de indisponibilidades forzadas (TIF) y el segundo, la duración total de dichas indisponibilidades expresada en minutos y acumulada durante el periodo de control (DIF).

Los indicadores en mención, según lo establece la normativa, deberían analizarse por medio de un sistema de medición y control de la calidad que la empresa transmisora tiene la obligación de implementar, sin embargo, la empresa aún no 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, publica en su página web oficial.

Los informes de fallas fueron descargados y procesados utilizando la aplicación Microsoft Power BI. Se cargaron los archivos correspondientes al 2023 y 2024 (a la fecha), calculando posteriormente cantidad y duración de indisponibilidades forzadas por línea. Una vez calculados los indicadores se realizó una comparación con las tolerancias establecidas en la normativa según el nivel de tensión de cada elemento descritas en las tablas 1 y 2.

Tabla 1 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 2 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

Como seguimiento al proceso de evaluación de indicadores se tuvieron reuniones con ENEE Transmisión con el objetivo de presentar los resultados y gestionar una correcta aplicación de la NT-CT. La aplicación de la norma conllevó la reciprocidad de consultas e inquietudes por ambas partes en cuanto a la evaluación de los indicadores.

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

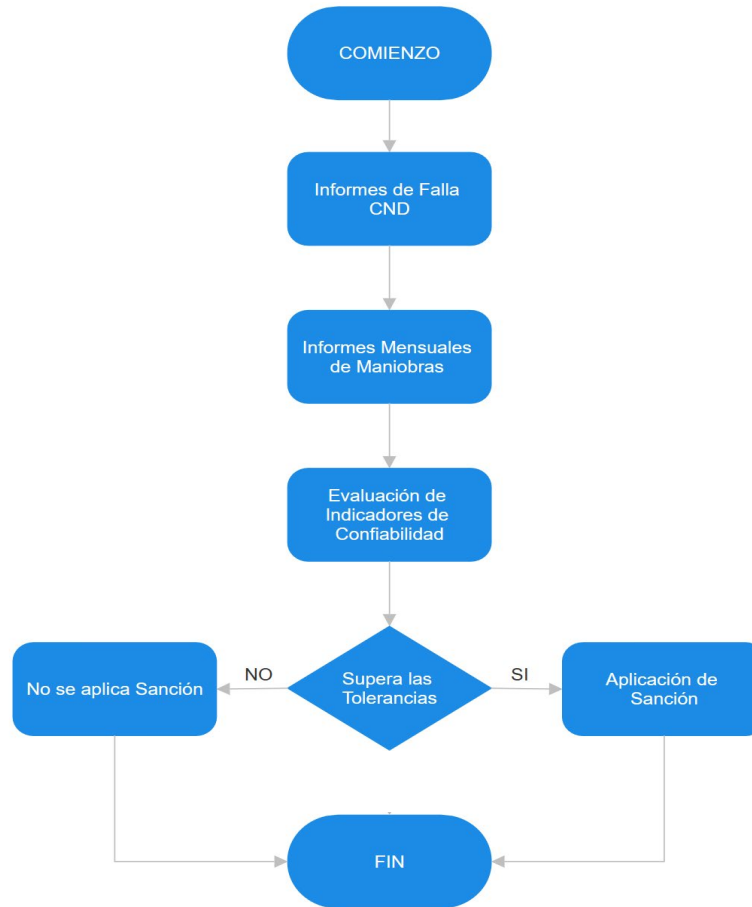


Ilustración 1 Diagrama de Flujo procedimiento Cálculo de Indicadores de Confiabilidad (Fuente: Propia)

RESULTADOS

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

Revisión de resultados de indicadores de confiabilidad en 2023 con criterios revisados en 2024

Luego de la reunión con ENEE Transmisión se identificó la posibilidad de clasificar las indisponibilidades determinando aquellas que son forzadas, programadas o las que se relacionan con otras causas. En aplicación de esta clasificación en los datos obtenidos en 2023 se identificó una reducción considerable de los indicadores de frecuencia y duración. Los resultados se describen en los gráficos siguientes:

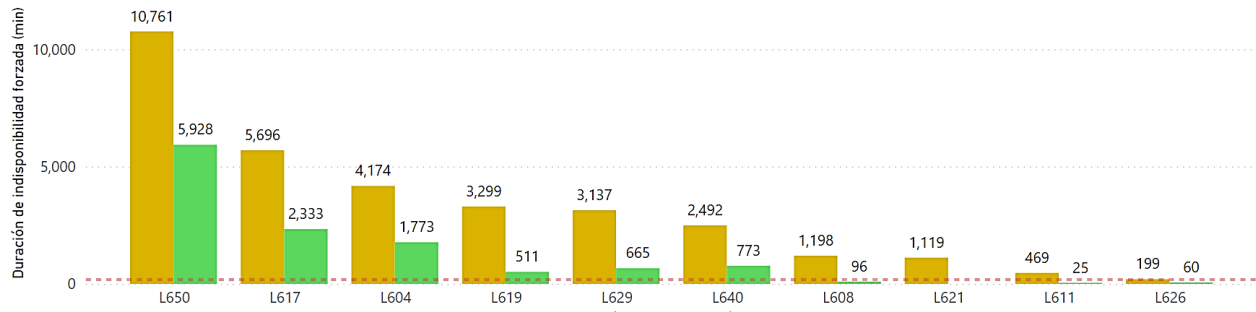
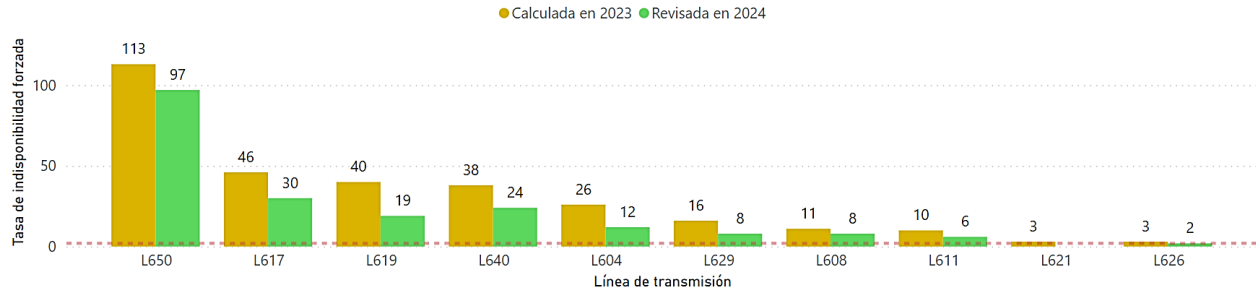


Ilustración 2 Revisión de indicadores de confiabilidad para líneas de 230 kV en 2023 (Fuente: Propia)

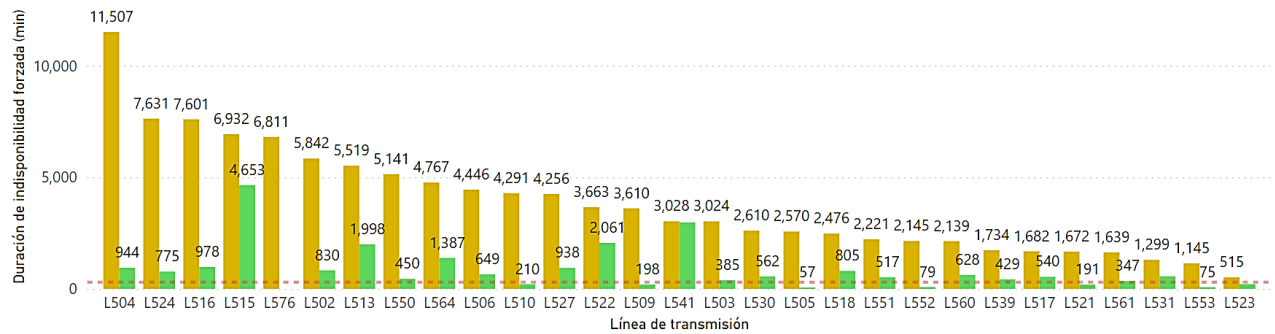
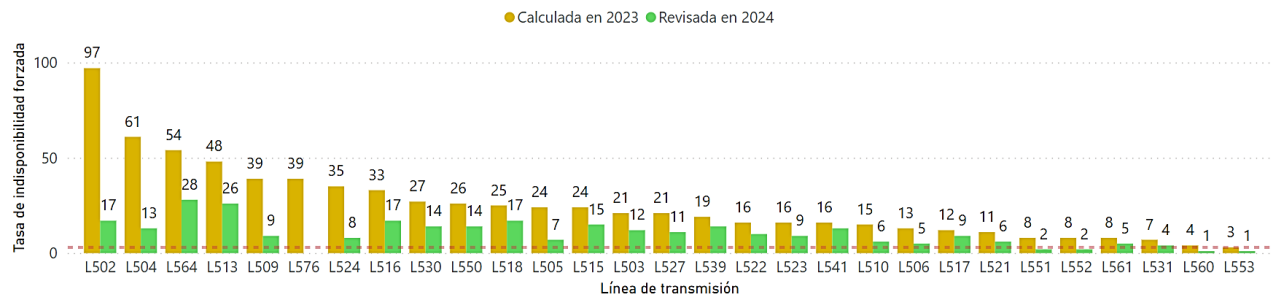


Ilustración 3 Revisión de indicadores de confiabilidad para líneas de 138 kV en 2023 (Fuente: Propia)

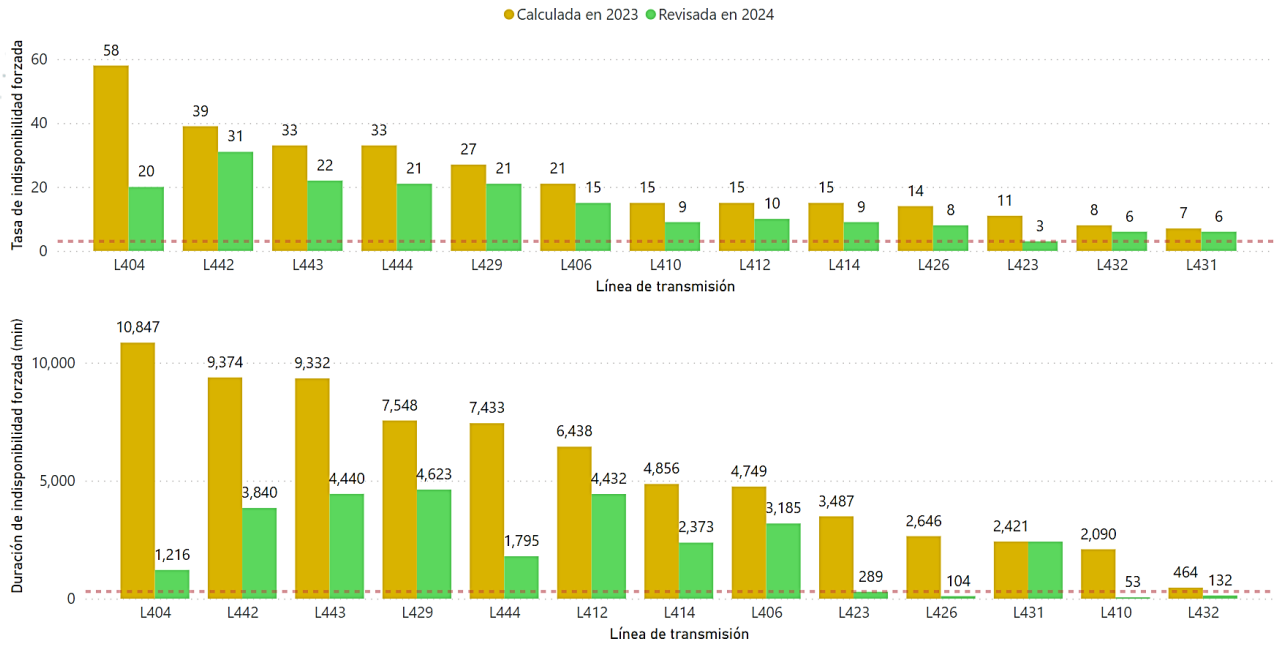


Ilustración 4 Revisión de indicadores de confiabilidad para líneas de 69 kV en 2023 (Fuente: Propia)

Los resultados muestran que para el nivel de tensión de 230 kV se descartó una de las líneas que anteriormente se mostraba con índices de indisponibilidades, además la tasa y la duración de indisponibilidad forzada por línea mostraron una reducción de aproximadamente 50 %. Para 138 kV se excluyeron tres líneas de transmisión y la tasa de indisponibilidad forzada también se redujo aproximadamente en un 50 %, por otro lado, la duración de la indisponibilidad forzada mostro una reducción de aproximadamente 65 %. Finalmente, para 69 kV se observó que las tasas de indisponibilidad se redujeron aproximadamente en un 50 % por línea y la duración total de la indisponibilidad forzada de igual manera se reducen los minutos acumulados por casi el 70 % en algunas de las líneas; sin embargo, en todas se superan las tolerancias.

Las siguientes graficas muestran los resultados de la reclasificación de la totalidad de las indisponibilidades registradas en 2023, mediante la cual se validan los previamente descritos. Cabe mencionar que se identificaron indisponibilidades relacionadas al cumplimiento de los criterios de calidad seguridad y desempeño mínimos operados por el Centro Nacional de Despacho (CND).

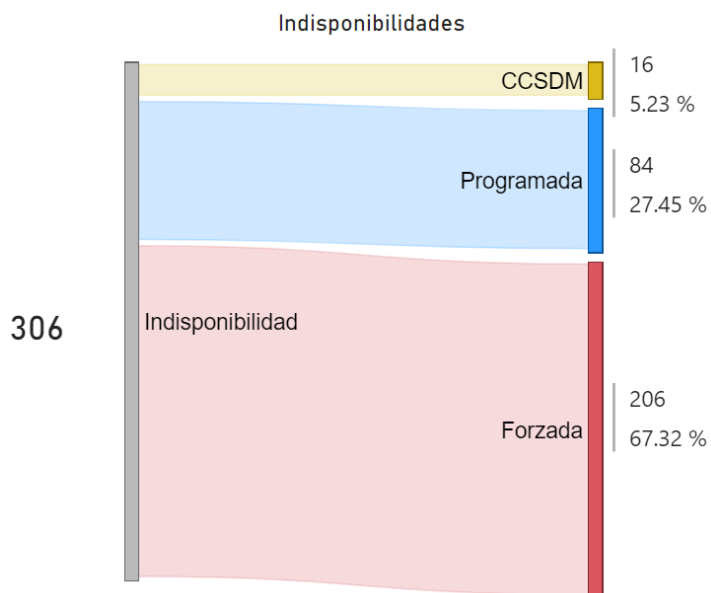


Ilustración 5 Reclasificación de tasa de indisponibilidad forzada (TIF) para líneas de 230 kV en 2023 (Fuente: Propia)

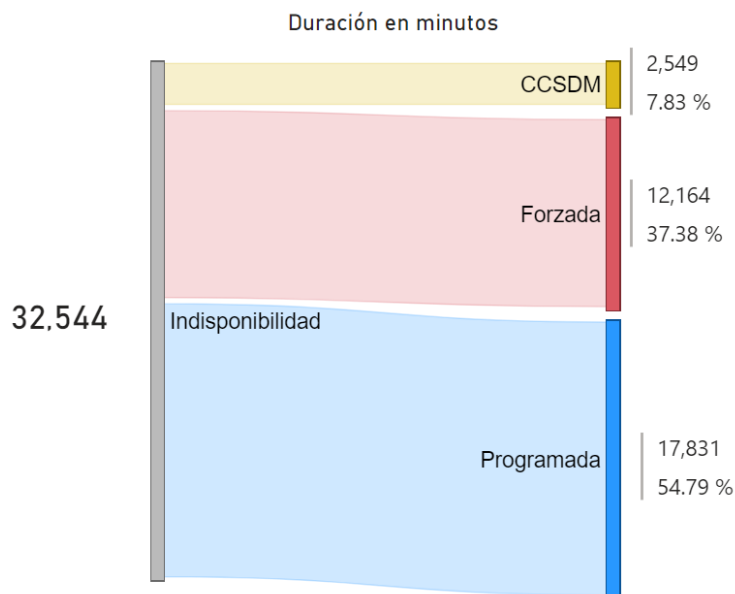


Ilustración 6 Reclasificación de duración de indisponibilidad forzada (DIF) para líneas de 230 kV en 2023 (Fuente: Propia)

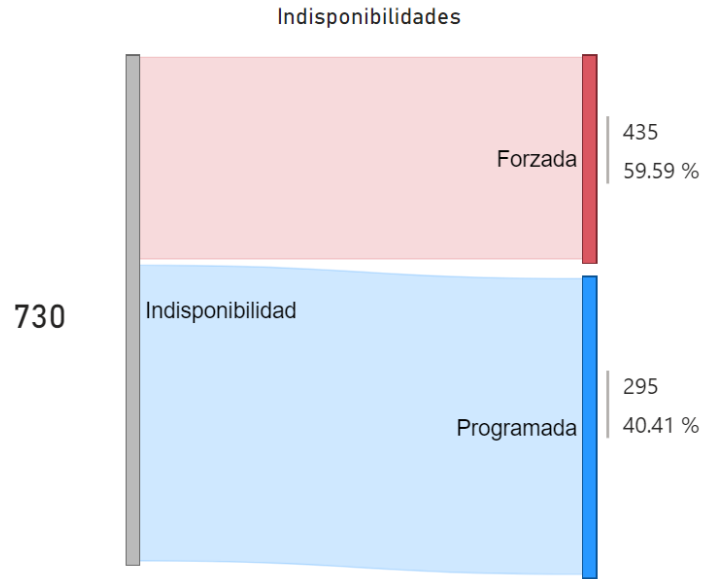


Ilustración 7 Reclasificación de tasa de indisponibilidad forzada (TIF) para líneas de 138 kV en 2023 (Fuente: Propia)

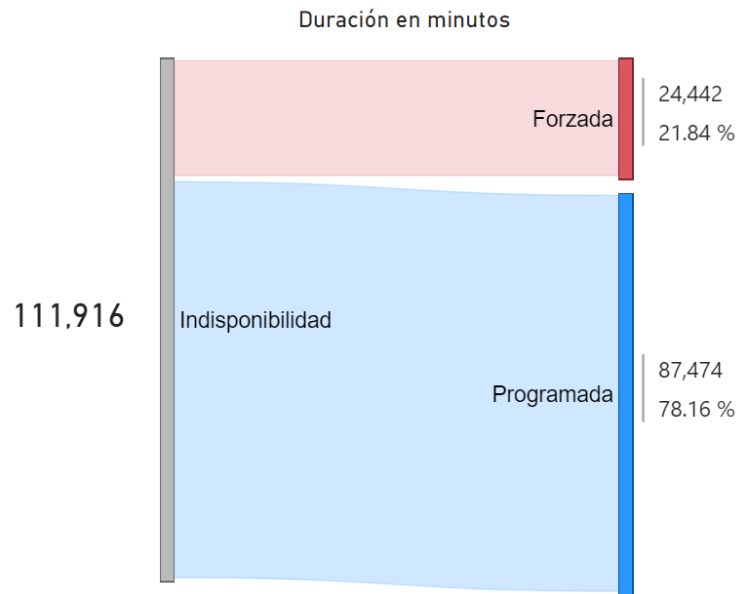


Ilustración 8 Reclasificación de duración de indisponibilidad forzada (DIF) para líneas de 138 kV en 2023 (Fuente: Propia)

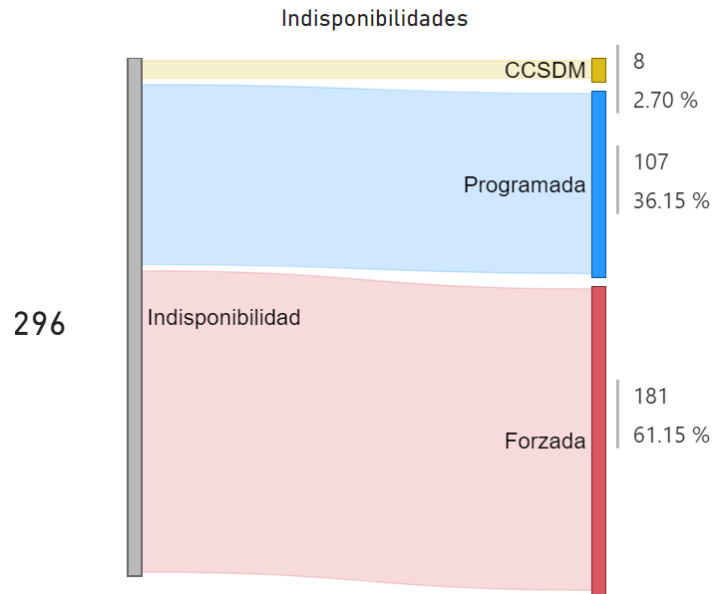


Ilustración 9 Reclasificación de tasa de indisponibilidad forzada (TIF) para líneas de 69 kV en 2023 (Fuente: Propia)

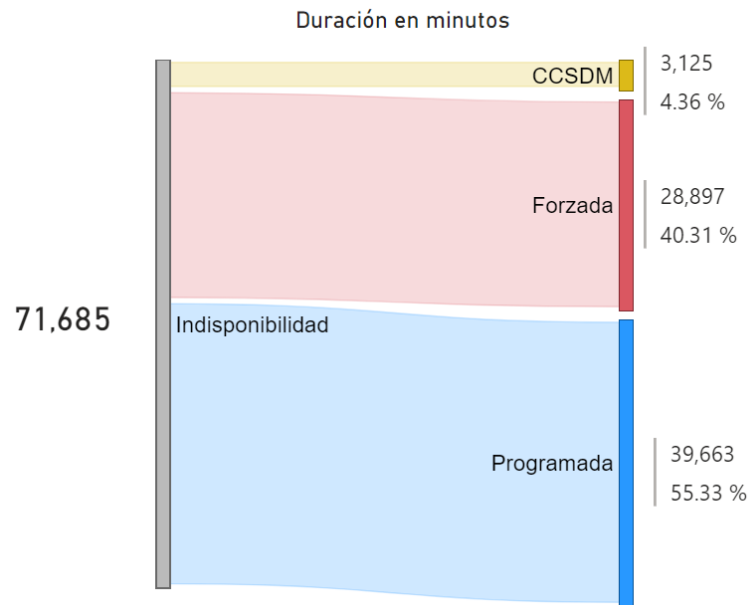


Ilustración 10 Reclasificación de duración de indisponibilidad forzada (DIF) para líneas de 69 kV en 2023 (Fuente: Propia)

Evaluación de indicadores de confiabilidad en 2024

Indisponibilidad forzada

La evaluación indicadores se realizó integrando los nuevos cambios a los parámetros de análisis. De igual manera se evalúan por línea y por nivel de tensión, obteniendo que para el nivel de tensión de 230 kV solamente 3 líneas presentan indisponibilidades en lo que va del año 2024,

- Línea L650 que pertenece a la subestación Juticalpa Dos – Patuca III
- Línea L617 que pertenece a la subestación de Los Prados
- Línea L611 que pertenece a la subestación Aguas Calientes Toncontín

La línea L617 presenta tres indisponibilidades forzadas superando ya las tolerancias establecidas para el nivel de tensión de 230 kV por una desviación porcentual del **50 %** y la duración de las indisponibilidades se encuentra en el límite de la tolerancia. La línea L650 presenta ocho indisponibilidades superando las tolerancias por una desviación porcentual del **300 %**, y la duración de las indisponibilidades se encuentra por debajo de los minutos que la tolerancia establece. Y la línea L611 presenta solamente 1 indisponibilidad sin superar las tolerancias, sin embargo, tiene 506 minutos de duración total lo cual si excede la tolerancia establecida en la norma por aproximadamente **181 %** de desviación.

Para el nivel de tensión de 138 kV se identificaron 15 líneas de transmisión que presentaron indisponibilidades por lo que va del año, la mayoría supera las tolerancias por una desviación porcentual del **100 %** mientras que las líneas L502 y L516 superan las tolerancias por una desviación de aproximadamente **900 %**.

De igual manera para el indicador de duración total de indisponibilidad el **60%** de las líneas no han superado las tolerancias de duración por línea; sin embargo, la línea L516 presenta un alto resultado con **2,110** minutos que estuvo indisponible en un lapso de 2 meses, generando una desviación porcentual de las tolerancias de **603 %**.

La cantidad de líneas que se evaluaron para el nivel de tensión de 69 kV fueron un total de 6 líneas de

transmisión que presentaron indisponibilidad forzada. Solamente dos líneas superan las tolerancias y el resto se encuentra en el límite y con respecto al indicador de la duración de la indisponibilidad ninguna de las líneas ha superado la tolerancia.

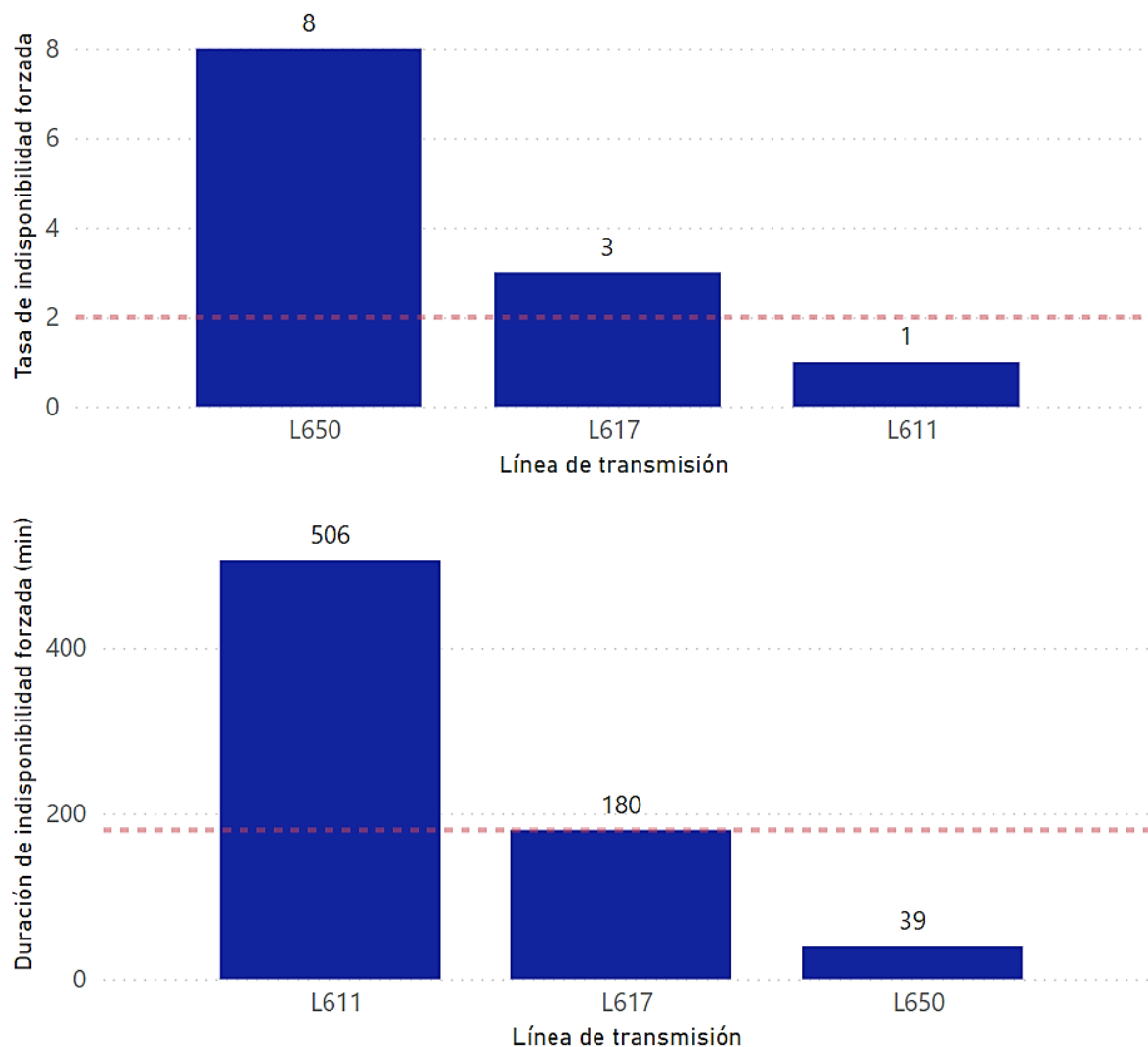


Ilustración 11 Evaluación de indicadores de confiabilidad para líneas de 230 kV en 2024 a la fecha (Fuente: Propia)

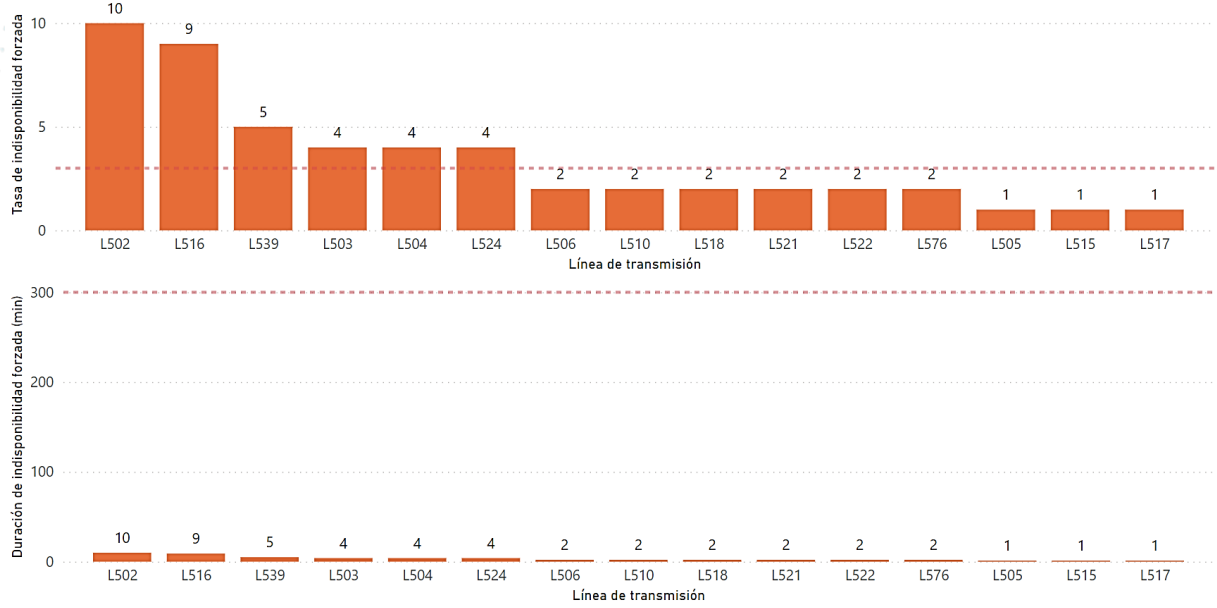


Ilustración 12 Evaluación de indicadores de confiabilidad para líneas de 138 kV en 2024 a la fecha (Fuente: Propia)

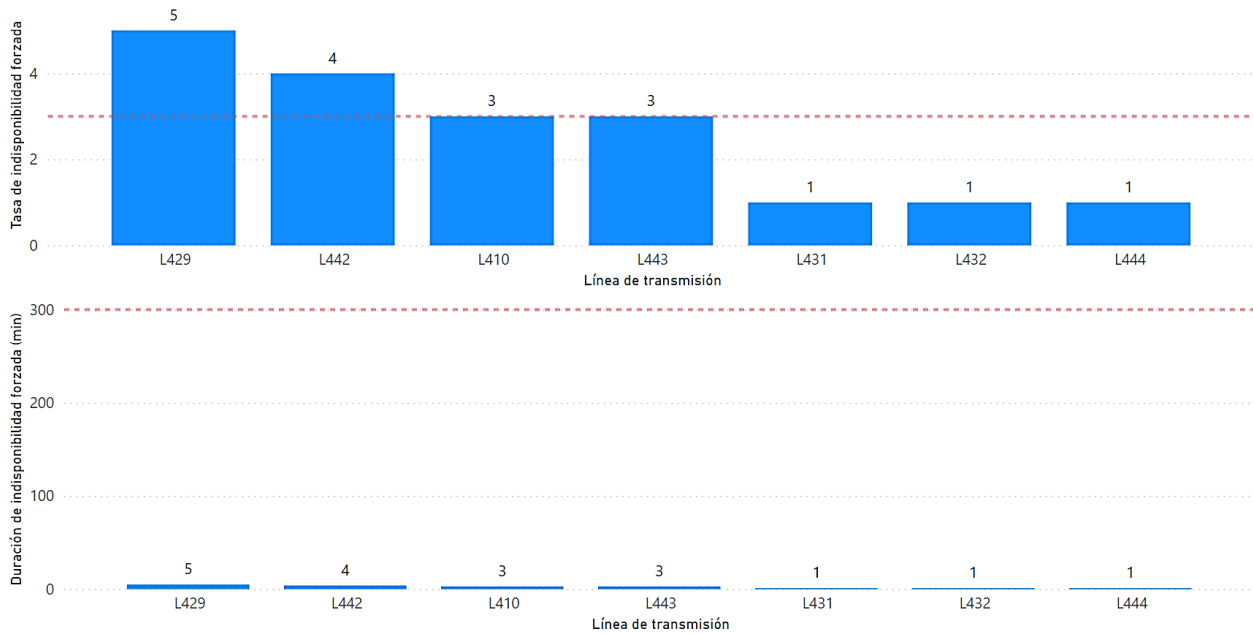


Ilustración 13 Evaluación de indicadores de confiabilidad para líneas de 69 kV en 2024 a la fecha (Fuente: Propia)

Avances de la implementación del sistema de calidad del servicio

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, realizando análisis mensuales de los indicadores para determinar el estado del sistema de transmisión y poder estabilizar los niveles de calidad en el sistema. De igual manera también es importante la realización de una revisión de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión para el cálculo de las sanciones por déficit de calidad cuando este mismo sea imputable a la empresa transmisora. Y finalmente poder establecer una estructura de datos que facilite la comunicación y el acceso a los datos para realizar la evaluación de los índices de calidad.

El proyecto de la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de Transmisión y la implementación del sistema de calidad del servicio o confiabilidad se encuentra en este momento en proceso.

Otros hallazgos

A continuación, brevemente se menciona otros hallazgos que se encontraron durante el proceso y el seguimiento del proyecto de la implementación del sistema de mejora de calidad técnica del servicio:

La Norma Técnica de Calidad de Transmisión presenta algunas oportunidades de mejora en cuanto la forma de evaluación de los indicadores y las tolerancias que la norma exige y se necesita para poder completar el proceso del cumplimiento de la LGIE. Un plan de acción puede ser la revisión de la norma, específicamente las ecuaciones para el cálculo de las sanciones y poder indemnizar a los usuarios por los eventos de mala calidad que el sistema de transmisión sea responsable.

De igual manera otro hallazgo importante es que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) establece que en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión se debe de incluir un plan de mejora de calidad en las líneas de transmisión que presenten altas tasas de indisponibilidad forzada por más de un año en una zona determinada.

En uno de los acercamientos que se tuvo con ENEE Transmisión, se mencionó que no se recibía el presupuesto completo para la realización de la planificación anual.

CONCLUSIONES

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

1. Actualmente la Norma Técnica de Calidad de Transmisión no es aplicable a corto plazo, las ecuaciones para los indicadores de calidad técnica del servicio son calculables; sin embargo, las sanciones no se pueden aplicar sin antes implementar el sistema de medición y control de calidad.
2. Al clasificar la información agregando el criterio de causas sobre los tipos de indisponibilidades se obtuvieron resultados significativos a la tasa y duración total de indisponibilidad forzada, aproximadamente los resultados de ambos indicadores se redujeron un **50 %** en todos los niveles de tensión, en promedio por nivel de tensión, para 230 kV el promedio de la tasa de indisponibilidad es aproximadamente de 23 eventos en un año, y para los niveles de 138 kV y 69 kV el promedio de indisponibilidad es de 12 eventos.
3. El sistema de transmisión tiene la oportunidad de mejorar sus indicadores de calidad técnica del servicio, iniciando con la implementación del sistema de medición y control de la calidad para el monitoreo histórico de las indisponibilidades forzadas ocurridas por cada línea de transmisión, así mismo que el departamento de ENEE Transmisión implemente una estructura de datos completa que mensualmente se presente a la CREE para el seguimiento y fiscalización de la información.

RECOMENDACIONES

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

1. Se recomienda la centralización de la información para realizar el cálculo y evaluación de los indicadores de calidad técnica del servicio y sus respectivas sanciones según lo que establece la Norma Técnica de Calidad de Transmisión.
2. Es recomendable que se inicie la implementación del sistema de medición y control de calidad para el registro histórico de las maniobras ocurridos por indisponibilidad forzada para inspeccionar el cumplimiento de la normativa vigente.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

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 para la validación de la información necesaria para la evaluación de los indicadores de confiabilidad	Acción	Informe de reunión	Semana 14	Pendiente
2	Reunión con CND para clarificar el estado de las bases de datos con respecto al sistema de transmisión	Acción	Informe de reunión	Semana 14	Pendiente

ANEXOS

Minuta Reunión ENEE Transmisión

Se realizó una reunión con los representantes del departamento de Transmisión de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) el día 1 de marzo, con el objetivo de discutir el estado de confiabilidad en el sistema de transmisión.

La reunión comenzó con la presentación de los miembros representantes de los equipos, de parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) Transmisión se encontraba el Ing. Lucas Ramos, la Ing. Vicky Talhami, la Ing. Mirna Sánchez y el Ing. José Landa, y de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) estaba presente el Ing. Juan José Pérez, el Ing. Víctor Euceda, y la Ing. Zulma Carrasco.

Una vez iniciada la reunión el Ing. Lucas Ramos comenzó definiendo las zonas geográficas principales del sistema de transmisión del territorio nacional que se divide en dos, la zona centros sur, que es donde se consolida la mayor parte del sistema, y la zona noroccidente litoral atlántico. También se mencionó que del presupuesto de inversión que debería entregarse a la unidad de ENEE Transmisión solo reciben el 30 % y de eso solo el 18 % opera y se utiliza debido a las restricciones del marco legal.

Cuando se obtuvo el contexto de la situación en que se encuentra ENEE Transmisión, se comenzó a mostrar

los resultados del análisis de indicadores de confiabilidad para el año 2023, se aclaró que la información sobre los resultados es extraída de los informes de falla que se encuentran en la página del Centro Nacional de Despacho (CND), en ese momento la Ing. Sánchez intervino para mencionar que ellos revisan sus propios datos; sin embargo, la información es consistente con la del CND. Se pudo acordar que las líneas que más presentan indisponibilidades en efecto son líneas que se mantienen en constantes fallas por diversas causas. El Ing. Lucas describió una serie situaciones que se presentan en las líneas L650 y L617. La línea L650 presenta fallas operativas, de distancia, inyección de potencia, sobrecargas, y presenta un riesgo de los potenciales de línea al tenerla abierta, concluyendo en una inestabilidad en la línea; y en la línea L617 se incrementó el número de aisladores y flujos de potencia.

Surge la consulta por parte de los ingenieros sobre la evaluación de los indicadores, si se realiza por la totalidad de la línea o si es por un promedio por kilómetro por cada línea. De igual manera realizaron consultas sobre las tolerancias que la NT-CT establece, y si la norma es modificable para el cambio de las tolerancias a valores que se acoplen más a la realidad del sistema de transmisión. Los Ingenieros de ENEE Transmisión preguntan si es posible separar las indisponibilidades forzadas de las aperturas por condiciones operativas. Se sugiere que las indisponibilidades se puedan clasificar, y se determine los responsables de la falla para comenzar con la aplicación de indemnizaciones por parte de la empresa transmisora hacia los usuarios afectados. Se mencionó que, es el CND quien tiene la clasificación del responsable de la falla, la cual corresponde a fallas por la empresa transmisora, distribuidora, generadora, o por parte del usuario, y que la información sobre las fallas se maneja en un informe denominado “Informe de Verificación”.

Se sugirió por parte del equipo de la CREE crear una estructura para organizar la información para llevar un mejor control sobre la fiscalización de calidad hacia la empresa transmisora, dado a que el Ing. Lucas menciona que el control operativo y la fuente de información que antes pertenecía a ENEE Transmisión paso ser manejado por el CND.

Cuando se definió la información necesaria para la evaluación de los indicadores de calidad, la Ing. Sanches sugirió que, al revisar la normativa de calidad, los indicadores se puedan evaluar según los kilómetros de las líneas, realizar ensayos de cálculos y de igual manera, una socialización con el CND, se hizo hincapié en como

el RMER define la calidad del servicio, y que no se mencionan tolerancias; por lo cual se sugiere una revisión a detalle sobre como el RMER define la calidad del servicio eléctrico.

Y para finalizar se tomaron en cuenta las sugerencias de ambas partes y se acordó una reunión de seguimiento esta vez incluyendo la participación del CND para aclarar la situación de la información para el viernes 15 de marzo.



INFORME DE CALIDAD TÉCNICA DEL SERVICIO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN
TRIMESTRE I 2024

INFORME DE SUPERVISIÓN 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.

Objetivos específicos

1. Presentar los resultados del análisis de los informes de gestión por parte de la Unidad Técnica de Distribución de Honduras (UTCD).
2. Exponer el proyecto de base de datos regulatorios ejecutado por la dirección de fiscalización
3. Identificar las oportunidades de mejora para el sistema de distribución conectado el sistema interconectado nacional.

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 vigor 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.

ANTECEDENTES

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

Reunión con la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD): Discusión de Base de Datos Regulatorios

Se realizaron acercamientos con la unidad técnica de control de distribución de Honduras (UTCD) con el principal objetivo de crear una estructura de datos para facilitar el análisis y fiscalización del cumplimiento de la normativa vigente, específicamente en la información de vinculación usuario-red, información comercial, usuarios autoprodutores, y calidad técnica del servicio. En la primera reunión se definió toda la información que será utilizada para la base de datos regulatorios la cual se acordó la empresa distribuidora debe de enviar de manera mensual, aunque el periodo de control es de manera semestral. La segunda reunión se utilizó para resolver las dudas que se presentaron después de que UTCD analizara la propuesta y si contaban con la información solicitada por parte de la comisión reguladora de energía eléctrica CREE.

Informes de gestión mensuales por parte de UTCD

La Unidad Técnica de Control de Distribución de Honduras (UTCD) es el encargado del sistema de distribución del sector eléctrico, UTCD envían mensualmente un informe de gestión que incluye el cálculo de indicadores de confiabilidad globales la frecuencia media de interrupción (SAIFI) y la duración media de interrupción (SAIDI) junto con el análisis de resultados por su parte. Con base en esa información se realiza un análisis de indicadores y de información, con el fin de la realización de este informe.

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 en base al informe de gestión por parte de UTCD en donde ellos exponen el análisis de sus resultados. Son cuatro indicadores que se clasifican en indicadores globales e indicadores individuales. Los indicadores individuales son los siguientes:

- Frecuencia de interrupciones por usuario (FIU)
- Tiempo de Interrupción por usuario (TIU)

Y 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 los mismo de manera mensual.

Lo que se evalúa es el comportamiento de los indicadores en el transcurso de los años en donde el sistema de distribución ha sufrido cambios institucionales, así mismo separa al sistema correspondiente que influye en los resultados, dentro de esos se encuentra el sistema de generación y transmisión, y 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 por zonas.

Se recibe toda la información que se presenta a la CREE; sin embargo, se está ejecutando un proyecto de base de datos regulatorios por parte de la dirección de fiscalización, con el objetivo de poder dar seguimiento y verificación de la información que se incluye dentro del informe de gestión.

En la siguiente ilustración 20 se define la estructura del correcto procedimiento para la evaluación de los indicadores de calidad técnica del servicio, según lo establece la NT-CD.

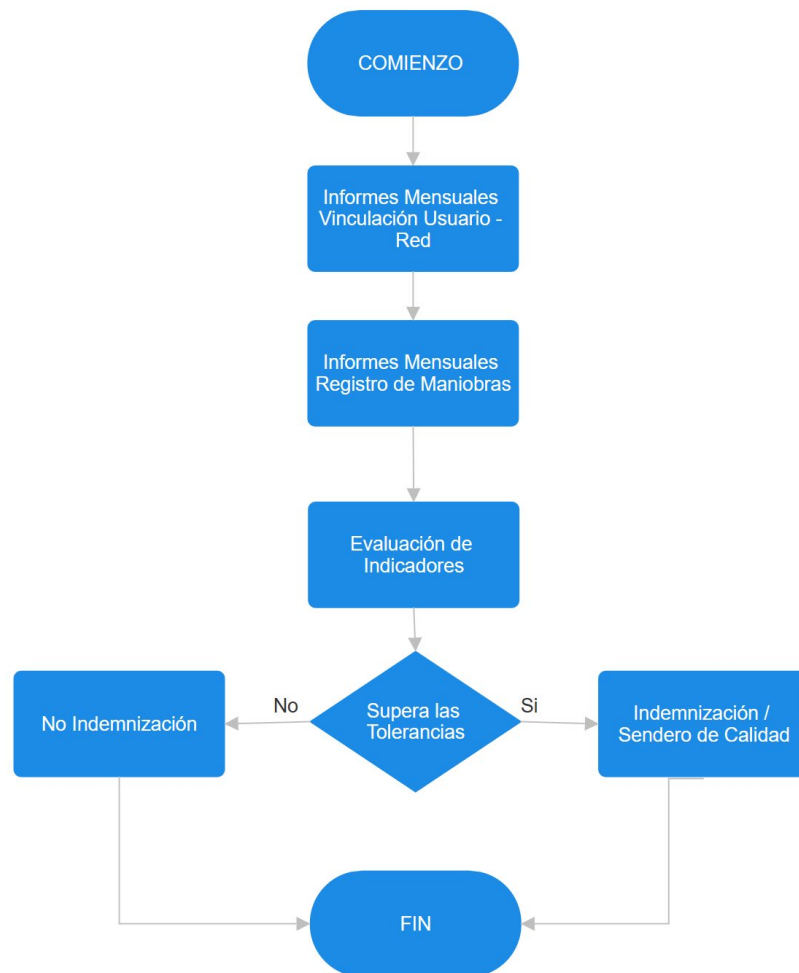


Ilustración 14 Diagrama de Flujo del Procedimiento de Cálculo de Indicadores de Calidad Según la NT-CD (Fuente: Propia)

RESULTADOS

Como producto del proceso de análisis del informe de gestión por parte de la Unidad técnica de control de distribución se obtuvieron los siguientes resultados:

Revisión de indicadores de confiabilidad en 2024 (UTCD)

Los informes de gestión solamente 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 lo que va 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.

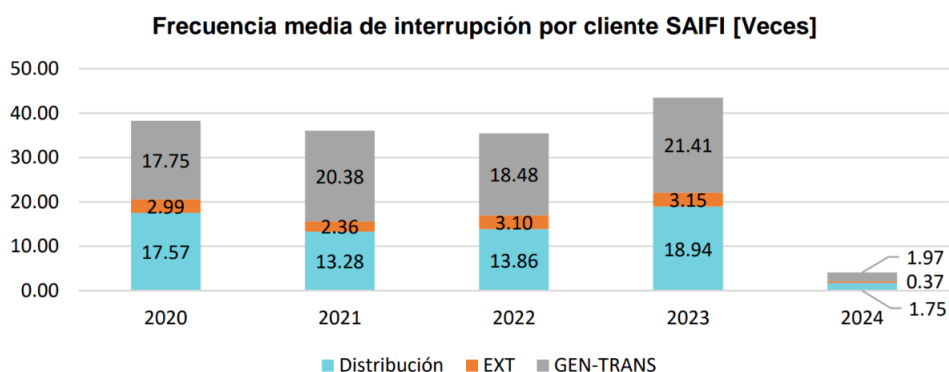


Ilustración 15 Evolución Anual de la Frecuencia Media de Interrupción SAIFI (Fuente: Informe de Gestión UTCD)

Así mismo se incluye en el informe la evolución mensual desde febrero del 2023 a febrero del 2024 y se observó que el indicador de SAIFI obtuvo una disminución del **2.38%** desde septiembre del 2023, según lo expone UTCD.

UTCD agrupa la frecuencia media de interrupción por cliente SAIFI en grupos de calidad, estos se clasifican como interrupciones distribución-UTCD en donde se coloca las interrupciones programadas y no programadas, y como interrupciones con incidencia en distribución en donde se clasifican las incidencias si pertenecen a generación-transmisión, o externas, así como se muestra en la siguiente tabla 3.

Tabla 3 Frecuencia Media de Interrupción SAIFI por cliente por grupos de Calidad (Fuente: Informe de Gestión UTCD)

		Periodo	Feb-23	Feb-24
SAIFI Interrupciones	Programadas	Grupo 1	0.07	0.09
		Grupo 2	0.05	0.08
Distribución-UTCD	No Programadas	Grupo 1	0.88	0.70
		Grupo 2	0.64	0.78
	Total	Grupo 1	0.95	0.95
		Grupo 2	0.69	0.79
SAIFI Interrupciones con Incidencia en Distribución	Generación-	Grupo 1	1.16	0.69
	Transmisión	Grupo 2	1.24	1.19
	Externas	Grupo 1	0.27	0.15
		Grupo 2	0.19	0.23

Así mismo el análisis de la frecuencia media de interrupción por cliente por grupos de calidad en donde se clasifica como Urbano y Rural, y se observa las interrupciones programadas y no programadas para ambos grupos. EL principal hallazgo es que para el año 2024 la cantidad de interrupciones SAIFI por mantenimiento programado es mayor en la zona denominada Rural en comparación con el año anterior. Y para las interrupciones que se clasifican como fallas indican que existe una reducción en el área urbana y en el área Rural se aumentó. Es así como se puede observar que la frecuencia de interrupciones totales de distribución de UTCD para febrero de 2024 presento una reducción en el área Urbana y un aumento en el área Rural, así como se muestra en la siguiente ilustración 22.

Indicador SAIFI: frecuencia media de interrupcion por cliente

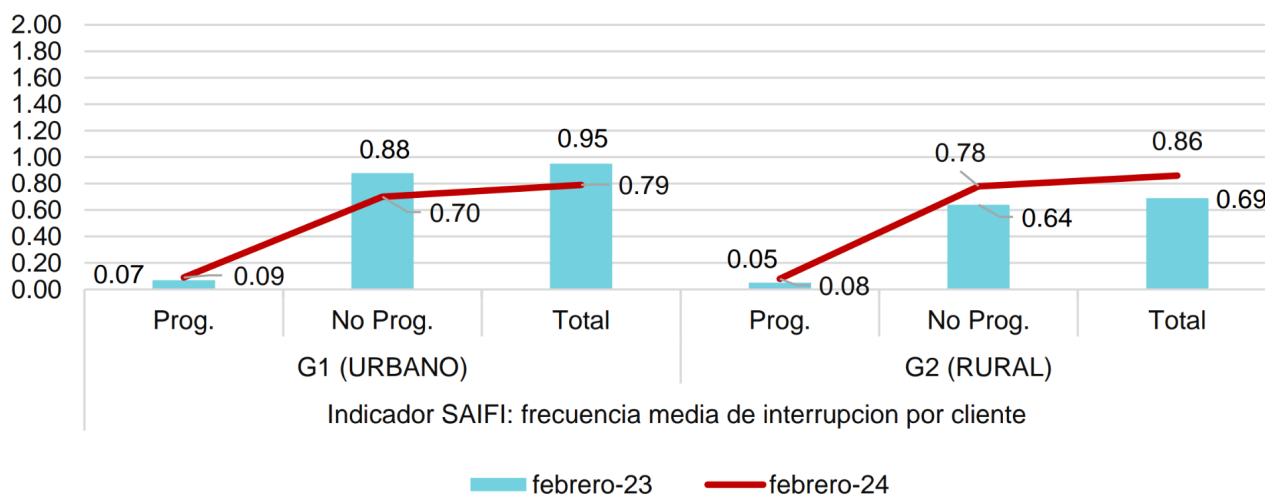


Ilustración 16 Gráfica indicador SAIFI por cliente área Urbano y Rural (Fuente: Informe de Gestión UTCD)

Como ultima agrupación la UTCD detalla la frecuencia media de interrupción por cliente por zonas, siendo las siguientes:

- Centro Sur
- Noroccidente
- Litoral Atlántico

De igual manera se clasifica en Urbano y Rural, y el criterio de las interrupciones que continúa siendo lo mismo de interrupciones programadas, y no programadas, así como se muestra en la siguiente tabla. Se puede observar que el indicador SAIFI es mayor en Rural en la zona centro sur para la interrupción no programada y para las interrupciones programadas es mayor en urbano en la zona noroccidente, como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4 Frecuencia media de interrupción SAIFI por cliente por zonas (Fuente: Informe de Gestión UTCD)

Zona	SAIFI					
	G1 Urbano			G2 Rural		
	Prog.	No Prog.	Total	Prog.	No Prog.	Total
Centro Sur	0.03	0.33	0.36	0.06	0.52	0.58
Noroccidente	0.06	0.28	0.34	0.02	0.22	0.24
Litoral Atlántico	0.00	0.09	0.09	0.00	0.04	0.04
Total	0.09	0.70	0.79	0.08	0.78	0.86

Para la duración media de interrupción (SAIDI) al igual que SAIFI se evaluó de la misma manera una observación anual y una evolución mensual, así mismo por agrupaciones de calidad. La evolución anual demuestra que en el transcurso de los años desde 2020 se ha reducido el indicador de SAIDI correspondiente a la gestión de distribución aproximadamente un 7.72 %, sin embargo, presenta aun deterioro en comparación con los resultados de los años 2021 y 2022, así como se muestra en la siguiente grafica de la ilustración

23.

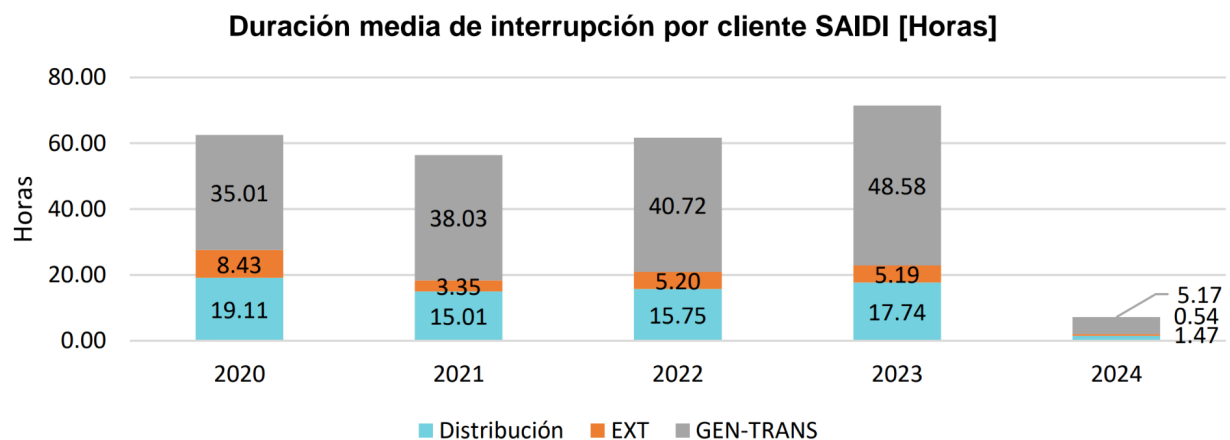


Ilustración 17 Evolución Anual de la Duración media de Interrupción SAIDI por Cliente (Fuete: Informe de Gestión UTCD)

La evolución mensual de SAIDI demuestra en el mes de febrero de 2024 que tuvo un aumento del **72.22 %** con respecto al mes anterior y un **20.78 %** con respecto al mismo mes del año anterior, y se puede observar su comportamiento a través de los meses en la gráfica y por gestión de generación-transmisión, distribución, y externo, así como se muestra en la ilustración 24.

SAIDI: Duración media de interrupción por cliente [Horas]

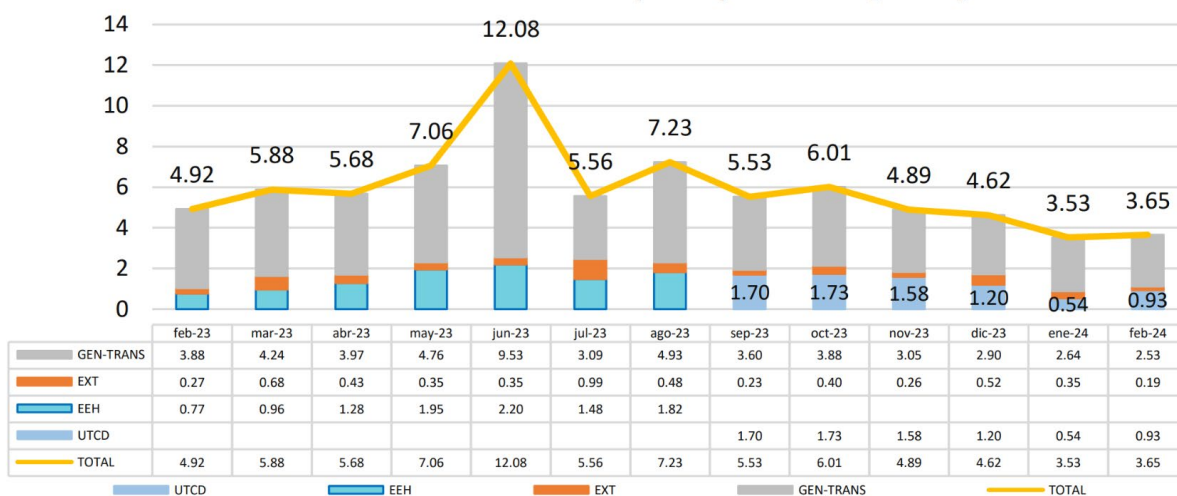


Ilustración 18 Evolución Mensual de la Duración media de Interrupción SAIDI por Cliente (Fuente: Informe Gestión UTCD)

El resultado según la agrupación de interrupciones programadas y no programadas, así como de zona Rural y Urbana para el mes de febrero del 2024, demuestra que en comparación con el mes de febrero del 2023 en cuanto a las interrupciones programadas incremento en zona Rural y se redujo en el área Urbana. Y las interrupciones no programadas se incrementaron el área Rural y se disminuyeron el área Urbana en comparación con el 2023, y se muestran en el siguiente gráfico de la ilustración 25.

Indicador SAIDI: tiempo promedio de interrupción por cliente

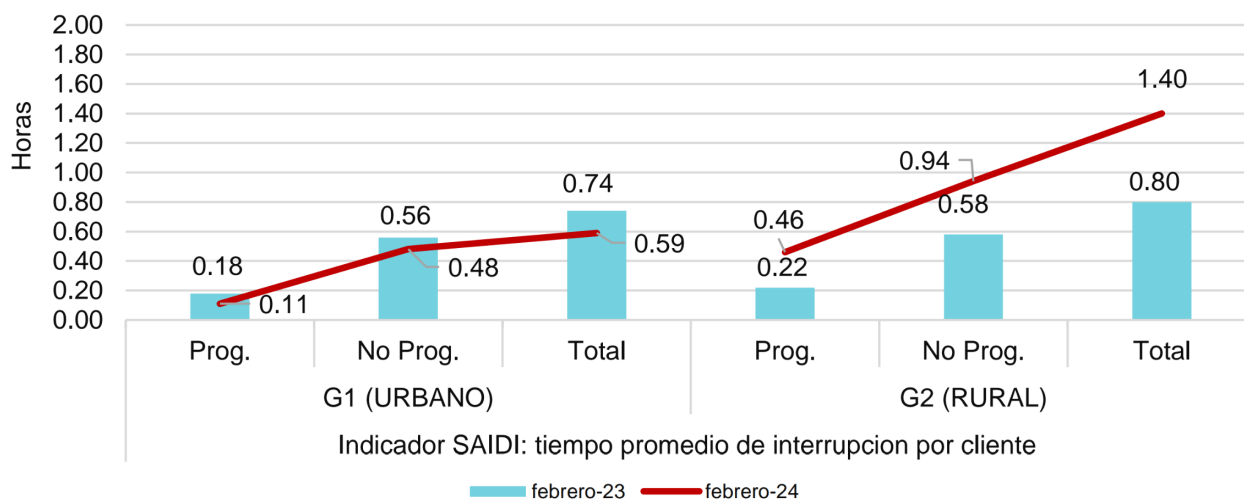


Ilustración 19 Gráfica indicador SAIDI por cliente área Urbano y Rural (Fuente: Informe de Gestión UTCD)

Avances de la implementación del sistema de Calidad del Servicio Técnico

El objetivo de la implementación del sistema de calidad del servicio es mejorar la calidad del suministro eléctrico que se brinda a todos los usuarios que pertenecen al suministro eléctrico nacional, así como se dispone en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Para el sistema de calidad del servicio técnico se ha iniciado el proceso de un proyecto de Base de Datos Regulatorios (BDR) con el objetivo de crear una estructura de datos que permita la evaluación de los indicadores y las indemnizaciones correspondientes cuando se superen las tolerancias de calidad que establece la NT-CD.

CONCLUSIONES

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

1. Los indicadores han fluctuado durante los años, entre los cambios administrativos como de la red en general. Se observó que los indicadores en evolución anual para SAIFI aumento en la gestión de distribución y mientras tanto el SAIDI disminuyo en comparación con los últimos años. Y según se mostró en la evolución mensual los índices disminuyen en la gestión de distribución y se mantienen o disminuyen en la gestión de generación-transmisión.

2. La Base de Datos Regulatorios (BDR) es una iniciativa por parte de la Dirección de Fiscalización que tiene como función la presentación de datos que son requeridos para distintos procesos de fiscalización como, por ejemplo, calidad comercial, vinculación de usuario red, reclamos, calidad técnica del servicio, entre otros. Así mismo se utilizará para mejorar los registros históricos de la información que se requiera para cualquier otro tipo de proceso.
3. La Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) tiene oportunidad de mejora en el cálculo de los indicadores de calidad siguiendo el procedimiento que se establece en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD), así mismo para el cálculo de indemnizaciones.

RECOMENDACIONES

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

1. Es recomendable seguir con el seguimiento del proyecto de Bases de Datos Regulatorios para que el intercambio de datos entre ambas entidades se realice de la mejor manera y se facilite el proceso de evaluación de las disposiciones de las normas vigentes.
2. Se recomienda que al enviar el informe de gestión específicamente por el apartado de indicadores de calidad, se envíe en conjunto la información de maniobras para comprender los resultados que se incluyen dentro del informe de gestión.
3. Se recomienda que para el cálculo de los indicadores de calidad técnica del servicio se utilice el procedimiento que la Norma Técnica de Calidad establece comenzando desde el artículo 45 hasta finalizar en el cálculo del sendero de calidad e indemnizaciones en el artículo 56.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2024)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Reunión con la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD) en seguimiento al proyecto de Base de Datos Regulatorios para el intercambio de información entre instituciones.	Acción		Semana 15	En proceso