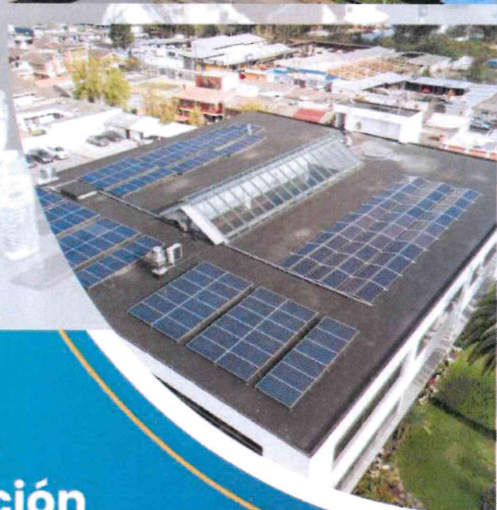


2025-TRIMESTRE III

INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN A USUARIOS POR PARTE DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS



Dirección de
Fiscalización

SEPTIEMBRE 2025

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES ASOCIADAS AL PROCESO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE II DE 2025	8
INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO	10
INFORME DE VISITA TÉCNICA A USUARIO DIPROVA.....	25
SUPERVISIÓN DE SISTEMAS AISLADOS	46
INFORME FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES	64

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. La Dirección de Fiscalización de la CREE, para cumplir con los objetivos establecidos en el Plan Operativo Anual de la institución para 2025, en particular, con respecto al Producto Final 4 del Programa 12; ha elaborado el presente documento con el fin de informar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el tercer trimestre de 2025. El presente informe presenta los resultados de las actividades de inspección realizadas por la CREE por medio de la Dirección de Fiscalización, así como las recomendaciones que se derivan del análisis de la información recopilada y validada a través de los procesos en cuestión, según se describen a continuación:

1. Atención de reclamos

- a. Se realizó un cierre al 19 de septiembre de 2025, y en total se encuentran **377 casos** de los cuales **289 se encuentran atendidos** (esto representa un **76.66 %**), y se le ha brindado una respuesta al usuario. A continuación, se muestra el estado del proceso de atención correspondiente al cierre del tercer trimestre de 2025:

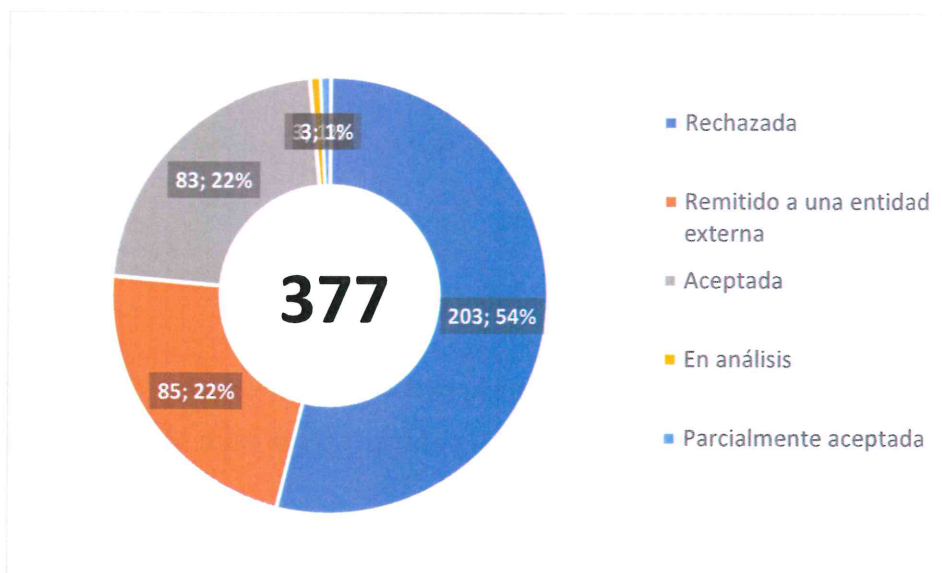


Gráfico 1 Estado actual del proceso de atención a los usuarios.

- a. Durante el tercer trimestre de 2025, se continua con la implementación de atención al usuario a través de la Mesa Técnica Interinstitucional, con el objetivo de mejorar la trazabilidad y reducir los tiempos de gestión de los casos. Desde su puesta en marcha, se han asignado un total de 160 casos, de los cuales: 77 casos (48 %) han sido resueltos, y 83 casos (52 %) permanecen en estado pendiente, conforme al seguimiento realizado por el equipo técnico.

Estos resultados preliminares muestran un avance en la atención de casos; sin embargo, la prevalencia de casos pendientes revela debilidades en la coordinación entre áreas de la ENEE. Es necesario fortalecer la gestión conjunta para garantizar respuestas más ágiles al usuario.

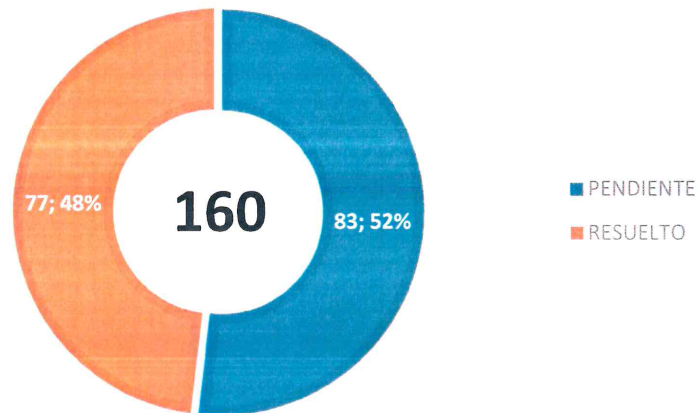


Gráfico 2 Porcentaje de resolución en la mesa técnica interinstitucional – Trimestre III 2025

2. Supervisión de sistemas aislados:

a. Utila Power Company (UPCO)

- i. El periodo de lectura del sistema aislado UPCO se realiza de manera quincenal, por lo que el intervalo entre las lecturas oscila entre 14 y 15 días para el tercer trimestre de 2025.
- ii. Los usuarios activos registrados ascienden a un valor de 2,808, de los cuales 1,544 corresponden al sector comercial y 1,259 al sector residencial, siendo este último el predominante.

- iii. El sistema aislado UPCO mantiene un tiempo promedio de las resoluciones de 0.89 días al mes de agosto.
- iv. Se identificó que existen campos vacíos o con data no descriptiva del campo en registros de relevancia del usuario.

b. Roatán Electric Company (RECO)

- i. Los usuarios activos registrados al mes de agosto ascendieron a un valor de 26,059 y con 23,269 siendo usuarios residenciales, 2,516 en el sector comercial con 274 usuarios distribuidos en otros sectores de consumo.
- ii. Se observó que los períodos de lectura registrados por la empresa RECO se encuentran en su mayoría dentro del rango establecido en el artículo 57 del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).
- iii. Los promedios aplicados a los usuarios están relacionados a daños en el medidor por lo que la empresa promedia la cuenta al no tener evidencia suficiente del funcionamiento del medidor, se verificó que en este trimestre en estudio se promediaron 148 cuentas por daños en el medidor.
- iv. Se identificó que existen campos vacíos o con data no descriptiva del campo en registros de relevancia del usuario.

3. Usuarios autoprodutores

De la información analizada en la BDR en este tercer trimestre respecto a los usuarios autoprodutores de los Sistemas Aislados:

- 1. Se evidencia un cumplimiento general de la normativa aplicable por parte de los usuarios autoprodutores; no obstante, persiste la necesidad de dar seguimiento, ya que no todos los datos están siendo reportados de manera completa. En particular, en el caso de UPCO se identifican registros con información incompleta —como número de equipos, capacidad instalada o fechas de operación— mientras que en RECO la información se encuentra más completa y estructurada. Esto



implica reforzar la fiscalización y requerir a los agentes el suministro oportuno de datos faltantes para asegurar consistencia en los registros.

2. Se evidencia una participación limitada de usuarios autoprodutores. Asimismo, resulta necesario verificar que la información remitida por las empresas distribuidoras se encuentre actualizada, especialmente ante la incorporación de nuevos cambios o modificaciones en sus registros.

3. Informe De Visita Técnica a Usuario DIPROVA

En el presente documento se describe los resultados sobre el análisis energético sobre la visita realizada en las instalaciones de la empresa Distribuidora de Productos (DIPROVA). El objetivo de la visita fue realizar un análisis de la medición de energía de la instalación y un análisis de calidad de energía del suministro eléctrico que DIPROVA recibe por parte de la empresa distribuidora y presentar recomendaciones sobre los hallazgos encontrados en el estudio. Los indicadores que se analizaron fueron los siguientes:

- Regulación de tensión
- Factor de Potencia
- Distorsión armónica de tensión y corriente
- Desbalance de tensión
- Huecos y picos de tensión

La calidad del suministro eléctrico de la empresa distribuidora cumple con las disposiciones establecidas en la Norma Técnica de Calidad de Distribución ya que los resultados de los puntos de medición del transformador y el centro de carga de cargas críticas se encuentran dentro de las tolerancias que establece la norma para cada uno de los índices de calidad de producto que se analizaron. Los principales resultados de los indicadores se muestran en la siguiente **Tabla 1**.

Indicador	Valor (Promedio)	Tolerancia	Cumplimiento
Regulación de tensión	2%	8%	Cumple
Factor de Potencia Equivalente	0.93	0.90	Cumple
Distorsión armónica total de tensión DATT	1.48%	8%	Cumple
Distorsión armónica total de corriente DATC	1.18%	12%	Cumple
Distorsión de demanda total TDD	1.18%	5%	Cumple

Tabla 1 Resumen resultados indicadores de calidad del producto (fuente: propia)

Con relación la energía, se puede observar en el **Gráfico 3** que la medición es similar a la de ENEE y difiere en un aproximado del 17 %, sin incluir la medición del sistema fotovoltaico dentro del cálculo.

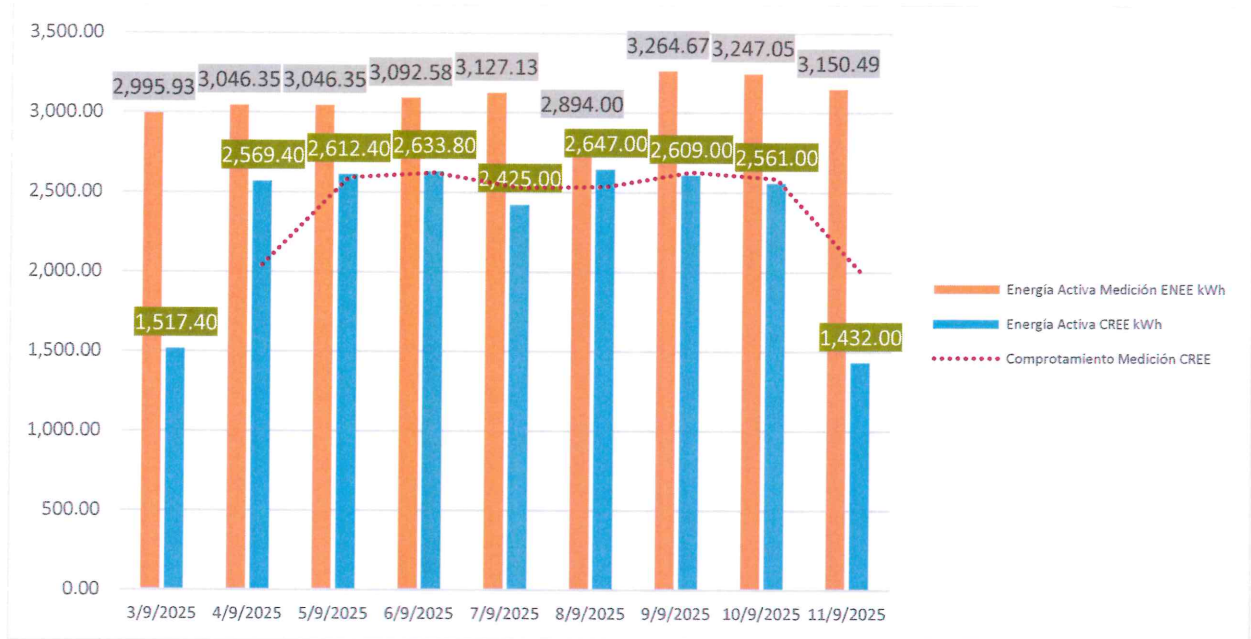


Gráfico 3 medición energía activa kWh comparación ENEE y CREE (fuente: propia)

SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES ASOCIADAS AL PROCESO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE II DE 2025

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
Atención de reclamos	Fiscalización adecuada de la atención.	Se realiza una revisión recurrente de los reclamos, que comprende el proceso de análisis, la resolución de este y la debida comunicación con el usuario.	En proceso
	Se recomienda establecer un mecanismo de monitoreo periódico del cumplimiento de plazos y calidad de las respuestas brindadas por la ENEE a través de la Mesa Técnica Interinstitucional, con el fin de garantizar una atención más oportuna y efectiva a los reclamos canalizados por la CREE.	Para dar cumplimiento a esta recomendación, se propone que la CREE implemente informes de seguimiento, en el que se consolide el estado de los casos asignados (resueltos, en proceso o pendientes), el tiempo de respuesta por unidad, y observaciones sobre la calidad de las respuestas.	En proceso
	Expansión del Sistema Interno de Gestión	Agregación de módulos al Sistema Interno de Gestión	En proceso
Supervisión de los sistemas aislados	Seguimiento de la estructura de datos regulatoria requerida por los sistemas aislados mensualmente	Se realizaron los análisis de la información presentada por las empresas	En proceso

INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



INFORME DE ATENCIÓN AL USUARIO

OBJETIVO

Fiscalizar el cumplimiento del marco regulatorio y supervisar las acciones ejecutadas a los usuarios por parte de las empresas distribuidoras incluyendo los sistemas aislados.

Objetivos específicos

1. Supervisar los procedimientos de atención que las empresas distribuidoras realizan a los usuarios.
2. Corroborar los cargos y créditos facturados a las cuentas de los usuarios.
3. Inspeccionar los tiempos de atención a los expedientes generados por los usuarios.
4. Fiscalizar y monitorear que los usuarios reciban una atención de calidad a los reclamos que interponen ante la empresa distribuidora.
5. Mostrar los resultados y los principales hallazgos del proceso de atención al usuario.

MARCO LEGAL

Entre las disposiciones legales, reglamentarias y procedimientos técnicos asociados al desarrollo de las actividades de supervisión descritas en el presente informe se establece:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014 y todas sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el artículo 1 de la LGIE, establece el objeto y ámbito de aplicación de las disposiciones que constituyen el Reglamento del Servicio Eléctrico, el cual tiene por objeto regular las condiciones para la prestación del servicio público de electricidad dentro del territorio de la República de Honduras, con especial énfasis en las relaciones entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios o terceros que tengan alguna vinculación con los sistemas de distribución eléctrica.
3. Que la Ley en su artículo 3, literal D, romanos I establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las

empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.

4. Que la Ley en su artículo 3, literal D, romano XIII establece que es una función de la CREE, someter trimestralmente al Poder Ejecutivo y al Congreso Nacional un informe de las actividades y sugerencias sobre las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica.
5. Que el Reglamento de la Ley General de la industria Eléctrica (RLGIE), establece en el artículo 1, que el presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica. En particular, desarrollar la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras; la importación y exportación de energía eléctrica, en forma complementaria a lo establecido en los tratados internacionales sobre la materia.
6. Que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), establece las disposiciones que constituyen las condiciones para la prestación del servicio público de electricidad dentro del territorio de la República de Honduras, con especial énfasis en las relaciones entre la Empresa Distribuidora y los Usuarios o terceros que tengan alguna vinculación con los sistemas de distribución eléctrica.
7. Que el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) Título V, establece los mecanismos de atención a los reclamos.
8. Por último, la normativa de Alumbrado Público en su artículo 1, tiene por objeto desarrollar las disposiciones establecidas en el artículo 16 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), en particular, establecer los procedimientos y reglas asociadas a la prestación del servicio de alumbrado público en el territorio de la República de Honduras.

PROCEDIMIENTO

Como parte de las acciones que se realizan a los reclamos recibidos, una vez analizado el reclamo y verificado el incumplimiento del marco legal, se envía a la empresa distribuidora una comunicación oficial emitida por la Dirección, según sea el caso para que la empresa regulada realice las acciones y correcciones correspondientes.



Conforme a lo que establece el RSED en el artículo 80 respecto al tipo de reclamo, en la plataforma se reciben los siguientes reclamos relacionados a:

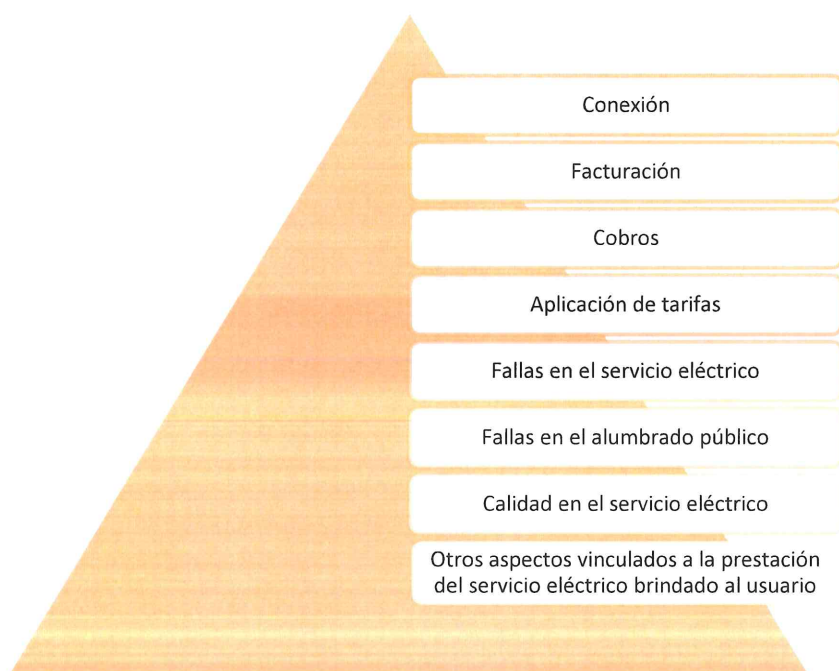


Gráfico 4 Tipos de reclamos

Fiscalización de los reclamos

La CREE brinda atención y asesoría a los usuarios que visitan las instalaciones, así como también realiza visitas a comunidades, esta atención puede ser por asesoramiento, solicitudes de información, ingreso de reclamo, seguimiento y respuesta a un reclamo. La CREE a través del Departamento de Atención al Usuario y Agente realiza un seguimiento personalizado con los usuarios que interponen reclamos no solo presencialmente también por medio de correo electrónico y llamadas telefónicas para poder tener un mejor acercamiento con los usuarios y así poder dar celeridad a los reclamos.

Los estados que se han empleado para para el flujo interno de cada reclamo del usuario contemplados por la Dirección, permite que se dé una mejor gestión y trazabilidad del proceso de análisis. En la siguiente figura se muestran los estados que puede tener un caso o reclamo.

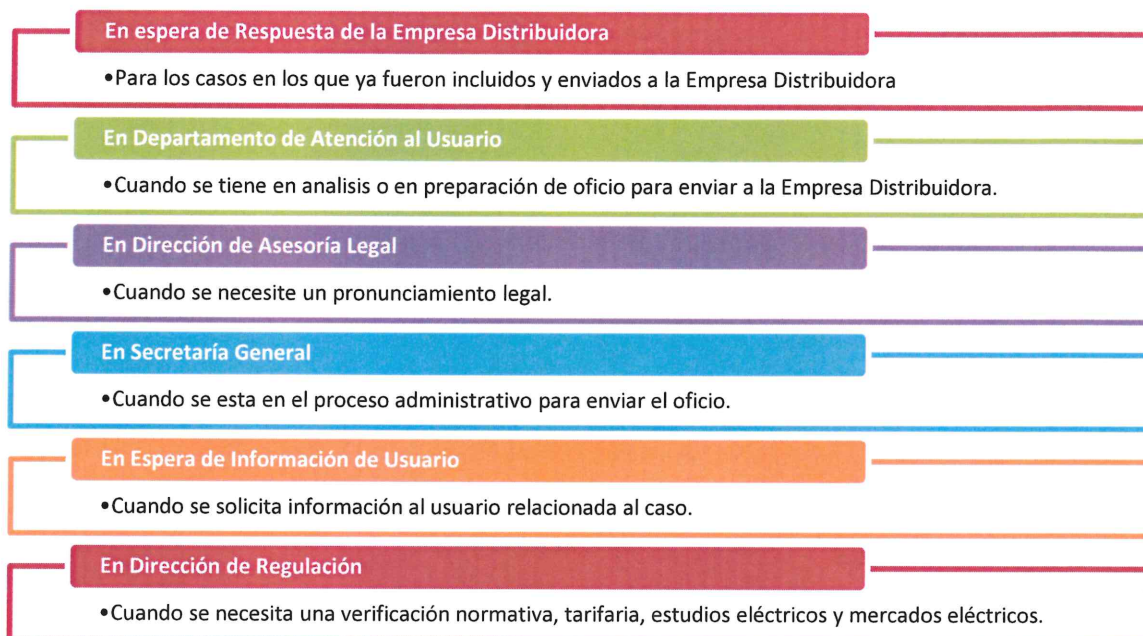


Gráfico 5 Estados de proceso de análisis de reclamos

Estados de cierre de un reclamo

Al tener una respuesta por parte de la Empresa Distribuidora se procede a analizar si es conforme a lo requerido, si esta respuesta no es conforme se da un seguimiento a la Empresa Distribuidora según lo establecido en el Marco Regulatorio, una vez concluido el análisis, se procede a notificar al usuario mediante correo electrónico y adicionalmente se realiza una llamada al usuario para detallar la respuesta y solución del caso, para luego proceder a realizar el cierre del reclamo ante el Departamento y darlo por finalizado. En consonancia con los estados estipulados en el artículo 96 literal H de la Norma Técnica de Calidad de Distribución se muestran los estados internos de cierre de un reclamo.

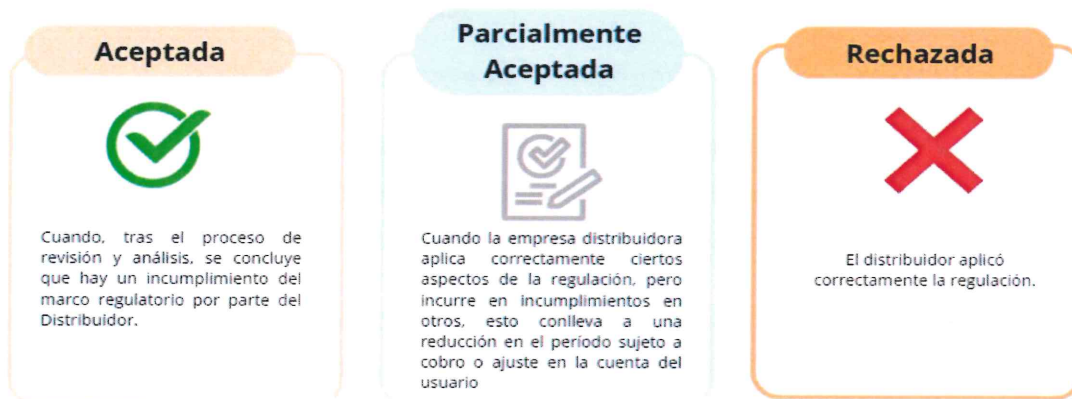


Imagen 1 Estados de cierre de los reclamos

RESULTADOS

Los resultados presentados son con la base de datos con las siguientes condiciones:

1. Todas las gestiones que han ingresado en el año 2025.
2. Todas las gestiones pendientes indistintamente la fecha de ingreso.
3. Todas las gestiones que se han resuelto en el año 2025 independientemente de la fecha de ingreso.

El cierre al 19 de septiembre de 2025, y considerando las tres condiciones previamente mencionadas, se registró un total de 377 casos, de los cuales 273 han ingresado en el año 2025 destacándose los meses de junio y agosto como los de mayor cantidad de casos, con 37 y 51 reclamos respectivamente, tal como se muestra en el **Gráfico 6**.

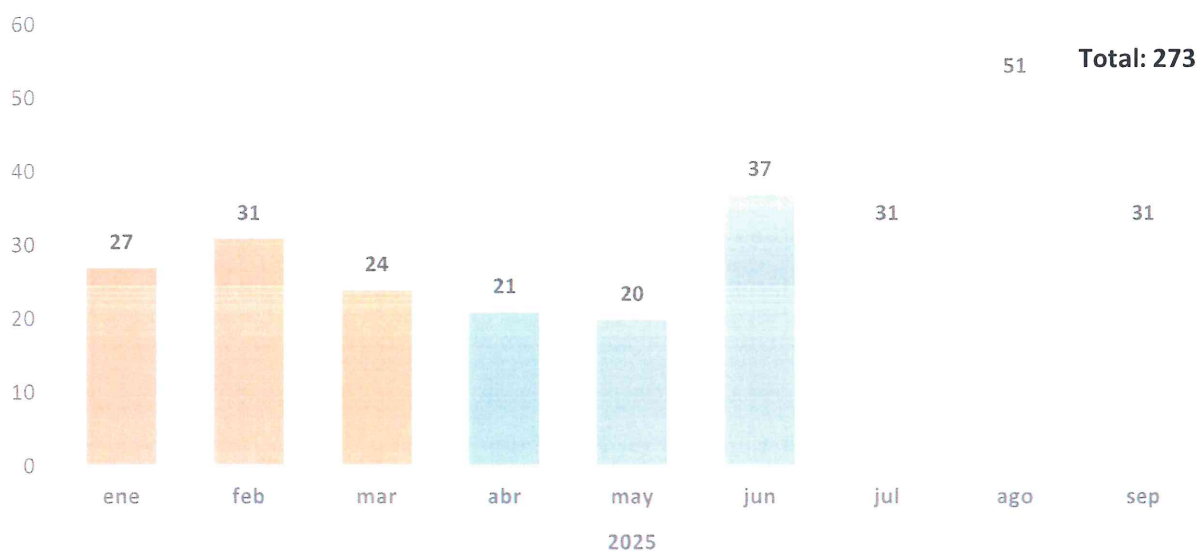


Gráfico 6 Reclamos ingresados por mes en el año 2025

Nota: De los 273 reclamos ingresados, 267 corresponden a usuarios cuya empresa distribuidora es la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y 1 reclamo fue presentado por usuario de Roatán Electric Company (RECO). Adicionalmente se identificaron 5 reclamos de prueba generados en el Sistema Interno de Gestión.

En total se encuentran **377 casos** de los cuales **289 se encuentran atendidos** (esto representa un **76.66 %**), y se le ha brindado una respuesta al usuario. La distribución de los estados actuales de los casos se muestra en el **Gráfico 7**.

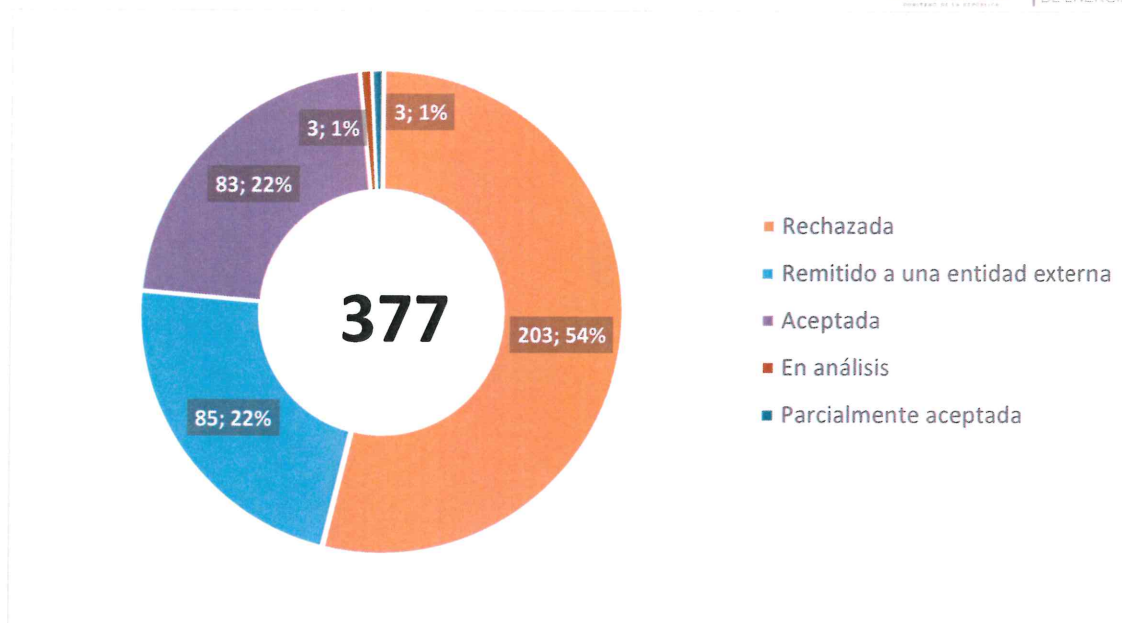


Gráfico 7 Estado actual del proceso de atención a los usuarios.

De los **289** casos cerrados mostrados en el Gráfico 8, **83** han sido **aceptados** (representan un **29 %**) es decir que al momento del análisis de estos, se encontró una incorrecta aplicación del marco regulatorio. No obstante cabe mencionar que **203** han sido **rechazados** (representan un **70 %**) debido a que la Empresa Distribuidora aplicó correctamente el marco regulatorio y **3** ha sido **parcialmente aceptado** (representa un **1 %**). En cada uno de ellos se le brinda **atención personalizada al usuario**, realizando llamadas o comunicaciones vía correo electrónico en el proceso de análisis y resolución final de caso. Al usuario se le brinda toda la **asesoría** necesaria para que este pueda hacer un buen uso del suministro eléctrico proporcionado por las empresas distribuidoras.

Actualmente, se está a la espera de la resolución de **88** casos pendientes, lo que representa el **23.34 %** del total. De estos, **85** casos (**22.55 %**) cuyo estado se encuentran como remitido a una entidad externa y **3** casos (**0.80 %**) están en análisis, tal como se muestra en el Gráfico 7. La responsabilidad de la mayoría de estos casos recae en la empresa distribuidora, y una vez que se reciban las respuestas correspondientes, será posible continuar con el análisis y proceder al cierre de los mismos.



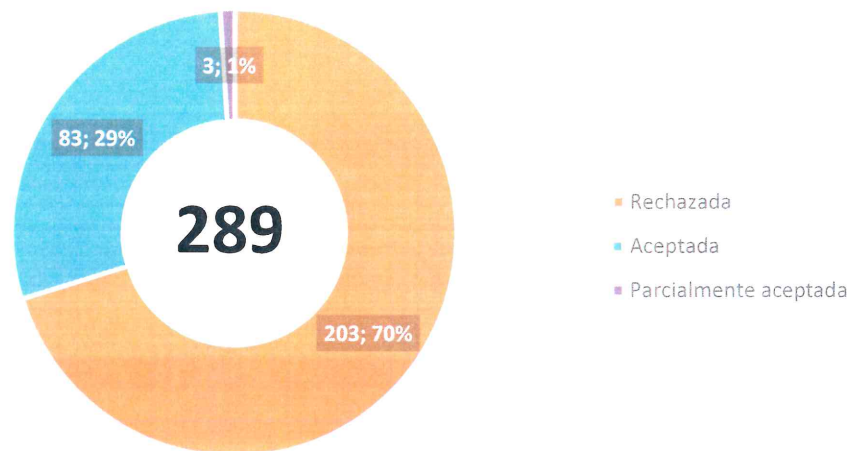


Gráfico 8 Reclamos atendidos y cerrados por parte del Departamento de Atención al Usuario y Agente

El **Gráfico 9** muestra el avance en la gestión de atención a los usuarios, con un **porcentaje de resolución del 76.66 %**. Este resultado refleja una mejora significativa, atribuida a la resolución de las gestiones durante el primer, segundo y tercer trimestre del año 2025.

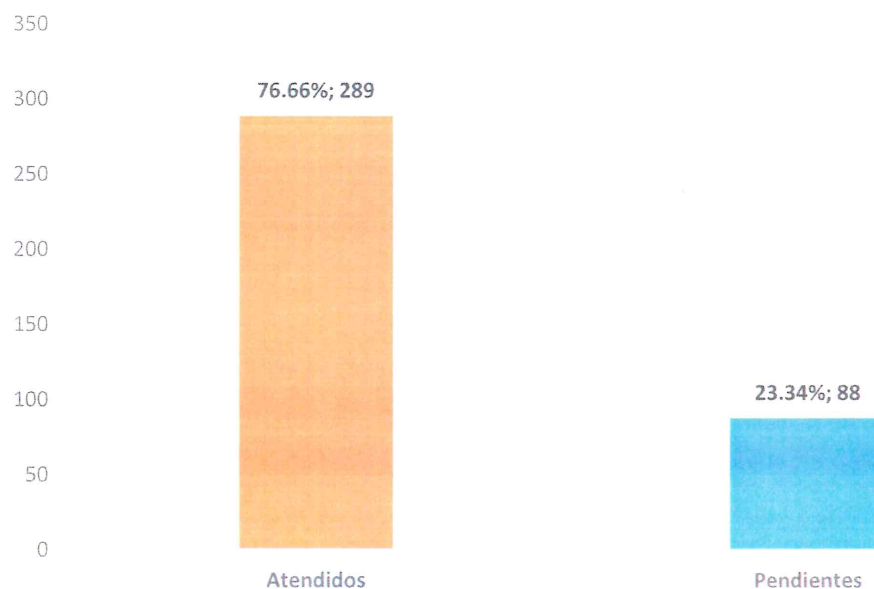


Gráfico 9 Porcentaje de casos resueltos y porcentaje de casos pendientes

Respecto al **23.34 %** de los casos que aún se encuentran pendientes, su mayoría están bajo responsabilidad de la empresa distribuidora, lo que refleja el esfuerzo del personal, el seguimiento continuo del proceso, la coordinación con otras áreas de apoyo de la CREE y el fortalecimiento del acercamiento con las empresas

distribuidoras, en particular con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Cabe señalar que, gracias a la implementación de la mesa técnica institucional, se ha logrado agilizar el proceso de remisión por parte de la CREE. En este contexto, el estado anteriormente denominado “Remitido a otra unidad (CREE)” ha dejado de utilizarse, ya que con esta nueva metodología el Departamento de Atención al Usuario y Agente analiza y remite directamente a la ENEE los casos que requieren atención. Esta forma de trabajo **fortalece la comunicación interinstitucional** y propicia una respuesta más oportuna y expedita por parte de la empresa distribuidora.

En el **Gráfico 10** se muestran las solicitudes que ingresan a la plataforma, donde se aprecia que la mayoría son por cobros excesivos, seguidamente de inconformidades en la facturación y en menor cantidad se recibieron reclamos por daños a aparatos eléctricos y solicitudes de medidor no atendidas.

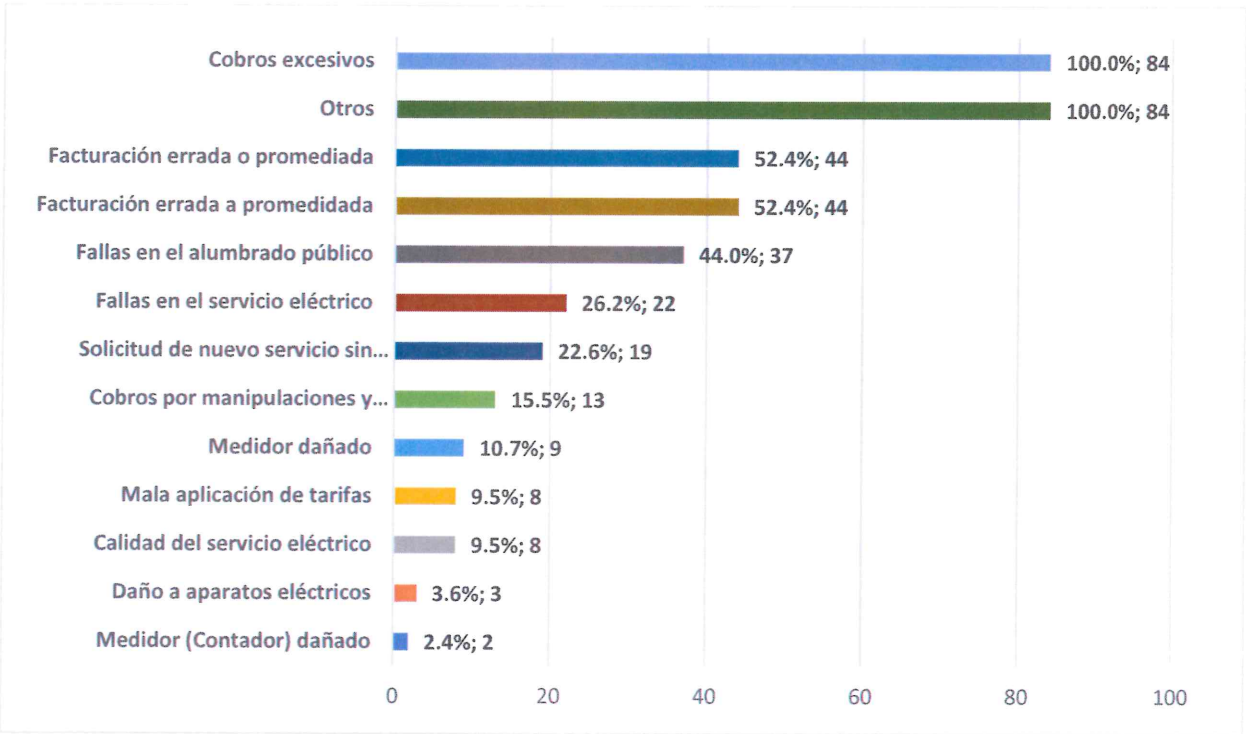


Gráfico 10 Cantidad de reclamos por tipo seleccionado por los usuarios



INDICADORES DE CALIDAD COMERCIAL

Según se muestra en la **Tabla 2** se observa que en la CREE a través del Departamento de Atención al Usuario y Agente a la fecha ha revisado, analizado y finalizado 289 casos equivalentes a un **76.66 %** del total y se tiene en estado pendiente 88 reclamos equivalente al **23.34 %**, los cuales se encuentran a la espera de respuesta por parte de la empresa distribuidora.

Estado	Cantidad	Porcentaje
Finalizado	289	76.66 %
Pendiente	88	23.34 %

Tabla 2 Estado general de la atención a los usuarios.

En el **Gráfico 11** se muestra el tiempo de resolución en días respecto a la cantidad de reclamos cerrados, para los casos aceptados y rechazados siendo el **tiempo promedio de resolución de 71 días**. Los días que se muestran es el tiempo desde que entró a la Comisión un caso hasta su cierre.

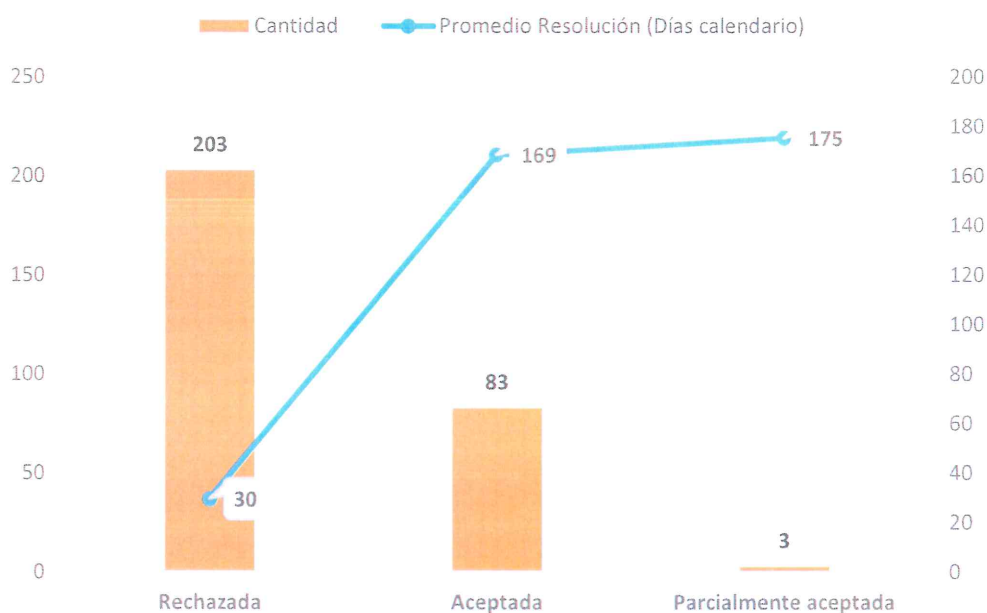


Gráfico 11 Tiempo promedio de resolución en días.

En el **Gráfico 12** se aprecia la cantidad de reclamos pendientes, así como el tratamiento dado a aquellos casos cuya responsabilidad recae principalmente en la Empresa Distribuidora. En estos casos, el tiempo promedio de atención pendiente es el siguiente: 235 días por parte de la Empresa Distribuidora, 67 días por parte del usuario y 53 días por parte del Departamento de Atención al Usuario y Agente.

Es importante señalar que estos tiempos se calculan a partir de la fecha de ingreso del reclamo y representan el total de días transcurridos desde entonces.

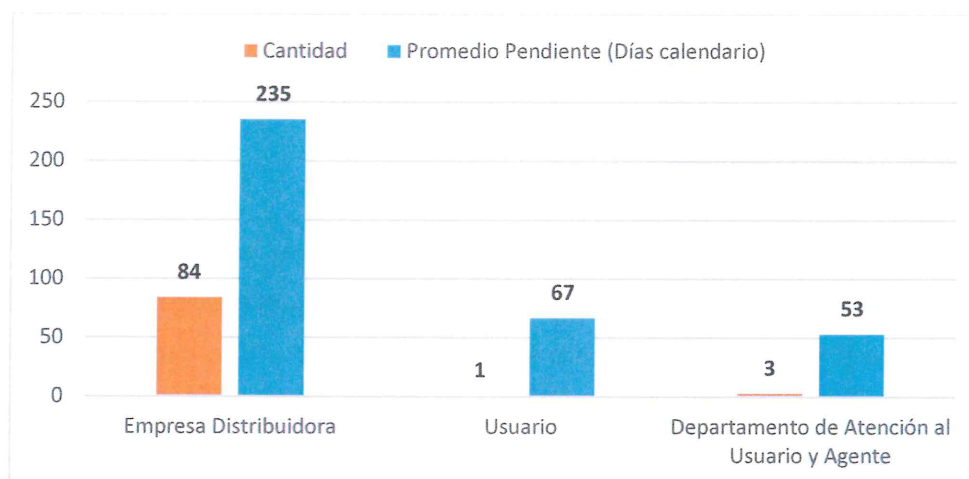


Gráfico 12 Casos en tratamiento con la localización correspondiente.

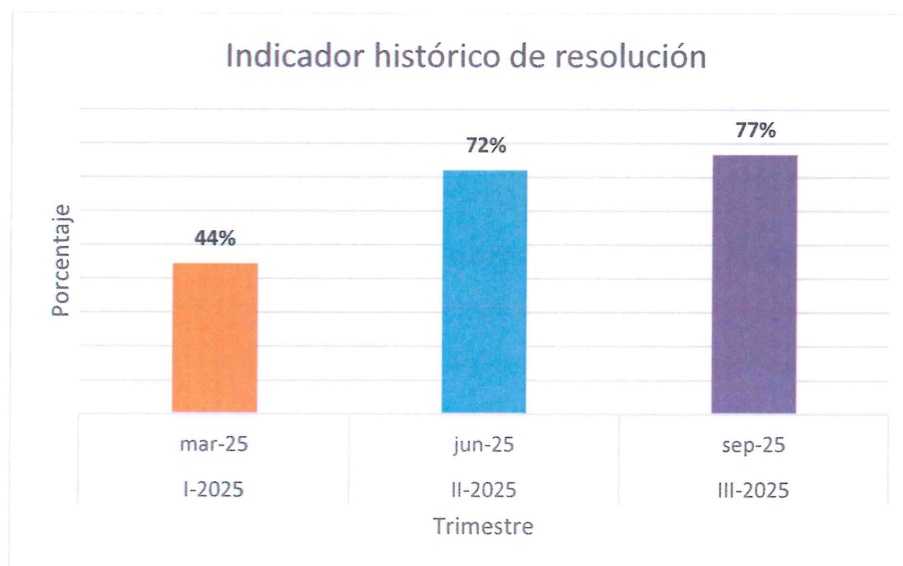


Gráfico 13 Avances en las resoluciones de los reclamos

Como se muestra en el **Gráfico 13**, desde el lanzamiento de la plataforma, se ha evidenciado un avance en los indicadores de resolución de reclamos. Durante el tercer trimestre de 2025, el porcentaje de resolución se elevó al 77 %. Cabe hacer la observación que el porcentaje 44 % es bajo debido a que se eliminaron todos los casos resueltos del año 2024 dejando únicamente los reclamos pendientes del año 2025, lo cual afecta de manera significativa al indicador, pero este proceso será natural en el primer trimestre de cada año, esto también indica la cantidad de casos pendientes que migren de un año a otro.

Es importante destacar que la variación entre el porcentaje de resolución del segundo trimestre (72 %) y el tercero (77 %) no es muy marcada, debido a la poca respuesta por parte de la empresa distribuidora, lo que limita el avance esperado en la resolución de los reclamos.

METODOLOGÍA DE ATENCIÓN A RECLAMOS

Mesa técnica Interinstitucional

Desde la implementación de la Mesa Técnica Interinstitucional, el 17 de febrero de 2025, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) adoptó una nueva metodología para la gestión de reclamos, reemplazando el modelo tradicional basado en la emisión de oficios, que requería múltiples revisiones internas y aprobación del Directorio de Comisionados y su remisión formal a través de Secretaría General.

El nuevo enfoque se gestiona de forma digital y ágil a través de la plataforma Microsoft Teams. El Departamento de Atención al Usuario y Agente carga semanalmente los reclamos recibidos en un control maestro en Excel, donde se registran datos clave como número de reclamo, fecha de ingreso y unidad responsable. Este documento es compartido con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), quien proporciona sus respuestas directamente en el mismo archivo, eliminando la necesidad de emitir oficios individuales para cada caso.

Posteriormente, se da seguimiento continuo al archivo para verificar si las áreas responsables han proporcionado respuesta a los casos asignados. Una vez recibida la información correspondiente, se procede con la notificación de la resolución al usuario y el cierre del reclamo en el sistema interno de gestión de la Comisión.

Adicionalmente, se realizan reuniones periódicas con los miembros que conforman la Mesa Técnica para informar sobre los avances, identificar puntos de mejora y obtener retroalimentación de todas las partes involucradas. Este modelo ha optimizado la trazabilidad de los casos, mejorado el seguimiento técnico y mejorar los tiempos en el proceso de atención, consolidando un modelo más dinámico, colaborativo y centrado en el usuario.



Imagen 2 Procedimiento de atención al usuario – Mesa Técnica Interinstitucional

Desde la entrada en operación de la Mesa Técnica Interinstitucional, se han asignado 160 casos a través del nuevo mecanismo, de los cuales:

- 77 casos (48 %) han sido resueltos, y
- 83 casos (52 %) permanecen en estado pendiente, conforme al seguimiento realizado por el equipo técnico.

Los resultados preliminares muestran un avance en la atención de casos; sin embargo, la prevalencia de casos pendientes revela debilidades en la coordinación entre áreas de la ENEE. Es necesario fortalecer la gestión conjunta para garantizar respuestas más ágiles al usuario.

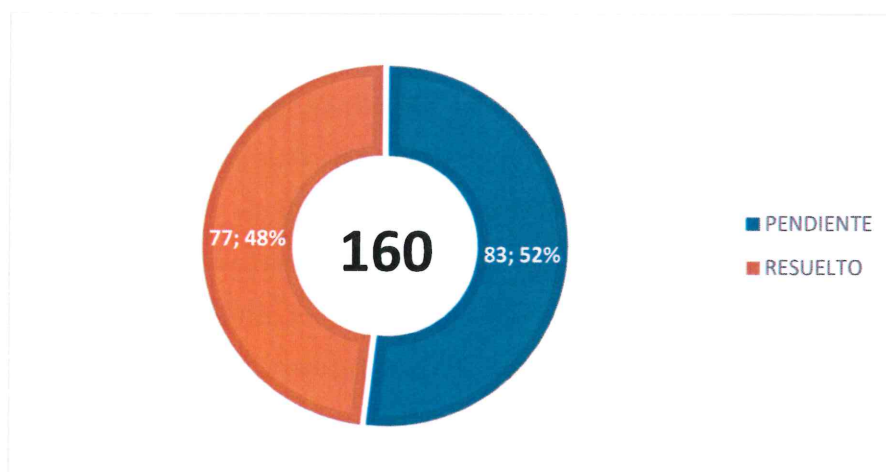


Gráfico 14 Porcentaje de resolución en la mesa técnica interinstitucional – Trimestre III 2025

CONCLUSIONES

1. A partir del cierre del 19 de septiembre de 2025, se registraron 377 reclamos, de los cuales el **76.66 %** (289 casos) han sido atendidos, lo que refleja un avance en la gestión en la respuesta a los usuarios. De estos el 53.85 % han sido resueltos con una resolución rechazada, mientras que un 22.02 % fueron aceptados y un 0.80 % han sido parcialmente aceptados. Otros casos han sido remitidos a entidades externas. Esta distribución sugiere que la mayoría de los reclamos ha seguido un proceso claro y ha recibido una respuesta definitiva. La alta proporción de casos rechazados se debe a la verificación de que los reclamos han sido gestionados conforme al marco regulatorio vigente.
2. La CREE mantiene un seguimiento continuo de los reclamos, brindando asesoría personalizada y fomentando la comunicación directa con los usuarios, lo que fortalece la transparencia y genera confianza en el proceso.
3. La implementación de la Mesa Técnica Interinstitucional se realizó con el propósito de coordinar de manera eficiente los reclamos presentados por el usuario, permitiendo así mejorar la comunicación y coordinación entre la CREE y la ENEE, lo que facilita una gestión más dinámica y trazable. De los 160 casos asignados mediante este mecanismo, el 48 % han sido resueltos, mientras que el 52 % permanece pendiente, lo que evidencia debilidades en la coordinación interna de la ENEE y limita la capacidad de brindar respuestas oportunas a los usuarios en el menor tiempo.

RECOMENDACIONES

1. Continuar con la optimización de los tiempos de respuesta en la empresa distribuidora (ENEE) mediante la implementación de acciones concretas que agilicen los procesos internos. Estas acciones deben enfocarse en reducir el porcentaje de reclamos pendientes, garantizando una atención eficiente y alineada con los indicadores de calidad comercial. Además, es fundamental que las asignaciones se resuelvan dentro de los tiempos establecidos, mejorando así la eficiencia en la gestión de reclamos y la calidad del servicio al usuario.
2. Establecer reuniones continuas y periódicas entre la CREE y la ENEE con el objetivo de revisar avances, identificar las causas de los retrasos y promover la retroalimentación constante para implementar soluciones oportunas.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Fiscalización adecuada de la atención	Revisión y parametrización de los reclamos según el tipo	Archivo de seguimiento de reclamos	Continuo	En proceso
2	Seguimiento y control de los reclamos asignados por la CREE en la conformación de la mesa técnica interinstitucional	Asignación de reclamos y seguimiento de respuestas	Microsoft Teams	Continuo	En proceso
3	Remitir informe de resultados obtenidos conforme a la mesa técnica a la empresa distribuidora.	Realización de informe de la mesa técnica.	Correo electrónico	Continuo	Pendiente

INFORME DE FISCALIZACIÓN: VISITA TÉCNICA ATENCIÓN AL USUARIO EMPRESA DISTRIBUIDORA DE PRODUCTOS (DIPROVA)

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME DE VISITA TÉCNICA A USUARIO DIPROVA

OBJETIVOS

El presente documento tiene como objetivo el análisis de los resultados sobre el estudio de calidad realizado en la visita técnica que se llevó a cabo en las instalaciones de DIPROVA en la ciudad de Tegucigalpa, Francisco Morazán con base en la Norma Técnica de Calidad de Distribución.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar el análisis técnico de la calidad energética dentro de las instalaciones de la empresa Distribuidora de Productos (DIPROVA) ubicado en la ciudad de Juticalpa y brindar las recomendaciones según los resultados del análisis de calidad del producto.
2. Realizar un análisis en la cuenta correspondiente del usuario con información de la ENEE en los principales aspectos comerciales.

ANTECEDENTES

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

Informe de atención al usuario clave - 1541538

Se ha recibido en esta Comisión un reclamo relacionado con la facturación del servicio eléctrico, en el cual el usuario, empresa Distribuidora de Productos (DIPROVA), manifiesta su inconformidad debido a que, a recientemente ejecutaron la instalación de un proyecto de generación fotovoltaica, y que a pesar de que ya lleva un tiempo generando, no se ha reflejado una disminución en el consumo facturado, contraria a la generación esperada. El usuario solicitó una verificación de la medición que realiza la empresa distribuidora para comprobar que se esté realizando de la manera correcta.

MARCO LEGAL

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 y 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.

A continuación, se brinda el procedimiento para la evaluación de indicadores de confiabilidad

Evaluación de la información sobre las instalaciones de la empresa Distribuidora de Productos (DIPROVA)

Inicialmente se sostuvo una reunión con los representantes de la empresa Distribuidora de Productos (DIPROVA) donde manifestaron su inconformidad con la empresa distribuidora debido a que ellos expresaron no obtener un resultado distinto luego de haber instalado un sistema de generación fotovoltaico. Se emitió la respuesta en donde se solicitó información técnica y administrativa para proceder con la planificación y coordinación de la visita a las instalaciones de DIPROVA en la ciudad de Tegucigalpa, Asimismo, se solicitó la presencia del personal técnico encargado del mantenimiento de la empresa.

La visita incluyó la evaluación de la calidad del producto del suministro eléctrico, que DIPROVA recibe por parte de la empresa distribuidora.

La información se presentó luego de que la empresa recolectara los datos, donde se incluyó los datos técnicos generales del transformador y se describen en la siguientes **Tabla 3 y Tabla 4**. Los datos se utilizaron para realizar los cálculos necesarios para la configuración de los analizadores de red.

Descripción	Datos
Tipo	Banco de Transformadores
Nivel de Tensión	34.5 KV
Capacidad	50 kVA
Tipo de Conexión	Estrella-Estrella Y:Y

Tabla 3 Datos técnicos de las instalaciones (fuente: DIPROVA)

Descripción	Datos
Tipo	Banco de Transformadores
Nivel de Tensión	34.5 KV
Capacidad	75 KVA
Tipo de Conexión	Estrella

Tabla 4 Datos técnicos de las instalaciones (fuente: DIPROVA)

Se configuraron los analizadores un día antes de la visita una vez se identificaron mediante el recorrido dentro de las instalaciones, y se colocaron tres (3) equipos de medición de la siguiente manera:

1. Analizador 078: Transferencia carga 1 donde se encuentra la entrada de ENEE.
2. Analizador 079: Transferencia donde se encuentra la entrada del sistema fotovoltaico.

3. Analizador 075: Transferencia carga 2 donde se encuentra la entrada de ENEE.

En la siguiente **Imagen 3** se muestra la instalación de los analizadores de red.

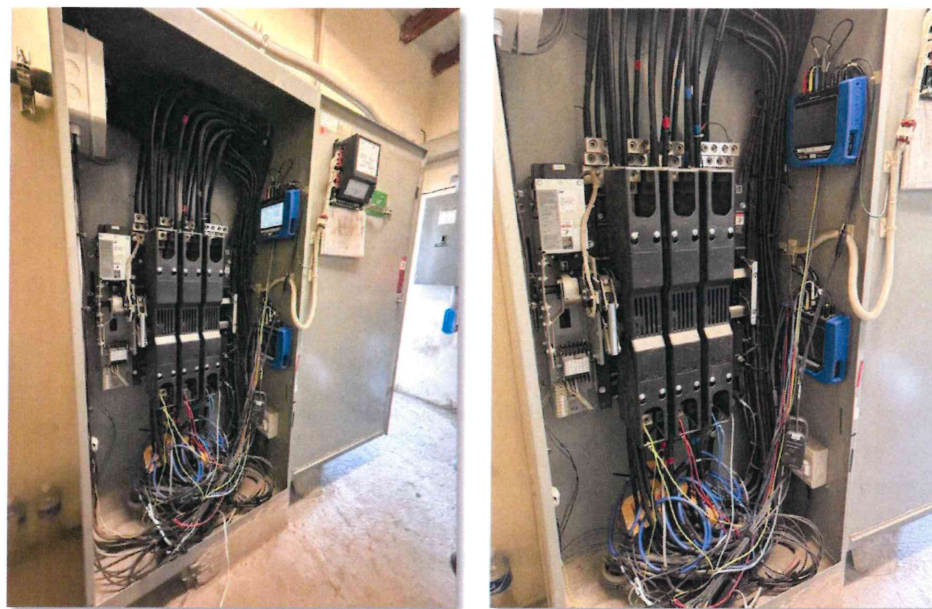


Imagen 3 Instalación de Analizador de red (fuente: propia)

Funcionamiento del equipo de generación de respaldo

El centro cuenta dos generadores de tecnología diésel que se puede utilizar de manera automática o manual que en este caso lo operan de manera automática, pero manifiestan que no experimentan muchas interrupciones durante el año.

Diagrama Unifilar

La instalación de los analizadores se determinó por la información recopilada durante el recorrido realizado en las instalaciones de DIPROVA. En **Imagen 4** se muestra el diagrama y la conexión de los analizadores en los puntos de medición.

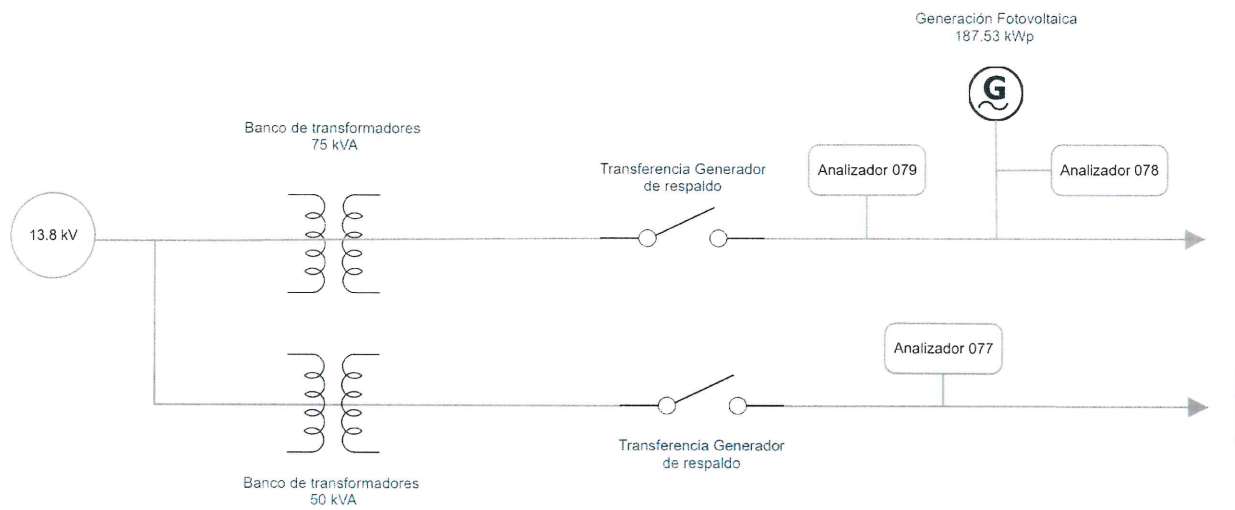


Imagen 4 Diagrama unifilar conexión de analizadores (fuente: propia)

Transformadores

La instalación cuenta con un banco de 3 transformadores de 75 kVA cada uno, y otro banco de 3 transformadores de 50 kVA así como se muestra en la **Imagen 5**. La carga está dividida, y según lo manifestado por los representantes de la empresa, la separación de la carga esta simplemente por área.

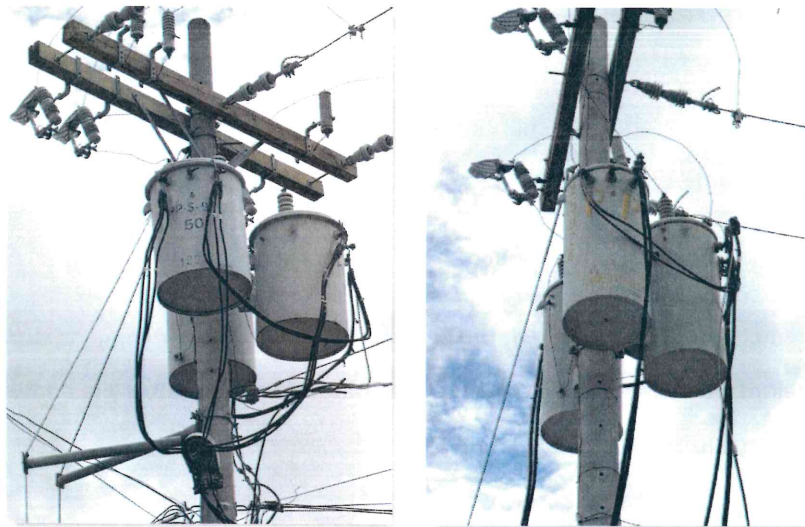


Imagen 5 Banco de transformadores (fuente: propia)

Generador de respaldo

El centro cuenta un sistema de generación cuando se producen interrupciones del suministro eléctrico. Tienen un generador diésel de marca SDMO con una capacidad de 230 KVA que alimenta la primera carga, y otro generador de la misma marca con una capacidad de 150 KVA que alimenta la segunda carga.

SISTEMA FOTOVOLTAICO INSTALADO

El sistema fotovoltaico tiene una capacidad instalada de 187.5 kWp que alimenta la carga de las instalaciones de DIPROVA.

Inversores

El proyecto fotovoltaico cuenta con 2 inversores modelo Solis-EPM3-5GPRO con una capacidad de 60 kW cada uno. En las siguiente **Imagen 6** se muestran los inversores y la placa de datos técnicos del equipo.

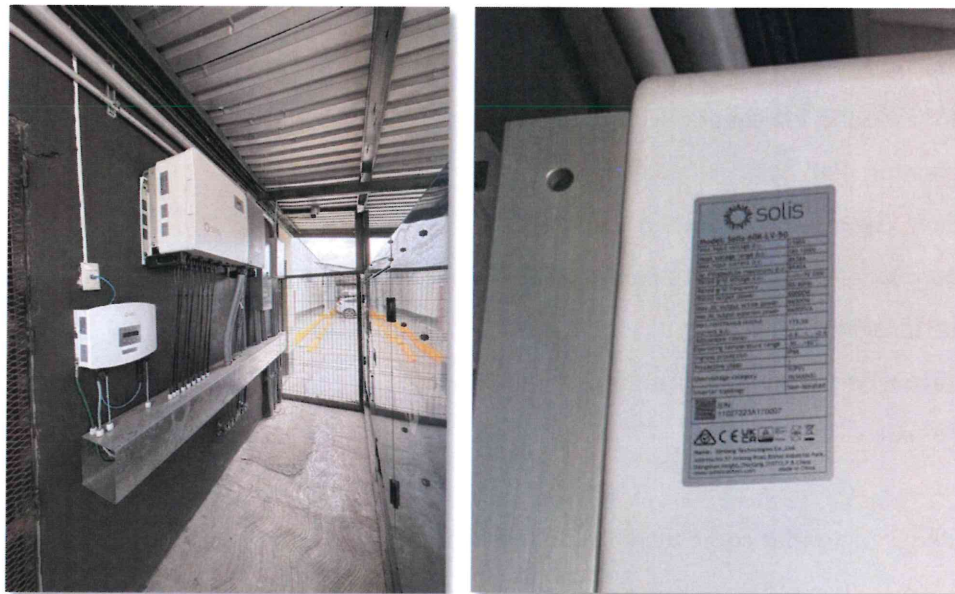


Imagen 6 Inversores del sistema fotovoltaico (fuente: propia)

Modulo fotovoltaico

El proyecto fotovoltaico cuenta con un total de 214 módulos fotovoltaicos de 705 W cada uno, distribuidos en 13 strings, y en la siguiente **Imagen 7** se muestra una referencia de la instalación.

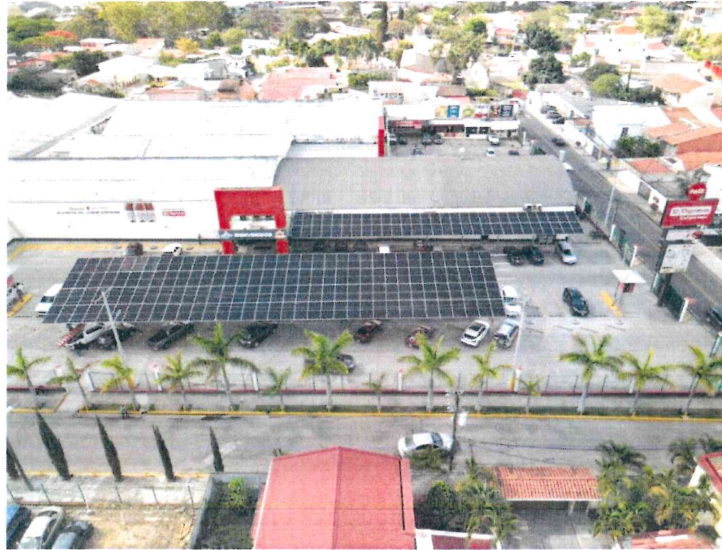


Imagen 7 Sistema fotovoltaico DIPROVA (fuente: propia)

INFORMACIÓN COMERCIAL

Información general de la clave 1541583

Medidor asociado a la cuenta: 16827051

Multiplicador: 460

Ubicación: Tegucigalpa, Francisco Morazán

Dirección: Juticalpa, Salida a La Empalizada

Nivel de tensión: 13.8 kV

Subestación de conexión: Toncontín

Circuito: TON-L295

Actividades realizadas como medidas de resolución

1. Se presentó el reclamo por alto consumo No. 30093144 el 10 de junio de 2025, indicando que se registran consumos elevados pese a contar con paneles solares. El reclamo fue cerrado como improcedente, argumentando que para la clave 1541538 no consta el documento de recepción técnica del proyecto fotovoltaico, requisito necesario para culminar el proceso de legalización, por lo que a la fecha el sistema opera de manera ilegal.
2. Se realizó la gestión No. 30117465 el 11 de junio de 2025, correspondiente a la programación de medidor bidireccional. En respuesta, el área de Medida Especial confirmó la bidireccionalidad del medidor y se emitió la constancia correspondiente, la cual fue enviada al cliente, adjuntando el

correo de notificación. Asimismo, se informa que el usuario presentó el documento de legalización del proyecto.

3. Se validó que la facturación se ha realizado con base en lecturas reales, conforme a lo establecido en el Artículo 60 del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED).

ANÁLISIS DE CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

El análisis de calidad del suministro se realizó según el procedimiento establecido en la NT-CD, el equipo de medición se instaló dentro de los puntos identificados durante la visita, y se registraron los datos durante un periodo de medición de siete días continuos, donde la calidad del producto se evalúa mediante intervalos de medición cada 10 min, que se evaluaron según los registros medidos por el analizador de red. Asimismo, para que los indicadores de calidad del producto incumplan con lo establecido en la NT-CD al menos el 5 % de los registros validos deberán de superar las tolerancias.

Confiabilidad del servicio

No se experimentaron interrupciones del servicio eléctrico durante el periodo de medición en el circuito de TON L-295 que provocaran interrupciones del suministro eléctrico en las instalaciones de DIPROVA. Por otro lado, se identificaron solamente 8 interrupciones que el circuito experimentó desde enero hasta la fecha de 2025, y no se identificó incumplimiento de los índices de confiabilidad dado a que esta debajo de la tolerancia establecida en la NT-CD.

Factor de Potencia

El factor de potencia equivalente se evaluó mediante el procedimiento que la norma establece, en primer lugar, se calculó el factor de potencia utilizando los datos medidos por el analizador que la CREE instaló y los datos proporcionados por la ENEE, y se puede observar en la **Tabla 5** que los resultados son similares y se corroboró con el sistema comercial que en efecto no existe una penalización por bajo factor de potencia.

Datos	Factor de potencia equivalente
CREE	0.926
ENEE	0.934

Tabla 5 Comparación resultados factor de potencia equivalente CREE y ENEE (fuente: propia)

Asimismo, se analizó el factor de potencia extraído del analizador y el resultado difiere del factor de potencia equivalente con un resultado promedio de **0.899**, teniendo una diferencia mínima entre los valores calculados indicando que el usuario mantiene un buen factor de potencia . En la siguiente **Imagen 8** se



muestra el resultado del factor de potencia.

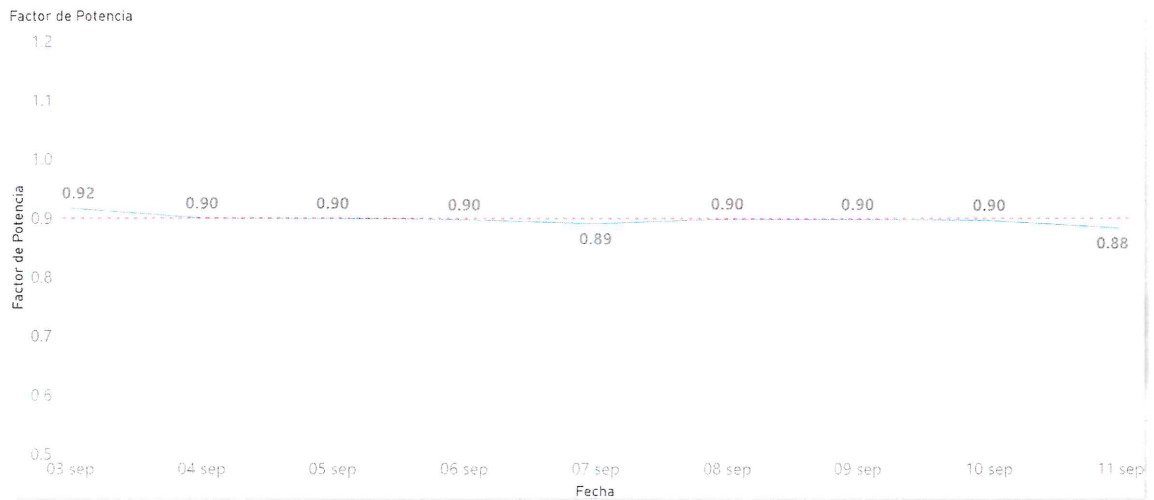


Imagen 8 Factor de potencia analizado durante el periodo de medición (fuente: propia)

Regulación de Tensión

La tensión nominal de las instalaciones en el punto de medición del transformador (**Imagen 9**) en la entrada del suministro eléctrico, es de 120 V de fase a neutro y 208 V de fase a fase. Se identificó que el **95 %** de las tensiones durante el periodo de control oscilan entre los **121 y 124 V**, y se encuentra dentro de la tolerancia establecida en la NT-CD que para carga baja en media tensión es de **±8 %**, así como se observa en la gráfico 3.

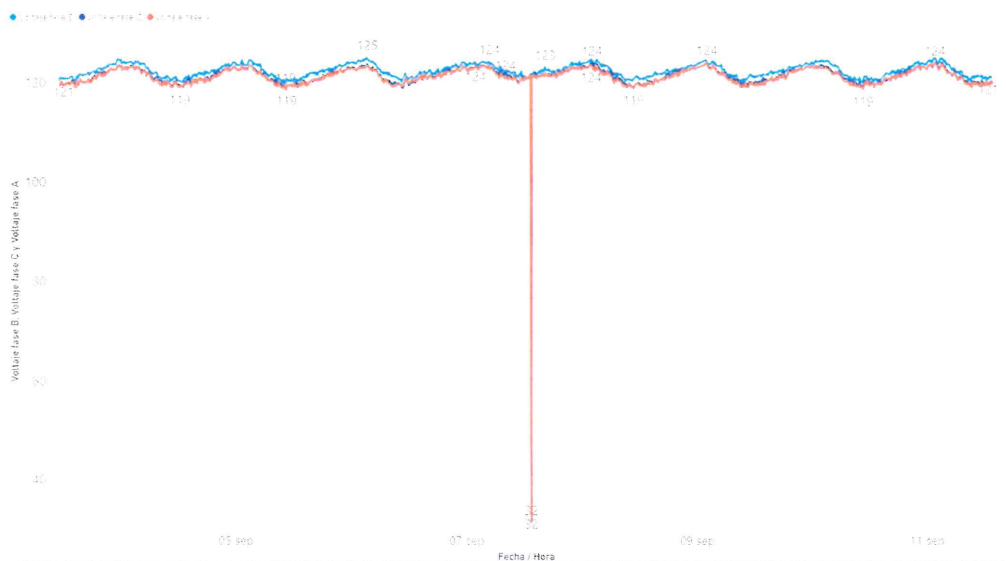


Imagen 9 Tensiones de fase durante el periodo de medición (fuente: propia)

Asimismo el índice de regulación tiene un promedio del 2 %, y se observa que el índice de regulación de tensión se encuentran dentro de los límites así como se muestra en el **Imagen 10**, por otro lado, hubo un evento del día 07 de septiembre a las 1:30 p. m. que generó una caída de tensión causando un valor del **73.75 %** de desbalance de la tensión.

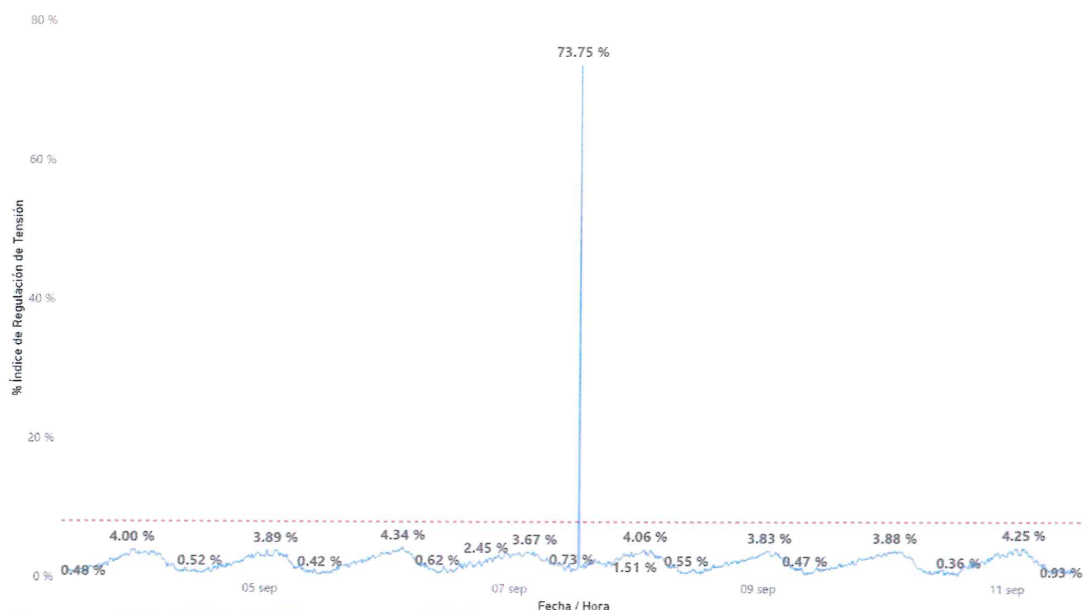


Imagen 10 Resultados índice de calidad de tensión (fuente: propia)

Distorsión armónica de tensión

La distorsión armónica individual de tensión (DAITj) se mide por cada armónico hasta el orden No. 40, una vez se extrajeron los datos del analizador se compararon con las tolerancias que se establece en la NT-CD. En la siguiente **Imagen 11** muestra los resultados de la DAITj para el armónico de orden No. 3 siendo el que presentó mayor distorsión, así como se muestra en el Gráfico 11; sin embargo, no supera la tolerancia de distorsión armónica en media tensión que es del 5 %. Y se le atribuye a la fase b el valor más alto con **1.19 %** de distorsión armónica de tensión.



Distorsión Armónica Individual de Tensión

● Tensión de DAIT ● Tensión de DATT ● Tensión de DATT

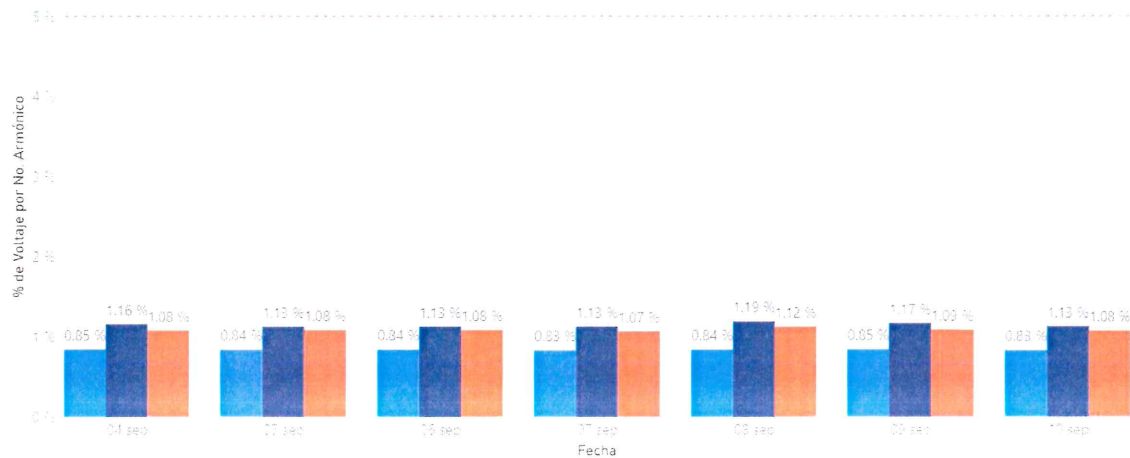


Imagen 11 Resultados distorsión armónica individual de tensión DAITj (fuente: propia)

Para la distorsión armónica total de tensión (DATT) la norma establece que los valores resultantes del análisis no deben de ser superiores al 8 %, asimismo para que exista un incumplimiento en las tolerancias de calidad de distorsión armónica, el 5 % de los registros de los datos durante el periodo de medición deben de permanecer fuera de los rangos permitidos. Los resultados sobre el DATT se establecen en el siguiente **Imagen 12** y se puede observar que no se superan las tolerancias y que los valores no exceden ni del 2 %.

Distorsión Armónica de Total de Tensión

● DATT A ● DATT B ● DATT C

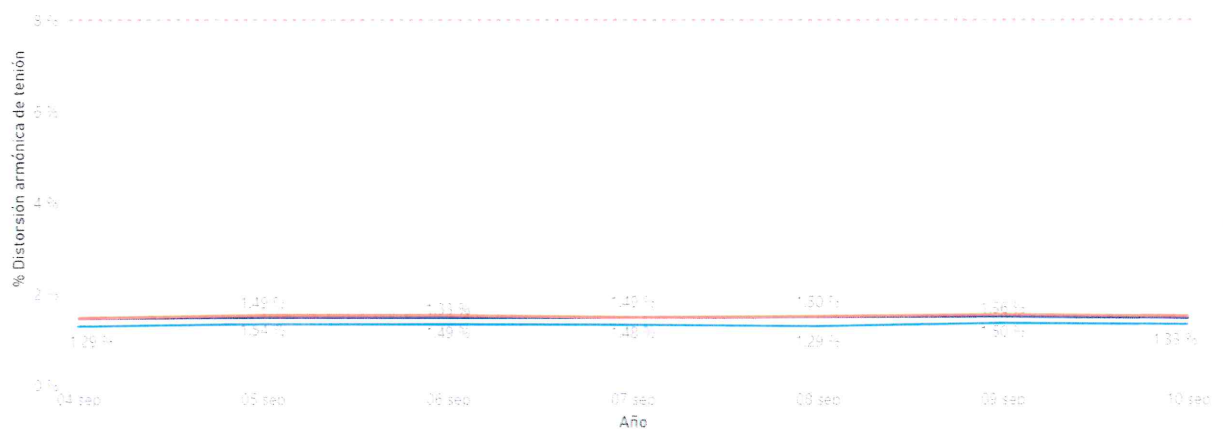


Imagen 12 Resultados distorsión armónica total de tensión DATT (fuente: propia)

La distorsión armónica de tensión individual y total cumple con las tolerancias establecidas en la NT-CD, existen valores que sobrepasan algunos límites.

Distorsión armónica de corriente

Se evaluó el indicador de distorsión armónica de corriente hasta el armónico de orden **No. 40**, su magnitud en amperios y los porcentajes de distorsión armónica individual (DAICj), distorsión armónica total (DATC) y distorsión de demanda total (TDD) para el periodo de medición. Se identificó que el armónico de orden **No. 3** es el que presenta los valores más altos, asimismo se identificó que la fase que presenta los valores más altos es la **fase c**, seguido la **fase B** y por último la **fase a**. En el **Imagen 13** se muestra los resultados de la magnitud armónica en el orden **No. 3** y su tolerancia que es de **4.50 amperios**, donde se puede observar que los valores no superan los límites y cumple con lo que la norma establece.

Armónico Individual de Corriente

● Corriente A ● Corriente B ● Corriente C

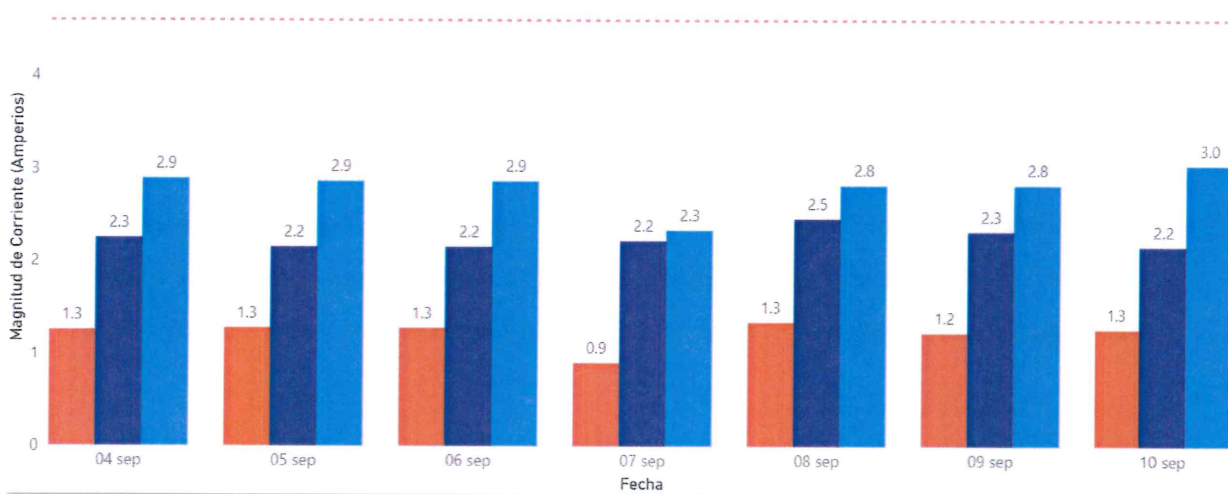


Imagen 13 Distorsión armónica de corriente de orden 3 (fuente: propia)

En el **Imagen 14** se muestra el resultado del porcentaje de distorsión armónica individual de la corriente (DAICj) de orden **No. 3**, y se observa que así mismo como la magnitud no se incumple la tolerancia que para el orden **No. 3** es de **16.6 %**.



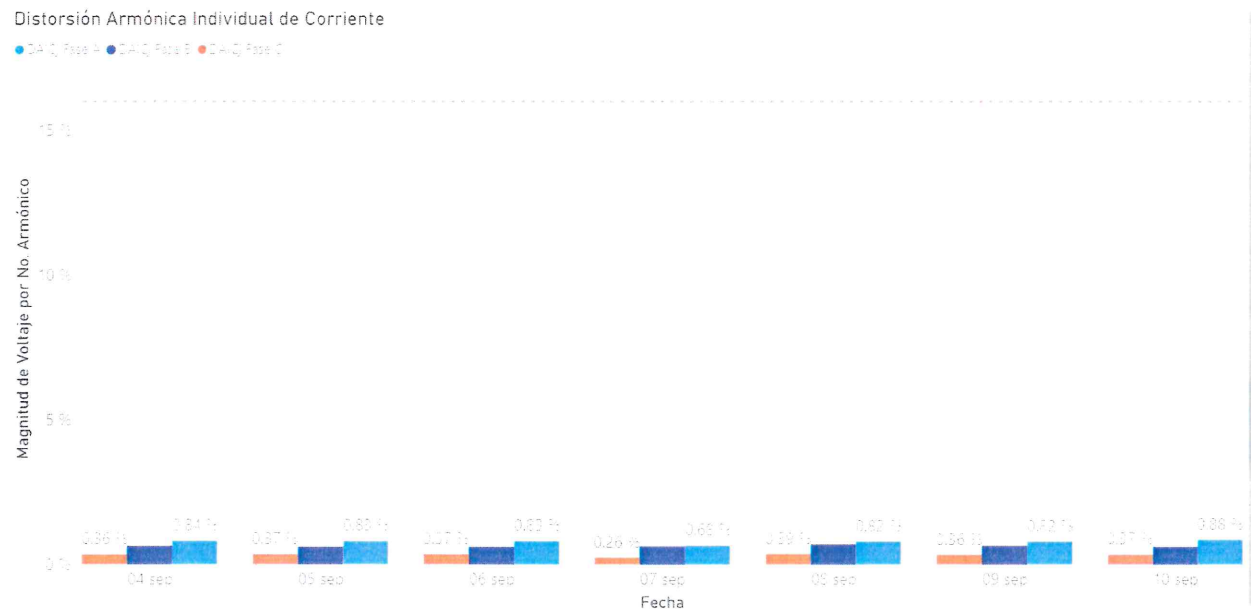


Imagen 14 Resultado distorsión armónica individual de corriente de orden 3 (fuente: propia)

De igual manera se evaluó el indicador de distorsión armónica total y distorsión de demanda total ambos en porcentajes hasta el armónico de orden No. 40 y comparados con las tolerancias establecidas en la norma. En el **Imagen 15** se muestra la DATC y se observa que los valores durante el periodo de medición son bajos y no alcanzan a superar los límites establecidos y se encuentran alejados de los mismos.

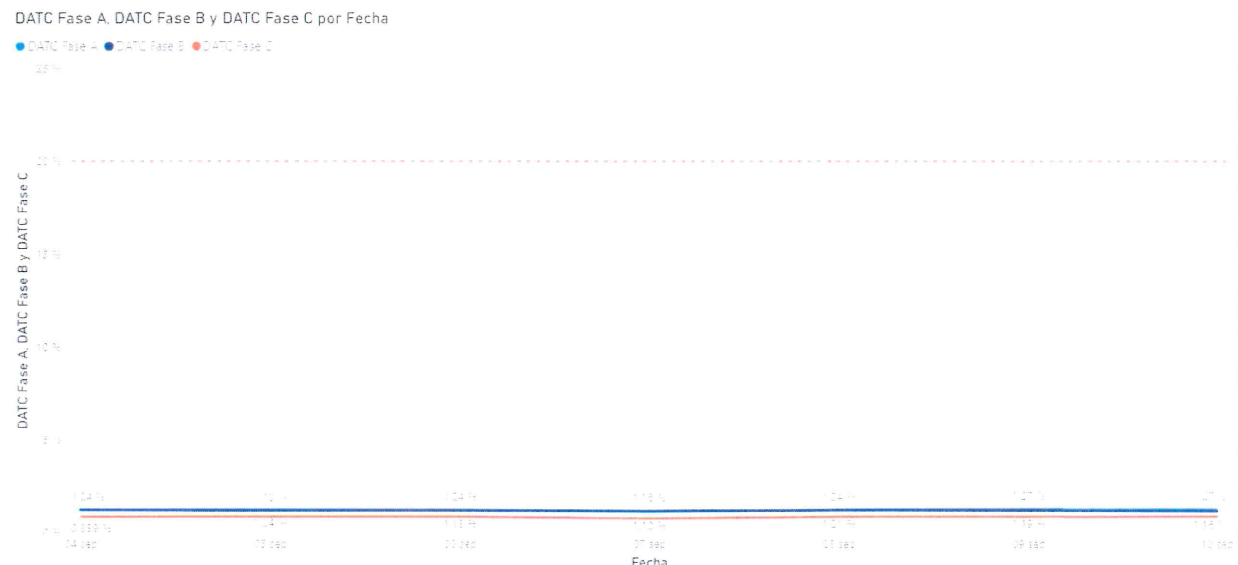


Imagen 15 Resultados Distorsión Armónica Total de Corriente (fuente: propia)

Asimismo, en el **Imagen 16** se muestra la distorsión de demanda total (TDD) donde su tolerancia es del 5 %, y se puede observar que los resultados no muestran que exceden los límites que están establecidos.

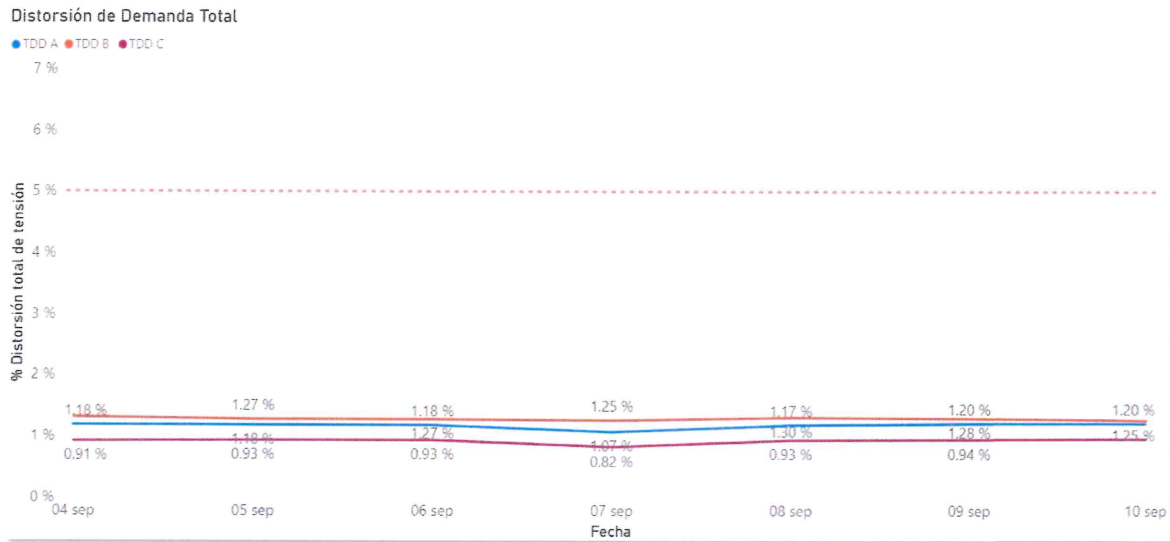


Imagen 16 Resultados Distorsión De Demanda Total (fuente: propia)

Desbalance de tensión (DT)

El índice de calidad para el desbalance de tensión evaluado en la entrada del suministro eléctrico cumple con lo establecido en la norma, aunque hay valores que superan la tolerancia del 2 % como se puede observar en la **Imagen 17** solamente el 3 % de los registros se encuentran fuera del rango permitido, por lo tanto, no se refleja que el índice incumple con lo establecido en la norma.

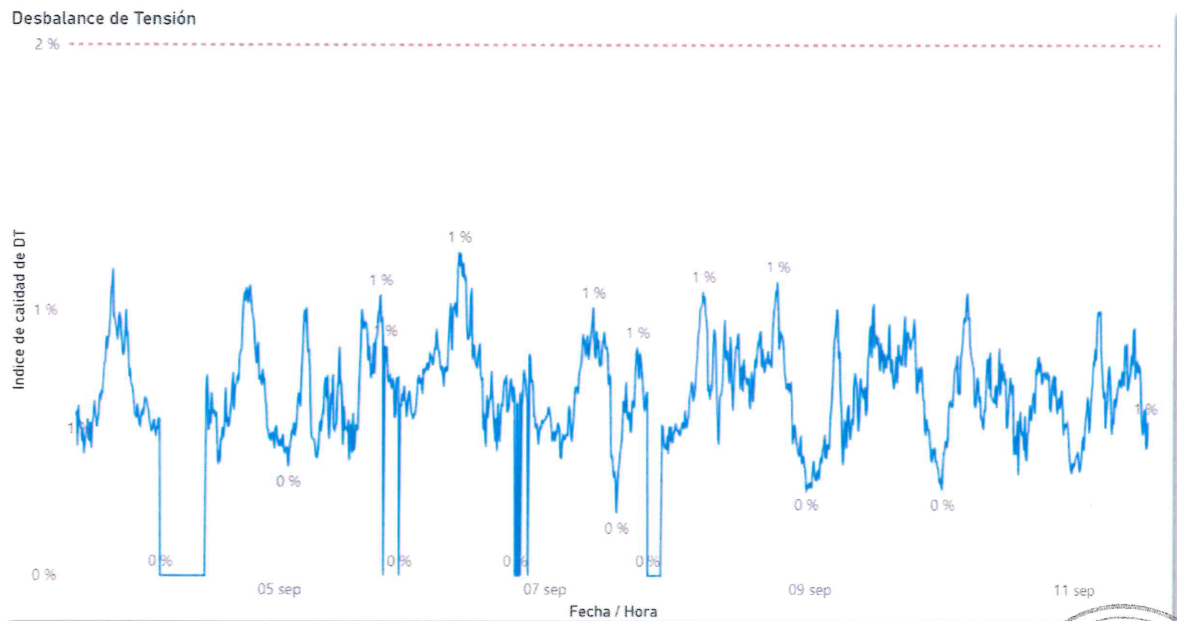


Imagen 17 Resultado Índice de Desbalance de tensión (fuente: propia)

Registro de picos y huecos de tensión



Los resultados sobre los huecos de tensión que muestra el analizador mayormente se reflejan en una caída de tensión el día 07 de septiembre específicamente a las 13:30 p. m. lo que generó un evento que causó efecto en el desbalance de tensión, sin embargo, al no presentarse más, no se cumple el requisito de que al menos el 5 % de los registros deben de estar fuera de la tolerancia, la empresa distribuidora cumple con las disposiciones de la NT-CD, y se puede observar en la siguiente **Tabla 6**.

Tabla resumen de indicadores

Indicador	Valor (Promedio)	Tolerancia	Cumplimiento
Regulación de tensión	2%	8%	Cumple
Factor de Potencia Equivalente	0.93	0.90	Cumple
Distorsión armónica total de tensión DATT	1.48%	8%	Cumple
Distorsión armónica total de corriente DATC	1.18%	12%	Cumple
Distorsión de demanda total TDD	1.18%	5%	Cumple

Tabla 6 Resumen indicadores de calidad del producto (fuente: propia)

FLUJOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Como medida de resolución se instalaron los analizadores de red en tres puntos según lo establecido en el diagrama unifilar anteriormente ilustrado. Se extrajo la información de la energía activa (kWh) hacia a la carga en la demanda 1 y la demanda 2 y la información declarada por ENEE, y los resultados se muestran la siguiente **Tabla 7** (A079 y A075 representan los analizadores instalados) y en la **Imagen 18**.

Fecha y Hora	kWh_ENEE	kWh_A079	kWh_A077	kWh_A079+A077_Total	Desviación
3/9/2025	2,995.93	926.90	590.50	1,517.40	49%
4/9/2025	3,046.35	1,630.30	939.10	2,569.40	16%
5/9/2025	3,046.35	1,648.80	963.60	2,612.40	14%
6/9/2025	3,092.58	1,630.00	1,003.80	2,633.80	15%
7/9/2025	3,127.13	1,484.00	941.00	2,425.00	22%
8/9/2025	2,894.00	1,625.00	1,022.00	2,647.00	9%
9/9/2025	3,264.67	1,593.00	1,016.00	2,609.00	20%
10/9/2025	3,247.05	1,593.00	968.00	2,561.00	21%
11/9/2025	3,150.49	947.00	485.00	1,432.00	55%

Tabla 7 Comparación consumo de energía activa ENEE y CREE (fuente: propia)

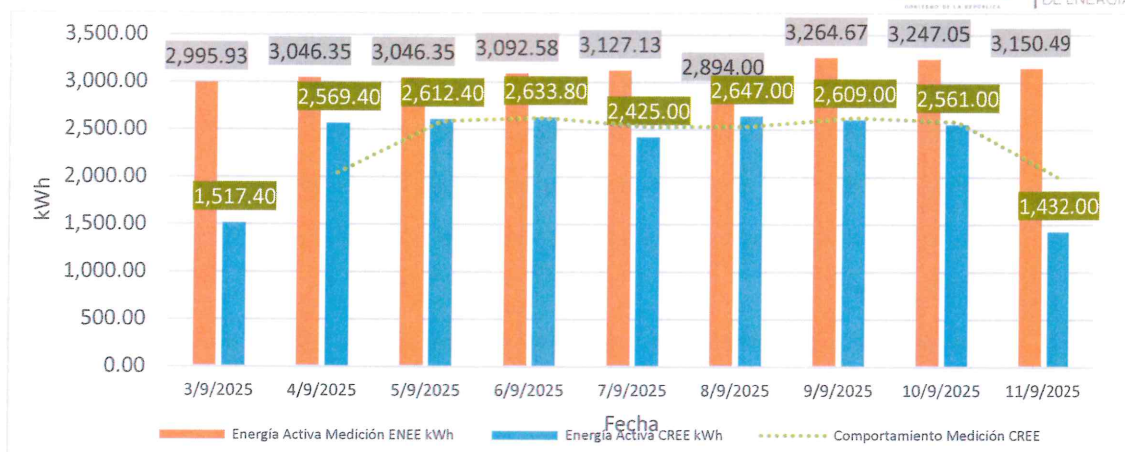


Imagen 18 Medición energía activa ENEE y CREE (Fuente: Propia)

OTROS HALLAZGOS

En el sistema comercial de la ENEE se verificó el equipo de medición HEXING No. 16827051 el 7 de mayo de 2025. Durante la revisión se efectuaron pruebas de energía activa, obteniéndose en la primera un porcentaje de error de **0.104 %** y en la segunda de **0.073 %**, con un promedio de **0.0885 %**, dentro de parámetros aceptables.

Asimismo, se realizaron pruebas al equipo de medición de RTC, RTP y potencia, cuyos resultados fueron satisfactorios. Es importante señalar que este equipo se encuentra instalado en un nivel de 13.8 kV, aguas arriba de los bancos de transformación de 50 kVA y 75 kVA.

En esta acta técnica se adjuntaron las evidencias fotográficas correspondientes, en las que se constata el uso del equipo verificador marca CALMET, con el cual se registraron los resultados de las pruebas.

CONCLUSIONES

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

1. Las mediciones realizadas con los analizadores DRANETZ (A077 y A079) presentaron desviaciones del 49 % y 55 % en los días 3 y 11 de septiembre de 2025, respectivamente, debido a que corresponden a las fechas de instalación y desinstalación del equipo. No obstante, para el período comprendido entre el 2 y el 10 de septiembre, en el que se obtuvieron registros completos, se determinó una desviación promedio de 17 %. Es importante señalar que dichas mediciones se efectuaron en dos subpaneles que alimentan cargas de la empresa DIPROVA, por lo que resulta necesario verificar si todas las cargas asociadas están siendo medidas. Para ello se requiere contar con un diagrama unifilar integral del predio, así como considerar las pérdidas técnicas del transformador, ya que con



- la información disponible no es posible establecer conclusiones definitivas.
- Por otra parte, no se identificaron inconsistencias en el sistema de medición implementado por la empresa distribuidora. Las pruebas efectuadas el 7 de mayo de 2025 arrojaron un porcentaje de error de 0.0885 %, el cual se encuentra por debajo de la tolerancia de ± 0.2 % establecida en el Artículo 53 del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) para equipos de tecnología estática, clase 0.2S.
- No se identificaron incumplimientos a la Norma Técnica de Calidad del Servicio de Distribución (NT-CD) en relación con los índices de calidad del producto e indicadores de confiabilidad durante el período de medición.
 - No fue posible calcular las pérdidas asociadas a los transformadores, ya que no se cuenta con los datos de placa correspondientes. La información remitida no es legible y, debido a la ubicación de los equipos, no fue factible verificarla en campo.

RECOMENDACIONES

- La empresa DIPROVA debe remitir un diagrama unifilar integral de sus instalaciones y proporcionar los datos de placa de los transformadores. Esta información es indispensable para validar que la totalidad de las cargas se encuentre contemplada en el sistema de medición y para calcular con precisión las pérdidas técnicas asociadas.
- En caso de que el usuario no se muestre conforme con los resultados obtenidos, puede solicitar una verificación del sistema de medición. Si el error se encuentra dentro del límite de tolerancia establecido en el artículo 53 del RSED, los gastos derivados de dicha verificación deberán ser asumidos por el usuario.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir y presentar los resultados del análisis técnico a la empresa DIPROVA.	Documento/Acción	Oficio remisión y presentación de informe de resultados análisis técnico	Semana 41	Pendiente
2	Remitir diagrama unifilar y datos de placa de transformadores.	Documento	Diagrama y reporte fotográfico	Semana 41	Pendiente

ANEXO

Tolerancias distorsión armónica individual de corriente

Orden <i>j</i>	Usuarios con demanda máxima menor o igual a 10 kW		Usuarios con demanda máxima mayor de 10 kW
	Magnitud de corriente armónica máxima (A)		DAIC _{<i>j</i>} (%)
Armónicos impares no múltiplos de 3			
5	2.28		12
7	1.54		8.5
11	0.66		4.3
13	0.42		3
17	0.26		2.7
19	0.24		1.9
23	0.2		1.6
25	0.18		1.6
25<	4.50 / <i>j</i>		0.2 + 0.8 x 25 / <i>j</i>
Armónicos impares múltiplos de 3			
3	4.6		16.6
9	0.8		2.2
15	0.3		0.6
21	0.21		0.4
21<	4.5 / <i>j</i>		0.3
Armónicos pares			
2	2.16		10
4	0.86		2.5
6	0.6		1
8	0.46		0.8
10	0.37		0.8
12	0.31		0.4
12<	3.68 / <i>i</i>		0.3

Tolerancias Distorsión armónica de tensión

Límite de Distorsión Armónica Individual de Tensión					
Armónica impares no múltiplos de 3		Armónicas impares múltiplos de 3		Armónica Pares	
Orden j	Límite máximo (%)	Orden j	Límite máximo (%)	Orden j	Límite máximo (%)
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1.5	4	1
11	3.5	15	0.3	6	0.5
13	3	21	0.2	8	0.5
17	2	>21	0.2	10	0.5
19	1.5			12	0.2
23	1.5			>12	0.2
25	1.5				
>25	$0.2 + 1.3 \times 25 / j$				

Tolerancia Distorsión armónica de total de corriente



I_{SC}/I_L	Armónicas impares de orden j (%)					TDD (%)
	$j < 11$	$11 \leq j < 17$	$17 \leq j < 23$	$23 \leq j < 35$	$35 \leq j$	
$I_{SC}/I_L \leq 20$	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
$20 < I_{SC}/I_L \leq 50$	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
$50 < I_{SC}/I_L \leq 100$	1.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
$100 < I_{SC}/I_L \leq 1000$	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
$1000 < I_{SC}/I_L$	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

SUPERVISIÓN DE SISTEMAS AISLADOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

SUPERVISIÓN DE SISTEMAS AISLADOS

INTRODUCCIÓN

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), faculta a la CREE para poder fiscalizar a las empresas del subsector eléctrico y así que se vele por una correcta aplicación de la ley, su reglamento y las normas vigentes. En este caso específico, se supervisan dos de los sistemas aislados dentro del territorio nacional: Utila Power Company (UPCO) y Roatán Electric Company (RECO).

OBJETIVO

Garantizar que la información crítica relacionada a la normativa vigente sea recolectada, almacenada, procesada y compartida de manera eficiente y segura, garantizando el cumplimiento continuo de todas las obligaciones regulatorias aplicables.

Objetivos Específicos

1. Verificar los tiempos de atención de los reclamos ingresados por los usuarios.
2. Presentar los resultados de la ejecución del marco regulatorio de los sistemas aislados.

MARCO LEGAL

El presente informe es realizado tomando como base lo estipulado en la Ley General de la Industria Eléctrica la que a partir de su reforma mediante Decreto Legislativo 46-2022 incorpora como un objetivo específico la protección de los derechos de los usuarios, el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución que desarrolla los aspectos comerciales y la relación entre las empresas distribuidoras y los usuarios, así como de Norma Técnica de Calidad de la Distribución.

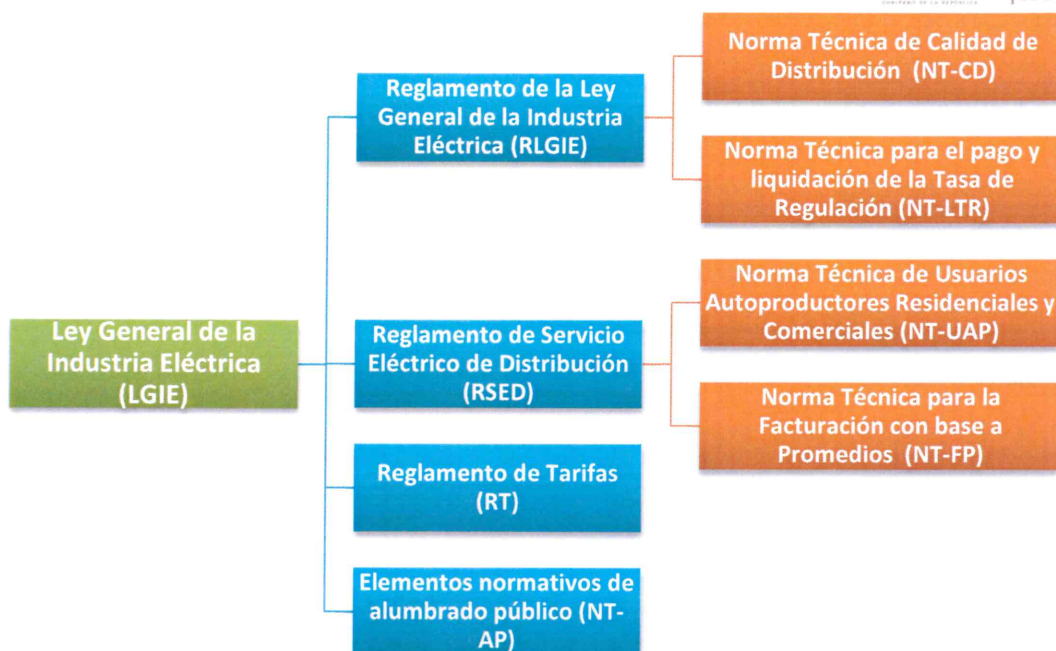


Gráfico 15 Marco Legal

PROCEDIMIENTO

1. Establecer reuniones con los representantes de cada sistema aislado considerando los siguientes puntos:
 - Implementación de bases de datos para la supervisión de la operación de distribución.
 - Entrega de datos mensual.
 - Definición de canales de datos y versiones finales de plantillas y formatos.
2. Revisión de la información enviada mensualmente para brindar retroalimentación a cada sistema aislado según corresponda con el fin de normalizar y optimizar el proceso de análisis.
3. Análisis de la información recibida en cumplimiento con la normativa vigente.



RESULTADOS

UTILA POWER COMPANY (UPCO)

Cantidad de Usuarios

Con base la información presentada por la compañía UPCO, se puede observar que al cierre del trimestre III la empresa tiene 2,808 usuarios activos (**Gráfico 16**), de los cuales se han identificado 2,254 como usuarios prepagos al mes de cierre.

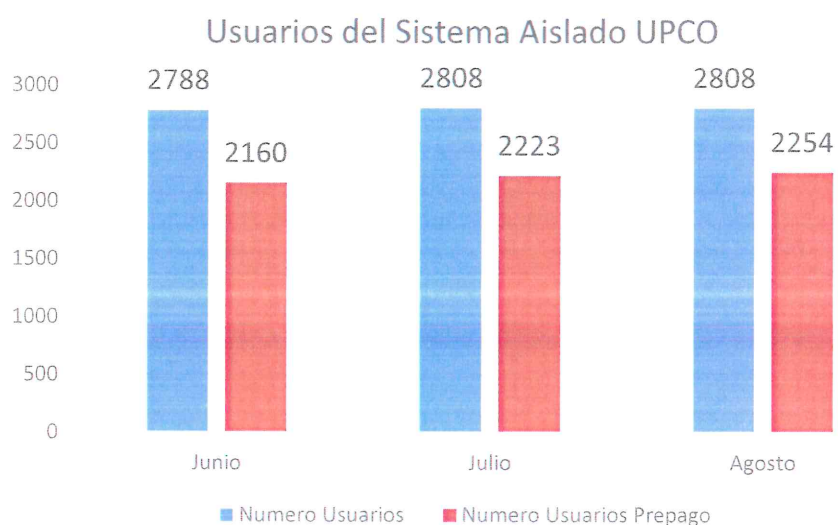


Gráfico 16 Cantidad de usuarios del sistema aislado UPCO

En el **Gráfico 17** se puede observar la distribución de usuarios totales por sector de consumo reportados en el trimestre III del presente año.

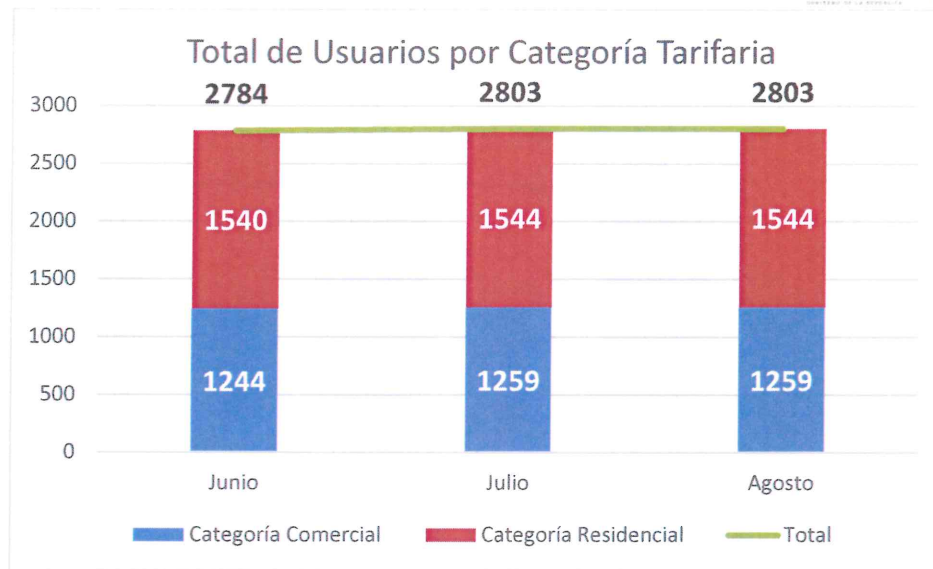


Gráfico 17 Total de usuarios del sistema UPCO por categoría tarifaria

Donde a su vez podemos desglosarlo solo por el total de usuarios prepago del sistema (Gráfico 18)

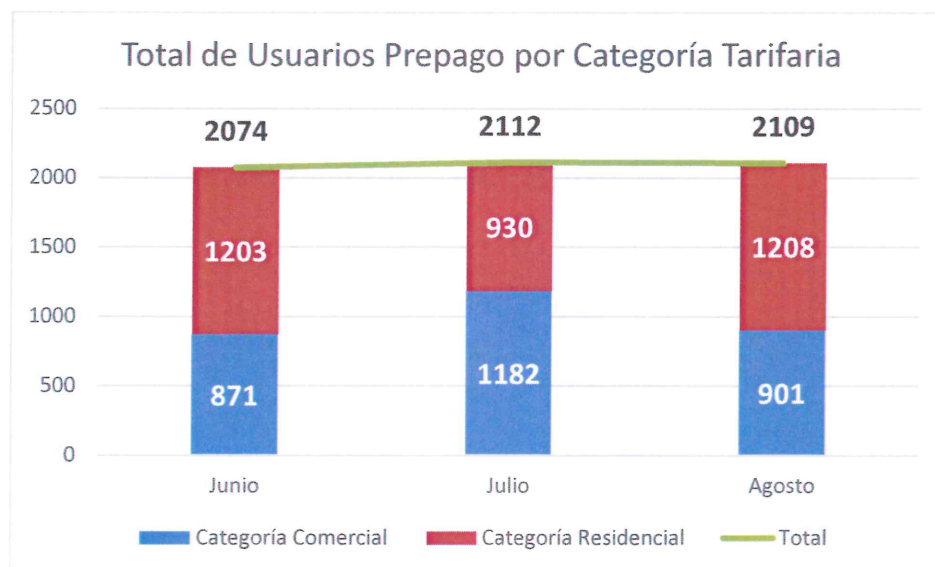


Gráfico 18 Total de usuarios del sistema UPCO prepago por categoría tarifaria

Lectura y Facturación

El sistema aislado UPCO realiza una facturación quincenal a los usuarios, es decir dos (2) facturas por mes.

El ciclo de lectura se realiza en el periodo de 14 a 15 días, tal como se muestra en el Gráfico .



Se observa que en el trimestre III la empresa realizó la lectura en los tiempos establecidos en base a la normativa.

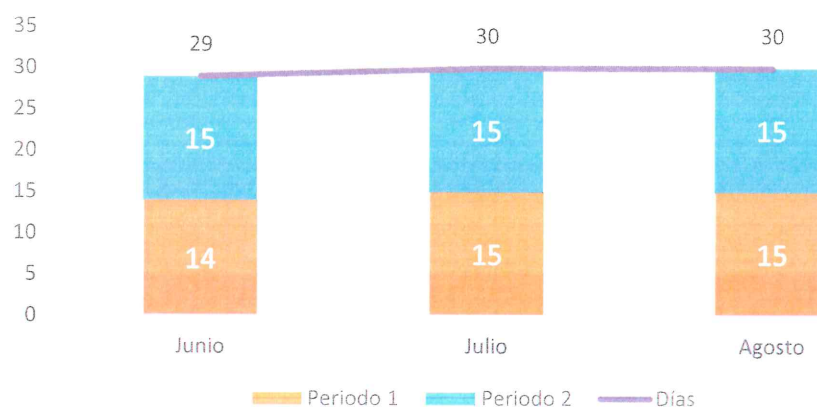


Gráfico 19 Ciclo de lectura en el sistema aislado UPCO

Reclamos

En relación con los reclamos interpuestos por los usuarios del sistema aislado UPCO, la empresa clasifica la gestión según la naturaleza del reclamo, que incluye consultas, solicitudes y reclamos distribuidos de la siguiente manera como se muestra en **Gráfico** .

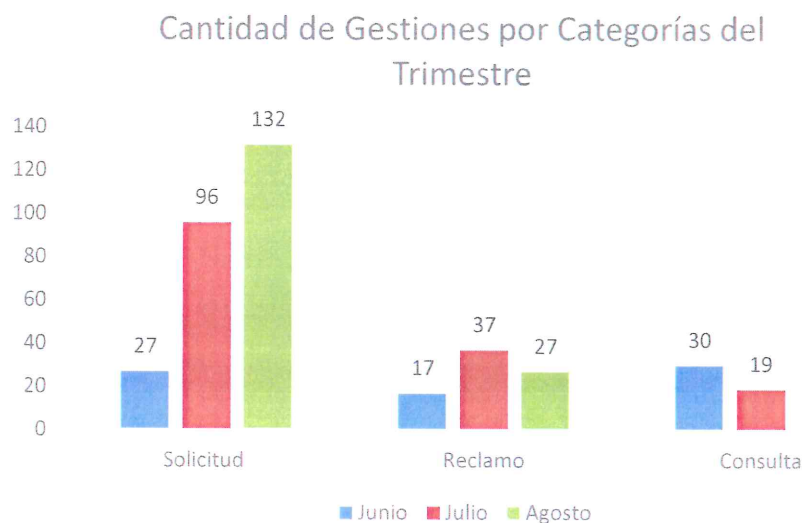


Gráfico 20 Distribución de Reclamos por Clasificación en el 3er trimestre del sistema UPCO

En el **Gráfico** , se desglosa el estado de los reclamos por mes, teniendo el mayor volumen de solicitudes y

reclamos en el mes de agosto.

Al cierre del trimestre, quedaron pendientes 36 gestiones contra 123 gestiones resueltas.

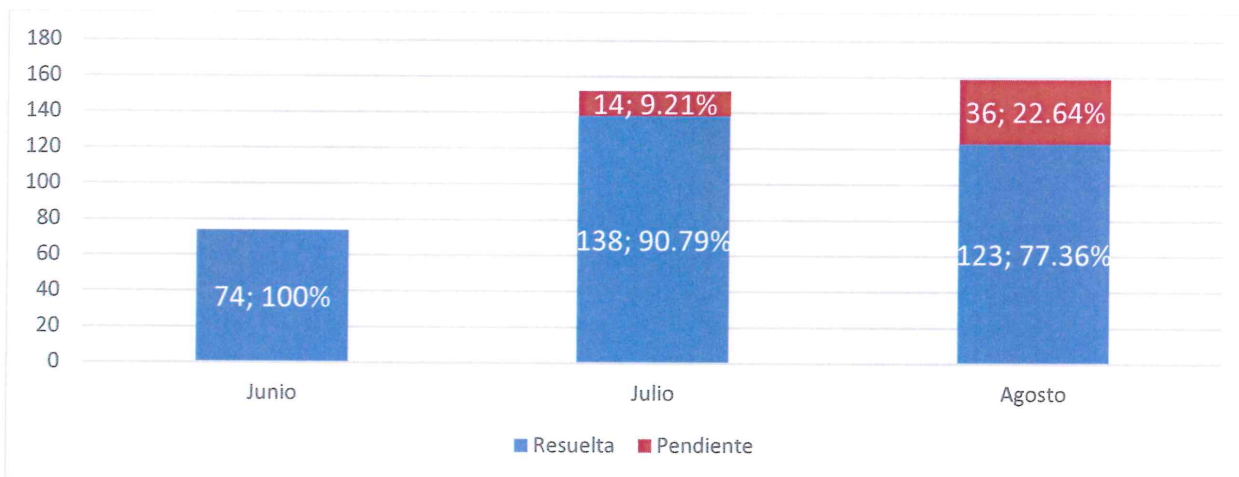


Gráfico 21 Distribución de Reclamos por estado de la Gestión en el tercer trimestre del sistema UPCO

Con base a la información presentada se observa que para el mes de junio se atendieron 74 reclamos, donde los reclamos más frecuentes fueron, “Falta de energía” con 29 reclamos, “Fluctuaciones de voltaje” con 14 y “Revisión o cambio de teclado” con 13.

Para el mes de Julio se registraron 152 gestiones, donde los 3 reclamos más frecuentes fueron “Solicitud nuevo servicio de energía” con 34 gestiones, “Fluctuaciones de voltaje” con 30 y “Revisión o cambio de teclado” con 25.

Finalmente, para el mes de agosto se reportaron 159 reclamos, donde se observa un incremento en los casos de “Revisión o cambio de teclado”, sumando a un total de 50 en el mes, seguido por “Solicitud nuevo servicio de energía” con 33 casos, y “Revisión o cambio de medidor” también con 33 casos reportados.

En el **Gráfico 22** se desglosan las gestiones realizadas en el 3er trimestre por categoría.



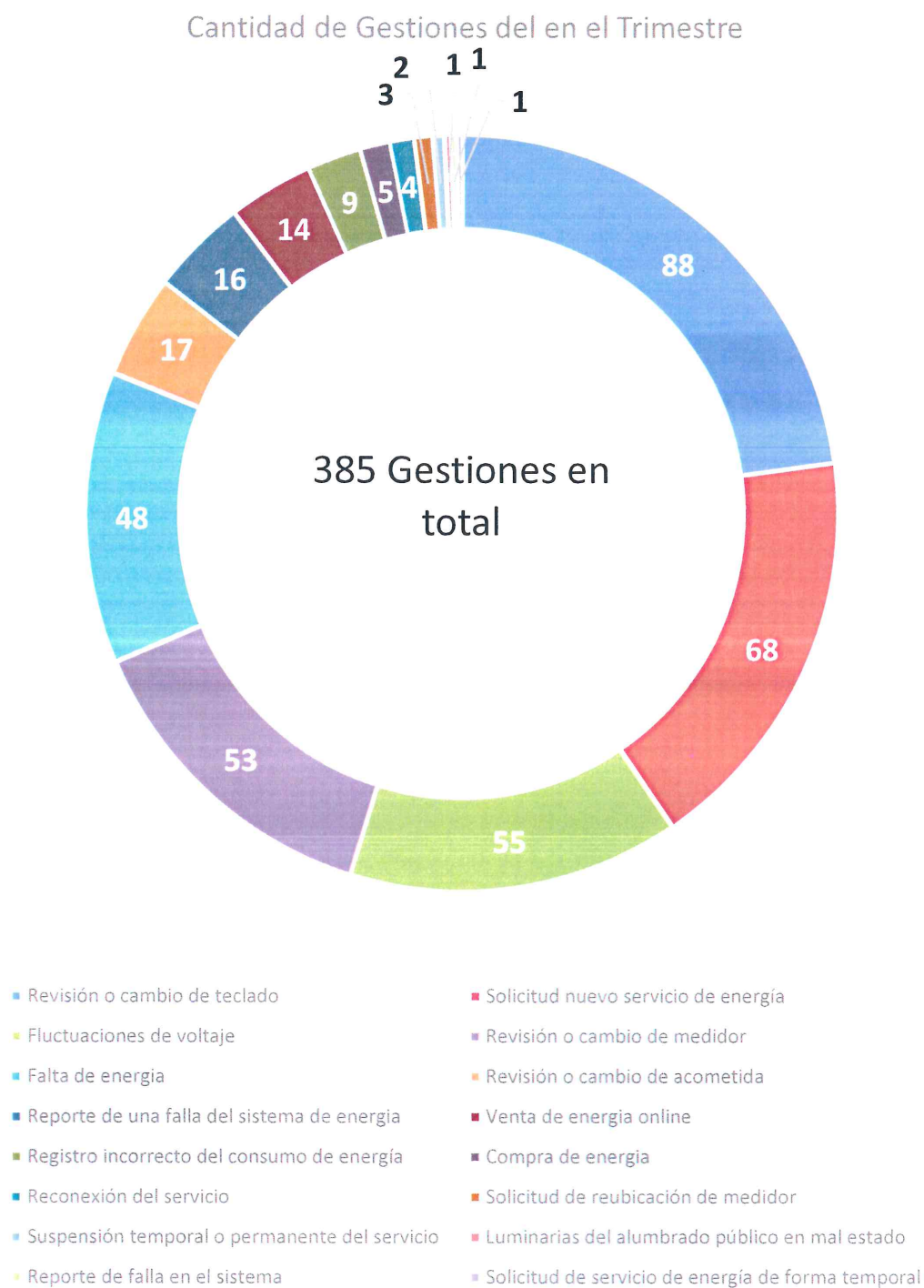


Gráfico 22 Cantidad de Gestiones del en el 3er Trimestre del sistema UPCO

Con respecto a el tiempo promedio de resolución a los reclamos interpuestos en el trimestre III por los usuarios de UPCO este fue de un promedio de 0.89 días para el final del trimestre, en el **Gráfico 23** se muestra el TPR por mes en donde se puede observar que para el mes de Julio el valor promedio para los TPR es el valor máximo registrado en el trimestre, con un promedio de 2.08 días.



Gráfico 23 Tiempo promedio de resolución del sistema UPCO

ROATÁN ELECTRIC COMPANY (RECO)

Cantidad de Usuarios

Análisis de los usuarios conectados por mes

Para el mes de Junio con base a la información proveída por la empresa RECO se puede observar que el total de usuarios en el mes de Junio fue de un total de 25,829 usuarios, con el mes de Julio teniendo un incremento de 118 usuarios lo que llevo el total a 25,947, y finalmente, para Agosto, el número de usuarios incrementando con 112, dejando un total de 26,059 usuarios, estableciendo una tendencia de crecimiento de conexiones de alrededor de 120 nuevas conexiones por mes, la cual es similar al promedio de 129 nuevos del trimestre anterior, manteniendo la tendencia estable observada en el trimestre anterior.

En el **Gráfico 24** se muestra el desglose del total de usuarios por mes en el trimestre III.



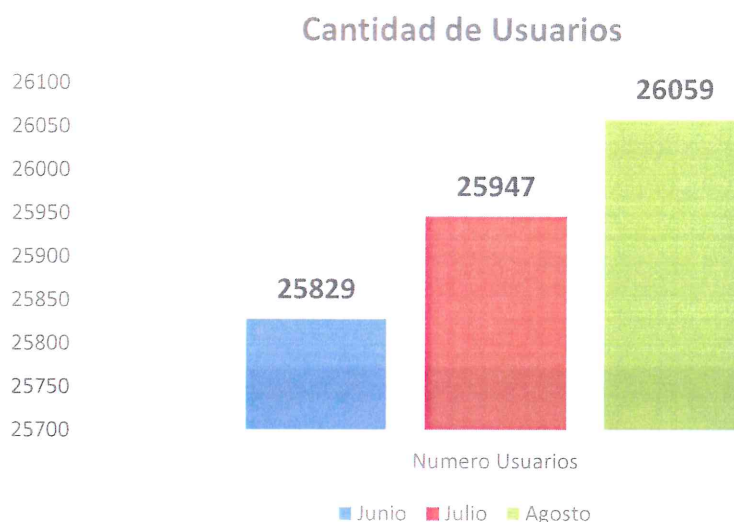


Gráfico 24 Total de Usuarios del sistema RECO

De estos totales se desglosa en los gráficos **Gráfico 25**, **Gráfico 26** y **Gráfico 27** el total de usuarios por categoría tarifaria. Tal como lo registra la empresa RECO en su base de datos.

Para el mes de junio se puede observar que hubo un incremento significativo de los usuarios en los sectores Residencial y Comercial con respecto al último mes del trimestre anterior, donde, para el mes de mayo el número de usuarios residenciales era 20,516 comparado con el mes de junio donde el número de usuarios incremento a 23,071; y en el sector comercial donde el numero incremento de 1,838 al mes de mayo a 2,492 para el mes de junio.

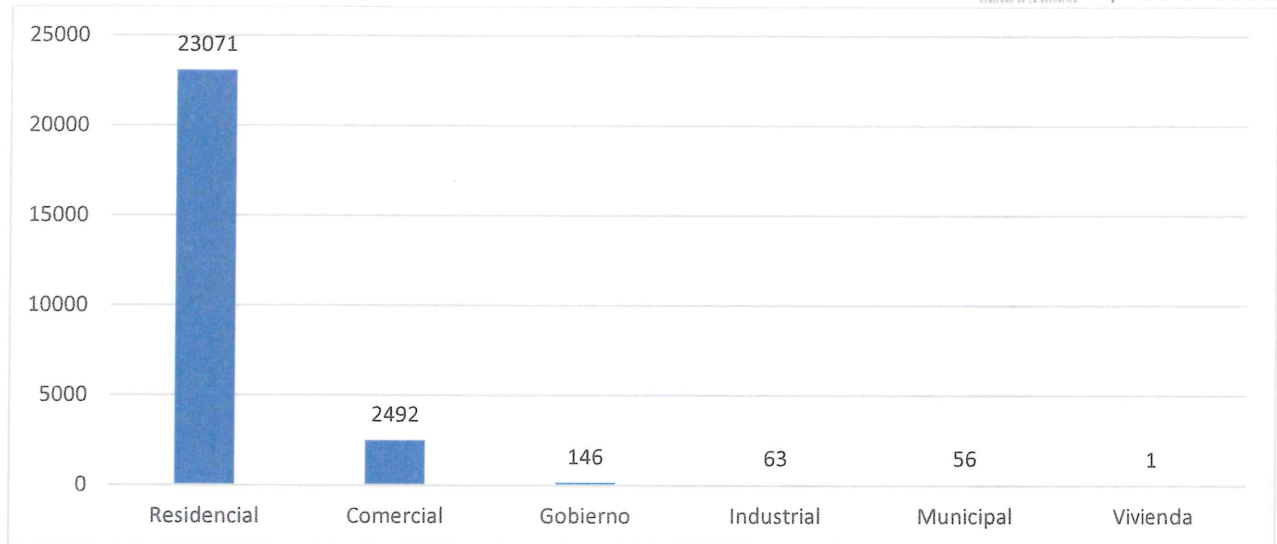


Gráfico 25 Total de usuarios del sistema RECO por categoría tarifaria para el mes de Junio

Para el mes de Julio se puede observar en el Gráfico 26 que el número de usuarios Residenciales mantiene su tendencia de crecimiento, aunque más en línea con la tendencia observada en el trimestre anterior.

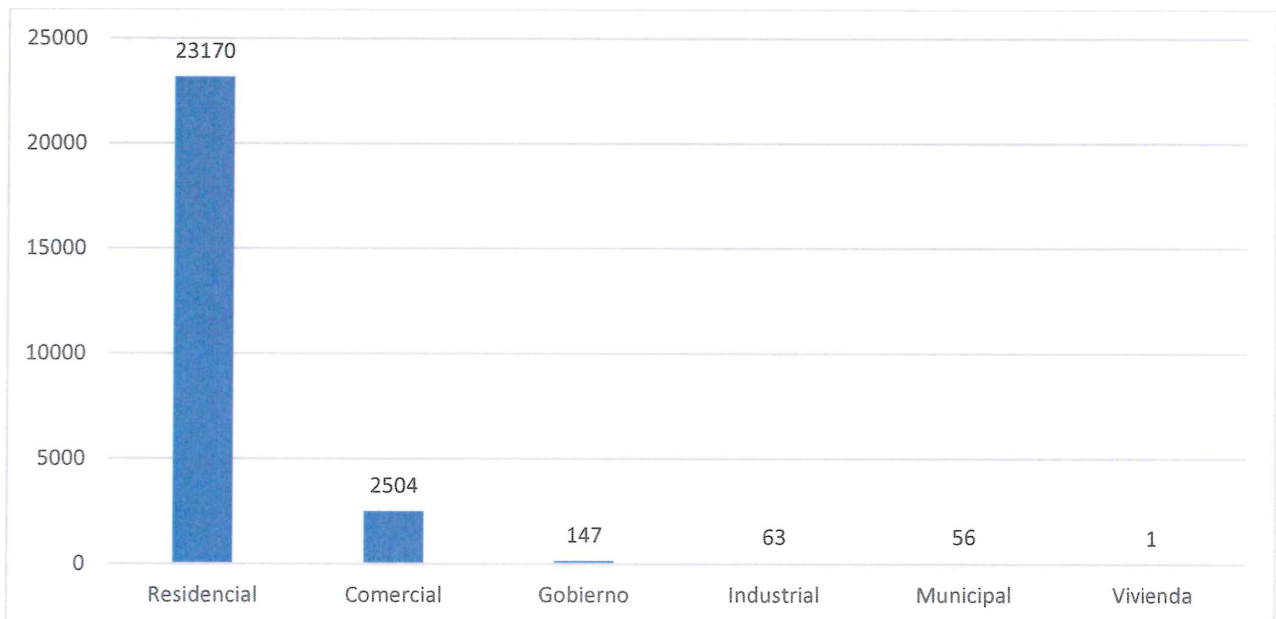


Gráfico 26 Total de usuarios del sistema RECO por categoría tarifaria para el mes de Julio

Finalmente, para el mes de agosto, el Gráfico 27 detalla como la tendencia de crecimiento se mantuvo, alcanzando un total de 23,269 usuarios residenciales.



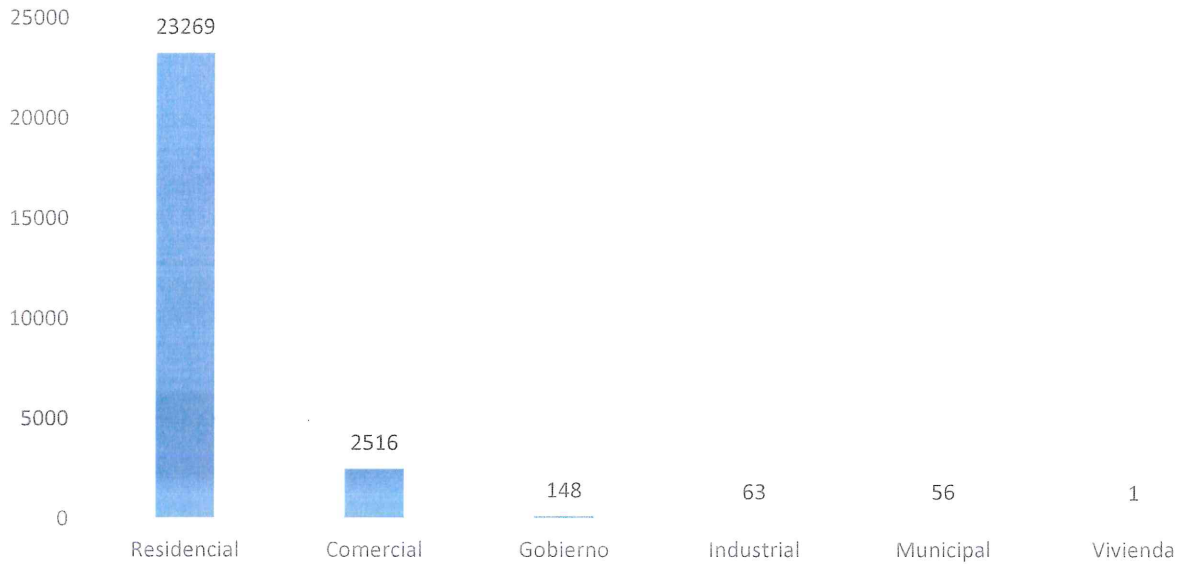


Gráfico 27 Total de usuarios del sistema RECO por categoría tarifaria para el mes de Agosto

Lectura y facturación

El sistema aislado operado por RECO realiza un proceso de facturación mensual dirigido a los usuarios registrados en su sistema. Las actividades de toma de lectura en campo se ejecutan generalmente al inicio de cada mes, mientras que la emisión de facturación concluye hacia mediados del mismo mes. Para el tercer trimestre, se ve que el proceso se realiza en los primeros 10 días del mes, siendo la mayoría de las lecturas realizadas el Primero del mes, el 4 y el 6.

El **Gráfico 28** muestra la cantidad de casos en los que se aplicaron promedios debido a inconvenientes en la medición de energía eléctrica por medidor dañado o inexistente.

Durante el período comprendido entre junio hasta agosto, se continúa observando la tendencia decreciente en la cantidad de medidores dañados reportados. Para el mes de junio se registraron 56 casos, reduciéndose a 46 en Julio y manteniéndose 46 en agosto.

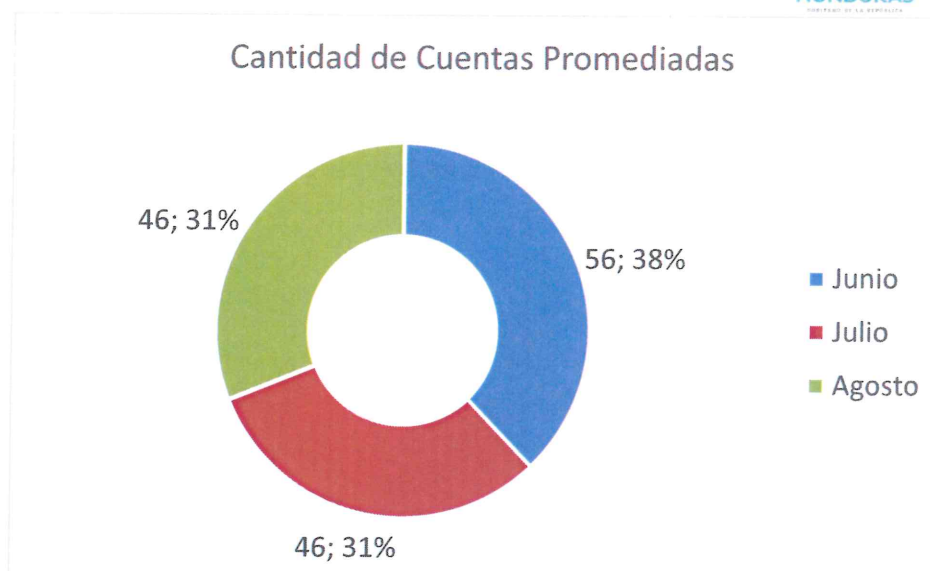


Gráfico 28 Cantidad de cuentas promediadas en el 3er trimestre del sistema RECO

Tiempo promedio de resolución

En el **Gráfico 29** se muestra el TPR por mes, donde el mes de Julio muestra el valor de promedio más alto del trimestre con un valor de 2.152.



Gráfico 29 Tiempo promedio de resolución del sistema RECO



En los gráficos **Gráfico 30**, **Gráfico 31** y **Gráfico 32** se muestran los tiempos de resolución o TPR, para las diferentes categorías registradas por RECO, se puede observar que fuera del mes de Julio, se ha mantenido números similares al trimestre anterior. Siendo como antes mencionado, el mes de Julio la excepción, donde

el promedio de los TPRs para casos como los categorizados como “Lampara”, tomando un promedio de 8.375 días.

También se observó un incremento en el TPR de las inspecciones durante el mes de Julio llegando a un promedio de 4.23 días por caso.

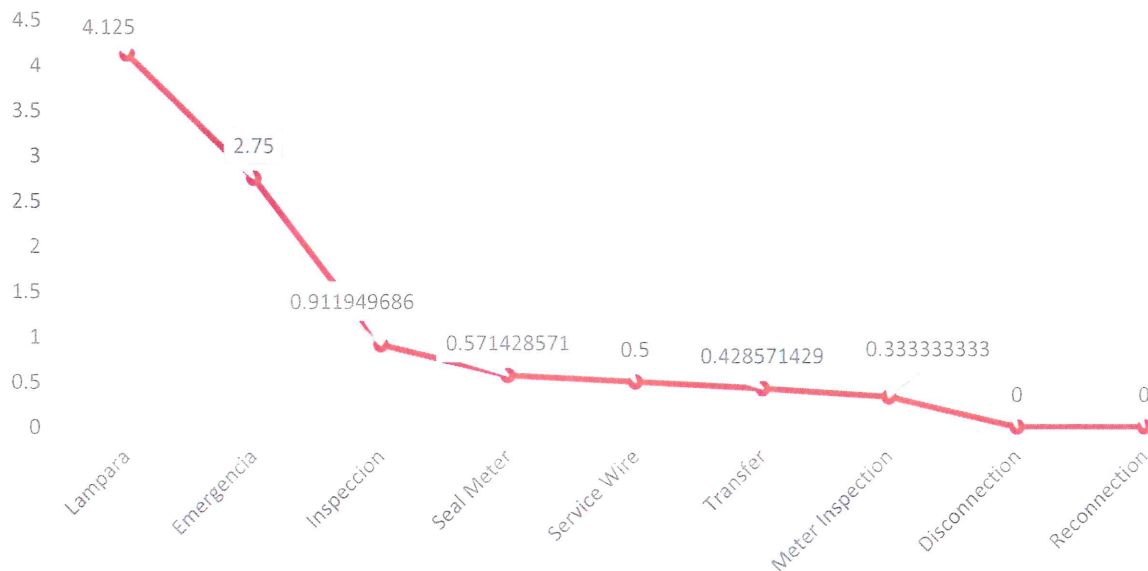


Gráfico 30 TPR del mes de junio del sistema RECO

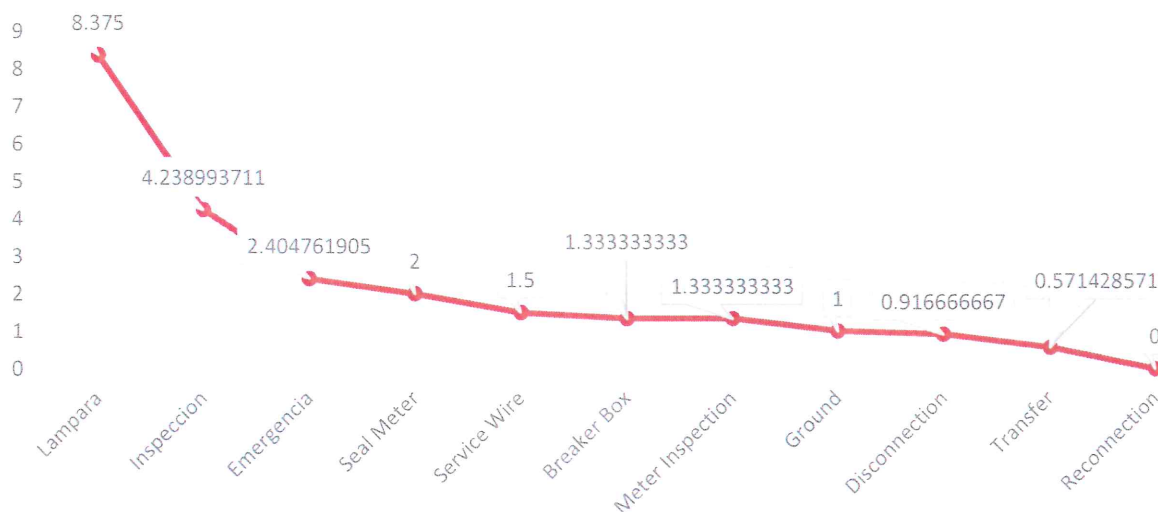


Gráfico 31 TPR del mes de julio del sistema RECO

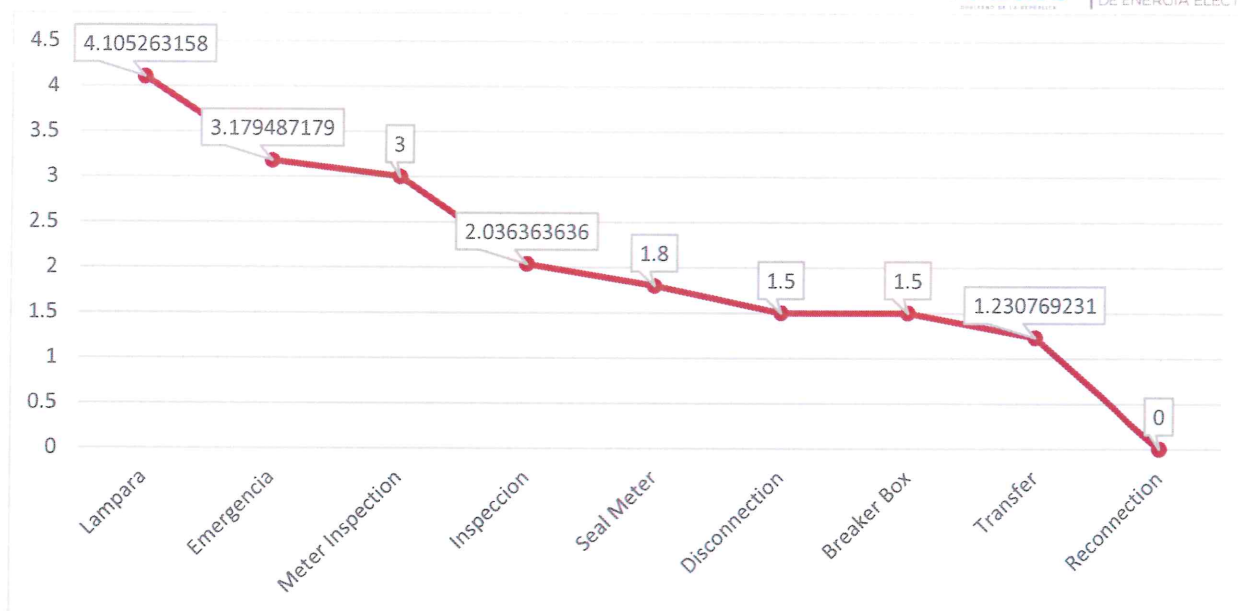


Gráfico 32 TPR del mes de agosto del sistema RECO

Por último, en los gráficos **Gráfico 33**, **Gráfico 34** y **Gráfico 35** respectivo de cada mes del trimestre, se muestran el total de gestiones por categoría manejadas por RECO desglosado por su estado de completitud.

El **Gráfico** muestra un resumen por mes de las gestiones.

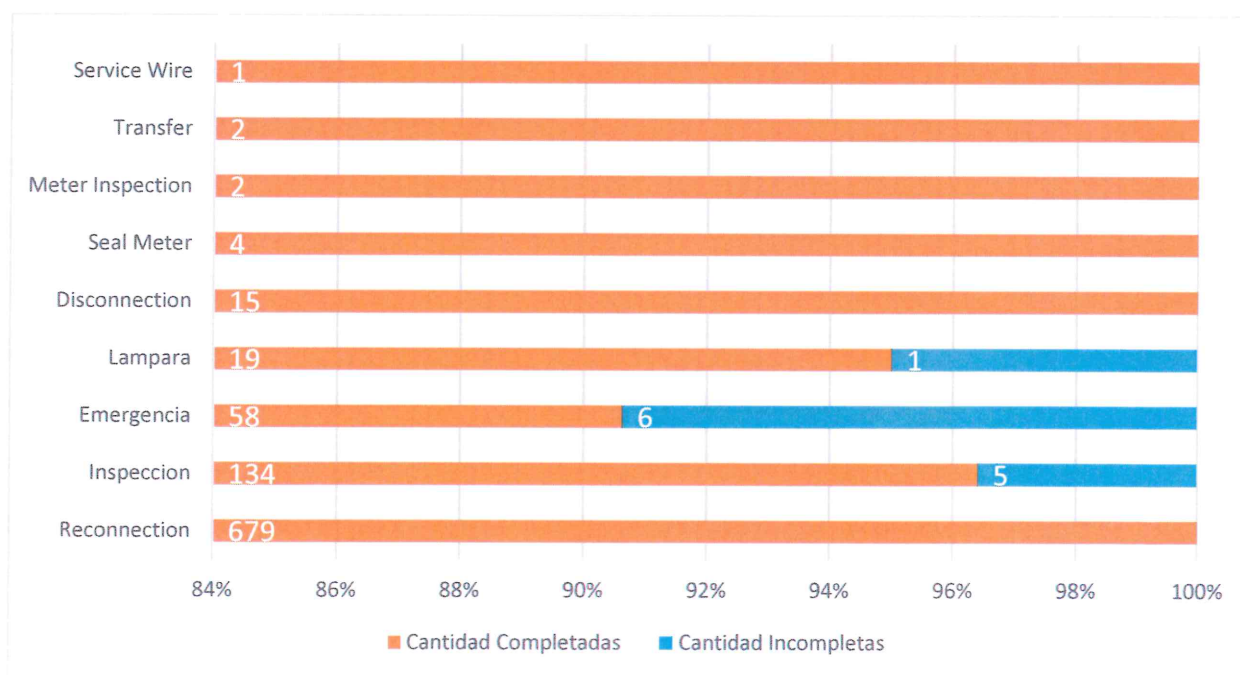
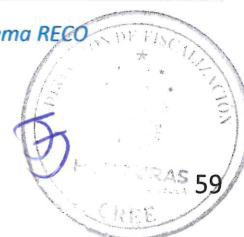


Gráfico 33 Total de gestiones por categoría y estado de completitud del mes de junio del sistema RECO



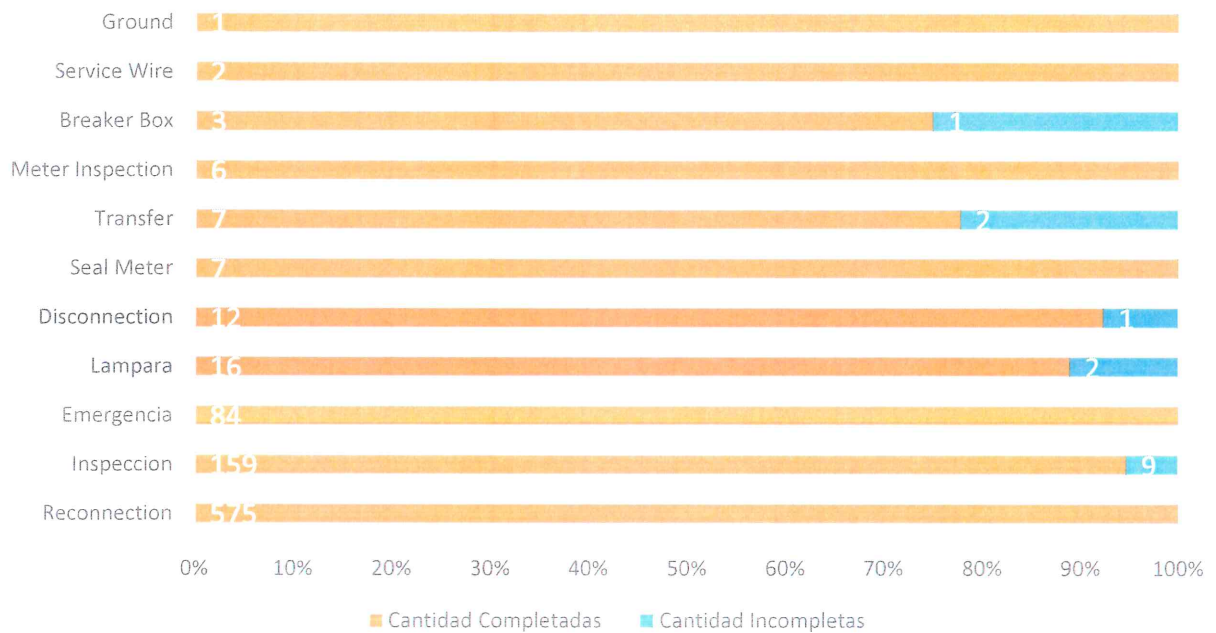


Gráfico 34 Total de gestiones por categoría y estado de completitud del mes de julio del sistema RECO

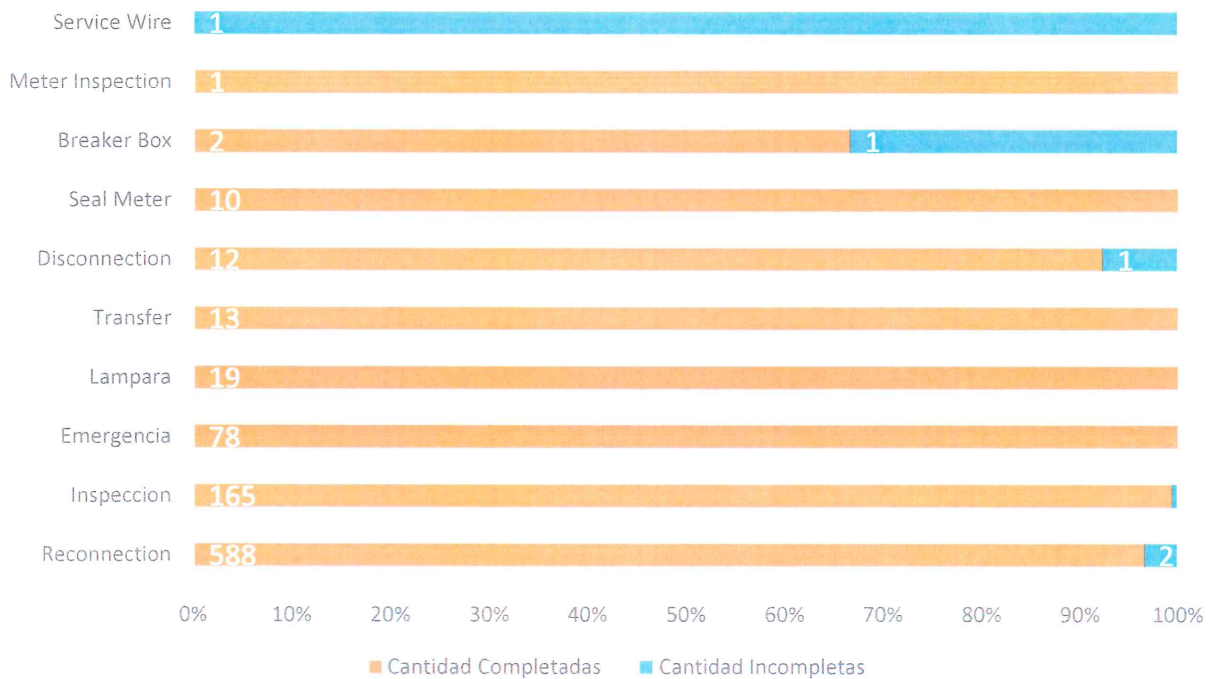


Gráfico 35 Total de gestiones por categoría y estado de completitud del mes de agosto del sistema RECO

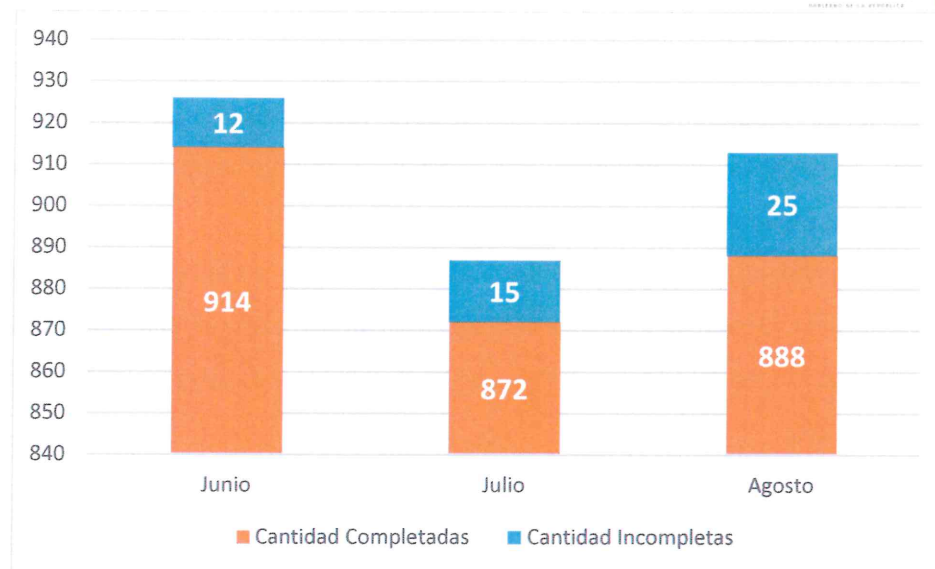


Gráfico 36 Distribución de las gestiones por categoría y estado de completitud en el 3er trimestre del sistema RECO

CONCLUSIONES

Con respecto a la empresa UPCO

1. Los usuarios activos registrados al mes de agosto ascienden a un valor de 2,808, de los cuales 1,259 corresponden al sector comercial y el 1,544 al sector residencial, siendo este último el predominante.
2. El sistema aislado UPCO cumple eficientemente con los tiempos de resolución de reclamos interpuestos por los usuarios, siendo de 0.89 en promedio para el mes de agosto, que está dentro de los rangos establecidos en el artículo 66 de la Norma Técnica de Calidad de Distribución.

Con respecto a la empresa RECO

1. Los usuarios activos registrados al mes de agosto son un total de 26,059 usuarios activos y su mayor cantidad de clientes pertenece al sector residencial.
2. Durante el mes de agosto, los tipos de gestión que presentaron mayor tiempo promedio de resolución fueron Lámpara, con 4.10 días, y Emergencia, con 3.17 días. Con base al artículo 66 de la Norma Técnica de Calidad de Distribución, el sistema aislado RECO cumple eficientemente con los tiempos de resolución de reclamos impuestos por los usuarios.
3. Los promedios aplicados a los usuarios durante el trimestre III están relacionados a daños en el medidor por lo que la empresa promedia la cuenta al no tener evidencia suficiente del funcionamiento de estos.

RECOMENDACIONES

1. Completar y mejorar/expandir la base de datos regulatoria en base a la información proporcionada por las empresas distribuidoras con el fin de supervisar todos los aspectos regulatorios de los sistemas aislados.
2. Dar seguimiento mensual a la información presentada en los procesos comerciales y de lectura, verificando su cumplimiento con el marco regulatorio, así como analizando los tiempos de atención y los valores declarados, con el fin de proporcionar retroalimentación sobre los hallazgos más relevantes.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Seguimiento de la estructura de datos regulatoria requerida por los sistemas aislados mensualmente	Base de Datos Regulatoria	Correo electrónico	Continuo	En proceso
2	Proporcionar retroalimentación al actor para aclarar y proponer puntos de mejora a la información remitida por los sistemas aislados	Reunión con el Actor	Microsoft Teams	Continuo	En proceso

FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



SEPTIEMBRE 2025

INFORME FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE USUARIOS AUTOPRODUCTORES

OBJETIVOS

El presente informe tiene como objetivo presentar los resultados sobre el análisis del cumplimiento de la Norma Técnica de Autoproductores (NT-UA).

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Analizar y presentar los resultados de la verificación del cumplimiento de la Empresa Distribuidora respecto a la NT-UA y al Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), en relación con la identificación de los usuarios autoproductores conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
2. Analizar y presentar los resultados de la verificación del cumplimiento de las Empresas Distribuidoras respecto a la NT-UA y al RSED, en relación con la identificación de los usuarios autoproductores conectados a los Sistemas Aislados.

MARCO LEGAL

Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, y reformada mediante los Decretos Legislativos números 61-2020 y 46-2022, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.

Que la Ley en su artículo 3, literal D, romanos I establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.

Que el acuerdo CREE-01-2023 publicado en el Diario Oficial La Gaceta en 2 de marzo de 2023, contiene la modificación de los artículos 47, 48, 49 y 50 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica que establecen los requisitos mínimos a cumplir para un usuario autoproducción, las reglas que deberán cumplirse para la inyección de excedentes a la red, el método de remuneración por la inyección de excedentes, y las reglas para que los usuarios autoproductores puedan conectarse a las redes de distribución y transmisión.

Que la Norma Técnica de Usuarios Autoproducción Residenciales y Comerciales aprobada mediante el

acuerdo CREE-25-2022 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 31 de agosto de 2022 dicta todas las disposiciones para la conexión, registro, operación, supervisión y remuneración a la que están sujetos los usuarios autoprodutores.

ANTECEDENTES

Con el propósito de optimizar las comunicaciones y la transferencia de información entre las Empresas Distribuidoras y la CREE, la Dirección de Fiscalización impulsó el proyecto denominado “Bases de Datos Regulatorios (BDR)”, realizando reuniones con distintos actores para su planteamiento y ejecución. En este marco, se ha trabajado en colaboración con Utila Power Company (UPCO) y Roatán Electric Company (RECO), empresas que forman parte de los sistemas aislados del país, dando seguimiento al proyecto con el fin de mejorar la calidad de los datos solicitados y proporcionados, fortaleciendo así las tareas de fiscalización a cargo de la CREE.

PROCEDIMIENTO

Para poder realizar los análisis de la información se sigue una serie de actividades por parte de la CREE, mismas que se detallan a continuación:

1. **Solicitud de información:** En esta etapa se establecen las comunicaciones con la empresa distribuidora para solicitar la información que está detallada en el *artículo 5 de la NT-UAP*, así como los registros de energía que se poseen de cada usuario.
2. **Verificación de la información:** En los casos que corresponda se realiza una verificación y cotejo de la información con otros sistemas a los que la CREE tiene acceso, por medio de los cuales se puede verificar que los datos coincidan con la información presentada por las empresas con relación a los usuarios autoprodutores, y su registro de energía.
3. **Análisis de los datos:** En este proceso se realiza el filtrado de los datos y la construcción de los dashboards para la visualización de la información en formato gráfico.
4. **Informe de resultados:** Se elabora el informe con los resultados obtenidos concluyendo la información y planteando recomendaciones a seguir para los siguientes periodos de análisis.
5. **Remisión de la información:** De ser necesario se traslada la información analizada y sus resultados a las unidades interesadas previa autorización de la Dirección de Fiscalización.



El flujograma del procedimiento de revisión y análisis se muestra *en la sección de **anexos** del presente documento.*

RESULTADOS

PROYECTO BASES DE DATOS REGULATORIOS (BDR)

EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)

En atención al oficio CREE-043-2025, mediante el cual se solicitó información sobre la identificación de los usuarios autoprodutores conectados al sistema de distribución, se recibió el oficio GD-345-08-2025, que adjuntaba una plantilla con datos relacionados a los usuarios, la tecnología de conexión, la fecha de inicio de operación y el estado de cada uno. Posteriormente, tras el análisis de la información remitida, se determinó la necesidad de requerir datos adicionales y la subsanación de ciertos aspectos, por lo que se emitió el oficio CREE-337-2025 con dicho propósito. Una vez recibida la respuesta correspondiente, la información será integrada al Sistema de Bases de Datos Regulatorios, con el fin de centralizar y registrar los datos, y utilizarlos como insumo en el estudio del pliego tarifario aplicable a los usuarios autoprodutores.

SISTEMAS AISLADOS (UPCO Y RECO)

Como parte de los esfuerzos por automatizar y hacer más eficiente el proceso de análisis de la información presentada en este informe, a iniciativa de la Dirección de Fiscalización de esta Comisión, se da seguimiento al proyecto denominado Bases de Datos Regulatorios (BDR), el cual tiene por objetivo gestionar la transferencia de información entre las empresas distribuidoras y la Comisión para que esta última realice los análisis correspondientes según las facultades y responsabilidades otorgadas en la normativa vigente.

Se han mantenido las comunicaciones con las empresas que operan en algunos de los sistemas aislados del país como ser, Utila Power Company y Roatán Electric Company; y las cuáles presentan como resultados la siguiente información en lo que respecta a los Usuarios Autoprodutores.

USUARIOS AUTOPRODUCTORES UPCO

■ Activa ■ Inactiva

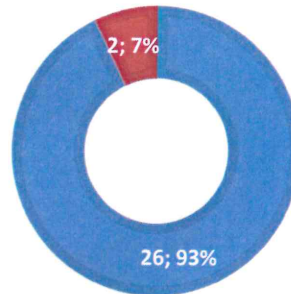


Gráfico 37 Usuarios autoprodutores registrados en el sistema UPCO

USUARIOS AUTOPRODUCTORES UPCO POR SECTOR

■ Residencial ■ Comercial

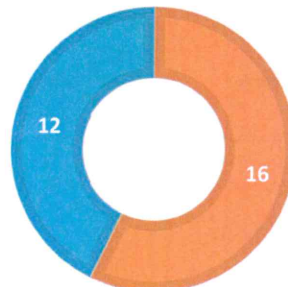


Gráfico 38 Usuarios autoprodutores del sistema UPCO por sector

USUARIOS AUTOPRODUCTORES RECO POR SECTOR

■ Residencial ■ Comercial

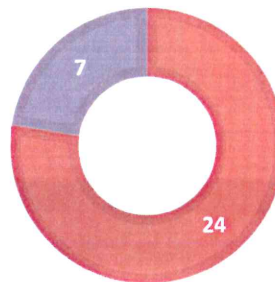


Gráfico 39 Usuarios autoprodutores registrados en el RECO

Con base en lo anterior, y debido a los registros reportados por las empresas distribuidoras mediante el proyecto BDR podemos decir que existe un cumplimiento de manera general de la norma técnica de usuarios autoprodutores; sin embargo, se identifican campos de información incompletos en algunos registros, por lo que resulta necesario continuar con la supervisión continua y requerir la actualización de los datos para fortalecer la calidad de la información presentada.

Empresa Nacional de Energía Eléctrica

CONCLUSIONES

Respecto al Proyecto BDR en Sistemas Aislados:

1. Se evidencia un cumplimiento general de la normativa aplicable por parte de los usuarios autoprodutores; no obstante, persiste la necesidad de dar seguimiento, ya que no todos los datos están siendo reportados de manera completa. Encontrándose datos nulos en campos requeridos, o incluso datos no representativos al campo en que están ingresados, tanto para UPCO y RECO.
2. Se evidencia una participación limitada de usuarios autoprodutores. Asimismo, resulta necesario verificar que la información remitida por las empresas distribuidoras se encuentre actualizada, especialmente ante la incorporación de nuevos cambios o modificaciones en sus registros.

RECOMENDACIONES

Respecto al Proyecto BDR en Sistemas Aislados:

1. Mantener la supervisión continua de la información remitida por las empresas distribuidoras mediante el Proyecto BDR, con el fin de asegurar su coherencia y cumplimiento regulatorio.
2. Fortalecer el proceso de mejora en la calidad y completitud de la información solicitada, promoviendo que los datos reportados sean oportunos, confiables y comparables entre las distintas distribuidoras.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Supervisión continua de la información del proyecto BDR	Acción	Información entregada mensualmente	Continuo	En proceso



ANEXOS

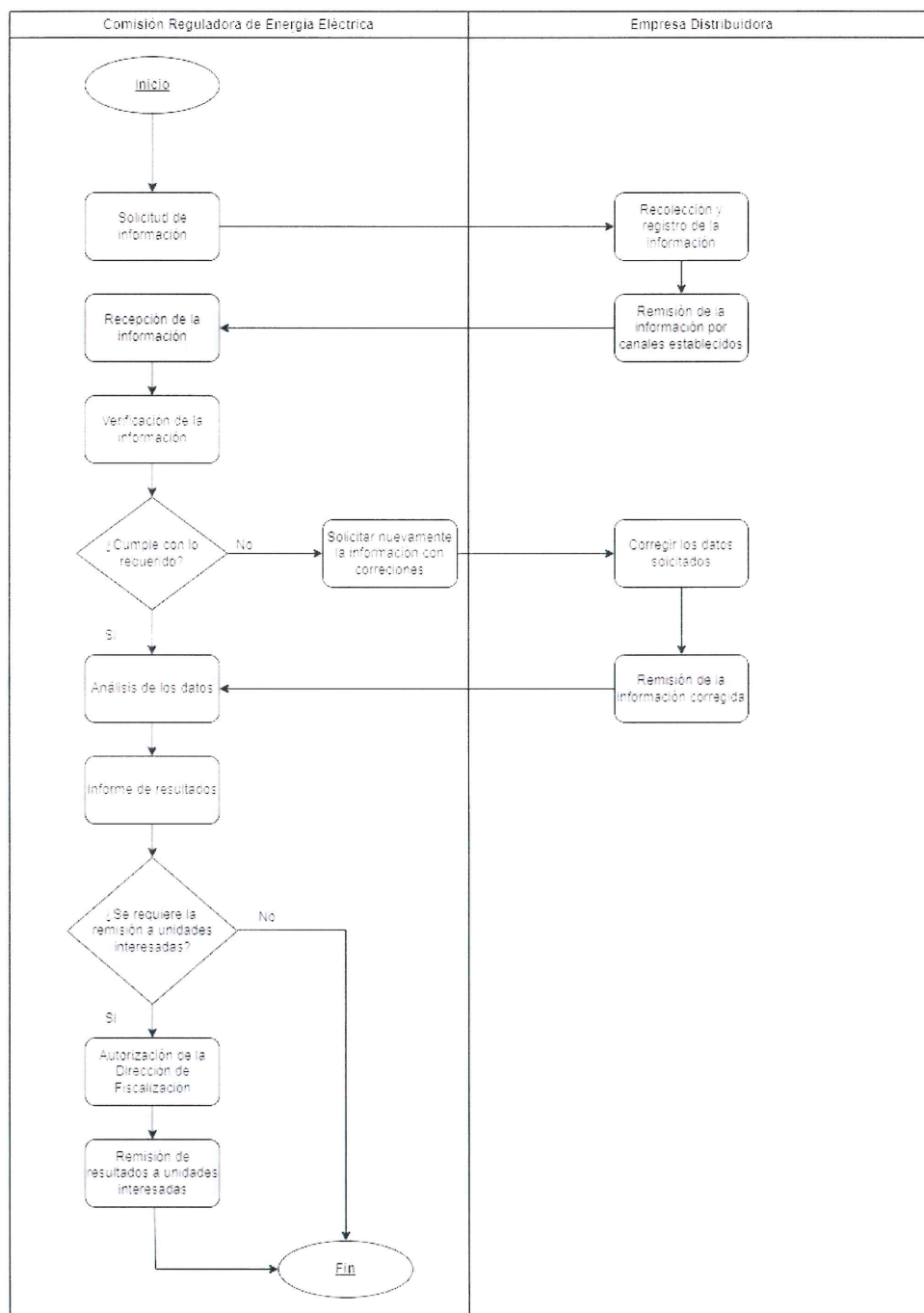


Imagen 19 Flujograma de proceso de revisión y análisis de la información