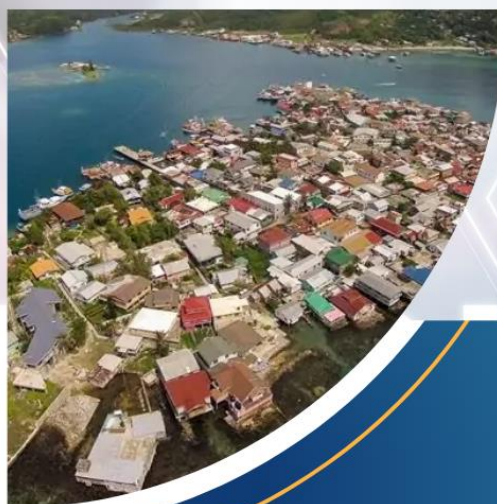


2025-TRIMESTRE IV

OTROS PROCESOS DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN EN CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES LEGALES



Dirección de
Fiscalización

DICIEMBRE 2025

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	3
INFORME DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA	12
SUPERVISIÓN SUBSIDIOS 150 KWH Y SEGUNDO SUBSIDIO PARA MITIGAR EL IMPACTO DEL CAMBIO TARIFARIO	72
INFORME DE PRESENTACIÓN DEL REGLAMENTO DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (RSED)	95
APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLE DE GUANAJA	106
INFORME DE FISCALIZACIÓN AL PROCESO COMERCIAL VINCULADO A LA RECUPERACIÓN DE ENERGÍA	121
SEGUIMIENTO DE INFORME DE INSPECCIÓN CREE-048-2025 CERVECERÍA HONDUREÑA.....	134
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-077-2025 VERIFICACIÓN DE ALUMBRADO PUBLICO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	142

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 compromisos establecidos en el Plan Operativo Anual de la institución para 2025, en particular, con respecto al Producto Final 5 del Programa 12, ha elaborado el presente documento con el fin de mostrar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el cuarto trimestre de 2025. Se describen a continuación los resultados obtenidos.

1. Supervisión del sistema aislado de Guanaja

Entre el 18 y el 25 de noviembre de 2025, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de la Dirección de Fiscalización y con apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica, realizó una inspección integral al sistema eléctrico aislado del municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. La supervisión se efectuó en el marco de la intervención ordenada por la Secretaría de Energía (SEN) mediante el Acuerdo SEN-41-2024, en el cual la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) fue designada como operadora del sistema aislado. El objetivo principal de la inspección fue evaluar el desempeño de las actividades de generación, distribución y gestión comercial, así como verificar la calidad del servicio eléctrico prestado a los usuarios.

Principales hallazgos:

1. Generación

- El sistema híbrido que cuenta con dos fases combina generación solar fotovoltaica, almacenamiento de energía a través de baterías (BESS) y generación térmica.
- Según lo manifestado por el personal de la ENEE, existen afectaciones por humedad y salitre, que comprometen componentes como generadores y transformadores.
- Se identificaron fallas activas en grupos electrógenos (incluido uno fuera de servicio) y desbalances de carga que provocan caídas del sistema en horas de máxima demanda.

- El SCADA de la Fase II no está completamente configurado, limitando la disponibilidad de mediciones confiables.
- Del análisis de la información obtenida producto de la inspección se evidencia que las baterías (BESS) presentan profundidades de descarga por debajo de lo recomendado, lo que podría acelerar su degradación.
- Se evidenciaron apagones frecuentes, tanto por fallas técnicas como por desbalance en la red.

2. Distribución

- Se levantaron 98 puntos de red con evidencia fotográfica y referenciación, se considera que las obras de repotenciación de la UTCD representan mejoras sustanciales en la infraestructura.
- Los transformadores de distribución inspeccionados se encuentran operativos, sin daños visibles; sin embargo, persisten riesgos por humedad en el entorno.
- En alumbrado público, se verificaron 110 luminarias, de las cuales el 64.54 % están operativas, con fallas notables en el sector de Mangrove.
- Los análisis efectuados producto de las campañas de calidad reflejan niveles de interrupciones superiores a los límites establecidos en la normativa técnica.

3. Gestión Comercial

- El proceso comercial presenta rezagos significativos, especialmente en lectura, facturación y actualización de usuarios.
- Aunque la mayoría de las cuentas se facturan con lectura real, persiste un porcentaje relevante de facturación utilizando promedios de consumo.
- Existen 2,958 gestiones comerciales pendientes, principalmente solicitudes de nuevo servicio, revisiones de medidor, reconexiones y estimaciones de consumo.
- La mora presenta niveles críticos: el 55 % de la deuda vencida se concentra en usuarios con más de 120 días de atraso.
- Hay saldos reclamados sin trazabilidad adecuada, producto de facturación no ejecutada en las etapas iniciales de intervención.

- La atención al usuario es limitada por falta de personal, ausencia de contacto telefónico y dificultades logísticas.

Conclusiones generales:

Si bien el sistema híbrido y las obras de repotenciación mejoran la infraestructura eléctrica, la operación actual aún presenta riesgos técnicos y operativos significativos. La ENEE requiere fortalecer la gestión de generación y distribución, finalizar la implementación del SCADA, atender los problemas de desbalance y mejorar considerablemente la capacidad de respuesta comercial y de atención al usuario.

Asimismo, es indispensable normalizar la medición, depurar la base de datos comercial y corregir los saldos reclamados para garantizar transparencia y continuidad del servicio.

2. Supervisión de la aplicación de subsidios

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, a fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios.

Dentro de estas funciones se incluye la supervisión de la correcta aplicación de los subsidios, conforme a los decretos ejecutivos PCM-02-2022, PCM-57-2023 y PCM-02-2025, que establecen los lineamientos para el subsidio de hasta 150 kWh y el decreto ejecutivo PCM-57-2023 que contempla el segundo subsidio que corresponde al ajuste tarifario.

En ese contexto, se presenta el siguiente informe, el cual consolida los resultados de los procesos de supervisión realizados tanto para el 4to trimestre comprendido desde septiembre 2025 a noviembre 2025, como el resumen anual del periodo 2022 a 2025.

Donde:

- a) Existe un cumplimiento general de los Decretos Ejecutivos PCM-57-2023 y PCM-02-2025 por parte de los actores involucrados en la aplicación del subsidio de 150 kWh. Además, se identificaron inconsistencias en la información contenida en las bases de datos las cuales requieren de una revisión posterior y acciones correctivas por parte de la ENEE.
- b) En relación con el segundo subsidio por ajuste tarifario, la disminución de la tarifa aprobada por la CREE en comparación con la tarifa de referencia (5.74 L/kWh) derivó en

una reducción progresiva del monto subsidiado, concluyendo en el mes de octubre con un valor igual a cero.

- c) Con respecto los análisis históricos en promedio, ha habido un incremento del número de usuarios considerados para el proceso del *subsidio de 150 kWh*, sin embargo, ha habido una disminución del monto subsidiado en comparación con el año 2024.

A su vez, con respecto al *segundo subsidio*, se puede ver que la tendencia de crecimiento de este tuvo su punto máximo en el año 2024, pero para el año 2025 fue disminuyendo, con el mes de octubre siendo de cero.

3. Apoyo en la supervisión de los precios de combustible en la isla de Guanaja

Este informe resume las acciones realizadas en relación con la evaluación del costo del combustible y el ajuste tarifario aplicado en el sistema aislado de la isla de Guanaja. Se destacan los estudios técnicos desarrollados por esta Dirección para estimar un precio de referencia, considerando los costos logísticos desde La Ceiba y la estructura de precios vigente, excluyendo el impuesto ACPV. Con base en este análisis, se aprobó una tarifa transitoria mediante el Acuerdo CREE-05-2025, sujeta a ajustes según el dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN).

Durante el proceso de seguimiento, se recibió documentación complementaria que permitió avanzar en la verificación de los precios reportados por la ENEE. A partir de marzo de 2025, se observó una alineación de los precios facturados con los valores técnicos estimados, con una variación mínima del -1.32 % en la revisión de los meses de julio, agosto y septiembre, lo que valida la metodología aplicada. En ese sentido, el informe concluye con recomendaciones orientadas a fortalecer la coordinación interinstitucional y asegurar la disponibilidad oportuna de información para futuros procesos de revisión tarifaria.

4. Socialización del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución

En el marco del fortalecimiento del marco regulatorio aplicable al servicio eléctrico de distribución, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó y publicó la versión actualizada del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), incorporando modificaciones relevantes orientadas a mejorar la claridad normativa, fortalecer la

protección de los derechos de los usuarios y establecer criterios más precisos para la prestación del servicio por parte de las empresas distribuidoras.

Una vez publicada la versión final del RSED, y considerando la magnitud de los cambios introducidos, la CREE identificó la necesidad de desarrollar acciones informativas que permitieran dar a conocer las modificaciones aprobadas, su finalidad y alcance, así como los criterios aplicables para su interpretación e implementación. En ese contexto, se determinó que la socialización del reglamento resultaba fundamental para asegurar que los actores directamente vinculados al subsector eléctrico, así como instituciones y entes con incidencia indirecta, contaran con información clara y oportuna sobre el contenido de las modificaciones realizadas al RSED.

Durante el desarrollo del evento se evidenció un alto interés por parte de los participantes, reflejado en la cantidad y diversidad de consultas formuladas, particularmente en temas vinculados a la atención de reclamos, medición, facturación, energía consumida y no pagada, depósito en garantía y procedimientos operativos asociados al servicio eléctrico de distribución. Asimismo, los insumos obtenidos durante la jornada permitieron identificar temas que requieren seguimiento posterior y coordinación interinstitucional, contribuyendo a una mejor comprensión de los desafíos asociados a la implementación del RSED.

Como acción complementaria al evento presencial, y con el objetivo de ampliar el alcance de la divulgación, la CREE desarrolló y publicó un podcast informativo a través de sus redes sociales y plataformas oficiales. Este material permitió profundizar de manera detallada en los aspectos relevantes del RSED, abordando el contenido de los artículos modificados, su finalidad y el proceder aplicable por parte de los entes involucrados, quedando además disponible como material de consulta para atender dudas posteriores por parte de los usuarios y actores del subsector eléctrico.

5. Acompañamiento a las inspecciones que realiza el Ministerio Público a empresas generadoras solares fotovoltaicas

El Ministerio Público solicitó a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la designación de personal para participar, en calidad de veedores, en inspecciones in situ realizadas en diversas plantas generadoras de energía solar fotovoltaica ubicadas en la zona

sur del país. Estas diligencias se desarrollaron del 03 al 05 de noviembre de 2025, en el marco de un equipo interinstitucional conformado por el Ministerio Público, la Secretaría de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

La CREE actuó en calidad de veedor durante las inspecciones in situ de las plantas generadoras de energía fotovoltaica ubicadas en la zona sur del país, limitándose a la observación y documentación del proceso, sin involucrarse directamente en las actividades de inspección técnica o legal que competen a los demás integrantes del equipo interinstitucional. Asimismo, aportó documentación gráfica mediante fotografías, videos y tomas aéreas realizadas con el DRON institucional, lo que facilitó la corroboración de la integridad y disposición de los parques fotovoltaicos.

Como recomendación, se sugiere a la CREE mantener el acompañamiento en futuras inspecciones, preservando el carácter técnico-regulatorio de la CREE y sin invadir las competencias del Ministerio Público.

6. Informe de Fiscalización al Proceso Comercial Vinculado a la Recuperación de Energía

En el marco de las acciones de fiscalización realizadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se llevó a cabo una revisión técnica y normativa sobre las correcciones efectuadas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE relacionadas con ajustes aplicados por concepto de Energía Consumida No Pagada (ECNP).

Como resultado de los requerimientos de información formulados, la ENEE remitió una base de datos que incluyó 5,510 cuentas de usuario, clasificadas en dos grupos principales: 2,272 cuentas con ajuste sin convenio vigente y 1,228 cuentas con ajuste y convenio de pago vigente. La empresa indicó que ciertas cuentas no habían sido corregidas debido a limitaciones técnicas de su sistema comercial, particularmente en aquellos casos asociados a convenios de pago, señalando además que requería un plazo adicional para completar las actualizaciones correspondientes. Posteriormente, mediante oficio de fecha 13 de marzo de 2025, la ENEE informó el cierre definitivo del proceso de corrección de dichos reclamos.

Con el fin de verificar de manera independiente las acciones informadas por la empresa, la CREE efectuó un muestreo técnico de 360 cuentas, seleccionado conforme a criterios estadísticos mínimos que garantizan la representatividad de la muestra respecto del

universo de registros analizados. La muestra incluyó usuarios con y sin convenio de pago, permitiendo evaluar de forma integral el tratamiento aplicado a los ajustes de energía.

Del análisis de la muestra se constató que, en la mayoría de los registros evaluados, la ENEE procedió a anular el ajuste de energía previamente aplicado. En términos cuantitativos, la muestra analizada comprendió 360 usuarios, de los cuales 332 usuarios registraron la anulación del ajuste, correspondiente a 2,367,306.00 kWh, equivalentes a L 13,680,850.92. No obstante, se identificaron 28 usuarios en los que el ajuste de energía no fue anulado, correspondientes a 14,013.00 kWh, equivalentes a L 71,276.04.

Adicionalmente, se realizó un análisis específico para determinar si existía alguna relación entre la anulación de los ajustes y el período de aplicación de los mismos, diferenciando entre ajustes correspondientes a períodos mayores y menores a seis meses, conforme a la recomendación indicada en el Oficio CREE-243-2023. Los resultados evidencian que no se identifica un patrón o peculiaridad que permita asociar la corrección de los ajustes exclusivamente al período de tiempo analizado, ya que en ambos rangos se observaron tanto ajustes anulados como ajustes no anulados.

Derivado de los resultados obtenidos, se identificaron hallazgos asociados a la aplicación diferenciada de las correcciones, lo que determina la necesidad de profundizar en la revisión de los criterios utilizados por la ENEE para determinar la anulación de determinados ajustes de energía. En ese sentido, las actuaciones actuales se enmarcan en una etapa de fiscalización y verificación adicional, orientada a contar con un análisis integral que permita sustentar cualquier determinación posterior por parte de la Comisión.

7. Seguimiento de inspección CREE-048-2025 Cervecería Hondureña

En esta sección se describen las recomendaciones y conclusiones obtenidas del proceso de inspección. Asimismo, se describen las acciones de seguimiento realizadas por el Departamento de Fiscalización en el trimestre IV de 2025.

8. Informe de inspección CREE-077-2025 Verificación de Alumbrado Público en el SIN

La Dirección de Fiscalización llevó a cabo el proceso de inspección **CREE-077-2025** entre el 03 y el 17 de noviembre de 2025, mediante campañas de supervisión del sistema de alumbrado público en el SIN. El objetivo fue verificar el estado operativo y las características

tecnológicas de una muestra de luminarias pertenecientes a la Empresa Distribuidora, contrastando la información reportada con la observada en campo.

Durante la jornada nocturna se inspeccionaron 751 luminarias, de las cuales el 72 % se encontraban en buen funcionamiento, mientras que el 28 % presentaban anomalías, como apagadas o con operación intermitente. Esta condición representa una reducción estimada de 12,311.36 kWh por mes en el cálculo de energía, equivalente al 0.05 % del valor originalmente en revisión. En la jornada diurna se identificó que el 3.06 % de las luminarias permanecían encendidas de manera permanente, lo que evidencia ineficiencias en el sistema. Además, se detectaron otras irregularidades, como luminarias sin difusor (4 %), afectadas por maleza (6 %) y con soportes dañados (2 %).

En cuanto a la verificación tecnológica, se encontraron discrepancias significativas entre la información declarada y la observada en campo. El bloque de sodio resultó 48.22 % menor respecto a lo reportado, mientras que el bloque LED presentó un incremento del 48.16 %. Asimismo, se constató la presencia de otras tecnologías, como mercurio y ahorrador, y cinco puntos sin luminaria instalada. Se observó también una amplia variación en las potencias de luminarias LED, atribuida a sustituciones realizadas por iniciativa de los usuarios. Finalmente, se confirmó que las luminarias registradas como duplicadas en la base de datos corresponden a postes con más de una luminaria instalada, situación frecuente en bulevares.

Como resultado de estos hallazgos, se recomienda incorporar la información obtenida en el cálculo corregido del volumen de energía para el Informe de Fiscalización, remitir a la Empresa Distribuidora el listado de luminarias apagadas para su corrección.

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-078-2025 SISTEMA AISLADO DE GUANAJA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA

INTRODUCCIÓN

El presente documento tiene como objetivo mostrar los resultados de la inspección realizada en el sistema aislado del municipio de Guanaja, Islas de la Bahía, por la Dirección de Fiscalización, con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica, entre el 18 y 25 de noviembre de 2025. Dicha inspección nace en el contexto de la intervención a dicho sistema acordada por la Secretaría de Energía (SEN o Secretaría), la cual designó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) como operador del sistema durante el período de intervención. Dentro de este marco de intervención, se desarrolló un proyecto PERLA que cuenta con dos fases implementadas en dicho sistema.

En este contexto, el alcance de la inspección abarcó tres ejes principales, siendo estos generación, distribución y gestión comercial. En este informe se consolidan los hallazgos obtenidos durante la inspección, así como los análisis técnicos y regulatorios derivados de ellos, con el fin de fortalecer la supervisión del sistema aislado de Guanaja y contribuir al aseguramiento de la calidad, continuidad y eficiencia en la prestación del servicio eléctrico.

OBJETIVOS

1. Generación:

Realizar una supervisión a los costos de generación reportados por la empresa operadora del proyecto Perla en el municipio de Guanaja, departamento de Islas de la Bahía; con el fin de verificar que estos se correspondan con niveles eficientes y estén alineados con el marco regulatorio vigente, garantizando así la transparencia tarifaria y el cumplimiento de los principios de eficiencia económica y protección al usuario.

2. Distribución y Generación:

Verificar el cumplimiento de las obligaciones asumidas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el marco de la intervención por parte de SEN al sistema aislado de la isla de Guanaja, mediante la realización de una inspección técnica a los sistemas de generación y distribución, conforme a lo establecido en el Acuerdo SEN-041-2024 y a la información contenida en los informes bimestrales remitidos a la Comisión.

3. Gestión Comercial:

Supervisar y verificar en campo la información remitida por las empresas distribuidoras a la CREE en el marco del Proyecto de Bases de Datos Regulatorios (BDR), mediante la revisión de la integridad y consistencia de los datos relacionados con la gestión y operación comercial, con el propósito de validar su cumplimiento con el marco regulatorio vigente, conforme a lo establecido en la planificación anual de la Dirección de Fiscalización.

4. Campañas de Calidad:

Supervisar y verificar el cumplimiento de la calidad del producto y servicio de energía eléctrica que se ofrece a los usuarios de la Isla de Guanaja.

MARCO LEGAL

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014 y sus reformas, constituye el marco jurídico principal que regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en Honduras. La LGIE creó a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Entre las funciones asignadas a la CREE se incluyen aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual, la CREE podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas del Sector o los consumidores le hayan suministrado.

La LGIE en su artículo 8, literal B, establece que la Secretaría, previa opinión de la CREE, puede acordar la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

Que el artículo 14 de la LGIE indica que las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados podrán tener sus propias centrales generadoras, y que estas empresas deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.

Que el artículo 18 de la LGIE indica que en ningún caso se trasladarán 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.

Que la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica contenida en el Decreto 46-2022, reconoce lo siguiente:

- i. Que el servicio de energía eléctrica se declara como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.
- ii. Que el Estado de Honduras asume la obligación de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a toda la población urbana y rural, y ejercerá el control a través de la ENEE como una empresa pública responsable de la generación, transmisión y distribución.
- iii. Que el artículo 3 de la Ley supra mencionada reconoce a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica como el ente regulador.

ANTECEDENTES

En fecha 02 de mayo de 2024 la SEN emitió el Acuerdo SEN-41-2024, mediante el cual intervino integralmente el sistema eléctrico aislado del municipio de Guanaja, departamento de Islas de la Bahía, operado por la sociedad mercantil Bonacco Electric Company, S. A. de C. V. (BELCO), debido a la mala calidad del servicio público de energía eléctrica y los altos costos ofrecidos a la población.

Mediante el referido acuerdo, se delegó la ENEE, en su calidad de ente técnico especializado y empresa pública responsable de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la asunción y el ejercicio del control de dichas actividades en el sistema aislado de la isla de Guanaja. Esta delegación comprende las responsabilidades inherentes al suministro, distribución y comercialización de la energía eléctrica, así como la administración, operación y mantenimiento del sistema eléctrico, y la ejecución de todas las acciones de coordinación, administrativas y regulatorias necesarias para garantizar a la población un suministro de energía eléctrica eficiente y sostenible.

El sistema aislado, operado actualmente por la ENEE, tiene una capacidad de generación híbrida de aproximadamente 5.7 MW. Es el primer sistema aislado que cuenta con un pliego tarifario aprobado por la CREE mediante el Acuerdo CREE-06-2025 “APROBACIÓN DEL COSTO DE SERVICIO Y ESTRUCTURA TARIFA TRANSITORIA QUE APLICARÁ LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SUS USUARIOS FINALES DE LA ISLA DE GUANAJA”, haciendo que la aplicación de la Norma Técnica

de Calidad de Distribución entre en aplicación y por ende el sistema se seleccionó para realizar las actividades de supervisión de la Calidad del Producto, Costos de Generación y Gestión comercial.

En seguimiento a lo anterior, es importante señalar que la CREE ha mantenido un seguimiento permanente en la fiscalización del sistema aislado de Guanaja desde el año 2022, mediante la emisión de informes técnicos y legales, la realización de inspecciones in situ y el acompañamiento regulatorio durante los procesos de transición. La función de fiscalización de la CREE se basa en lo dispuesto en el artículo 8 de la Ley General de la Industria Eléctrica, el cual establece que, para garantizar la continuidad del servicio público de energía eléctrica, el Estado supervisará la operación del subsector a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). En virtud de dicha atribución, la CREE está facultada para realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de verificar el desempeño de las empresas de generación, transmisión o distribución, especialmente cuando exista riesgo de afectación a la continuidad o seguridad del servicio.

INSPECCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

OBJETIVOS

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), publicada mediante Decreto Legislativo 404-2013 y sus reformas, establece en su artículo 14 que las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados podrán tener sus propias centrales generadoras. Para tal fin la LGIE además describe que dichas empresas deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.

En este sentido, el presente informe tiene como objetivos evaluar el estado actual de la actividad de generación en el sistema aislado del municipio de Guanaja, departamento de Islas de la Bahía, el cual es operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en particular:

1. Levantar los procesos de operación y mantenimiento de generación realizados por la ENEE para el suministro de la demanda eléctrica de la comunidad;
2. Identificar el estado actual de central de generación híbrida implementada mediante el proyecto PERLA;
3. Recopilar los insumos necesarios asociados a la actividad de generación para la revisión y actualización de las tarifas correspondientes al sistema aislado de Guanaja, como ser la operación del sistema y las compras de combustible.

PROCEDIMIENTO

La inspección de la actividad de generación y los costos asociados a esta se realizó llevando a cabo el procedimiento establecido en el artículo 9 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE). En particular, la inspección consistió en una revisión en campo de la central de generación identificando y realizando mediciones sobre los elementos más relevantes de la central. Asimismo, se desarrolló una entrevista al personal encargado de la planta con el fin de identificar los procesos de operación, mantenimiento, administración y adquisición del combustible asociados a la generación.

Finalmente, se procedió a la elaboración y firma de un acta de inspección a efectos de constatar lo manifestado por las partes intervinientes.

RESULTADOS

Aspectos generales

Durante la entrevista el personal encargado manifestó lo siguiente: la Fase I de la central de generación inició operaciones en marzo de 2024 contando con los siguientes componentes: Generación solar fotovoltaica de 600 kW, almacenamiento de energía (BESS) de 600 kWh, Generación térmica: 2 grupos de 750 kW (que entraron en operación en abril de 2025) y 3 grupos de 400 kW; por otro lado la Fase II tuvo una puesta en servicio progresiva entre febrero, mes en el que se realizaron las pruebas de conexión de la segunda fase, y abril de 2025 (cuando entró en operación completa), contando con los siguientes componentes: Generación solar FV de 2.4 MW, BESS de 6.33 MWh y ampliación de infraestructura eléctrica.

A continuación, en la **Imagen 1** se presenta el diagrama unifilar de la central de generación.

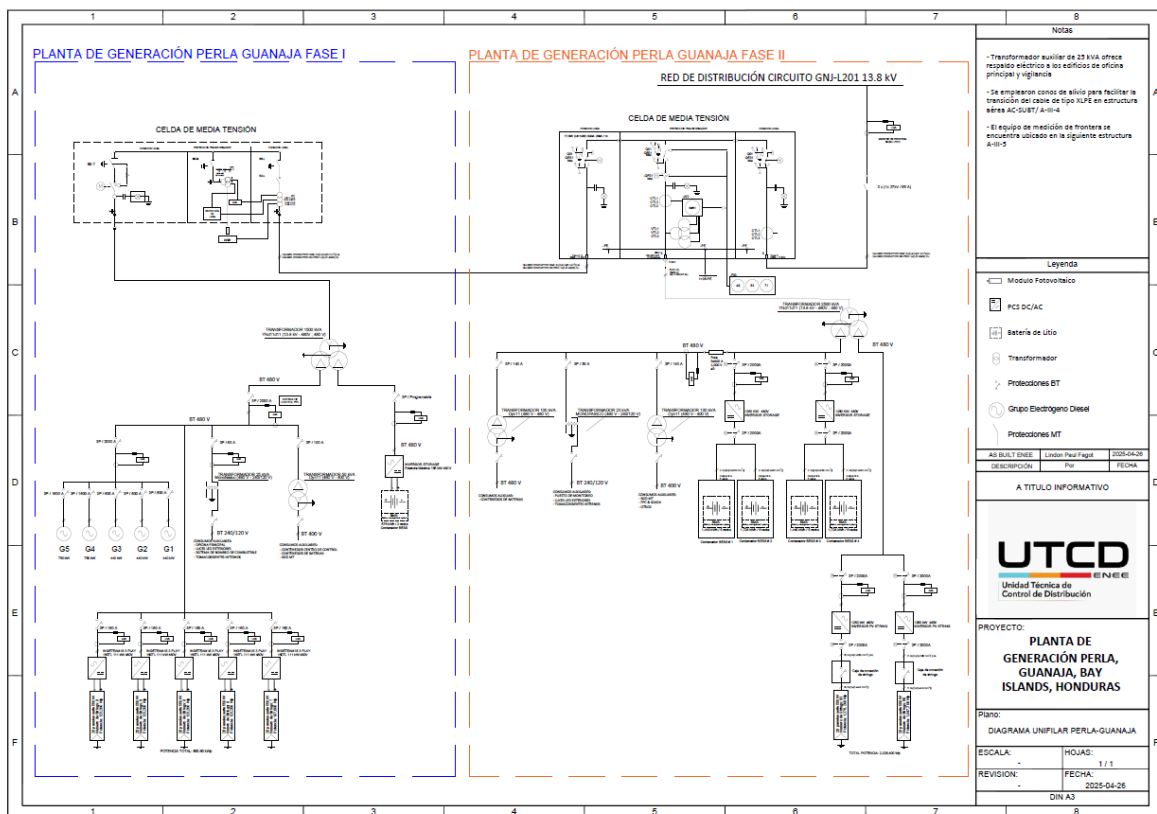


Imagen 1 Diagrama unifilar proyecto PERLA – Sistema aislado de Guanaja

Es posible observar que la central cuenta con 2 transformadores de potencia, uno para la Fase I con capacidad de 1.5 MVA y un segundo para la Fase II con capacidad de 2.5 MVA. La configuración de la central permite la operación de los equipos de generación en un nivel de tensión de 480 V. Para el transformador de la Fase I, el devanado primario se conecta a la red de distribución, al devanado secundario se conectan los sistemas auxiliares y el consumo propio de generación, así como los grupos electrógenos y los inversores, por último, en el terciario se conectan los bancos de baterías, para el transformador de la Fase II, el devanado primario se conecta a la red de distribución, al devanado secundario se conectan los inversores, por último, en el terciario se conectan los bancos de baterías.

Generación solar fotovoltaica

El proyecto está compuesto por dos fases:

Fase I:

El parque de generación solar consiste en 1,094 paneles de 550 Wp distribuidos en un arreglo de 39 mesas conectadas a 5 inversores de marca INGETEAM y modelo INGECON SUN 160TL, resultando en una potencia total instalada de aproximadamente 600 kWp.

La **Imagen 2** y la **Imagen 3** muestran, respectivamente, los paneles solares instalados en la Fase I y los datos de placa de estos.



Imagen 2 Paneles solares en proyecto PERLA Fase I (Fuente: propia)

Talesun PHOTOVOLTAIC MODULE Type: TP7F72M(H)-550	
Maximum Power(Pmax)	550W
Power Tolerance	±3%
Open Circuit Voltage(Voc)	49.92±4%V
Short Circuit Current(Isc)	14.00±4%A
Operating Voltage(Vmpp)	41.96V
Operating Current(Imp)	13.11A
Maximum Series Fuse	25A
Maximum System Voltage	1500VDC
Nominal Module Operating Temperature(NMOT)	43±2°C
Module Weight	28Kg
Module Dimensions	2279x1134x35mm
PV module classification	Class II
STC:1000W/m²,AM1.5,25°C	

Imagen 3 Placa de panel solar Fase I (Fuente: propia)

El módulo Talesun, bajo condiciones típicas de operación (definidas por su temperatura nominal de funcionamiento NOCT), debería operar con una temperatura aproximadamente 20–25 °C superior a la temperatura ambiente. En el contexto de Guanaja, donde la temperatura promedio es de 27–30 °C, se espera que los módulos operen normalmente en el rango de 47–55 °C. Temperaturas significativamente superiores o diferencias térmicas localizadas pueden indicar anomalías térmicas como hotspots, suciedad severa o fallas eléctricas internas. En la **Imagen 4** se muestra una toma termográfica realizada con el DRON, en la cual se observan puntos de temperatura elevada, pequeños y localizados, en uno de los módulos inspeccionados, patrón térmico comúnmente asociado a la presencia de hotspots.

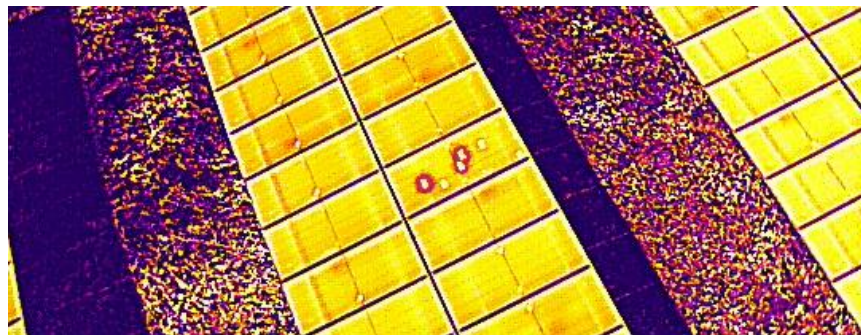


Imagen 4 Termografía encima del panel solar (Fuente: propia)

La presencia de hotspots puede tener implicaciones tanto operativas como de confiabilidad del sistema fotovoltaico. Estos puntos de sobrecalentamiento localizado pueden provocar una reducción en el rendimiento del módulo afectado, acelerar procesos de degradación de las celdas y,

en casos persistentes, incrementar el riesgo de daño permanente o fallas prematuras del módulo. Por ello, su identificación temprana mediante inspecciones termográficas resulta relevante para definir acciones correctivas, tales como limpieza y/o revisión de conexiones eléctricas.

Por otro lado, el personal de la planta indicó que existen daños en el cableado de puesta a tierra de los paneles, debido a la presencia de roedores en la zona. Esto ha provocado que varios strings de paneles presenten fallas a tierra, por lo cual se realizan mantenimientos semanales con el fin de realizar limpieza y tomar mediciones termográficas de los paneles.

La **Imagen 5** y la **Imagen 6** describen los datos de placa de los inversores instalados en la Fase I.



Imagen 5 Inversor Fase I (Fuente: propia)

Ingeteam		
INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A. - Energy Av. Ciudad Innovación 13, 31621 Sarriena (Navarre) SPAIN		
INGECON SUN 3 PLAY		
Model:	INGECON SUN 160TL	
S/N	390821270486	
DC INPUT		
V _{dcmax}	1500 V	
I _{scpv}	250 A	
AC OUTPUT		
F	50/60 Hz	
Power Factor	0 - 1	
I _{acmax}	134 A	
AC OUTPUT		
DC INPUT		
V _{ac}	P _{ac}	V _{mppt}
400V	92.8 kW	576 - 1250 V
V _{max}	P _{ac} kW	V _{max} - 1250 V
690V	160 kW	994 - 1250 V
$P_{NOM} (*) = V_{ACNOM} * I_{ACmax} * \sqrt{3}$		
$V_{MPPTmax} = V_{ACNOM} * 1.44$		
Enclosure	IP 65	
Temperature	-25 °C - +65 °C	
OVC	Category III (AC) / Category II (DC)	
Protection Class	Class I	

Imagen 6 Placa de inversores Fase I (Fuente: propia)

Por otro lado, en la **Imagen 7** se muestra que la puesta a tierra de los inversores está en un buen estado, muy por debajo de un ohmio (Ω), cumpliendo con los niveles definidos en normativa internacional tales como la IEEE 80 que establece un límite de 5 Ω para el caso de subestaciones de distribución.



Imagen 7 Medición de puesta a tierra en inversor

Fase II:

El parque de generación solar consiste en 4,106 paneles de 600 Wp distribuidos en un arreglo de 155 mesas conectadas a 15 stream box, que están conectados 2 inversores de marca INGLETEAM y modelo INGECON SUN 1245TL, resultando en una potencia total instalada de aproximadamente 2,300 kWp.

La **Imagen 8** y la **Imagen 9** muestran, respectivamente los paneles solares instalados en la Fase II y los datos de placa de estos. Es posible observar que los paneles utilizados en esta fase son diferentes a los instalados en la Fase I.



Los módulos fotovoltaicos S-Energy modelo SL65-72BGJ-550S presentan una temperatura nominal de operación (NOCT) de $45\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$, lo que implica que, bajo condiciones típicas de irradiancia, su temperatura de servicio se sitúa aproximadamente en el rango de $20\text{--}25\text{ }^{\circ}\text{C}$ por encima de la temperatura ambiente. Considerando que en la isla de Guanaja la temperatura ambiente promedio se encuentra en el rango de $27\text{--}30\text{ }^{\circ}\text{C}$, se espera que los módulos operen normalmente entre 47 y $55\text{ }^{\circ}\text{C}$, pudiendo alcanzar valores puntuales de hasta $60\text{--}65\text{ }^{\circ}\text{C}$ en condiciones de alta irradiancia.

La **Imagen 10** y la **Imagen 11** describen los datos de placa de los inversores instalados en la Fase II.



Imagen 10 Inversor Fase II (Fuente: propia)

Ingeteam INGETEAM POWER TECHNOLOGY S.A. - Energy 31621 Sarriguren (Navarra) SPAIN Tel : +34 948 28 60 00		CE UK CA	
Model / Type	INGECON SUN 1245TL B480		
Serial Number	GA0024221249		
DC INPUT V _{dc} max 1500 Vdc I _{dc} max 1870 A V _{MPP1} 697 - 1300 V		AC INPUT Vac / I 3X 480 Vac - 50/60 Hz Pac 1247 @ 30C/1122 @ 50C [kVA] Power factor 0 - 1 I _{ac} max 1500 @ 30C / 1350 @ 50C [A]	
Enclosure	IP54		
Temperature	- 20°C - + 60°C		
Protection class	Class I		
OVC	Category III (AC) / Category II (DC)		
		 GA0024221249 AOH0064IGL01 0	

Imagen 11 Placa de inversores Fase II (Fuente: propia)

La medición de la puesta a tierra de los inversores en esta fase no fue posible debido al sellado hermético que poseen. El personal encargado indicó que, al intentar abrir o manipular el equipo, se dispararían sus protecciones internas.

Generación térmica

Con respecto a los grupos electrógenos que utilizan combustible diésel, el proyecto cuenta con 5 en total, 2 de 750 kW cada uno y 3 de 400 kW cada uno como se indica en la **Tabla 1**. Durante el proceso de inspección se consultó al encargado de la ENEE por la diferencia entre la capacidad declarada de

400 kW y la indicada en el diagrama unifilar de 440 kW, sin embargo, el encargado mencionó que en realidad la capacidad que los grupos electrógenos han demostrado es de 400 kW y por eso esta fue la capacidad declarada en la entrevista. Todos los grupos electrógenos se encuentran instalados en la Fase I del proyecto, por lo cual es esta fase la que cubre toda la demanda del sistema aislado cuando la generación solar es baja o nula (por la noche) y cuando los bancos de baterías se han descargado y no pueden seguir aportando potencia al sistema.

Generador	Capacidad [kW]	Marca	Estado (A la fecha de inspección)
#1	400	HIMOINSA	Operativo
#2	400	HIMOINSA	Operativo (con fallas)
#3	400	HIMOINSA	Operativo
#4	750	DAGARTECH	Operativo (con fallas)
#5	750	DAGARTECH	Fuera de servicio

Tabla 1 Características de los grupos electrógenos

A la fecha de la inspección se identificó que el generador #5 (con capacidad de 750 kW) está dañado y parado completamente desde el 21 de octubre de 2025. El personal de la planta indicó que encontró silicón en la pieza que lubrica los cilindros, por lo que los encargados de la ENEE se encuentran gestionando con el proveedor para hacer válida la garantía del fabricante. Por otro lado, el generador #2 presenta fallas en el sensor de presión y el generador #4 se sale de operación cuando aumenta la carga debido al desbalance que existe en el sistema.



Imagen 12 Grupos electrógenos #1, #2, #3, #4 y #5

A partir de la inspección se encontró que el grupo electrógeno #1 cuenta con 1,372 arranques desde su instalación y una operación que suma alrededor de 2,808 horas y 42 minutos. En la **Imagen 13** se

muestra la evidencia de lo expuesto anteriormente, asimismo, en la **Imagen 14** se presentan los datos de placa del equipo en cuestión.



Imagen 13 Pantalla del grupo electrógeno #1



Imagen 14 Datos de placa del grupo electrógeno #1

Se encontró que el grupo electrógeno #2 cuenta con 1,374 arranques desde su instalación, y suma alrededor de 2,850 horas y 47 minutos de operación. En la **Imagen 15** Imagen 13 se muestra la evidencia de lo expuesto anteriormente, asimismo, en la **Imagen 16** se presentan los datos de placa del equipo en cuestión.



Imagen 15 Pantalla del grupo electrógeno #2



Imagen 16 Datos de placa del grupo electrógeno #2

El grupo electrógeno #3 cuenta con 1,203 arranques desde su instalación, y suma alrededor de 2,354 horas y 14 minutos de operación. En la **Imagen 17** se muestra la evidencia de lo expuesto anteriormente. Asimismo, en la **Imagen 18** se presentan los datos de placa del equipo en cuestión.



Imagen 17 Pantalla del grupo electrógeno #3



Imagen 18 Datos de placa del grupo electrógeno #3

El grupo electrógeno #4 cuenta con 672 arranques desde su instalación, y suma alrededor de 4,152 horas y 32 minutos de operación. En la **Imagen 19** se muestra la evidencia de lo expuesto anteriormente. Asimismo, en la **Imagen 20** se presentan los datos de placa del equipo en cuestión.



Imagen 19 Pantalla del grupo electrógeno #4



Imagen 20 Datos de placa del grupo electrógeno #4

Finalmente, el grupo electrógeno #5 cuenta con 417 arranques desde su instalación, y suma alrededor de 330 horas y 3 minutos de operación. En la **Imagen 21** se muestra la evidencia de lo expuesto anteriormente. Asimismo, en la **Imagen 22** se presentan los datos de placa del equipo en cuestión. Como fue mencionado anteriormente, este grupo electrógeno está fuera de operación, en la **Imagen 23** se muestra como el personal de la ENEE intenta mantener sin humedad al equipo mientras el mismo es reparado.

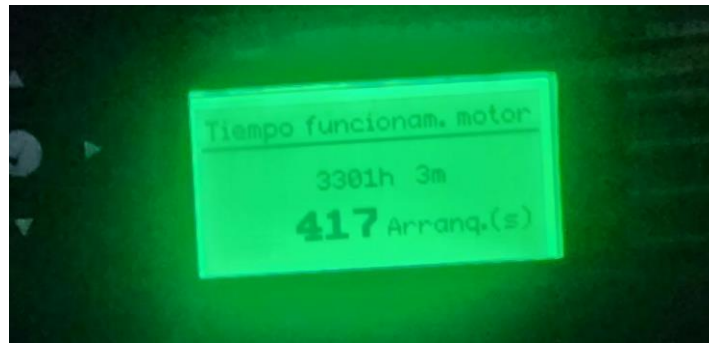


Imagen 21 Pantalla del grupo electrógeno #5



Imagen 22 Datos de placa del grupo electrógeno #5



Imagen 23 Interior del grupo electrógeno #5

Almacenamiento de energía eléctrica por medio de bancos de baterías

El sistema de almacenamiento de energía eléctrica de la Fase I, basado en bancos de baterías, posee una capacidad de 600 kWh y está compuesto por baterías de litio marca NARADA agrupadas en 2 racks, cada rack con 15 baterías.

Por otro lado, el sistema de almacenamiento de energía eléctrica de la Fase II posee una capacidad de 6 MWh, está compuesto por baterías de litio agrupadas en 22 racks, cada rack con 15 celdas o baterías (330 celdas en total) y una capacidad de 272 kWh por rack.



Imagen 24 Rack de baterías de litio NARADA



Imagen 25 Inversor banco de baterías Fase II

El personal manifestó que se cuenta con sistemas de seguridad contra incendios dentro del contenedor en donde se encuentran las baterías y que todos los equipos de generación tienen garantías de fabricantes.

Transformadores de potencia

Debido a que el proyecto está dividido en dos fases, se cuenta con dos transformadores de potencia:

Fase I: Un transformador de potencia trifásico con tres devanados, con una capacidad de 1.5 MVA, y grupos vectoriales YNd11d1, operando en niveles de tensión de 13.8 kV y 480 V. Los datos de placa del transformador se muestran en la **Imagen 26**. Este transformador, conforme fue indicado por el personal de la central, presenta un desbalance en su segunda fase que es causado por las conexiones de carga que están realizando actualmente en varias zonas del municipio de Guanaja y, debido a que las máquinas no son robustas para soportar el desbalance, el sistema colapsa en la noche cuando se presenta la máxima demanda en el sistema.

Fase II: Un transformador de potencia trifásico con tres devanados, con una capacidad de 2.5 MVA, y grupos vectoriales YNd11d1, operando en niveles de tensión de 13.8 kV y 480 V. Los datos de placa del transformador se muestran en la **Imagen 27**.



Imagen 26 Datos de placa del transformador de potencia Fase I

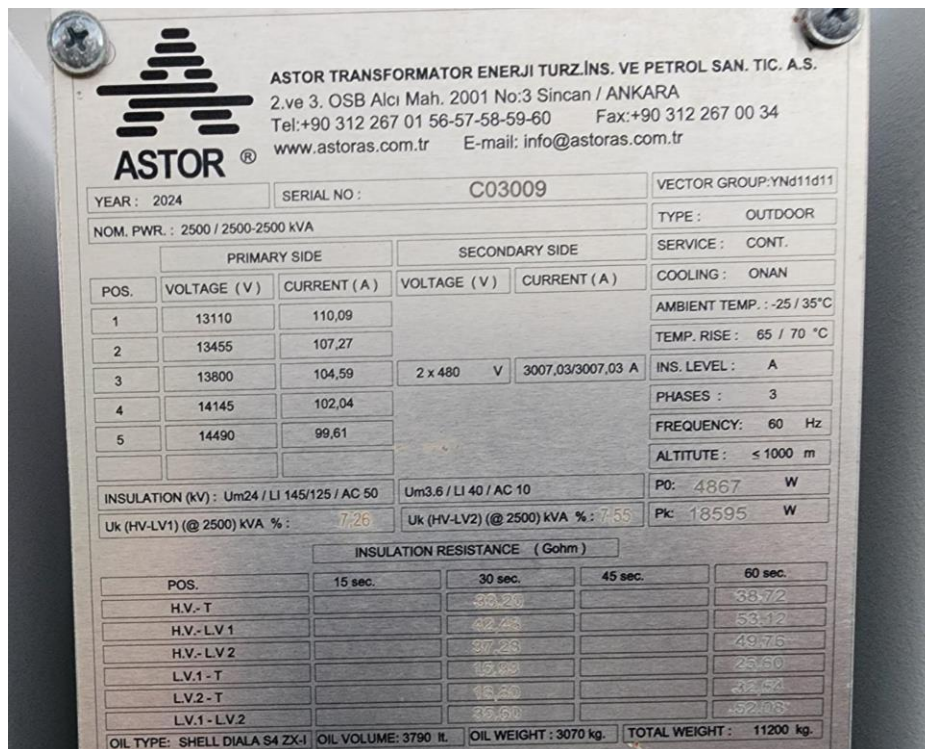


Imagen 27 Datos de placa del transformador de potencia Fase II

Por otro lado, en la **Imagen 28** y la **Imagen 29** se muestra que la puesta a tierra de los transformadores está en buen estado, muy por debajo de un ohmio (Ω), cumpliendo así con los niveles definidos en normativa internacional, como la IEEE 80, que establece un límite de 5 Ω para subestaciones de distribución. Sin embargo, es posible observar problemas de humedad (acumulación de agua) en las instalaciones de los transformadores de ambas fases.



Imagen 28 Medición de tierra en transformador de potencia Fase I



Imagen 29 Medición de tierra en transformador de potencia Fase I

Operación y mantenimiento de la central

A continuación, se resaltan los puntos más importantes sobre la operación y el mantenimiento de la Fase I y Fase II del proyecto PERLA en el sistema aislado de Guanaja:

- El encargado de ENEE/ Unidad Técnica de Control de la Distribución (UTCD) manifestó lo siguiente: En el mes de Noviembre de 2023 se realizaron pruebas de sincronismo entre PERLA y BELCO durante aproximadamente 1.5 meses. Luego, en fecha 12 enero de 2024, se realizó una desconexión de PERLA debido a problemas de configuración durante la entrada con carga. Desde marzo de 2024, la operación fue dividida en el sentido que, PERLA operaba en horario diurno y los generadores de BELCO en horario nocturno (6:00 p.m. a 6:00 a.m.). En fecha 10 septiembre de 2024, se dejaron de utilizar los grupos electrógenos de BELCO tras la llegada de dos plantas térmicas arrendadas de LAEISZ (1 MW c/u). En fecha 30 abril de 2025, se finaliza el uso del arrendamiento con la integración de dos nuevos grupos electrógenos a PERLA de 750 kW cada uno en la Fase I.
- El personal de la central indicó que el responsable de realizar los mantenimientos es la ENEE/UTCD desde abril 2025 (fecha en que SOLARTIA realizó el último mantenimiento). El Último mantenimiento general fue en fecha 05 de noviembre de 2025. Las rutinas de mantenimiento se dividen de la siguiente forma: cada 250 horas cambio de filtros diésel y limpieza de radiador; cada 500 horas cambio de aceite, filtro de aceite y filtros diésel primario y secundario; cada 3,000 horas engrase de balineras.
- El personal de la planta indicó que el despacho actual de la planta se basa en operación automática dependiente de la radiación solar y estado de carga del BESS. El operador de la planta activa y desactiva la opción para incluir los generadores diésel en el despacho automático, realizando arranques en negro diariamente (black start), alternando entre black start renovable y térmico dependiendo del nivel de carga de las baterías y la disponibilidad del recurso solar (Ver **Imagen 30**).
- El personal manifestó que en ocasiones las baterías se cargan con los grupos electrógenos debido a que son descargadas en la operación del día anterior, por otro lado, el personal indicó que el estado de carga (SOC) mínimo nocturno está establecido en 30% con el objetivo de que estas entren en operación el día siguiente a partir de las 6:00 o 6:30 a.m.

- El encargado de la ENEE/UTCD indicó que el personal encargado de la operación de la central se compone por 7 técnicos y un ingeniero encargado, con turnos de 12 horas, contando en dicha jornada con un Ingeniero y supervisor que trabajan de 7:00 a.m. a 4:00 p.m.

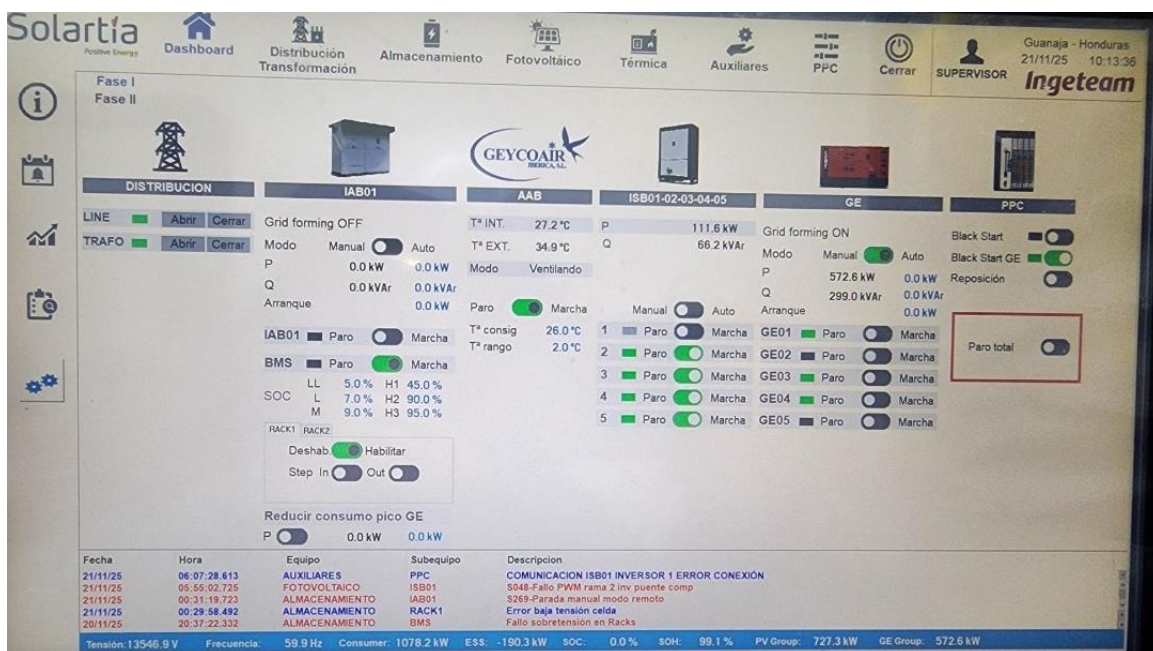


Imagen 30 Pantalla del sistema SCADA del proyecto PERLA

Posterior a la inspección se remitió por parte de la ENEE/UTCD información de los perfiles de demanda y generación para el mes de agosto de 2025. Esta información fue solicitada mediante el acta de inspección. A partir de ella se evidenció lo siguiente: la demanda máxima alcanzada en la red de distribución para el mes de agosto de 2025 fue de 1,447.95 kW el día 20 de agosto a las 8:00 p.m.; la demanda del mes fue cubierta en más de un 60 % por los grupos electrógenos y en un 39 % por la generación renovables de las Fases I y II ; en promedio los bancos de baterías deberían operar en un rango de entre 20 y 80 %, lo cual es recomendable para las baterías de litio, sin embargo se observa que las baterías alcanzan casi un 14 % de SOC en algunas horas.

El **Gráfico 1** describe los puntos mencionados anteriormente (con el fin de apreciar de mejor manera el comportamiento de todos los equipos de generación y de la demanda se seleccionó un periodo de tiempo comprendido entre el 07 y el 16 de agosto de 2025 para mostrar los datos).

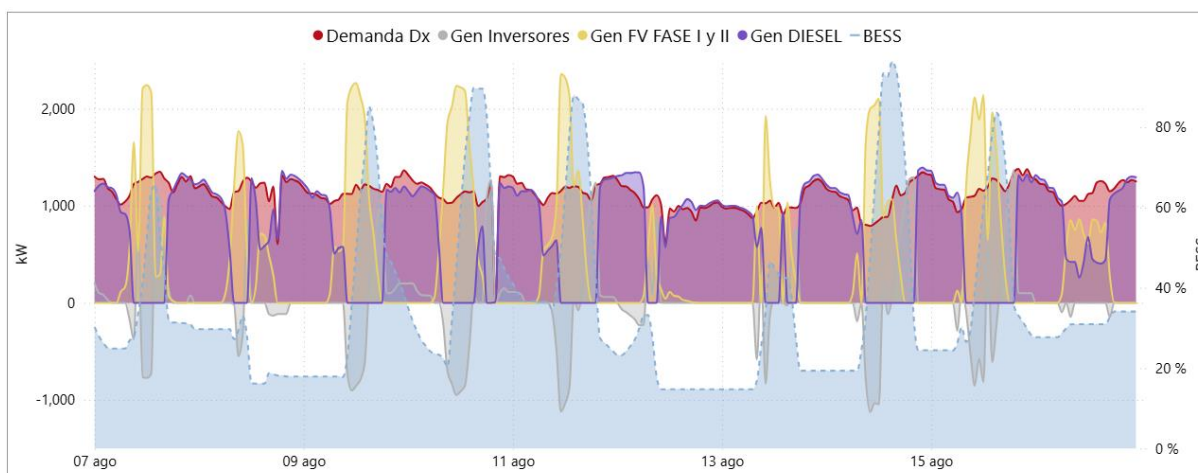


Gráfico 1 Análisis de demanda y generación de la central (Fuente: propia)

Suministro, almacenamiento y manejo de combustible

Con respecto al almacenamiento de combustible diésel, se identificaron dos tanques de combustible de 16,000 galones cada uno, totalizando un almacenamiento de 32,000 galones. La evidencia fotográfica de estos tanques se observa en la **Imagen 31**.



Imagen 31 Tanques de almacenamiento de combustible

Se identificó que los medidores originales no fueron instalados por SOLARTIA. El personal de la central manifestó que actualmente se usan dos medidores que fueron instalados por LAEISZ, y que fueron dejados en la central. Por lo tanto, es necesaria la compra de nuevos medidores para garantizar trazabilidad del consumo de combustible.

La **Imagen 32** muestra el medidor que es utilizado cuando reciben el combustible. El personal indicó que cada vez que reciben combustible, de cada pipa extraen de 30 a 35 galones con el fin de realizar pruebas al mismo, las que consisten en inspección visual para buscar contaminantes sólidos o la presencia de agua. El personal también manifestó que dicho combustible inspeccionado es ingresado posteriormente a los tanques, pasando siempre por el medidor.



Imagen 32 Medidor de combustible

En cuanto a las compras de combustible, el encargado de la central indicó que las mismas son realizadas a través de FOSODE y cuentan con exoneración de impuestos, tales como el Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio Vial (ACPV) y que la última licitación de compra de combustible se adjudicó a 2 empresas debido a que ofertaron precios similares. El

precio de la última entrega de combustible a la fecha de la inspección (semana del 10 al 15 de noviembre de 2025) fue de 72.72 HNL/galón.

Principales hallazgos de la inspección

- El personal indica que tienen problemas significativos de humedad y entrada de agua en los generadores, además del salitre de la zona, ya que los generadores no se encuentran encapsulados y están al aire libre.
- Según fue indicado por el personal, por la noche la carga recae casi completamente en los grupos electrógenos, esto con el fin de no descargar las baterías hasta su límite mínimo y así usarlas en la operación del día siguiente.
- En cuanto a los transformadores de potencia, se identificaron problemas significativos de humedad y entrada de agua. Por otro lado, por la noche la carga recae casi completamente en los grupos electrógenos, por lo cual, el personal indicó que experimentan sobrecargas nocturnas y vulnerabilidad en el transformador de potencia de la Fase I, ya que la demanda de los usuarios alcanza casi los 1.5 MW.
- El personal manifestó que existen inconsistencias en la medición del consumo de combustible que realiza el sistema SCADA con respecto a lo que miden los sensores de cada tanque y que la configuración del SCADA por parte del proveedor aún no ha sido finalizada.
- Durante la visita el personal de la CREE experimentó varios apagones en la zona con una duración de más de 5 minutos, por otro lado, varios pobladores de la zona se acercaron para expresar que experimentan al menos 2 apagones diarios. Al principio de la entrevista durante el periodo de inspección, los apagones fueron acreditados al salitre y humedad de la zona, sin embargo, luego el personal indicó que también se debe a los desbalances de carga que existen en la fase 2.

CONCLUSIONES

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

1. El proyecto de generación híbrido inició operaciones completamente en abril de 2025, fecha en que se concluyó con la implementación de la Fase II e instalación de 2 grupos electrógenos en la Fase I. Durante la inspección se constató que el generador #5 (750 kW)

permanece fuera de servicio desde el 21 de octubre de 2025 debido a daños. Asimismo, el generador #2 presenta fallas en el sensor de presión, mientras que el generador #4 se desconecta al aumentar la carga, atribuible al desbalance existente en el sistema. Adicionalmente, las condiciones ambientales de salitre y humedad en la zona representan factores que pueden comprometer la vida útil y el desempeño adecuado de los equipos.

2. Se identifican como oportunidades de mejora las acciones orientadas a mitigar la sobrecarga del transformador de potencia de 1.5 MVA en la Fase I. Actualmente, la demanda se encuentra muy próxima al límite de capacidad del equipo y la generación térmica está concentrada en esa misma fase. Como medida factible, se debe explorar la reubicación parcial o redistribución operativa de la generación térmica para descongestionar la Fase I, complementada con un balanceo de cargas y/o reconfiguración de la alimentación entre las Fases I y II. Estas acciones permitirían reducir disparos por protección, minimizar el calentamiento excesivo y disminuir la ocurrencia de interrupciones.
3. Los criterios de operación implementados de manera automática toman como prioridad la operación renovable sin las unidades electrógenas, por lo que se requiere realizar un análisis más detallado del impacto de la aplicación de dichos criterios en la vida útil del sistema de almacenamiento de energía por medio de baterías.
4. El desbalance de carga existente genera problemas graves que deben ser atendidos por el personal de la ENEE con el fin de asegurar un servicio continuo y de calidad para los usuarios del sistema aislado en Guanaja.

RECOMENDACIONES

En vista de lo anterior, se recomienda:

1. Solicitar a la ENEE un informe sobre la condición del equipamiento crítico (inversores, transformadores, BESS y generadores), incorporando indicadores de degradación y fallas asociadas a salitre y humedad.
2. Solicitar a la ENEE que informe la fecha en que será completada la integración del SCADA, garantizando el acceso confiable y correcto a todas las mediciones.

3. Recomendar a la SEN y a la ENEE implementar un programa de capacitación especializada dirigido al personal responsable de la operación del SCADA en el proyecto híbrido del sistema aislado de Guanaja.
4. Requerir a la ENEE un estudio técnico de optimización operativa, que analice:
 - El efecto del despacho diario sobre los ciclos de carga/descarga del BESS.
 - La degradación del sistema de baterías en función de profundidad de descarga (DoD), frecuencia de ciclos y temperatura.
 - La simulación de escenarios alternativos de control y criterios de decisión.
5. Dar seguimiento a los planes de corrección del desbalance de fases implementados por la ENEE y solicitar que presente un cronograma de acciones correctivas, con fechas, responsables y evidencias de implementación.
6. Continuar con la revisión de la información recibida e instruir a la ENEE en el desarrollo y cumplimiento de los procedimientos requeridos en la normativa vigente y aplicable, que permitan la correcta supervisión y fiscalización por parte de la CREE.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar a la ENEE un informe sobre la condición del equipamiento crítico (inversores, transformadores, BESS y generadores), incorporando indicadores de degradación y fallas asociadas a salitre y humedad.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente
2	Solicitar a la ENEE que informe la fecha en que será completada la integración del SCADA, garantizando el acceso confiable y correcto a todas las mediciones.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente
3	Recomendar a la SEN y a la ENEE implementar un programa de capacitación especializada dirigido al personal responsable de la operación del SCADA en el proyecto híbrido del sistema aislado de Guanaja.	Documento emitido / Minuta de reunión	Reunión	Pendiente	Pendiente
4	Requerir a la ENEE un estudio técnico de optimización operativa, que analice el impacto de los criterios automáticos de operación y su impacto en el BESS.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente
5	Dar seguimiento a los planes de corrección del desbalance de fases implementados por la ENEE	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
	y solicitar que presente un cronograma de acciones correctivas, con fechas, responsables y evidencias de implementación.				
6	Continuar con la revisión de la información recibida e instruir a la ENEE en el desarrollo y cumplimiento de los procedimientos requeridos en la normativa vigente y aplicable, que permitan la correcta supervisión y fiscalización por parte de la CREE.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente

INSPECCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

OBJETIVOS

1. Realizar la inspección técnica de los proyectos de repotenciación y mejora de la red eléctrica ejecutados por la UTCD, verificando la condición física de los componentes, su correcta instalación y la correspondencia con los registros técnicos y financieros.
2. Inspeccionar y evaluar el estado operativo del sistema de alumbrado público en las áreas definidas de la Isla de Guanaja, identificando deficiencias, equipos fuera de servicio y condiciones de mantenimiento requeridas.
3. Supervisar y verificar el cumplimiento de los requerimientos de calidad del producto y servicio de energía eléctrica suministrada a los usuarios de la Isla de Guanaja.

PROCEDIMIENTO

La inspección de la actividad de distribución se realizó conforme al procedimiento establecido en el artículo 9 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE).

En particular, la actividad consistió en una revisión en campo de la red de distribución, con el propósito de verificar el estado de los elementos más relevantes de la infraestructura repotenciada por la UTCD, utilizando equipos y programas especializados que permitieron cumplir con los objetivos de verificación y supervisión. Para ello, se empleó la aplicación Map Marker, utilizada para el levantamiento georreferenciado con registro fotográfico; un dron institucional, mediante el cual se efectuó el registro fotográfico aéreo de los transformadores, además de la realización de tomas termográficas; y tres analizadores de red, instalados en distintos puntos del sistema con el fin de verificar la calidad del suministro eléctrico.

De igual manera, se realizó el levantamiento del sistema de alumbrado público con base en una muestra definida para la inspección. Esta actividad incluyó un recorrido diurno y uno nocturno, durante los cuales se verificó el estado operativo de las luminarias, se efectuó un registro fotográfico de cada luminaria en ambos periodos, así como se registraron las coordenadas geográficas, empleando nuevamente la aplicación Map Marker para asegurar la correcta documentación georreferenciada.

Por otra parte, se entrevistó al personal técnico responsable de la red, con el fin de obtener información sobre los procesos de operación y las actividades de mantenimiento asociadas al sistema de distribución, mencionan que no han hecho los mantenimientos por falta de material, pero, es la parte logística de contratar a la empresa para traer todo el material desde la Ceiba, no han tenido mantenimientos prolongados en el sistema. Este problema viene desde abril 2024 cuando cambió la administración.

Finalmente, se procedió a la elaboración y firma del acta de inspección, con el objeto de dejar constancia de los hallazgos y de lo manifestado por las partes intervinientes durante el proceso.

RESULTADOS

El levantamiento de la red se orientó principalmente a los proyectos de repotenciación desarrollados por la UTCD, los cuales consistieron principalmente en el cambio de una red monofásica a trifásica. Estos proyectos tenían como fin balancear la carga suministrada por la planta de generación. A su vez, se identificaron nuevos proyectos en la zona de Mangrove Bight, los cuales consisten en la instalación de una red nueva. Se priorizó el levantamiento de estos proyectos debido a que una proporción significativa de los activos de distribución ya había sido documentada en 2022, y se requería contar con información reciente y verificable sobre la nueva infraestructura instalada. En la zona del cayo principal denominada “zona 0” (zona afectada por el incendio ocurrido en octubre de 2021), la UTCD realizó el reemplazo de postes y transformadores en septiembre de 2025. En total se levantaron 98 puntos de red, los que incluyen nuevos postes instalados por UTCD, así como postes instalados por BELCO mismo que en su mayoría se les reemplazó los materiales de las estructuras de las redes primarias y secundarias. El desglose de estos postes se presenta en la **Tabla 2**.

ZONA	LEVANTAMIENTO		TOTAL
	POSTE UTCD	POSTE BELCO	
Savannah Bight	35	1	36
Brisas del Mitch	10	18	28
Mangrove Bight	17	5	22
Cayo Principal	12	0	12
Total	74	24	98

Tabla 2 Distribución de los activos levantados. (Fuente: CREE)

En la **Tabla 3** se detalla el tipo de poste instalado por la UTCD identificado durante la inspección de los proyectos ejecutados por la UTCD. Como resultado del levantamiento en campo, se identificaron dos tipos de postes: postes de fibra de vidrio (FV) y postes de madera.

ZONA	LEVANTAMIENTO	
	POSTE FV	POSTE MADERA
Savannah Bight	35	0
Brisas del Mitch	10	0
Mangrove Bight	17	0
Cayo Principal	0	12
Total	74	12

Tabla 3 Detalle de postes levantados. (Fuente: CREE)

En la **Imagen 33** se observa el tramo de red levantado en Mangrove Bight, Brisas del Mitch y Savannah Bight, donde se registraron 86 puntos, de los cuales 24 pertenecían a la red operada previamente por BELCO.

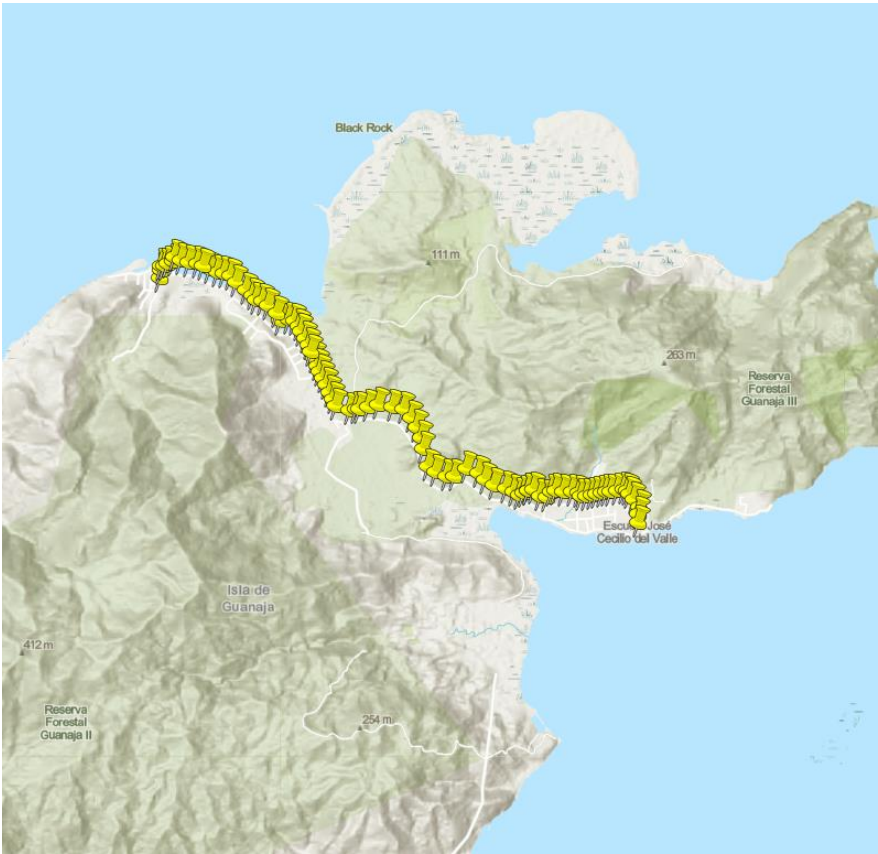


Imagen 33 Levantamiento en Savannah Bight, Brisas del Mitch y Mangrove. (Fuente: CREE)

En la **Imagen 34** se muestra el tramo de red levantado en el Cayo Principal.



Imagen 34 Levantamiento en el Cayo Principal. (Fuente: CREE)

Supervisión aérea de los transformadores

Con el apoyo del dron institucional de la Dirección de Fiscalización, se realizó la supervisión aérea de **19** transformadores instalados en la red repotenciada por la UTCD, lo que permitió verificar el estado físico, la ubicación y las condiciones de montaje de los equipos en las zonas de Mangrove Bight, Brisas del Mitch y Savannah Bight. En el caso del Cayo principal, no se pudo realizar la supervisión aérea debido a la restricción de pilotear drones en esa zona por la cercanía al aeropuerto y a la base naval. Por lo tanto, el procedimiento de verificación se realizó de manera visual, tomando registro fotográfico con la cámara del teléfono celular. Se observó que todos los transformadores inspeccionados en esta zona estaban en buen estado. En la **Tabla 4** se presentan imágenes ilustrativas del estado de los transformadores inspeccionados y en la **Tabla 5** se detallan la capacidad instalada en las zonas inspeccionadas.

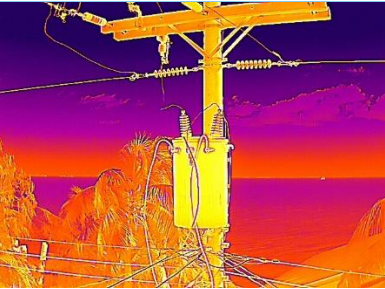
ZONA	IMAGEN 1	IMAGEN 2
Mangrove Bight		
Brisas del Mitch		
Savannah Bight		

Tabla 4 Transformadores de Mangrove, Brisas del Mitch y Savannah Bight. (Fuente: CREE)

En términos generales, los transformadores se encontraban en buen estado, sin evidencias de daños físicos ni derrames de aceite visibles al momento de la inspección.

En la **Tabla 5** se detallan la cantidad de transformadores levantados y la capacidad de estos en kVA.

ZONA	LEVANTADOS	CAPACIDAD [kVA]
Cayo Principal	3	37.5 (3)
Mangrove Bight	4	15 (1), 25 (1), 37.5 (1), 50 (1)
Brisas del Mitch	4	37.5 (1), 50 (2), 75 (1)
Savannah Bight	8	15 (4), 25 (1), 37.5 (3)
TOTAL	19	15 (5), 25 (2), 37.5 (8), 50 (3), 75 (1)

Tabla 5 Transformadores levantados. (Fuente: CREE)

Alumbrado Público

Se realizó el levantamiento de 110 puntos del sistema de Alumbrado Público con base en una muestra definida para la inspección. Esta actividad incluyó un recorrido diurno y uno nocturno, durante los cuales se verificó el estado operativo de las luminarias, se efectuó un registro fotográfico de cada luminaria en ambos periodos, así como se registraron las coordenadas geográficas, empleando nuevamente la aplicación Map Marker para asegurar la correcta documentación georreferenciada. La actividad se realizó en distintas zonas de la isla, según se detalla en la Error! Reference source not found..

ZONA	LEVANTADOS	BUEN ESTADO	% ESTADO BUENO
Cayo Principal	31	25	80.64 %
Mangrove	29	7	24.13 %
Savannah Bight	50	33	66 %
TOTAL	110	65	59.09 %

Tabla 6 Alumbrado Público de Guanaja. (Fuente: CREE)

En la **Tabla 7** se detalla el tipo de luminaria instalada

ZONA	LEVANTADOS	TIPO
Cayo Principal	31	LED Cobra (27), LED Canasta (3), SL (1)
Mangrove Bight	29	LED Cobra (17), LED Canasta (5), Sodio Canasta (1), SL (6)
Savannah Bight	50	LED Cobra (42), LED Canasta (2), Sodio Canasta (5), SL (1)
TOTAL	110	LED Cobra (86), LED Canasta (10), Sodio Canasta (6), SL (8)

Tabla 7 Luminarias levantadas. (Fuente: CREE)

El sistema de alumbrado público ha recibido una inversión significativa en la nueva gestión de la UTCD; sin embargo, persiste un margen importante de mejora ya que de las luminarias inspeccionadas solo el **59.09 %** se encontraban en **buen estado**, especialmente en Mangrove Bight, donde se detectaron luminarias recién **instaladas**, pero fuera de servicio al momento de la inspección.

Según el personal técnico entrevistado, la causa corresponde a una falla en la red, y no a daños en las luminarias.

Se recomienda una intervención de carácter urgente en dicha zona, mientras que el resto de las áreas inspeccionadas presentan un estado operativo satisfactorio.

Operación, Mantenimiento y Almacenamiento

Con respecto a la operación de la red, el personal indicó que no se han realizado mantenimientos preventivos debido a la falta de materiales, situación atribuida principalmente a limitaciones logísticas, especialmente relacionadas con la contratación de empresas para el transporte de insumos desde La Ceiba. Según lo manifestado, esta problemática se presenta desde abril de 2024, fecha en la cual se produjo un cambio de administración.

En cuanto al inventario, se informó que únicamente se cuenta con material para la ejecución de mantenimientos correctivos, disponiéndose de los insumos detallados en la **Tabla 8**.

Material	Tipo	Cantidad
Transformadores	50 kVA [2], 37.5 kVA [1]	3
Postes	FV [1] (40 ft), Madera [2] (30 ft)	3

Tabla 8 Detalle del almacenamiento de UTCD. (Fuente: CREE)

Análisis y resultados de la calidad del producto y calidad técnica del servicio / campañas de calidad

La campaña de calidad consistió en la instalación de tres analizadores DRANETZ en el sistema asilado de Guanaja para monitorear la calidad del producto y la calidad técnica del servicio suministrado a los usuarios. Los puntos seleccionados para instalar los analizadores y el período de medición se detallan en la **Tabla 9**.

En la *Error! Reference source not found.* se puede visualizar un mapa donde se muestran los puntos seleccionados para instalar los analizadores de red. Tabla 9

Circuito	Lugar	Fecha de Instalación	Fecha Inicio de Medición	Fecha de Desinstalación	Fecha de Final de Medición
GNJ201	Graham's Place Hotel	18/11/2025	18/11/2025	25/11/2025	25/11/2025
GNJ201	Guanaja Beach Hotel	19/11/2025	19/11/2025	25/11/2025	25/11/2025
GNJ201	Oficinas UTCD en Cayo Principal	18/11/2025	18/11/2025	25/11/2025	25/11/2025

Tabla 9 Distribución Campañas de Calidad (fuente: propia)

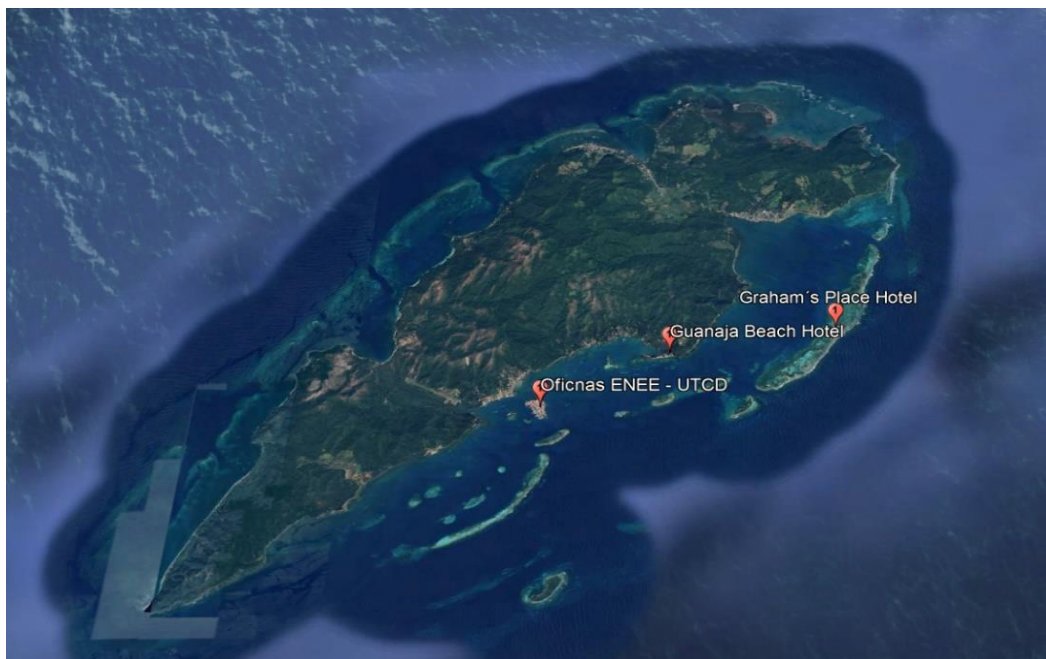


Imagen 35 Mapa de la Isla de Guanaja y los puntos de instalación de los analizadores

GNJ 201 - Graham's Place Hotel

El primer punto de control donde se instaló el analizador de red fue en el Graham's Place Hotel, alimentado por el circuito **GNJ201** del municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. La instalación se realizó a un nivel de tensión de 120 V, con una conexión a 2 fases y el neutro. En la Error! Reference source not found. se muestra el resultado de los indicadores de calidad del producto. Los resultados indican que los indicadores cumplen con los niveles de tolerancia establecidos en la norma técnica de calidad de distribución los cuales son indicados en el *artículo 16* como evaluación de la Calidad del Producto. El factor de potencia equivalente se encuentra dentro de la tolerancia establecida en la NT-CD del **0.90**.

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
Regulación de tensión	1 %	8 %	Cumple
Factor de Potencia Equivalente	0.97	0.9	Cumple
Distorsión armónica total de tensión DATT	1.71 %	8 %	Cumple
Distorsión armónica total de corriente DATC	2 %	20 %	Cumple

Distorsión de demanda total TDD	1 %	5 %	Cumple
Desbalance de tensión	1 %	2 %	Cumple

Tabla 10 Resumen indicadores de calidad del producto GNJ 201 Graham's Place Hotel (fuente: CREE)

La supervisión de la calidad técnica del servicio eléctrico mediante la instalación del equipo analizador es reflejada en la **Tabla 11**. Se observa que, durante el período de medición, en el sitio donde se instaló el analizador de red, se registró un total de 13 interrupciones mayores a 3 minutos. Además, se registraron 1,936 eventos en total, de las cuales la mayoría tuvo una duración menor a 3 minutos, dentro de las que se encuentran transitorios instantáneos, momentáneos, temporales y sostenidos.

Circuito	Lugar (Hotel)	Fecha/hora de inicio	Descripción	Duración de la Interrupción (minutos)
GNJ201	Graham's Place Hotel	21/11/2025 10:15:05	Subtensión	6.56
		21/11/2025 09:15:01	Interrupción Momentánea	6.47
		24/11/2025 10:02:59	Interrupción Momentánea	9.34
		24/11/2025 10:50:05	Subtensión	17.01
		24/11/2025 11:15:05	Interrupción Momentánea	16.9
		24/11/2025 08:10:05	Subtensión	25.83
		24/11/2025 12:00:09	Interrupción Momentánea	25.8
		24/11/2025 16:15:06	Interrupción Momentánea	75.41
		24/11/2025 18:17:05	Interrupción Momentánea	137.50
		24/11/2025 20:11:05	Interrupción Momentánea	120.98
		24/11/2025 22:10:00	Interrupción Momentánea	24.63
		24/11/2025 23:14:03	Subtensión	6.56
		24/11/2025 23:50:05	Interrupción Momentánea	6.47

Tabla 11 Cantidad de Interrupciones mayores en el circuito Graham's Place Hotel

GNJ 201 - Guanaja Beach Hotel

El segundo punto de control donde se instaló un analizador de red fue en el Guanaja Beach Hotel, alimentado por el circuito **GNJ201** del municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. La instalación se realizó a un nivel de tensión de 120 V, con una conexión a 2 fases y el neutro. En la **Tabla 12** se

muestra el resultado de los indicadores de calidad del producto. Los resultados indican que los indicadores cumplen con los niveles de tolerancia establecidos en la norma técnica de calidad de distribución.

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
Regulación de tensión	0.95 %	8 %	Cumple
Factor de Potencia Equivalente	0.97	0.9	Cumple
Distorsión armónica total de tensión DATT	1.21 %	8 %	Cumple
Distorsión armónica total de corriente DATC	5 %	20 %	Cumple
Distorsión de demanda total TDD	1 %	5 %	Cumple
Desbalance de tensión	1 %	2 %	Cumple

Tabla 12 Resumen indicadores de calidad del producto GNJ 201 – Guanaja Beach Hotel (fuente: propia)

La supervisión de la calidad técnica del servicio eléctrico mediante la instalación del equipo analizador es reflejada en la **Tabla 13** Se observa que, durante el período de medición, en el sitio donde se instaló el analizador de red, se registró un total de 2 interrupciones mayores a 3 minutos. Además, se registraron 834 eventos en total, de las cuales la mayoría tuvieron una duración menor a 3 minutos, dentro de las que se encuentran transitorios instantáneos, momentáneos, temporales y sostenidos.

Circuito	Lugar	Fecha/hora de inicio	Descripción	Duración de la Interrupción (minutos)
GNJ201	Guanaja Beach Hotel	21/11/2025 10:15:06	Subtensión	6.55
		21/11/2025 12:00:07	Interrupción Momentánea	6.47

Tabla 13 Cantidad de Interrupciones mayores a 3 minutos en el circuito DNJ 201 - Hotel Beach Guanaja (fuente: propia)

GNJ 201 – Oficinas de UTCD en el callo principal

El tercer punto de control donde se instaló el analizador de red fue en las oficinas de UTCD en el callo principal, alimentado por el circuito **GNJ201** del municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. La instalación se realizó a un nivel de tensión de 120 V, con una conexión a 2 fases y el neutro. En la Tabla 14 se muestra el resultado de los indicadores de calidad del producto. Los resultados indican

que los indicadores cumplen con los niveles de tolerancia establecidos en la norma técnica de calidad de distribución.

Indicador	Resultado (Pro)	Tolerancia	Cumplimiento
Regulación de tensión	1 %	8 %	Cumple
Factor de Potencia Equivalente	0.97	0.9	Cumple
Distorsión armónica total de tensión DATT	1.58 %	8 %	Cumple
Distorsión armónica total de corriente DATC	3 %	20 %	Cumple
Distorsión de demanda total TDD	1 %	5 %	Cumple
Desbalance de tensión	1 %	2 %	Cumple

Tabla 14 Resumen indicadores de calidad del producto GNJ 201 – UTCD (fuente: propia)

La supervisión de la calidad técnica del servicio eléctrico mediante la instalación del equipo analizador es reflejada en la **Tabla 15**. Se observa que, durante el período de medición, en el sitio donde se instaló el analizador de red, se registró un total de 9 interrupciones mayores a 3 minutos. Además, se registraron eventos interrupciones en total, de las cuales la mayoría tuvo una duración menor a 3 minutos, dentro de las que se encuentran transitorios instantáneos, momentáneos, temporales y sostenidos.

Circuito	Lugar (UTCD)	Fecha/hora de inicio	Descripción	Duración de la Interrupción (minutos)
GNJ201	UTCD	21/11/2025 10:15:05	Subtensión	6.56
		21/11/2025 10:30:08	Interrupción Momentánea	6.47
		21/11/2025 11:01:00	Interrupción Momentánea	9.35
		21/11/2025 12:45:13	Subtensión	6.56
		21/11/2025 15:16:00	Interrupción Momentánea	6.47
		21/11/2025 18:55:03	Interrupción Momentánea	9.35
		21/11/2025 20:06:00	Subtensión	6.56
		21/11/2025 21:05:09	Interrupción Momentánea	6.47
		21/11/2025 23:56:16	Interrupción Momentánea	9.35

Tabla 15 Cantidad de Interrupciones mayores a 3 minutos en el circuito DNJ 201 - UTCD (fuente: propia)

Notas: Se puede observar que el circuito se repite en los tres lugares donde se instalaron los analizadores, al ser un sistema pequeño solamente existe un solo circuito.

Al ser un solo circuito las interrupciones inciden según el registro de evento en los tres diferentes puntos:

- **GNJ 201 - Graham's Place Hotel, 21/11/2025 10:15:05, Subtensión**
- **GNJ 201 - Guanaja Beach Hotel, 21/11/2025 10:15:05, Subtensión**
- **GNJ 201 – Oficinas de UTCD en el callo principal, 21/11/2025 10:15:05, Subtensión**

En los tres puntos analizados, en la misma fecha se registra una interrupción superior a los 3 minutos, por causa de sobretensión, los registros indican que la sobretensión excede el 10 % del voltaje nominal del sistema, dentro de la observación se ha considerado el criterio común en el análisis de calidad de energía para determinar que dichos eventos fueron significativos en los tres puntos.

CONCLUSIONES

1. La inspección técnica realizada permitió verificar en campo el estado físico y operativo de la red eléctrica repotenciada por la UTCD, constatándose que los proyectos ejecutados representan una mejora sustancial en la infraestructura de distribución de la Isla de Guanaja.
2. Los transformadores inspeccionados se encuentran en condiciones operativas aceptables, sin evidencias de daños estructurales ni fugas de aceite, lo cual refleja un adecuado proceso de instalación y mantenimiento preventivo reciente.
3. En el sistema de alumbrado público se levantaron 110 puntos, de los cuales el 64.54 % se encuentran en buen estado, evidenciando una cobertura importante, pero con deficiencias localizadas, especialmente en el sector de Mangrove, donde se identificaron luminarias nuevas fuera de servicio debido a fallas en la red.
4. La información técnica y georreferenciada recopilada constituye un insumo valioso para la actualización del inventario de activos del sistema aislado de Guanaja, permitiendo su uso en procesos regulatorios, tarifarios y de planificación.

5. El uso del dron institucional de la Dirección de Fiscalización facilitó la inspección de áreas de difícil acceso y permitió obtener evidencia fotográfica precisa del estado de los activos, fortaleciendo la trazabilidad técnica del proceso de supervisión.
6. La información que se refleja en este apartado de campañas de calidad específicamente en los apartados del número de interrupciones las cuales no todas sobrepasan lo que establece la normativa de interrupciones mayores a 3 minutos, los indicadores de calidad las cuales no sobrepasan los niveles de tolerancia.

RECOMENDACIONES

1. Remitir la información técnica y georreferenciada del sistema de alumbrado público al Departamento de Tarifa, con el fin de que sea considerada en el análisis tarifario correspondiente al sistema aislado de Guanaja, conforme al marco establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus reglamentos.
2. Priorizar un plan de mejora en la zona de Mangrove, a fin de restablecer el funcionamiento de las luminarias fuera de servicio y garantizar una cobertura adecuada de alumbrado público en dicha comunidad.
3. Actualizar el registro de activos de distribución y alumbrado público en el sistema de inventario institucional, asegurando la consistencia entre la información contable, técnica y georreferenciada levantada durante la inspección.
4. Mantener la coordinación con la UTCD para la implementación de un plan de mantenimiento preventivo que garantice la sostenibilidad de las mejoras realizadas en la red y reduzca el riesgo de fallas futuras.
5. Continuar utilizando herramientas tecnológicas de supervisión aérea (dron) en futuras inspecciones, dado su eficiente alcance operativo y el valor documental de las imágenes obtenidas para los procesos de fiscalización.
6. Se recomienda realizar la instalación de más analizadores en otros puntos del circuito para tener un panorama más amplio del comportamiento de la calidad del producto y servicio.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar a la ENEE un informe sobre la condición de la red completo, en el cual se especifique en la totalidad el estado de la red y el porcentaje de cambio con respecto a la red anterior.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente
2	Dar seguimiento a los planes de corrección del desbalance de fases implementados por la ENEE y solicitar que presente un cronograma de acciones correctivas, con fechas, responsables y evidencias de implementación.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente
3	Continuar con la revisión de la información recibida e instruir a la ENEE en el desarrollo y cumplimiento de los procedimientos requeridos en la normativa vigente y aplicable, que permitan la correcta supervisión y fiscalización por parte de la CREE.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente
4	Solicitar a la ENEE la planificación para la mejora del sistema de alumbrado público.	Documento emitido	Oficio	28/12/2025	Pendiente
5	Desarrollar campaña de calidad para la instalación de analizadores en puntos diferentes del circuito.	Acción	Campaña		Pendiente

INFORME DE LA ACTIVIDAD COMERCIAL

OBJETIVOS

Verificar el estado y funcionamiento de los procesos comerciales ejecutados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en el sistema aislado de Guanaja, a fin de constatar la consistencia, actualización y operatividad de los procedimientos asociados al ciclo comercial, lectura y facturación, atención al usuario, gestión de reclamos, recuperación de mora y manejo de pérdidas no técnicas.

Objetivos específicos

1. Evaluar la ejecución del ciclo comercial, incluyendo la gestión de activos de medición, normalización de usuarios y registro de información comercial, con el propósito de identificar rezagos, inconsistencias o procesos pendientes de actualización.
2. Constatar la correcta operación de los procesos de lectura, facturación y registro de consumos, verificando la disponibilidad y habilitación de los medidores, la calidad de la información en el sistema comercial y la aplicación de los procedimientos establecidos.
3. Revisar los mecanismos de atención al usuario, gestión de reclamos, incidencias y recuperación de mora, a fin de determinar el nivel de respuesta de la empresa, la continuidad del servicio a los usuarios y la efectividad de las acciones implementadas en el sistema aislado.

PROCEDIMIENTO

De acuerdo con el artículo 9 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, a continuación, se describe el procedimiento de inspección realizado en esta visita:

1. Elaboración de la orden inspección.
2. Lectura de la orden de inspección al personal representante de la central.
3. Entrevista con el personal encargado.
4. Solicitud de información soporte de la entrevista.
5. Elaboración y lectura del acta de inspección al personal representante de la empresa.

En el marco del análisis de los *aspectos comerciales* del sistema aislado de Guanaja, se efectuaron las siguientes actividades:

1. Reunión con personal de distintas áreas de la Unidad Técnica de Control de Distribución (UTCD)

Previo a la realización de la inspección en sitio, se sostuvo una reunión con distintas áreas vinculadas a la operación comercial del sistema aislado de Guanaja, con el objetivo de abordar aspectos generales relacionados con la administración, operación y gestión comercial del sistema.

2. Entrevistas técnicas con el personal de atención al usuario

Se sostuvieron reuniones con el equipo responsable de la gestión comercial para obtener información directa sobre los procedimientos de atención, registro de solicitudes, manejo de reclamos y operación diaria del sistema comercial.

3. Recorrido en campo para verificación visual de equipos de medición

Se realizó una inspección visual en diferentes puntos de la zona, con el fin de observar de manera general el estado físico de medidores instalados.

4. Requerimiento de información complementaria

Se solicitaron bases de datos, manuales, procedimientos, así como reportes y registros comerciales necesarios para la elaboración del análisis posterior, incluyendo información sobre lectura y facturación, estado de los reclamos, solicitudes pendientes, así como datos relacionados con saldos reclamados y actualización de los usuarios en el sistema comercial usuarios.

RESULTADOS

Como producto del proceso de inspección se identificaron los hallazgos siguientes según el aspecto del analizado:

Presentación de la información

En cumplimiento de lo instruido en el **Acuerdo SEN-41-2024**, la ENEE presentó el **Informe de Gestión Bimensual** mediante el cual documenta las principales acciones implementadas en el marco del proceso de intervención del sistema eléctrico aislado de Guanaja. El informe describe las labores operativas ejecutadas, tales como actividades de mantenimiento de la red, mejoras en la continuidad del servicio, registros de fallas atendidas, acciones en subestación, y trabajos correctivos y preventivos realizados durante el período. Asimismo, se reporta el comportamiento de la generación y el consumo, la disponibilidad de equipos, y el avance en las tareas de normalización de

usuarios, lectura, facturación y gestión comercial. El documento incorpora además indicadores técnicos, reportes de incidencias relevantes, y observaciones sobre el estado actual de la infraestructura y sus necesidades. Con ello, se acredita que está remitiendo la información periódica exigida por el Acuerdo SEN-41-2024 y aporta insumos para el seguimiento regulatorio sobre la operación transitoria del sistema eléctrico en la isla de Guanaja. Estos informes detallan las acciones ejecutadas en el Sistema Aislado de Guanaja y expone la continuidad de la operación comercial y técnica, incluyendo la gestión de lecturas, la facturación mensual, el comportamiento del consumo y la revisión de incidencias. Asimismo, se reportan avances en la instalación de equipos de medición, actividades de campo, atención y seguimiento a los usuarios con interrupciones de servicio. El informe incorpora indicadores sobre clientes atendidos, variaciones de consumo, energías generadas e indexadas, además del comportamiento de la mora y los pagos realizados durante el periodo. En general, el documento evidencia que la empresa mantiene el envío regular de la información solicitada, permitiendo a la autoridad reguladora dar seguimiento a la evolución operativa y comercial del sistema.

Ciclo comercial

Durante la verificación se constató que el proceso comercial del sistema aislado de Guanaja presenta limitaciones operativas asociadas principalmente a la gestión de las gestiones de campo y a la actualización de la información de los clientes en el sistema comercial. El personal informó que el proceso de cambio y renovación de medidores aún no ha sido concluido, lo que ha ocasionado que parte de los usuarios continúen siendo facturados con medidores instalados por la empresa anterior.

Asimismo, aproximadamente un 30 % de los usuarios aún no cuenta con información completa o actualizada en el sistema comercial, lo que afecta la correcta facturación y la segmentación de clientes.

Lectura y facturación

De acuerdo con la información recabada durante la inspección, la gestión de los procesos comerciales del sistema aislado de Guanaja se encuentra vinculada con el esquema operativo utilizado en el sistema de Brus Laguna.

En relación con el proceso de lectura, se cubre en rutas entre 600 y 700 clientes diarios en días consecutivos (14, 15, 16 y 17 de cada mes), conforme a la agenda de lectura establecida. Conforme

a los Informes Bimensuales remitidos a la Comisión observan que las novedades de lectura corresponden en su mayoría a medidores no encontrados. Para consumos atípicos o desviaciones, el sistema genera alertas que requieren análisis especializado antes de validar la facturación final. Se reportó que la emisión de la factura final puede tardar hasta tres días después del proceso de verificación. La entrega de facturas puede realizarse en físico o a través de medios digitales como WhatsApp, especialmente para usuarios ubicados en cayos o sectores de difícil acceso.

En referencia a la facturación de la isla se observa en el **Gráfico 2** que, desde el inicio del proceso de lectura y facturación (febrero 2025), la mayor parte de los suministros se han facturado con lectura real, mientras que la facturación por promedio se ha mantenido como un porcentaje menor del total. En los primeros meses (febrero–abril) el uso de promedios es reducido y relativamente estable; sin embargo, a partir de mayo se presenta un incremento importante en la cantidad de cuentas facturadas por promedio (18.9 %), llegando en ese mes a representar una fracción significativa respecto del total de usuarios facturados.

En los meses siguientes (junio–octubre) la facturación con promedio disminuyó respecto al pico de mayo, pero se mantiene por encima de los niveles iniciales, lo que indica que, si bien el proceso de lectura real está consolidado para la mayoría de los usuarios, aún existe un volumen relevante de cuentas que dependen de promedios para su facturación. En conjunto, el periodo muestra que el sistema ha logrado registrar lecturas reales para la gran mayoría de los suministros, aunque persisten brechas operativas que deben atenderse para reducir de forma sostenida la facturación con promedio.

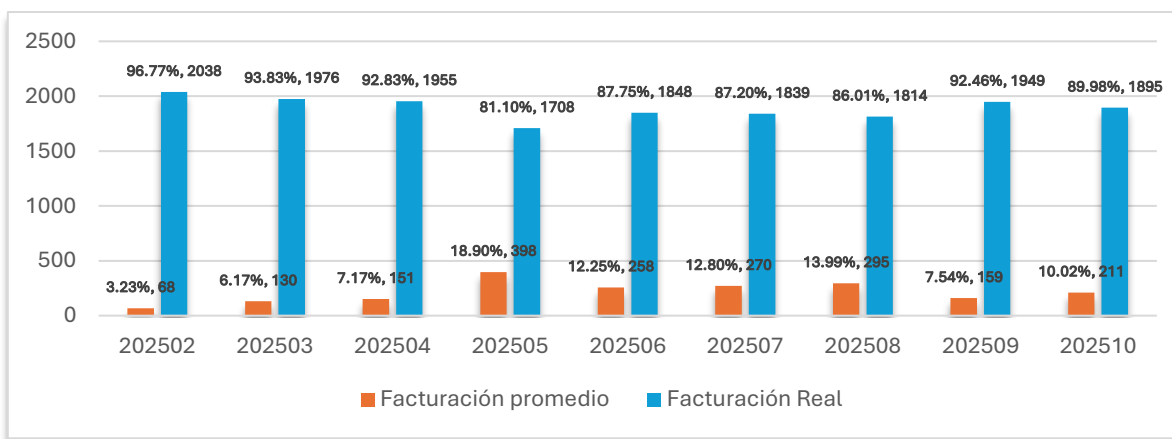


Gráfico 2 Tipos de consumo facturado

Adicionalmente, se muestran en la **Imagen 36** los conceptos facturados a los usuarios del sistema aislado de Guanaja, lo cual permite identificar los distintos cargos aplicados en la facturación, entre los conceptos facturados se incluyen cargos por alumbrado público, comercialización, energía consumida y regulación, conforme a la estructura tarifaria aplicada al sistema.

FECHA	CONCEPTO	CONSUMO	IMPORTE	IMPORTE A CTA	TIPO FACTURA
21/10/2025	CC101-Cargo por Comercialización	0	77.26	0.00	Fuera de ciclo - Anomalías
21/10/2025	CC210-Energía (kWh)	7360	48,528.17	0.00	Fuera de ciclo - Anomalías
21/10/2025	CC440-ALUMBRADO PUBLICO	984	5,451.68	0.00	Fuera de ciclo - Anomalías
21/10/2025	CC442-CARGO POR REGULACION	0	135.14	0.00	Fuera de ciclo - Anomalías

Imagen 36 Ejemplo de conceptos facturados

Atención al usuario

Para los 2,103 usuarios del sistema de Guanaja se cuenta con una oficina de atención ubicada en el Cayo, exactamente frente al mercadito Martha y barbería Holder, (coordenadas 16.44194034148488, -85.88655822391105), en referencia de la ubicación se muestra la **Imagen 37**, el horario de atención es de lunes a viernes de 7:30 a.m. a 3:00 p.m. Actualmente, no se cuenta con un número telefónico habilitado para la atención de consultas, por lo que las gestiones deben realizarse de forma presencial.

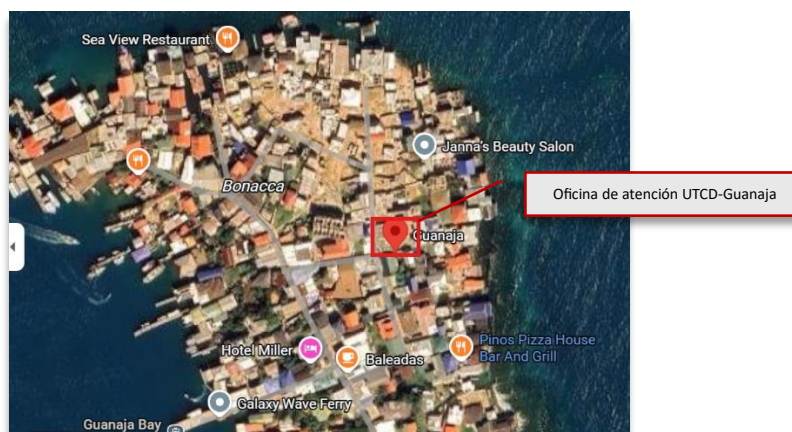


Imagen 37 Oficina de atención al usuario UTCD-Guanaja

Adicionalmente, se desarrollan jornadas de atención móvil aproximadamente cada dos meses; sin embargo, la ausencia de un espacio definido para este tipo de atención móvil limita su tener la suficiente afluencia de usuarios, además otra situación que afecta atender las gestiones es la

dificultad de acceso al sistema comercial por la conexión a internet. Estas condiciones obligan a que los usuarios se movilicen físicamente para realizar trámites específicos, lo cual incide en la accesibilidad y oportunidad de la atención brindada. Se evidenció que el número de usuarios en Savannah es significativo, pero la accesibilidad es limitada debido a que solo existe un bote de transporte público, lo que ha generado quejas por dificultades. En esta sede se cuenta con tres Gestores de Atención al Cliente quienes están recibiendo las solicitudes, quejas y reclamos (PQRs) de los clientes. La atención móvil es ejecutada con el personal de ventanilla, y atiende las solicitudes generales, revisiones y demás reclamos vinculados a la lectura y facturación. Se identificó que algunos usuarios se encuentran en sectores alejados, principalmente en cayos y áreas de difícil acceso, lo que incrementa la demanda de visitas móviles. En relación con el tratamiento de la documentación de soporte de las gestiones que realizan los usuarios tanto en la oficina principal como en la oficina móvil, se envía a la oficina principal cada cierto tiempo. En referencia a las instalaciones de la oficina de atención a clientes ver la **Imagen 38**.

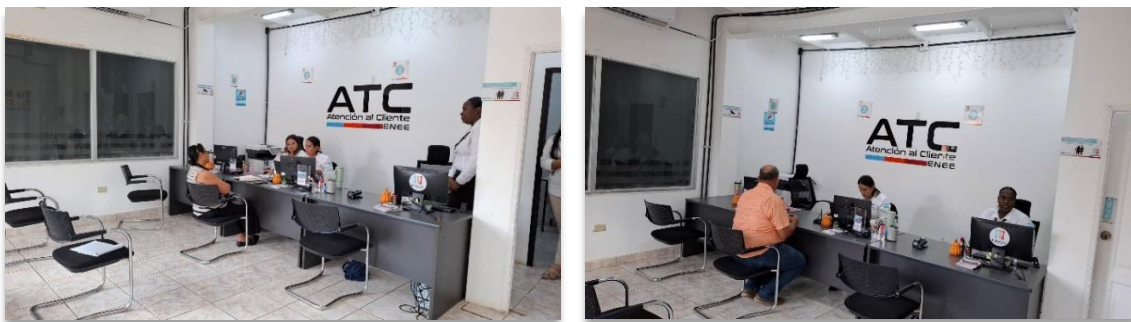


Imagen 38 Oficina de atención al usuario en el sistema de Guanaja

Resolución de reclamos, solicitudes e incidencias

Los reclamos más comunes están relacionados con revisiones de medición, inconsistencias de consumo y solicitudes de reubicación o sustitución de medidores. Los reclamos vinculados a incidencias y alumbrado público se canalizan a través del 118. La gestión posterior se realiza conforme al procedimiento establecido, con seguimiento desde la sede central en Tegucigalpa.

Se observó un atraso generalizado en la atención de incidencias debido a la falta de personal técnico en la isla. Asimismo, no se han atendido nuevas solicitudes de suministro debido a la ausencia de medidores disponibles y a la gestión oportuna de ordenes de campo vinculadas al proceso del Programa Nacional de Recuperación de Perdidas (PNRP.)

De acuerdo con la información presentada en el **Gráfico 3**, durante el período evaluado de junio de 2024 a noviembre de 2025 se registró un total de 387 gestiones de ventanilla asociadas a solicitudes y reclamos de los usuarios en la isla de Guanaja. La mayor proporción corresponde a revisiones o cambios de medidor (158 gestiones), lo cual refleja la incidencia de problemas relacionados con el equipo de medición y la necesidad de normalización pendiente en el sistema. En segundo lugar, se identifican 126 solicitudes de nuevo servicio, evidenciando una demanda activa de incorporaciones al sistema eléctrico y la existencia de usuarios en proceso de formalización. Asimismo, se atendieron 55 gestiones relacionadas con la revisión o cambio de acometida y 30 gestiones de pagos aplicados de forma errónea, lo que muestra la recurrencia de reclamos vinculados a la facturación. Las gestiones de estimación de consumo (9 reclamos), alto consumo (7 reclamos), reconexión del servicio y denuncia por hurto de energía (1 reclamo cada una) representan una proporción menor. En conjunto, estas gestiones muestran una carga operativa significativa y la necesidad de fortalecer los procesos comerciales para mejorar la calidad del servicio y la atención al usuario.

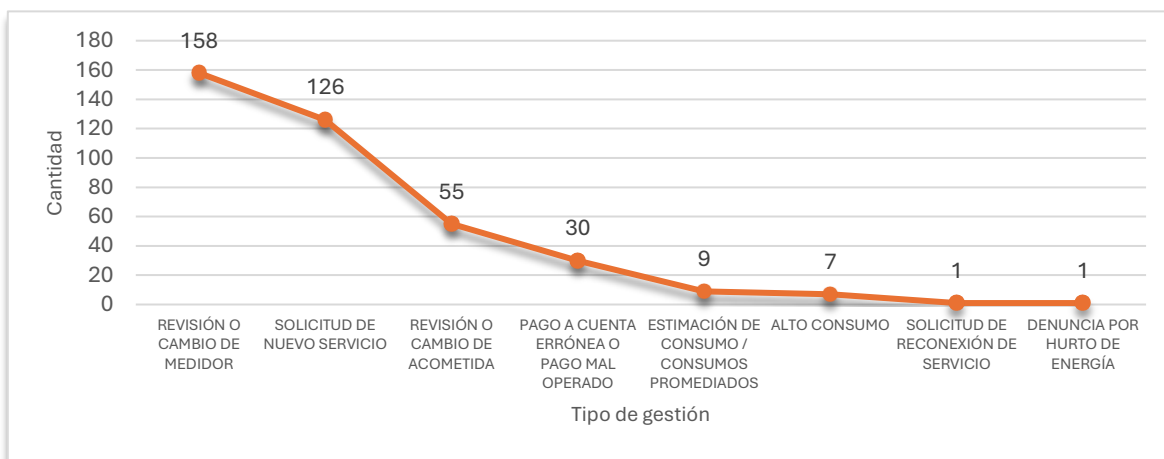


Gráfico 3 Cantidad de gestiones levantadas en oficina

Durante la visita se constató que las incidencias se gestionan desde los canales oficiales establecidos, principalmente el 118, y posteriormente se remiten al personal técnico. La resolución de reclamos por incidencia y de calidad del servicio depende del mismo personal multidisciplinario, y en vista de que los reclamos de este tipo son recurrentes, no se logran atender en el plazo que indica la normativa.

En el **Gráfico 4**, se muestra un total de 2,958 gestiones asociadas a los procesos comerciales del sistema aislado de Guanaja. Del total, la mayor proporción corresponde a gestiones en estado

“Generada” (2,451), lo que evidencia un volumen significativo de solicitudes, reclamos y actuaciones iniciadas dentro del sistema comercial. Además, se identifica un número relevante de 473 gestiones en estado “Pendiente” adicionalmente se registran 30 gestiones en estado “En área funcional” y 4 en estado “En análisis”. En conjunto a la fecha de remisión de la base de datos de gestiones no cerradas existen 2,958 gestiones.

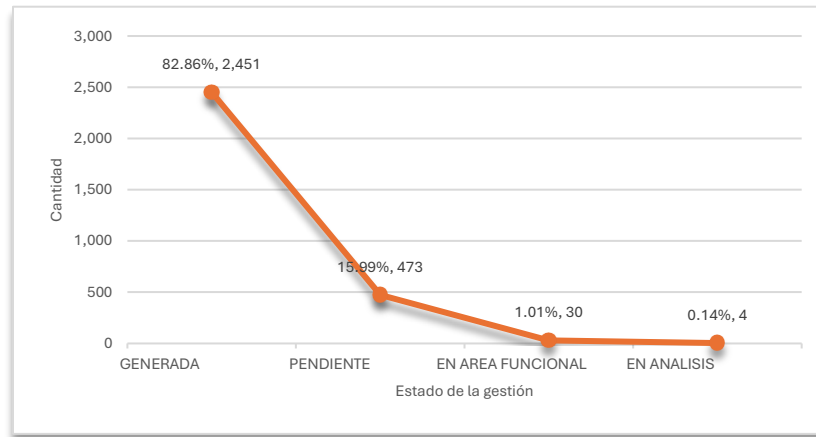


Gráfico 4 Estado de Gestiones del Sistema Guanaja

La información que se presenta en el **Gráfico 5** corresponde al total de expedientes que, al momento de la verificación, están pendientes dentro del sistema de gestión comercial. Si bien la tabla incluye gestiones clasificadas como generadas, en análisis o en área funcional, se observa que una parte significativa de estas gestiones están sin resolución definitiva, lo cual incide en los tiempos de atención y en la percepción del servicio por parte de los usuarios. Bajo este enfoque, se identifican como principales concentradores de gestiones pendientes aquellas relacionadas a errores de lectura con 1,365 gestiones. 869 gestiones de campañas, las cuales son generadas en canales internos, revisión o cambio de medidor con 193 gestiones, solicitudes de nuevo servicio con 126 gestiones y revisión o cambio de acometida con 55 gestiones, el resto de las gestiones corresponde a diversos reclamos y solicitudes de menor volumen, principalmente relacionados con facturación, estimaciones de consumo y otras gestiones comerciales. Es importante mencionar que el promedio de atención es días es de 385.

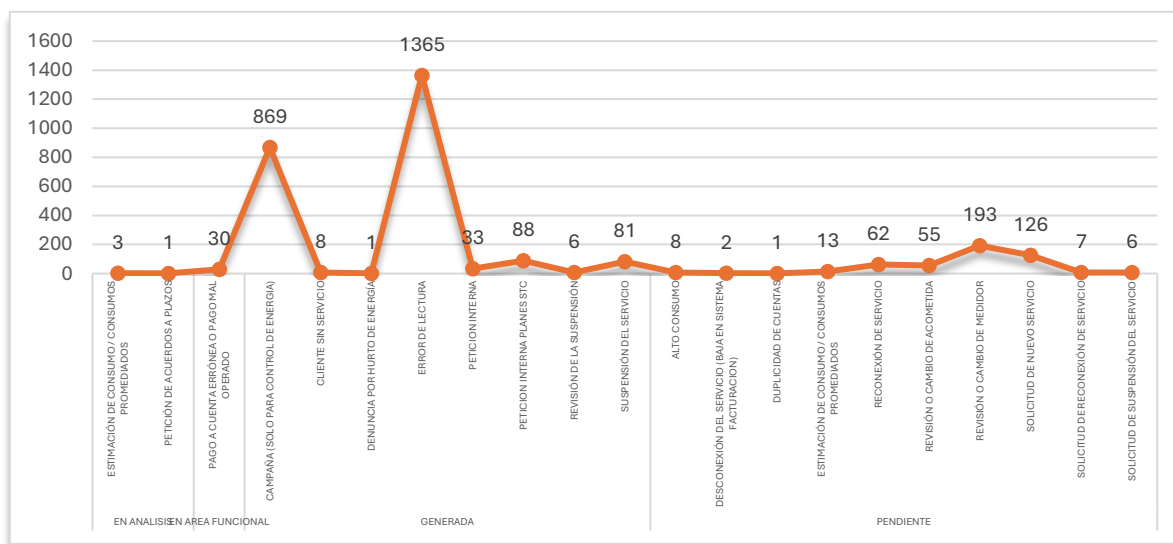


Gráfico 5 Gestiones pendientes

Con la finalidad de recopilar información directa sobre las inconformidades, quejas o reclamos que pudieran presentar los usuarios del sistema aislado de Guanaja, durante la inspección se colocaron en las oficinas de atención al usuario los canales oficiales de comunicación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Esta acción tuvo como propósito facilitar a los usuarios el acceso al ente regulador para que puedan exponer de manera directa sus observaciones o reclamos, considerando que, a la fecha de la inspección, la CREE no contaba con registros formales de reclamos asociados a este sistema. La recopilación de esta información resulta relevante para el regulador, en tanto permite identificar posibles problemáticas recurrentes en la prestación del servicio y evaluar, desde el ámbito regulatorio, las medidas que correspondan para su atención y seguimiento. En referencia ver la **Imagen 39**.



Imagen 39 Aviso informativo sobre mecanismos de reclamo ante la CREE

Manejo de las gestiones técnicas

Durante la inspección se identificó que el proceso de normalización de usuarios se encuentra incompleto debido a la falta de medidores, lo que limita la regularización de consumos y afecta la gestión de pérdidas no técnicas.

Existen medidores instalados no actualizados en el sistema comercial, lo cual impide registrar lecturas reales y genera que el usuario sea promediado.

Además de usuarios que no han sido normalizados y continúan operando sin un control completo de medición. Las zonas con mayor dispersión geográfica, como áreas costeras, presentan mayores retos para la verificación en campo. Adicionalmente, se reportó que ciertos hoteles y comercios se conectan de forma temporal para eventos o temporadas turísticas, lo que requiere ajustes operativos frecuentes para asegurar que la medición esté correctamente asociada al consumo real.

Recuperación de mora y gestión de cobro

El proceso de gestión de cobro se realiza desde la oficina mediante revisión de saldos vencidos y seguimiento a usuarios con historial de mora. Se constató que los clientes solicitan frecuentemente la aclaración de cargos cuando se detectan desviaciones en el consumo. La recuperación de mora presenta variaciones debido a la movilidad de la población y a la presencia de usuarios estacionales, lo que limita la localizar al usuario para realizar la gestión de cobro. Se reportó además que el registro

de incidencias y seguimiento de cobros se remite periódicamente a Tegucigalpa conforme a las resoluciones internas de la empresa.

El análisis de la cartera de mora de los datos proporcionados por la ENEE en el periodo de febrero a octubre de 2025 se muestra en la **Tabla 16** que, aunque el 64 % de los clientes (1,356 usuarios) se encuentra con deuda corriente, una porción importante de la base de usuarios ya presenta atrasos en los pagos de la factura: el 36 % restante se distribuye en diferentes rangos de mora, concentrándose especialmente en mora mayor a 120 días. En este segmento de 473 clientes (22 % del total) se acumula el 55 % de la deuda total vencida.

MORA	CLIENTES	DEUDA FINANCIADA	DEUDA	PORCENTAJE DE CLIENTES	PORCENTAJE DE DEUDA
DEUDA CORRIENTE	1,356	L1,323,131.10	L924,633.92	64%	14%
MORA 30	194	L290,234.19	L1,093,021.08	9%	16%
MORA 60	29	L3,890.54	L310,545.29	1%	5%
MORA 90	51		L665,890.38	2%	10%
MORA 120	473	L2,711.80	L3,631,357.47	22%	55%
Total general	2,103	L1,619,967.63	L6,625,448.14	100%	100%

Tabla 16 Mora y Recaudo del Sistema Guanaja

Facturas en estado reclamado

Se identificó la existencia de saldos reclamados originados a partir de los registros de consumo tomados entre mayo de 2024 y febrero de 2025. Dichos saldos corresponden a períodos en los que aún no se contaba con una tarifa definida, por lo que, al momento de realizar las lecturas, los consumos fueron registrados y acumulados en el sistema comercial sin ser facturados. Como resultado, estos valores permanecen actualmente retenidos en el sistema sin que se haya definido su tratamiento o resolución. En agosto de 2024, durante un cabildo abierto, se anunció la gestión de un subsidio del cincuenta por ciento (50 %) mediante un PCM; no obstante, se indicó que dicho mecanismo no ha sido aplicado de manera efectiva en el sistema. Asimismo, se identificaron situaciones derivadas de errores operativos, en las que algunos saldos reclamados fueron liberados de forma automática: en los casos donde el usuario ya había efectuado el pago, no se realizó reversión alguna, mientras que, cuando el usuario no había cancelado, y realizaba el reclamo entonces el monto se colocaba nuevamente a la condición de saldo reclamado.

En este contexto, los usuarios continúan realizando consultas en la oficina de atención, solicitando que la información relacionada con el subsidio anunciado sea trasladada a las instancias correspondientes, manifestando su preocupación debido a que los saldos continúan reflejándose en sus cuentas y a que, a la fecha no se evidencia la aplicación efectiva del PCM anunciado. Adicionalmente, se informó que, en complejos de apartamentos, los propietarios han solicitado la liberación de las facturas con el fin de que los inquilinos puedan efectuar el pago correspondiente.

El personal indicó que los saldos identificados desde mayo de 2024 se encuentran clasificados como saldo reclamado, es decir que no aparecen en la pantalla principal de saldos adeudados, esto debido a que el ciclo de lectura fue liberado en febrero de 2025 de manera regular para permitir la facturación y los pagos de los usuarios

En relación con la información remitida sobre los saldos en estado reclamado, se constató que la documentación presentada no corresponde con lo solicitado en la Orden de Inspección respecto a los aspectos comerciales. La información recibida no detalla de forma desagregada la cantidad de cuentas, su estado actual ni el monto asociado por usuario. No obstante, durante la verificación se identificó, mediante un muestreo de registros, la existencia de saldos flotantes acumulados desde el inicio de las operaciones de la ENEE en el sistema de Guanaja. Estos saldos corresponden a montos que quedaron retenidos esto debido a que, en las primeras etapas de operación, las lecturas eran tomadas, pero la facturación no se efectuaba para los usuarios. Como resultado, se mantienen valores acumulados por varios meses sin un tratamiento adecuado, lo cual requiere ser regularizado conforme a los procedimientos establecidos. En la **Imagen 40** se muestran dos casos distintos los cuales tienen saldos reclamados.

Doc. Identificación:	9999999900171	Cedula:		Algeles:	5	Industria:	0	Departamento:	11-DEPARTAMENTO DE LA BAHIA	Promedios:	162-GUANAJA	Fecha Puesta en Cobro:	22/11/2023	Ultimo Pago:	22/11/2023
Departamento:	11-DEPARTAMENTO DE LA BAHIA	Municipio:	162-GUANAJA	Fecha Puesta en Cobro:	22/11/2023	Ultimo Pago:	14/11/2023	Aldea:	2178-GUANAJA	Localidad:	31477-GUANAJA	Valor Garantía:	0	Valor Depósito:	0
Aldea:	2178-GUANAJA	Localidad:	31477-GUANAJA	Valor Garantía:	0	Valor Depósito:	0	Dirección:	REP Santo Domingo, contiguo a casa de don Doro Miliano	R. Garantía:	0	Fecha Vinculamiento:	0		
Dirección:	GUANAJA			R. Garantía:	0	Fecha Vinculamiento:	0	Validación:	0	Promedios Seguros:	0	Contratos:	0		
Tarifas:	0			Promedios Seguros:	0	Contratos:	0	Estado:	Situación correcta	Verencia ESM:	0	Fecha Medida:	H.D		
Estado:	Situación correcta			Verencia ESM:	0	Fecha Medida:	H.D	Consumo:	381	Tipo de Tecnología:	Activa	Dial:	14		
Consumo:	240			Tipo de Tecnología:	Activa	Dial:	14	Autoproducción:	0						
Días:	30	Fecha Conexión:	28/08/2024	Autoproducción:	0										
Fecha Sign:	--	Fecha Alta SMC:	28/08/2024												
Medición APD:	No	Tecnología:	Medición Comercial												
Estado Cliente:	Cliente al día														
Saldo Deuda:	1,491.29	Saldo Financiero:	0.00												
Saldo Reclamado:	6,423.40	Aplica a subsidio:	No												
CLIENTE OTRO															

Imagen 40 Capturas de cuentas con saldos pendientes en estado- reclamado

Otros hallazgos

- El sistema comercial no refleja el 100 % de información actualizada de los usuarios.
- La UTCD está llevando un proyecto para que a través de un QR instalado en el medidor de usuario, se realicen consultas generales respecto al estado de los saldos, fechas de pago y datos generales del usuario.
- La operación comercial se gestiona desde Tegucigalpa debido a la falta de personal local con accesos al sistema.
- No se cuenta con un lote de medidores asignado, y se registran aproximadamente 126 nuevas solicitudes de suministro pendientes.
- Usuarios consultan sobre el subsidio 150, mencionado durante la inauguración del proyecto Perla.
- La empresa indicó que la atención a las incidencias no se atiende en tiempo en vista de que el personal es multidisciplinario por lo que la atención está sujeta a la disponibilidad del personal, esto es similar a las gestiones de corte y reconexión.

CONCLUSIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se concluye lo siguiente:

1. Del análisis del período febrero–octubre de 2025 se observa que la mayor parte de los suministros se factura con lectura real (alrededor del 90 % del total), lo que evidencia que el proceso de lectura y facturación se encuentra operativo. No obstante, el volumen de facturación por promedio muestra un incremento respecto a los primeros meses, con picos cercanos al 15–19 % en algunos períodos, lo que indica que hay una considerable cantidad de usuarios cuyo consumo no se registra con lectura real de medidor y que el proceso no ha logrado estabilizarse en valores reducidos de promedios.
2. La estructura de la mora evidencia un desplazamiento hacia saldos de largo plazo, especialmente en la categoría de más de 120 días, donde se concentra más de la mitad del monto adeudado, representando un riesgo operativo y financiero para la gestión comercial del sistema aislado.
3. Del análisis de las gestiones pendientes del Sistema de Guanaja, se identifica una acumulación significativa de 2,958 solicitudes y reclamos en diferentes estados operativos,

reflejando atrasos sustanciales en la gestión comercial y en la capacidad de respuesta al usuario. La concentración de casos en categorías como revisión de medidor, solicitud de nuevo servicio, reconexiones y estimaciones de consumo evidencia limitaciones en la ejecución oportuna de procesos clave. Esta situación pone de manifiesto debilidades en el control interno, especialmente en la coordinación y delimitación de funciones entre el Programa Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP) y la unidad responsable del sistema aislado. La ausencia de una estructura operativa claramente diferenciada ha generado duplicidades, retrasos y falta de trazabilidad, afectando la eficiencia del servicio y la percepción del usuario.

4. Con base en la revisión efectuada, se determina que la información proporcionada sobre los saldos reclamados no se encuentra alineada a lo solicitado en la Orden de Inspección CREE-078-2025, ni permite establecer con precisión la magnitud del saldo flotante existente en el sistema de Guanaja. Las cuentas verificadas evidencian la presencia de montos acumulados por varios meses, cuyo origen se vincula a la facturación no ejecutada en etapas iniciales de operación, situación que requiere claridad y una correcta trazabilidad por parte de las instancias responsables.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los hallazgos del presente informe se recomienda lo siguiente:

1. Remitir formalmente las consideraciones para que la empresa presente un plan de normalización y reducción del atraso en atenciones, con metas mensuales verificables, priorizando las gestiones que impactan directamente la continuidad del servicio y la facturación (revisiones de medidor, reconexiones, solicitudes de servicio y estimaciones de consumo). Asimismo, se deberá solicitar la implementación de indicadores de desempeño comercial y reportes periódicos que permitan monitorear el avance, asegurando que la empresa fortalezca su capacidad operativa y mejore la calidad de atención al usuario conforme a la normativa vigente.
2. Emitir un requerimiento a la ENEE para que remita la base de datos completa y depurada de los saldos en estado reclamado, detallando por usuario: monto, antigüedad del saldo, fechas asociadas, y el estado actual del tratamiento dado a cada caso. Esta información deberá ser

presentada conforme a las disposiciones establecidas en la Orden de Inspección y a los requerimientos del proceso de verificación comercial.

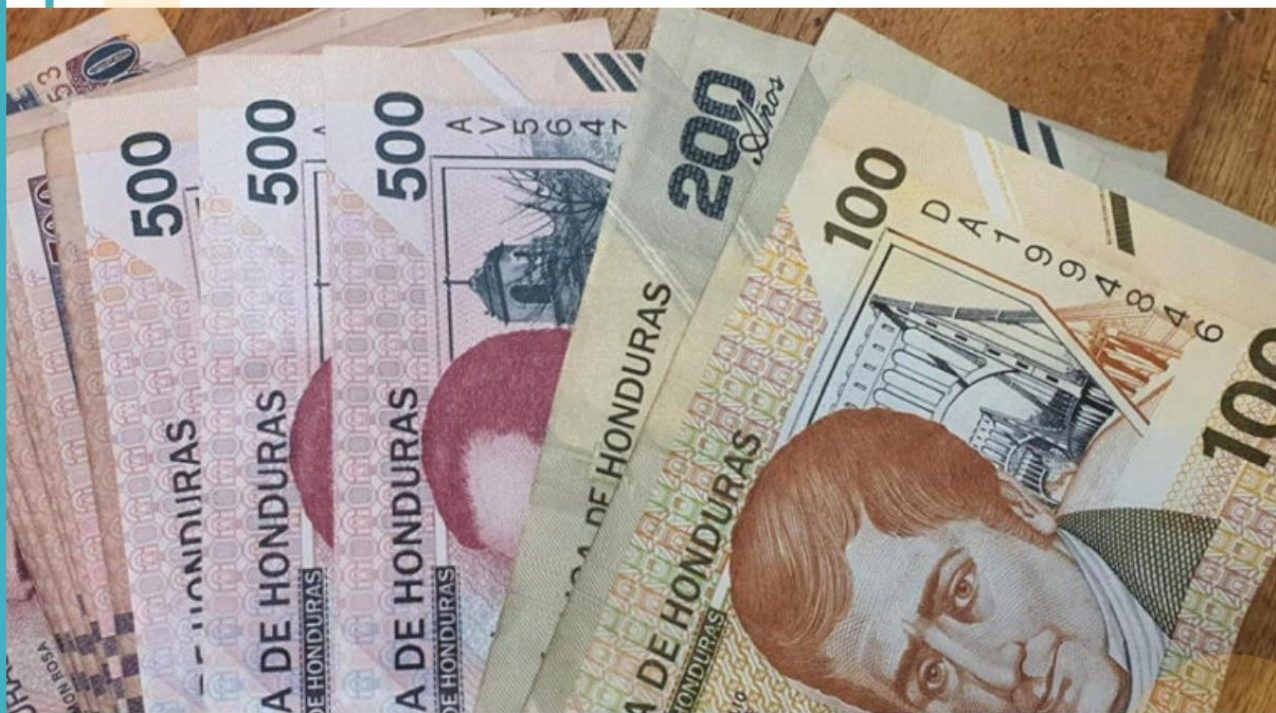
3. Dar seguimiento regulatorio al tratamiento de los saldos reclamados, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, asegurando que los actores involucrados en el subsector eléctrico estén en el entendido de la aplicación del procedimiento correspondiente para la gestión, actualización y resolución de dichos saldos según indica la normativa vigente.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir formalmente las consideraciones para presentar un plan de normalización y reducción del atraso, con metas mensuales verificables, priorizando las gestiones que impactan directamente la continuidad del servicio y la facturación	Documento emitido	Oficio	20/12/2025	Pendiente
2	Emitir un requerimiento a la ENEE para que remita la base de datos completa y depurada de los saldos en estado reclamado	Documento emitido	Oficio	20/12/2025	Pendiente
3	Dar seguimiento regulatorio al tratamiento de los saldos reclamados, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, asegurando que los actores involucrados en el subsector eléctrico estén en el entendido de la aplicación del procedimiento correspondiente para la gestión, actualización y resolución de dichos saldos según indica la normativa vigente	Documento emitido	Oficio	20/12/2025	Pendiente

SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE SUBSIDIOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

SUPERVISIÓN SUBSIDIOS 150 KWH Y SEGUNDO SUBSIDIO PARA MITIGAR EL IMPACTO DEL CAMBIO TARIFARIO

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como objetivo mostrar los resultados de los análisis de supervisión realizados. En dicha supervisión se evaluó la implementación del subsidio a los usuarios con un consumo mensual de energía igual o inferior a 150 kWh, así como la disposición de un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones trimestrales en la tarifa.

Además, se verificó el cumplimiento de la transferencia equivalente al 40% del monto total del subsidio de 150 kWh a los usuarios no residenciales, excluyendo a los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh (micro, pequeñas y medianas empresas). Estas verificaciones se basaron en lo establecido en los artículos 3 y 4 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2025.

Asimismo, se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas de esta actividad de supervisión, con el propósito de que este informe sirva como base para mejorar la implementación de dichos subsidios.

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 02-2022, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras. Además, el Decreto Legislativo número 46-2022 creó la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social.

Que la Ley en su artículo 3, literal F, 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 Decreto Legislativo 02-2022 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 11 de febrero de 2022, contiene la reforma del artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica que indica que cuando el Estado decida subsidiar a los consumidores de bajos ingresos, deberá hacerlo sin afectar las finanzas del subsector eléctrico pudiendo para ello cargar a una categoría de usuarios, costos atribuibles a otra categoría.

Que el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 en su artículo 1, instruye a la Secretaría de Estado en el Despacho de Finanzas (SEFIN) para que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal 2025, que permitan disponer a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) del monto equivalente al 60 por ciento del total subsidio, en favor de alrededor de un millón (1,000,000) de clientes con consumos iguales o inferiores a 150 kWh.

Que el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 publicado en el Diario Oficial la Gaceta el 02 de enero del 2025 establece la aplicación de un subsidio a la factura de energía para aquellos usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh, e instruye en su artículo 3 trasladar la diferencia del subsidio equivalente al 40 por ciento, a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas) que apliquen de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022.

Asimismo, el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 en su artículo 4, instruye y otorga la potestad de supervisión de dicho proceso a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en conjunto con la Secretaría de Energía (SEN).

Por último, que el Decreto Ejecutivo PCM 02-2025 en su artículo 2, instruye a SEFIN para que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal 2025, que permitan disponer de un segundo subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

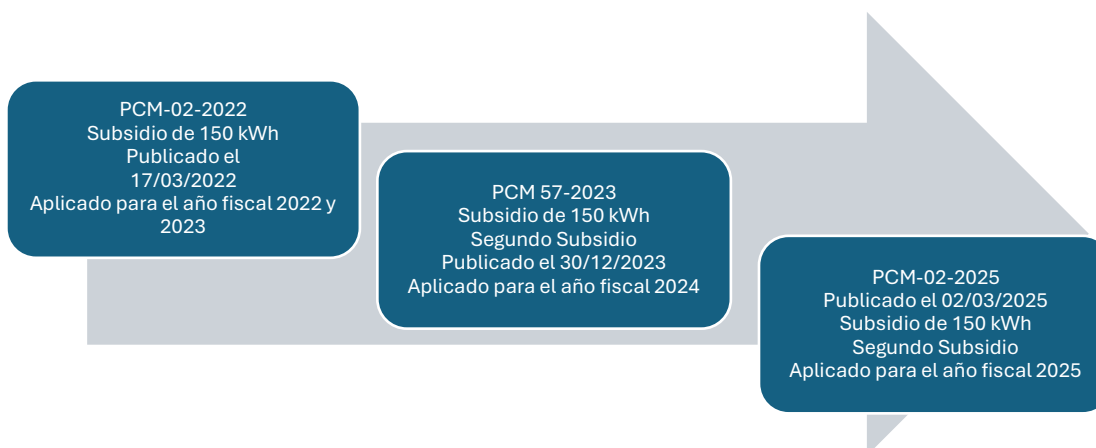


Imagen 41 Decretos Ejecutivos aplicables para subsidios en la factura de energía.

ANTECEDENTES

Con el propósito de supervisar las actividades del subsector eléctrico durante el ejercicio fiscal 2025, en particular, la implementación del subsidio de energía para usuarios con un consumo mensual igual o inferior a 150 kWh, así como un segundo subsidio para mitigar los efectos de las modificaciones tarifarias trimestrales conforme a la regulación actual, la Comisión, en colaboración con la SEN y la ENEE, llevó a cabo una reunión el 3 de mayo de 2024 con el objetivo de discutir en un panorama general los acontecimientos relacionados a la aplicación del segundo subsidio.

En el transcurso del año 2024 se solicitaron las actualizaciones del proceso de focalización de los subsidios a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y a la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN), mismas que han mencionado no tener avances en los análisis de focalización de los subsidios a pesar de lo establecido en los decretos PCM que asignan esta responsabilidad a las instituciones.

OBJETIVO

Poner de manifiesto los resultados obtenidos en relación con la supervisión de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025. Refiriéndose a la aplicación del subsidio a la factura de energía para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh durante el ejercicio fiscal de 2025.

Además, se analizó la implementación de un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Verificar el cumplimiento asociado a las operaciones presupuestarias, financieras y contables, que permitan a la ENEE disponer del monto equivalente al pago del 60 % del subsidio, así como de un segundo subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.
2. Evaluar el cumplimiento de la aplicación del subsidio a los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh.
3. Evidenciar el cumplimiento del traslado equivalente al 40% del monto del subsidio, a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas).
4. Revisar el cumplimiento del inicio del proceso de profundización de la focalización de dicho subsidio realizado por la SEN, con el fin que el mismo sea recibido por las familias que de ingresos precarios categorizadas como en pobreza extrema.
5. Verificar el cumplimiento de la aplicación del subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

RESULTADOS

La CREE resultado de las actividades descritas en la sección anterior, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 obtuvo los resultados siguientes:

Operaciones presupuestarias

El Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 instruye a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2024 que permitan a la ENEE disponer del equivalente al 60 % del monto total del pago del subsidio, con el fin de poder beneficiar a los usuarios con consumos iguales o inferiores a 150 kWh y que se permita disponer del monto para aplicar un segundo subsidio y cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

La SEN, en su función como órgano rector de las políticas públicas energéticas, elaboró un procedimiento con el fin de coordinar las acciones presupuestarias correspondientes con SEFIN y ENEE. Dicho procedimiento se publicó en el diario oficial “La Gaceta” mediante Acuerdo SEN-071-2022 con fecha 16 de agosto del 2022.

Metodología aplicada desde 2023 por parte de la SEN para realizar las transferencias mensuales a la ENEE de los fondos para dar cumplimiento al subsidio de 150 kWh.

La metodología utilizada para el cálculo de las estimaciones del monto mensual del subsidio pagado por SEFIN y los usuarios correspondientes, es la siguiente:

La ENEE utiliza 5 códigos de transacción para la aplicación del subsidio de 150 kWh, los cuales se detallan a continuación:

- CC481 – Subsidio PCM marzo 2022
- CC482 – Compensación Subsidio PCM marzo 2022
- VA372 – Subsidio Gob. Decreto 2-2022 (ajuste)
- VA373 – Compensación Gob. Decreto 2-2022 (ajuste)
- CC446 – Reintegro de Subsidio PCM Marzo 2022 (ajuste)

Donde el cargo CC446 es aplicado desde abril 2025 hasta la fecha, siendo aplicado como un ajuste a los cargos CC481 y VA372. Cabe destacar que la aplicación de este cargo fue informado a través de correo electrónico y no mediante los canales oficiales establecidos, por lo cual no había sido considerado en reportes anteriores.

En base a esta información la SEN realiza una revisión de cada base de datos correspondiente, identificando la categoría tarifaria aplicada para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh, que, en este caso, por parte de la ENEE se toman en cuenta categorías relacionadas a “101 BT RESIDENCIAL”, “102 BT RESIDENCIAL TRIFASICO” y “201 BT COMERCIAL MONOFASICO”. Sin embargo, la SEN solo reconoce los montos subsidiados en la categoría tarifaria 101 BT RESIDENCIAL, en concordancia a la estructura tarifaria aprobada por esta Comisión mediante Acuerdo-CREE-64-2022, en los cuales las categorías en las bases de datos denominadas como “102 BT RESIDENCIAL TRIFASICO”, “201 BT COMERCIAL MONOFASICO”, “202 BT COMERCIAL TRIFASICO”, “501 MT GOBIERNO MONOFASICO”, “502 MT GOBIERNO TRIFASICO”, “601 MT MUNICIPALIDAD

MONOFASICO”, “701 MT SERV. COMUNITARIO MONOFASICO” y “702 MT SERV. COMUNITARIO TRIFA” se encuentran fuera de la categoría Servicio Residencial reconocida en el pliego tarifario actual.

Es importante hacer mención que la aplicación del subsidio de 150 kWh por parte de ENEE toma como referencia una categoría tarifaria utilizada por la empresa antes de la publicación del pliego tarifario aprobado por la CREE en el 2016.

Además, se toman en consideración los valores subsidiados para aquellos consumos de energía superiores a 150 kWh y un valor de factura subsidiada superior a L 1,100. Esto se debe a que el subsidio otorgado debe estar aproximadamente en un rango de L 900 a L 1,100, teniendo en cuenta el factor de corrección al momento de calcular el cargo por alumbrado público.

Por tanto, a la fecha el orden metodológico para identificar lo anteriormente expuesto se muestra a continuación:

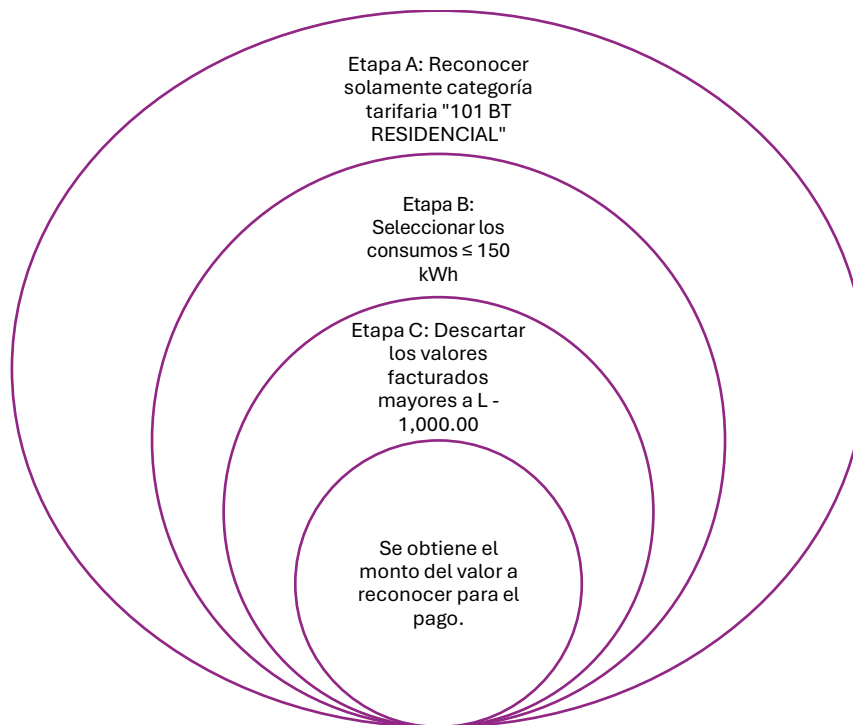


Imagen 42 Metodología para la selección de información confiable para pago.

Fuente: Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN).

Liberación y obtención de los fondos para disponer de un segundo subsidio en el ejercicio fiscal 2024 y 2025.

La Secretaría de Finanzas (SEFIN) ha liberado y obtenido los fondos necesarios para implementar un segundo subsidio destinado a cubrir los impactos de las modificaciones trimestrales en las tarifas, tal como se establece en el artículo 2 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2025.

Además, es relevante destacar que durante este año se han identificado modificaciones en la facturación de los subsidios con respecto al año 2023. En consecuencia, la SEN llevará a cabo las consultas pertinentes con la Secretaría de Finanzas para evaluar la posibilidad de realizar estos ajustes dentro del presupuesto establecido para el ejercicio fiscal actual.

Aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh

Para el año 2025 el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025, instruye la aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh. Se identificó que para octubre de 2025 la ENEE contó con 956,502 usuarios que fueron procesados para el subsidio de 150 kWh, equivalente a L. L307,806,692.02.

A continuación, se presenta un resumen detallado de los datos obtenidos a partir de la información proporcionada por la ENEE correspondiente al cuarto trimestre de 2025.

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Agosto 2025	954,150	975,213	L309,587,015.74
Septiembre 2025	945,986	967,675	L312,580,687.94
Octubre 2025	956,502	980,574	L307,806,692.02

Tabla 17 Resumen subsidio de 150 kWh.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

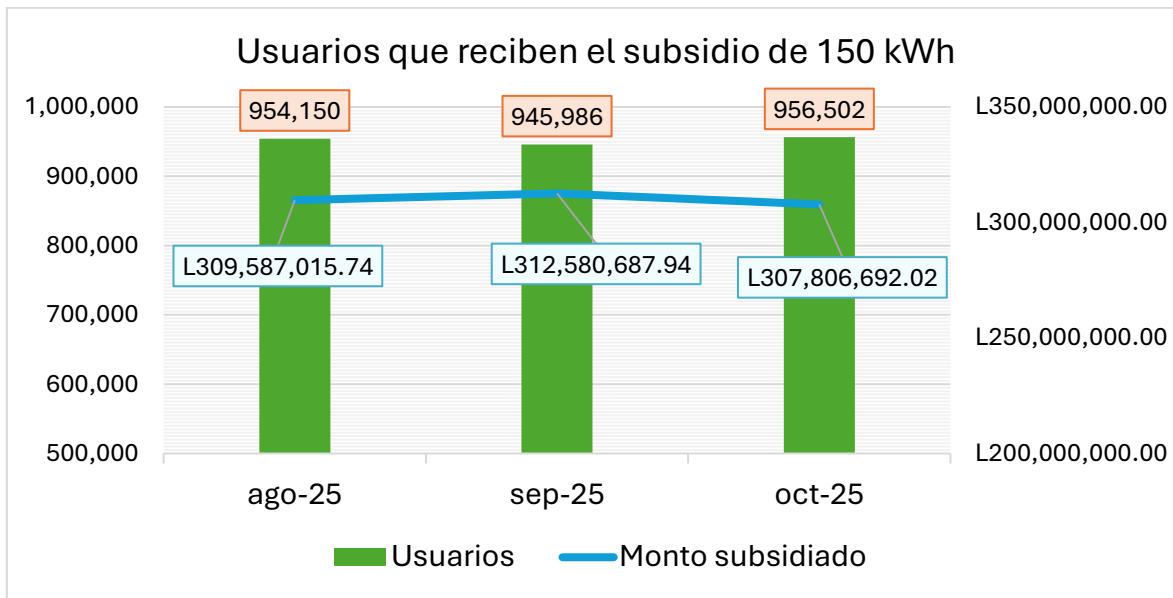


Gráfico 6 Usuarios que reciben el subsidio de 150 kWh tercer trimestre 2025.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Para la aplicación del subsidio de 150 kWh se tomaron en cuenta criterios de focalización tales como: exceptuar a los usuarios que tengan más de un servicio de medición a su nombre o usuarios que viven en zonas de alta plusvalía (zonas residenciales clasificadas como R1 y R2 en el casco urbano de Tegucigalpa y San Pedro Sula).

Por otro lado, en base al análisis realizado por esta Comisión, se encontraron discrepancias en los datos tales como: usuarios residenciales con consumo mayor a 150 kWh que recibieron el subsidio; usuarios con sector de consumo industrial, municipal, gobierno y comercial que recibieron el subsidio; y claves duplicadas en los códigos de transacción por causa de refacturaciones y ajustes a los usuarios. En la **Tabla 18** y **Tabla 19** se muestran los datos resultantes.

Mes	Cantidad de claves duplicadas	Cantidad de transacciones duplicadas
Agosto 2025	5,835	25,619
Septiembre 2025	4,744	26,418
Octubre 2025	5,056	29,052

Tabla 18 Claves duplicadas para los códigos de transacción CC481 y VA372.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Mes	Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh
Agosto 2025	1,527
Septiembre 2025	856
Octubre 2025	948

Tabla 19 Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh para los códigos de transacción CC481 y VA372.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Es importante hacer mención que dichos montos son analizados con base a la información entregada por la empresa distribuidora a esta Comisión, no obstante, el equipo técnico de la DNPEPES y la DGEM de la SEN realizan evaluaciones previas en cuanto a las inconsistencias encontradas en los datos y reconocen ciertos montos para la transferencia de los fondos a la ENEE conforme a la metodología expuesta en este informe previamente, asimismo, los usuarios son ajustados en relación a las situaciones aquí mostradas y es importante mencionarlas para corregir los procesos desde el inicio y evitar este tipo de incidencias.

Las claves repetidas de la **Tabla 18**, representan la cantidad de repeticiones entre subsidios y ajustes que se cargan a algunas claves, este dato es importante para visualizar la cantidad de inconsistencias que se deben solventar para evitar esa cantidad de repeticiones de transacciones.

Traslado de aporte equivalente al cuarenta por ciento (40%) a los usuarios con consumo arriba de 3,000 kWh

Para el año 2025, el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 en su artículo 3 instruyen a la ENEE trasladar la diferencia del subsidio equivalente al cuarenta por ciento (40%), a los clientes no residenciales, exceptuando los clientes comerciales integrados a la red de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh (micro, pequeña y medianas empresas que apliquen de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022).

A continuación, se muestra una tabla detallada con respecto a los usuarios que aportaron al subsidio en el cuarto trimestre del 2025:

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto aportado (HNL)
Agosto 2025	27,523	28,855	L110,354,212.32
Septiembre 2025	27,562	29,134	L133,455,353.76
Octubre 2025	27,887	29,666	L121,393,470.29

Tabla 20 Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

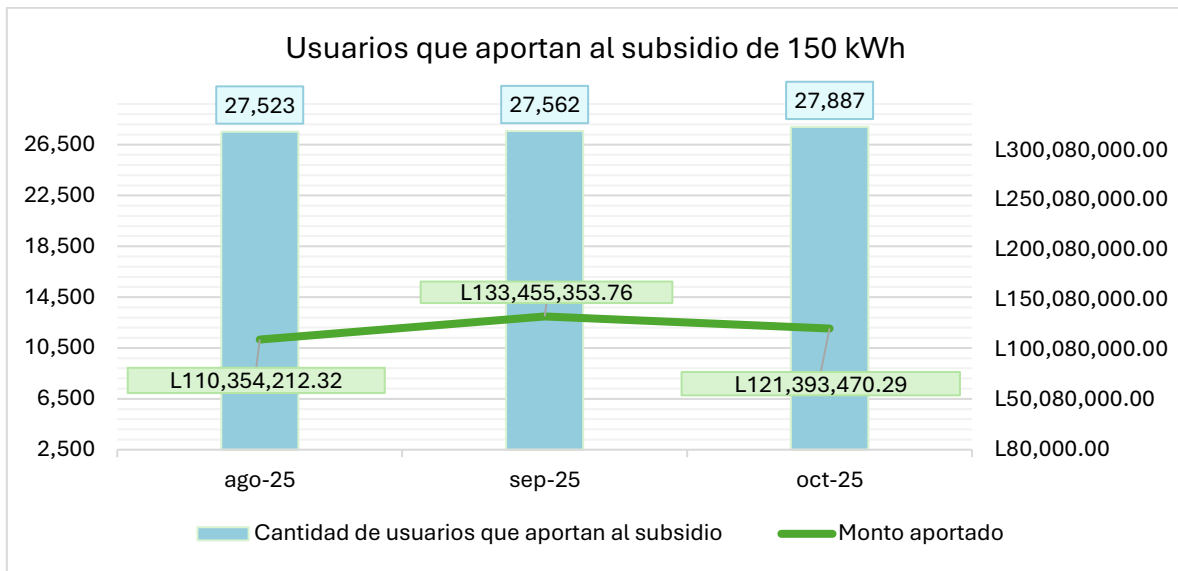


Gráfico 7 Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Seguidamente, esta Comisión, con base en la información requerida y proporcionada por la ENEE, identificó que, en octubre de 2025, la empresa contó con un total de **2,162,616 usuarios**, de los cuales **el 1.29 % aportó el 39.44 % del monto total del subsidio correspondiente a los usuarios no residenciales**, equivalente a **L121,393,470.29**.

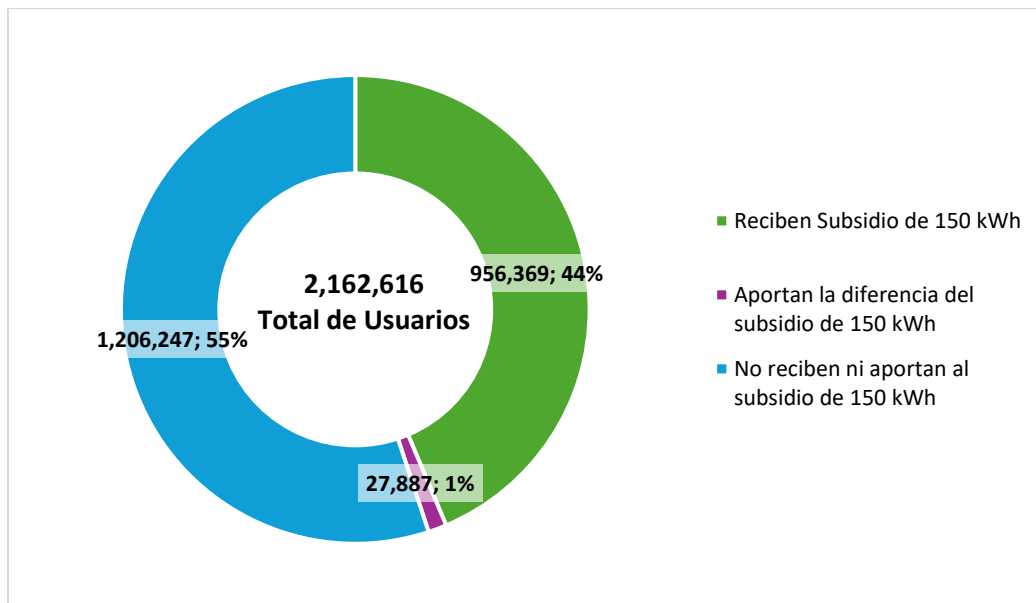


Gráfico 8 Resumen de usuarios octubre 2025
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Adicionalmente, se identificaron discrepancias en la información, entre las cuales se destacan usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh pese a registrar consumos facturados menores o iguales a 3,000 kWh, específicamente en los códigos de transacción CC482 y VA373, así como la existencia de claves duplicadas en los códigos de transacción, atribuibles a procesos de refacturación y ajustes aplicados a los usuarios.

En la **Tabla 21** y **Tabla 22** se muestran los datos resultantes.

Mes	Cantidad de claves duplicadas	Cantidad de transacciones duplicadas
Agosto 2025	225	1,557
Septiembre 2025	518	2,090
Octubre 2025	310	2,089

Tabla 21 Claves duplicadas para los códigos de transacción CC482 y VA373.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Mes	Usuarios con consumos facturados menores o iguales a 3000 kWh	Monto aportado (HNL)
Agosto 2025	65	212,588.36
Septiembre 2025	51	396,997.06
Octubre 2025	107	338,242.73

Tabla 22 Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh para los códigos de transacción CC482 y VA373.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Por último, al considerar los datos anteriores, se determinó el porcentaje de usuarios con consumos mensuales superiores a 3000 kWh para el año 2025 no siempre cumple la proporción del 60/40 para el pago total del subsidio, en el caso del año 2025 al cierre de octubre no se logró ajustar este porcentaje, los resultados se muestran en una sección subsiguiente del presente informe.

A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto al porcentaje que aportan los usuarios con consumo mayor a 3,000 kWh y el porcentaje subsidiado por el Estado:

Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto a subsidiar por el Estado (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje subsidiado por el Estado (60%)
Agos 2025	L313,931,549.77	L110,354,212.32	L203,577,337.45	35.65%	64.35%
Sept 2025	L312,619,706.85	L133,455,353.76	L179,164,353.09	42.69%	57.31%
Oct 2025	L308,244,005.03	L121,393,470.29	L212,477,705.04	39.44%	60.56%

Tabla 23 Resumen de montos y porcentajes que cubre los usuarios no residenciales con consumo mensual mayor a 3,000 kWh, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

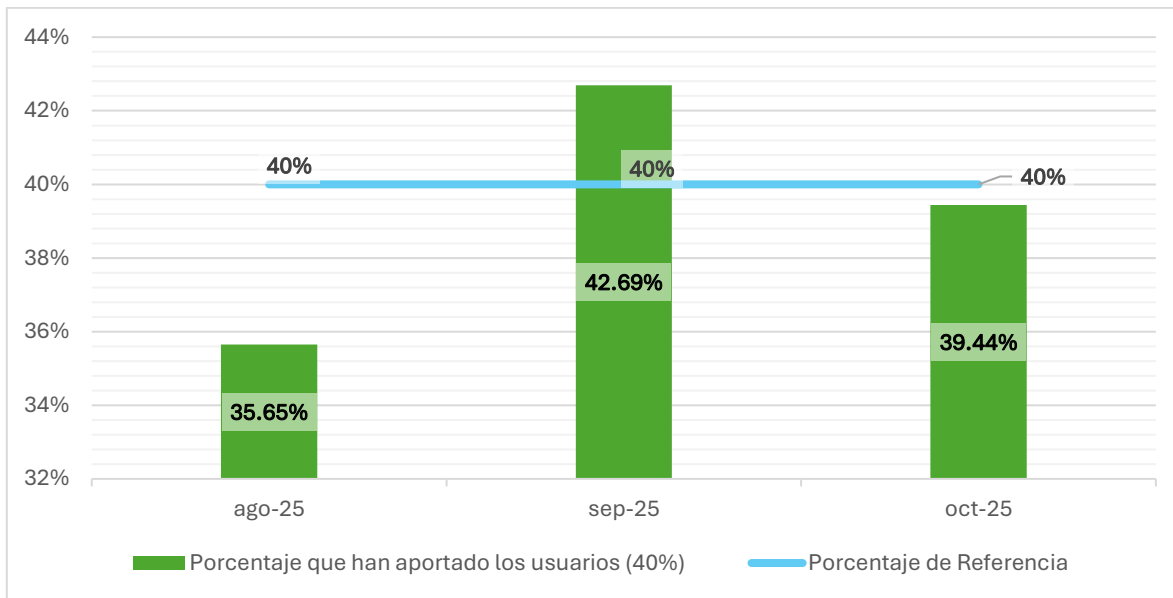


Gráfico 9 Porcentaje que han aportado los usuarios.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Focalización para la aplicación del subsidio a usuarios con consumo menor o igual a 150 kWh

Originalmente, el Decreto 02-2022 estableció el subsidio para usuarios con consumos de hasta 150 kWh, y dispuso que la ENEE, en conjunto con la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) y el Centro Nacional de Información del Sector Social (CENISS) debían iniciar el proceso de profundización de la focalización de dicho subsidio.

En consonancia con lo mencionado, en reuniones de trabajo conjuntas entre la SEN y la ENEE, se ha buscado la colaboración del BCIE para contratar una firma consultora con experiencia en procesos de focalización. Asimismo, en enero de 2023, la SEN firmó un convenio con el Instituto Nacional de Estadística para que este último brinde apoyo en la creación de las bases de datos necesarias para una focalización más efectiva del subsidio.

Hasta la fecha, no se ha implementado ninguna estrategia adicional para la focalización del subsidio. No obstante, mensualmente se realizan modificaciones en la inclusión o exclusión de usuarios del subsidio, en respuesta a las solicitudes de los propios usuarios o a las recomendaciones de los supervisores de campo.

RESUMEN HISTÓRICO (2024-2025)

Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto subsidiado por el Estado (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje subsidiado por el Estado (60%)
Enero 2024	L299,124,373.86	L103,425,158.77	L195,699,215.09	34.58%	65.42%
Febrero 2024	L303,607,420.23	L142,620,539.43	L160,986,880.80	46.98%	53.02%
Marzo 2024	L312,163,670.02	L119,063,357.23	L193,100,312.79	38.14%	61.86%
Abril 2024	L295,025,459.65	L136,732,939.97	L158,292,519.68	46.35%	53.65%
Mayo 2024	L299,336,835.89	L95,766,299.99	L203,570,535.90	31.99%	68.01%
Junio 2024	L301,873,725.01	L118,969,965.98	L182,903,759.03	39.41%	60.59%
Julio 2024	L309,507,393.51	L104,855,406.35	L204,651,987.16	33.88%	66.12%
Agosto 2024	L315,607,433.28	L114,514,401.98	L201,093,031.30	36.28%	63.72%
Septiembre 2024	L314,671,622.62	L134,044,607.06	L180,627,015.56	42.60%	57.40%
Octubre 2024	L316,908,782.79	L108,496,579.59	L208,412,203.20	34.24%	65.76%
Noviembre 2024	L333,708,259.27	L129,392,032.16	L204,316,227.11	38.77%	61.23%
Diciembre 2024	L338,800,994.24	L140,588,537.33	L198,212,456.91	41.50%	58.50%
Enero 2025	L330,778,631.85	L125,032,029.55	L205,746,602.30	37.80%	62.20%
Febrero 2025	L334,876,235.32	L149,636,430.38	L185,239,804.94	44.68%	55.32%
Marzo 2025	L331,106,579.82	L137,529,513.78	L193,577,066.04	41.54%	58.46%
Abril 2025	L308,547,293.79	L118,892,464.40	L189,654,829.39	38.53%	61.47%
Mayo 2025	L306,410,025.72	L114,739,853.36	L191,670,172.36	37.45%	62.55%
Junio 2025	L274,655,130.40	L128,128,839.77	L146,526,290.63	46.65%	53.35%
Julio 2025	L287,965,763.74	L86,695,634.45	L201,270,129.29	30.11%	69.89%
Agosto 2025	L309,587,015.74	L110,354,212.32	L199,232,803.42	35.65%	64.35%
Septiembre 2025	L312,580,687.94	L133,455,353.76	L179,125,334.18	42.69%	57.31%
Octubre 2025	L307,806,692.02	L121,393,470.29	L186,413,221.73	39.44%	60.56%
Total	L6,844,650,026.71	L2,674,327,627.89	L4,170,322,398.81	39.07%	60.93%

Tabla 24 Resumen de montos y porcentajes que cubren los usuarios, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Cabe precisar que, durante los meses de abril a julio, se incorporó la aplicación del cargo CC446, el cual no había sido considerado en los reportes elaborados para el período comprendido entre abril y octubre de 2025. La identificación de este concepto se realizó posteriormente, a partir de una comunicación remitida por la Secretaría de Energía (SEN), mediante la cual se informó la existencia y aplicabilidad de dicho cargo dentro del esquema de facturación.

En consecuencia, la incorporación del cargo CC446 generó variaciones en los montos subsidiados previamente reportados, lo que explica las diferencias observadas en los informes correspondientes al segundo y tercer trimestre, particularmente en el análisis del monto subsidiado.

Aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa

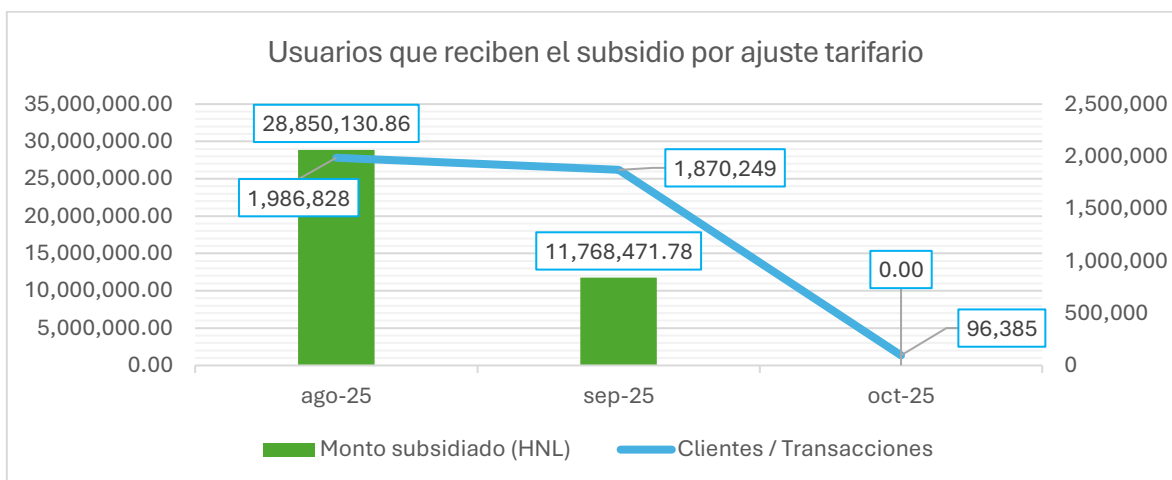
El Decreto Ejecutivo PCM-57-2023 instruye a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2025, el Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 contiene las mismas disposiciones para el ejercicio fiscal de 2025. El propósito de estas operaciones es utilizar los fondos no ejecutados del Decreto Ejecutivo PCM-57-2023, los cuales corresponden al subsidio del pago del 60% a la ENEE, con el fin de evitar el impacto de la aplicación del ajuste tarifario que se realiza de manera trimestral.

Además, ambos decretos instruyen a la SEN y la CREE para que supervisen y verifiquen el cumplimiento de lo establecido anteriormente. A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto a los datos obtenidos de la información proporcionada por la ENEE correspondientes a los meses de agosto, septiembre y octubre de 2025:

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Agosto 2025	2,912,259	L40,198,661.59
Septiembre 2025	1,870,249	L11,768,471.78
Octubre 2025	96,385	L0.00

*Tabla 25 Resumen de segundo subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios.
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)*

A continuación, el gráfico representativo de usuarios que han recibido el subsidio por cambio tarifario y sus montos asociados en los meses de agosto, septiembre y octubre de 2025:



*Gráfico 10 Aplicación de subsidio por ajuste tarifario
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)*

En algunos meses se han identificado casos en los que se registran múltiples transacciones con el mismo código de transacción. Sin embargo, esto se debe a que durante un mismo mes pueden llevarse a cabo procesos de refacturación.

Adicionalmente, para el mes de octubre de 2025, si bien el análisis tarifario no generó la aplicación de nuevos montos subsidiados por ajuste tarifario (dado que la tarifa aplicada se ubicó por debajo de la tarifa de referencia), la información remitida por la ENEE refleja la existencia de movimientos de cargos (débitos). Dichos movimientos corresponden principalmente a reintegros asociados a correcciones y refacturaciones de períodos anteriores, así como a subsidios correspondientes a meses previos que fueron sometidos en octubre a procesos de reconocimiento y aprobación por parte del Estado. En consecuencia, los valores reportados para este mes responden a ajustes contables derivados de procesos de regularización, y no a la generación de subsidio correspondiente al período de octubre.

RESUMEN HISTÓRICO (2025)

Mes	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
Enero 2025	1,862,101	L316,317,617.39
Febrero 2025	1,871,763	L315,090,029.36
Marzo 2025	1,880,986	L332,665,056.13
Abril 2025	1,888,984	L202,875,527.05
Mayo 2025	1,976,856	L187,165,840.39
Junio 2025	1,976,907	L182,253,018.09
Julio 2025	1,999,762	L39,345,942.35
Agosto 2025	2,912,259	L40,198,661.59
Septiembre 2025	1,870,249	L11,768,471.78
Octubre 2025	96,385	L0.00
Total	1,833,625	L1,616,677,334.10

Tabla 26 Resumen de beneficiarios que reciben subsidio y los montos que el Estado subsidia

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Se ha realizado un análisis indicativo del comportamiento tarifario debido a este segundo subsidio, mismo que se muestra en el gráfico a continuación:

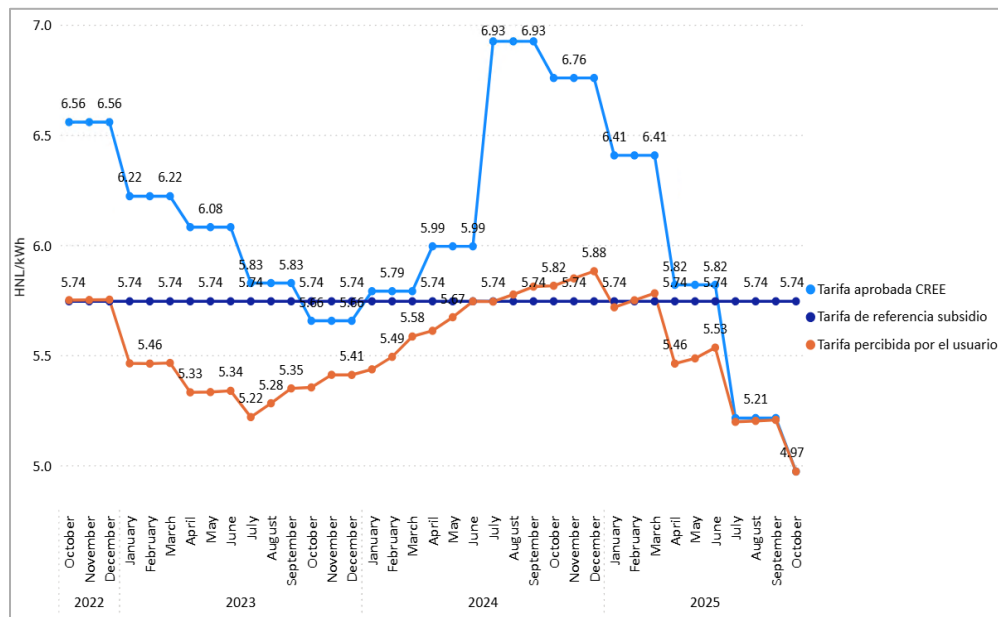


Gráfico 11 Comportamiento tarifario debido al segundo subsidio.

En el gráfico anterior, se ven representada 3 líneas indicativas según los siguientes colores:

Tarifa aprobada por la CREE: esta representa los valores aprobados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) de forma trimestral.

Tarifa de referencia subsidio: es la tarifa residencial que dictan los PCM asociados al funcionamiento de los subsidios.

Tarifa percibida por el usuario: esta representa la tarifa que perciben los usuarios en su recibo de energía eléctrica mensual, con el subsidio otorgado mediante PCM para aminorar el impacto debido a los ajustes tarifarios trimestrales.

ANÁLISIS HISTÓRICO

Para efectos de cierre del presente informe trimestral, se presenta un análisis histórico consolidado del subsidio de 150 kWh correspondiente al período comprendido entre los años 2022 y 2025. Dicho análisis se elabora con base en la información procesada en el presente informe, así como en los resultados consignados en informes técnicos emitidos en períodos anteriores.

En la **Tabla 27** se resume la evolución anual de los montos subsidiados, desagregando el aporte realizado por los usuarios y el monto cubierto con recursos del Estado, así como los porcentajes efectivos de participación de cada fuente de financiamiento.

Año	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto subsidiado por el Estado (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje subsidiado por el Estado (60%)
2022	L3,195,036,159.71	L1,303,344,808.62	L1,891,691,351.09	40.79%	59.21%
2023	L3,425,914,742.48	L1,370,972,296.72	L2,054,942,445.76	40.02%	59.98%
2024	L3,740,335,970.37	L1,448,469,825.84	L2,291,866,144.53	38.73%	61.27%
2025	L3,104,314,056.34	L1,225,857,802.05	L1,878,456,254.28	39.49%	60.51%
Total	L13,465,600,928.90	L5,348,644,733.23	L8,116,956,195.66	39.72%	60.28%

Tabla 27 Resumen de montos y porcentajes que cubren los usuarios, así como el porcentaje a subsidiar por fuentes nacionales por Año

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

En cuanto al componente poblacional del subsidio, la **Tabla 28** presenta el comportamiento anual del número de usuarios beneficiados considerando el promedio mensual y, para los años en que la información se encuentra disponible, el volumen de transacciones asociadas al subsidio de 150 kWh.

Para el período 2022 a 2025, el promedio anual de usuarios considerados en el proceso del subsidio fue de 893,841 usuarios. Adicionalmente, para el período 2024 a 2025 se registró un promedio de 923,981 transacciones asociadas a la aplicación de dicho subsidio.

Año	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
2022	886,054		L3,195,036,159.71
2023	891,315		L3,425,914,742.48
2024	883,033	910,267	L3,740,335,970.37
2025	916,074	940,438	L3,104,314,056.34
Total	893,841	923,981	L13,465,600,928.90

Tabla 28 Resumen subsidio de 150 kWh por Año.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Con base en la información contenida en la **Tabla 27**, se elaboró el **Gráfico 12**, el cual permite visualizar de manera integrada el comportamiento del subsidio de 150 kWh a lo largo del período 2022 a 2025, evidenciando tanto la evolución del monto subsidiado como la variación en el número de usuarios beneficiados.

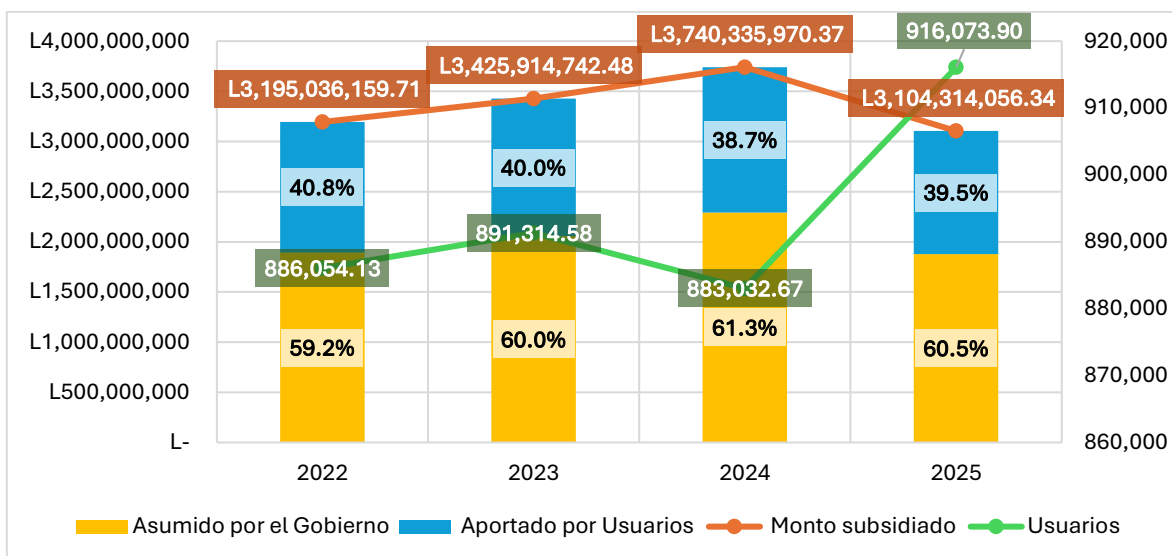


Gráfico 12 Comportamiento histórico del subsidio de 150 kWh (2022–2025)

Del análisis de la información consolidada se identifica una tendencia creciente en los montos subsidiados durante el período 2022 a 2024, alcanzando su punto máximo en el año 2024, el cual registra el mayor monto subsidiado del período evaluado. Resulta relevante destacar que dicho incremento se produce a pesar de que, en promedio, el número de usuarios considerados para la aplicación del subsidio en ese año fue inferior al observado en años previos, lo que sugiere un mayor monto subsidiado por usuario.

En la **Tabla 29** se presenta el resumen anual de los usuarios que aportan al financiamiento del subsidio de 150 kWh, así como el número de transacciones asociadas a dicho aporte. Para el período comprendido entre 2022 y 2025, se registra un promedio anual de 27,762 usuarios aportantes. En términos monetarios, el aporte acumulado de los usuarios durante el período asciende a L5,348,644,733.23, evidenciando la relevancia de este componente dentro del esquema de financiamiento del subsidio.

Año	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
2022	39,741		L1,303,344,808.62
2023	23,944		L1,370,972,296.72
2024	24,816	25,789	L1,448,469,825.84
2025	26,294	28,603	L1,225,857,802.05
Total	27,762	27,068	L5,348,644,733.23

Tabla 29 Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh por Año
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Es importante señalar que para el año 2022 no se dispone de información correspondiente a los meses de septiembre y octubre en relación con usuarios y transacciones, por lo cual los datos reflejan únicamente los meses comprendidos entre marzo y agosto, así como noviembre y diciembre, situación que debe ser considerada al momento de interpretar los resultados presentados en la **Tabla 28** y **Tabla 29**.

En la **Tabla 30** presenta el comportamiento del segundo subsidio aplicado por ajuste tarifario, el cual es extensivo a la totalidad de los usuarios del sistema. Para el período 2022 a 2025, el promedio anual de usuarios beneficiados asciende a 1,803,189, mientras que el monto total subsidiado acumulado al mes de octubre de 2025 alcanza L10,539,899,779.38. Al igual que en el subsidio de 150 kWh, se observa que el año 2024 monto subsidiado, seguido de una reducción en 2025.

Año	Usuarios	Monto subsidiado (HNL)
2022	1,751,418	L1,145,620,021.89
2023	1,787,612	L3,467,390,472.88
2024	1,883,464	L4,310,211,950.51
2025	1,741,082	L1,616,677,334.10
Total	1,803,189	L10,539,899,779.38

Tabla 30 Resumen de segundo subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios por Año.

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Con base en la información contenida en la **Tabla 30**, se elaboró el **Gráfico 13**, el cual permite visualizar el comportamiento anual del segundo subsidio por ajuste tarifario y facilita la identificación de tendencias y variaciones relevantes a lo largo del período analizado.

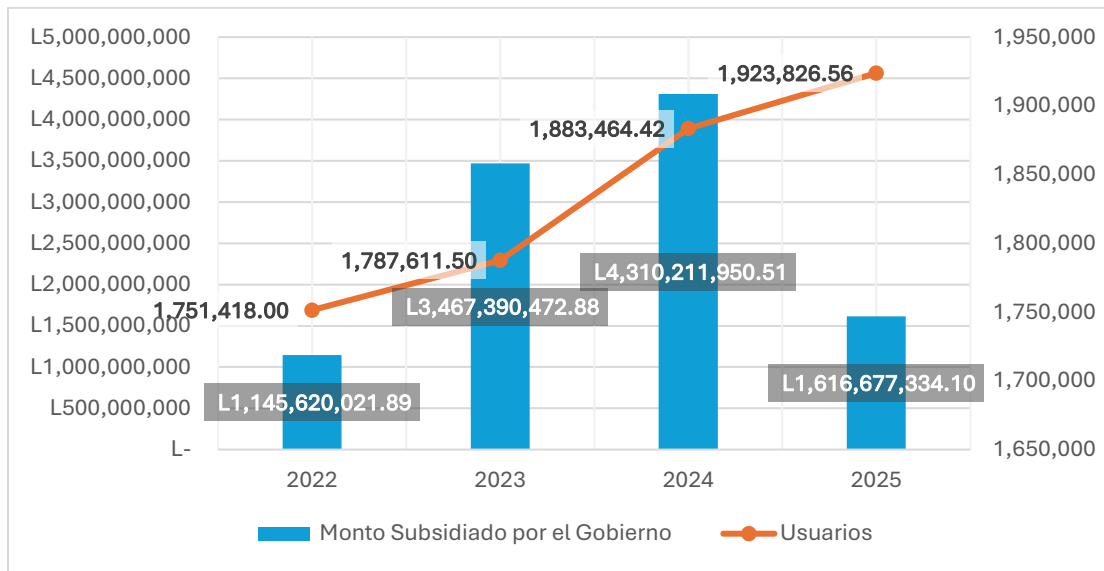


Gráfico 13 Comportamiento histórico del subsidio por ajuste tarifario (2022–2025)

Del gráfico se observa un incremento sostenido del monto subsidiado y del número de usuarios considerados durante el período 2022 a 2024. Para el año 2025, se evidencia una disminución significativa tanto en el monto subsidiado como en el número de usuarios, comportamiento que coincide con una reducción en la tarifa aplicada durante dicho período.

Asimismo, se identifica que en octubre de 2025 el valor de la tarifa aplicada se ubicó por debajo de la tarifa de referencia, razón por la cual no se generó monto a subsidiar en ese mes, reflejándose un valor de subsidio igual a cero.

CONCLUSIONES

1. Existe un cumplimiento general del Decreto Ejecutivo PCM-02-2025 por parte de los actores involucrados en la aplicación del **subsidio de 150 kWh**. Sin embargo, se identificaron oportunidades de mejora en cuanto a la aplicación del subsidio de 150 kWh, en particular, inconsistencias en la información contenida en las bases de datos las cuales requieren de una revisión posterior y posibles acciones correctivas por parte de la ENEE.
2. Las modificaciones mensuales en la inclusión o exclusión de usuarios del **subsidio 150 kWh** se llevan a cabo en función de las solicitudes de los propios usuarios o las sugerencias de los supervisores de campo, sin implementar una estrategia o proceso adicional de focalización para alcanzar a las familias económicamente más vulnerables en el país.
3. A partir del mes de abril del 2025, en el **subsidio de 150 kWh** se aplicó el ajuste CC446, el cual

impacta la información reportada en los informes de abril a julio. La aplicación de dicho cargo fue aclarada en reunión con la SEN el 16 de diciembre de 2025, tras lo cual se realizaron las correcciones correspondientes.

4. Para el mes de octubre de 2025, el **subsidio por ajuste tarifario** se registró con un valor neto igual a cero, debido a que la tarifa aplicada y aprobada por la CREE se ubicó por debajo de la tarifa de referencia, lo que eliminó la necesidad de generar nuevos montos a subsidiar en dicho período. No obstante, la información reportada por la ENEE para este mes incluye reintegros (débitos), asociados a correcciones y refacturaciones de períodos anteriores, así como subsidios correspondientes a meses previos sujetos en el mes de octubre a procesos de reconocimiento y aprobación al Estado. Al efectuar el neteo de estos movimientos (particularmente los asociados a los conceptos CC477 y VA377) se obtiene un resultado de cargo (débito), el cual no corresponde a la naturaleza del subsidio por ajuste tarifario (crédito), sino a ajustes derivados de regularizaciones de cuentas, sin que ello implique la generación de un crédito o subsidio en el mes de octubre.

RECOMENDACIONES

1. Con base en las oportunidades de mejora identificadas y en relación con el **subsidio 150 kWh**, se recomienda solicitar a la ENEE:
 - a. Que aplique el subsidio con base en la categoría tarifaria establecida por la CREE y no por sector de consumo o categoría tarifaria utilizada por la ENEE antes del pliego tarifario aprobado por la CREE, puesto que es importante determinar los criterios con base en las categorías de usuario, tal y como lo establece el Decreto Legislativo 02-2022.
 - b. Que revise la información correspondiente a los usuarios del servicio general de baja tensión con consumos iguales o inferiores a 3,000 kWh con el objetivo de detectar errores en la aplicación de los montos de compensación.
 - c. Que se remita un informe detallando la parametrización utilizada para la refactura de clientes comerciales con consumos iguales o menores a 3000 kWh para su inclusión en la compensación del subsidio.
 - d. Que notifique una vez que los documentos cargados mensualmente estén subsanados luego de las revisiones de la SEN y correcciones de ENEE.
2. En relación con el **subsidio de 150 kWh** y específicamente con el cargo CC446, se recomienda a

la ENEE que toda comunicación sea por los canales oficiales a fin de evitar discrepancias con la información reportada en el futuro.

3. Solicitar a la SEN que brinde una actualización sobre el proceso de focalización para la aplicación del **subsidio 150 kWh** y, en su caso, sobre las acciones futuras orientadas a garantizar una asignación más eficiente del beneficio. Asimismo, se recomienda que comparta los hallazgos de dicho análisis para su verificación conjunta con todos los actores involucrados y que remita un documento detallado con la información de las transferencias realizadas a la ENEE.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (Mes)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Seguimiento de las recomendaciones realizadas a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)	Documento	Oficio recibido por parte de la ENEE	Febrero 2026	Pendiente
2	Seguimiento a las recomendaciones realizadas a la Secretaría de Energía (SEN)	Documento	Oficio recibido por parte de la SEN	Febrero 2026	Pendiente

INFORME DE PRESENTACIÓN DEL REGLAMENTO DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (RSED)

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

INFORME DE PRESENTACIÓN DEL REGLAMENTO DE SERVICIO ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN (RSED)

INTRODUCCIÓN

En el marco de las atribuciones conferidas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) por la Ley General de la Industria Eléctrica, orientadas a regular, supervisar y velar por la adecuada prestación del servicio eléctrico, se considera fundamental la divulgación y socialización de la normativa que rige a las empresas distribuidoras, así como a las instituciones y actores vinculados directa o indirectamente a dicha actividad.

En ese contexto, el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, publicado en el Diario Oficial *La Gaceta* el 15 de agosto de 2025, constituye un instrumento normativo relevante para la regulación de las relaciones entre la empresa distribuidora y los usuarios del servicio eléctrico, estableciendo disposiciones relativas a derechos, obligaciones, calidad del servicio, atención de reclamos y demás aspectos asociados a la prestación del servicio de distribución.

En atención a la entrada en vigencia del referido reglamento y a la importancia de que su contenido sea debidamente comprendido por los distintos actores del subsector eléctrico, la CREE realizó un evento de presentación y socialización, dirigido tanto a sectores directamente vinculados con la prestación del servicio eléctrico de distribución como a otras instituciones y entes cuya participación y conocimiento resulta relevante para el ejercicio de las funciones regulatorias.

El evento tuvo como finalidad dar a conocer el alcance del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, exponer los principales cambios y disposiciones incorporadas, así como atender consultas, dudas y solicitudes de aclaración por parte de los participantes, promoviendo un espacio de comprensión del marco normativo aplicable y su adecuada implementación.

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 o Ley) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial *La Gaceta* en fecha 20 de mayo de 2014, tiene por objeto

regular las actividades del subsector eléctrico en el territorio de la República de Honduras, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

2. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) en su artículo 3 literal D establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), incluyendo la de supervisar las actividades del subsector eléctrico, así como expedir las regulaciones, normas y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la Ley y el adecuado funcionamiento de este.
3. Que mediante el Decreto Legislativo número 46-2022 contentivo de la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho de Naturaleza Económica y Social se reformó la Ley General de la Industria Eléctrica y a su vez se declaró en emergencia nacional el subsector eléctrico.
4. Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 3 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.
5. Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la CREE, se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica considere lo amerite, observando los principios del debido proceso así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional.

ANTECEDENTES

A continuación, se exponen antecedentes relevantes asociados al objetivo del presente documento:

- a) El 13 de enero de 2020 se publicó el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), aprobado mediante Acuerdo CREE-028, con el objetivo de regular la prestación del servicio público de electricidad en Honduras. Posteriormente, en diciembre de 2020, la CREE emitió

el Acuerdo CREE-099 introduciendo reformas relacionadas con cobros por promedios, métodos de cálculo de energía consumida y no pagada, créditos a usuarios y conexión de equipos de generación.

- b) Durante el segundo trimestre de 2023, la CREE habilitó una plataforma de reclamos para fortalecer la fiscalización del cumplimiento del RSED por parte de las empresas distribuidoras.
- c) En el marco del Procedimiento Interno de Consulta Pública, la CREE desarrolló el proceso CREE-CP-05-2023, abierto del 24 de julio al 4 de septiembre de 2023, cuyos resultados sustentaron la versión final del Reglamento.
- d) Una vez publicada la versión final del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, incorporando las modificaciones y reformas aprobadas como resultado del proceso de consulta pública, la CREE determinó que, con fines informativos, resultaba necesario socializar los cambios realizados al referido reglamento. En ese sentido, se desarrolló un evento de socialización orientado a presentar las principales modificaciones, su finalidad y alcance. Adicionalmente, como mecanismo complementario de divulgación, se elaboró un podcast informativo en el cual se abordó de manera detallada el contenido de los artículos modificados, explicando su tratamiento, finalidad y el proceder aplicable por parte de los entes involucrados en la prestación y supervisión del servicio eléctrico de distribución

OBJETIVO

Socializar y presentar el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), a fin de dar a conocer su alcance, disposiciones y criterios de aplicación, con el propósito de facilitar la comprensión del marco normativo que regula la prestación del servicio eléctrico de distribución.

Objetivos específicos

1. Exponer el contenido general del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución y las principales disposiciones que rigen la relación entre la empresa distribuidora y los usuarios del servicio eléctrico.
2. Dar a conocer los cambios y aspectos relevantes incorporados en el reglamento, relacionados con derechos y obligaciones, calidad del servicio y atención de reclamos.

3. Facilitar un espacio de consulta y aclaración de dudas respecto a la aplicación e interpretación del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución por parte de los distintos actores del subsector eléctrico.
4. Brindar una orientación de la adecuada aplicación del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución mediante la difusión de criterios regulatorios.

RESULTADOS

Descripción general del evento

El evento se desarrolló el 31 de octubre de 2025 en una jornada informativa orientada a la presentación del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (ver **Imagen 43**), en la cual se abordaron de manera estructurada los principales temas contenidos en dicho instrumento normativo. La actividad permitió exponer los aspectos relevantes del reglamento, así como su aplicación en el ámbito del servicio eléctrico de distribución.

Durante la jornada, se realizó una exposición técnica de los principales componentes del reglamento, seguida de un espacio de interacción con los asistentes, en el cual se atendieron consultas y se brindaron aclaraciones relacionadas con su interpretación y aplicación. Este intercambio permitió identificar inquietudes recurrentes y fortalecer el entendimiento de los alcances del reglamento por parte de los participantes.



Imagen 43 Inicio del evento con las palabras de bienvenida de las autoridades de la CREE

Participación e invitados

El evento contó con la participación de representantes de diversas instituciones y actores vinculados al subsector eléctrico, incluyendo personal técnico y administrativo de la ENEE, representantes del CND, así como agentes del MEN. Asimismo, asistieron representantes de instituciones del sector público vinculadas a la planificación estratégica, al fomento de la inversión y a la protección de los derechos de los usuarios y consumidores de los servicios públicos.

De igual forma, se contó con la participación de representantes de entidades de apoyo institucional, cuerpos de seguridad, el colegio de profesionales del área de la ingeniería, e instituciones vinculadas al desarrollo del país (**Imagen 44**), cuya intervención resulta relevante desde un enfoque indirecto en la aplicación del RSED, particularmente en aspectos relacionados con la atención de reclamos, la continuidad del servicio, la coordinación interinstitucional y la observancia de los derechos de los usuarios.



Imagen 44 Participación de distintas instituciones

La participación de estos actores permitió un intercambio amplio de criterios y consultas desde distintas perspectivas institucionales, contribuyendo a una comprensión integral del alcance del RSED y de su incidencia en la prestación del servicio eléctrico de distribución. En el **Gráfico 14** se muestra un indicativo de las principales instituciones que asistieron al evento.

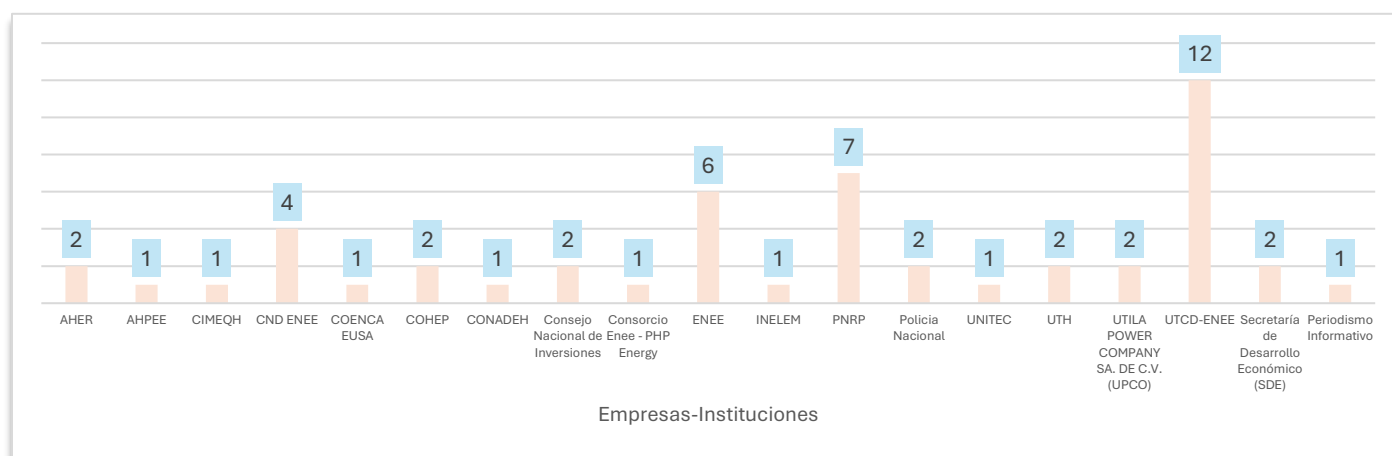


Gráfico 14 Asistentes por empresa o institución (Fuente: Información de la CREE)

Contenido de la presentación

Durante el evento se desarrolló una presentación estructurada del RSED por la Dirección de Fiscalización y la Dirección de Asesoría Jurídica (ver **Imagen 45**), abordando sus principales componentes, alcance y disposiciones relevantes para la prestación del servicio eléctrico de distribución. En una primera parte, se expusieron los aspectos generales del reglamento, incluyendo su objetivo y alcance, orientados a regular las condiciones para la prestación del servicio eléctrico, garantizando relaciones claras entre las empresas distribuidoras, los usuarios y los terceros vinculados al sistema de distribución.

Asimismo, se presentó el marco normativo aplicable al RSED, destacando su articulación con la LGIE, el RLGE y otras normas técnicas y reglamentos emitidos por la CREE, así como la evolución normativa del reglamento desde sus versiones anteriores hasta su actualización más reciente, publicada en el año 2025. Posteriormente, se desarrollaron los aspectos técnicos y comerciales del RSED, abordando disposiciones relacionadas con el uso apropiado del servicio eléctrico, el depósito en garantía, las contribuciones por nuevas obras, las instalaciones de entrada del servicio y el acceso al equipo de medición, así como las modalidades de medición, incluyendo la medición prepago. En este apartado también se explicaron las disposiciones relativas a la facturación, plazos de pago, errores en los cobros y transferencia de valores entre contratos, enfatizando los cambios introducidos respecto a la normativa anterior.

De igual forma, se expusieron las disposiciones relacionadas con la suspensión del suministro y la terminación del contrato, precisando los supuestos aplicables, los derechos del usuario y las

obligaciones de la empresa distribuidora, así como los criterios establecidos para los procedimientos de energía consumida y no pagada (ECNP), incluyendo las metodologías de cálculo y los requisitos técnicos según corresponda el caso.



Imagen 45 Expositores de las áreas técnico- legales de la CREE

Finalmente, la presentación abordó los mecanismos de seguimiento, fiscalización y cumplimiento regulatorio del RSED, detallando el rol de la CREE en la supervisión de su implementación, el uso de matrices de seguimiento, los procesos de fiscalización, así como el régimen de infracciones y sanciones aplicable tanto a usuarios como a empresas distribuidoras. En este contexto, también se explicó el procedimiento de atención de reclamos, destacando el rol de la empresa distribuidora como primera instancia y la intervención de la CREE una vez agotada dicha vía. En referencia ver la **Imagen 48**.

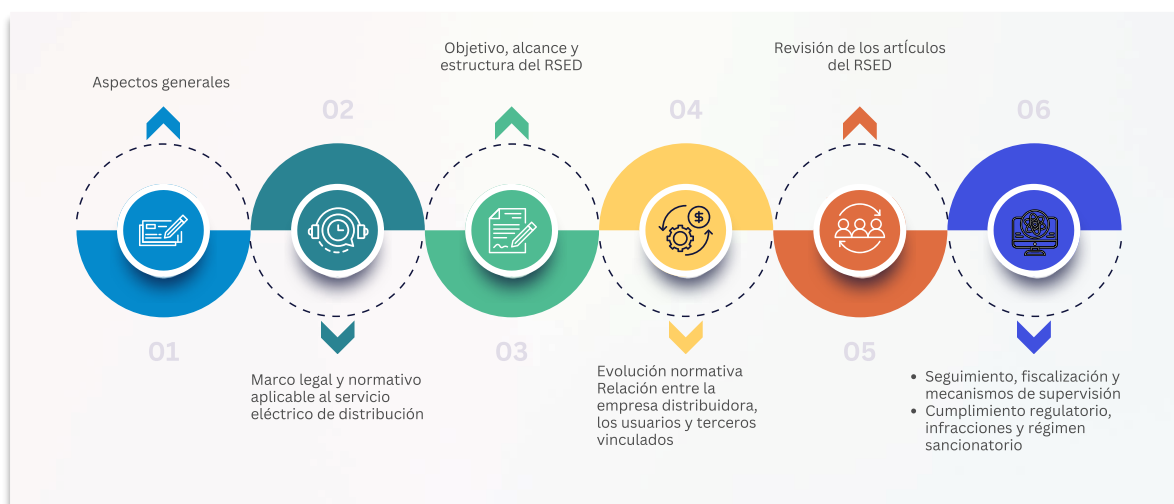


Imagen 46 Contenido tratado durante el evento

Consultas realizadas por los participantes

Los participantes formularon diversas consultas relacionadas con la aplicación e interpretación del RSED (ver **Imagen 47**), las cuales evidenciaron interés en aspectos operativos, técnicos, comerciales y procedimentales vinculados a la prestación del servicio eléctrico de distribución.

En particular, se destacó la consulta relacionada con el robo del equipo de medición, en la cual se expusieron limitaciones operativas vinculadas al proceso de recepción de denuncias ante la autoridad competente. En atención a lo anterior, se consideró pertinente dar seguimiento a este tema mediante un acercamiento con las instancias correspondientes de la Policía Nacional, con el objetivo de analizar el tratamiento de las denuncias en estos casos y su articulación con los procedimientos establecidos en el RSED, procurando claridad operativa y coherencia en la aplicación del reglamento.



Imagen 47 Participación de los asistentes

Las consultas formuladas por los participantes fueron atendidas por el equipo técnico y legal de la CREE, brindándose aclaraciones conforme a lo establecido en el RSED y al marco normativo aplicable. Asimismo, se identificaron consultas cuya naturaleza requiere un análisis y seguimiento posterior, a fin de evaluar su abordaje desde un enfoque interinstitucional.

Desarrollo del Podcast del RSED

Como parte de las acciones complementarias de divulgación, la CREE desarrolló y publicó EL 05 de diciembre de 2025 un podcast informativo en el cual se abordó de manera detallada el contenido del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución, explicando el tratamiento, la finalidad y el proceder aplicable en los artículos modificados. Dicho material fue difundido a través de las redes sociales y plataformas oficiales de la CREE, con el objetivo de ampliar el alcance de la información y facilitar el acceso de los distintos actores del subsector eléctrico y de los usuarios al contenido del reglamento. En referencia ver la **Imagen 48**.



Imagen 48 Presentación del Podcast de las Modificaciones al RSED

CONCLUSIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se concluye lo siguiente:

1. El evento de presentación y socialización del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) permitió dar a conocer de manera integral el alcance, las disposiciones y los principales cambios incorporados en dicho instrumento normativo, dirigido a regular la prestación del servicio eléctrico de distribución y las relaciones entre las empresas distribuidoras, los usuarios y terceros vinculados.

- La participación de representantes de diversas instituciones públicas, agentes del MEN, entidades de apoyo institucional y otros actores relacionados evidenció el interés existente en comprender el contenido y la aplicación del RSED, así como la relevancia de este reglamento para distintos ámbitos vinculados directa e indirectamente al servicio eléctrico de distribución.

RECOMENDACIONES

A partir de los hallazgos obtenidos se recomienda lo siguiente:

- Dar seguimiento a las consultas identificadas durante el evento que requieren un análisis posterior, priorizando aquellas que involucran coordinación interinstitucional, particularmente en lo relativo al robo del equipo de medición y los procedimientos de denuncia ante la autoridad competente.
- Promover espacios de coordinación con instituciones vinculadas tanto directa como indirectamente a la aplicación del RSED, a fin de armonizar criterios y fortalecer la atención de situaciones operativas relacionadas con la prestación del servicio eléctrico de distribución.
- Remitir la presentación del evento a los participantes, como material de referencia, a fin de facilitar la consulta posterior de los contenidos expuestos y reforzar la comprensión del RSED.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dar seguimiento a las consultas identificadas durante el evento que requieren un análisis posterior, priorizando aquellas que involucran coordinación interinstitucional.	Documento remitido	Oficio	15/01/2026	Pendiente
2	Remitir la presentación del evento a los participantes, como material de referencia, a fin de facilitar la consulta posterior de los contenidos expuestos y reforzar la comprensión del RSED.	Presentación remitida	Correo electrónico	17/11/2025	Finalizado

APOYO EN LA SUPERVISIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLE EN LA ISLA DE GUANAJA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

APOYO EN SUPERVISIÓN DE LOS PRECIOS DE COMBUSTIBLE DE GUANAJA

INTRODUCCIÓN

El presente informe tiene como finalidad informar sobre las acciones realizadas por esta Dirección en relación con la fiscalización del proceso de adquisición y traslado de combustible para la operación del sistema eléctrico de la isla de Guanaja, operado actualmente por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en el marco de la intervención dispuesta mediante el Acuerdo SEN-41-2024.

A raíz de la revisión de la propuesta tarifaria presentada por la ENEE para la isla de Guanaja, y en atención a las observaciones formuladas por el Departamento de Tarifas, esta Dirección ha venido realizando una serie de análisis técnicos orientados a verificar los precios de combustible incluidos en dicha propuesta, así como a evaluar la eficiencia del proceso de compra y la correcta aplicación de los beneficios fiscales establecidos para los sistemas aislados.

Este informe recopila los principales antecedentes, acciones de revisión, análisis de información y solicitudes de aclaración realizadas tanto a la ENEE como a la Secretaría de Energía (SEN). Asimismo, presenta un balance del estado actual de la información técnica disponible, incluyendo observaciones sobre la documentación recibida, la evolución de los precios reportados, y las consideraciones que han guiado la determinación provisional del costo de combustible a ser trasladado a tarifa en la isla de Guanaja.

OBJETIVOS

1. Analizar la información remitida por la SEN y la ENEE relativa a los costos de combustible utilizados en el sistema aislado de la Isla de Guanaja, con el fin de determinar los precios de referencia aplicables al ajuste tarifario y verificar su coherencia con parámetros técnicos y económicos.
2. Brindar apoyo técnico al Departamento de Tarifas mediante el análisis, verificación y validación de la información relacionada con los costos de combustible utilizados en el sistema aislado de la Isla de Guanaja, con el fin de sustentar la determinación de los precios de referencia aplicables a los ajustes tarifarios trimestrales aprobados por la CREE.

MARCO LEGAL

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) como la entidad reguladora del subsector eléctrico. Posteriormente, esta ley fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022. Entre las funciones asignadas a la CREE se incluyen la definición de la metodología para el cálculo tarifario, la vigilancia de su aplicación, y la aprobación, ajuste y puesta en vigencia de las tarifas resultantes.

Que la LGIE en su artículo 8, literal B, establece que la Secretaría, en este caso la Secretaría de Energía (SEN), previa opinión de la CREE, puede acordar la intervención de cualquier empresa de generación, transmisión o distribución cuya situación o desempeño amenace afectar la continuidad o seguridad del servicio.

Que el artículo 18 de la LGIE indica que en ningún caso se trasladarán 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.

Que la Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica contenida en el Decreto 46-2022, reconoce lo siguiente:

- i. Que el servicio de energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.
- ii. Que El Estado de Honduras asume la obligación de garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica a toda la población urbana y rural y ejercerá el control a través de la ENEE como una empresa pública responsable de la generación, transmisión y distribución.
- iii. Que el artículo 3 de la Ley supra mencionada reconoce a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica como el ente regulador.

ANTECEDENTES

1. Que en fecha 2 de mayo de 2024 la Secretaría de Energía emitió el Acuerdo SEN-41-2024 mediante el cual intervino integralmente el sistema eléctrico operado por parte de la sociedad mercantil Bonacco Electric Company, S. A. de C. V. (BELCO), debido a la mala calidad del servicio

público de energía eléctrica y los altos costos ofrecidos a la población. Asimismo, mediante el referido Acuerdo se delegó a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para asumir y ejercer el control de las responsabilidades inherentes al suministro, distribución y comercialización de la energía en la Isla de Guanaja.

2. Que esta Comisión Reguladora de Energía Eléctrica recibió la propuesta de tarifa transitoria a aplicar en el municipio de Guanaja para su aprobación, la cual fue revisada por parte del Departamento de Tarifas.
3. Que en fecha 26 de noviembre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), junto con la Secretaría de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), realizaron la audiencia pública en la isla de la Guanaja con el fin de socializar la propuesta tarifaria presentada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que se preveía aplicar a los usuarios de la Isla de Guanaja.
4. Que en fecha 10 de enero de 2025, el Departamento de Tarifas, mediante memorándum DT-001-2025, indicó que, durante dicha audiencia se identificaron aspectos que requerían ser esclarecidos con respecto a los precios de combustible utilizados por la ENEE en su calidad de interventor de la operación del sistema eléctrico de la isla de Guanaja. En consecuencia, se solicitó a la Dirección de Fiscalización, mediante el mismo documento, identificar si dichos precios incorporados en la propuesta tarifaria de la ENEE derivan de procesos eficientes.
5. Que en fecha 13 y 14 de enero de 2025, la Dirección de Fiscalización solicitó a la Dirección de Asesoría Jurídica revisar el proceso administrativo de compra de los combustible efectuado por la ENEE en la isla de Guanaja y una opinión legal sobre la aplicación de la exoneración del Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio (ACPV) a los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica, así como de cualquier otro componente exonerado en los sistemas aislados.
6. Que en fecha 17 de enero de 2025 la Dirección de Fiscalización emitió un dictamen técnico (DF-001-2025) en el cual recomendó, entre otras cosas, lo siguiente: *“Se recomienda que, para la tarifa transitoria a aplicar en la isla de Guanaja, emitida por el Departamento de Tarifas, se considere el precio de referencia del combustible proporcionado por la Dirección de Fiscalización, basado en la investigación realizada, sin perjuicio de posibles modificaciones que la SEN pudiera*

establecer en los precios, así como de las determinaciones de la Dirección de Asesoría Jurídica respecto al proceso administrativo llevado a cabo por la ENEE, las cuales podrían implicar en un ajuste tarifario.”

7. Que en fecha 25 de enero de 2025, la Dirección de Asesoría Jurídica emitió el dictamen legal mediante el cual concluyó, entre otras cosas, que tomando en consideración que lo establecido en el artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se encuentra facultada para aprobar el traslado del costo de combustible conforme con el valor identificado por parte de la Dirección de Fiscalización mediante el dictamen técnico de fecha diecisiete (17) de enero de dos mil veinticinco (2025). Lo anterior sin perjuicio de los cambios que podrían realizarse una vez que se presente el dictamen técnico que se requerirá a la Secretaría de Energía.
8. Que en fecha 27 de enero de 2025 la Dirección de Regulación emitió un informe técnico mediante el cual con base en el dictamen técnico DF-001-2025, emitido por la Dirección de Fiscalización, indicó que se incorporará dentro de la propuesta tarifaria de Guanaja un precio de combustible de 72.52 HNL/gal, el cual fue obtenido como el promedio ponderado de las compras realizadas en los meses de septiembre a noviembre de dos mil veinticuatro (2024).
9. Que en fecha 13 de febrero de 2025, se emitió el Acuerdo CREE-05-2025, mediante el cual se aprobó el traslado a la tarifa final de los usuarios en la Isla de Guanaja del costo por concepto de combustible utilizado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Lo anterior sin perjuicio de las modificaciones que pudieran resultar del dictamen técnico que se solicitaría a la Secretaría de Energía (SEN).
10. Que en fecha 11 de marzo de 2025, en seguimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-005-2025, la CREE envió un requerimiento formal a la Secretaría de Energía (SEN) solicitando el dictamen técnico mencionado en el Acuerdo CREE-05-2025, el cual es fundamental para determinar el precio de referencia definitivo del combustible. Sin embargo, a la fecha, no se ha recibido respuesta alguna por parte de la SEN.
11. Que en fecha 12 de marzo de 2025, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) envió el Oficio No. CREE-096-2025 a la Secretaría de Energía (SEN), solicitando en el marco de su responsabilidad de regular, supervisar y controlar la cadena de comercialización de

hidrocarburos y biocombustibles, la determinación de precios regulados para el combustible en los Departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios, con el fin de asegurar tarifas eléctricas eficientes.

12. Que en fecha 23 de abril de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-010-2025 en el cual recomendó que para el ajuste tarifario del primer trimestre de 2025, se **utilizara nuevamente el análisis de precios de flete y logística previamente realizado por esta Dirección**, en conjunto con los precios de combustible en La Ceiba (excluyendo el ACPV), como base para el cálculo del costo de combustible a trasladar a los usuarios de la Isla de Guanaja, considerando que la Secretaría de Energía (SEN) aún no ha emitido el dictamen técnico solicitado para establecer el precio de referencia del combustible en Guanaja, y en virtud de que esta Dirección ya realizó un análisis de los costos de flete y logística hasta Guanaja, el cual sirvió de base para la aprobación de la tarifa transitoria (Acuerdo CREE-05-2025).
13. Que la Secretaría General de esta Comisión traslado a esta Dirección mediante auto de fecha 30 de abril de 2025 la respuesta recibida por parte de la Secretaría de Energía (SEN) en relación con la información asociada a la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja por parte de la ENEE.
14. Que en fecha 30 de abril de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-013-2025 en el que se recomendó utilizar el análisis de precios de flete y logística previamente realizado, junto con los precios de combustible en La Ceiba (excluyendo el ACPV) con base en la estructura de precios de la SEN. Esto debido a que la información remitida por la SEN mediante auto de la misma fecha presentaba inconsistencias en las facturas y valores declarados, además de haber sido entregada tardíamente, lo que dificultó un análisis detallado y la posibilidad de realizar requerimientos posteriores.
15. Que esta Comisión Reguladora de Energía Eléctrica mediante Acuerdo CREE-042-2025 publicado en el Diario Oficial La Gaceta el 09 de mayo de 2025 aprobó de manera condicionada el procedimiento y fórmulas de ajuste para la estructura tarifaria que la ENEE aplica a sus usuarios finales en el municipio de Guanaja, dicho procedimiento establece en su numeral 3 que *“Para calcular los costos reales de generación, el operador del municipio de Guanaja enviará a la CREE, antes del 20 de cada mes los documentos relacionados con las ventas de energía y los costos de*

generación (tanto de energía como de potencia) correspondientes al mes anterior.”, lo cual incluye lo relacionado a las compras de combustible y el uso del mismo.

16. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección mediante correo de fecha 21 de mayo de 2025 la información remitida por la ENEE, referente a los documentos relacionados con la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja correspondientes a abril y mayo de 2025.
17. Que en fecha 4 de junio de 2025 esta Dirección solicitó a la SEN aclaraciones sobre la información asociada a la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja por parte de la ENEE, presentada el 30 de abril de 2025. La SEN respondió mediante Oficio No. 391-2024-SEN-DM, con fecha 12 de junio de 2025.
18. Que en fecha 20 de junio de 2025, esta Dirección solicitó nuevamente a la SEN aclaraciones respecto a la información previamente presentada, ya que durante la revisión se identificaron deficiencias relevantes en la documentación remitida, tales como imágenes ilegibles, escaneos incompletos y documentos parcialmente visibles. Por tal motivo, se solicitó reenviar la información en condiciones legibles y completas. En vista de que no se obtuvo respuesta, en fecha 15 de julio de 2025 se envió un nuevo requerimiento reiterando la solicitud de remisión de la información en los términos indicados.
19. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección, mediante correo de fecha 16 de julio de 2025, la información remitida por la SEN en respuesta al requerimiento enviado el 15 de julio del presente.
20. Que en fecha 23 de julio la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-317-07-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de junio de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
21. Que en fecha 30 de julio de 2025, esta Dirección emitió el Dictamen Técnico DF-019-2025 en el que se recomendó utilizar los precios reales facturados en los meses de abril, mayo y junio de 2025. Considerando que a partir de marzo de 2025 las facturas presentadas muestran precios razonables, eficientes y exentos del impuesto ACPV.

22. Que en fecha 20 de agosto la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-365-08-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de julio de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
23. Que en fecha 28 de agosto de 2025 la Secretaría General de la CREE notificó el requerimiento sobre la información presentada por la ENEE correspondiente a los costos de julio de 2025, y que la ENEE presentó una solicitud de prórroga de 10 días hábiles que fue concedida por esta Comisión.
24. Que en fecha 23 de septiembre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-412-09-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de agosto de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.
25. Que en fecha 23 de septiembre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución la respuesta del requerimiento realizado en fecha 28 de agosto de 2025, mediante el Oficio GD-415-09-2025, en el cual no se respondieron a conformidad todas las inconsistencias resaltadas en el referido requerimiento.
26. Que la Secretaría General de esta Comisión trasladó a esta Dirección mediante correo de fecha 24 de septiembre de 2025 la información remitida por la ENEE, referente a los documentos relacionados con la compra de combustible en el sistema aislado de Guanaja correspondientes a julio y agosto de 2025.
27. Que en fecha 10 de octubre de 2025 la Secretaría General de la CREE notificó el requerimiento sobre la información presentada por la ENEE correspondiente a los costos de julio y agosto de 2025.
28. Que a la fecha de emisión de este dictamen la ENEE no ha presentado la información solicitada mediante requerimiento de fecha 10 de octubre de 2025.
29. Que en fecha 21 de octubre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución el Oficio GD-450-10-2025 referente al Informe de Generación de Guanaja de septiembre de 2025 en cumplimiento a lo establecido en el Acuerdo CREE-42-2025 numeral 3.

30. Que en fecha 24 de octubre de 2025 la Secretaría General de la CREE notificó el requerimiento sobre la información presentada por la ENEE correspondiente a los costos de septiembre de 2025.
31. Que en fecha 29 de octubre de 2025 la CREE recibió por parte de ENEE Distribución la respuesta del requerimiento realizado en fecha 24 de octubre de 2025, mediante el Oficio GD-456-10-2025.

RESULTADOS

En el proceso de ajustes tarifarios trimestrales aprobados por la CREE a la tarifa que aplica la ENEE a los usuarios en el municipio de Guanaja, esta Dirección realiza una revisión mensual de los precios de compra de combustible reportados por la ENEE. Esto con el fin de emitir un Dictamen Técnico sobre la revisión y los hallazgos más relevantes, dicho dictamen sirve al Departamento de Tarifas en cada ajuste trimestral para la toma de decisiones con respecto al precio de combustible que debe ser trasladado a la tarifa de los usuarios finales en Guanaja.

Identificación de ineficiencias en el proceso de compra de combustible

Como parte del análisis previo realizado por esta Dirección, se identificó que las cotizaciones de la ENEE para la adquisición de combustible destinado a la operación del sistema aislado en la isla de Guanaja incluían el Aporte para la Atención a Programas Sociales y Conservación del Patrimonio (ACPV). Esta situación se derivó de la ausencia de una resolución de exoneración aplicable a la ENEE, a pesar de que el Decreto No. 260-2021 y la Ley de la Zona Libre Turística establecen expresamente la exoneración de dicho impuesto para el subsector eléctrico en sistemas aislados y en el departamento de Islas de la Bahía.

Análisis de costos de transporte y logística

En este contexto, esta Dirección también llevó a cabo un estudio sobre los costos de transporte, acarreo y logística asociados al traslado de combustible desde La Ceiba hasta la isla de Guanaja. Como parte de este análisis, se solicitaron cotizaciones a proveedores del servicio, a fin de obtener parámetros de mercado que permitieran estimar un costo razonable de referencia. De dicho análisis se estimó que el costo adicional por concepto de flete y logística era de aproximadamente L2.88 por galón, considerando los distintos tramos del traslado, que incluye el transporte a Roatán, el traslado a Guanaja y el envío en barcaza a los tanques de almacenamiento de la ENEE.

Determinación provisional del costo de combustible y solicitud de dictamen a la SEN

Con base en esta información, y considerando los precios promedios observados en las compras reportadas, la CREE aprobó mediante el Acuerdo CREE-05-2025 una tarifa transitoria que incluía un costo de combustible de L72.52 por galón para los usuarios del sistema eléctrico de Guanaja. Esta aprobación se realizó sin perjuicio de los ajustes que pudieran derivarse del dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN) como ente encargado de regular, supervisar y controlar la cadena de comercialización de hidrocarburos y biocombustibles. No obstante, a la fecha de este informe, dicho dictamen no ha sido remitido.

Simulación de precio de referencia y análisis técnico

Durante la audiencia pública llevada a cabo en la isla de Guanaja el 26 de noviembre de 2024 se identificó la necesidad de investigar los costos relacionados con el transporte, acarreo y logística del combustible desde La Ceiba hasta Guanaja. Para este propósito, esta dirección solicitó una cotización a una de las empresas que operan en las Islas de la Bahía. La cotización recibida en fecha 14 de enero de 2025, indicaba un costo unitario de L73.17 por galón, sin incluir el ACPV, desde Puerto Cortés.

Considerando que el precio de venta al público sin ACPV en Puerto Cortés, según la Estructura de Precios de Combustible emitida por la SEN para la fecha de la cotización, era de L70.29 por galón, se identificó una diferencia de L2.88 por galón, atribuida al costo de fletes, acarreo y logística. Este costo incluye:

- El transporte del combustible desde Puerto Cortés hasta Roatán (terminal de almacenamiento).
- El traslado posterior a la Isla de Guanaja.
- El envío de un camión en barcaza para completar el transporte hasta los tanques de almacenamiento de la central de generación de la ENEE.

En virtud de lo expuesto, para los fines del presente análisis se adopta el valor de L 2.88 por galón como referencia del costo de acarreo, flete y logística aplicable al suministro de combustible destinado a la central de generación en la isla de Guanaja.

Análisis de la información trasladada por la Secretaría de Energía

La SEN remitió a esta Dirección la estructura semanal de precios de combustibles correspondiente al período de análisis que comprende los meses de julio, agosto y septiembre de 2025, información que fue examinada con el propósito de calcular los precios de referencia aplicables al ajuste tarifario.

La revisión comprendió la verificación de la consistencia entre las variaciones semanales reportadas, la correspondencia con los valores oficiales publicados y la coherencia de los datos logísticos vinculados al suministro de combustible en el sistema aislado de Guanaja. Con base en este análisis, se estableció una estructura de precios técnicamente sustentada para su utilización en el cálculo tarifario del período evaluado.

Información solicitada a la ENEE:

En el marco del proceso de revisión y verificación de la documentación relacionada con la adquisición y distribución de combustible diésel para el funcionamiento de la planta del sistema aislado de Guanaja, se solicitó a la ENEE presentar una copia completa y legible de la factura No. 000-002-01-00011949 correspondiente a la compra de combustible realizada en julio de 2025 y la factura No. 000-002-01-00012228 correspondiente a una compra de combustible realizada en septiembre de 2025.

La factura correspondiente al mes de agosto se presentó de manera legible y completa, por lo cual no fue necesario requerir a la ENEE información adicional.

Con base en la remisión de los documentos en condiciones legibles y completas, se considera que la documentación correspondiente a los meses de julio, agosto y septiembre de 2025 fue revisada y no presentó inconsistencias ni observaciones relevantes.

Diferencias y verificación de precios actuales

En la **Tabla 31** Tabla 31 se muestra el precio de referencia unitario que simuló esta Dirección, considerando el costo por flete y logística cotizado anteriormente y el precio del combustible en La Ceiba, basado en la estructura de precios de la SEN, excluyendo el impuesto ACPV. Asimismo, se presentan los valores promedio correspondientes a cada mes analizado.

SEMANA	PRECIO VENTA SIN ACPV (HNL/gal)	COSTO POR FLETE (HNL/gal)	PRECIO DE REFERENCIA FINAL (HNL/gal)
Lunes 07 de julio de 2025	72.42	2.88	75.30
Lunes 14 de julio de 2025	74.10	2.88	76.98
Lunes 21 de julio de 2025	75.56	2.88	78.44
Lunes 28 de julio de 2025	76.86	2.88	79.74
Promedio			77.62
lunes 04 de agosto de 2025	77.45	2.88	80.33
lunes 11 de agosto de 2025	76.24	2.88	79.12
lunes 18 de agosto de 2025	75.79	2.88	78.67
lunes 25 de agosto de 2025	74.56	2.88	77.44
Promedio			78.89
lunes 01 de septiembre de 2025	74.24	2.88	77.12
lunes 08 de septiembre de 2025	74.04	2.88	76.92
lunes 15 de septiembre de 2025	74.00	2.88	76.88
lunes 22 de septiembre de 2025	74.77	2.88	77.65
lunes 29 de septiembre de 2025	75.18	2.88	78.06
Promedio			77.32

Tabla 31 Precios de referencia calculados por la Dirección de Fiscalización, con valores promedio mensuales.

Durante la revisión de las facturas remitidas, correspondientes al mes de julio de 2025 en adelante, se constató que los precios reflejados en las compras de combustible ya no incluyen el impuesto ACPV y presentan niveles consistentes con los costos logísticos razonables para la zona, lo cual evidencia una mejora en la eficiencia del proceso de compra.

Por otro lado, en la **Tabla 32** se muestra una comparación detallada respecto a los precios de las compras realizadas en los meses de julio, agosto y septiembre de 2025.

SEMANA/2025	Precios ENEE	Precios de referencia	
	PRECIO UNITARIO (HNL/gal)	PRECIO UNITARIO (HNL/gal)	PROMEDIO PONDERADO (HNL/gal)
Lunes 14 de julio	78.33	76.98	77.62
Lunes 11 de agosto	79.00	79.12	78.89
Lunes 01 de septiembre	77.00	77.12	77.32
Lunes 22 de septiembre	72.41	77.65	77.32

Tabla 32 Comparación de los precios facturados por la ENEE y los precios de referencia para el mes de julio, agosto y septiembre de 2025

Como se muestra en la tabla anterior, al comparar los precios de combustible facturados por la ENEE con los precios de referencia correspondientes a cuatro fechas entre julio y septiembre de 2025, se

observa que las diferencias son mínimas y se mantienen dentro de un rango aceptable. El precio unitario facturado por la ENEE es inferior al de referencia, con una variación promedio de -1.32 %. Estos resultados indican que ya existen condiciones técnicas y económicas para utilizar los precios facturados por la ENEE, mostrando que se reflejan niveles de eficiencia que permiten su traslado a la tarifa.

Revisión de informes de generación mensuales presentados por ENEE

Como resultado del análisis efectuado por la Dirección de Fiscalización en conjunto con el Departamento de Tarifas a los informes de generación correspondiente a los meses de julio, agosto y septiembre de 2025 del sistema aislado de Guanaja, presentados por la ENEE, se identificaron diversas inconsistencias técnicas y documentales que debían ser aclaradas y corregidas por el operador del sistema aislado. En consecuencia, se remitieron los requerimientos respectivos, detallando los ajustes y evidencias necesarias para garantizar la confiabilidad de los datos reportados y la adecuada trazabilidad de los costos de generación.

Entre los principales hallazgos detectados se incluyen:

- Inconsistencias en los valores declarados de eficiencia y rendimiento del combustible (kWh/gal), debido a que estos no coincidían con los obtenidos al cotejar la información contenida en las tablas de energía generada y consumo de combustible de los informes mensuales revisados.
- Diferencias entre la energía generada y la demanda registrada, particularmente notorias en septiembre, donde la diferencia superaba los 44,700 kWh. Estos desajustes requieren revisión detallada de consumos auxiliares y posibles errores de registro.
- Discrepancias en los remanentes de combustible declarados, al compararse los galones adquiridos según factura, los galones efectivamente utilizados y los remanentes reportados en los informes mensuales.
- Falta de trazabilidad de los cálculos utilizados, ya que no se presentaron inicialmente las memorias o plantillas en formato Excel que permitieran verificar la metodología aplicada para obtener los costos de generación y los indicadores de rendimiento.
- Inconsistencias en números de factura y documentación de respaldo, lo que dificultaba la validación de precios y cantidades de combustible utilizados para la generación en cada mes.

En virtud de lo anterior, la CREE solicitó formalmente a la ENEE la corrección y complementación de la información presentada, con el fin de asegurar que los valores reportados reflejen de manera precisa la operación real del sistema aislado y permitan la verificación de los costos de generación.

En atención a los requerimientos emitidos por la CREE, respecto a la información de generación del sistema aislado de Guanaja, correspondiente a los meses de julio, agosto y septiembre de 2025, la ENEE, en su calidad de operador, remitió diversas respuestas y documentación complementaria. Sin embargo, los requerimientos formulados por la CREE no han sido atendidos en su totalidad, persisten vacíos de información y documentación pendiente, lo que afecta la correcta revisión, verificación y trazabilidad de los datos de generación presentados por la ENEE.

CONCLUSIONES

1. El análisis realizado por esta Dirección sobre los costos de transporte y logística permitió estimar un valor razonable de referencia para el precio del combustible entregado en Guanaja, lo que sirvió de base para la aprobación de una tarifa transitoria mediante el Acuerdo CREE-05-2025.
2. A la fecha de este informe, no se ha recibido el dictamen técnico solicitado a la Secretaría de Energía (SEN), el cual es fundamental para validar y, en su caso, ajustar el precio del combustible aplicado en la tarifa.
3. Se constató una mejora en el proceso de adquisición a partir de marzo de 2025, reflejada en la exclusión del impuesto ACPV en los precios facturados y en la alineación de los costos reportados con los parámetros logísticos estimados.
4. Al comparar los precios reales de compra de combustible para los meses de julio, agosto y septiembre de 2025 (4 fechas) con el precio de referencia estimado previamente por esta Dirección, se observó una variación de -1.32 % en el precio promedio ponderado, lo que confirma que el análisis inicial se encontraba dentro de un margen técnicamente sólido y refuerza su confiabilidad para ajustes tarifarios futuros.

RECOMENDACIONES

1. Reforzar los mecanismos de verificación documental, exigiendo que toda la información técnica remitida cumpla con estándares mínimos (legibilidad, integridad, consistencia), para permitir un análisis riguroso y eficiente.

2. Elaborar el siguiente dictamen técnico que contemple la información más reciente disponible, con el fin de incorporar los ajustes correspondientes en el próximo proceso de revisión tarifaria para el sistema aislado de Guanaja.
3. Sostener una reunión con la Secretaría de Energía (SEN) con el fin de conocer el estado del estudio de estructuras de precios para las Islas de la Bahía, el cual es fundamental para validar y, en su caso, ajustar el precio del combustible en los sistemas aislados que operan en esta zona.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana, año)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Dictamen técnico para el siguiente ajuste tarifario.	Dictamen	Correo	Semana 05, 2026	En proceso
2	Reunión con la Secretaría de Energía (SEN)	Oficio	Correo	Semana 51, 2025	Pendiente

INFORME DE FISCALIZACIÓN AL PROCESO COMERCIAL VINCULADO A LA RECUPERACIÓN DE ENERGÍA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

INFORME DE FISCALIZACIÓN AL PROCESO COMERCIAL VINCULADO A LA RECUPERACIÓN DE ENERGÍA

INTRODUCCIÓN

El presente informe consolida las actuaciones desarrolladas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en el marco de los distintos procedimientos de fiscalización gestionados durante el período evaluado. Su propósito es documentar de manera ordenada y objetiva las acciones ejecutadas, la información analizada y las valoraciones realizadas por el área técnica, en cumplimiento de las atribuciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y su Reglamento y el RSED.

La estructura del documento integra los antecedentes, las revisiones efectuadas, el análisis de la información presentada por la empresa regulada ENEE, así como las conclusiones y recomendaciones derivadas del análisis, permitiendo contar con una visión general del avance y estado del proceso. Asimismo, se busca fortalecer la transparencia institucional y asegurar la trazabilidad de las decisiones que determine la Comisión en el ejercicio de sus funciones de supervisión, fiscalización y seguimiento.

OBJETIVO

1. Verificar, en el marco de las funciones de fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la atención brindada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a las gestiones y reclamos presentados por los usuarios del servicio eléctrico, así como el tratamiento aplicado a los ajustes de energía, conforme al marco regulatorio vigente.
2. Analizar la información técnica y comercial remitida por la ENEE, a fin de evaluar la correcta aplicación de las disposiciones del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución en relación con la atención de gestiones, la normalización del servicio y la aplicación de los ajustes de energía cargados a las cuentas de los usuarios que se encontraban bajo una facturación promediada.
3. Verificar, las acciones correctivas realizados por la ENEE para realizar los seguimientos correspondientes en base a criterios técnicos de los casos analizados.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen en el presente informe las disposiciones legales y reglamentarias asociadas a los aspectos identificados:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial *La Gaceta* el 20 de mayo de 2014, tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio nacional, estableciendo las bases para la supervisión, regulación y control del subsector eléctrico, en protección del interés público y de los derechos de los usuarios.
2. El Artículo 3 de la Ley General de la Industria Eléctrica establece las funciones de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), disponiendo expresamente que le corresponde aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere necesarias, con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado. Asimismo, dicho artículo atribuye a la Comisión la facultad de aplicar las sanciones que correspondan a las empresas y usuarios regulados en caso de infracciones, así como emitir regulaciones y reglamentos necesarios para la adecuada aplicación de la Ley y el correcto funcionamiento del subsector eléctrico.
3. Que el artículo 15 de la Ley General de la Industria Eléctrica establece que, cuando existan anomalías en el servicio o en los equipos de medición, la empresa distribuidora debe proceder a la normalización del suministro, garantizando que la prestación del servicio se realice conforme a las condiciones técnicas y reglamentarias aplicables.
4. El Artículo 1 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) establece el objeto del reglamento, disponiendo que este tiene por finalidad desarrollar y complementar las disposiciones contenidas en la Ley General de la Industria Eléctrica, regulando los procedimientos, condiciones y aspectos necesarios para su correcta aplicación.
5. El Artículo 4 del RLGIE define los términos técnicos, operativos y regulatorios que resultan necesarios para delimitar el alcance de las obligaciones, procedimientos y actuaciones de los agentes del subsector eléctrico, así como para el ejercicio de las funciones asignadas a la

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica.

6. Que, el artículo 6 del RLGIE en materia de supervisión y fiscalización del subsector eléctrico. Dicho artículo dispone que la Comisión se encuentra facultada para requerir a los agentes y usuarios del subsector eléctrico la información y documentación que considere necesaria, así como para verificar la veracidad, consistencia y origen de la información suministrada.
7. El Artículo 42 del RLGIE establece que, cuando la empresa distribuidora incurra en un error en la lectura del medidor o en la emisión de la factura que refleje un consumo de energía mayor al realmente consumido, el usuario deberá poner dicho error en conocimiento de la empresa distribuidora, la cual se encuentra obligada a corregir el error en la facturación siguiente. Asimismo, el artículo dispone que la empresa distribuidora deberá indemnizar al usuario, conforme a lo establecido en la normativa aplicable
8. El Artículo 43 RLGIE dispone que toda conexión efectuada sin cumplir con el proceso establecido en la Ley y sus reglamentos, debidamente comprobada, constituye indicio de la comisión de una conducta ilícita. Asimismo, establece que, cuando la empresa distribuidora detecte una situación de hurto o defraudación de energía, deberá ponerla en conocimiento de las autoridades competentes para los fines legales correspondientes.
9. El Artículo 1 del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED) establece que dicho reglamento tiene como objeto regular la prestación del servicio eléctrico, el cual es considerado un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de carácter económico y social. Asimismo, dispone que el reglamento es de aplicación obligatoria en todo el territorio nacional y regula las relaciones que se generan entre la Empresa Distribuidora, los Usuarios del servicio eléctrico y los terceros vinculados a los sistemas de distribución eléctrica.
10. Que los Artículos 37, 38 y 39 del RSED regulan las responsabilidades de los usuarios del servicio eléctrico, particularmente en lo relativo al uso adecuado de sus instalaciones, el cuidado del equipo de medición y la obligación de notificar oportunamente cualquier anomalía o irregularidad. Estas disposiciones permiten a la Comisión evaluar, desde una perspectiva fiscalizadora, si el usuario cumplió con sus deberes reglamentarios y si las inconsistencias detectadas son atribuibles a su actuación o a factores externos.

11. Que el Artículo 54 del RSED establece los plazos y condiciones para la atención de gestiones operativas y actuaciones en campo por parte de la empresa distribuidora, incluyendo aquellas relacionadas con la ausencia, daño o irregularidad del equipo de medición.
12. Que el Artículo 60 del RSED regula el tratamiento aplicable ante errores en la medición o facturación, estableciendo límites temporales para la corrección de consumos y para el traslado de diferencias a cobro. Esta disposición permite fiscalizar si los ajustes aplicados por la empresa se encuentran dentro de los márgenes permitidos y si las correcciones efectuadas respetan los parámetros reglamentarios.
13. El Artículo 68 del RSED establece el procedimiento aplicable cuando, como resultado de la atención de una gestión, la normalización del servicio o la corrección de una irregularidad, se identifiquen diferencias en los consumos registrados. Dicho artículo dispone que la Empresa Distribuidora deberá determinar y aplicar el tratamiento correspondiente a dichas diferencias, conforme a los criterios y condiciones previstos en la normativa vigente, considerando el período afectado y los registros disponibles de consumo.
14. El Artículo 73 del RSED establece que se considera energía consumida y no pagada aquella que ha sido efectivamente utilizada por el usuario y que, por diversas causas, no ha sido registrada o facturada oportunamente por la Empresa Distribuidora. El artículo dispone que la determinación de dicha energía deberá realizarse conforme a los criterios y procedimientos establecidos en el reglamento, tomando en cuenta la información disponible de consumo y los períodos correspondientes.
15. El Artículo 74 del RSED establece que la energía consumida y no pagada debe determinarse mediante un procedimiento técnico de cálculo, utilizando los registros de consumo disponibles, los historiales de facturación y, cuando corresponda, métodos de estimación previstos en el reglamento. El artículo dispone que dicha determinación deberá realizarse considerando el período afectado y la información técnica que permita reflejar de la forma más precisa posible el consumo real del usuario.
16. El Artículo 74 del RSED establece que la energía consumida y no pagada debe determinarse mediante un procedimiento técnico de cálculo, utilizando los registros de consumo disponibles, los historiales de facturación y, cuando corresponda, métodos de estimación previstos en el reglamento. El artículo dispone que dicha determinación deberá realizarse

considerando el período afectado y la información técnica que permita reflejar de la forma más precisa posible el consumo real del usuario.

17. El Artículo 75 del RSED establece un límite de tiempo para la recuperación de la energía consumida y no pagada. Dicho artículo dispone que la Empresa Distribuidora únicamente podrá recuperar la energía correspondiente a un período máximo determinado por el reglamento, contado hacia atrás desde la fecha en que se identifique la irregularidad, conforme a las condiciones y excepciones previstas en el reglamento.
18. El Artículo 76 del RSED establece que la recuperación de la energía consumida y no pagada deberá realizarse conforme a las condiciones y mecanismos definidos en el reglamento, incluyendo la forma de cobro y su reflejo en la facturación correspondiente. Asimismo, dispone que dicha recuperación deberá efectuarse de manera que el usuario cuente con la información necesaria sobre el ajuste aplicado, de acuerdo con lo establecido en el reglamento.

ANTECEDENTES

En mayo de 2023, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) implementó en su portal institucional una plataforma destinada a fiscalizar la atención brindada por las empresas distribuidoras a los usuarios del servicio eléctrico, permitiendo el seguimiento sistemático de los reclamos e incidencias presentadas. A partir del análisis de la información registrada en dicha plataforma, se identificó una recurrencia de reclamos asociados a usuarios a quienes se les había aplicado ajustes por energía consumida y no pagada, pese a que estos habían generado previamente gestiones formales, ya fuera por incidencias relacionadas con la ausencia del medidor, daño del equipo de medición u otras situaciones notificadas oportunamente a la empresa distribuidora.

De la revisión efectuada, se constató que, en estos casos, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) no atendió las gestiones en los plazos y condiciones establecidos en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), procediendo a la normalización del servicio en un momento posterior. Como consecuencia de dicha normalización tardía, se observaron variaciones en los patrones de consumo de los usuarios, lo que derivó en la aplicación de ajustes de energía asociados a la irregularidad de servicio directo consignada en las actas levantadas en campo, con facturación de los consumos resultantes.

En el marco de las funciones de fiscalización, la CREE dio seguimiento a estos casos mediante comunicaciones formales, solicitando a la ENEE la remisión de la base de datos y los soportes técnicos correspondientes a los usuarios que cumplieran con los parámetros previamente definidos. Como resultado de este proceso, la Comisión emitió el Oficio CREE-243-2023, mediante el cual se formularon recomendaciones específicas respecto al tratamiento que debía aplicarse a dichas cuentas, conforme a lo establecido en el Artículo 68 del RSED, así como la remisión de la información consolidada para su verificación.

Posteriormente, la ENEE remitió una base de datos que contenía la información de los usuarios objeto de análisis y manifestó el compromiso de realizar las acciones correctivas conforme a las recomendaciones emitidas. No obstante, como parte de las labores de fiscalización y seguimiento, la CREE continuó verificando la consistencia entre las recomendaciones formuladas y las acciones efectivamente ejecutadas por la empresa, manteniendo el intercambio de comunicaciones institucionales para tal efecto.

En marzo de 2025, la ENEE informó a la Comisión haber realizado las gestiones correspondientes y haber finalizado el proceso de corrección asociado a los usuarios identificados. En atención a dicha comunicación, y como parte de las atribuciones de verificación y control, la CREE procedió a realizar un muestreo de la base de datos principal remitida por la empresa, con el propósito de constatar que las acciones reportadas se encontraran debidamente reflejadas en los registros y se hubiesen ejecutado conforme al marco regulatorio aplicable. De estas verificaciones se identificaron determinados hallazgos, los cuales se desarrollan en el apartado de resultados del presente informe.

PROCEDIMIENTO

Desde un enfoque de fiscalización y verificación del cumplimiento de las disposiciones y recomendaciones emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), las actuaciones desarrolladas en el presente informe se enmarcan en las atribuciones conferidas a la Comisión por la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su Reglamento. En particular, el artículo 3 de la LGIE establece la función del Estado, a través de la CREE, de supervisar y regular la operación del subsector eléctrico, velando por el cumplimiento del marco legal por parte de los agentes regulados en este caso a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). De igual forma, el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) desarrolla las facultades de fiscalización, supervisión y

control que corresponden a la Comisión, permitiéndole requerir información, verificar actuaciones y emitir disposiciones orientadas a velar el cumplimiento del marco legal.

Actividades realizadas en el proceso de fiscalización

1. Revisión de reclamos ingresados a través de la plataforma institucional

Se realizó la verificación de los reclamos y gestiones presentadas por los usuarios del servicio eléctrico mediante la plataforma habilitada por la CREE, con el objetivo de identificar patrones comunes y particularidades en la atención brindada por la Empresa Distribuidora.

2. Emisión de requerimientos de información a la Empresa Distribuidora

Como resultado de la revisión inicial, se formularon los requerimientos pertinentes a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, a fin de recopilar la información técnica, comercial y soportes adicionales relacionados con las cuentas identificadas.

3. Análisis y verificación de la información remitida

Una vez recibida la información solicitada, se procedió a su análisis y verificación, contrastando los datos presentados y las bases regulatorias consideradas conforme a las disposiciones establecidas en el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución.

4. Emisión de recomendaciones sobre el tratamiento de las cuentas analizadas

Derivado del análisis efectuado, la CREE emitió recomendaciones dirigidas al tratamiento que debía aplicarse a las cuentas involucradas, conforme a los criterios establecidos en el marco regulatorio en específico el artículo 68 del RSED.

5. Revisión de la base de datos principal remitida por la Empresa Distribuidora

Posteriormente, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica remitió una base de datos consolidada, la cual fue revisada para verificar la consistencia de la información y las acciones reportadas.

6. Aplicación de un muestreo técnico de la base de datos

Con el fin de constatar la ejecución efectiva de las acciones informadas, se realizó un muestreo técnico de la base de datos principal, seleccionado conforme a criterios estadísticos que permitieran una verificación representativa.

7. Identificación de hallazgos derivados del análisis de la muestra

A partir de la revisión de la muestra seleccionada, se identificaron hallazgos relacionados con el tratamiento aplicado a los ajustes de energía, los cuales se documentaron para su análisis posterior.

8. Seguimiento a los hallazgos identificados

Finalmente, se estableció el seguimiento correspondiente a los hallazgos detectados, con el propósito de profundizar en el análisis de los criterios técnicos y operativos utilizados por la Empresa Distribuidora y contar con mayores elementos para la toma de decisiones.

RESULTADOS

A continuación, se detallan los procesos iniciados a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) por la CREE, a empresas a las cuales se les ha identificado una infracción o incumplimiento a las disposiciones del marco regulatorio:

Hallazgos principales

Una vez recibida la información solicitada, se efectuó un análisis y verificación técnica y normativa de la documentación presentada. Como resultado de esta revisión, la Comisión emitió recomendaciones específicas respecto al tratamiento que debía aplicarse a las cuentas identificadas, orientadas a corregir y aplicar adecuadamente la normativa vigente. Adicionalmente, se realizó un muestreo de la base de datos principal remitida por la ENEE, con el propósito de verificar si las comunicaciones presentadas por la empresa se encontraban debidamente reflejadas en los registros y si las acciones informadas habían sido efectivamente ejecutadas.

Como parte de la etapa de evaluación de las cuentas, se procedió a analizar la documentación remitida por la ENEE incluyendo los soportes adjuntos y la base de datos con las acciones ejecutadas. Esta información contiene el detalle de los usuarios sujetos a corrección debido a ajustes aplicados por concepto de Energía Consumida No Pagada (ECNP).

Durante la revisión, se constató que la base de datos clasifica los casos en dos grupos principales:

1. Cuentas con ajuste sin convenio vigente (2,272 registros),
2. Cuentas con ajuste y convenio vigente (1,228 registros)

La ENEE argumentó que algunas cuentas no habían sido corregidas debido a limitaciones técnicas del sistema comercial asociadas a los convenios de pago, lo que impedía la anulación masiva del cargo por ECNP.

La ENEE señaló que requería aproximadamente tres semanas para finalizar la actualización completa de datos debido a recientes cambios administrativos internos. Finalmente, el 13 de marzo de 2025, la ENEE remitió una base de datos indicando en el oficio el cierre definitivo de dichos reclamos.

Verificación técnica

Con el fin de constatar el avance real de las correcciones informadas por la ENEE, y en atención a la respuesta remitida por dicha empresa respecto a los ajustes efectuados en los registros de consumo, la Comisión procedió a realizar una verificación directa de la base de datos proporcionada. Esta verificación tuvo como objetivo evaluar, de manera independiente, la aplicación de las acciones correctivas reportadas por la empresa distribuidora.

Para tal efecto, se efectuó un muestreo técnico sobre la base de datos del universo de clientes con ajuste de energía remitida por la ENEE, seleccionando un total de 360 cuentas, cantidad que responde a criterios estadísticos mínimos que permiten asegurar la representatividad de la muestra respecto del universo de registros analizados. El muestreo incluyó cuentas correspondientes a distintos estados administrativos, considerando tanto usuarios con convenio de pago vigente como usuarios sin convenio, con el propósito de obtener una visión integral del tratamiento aplicado a los ajustes de energía.

La selección de la muestra permitió establecer una base objetiva para el análisis posterior, el cual se orienta a verificar la consistencia entre la información reportada por la empresa y los registros efectivamente reflejados en la base de datos, conforme a las disposiciones regulatorias aplicables. Los resultados detallados del análisis de la muestra se presentan en el apartado correspondiente, acompañados de los gráficos y cuadros técnicos respectivos.

Como resultado del análisis técnico se detallan en el **Gráfico 15** y **Gráfico 16** los resultados de la muestra de 360 cuentas seleccionadas del universo de clientes remitida por la ENEE, se constató en la que en la mayoría de los registros analizados la empresa procedió a anular el ajuste de energía previamente aplicado, en concordancia con las acciones correctivas informadas.

Del total de la energía incluida en la muestra, equivalente a 2,381,319 kWh, se identificó que 2,367,306.00 kWh, correspondientes a 13,680,850.92 lempiras, fueron efectivamente anulados, lo que representa la porción predominante de las cuentas evaluadas. Por otro lado, se identificaron 14,013.00 kWh, equivalentes a 71,276.04 lempiras, en los cuales el ajuste de energía no fue anulado dentro de la muestra analizada.

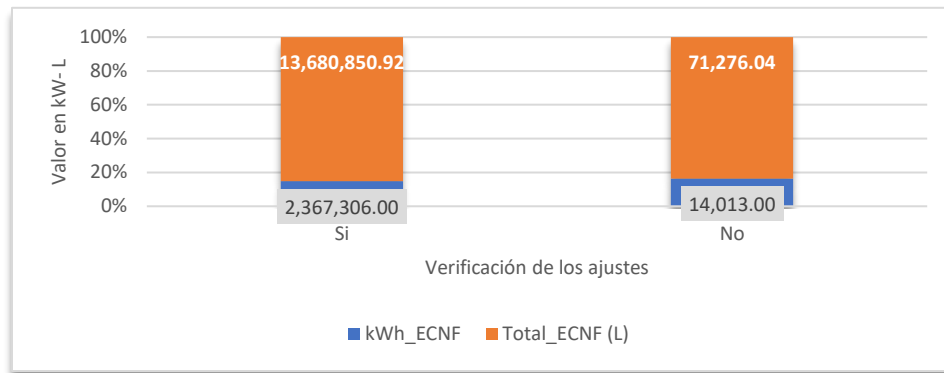


Gráfico 15 Muestra tomada de la base de datos principal

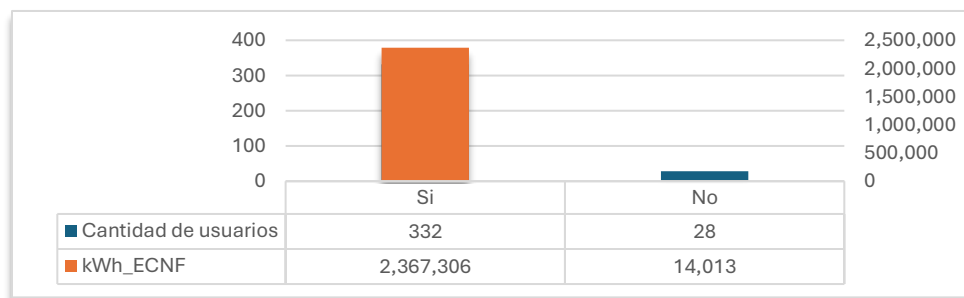


Gráfico 16 Resultados del muestreo tomado

Con el propósito de identificar si existía alguna peculiaridad asociada al plazo del ajuste que explicara por qué determinadas cuentas de usuario fueron corregidas y otros no, se realizó un análisis adicional de la muestra, diferenciando los casos según ajustes correspondientes a periodos mayores y menores a seis meses. En referencia se muestra en la **Imagen 49** un ejemplo de cuenta con la totalidad del ajuste de energía cargado.



FECHA	CONCEPTO	CONSUMO	IMPORTE	IMPORTE A CTA	TIPO FACTURA	CICLO REFAC.	TIPO RECIBO.	ESTADO RECIBO.
07/04/2022	VA127-Recargo por Mora	0	435.44	0.00	Ciclo de lectura	0	Recibos de energía eléctrica	Aviso de suspensión
07/04/2022	CC101-Cargo por Comercialización	0	56.86	56.86	Ciclo de lectura	0	Recibos de energía eléctrica	Aviso de suspensión
07/04/2022	CC110-Energía (kWh)	835	4,730.33	180.72	Ciclo de lectura	0	Recibos de energía eléctrica	Aviso de suspensión
07/04/2022	CC440-ALUMBRADO PUBLICO	43	281.37	0.00	Ciclo de lectura	0	Recibos de energía eléctrica	Aviso de suspensión
07/04/2022	CC442-CARGO POR REGULACION	0	12.82	12.82	Ciclo de lectura	0	Recibos de energía eléctrica	Aviso de suspensión
07/04/2022	CC470-DESC. DEC 226/93 BAJADA	0	-250.00	-250.00	Ciclo de lectura	0	Recibos de energía eléctrica	Aviso de suspensión
07/04/2022	CC480-AMORTIZACION DEUDA CONTR.	0	1,382.44	0.00	Otras facturaciones	0	Recibos de cuota de acuerdo	Aviso de suspensión
03/04/2022	CC480-SUSCIVIO GOB. 2021	0	-269.29	-269.29	Fuera de ciclo - Energía Sutradita		Energía Sutradita	Aviso de suspensión
03/04/2022	CC442-CARGO POR REGULACION	0	11.88	11.88	Fuera de ciclo - Energía Sutradita		Energía Sutradita	Aviso de suspensión
03/04/2022	CC110-Energía (kWh)	884	4,509.12	256.41	Fuera de ciclo - Energía Sutradita		Energía Sutradita	Aviso de suspensión
03/04/2022	CC440-ALUMBRADO PUBLICO	45	241.32	0.00	Fuera de ciclo - Energía Sutradita		Energía Sutradita	Aviso de suspensión
			Total:	11,122.89				

Imagen 49 Ejemplo de usuario con ajuste de energía cargado

Del análisis efectuado se constató que no se identifica un patrón claro o un indicador que permita asociar la anulación del ajuste exclusivamente a uno de estos periodos, tal como se recomendó en

el oficio CREE-243-2023. En ambos escenarios se observaron en el **Gráfico 17** los registros en los que el ajuste fue anulado, así como otros en los que no se realizó dicha corrección. En consecuencia, estos resultados no reflejan una relación directa entre el periodo de meses del ajuste y la aplicación o no de la corrección.

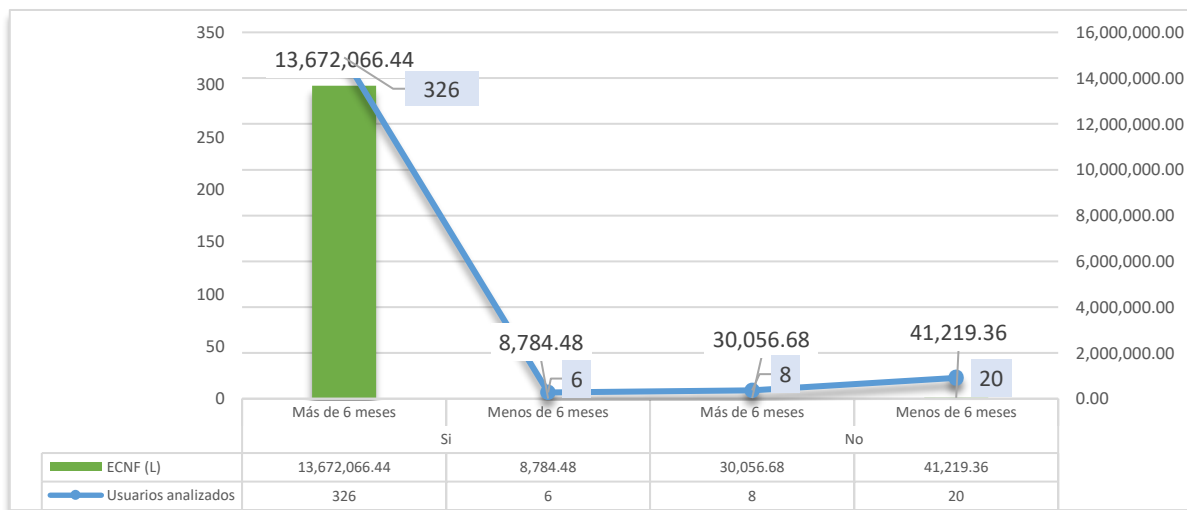


Gráfico 17 Periodos revisados conforme al artículo 68 del RSED

Estado actual

Derivado del análisis efectuado, se identificaron hallazgos asociados a la aplicación de las correcciones realizadas por la ENEE, lo que indica la necesidad de profundizar en la revisión de los criterios técnicos y operativos utilizados para la anulación o no de determinados ajustes de energía. En ese sentido, las actuaciones se encuentran actualmente en una etapa de fiscalización y verificación adicional, orientada a contar con un panorama integral, consistente y debidamente sustentado sobre las decisiones adoptadas en los casos analizados. Este proceso de revisión permitirá asegurar la trazabilidad y coherencia de las acciones ejecutadas, así como su alineación del análisis enfocado con el marco regulatorio, previo a la adopción de cualquier determinación posterior por parte de la Comisión.

CONCLUSIONES

1. De conformidad con los hallazgos identificados en el análisis de la muestra, se determina la necesidad de dar continuidad a las acciones de seguimiento respecto de las correcciones aplicadas por la ENEE, con el objetivo de conocer y evaluar los criterios técnicos y operativos

utilizados por la empresa para la anulación de los ajustes de energía. Lo anterior resulta pertinente considerando que, mediante su última comunicación oficial, la ENEE informó haber finalizado el proceso de corrección; sin embargo, los resultados obtenidos evidencian la existencia de registros específicos que requieren ser analizados con mayor detalle, a fin de establecer la justificación de las decisiones adoptadas y verificar que estas se encuentren debidamente sustentadas y alineadas con el marco regulatorio vigente.

2. Del análisis realizado sobre la muestra evaluada (360 cuentas), se constató que no existe un patrón o indicador referencial que permita asociar de manera directa la anulación o no de los ajustes de energía a un periodo específico. los resultados evidencian la necesidad de profundizar el análisis para determinar las causas específicas que dieron lugar a dichas diferencias en vista de que la ENEE en la última comunicación indicó haber finalizado el proceso de corrección a las cuentas con ajustes cargados.

RECOMENDACIONES

1. En atención a los hallazgos identificados, se requerirá a la ENEE indique las acciones de seguimiento realizadas, a través de las comunicaciones formales establecidas, con el propósito de indagar y solicitar a la ENEE las aclaraciones técnicas necesarias respecto de los registros en los que no se evidenció la anulación del ajuste.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	En atención a los hallazgos identificados, se estima pertinente que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica continúe las acciones de seguimiento correspondientes, a través de las comunicaciones formales establecidas, con el propósito de indagar y solicitar a la ENEE las aclaraciones técnicas necesarias respecto de los registros en los que no se evidenció la anulación del ajuste	Requerimiento	Notificación por correo electrónico	Enero 2026	En proceso

SEGUIMIENTO INFORME DE INSPECCIÓN CREE-048-2025 CERVECERÍA HONDUREÑA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

SEGUIMIENTO DE INFORME DE INSPECCIÓN CREE-048-2025 CERVECERÍA HONDUREÑA

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), los usuarios regulados que deseen instalar equipos de generación para autoconsumo deben solicitar autorización a la Empresa Distribuidora. Esta medida busca asegurar que la operación de dichos equipos cumpla con los requisitos técnicos de la distribuidora.

Asimismo, en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) define los requisitos para que los Consumidores Calificados puedan ser habilitados como Agentes Compradores y puedan realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Nacional.

Considerando el marco regulatorio vigente, la Dirección de Fiscalización, en el ejercicio de las funciones otorgadas por la Ley General de la Industria Eléctrica, da seguimiento a los procesos de inspección desarrollada en el año 2024, fiscalizando las actividades que desarrolla la sociedad mercantil Cervecería Hondureña.

A continuación, se presentan las acciones de seguimiento realizadas por la CREE, sobre el proceso de inspección CREE-048-2025 realizado en fecha 21 de agosto de 2025.

MARCO REGULATORIO

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 16 de mayo de 2022. Esta ley tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras, asimismo, establece:

1. En su artículo 1, literal C, los conceptos de:
 - I. Comercialización: La compra y venta de capacidad y energía eléctrica a precios libremente pactados.
 - II. Consumidor calificado: Aquel cuya demanda exceda el valor que fijará la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), y que está facultado para comprar energía eléctrica y/o potencia directamente de generadores, comercializadores o distribuidores, a precios libremente pactados con ellos.

- III. Distribución: El transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales; 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.
 - IV. Electricidad: El bien físico subyacente en las transacciones comerciales en cualquiera de sus aspectos: energía, potencia o servicios complementarios, entendiéndose que la potencia es la razón de flujo de la energía por unidad de tiempo, la capacidad de una instalación es la potencia máxima que puede entregar, transportar, o utilizar, y los servicios complementarios son servicios esenciales para mantener la calidad del suministro que serán identificados en los Reglamentos.
 - V. Generación: La producción de electricidad mediante el aprovechamiento y transformación de la energía de diversas clases de fuentes.
 - VI. Transmisión: El transporte de la energía a través de la red eléctrica de alta tensión; se entenderá por alta tensión aquella que es igual o superior a sesenta mil voltios; la red de transmisión liga a centrales generadoras, empresas distribuidoras y a grandes consumidores.
 - VII. Sistema Interconectado Nacional: El sistema eléctrico formado por las centrales generadoras, las redes de distribución y la red nacional de transmisión que los une físicamente sin interrupción.
 - VIII. Usuario o consumidor: La persona natural o jurídica titular de un contrato de suministro de energía eléctrica.
- 2. Además, este mismo artículo define el orden siguiente para aplicabilidad de normas supletorias: Código de Comercio, Código Civil, leyes especiales y leyes generales.
 - 3. Según el artículo 3, literal D, romano I, de la LGIE, que es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen el subsector eléctrico. Para ello, la CREE podrá realizar las inspecciones necesarias con el fin de verificar la veracidad de la información proporcionada por las empresas del sector o los consumidores.
 - 4. En sus artículos 4 y 5, que las actividades reguladas por Ley pueden ser realizadas por sociedades mercantiles, las cuales están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos derivados de otras

normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables. Estas empresas del subsector eléctrico deben inscribirse en el Registro Público que lleva la CREE, notificando al regulador cada vez que se produzcan cambios en sus instalaciones u operación. Para el caso de las empresas transmisoras y distribuidoras, se añade el requisito de solicitud y obtención de una licencia de operación para el servicio público de electricidad emitida por la CREE.

4. En su artículo 10, que los consumidores calificados que actúen como agentes del mercado deberán tener contratada capacidad firme suficiente para cubrir el porcentaje de su demanda máxima de potencia superior a 5 MW. Ningún consumidor que tenga demandas inferiores a ésta podrá ser consumidor calificado.
5. En su artículo 11, que la generación de energía por cualquier medio se registrará por la presente Ley y sus Reglamentos. Asimismo, define que las empresas generadoras podrán vender sus productos a empresas distribuidoras, consumidores calificados, otras empresas generadoras y al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.
6. En su artículo 13, que operación de toda instalación que forme parte de la red de transmisión en el territorio nacional estará sujeta a la dirección y control del Operador del Sistema. Asimismo, define que las obras de transmisión de interés particular podrán ser realizadas por los interesados, previos estudios del Operador del Sistema para comprobar que no afectarán negativamente la operación, y previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Si estas obras contribuyen a incrementar la capacidad de la red para los usuarios en general, una parte de sus costos podrá ser recuperada vía tarifas, previa aprobación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Que el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RGLIE) tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica. En particular, el presente reglamento desarrolla la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras;

En su Artículo 17, el RGLIE define las condiciones para clasificarse como consumidor calificado y ser un agente comprador en el MEN. Para ello, deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

1. Cumplir con el requisito de potencia contratada en el punto de suministro con su Empresa Distribuidora;
2. Contar con el registro como consumidor calificado extendido por la CREE.

3. Solicitar al ODS la autorización para realizar transacciones en el MEN como agente comprador;
4. Incluir en la solicitud del ODS una certificación de solvencia emitida por la Empresa Distribuidora;
5. Cumplir con los requisitos establecidos para registrarse como Agente del MEN, a todos los efectos de derechos y obligaciones, y de la notificación de autorización para realizar transacciones en el MEN, con un período mínimo de permanencia de tres (3) años;
6. Contar un sistema de medición comercial en el punto de suministro, de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Medición Comercial.

Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, vigente mediante publicación en La Gaceta de fecha 03 de julio de 2020 tiene como objeto establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). Asimismo, define las funciones y responsabilidades del Operador del Sistema y derechos y obligaciones de los Agentes del MEN.

En su Artículo 6, modificado mediante Acuerdo CREE-01-2023 define que los consumidores calificados que cuenten con equipos de generación de energía eléctrica serán considerados como usuarios autoprodutores, estos deberán cumplir con la normativa específica que defina los criterios técnicos y regulatorios aplicable a la conexión e inyección de excedentes de energía a la red eléctrica.

Que el Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), modificado mediante Acuerdo CREE-099-2025, tiene como objeto regular las condiciones para la prestación del servicio eléctrico, que es un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social, dentro del territorio de la República de Honduras.

En el Artículo 41 establece que el Usuario deberá solicitar a la Empresa Distribuidora la autorización para la conexión de equipo de generación de energía eléctrica o de sistemas de almacenamiento de energía, indicando si su instalación permitirá la inyección de excedentes a la red de distribución. Para el caso de equipos de generación utilizados para la autoproducción en los términos establecidos en el Artículo 15 literal D de la Ley General de la Industria Eléctrica, se aplicarán los plazos para la atención de solicitudes de autorización definidos en la Norma Técnica de Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales.

ANTECEDENTES

El 3 de mayo de 2024 se realizó una inspección al Consumidor Calificado Cervecería Hondureña mediante Orden de Inspección CREE-020-2024, con el objetivo de validar la información declarada en el Registro Público de Consumidores Calificados, así como verificar los datos del punto de conexión, medición y demanda.

Durante la inspección en 2024, Cervecería Hondureña declaró que contaba con siete generadores de combustible diésel con una capacidad total de 5.075 MW, diez generadores diésel en el área de refrescos con una capacidad total de 6.9 MW, y un sistema de paneles solares con una capacidad aproximada de 4 MW, considerado como el techo solar más grande de Latinoamérica.

El 21 de agosto de 2025 se realizó el proceso de inspección CREE-048-2025 a la sociedad mercantil Cervecería Hondureña S.A. de C.V., con el objetivo de verificar las actividades desarrolladas por la sociedad mercantil en el Mercado Eléctrico Hondureño conforme a lo dispuesto en el marco regulatorio vigente.

Como hallazgos de la inspección se identificó que el plantel en ubicado en San Pedro Sula cuenta con una carga industrial. En la **Tabla 33** se muestra el detalle resumen de la información validada en sitio.

INFORMACIÓN GENERAL	
Orden de inspección:	CREE-048-2025
Fecha de inspección:	21/8/2025
Sociedad mercantil:	Cervecería Hondureña S.A. de C.V. (SPS)
Clasificación del actor o usuario	Consumidor Calificado
Resolución para realizar transacciones	No habilitado
Estado en régimen de usuario regulado	Activo
Circuito asociado	BER-L247
Nivel de tensión (kV):	13.8
Demanda máxima MW (ultimo 12 meses)	9.54
¿Cuenta con equipos de generación de energía eléctrica?	Sí
Capacidad instalada:	12.95 MW-Térmico/Diesel 8.408 MW Fotovoltaico

Tabla 33 Descripción de datos generales Cervecería Hondureña

Asimismo, mediante el análisis técnico se determinaron las siguientes conclusiones:

1. Actualmente, Cervecería Hondureña es un usuario regulado y cuyo suministro eléctrico es principalmente obtenido de la Empresa Distribuidora (ENEE), su estado es activo y con cuentas al día. Durante el mes de abril de 2025, se observó que el 72 % de la energía fue suministrado por la ENEE, mientras que el 28 % proviene del sistema de generación fotovoltaico. Adicionalmente, durante este periodo se identificó que realizan inyecciones de excedentes a la red de ENEE, principalmente durante el mediodía.
2. Respecto a la conexión de equipos de generación eléctrica, Cervecería Hondureña no cuenta con documentación que permita validar la solicitud y autorización ante la Empresa Distribuidora, conforme a lo establecido en el Artículo 41 del RSED y la normativa vigente aplicable.
3. Actualmente, Cervecería Hondureña no cumple con todos los requisitos exigidos por el RLGE Artículo 17 para habilitarse como Agente Comprador en el MEN. Este ha iniciado el proceso, sin embargo, solo cuenta con su registro como en el Registro de Consumidores Calificado de la CREE, aprobado mediante Resolución CREE-02-2024 de fecha 9 de enero de 2024 y constancia No. CC-22-2024.

Por lo que para definir acciones que permitan regularizar los procesos y acciones de esta sociedad mercantil, se han propuesto las siguientes medidas de seguimiento:

1. Solicitar a la Empresa Distribuidora la documentación sobre solicitudes para la autorización de equipos de generación asociadas al usuario Cervecería Hondureña ubicado en San Pedro Sula, en conformidad al marco regulatorio vigente.
2. Solicitar a la Empresa Distribuidora la documentación sobre solicitudes para la autorización de equipos de generación asociadas a los CD Cervecería Hondureña dentro del territorio hondureño, en conformidad al marco regulatorio vigente.
3. Solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica una opinión legal que permita identificar la figura como Agente del MEN, que permite regularizar la participación del usuario Cervecería Hondureña ubicado en San Pedro Sula en el MEN de acuerdo con la regulación vigente.
4. Solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica una opinión legal que permita identificar la figura como Agente del MEN, que permite regularizar la participación de los demás Centros de Distribución de Cervecería Hondureña en el MEN de acuerdo con la regulación vigente.

- Emitir instrucciones para la regularización de las actividades que desarrolla la sociedad mercantil Cervecería Hondureña, de acuerdo con las recomendaciones que emita la Dirección de Asesoría Jurídica.

SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES DE LOS INFORMES TRIMESTRALES

De acuerdo con las acciones de seguimiento a las recomendaciones definidas en el informe de inspección CREE-048-2025, se presentan a continuación, los avances realizados por esta Dirección durante el IV trimestre de 2025:

No.	Recomendación	Seguimiento	Estado
1	Solicitud de información dirigida a la ENEE, relacionadas a solicitud de proyectos de conexión de equipos de generación para autoconsumo. Realizada por Cervecería Hondureña SPS.	Se remitió a la ENEE, el oficio CREE-653-2026 en fecha 16 de diciembre de 2025. Esta Dirección queda a la espera de la respuesta que emita la ENEE y continuar con el proceso de análisis regulatorio.	En proceso
2	Solicitud de información dirigida a la ENEE, relacionadas a solicitud de proyectos de conexión de equipos de generación para autoconsumo. Realizadas por los demás Centros de Distribución de Cervecería Hondureña.	Se remitió a la ENEE, el oficio CREE-653-2026 en fecha 16 de diciembre de 2025. Esta Dirección queda a la espera de la respuesta que emita la ENEE y continuar con el proceso de análisis regulatorio.	En proceso
3	Remisión de solicitud de opinión legal dirigida a la Dirección de Asesoría Jurídica.	En fecha 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorandum DF-137-2025 a la Dirección de Asesoría Jurídica de esta Comisión, donde se remite el informe de inspección, documentación técnica y consultas. El 16 de diciembre de 2025, la Dirección de Asesoría Jurídica remitió la opinión legal DAJ-OL-027-2025, emitiendo conclusiones y recomendaciones. El análisis de la documentación remitida se realizará en el siguiente trimestre.	En proceso
4	Emitir instrucciones para regularizar las actividades desarrolladas por Cervecería Hondureña SPS.	Una vez obtenida la información requerida en la línea de seguimiento, se emitirá el acto administrativo correspondiente.	No iniciado
5	Emitir instrucciones para regularizar las actividades desarrolladas por Centros de Distribución de Cervecería Hondureña.	Una vez obtenida la información requerida en la línea de seguimiento, se emitirá el acto administrativo correspondiente.	No iniciado

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-077-2025 VERIFICACIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



DICIEMBRE 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-077-2025 VERIFICACIÓN DE ALUMBRADO PUBLICO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

INTRODUCCIÓN

La Dirección de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el marco de sus funciones y en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan Operativo Anual (POA) 2025, tenía previsto el desarrollo de la consultoría CPRI-CREE-04-2025 titulada “Campañas de Supervisión de la Calidad del Alumbrado Público”.

Esta consultoría, enmarcada en el Producto Final 66 (PF66) del Programa de Fortalecimiento Institucional (PFI), tenía como objetivo realizar la evaluación integral del sistema de Alumbrado Público de la Empresa Distribuidora en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esto mediante inspecciones técnicas y campañas de verificación de calidad, a través de las cuales se pretendía determinar el estado del sistema de alumbrado público y el cumplimiento de lo dispuesto en la regulación vigente. Asimismo, otro de los objetivos de la consultoría era proponer recomendaciones a los procedimientos planteados en la normativa aplicable. No obstante, el proceso de contratación de la consultoría CPRI-CREE-04-2025 resulto fracasado.

Considerando lo anterior, la Dirección de Fiscalización realizó el proceso de inspección CREE-077-2025, mediante el cual se ejecutó las campañas de supervisión del sistema de alumbrado público por parte del personal del departamento de Fiscalización de la CREE, verificando el estado y funcionamiento de una muestra de luminarias del sistema de alumbrado público de la Empresa Distribuidora en el SIN. Los resultados del proceso de inspección servirán como insumo para la revisión y aprobación del volumen de energía presentado por la Empresa Distribuidora para ser facturado por concepto de alumbrado público.

Este informe contiene los resultados, conclusiones y recomendaciones producto del análisis de la información obtenida en proceso de inspección.

OBJETIVOS

Verificar el estado del sistema de alumbrado público de la Empresa Distribuidora en el SIN a través de la inspección de una muestra de luminarias seleccionada por la CREE. Los resultados obtenidos constituirán un insumo técnico para verificar y validar el volumen de energía a facturar por concepto de alumbrado público reportado por la ENEE, en calidad de Empresa Distribuidora.

Objetivos específicos

1. Determinar el estado operativo de una muestra de luminarias durante la jornada diurna, ubicadas en diferentes zonas urbanas del país, mediante la aplicación de los formatos establecidos por la CREE.
2. Determinar el estado operativo durante la jornada nocturna de la misma muestra de luminarias inspeccionadas durante la jornada diurna, aplicando los formatos establecidos por la CREE.
3. Verificar la tecnología, modelo y la potencia instalada de las luminarias seleccionadas para inspección. Esto con el fin de validar la información reportada por la Empresa Distribuidora.

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 o Ley), aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el Artículo 3, literal D, romano IX, de la LGIE establece como función de esta Comisión, aprobar a las empresas distribuidoras el volumen de energía a facturar mensualmente por concepto de alumbrado público.
3. Que el Artículo 18 de la LGIE establece que las tarifas reflejarán los costos de generación y transmisión. En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector

eléctrico, sean éstas de generación, transmisión o distribución.

4. Que el Artículo 6 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) faculta a la CREE a requerir a los Actores del Mercado Eléctrico Nacional toda la información para realizar la función de supervisión del subsector eléctrico, determinando a su vez que todas las empresas del sector están obligadas a proporcionar los datos, información, documentación y colaboración que requiera la CREE.

Asimismo, puede practicar visitas de inspección a las oficinas e instalaciones físicas de los actores del MEN y usuarios, a fin de verificar el origen y veracidad de la información reportada, realizando entrevistas, revisando archivos, equipos de cómputo, informes, manuales de operación, registros, dictámenes, instalaciones y demás información necesaria para confirmar la veracidad de la información suministrada, de conformidad con el procedimiento establecido en el presente reglamento.

5. Que el Artículo 9 del RLGIE, determina el procedimiento y los requisitos para las inspecciones realizadas por la Comisión; señalando que el procedimiento de inspección iniciará cuando la CREE emita una orden de inspección por escrito, ya sea en físico o electrónico, con al menos tres días de antelación y exceptuado de dicha antelación los casos que se trate de una inspección sin previo aviso.
6. Que el Reglamento de Alumbrado Público (RAP), Artículo 6, literal 1, establece que corresponde a la Empresa Distribuidora remitir mensualmente, de forma sincronizada con el proceso de facturación del servicio público de distribución, la nota de solicitud de aprobación del volumen de energía y potencia a facturar por concepto de alumbrado público.
7. Que el Artículo 12 del RAP, define la clasificación de las vías públicas donde se define las siguientes:
 - a. Autopista;
 - b. Carreteras convencionales o red interurbana;
 - c. Bulevares;
 - d. Avenidas;
 - e. Calles y
 - f. Ciclovías;
8. Que el Artículo 13 del RAP, define las áreas de conflicto peatonal:

- a. Alto: Áreas comerciales en entornos urbanos con muchas actividades peatonales nocturnas.
- b. Medio: Áreas con actividades peatonales nocturnas moderadas. Estas áreas pueden ser típicamente aquellas cercanas a instalaciones comunitarias como bibliotecas y centros de recreación.
- c. Bajo: Estas áreas pueden ser del tipo residenciales o donde las actividades peatonales nocturnas son bajas.

ANTECEDENTES

La CREE, en el ejercicio de las atribuciones conferidas por la LGIE, específicamente en el artículo 3, literal D, numeral IX, tiene la facultad de aprobar mensualmente el volumen de energía a facturar por concepto de alumbrado público a las empresas distribuidoras.

De conformidad con el Reglamento de Alumbrado Público, artículo 6, literal 1, corresponde a la Empresa Distribuidora remitir mensualmente, de forma sincronizada con el proceso de facturación del servicio público de distribución, la nota de solicitud de aprobación del volumen de energía y potencia a facturar por concepto de alumbrado público. En cumplimiento de esta disposición, la CREE requirió a la ENEE, mediante oficio CREE-045-2025 de fecha 28 de enero de 2025, la presentación de dicha solicitud.

En respuesta, la ENEE remitió el oficio GD-095-03-2025, de fecha 12 de marzo de 2025, solicitando la aprobación de un volumen de energía mensual de 25,125,521.11 kWh, correspondiente a 529,599 luminarias adjuntando la base de datos Anexo 1. DATOS AP FORMATO CREE.

Durante el análisis de la información presentada por la ENEE, la Dirección de Fiscalización identificó inconsistencias en los datos presentados en la solicitud de aprobación del volumen de energía. Estas observaciones fueron comunicadas a la ENEE mediante oficio CREE-275-2025, de fecha 18 de julio de 2025.

En respuesta, la ENEE remitió los oficios GD-334-07-2025, de fecha 29 de julio de 2025, y GD-351-08-2025, de fecha 6 de agosto de 2025, donde se adjuntó el archivo AP CREE 06.08.2025 (que venía con documentación técnica de respaldo), en los cuales se solicitó la aprobación de un volumen de energía de 24,776,582 kWh, correspondiente a luminarias del SIN y de los Sistemas Aislados (SA) de

Brus Laguna y Guanaja. Cabe aclarar que, dentro del archivo AP CREE 06.08.2025 se adjunta los siguiente:

- Resumen del cálculo realizado por ENEE
- AP SIN Normal: contiene las luminarias en buen funcionamiento dentro del SIN.
- AP SA Normal: contiene las luminarias en buen funcionamiento dentro de los SA.
- AP Encendido 24 horas SIN: contiene las luminarias permanentemente encendidas dentro del SIN.
- AP Encendido 24 horas SA: contiene las luminarias permanentemente encendidas dentro de los SA.
- AP Dañado SIN: contiene las luminarias fuera de servicio dentro del SIN.
- AP Dañado SA: contiene las luminarias fuera de servicio dentro del SA.

La inclusión de los SA dentro del volumen total fue justificada por la ENEE, argumentando que actualmente no cuentan con un sistema comercial independiente para cada uno de los sistemas eléctricos bajo su operación. Adicionalmente ENEE adjunto una base de respaldo adicionando el campo de identificador de apoyo.

Paralelamente, la Dirección de Fiscalización incluyó en su Planificación Operativa Anual (POA) una consultoría orientada a evaluar el estado del Sistema de Alumbrado Público en el SIN. En ese marco, el 26 de marzo de 2025 se remitieron a la Dirección Financiera Administrativa los Términos de Referencia del Concurso Privado Internacional No. CPRI-CREE-04-2025, denominado “Contratación de Consultoría de Campañas de Supervisión de la Calidad del Alumbrado Público”, para su evaluación y posterior aprobación por el Directorio de Comisionados.

Con base en la cantidad de luminarias declaradas por la ENEE, se estimó que, para realizar la supervisión del sistema de alumbrado público mediante el proceso de consultoría, se requería una muestra aleatoria de 600 luminarias, calculada con un nivel de confianza del 95 % y un margen de error del 4 %.

Con respecto a las zonas propuestas para realizar las inspecciones, se determinó que estas deben corresponder al área de operación de la ENEE dentro del SIN. Para este proceso, se considerarán áreas urbanas con un nivel de conflicto peatonal de intermedio a alto. De acuerdo, con la base de

datos de luminarias, se recomiendan los siguientes municipios: Distrito Central, San Pedro Sula y Comayagua.

Mediante Acuerdo CREE-56-2025, de fecha 2 de mayo de 2025, el Directorio aprobó los Términos de Referencia del concurso CPRI-CREE-04-2025. El 2 de junio de 2025, el comité de apertura recibió y abrió una única oferta en el marco del concurso.

El 30 de julio de 2025, el comité evaluador revisó la propuesta conforme a los Términos de Referencia del concurso CPRI-CREE-04-2025, recomendando su adjudicación por cumplir con los requisitos técnicos y legales. El Directorio aprobó dicha adjudicación mediante Acuerdo CREE-96-2025, emitido el 29 de julio de 2025.

El 18 de septiembre de 2025, la Dirección Financiera Administrativa solicitó la revocación del acuerdo, al constatar que la empresa adjudicada no contaba con la documentación requerida para la firma del contrato. En vista de lo anterior, el Directorio de Comisionados, mediante Acuerdo CREE-140-2025 del 14 de octubre de 2025 deroga el acuerdo de adjudicación del proceso de concurso CPRI-CREE-04-2025.

Ante esta situación, la Dirección de Fiscalización desarrolló un plan piloto para estimar los recursos y otras consideraciones técnicas necesarias para realizar las campañas para verificar el estado del alumbrado público en el SIN con el personal de esta Dirección. El plan se ejecutó los días 25 y 26 de septiembre de 2025 en el Distrito Central, Colonia Loarque, bajo las siguientes condiciones:

1. Jornada nocturna: Validación de identificadores de apoyo, ubicación geográfica y funcionamiento de luminarias reportadas como “AP NORMAL SIN” (es decir, luminarias en buen funcionamiento, encendidas durante el horario nocturno y apagadas en horario diurno, y sin evidencia de anomalía en su operación) mediante la base de datos anexa en el Oficio GD-351-08-2025, con la finalidad de identificar posibles inconsistencias.
2. Jornada diurna: Verificación de tecnología, capacidad instalada y funcionamiento de luminarias reportadas en buen estado, identificando posibles inconsistencias y anomalías en el funcionamiento de las luminarias.

La ejecución de este piloto permitió a la Dirección de Fiscalización identificar que un equipo técnico compuesto por dos ingenieros puede levantar información de 48 puntos en un periodo de 2 horas, completando un formulario con campos definidos según la jornada y levantando evidencia

fotográfica mediante la aplicación Map Marker. La actividad contó con el apoyo de la Policía Nacional y un vehículo institucional de la CREE.

Como resultados preliminares, durante la jornada nocturna se observó que el 85 % de las luminarias inspeccionadas se encontraban en buen funcionamiento, mientras que el 15 % estaban apagadas. Esto evidencia una inconsistencia en el estado de las luminarias con respecto a lo reportado por la ENEE. Asimismo, se identificó que el 8 % de las luminarias presentaban interferencia por maleza o árboles. En la jornada diurna, no se observaron anomalías en el funcionamiento de las luminarias. Las anomalías que se esperaban observar en esta jornada son aquellas que se encuentran encendidas permanentemente.

En conclusión, con base en los resultados de la prueba piloto, se recomendó llevar a cabo un proceso de inspección orientado a verificar el estado operativo del sistema de alumbrado público de la Empresa Distribuidora en el SIN, mediante la ejecución de inspecciones en jornada nocturna y diurna. Esta verificación se realizará sobre las luminarias declaradas en la base de datos AP CREE 06.08.2025, hoja AP NORMAL SIN. En este proceso, se consideró la inspección de una muestra de al menos 600 luminarias instaladas en los municipios con mayor concentración de luminarias reportadas en buen funcionamiento y en zonas de alto y medio conflicto peatonal.

La inspección se desarrolló conforme a las disposiciones regulatorias vigentes y demás normas técnicas aplicables, con el propósito de evaluar el estado operativo del sistema y generar resultados que constituyan un insumo técnico para verificar y validar el volumen de energía a facturar por concepto de alumbrado público reportado por la ENEE, en calidad de Empresa Distribuidora.

PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN

Con el propósito de verificar el estado de las luminarias declaradas por la Empresa Distribuidora en condición “AP NORMAL SIN”, se realizaron las siguientes actividades de inspección en cada una de las ciudades seleccionadas, de acuerdo con el procedimiento de inspección definido en el artículo 9 del RLGE, descrito a continuación:

1. Lectura del acta de inspección.
2. Verificación de la información:
 - a. Verificación y registro fotográfico del estado operativo nocturno.
 - b. Verificación y registro fotográfico del estado operativo diurno.

- c. Registro fotográfico de placa y etiquetados.
- 3. Elaboración y cierre del acta de inspección.
- 4. Cierre del acta de inspección.

Para el registro del estado operativo, tanto nocturno como diurno, se utilizó un formulario en Microsoft Forms, el cual se completó para cada luminaria, asociando el identificador del apoyo, su estado y observaciones sobre anomalías. Paralelamente, se tomaron evidencias fotográficas mediante la aplicación Map Maker, que contenía previamente la ubicación y el identificador del poste conforme a lo declarado en la base de datos de la ENEE. Estas actividades fueron ejecutadas por dos ingenieros de la CREE por ciudad, siguiendo los lineamientos establecidos para la inspección.

El 03 de noviembre de 2025, dio inicio formal el proceso de inspección CREE-077-2025. La lectura a la orden de inspección correspondiente, así como la elaboración y lectura del acta de inspección se llevaron a cabo en la oficina de la Empresa Distribuidora objeto de inspección, ubicada en el Distrito Central. Estas actividades se realizarán en acompañamiento de un oficial jurídico.

Una vez finalizadas las jornadas de trabajo en las ciudades seleccionadas, se procedió con la elaboración y lectura del acta de inspección, en fecha 17 de noviembre de 2025.

Para el procesamiento de los datos, se realizaron las siguientes actividades:

- 1. Procesamiento de la información.
- 2. Análisis de la información.
- 3. Elaboración del informe de inspección.
- 4. Presentación de conclusiones y recomendación de acciones que debe realizar la Comisión.

PRINCIPALES HALLAZGOS

Como producto del proceso de inspección se identificaron los hallazgos siguientes:

Aspectos generales

El 03 de noviembre de 2025 dio inicio la inspección CREE-077-2025 en las instalaciones de la oficina regional de la ENEE, ubicada en el Distrito Central, Francisco Morazán. Durante la reunión de apertura, el personal designado por la CREE informó al personal de la ENEE que se llevaría a cabo la verificación de las luminarias declaradas en buen funcionamiento en la base de datos presentada

por la ENEE en la solicitud de aprobación del volumen de energía por concepto de alumbrado público. Además, se informó que el proceso tendría una duración de 11 días hábiles.

Conforme con los objetivos del proceso de inspección, los sitios visitados (colonias, barrios y bulevares) fueron inspeccionados en jornadas diurna y nocturna (ver **Imagen 50**). Esto permitió validar el estado operativo en ambas condiciones, así como la tecnología, potencia, identificadores asignados, ubicación geográfica y anomalías que pueden afectar el funcionamiento de los equipos instalados por la ENEE.



Imagen 50 Equipo CREE durante el proceso de inspección (fuente: elaboración propia 2025)

En la base de datos proporcionada por la ENEE se identificaron registros con ubicaciones repetidas, lo que inicialmente podría interpretarse como duplicidad. Sin embargo, la verificación en campo confirmó que estos casos corresponden a postes con más de una luminaria instalada, situación común en calles principales y bulevares. En total, se inspeccionaron 729 puntos geográficos, recopilando información de 751 luminarias. En el **Anexo 1. Resumen de sitios visitados durante el proceso de verificación** presenta el detalle de los sitios inspeccionados y un resumen de la ubicación de los puntos verificados.

Estado de operación de luminaria

Respecto a los resultados de verificación del estado de operación de las luminarias, se verificaron aquellas declaradas en buen funcionamiento en horario nocturno por la ENEE. Para ello, se definieron los siguientes estados (ver **Imagen 51**):

1. En funcionamiento: la luminaria se encuentra encendida en el horario nocturno.

2. Con anomalía: la luminaria se encuentra apagada u operando de forma intermitente durante la noche.

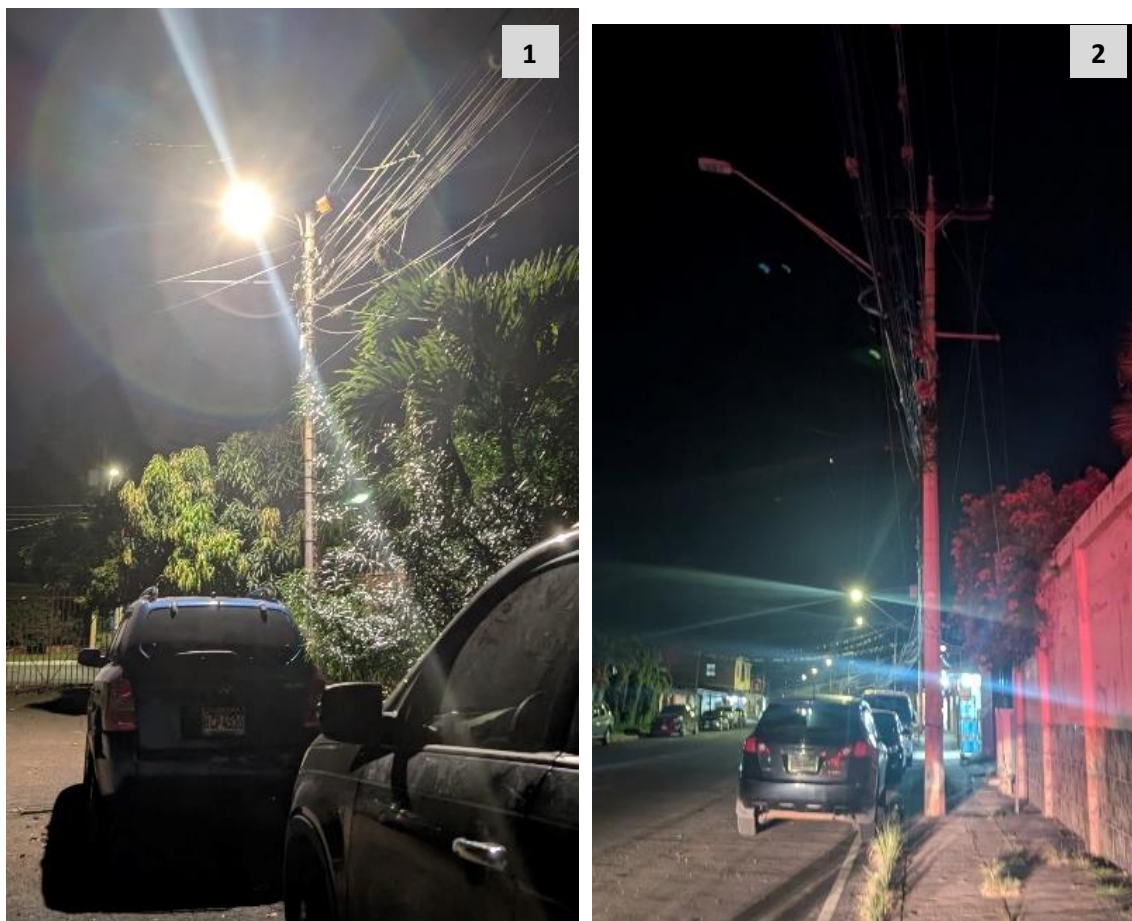


Imagen 51 Estado operativo de luminaria: [1] En funcionamiento, [2] Con anomalía (fuente: CREE)

De acuerdo con la verificación en sitio, en el **Gráfico 18** se muestran los resultados obtenidos por municipio.

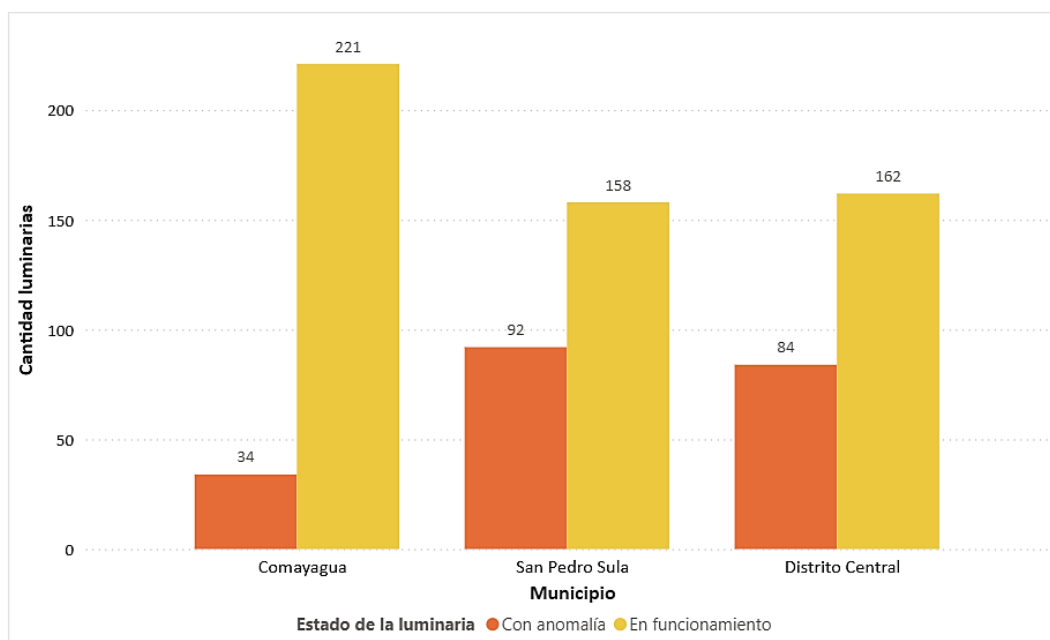


Gráfico 18 Resultados del proceso de verificación (fuente inspección CREE-077-2025)

En la Tabla 34 se detallan los resultados obtenidos en los sitios inspeccionados con relación al estado operativo de las luminarias.

No .	Sitio inspeccionado	Con anomalía	En funcionamiento	En funcionamiento (%)	Total	Ciudad	Luminarias por ciudad	Luminarias por ciudad en funcionamiento (%)
1	Bulevar 4to Centenario	10	55	85%	65	Comayagua	250	88%
2	Bulevar Roberto Romero Larios	8	52	87%	60			
3	Barrio Cabañas	9	55	86%	64			
4	Colonia Tres Caminos	7	59	89%	66			
5	Loarque	7	41	85%	48	Distrito Central	251	65%
6	Col. Kennedy	17	60	78%	77			
7	Bulevar Morazán	36	25	41%	61			
8	Col. Humuya	24	36	60%	60			
9	Trejo	15	42	74%	57	San Pedro Sula	250	63%
10	Universidad	27	29	52%	56			
11	Los Andes	36	38	51%	74			
12	Los Robles	14	49	78%	63			
Total		210	541	-	751	-	751	-

Tabla 34 Resultados de verificación de estado de luminarias

Inconsistencias de información

Durante el horario diurno, se realizó la recolección de información complementaria, como ser fotos de placa y etiquetados para documentar la potencia y tecnología de las luminarias (ver **Imagen 52**). En los casos donde estos elementos no estaban presentes o eran ilegibles, el personal de la ENEE

declaró la capacidad y tecnología estimadas, basándose en su experiencia en campo. Este procedimiento tuvo como objetivo identificar la potencia y tecnología de las luminarias con estado de operación previamente verificado en el horario nocturno. En la Error! Reference source not found., se muestra la descripción de los datos de placa o etiquetado de las luminarias utilizados para verificar sus características y validar la información presentada en la base de datos suministrada por la ENEE.



Imagen 52 Datos de placa y etiquetados de luminarias (fuente: CREE)

Los resultados de la verificación y validación de las características de las luminarias se presentan en la **Tabla 35**, donde se incluyen los detalles declarados por la ENEE y los resultados obtenidos en la verificación de campo. En los resultados de la verificación de campo, se observa una mayor cantidad de luminarias LED, atribuida al reemplazo de tecnologías realizado por la Empresa Distribuidora. Asimismo, la diversidad en la potencia de las luminarias LED se debe a que los usuarios efectúan sustituciones con unidades adquiridas por cuenta propia en el mercado.

Tecnología	Potencia (W)	Cantidad (ENEE)	Cantidad (CREE)
AHORRADOR	40	2	14
AHORRADOR	45	0	1
AHORRADOR	60	0	6
AHORRADOR	100	0	1
AHORRADOR	No visible	0	2
LED	28	35	78

Tecnología	Potencia (W)	Cantidad (ENEE)	Cantidad (CREE)
LED	29	0	40
LED	39	40	32
LED	40	0	1
LED	50	0	4
LED	51	0	2
LED	60	7	36
LED	62	0	13
LED	80	159	189
LED	89	1	0
LED	100	0	12
LED	105	0	1
LED	116	0	1
LED	120	5	5
LED	125	0	1
LED	130	0	13
LED	150	97	90
LED	200	0	7
LED	250	11	0
LED	No visible	0	1
MERCURIO	175	0	6
Sin elemento	0	0	5
SODIO	100	282	121
SODIO	250	82	50
SODIO	400	30	19
Total		751	751

Tabla 35 Tecnología y potencia de las luminarias ENEE y luminarias verificadas (fuente: ENEE, inspección CREE-077-2025)

Cabe mencionar que se logró validar la tecnología de todas las luminarias inspeccionadas; no obstante, no fue posible determinar la potencia nominal de tres luminarias debido a la ausencia de insumos necesarios para su identificación. Esta limitación se presentó porque, en la ciudad del Distrito Central, no se contó con el acompañamiento del personal de la ENEE en todas las jornadas de inspección.

A partir de los datos presentados en la **Tabla 35**, se elaboró el Gráfico 19 donde se muestra el detalle general de las tecnologías de luminarias declaradas por la ENEE y los resultados obtenidos en la inspección de las 751 luminarias verificadas. En el inventario de la ENEE, las luminarias corresponden a: sodio con 394 unidades (52.46 %), LED con 355 unidades (47.27 %) y ahorrador con 2 unidades (0.27 %).

Tras la verificación en campo, se observa que la tecnología LED representa 526 luminarias (70.04 %), seguida por sodio con 190 (25.3 %), ahorrador con 24 (3.2 %), mercurio con 6 (0.80 %) y puntos sin luminaria instalada con 5 casos (0.66 %).

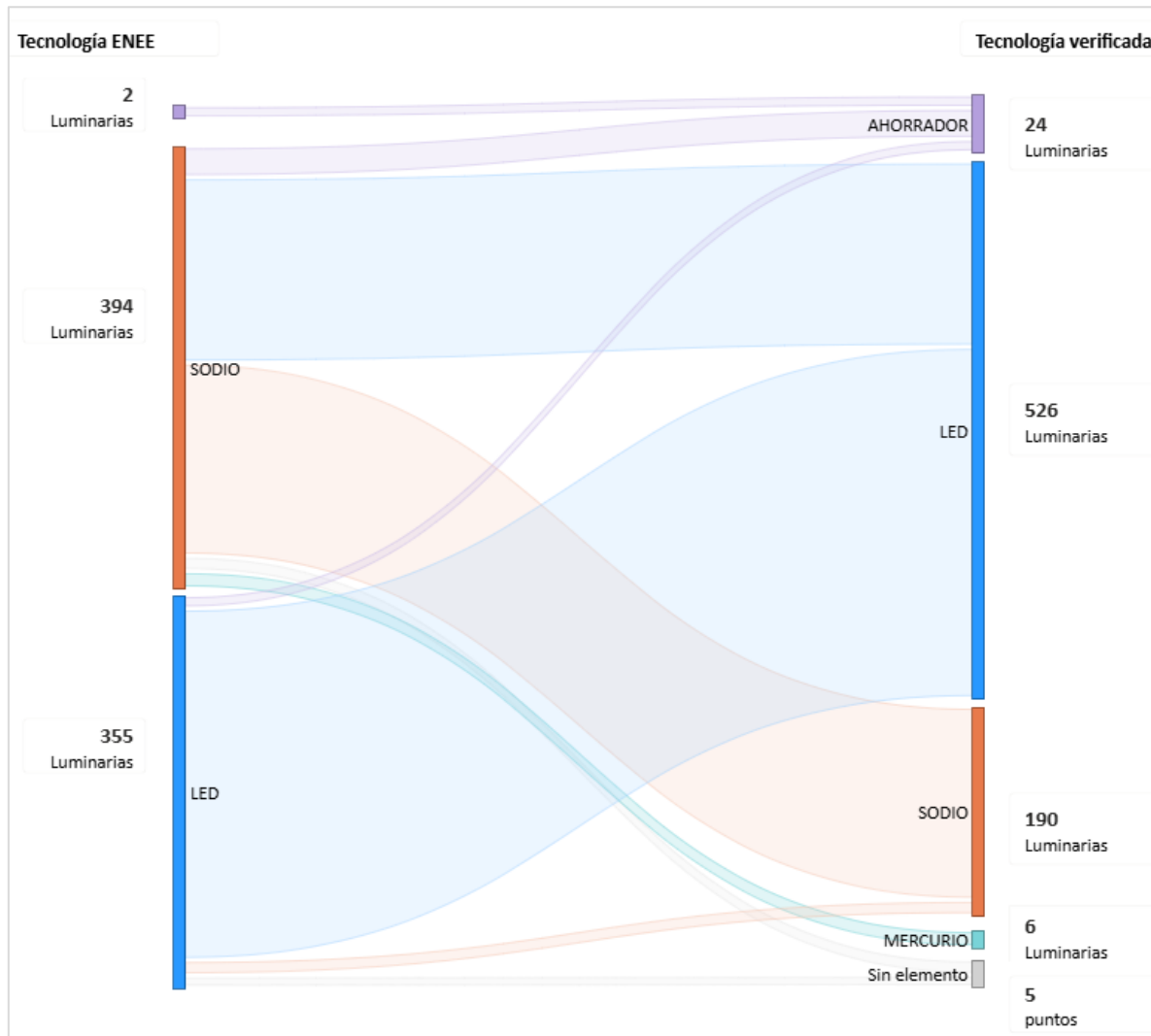


Gráfico 19 Distribución de inventario general de luminarias verificadas (fuente: ENEE, inspección CREE-077-2025)

Impacto en el volumen de energía

El proceso de inspección determinó que, del total de luminarias inspeccionadas, 541 (72 %) se encontraban en funcionamiento, mientras que 210 (28 %) presentaron anomalías que afectan su operación (ver Gráfico 20Error! Reference source not found.).

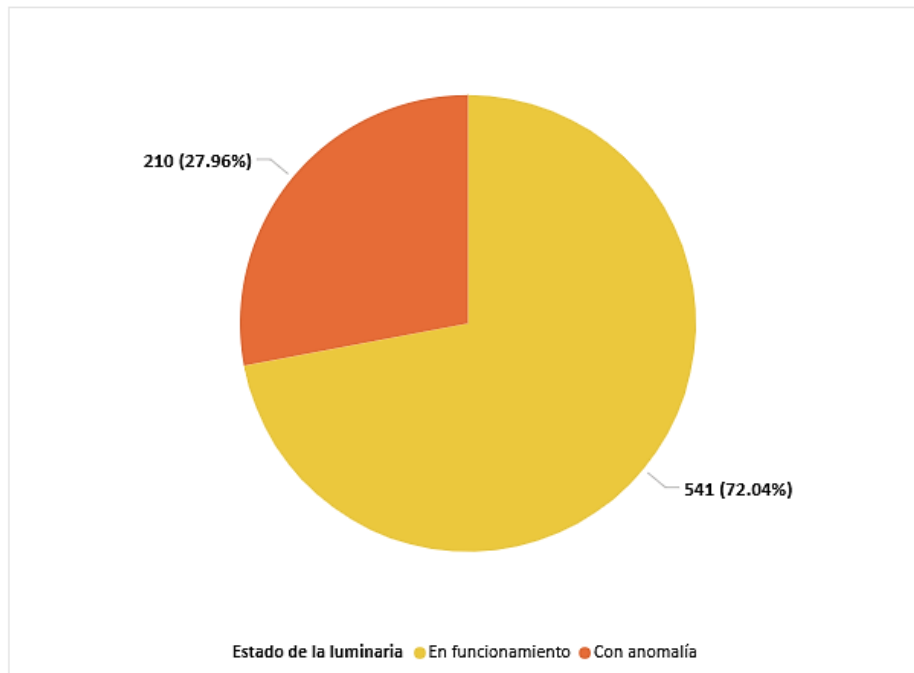


Gráfico 20 Resultados de la verificación del estado operativo de luminarias (fuente: Inspección CREE-077-2025)

Considerando que la información reportada por la ENEE presenta inconsistencias frente a la verificación en campo, el análisis se enfocó en evaluar el impacto de las luminarias con anomalías operativas durante la noche sobre el cálculo del volumen de energía asociado al alumbrado público. Para esto, se aplicó la siguiente metodología:

1. Se identificaron las luminarias con anomalías (apagadas o con encendido intermitente) durante la jornada nocturna.
2. Para cada tecnología y potencia declarada por la ENEE, se ajustó la cantidad de luminarias excluyendo del cálculo las que presentaron anomalías.
3. Se recalculó el volumen de energía utilizando la siguiente fórmula:

$$E = \frac{P * Q * 730h * f.u.* f.ce}{1000}$$

Donde:

E = Energía en kWh

P = Potencia de Lámpara, en W;

Q = Cantidad de luminarias;

f.u. = factor de utilización, para ajustar las 730 horas del mes a doce horas de noche por día

f.c.e. = factor de potencia de circuito encendido, estimado a 1.10.

Como resultado de la inspección, se excluyeron 210 luminarias con anomalías en su operación nocturna, lo que se traduce en una reducción estimada de 12,311.36 kWh/mes. Esta disminución equivale al 0.05% respecto al valor originalmente presentado por la Empresa Distribuidora, actualmente en proceso de revisión. Los resultados de este análisis se describen en el Anexo 2.

Resumen de solicitud ENEE vs. corrección de cantidades

Verificación de otros aspectos

Como parte de las actividades realizadas, y de manera adicional a la recopilación de datos de potencia y tecnología, se verificó el estado de funcionamiento de las luminarias durante el horario diurno, identificando aquellas que permanecían encendidas (funcionamiento anormal). El resultado de esta verificación se detalla en la Tabla 36.

No.	Sitio inspeccionado	Ciudad	Operación diurna		Total
			Apagadas	Encendidas	
1	Trejo	San Pedro Sula	56	1	57
2	Universidad		51	5	56
3	Los Andes		67	7	74
4	Los Robles		61	2	63
5	Bulevar 4to Centenario	Comayagua	64	1	65
6	Bulevar Roberto Romero Larios		56	4	60
7	Barrio Cabañas		60	4	64
8	Colonia Tres Caminos		61	5	66
9	Loarque	Distrito Central	48	0	48
10	Col. Kennedy		76	1	77
11	Bulevar Morazán		60	1	61
12	Col. Humuya		59	1	60
Total			719	32	751

Tabla 36 Verificación de funcionamiento durante el día por sitio inspeccionado

Se observó que 32 luminarias (4.26 %) permanecen encendidas durante el horario diurno, lo que evidencia un funcionamiento anormal. Adicionalmente, entre otras anomalías se detectadas, se

determinó que el 4 % de las luminarias inspeccionadas no cuentan con difusor o canasta, el 6 % se encuentran afectadas por maleza o árboles, y el 2 % presentan soportes dañados.

CONCLUSIONES

De acuerdo con la información obtenida y el análisis realizado, esta Dirección concluye lo siguiente:

1. Como resultado de la verificación del estado operativo de las luminarias en jornada nocturna, se encontró que, de un total de 751 luminarias inspeccionadas, 541 (72 %) se encontraban en buen funcionamiento, mientras que 210 (28 %) presentaban anomalías en su operación, tales como apagada u operando de forma intermitente durante la noche.

Al trasladar estos hallazgos al cálculo del volumen de energía reportado por la Empresa Distribuidora, la exclusión de las luminarias fuera de servicio representa una reducción estimada de 12,311.36 kWh/mes, equivalente al 0.05 % del valor originalmente en revisión.

2. En relación con el estado operativo de las luminarias durante la jornada diurna, de las 751 luminarias inspeccionadas, 32 (3.06 %) se encontraban encendidas de manera permanente, lo que evidencia un funcionamiento anormal y refleja ineficiencias en el sistema de alumbrado público. Asimismo, se identificaron otras anomalías, entre las que se incluyen: luminarias sin difusor o canasta (4 %), luminarias afectadas por maleza o árboles (6 %) y luminarias con soportes dañados (2 %).

3. En relación con la verificación de la potencia y tecnología de las luminarias, se identificó una incongruencia significativa entre la información reportada por la Empresa Distribuidora y los resultados obtenidos en campo. Del total de luminarias inspeccionadas, el bloque de sodio resultó 48.22 % menor respecto a lo declarado, mientras que el bloque LED presentó un incremento del 48.16 %. Adicionalmente, se constató la presencia de otras tecnologías, tales como mercurio y ahorrador, así como la existencia de cinco puntos sin luminaria instalada.

Adicionalmente, en relación con la tecnología LED, se identificó una amplia variación en las potencias instaladas. Según lo manifestado por algunos usuarios y confirmado por personal técnico de la ENEE, esta diversidad se debe a sustituciones de luminarias realizadas por iniciativa de los propios usuarios, quienes adquieren equipos en el mercado.

4. Mediante la verificación en campo se confirmó que las luminarias registradas como duplicadas en la base de datos de la ENEE corresponden a puntos geográficos (postes) que cuentan con más

de una luminaria instalada, situación que se presenta en sectores específicos, como, por ejemplo, los bulevares.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con los hallazgos del presente informe se recomienda lo siguiente:

1. Incorporar los hallazgos obtenidos sobre el estado operativo de las luminarias verificadas al cálculo corregido del volumen de energía por concepto de alumbrado público que se desarrollará y será presentado en el Informe Fiscalización de Revisión de la solicitud presentada por ENEE. Este análisis debe integrarse como insumo clave en el proceso de revisión de la solicitud presentada por la Empresa Distribuidora, asegurando que las estimaciones reflejen las condiciones reales de operación de estas luminarias.
2. Remitir, mediante una solicitud formal, el listado de luminarias que se encuentran apagadas durante la jornada nocturna a la Empresa Distribuidora, para que realice las acciones correctivas correspondientes y solucione la situación identificada en el presente informe.
3. Analizar el impacto y evaluar la aplicación de una metodología de verificación del funcionamiento de las luminarias del sistema de alumbrado público a nivel nacional, basada en muestras estadísticamente representativas de la totalidad del parque de luminarias del SIN. Para ello, el diseño muestral deberá basarse en bases de datos actualizadas (para asegurar consistencia y trazabilidad), densidad poblacional, distribución geográfica del parque de luminarias, identificación de zonas críticas con alta interacción peatonal y patrones de funcionamiento operativo observados. Asimismo, la muestra deberá permitir la evaluación de las características tecnológicas de las luminarias y sus rangos de potencia. La incorporación y estudio de estos criterios permitirá definir procesos de verificación más robustos y alineados con el panorama actual, mejorando la confiabilidad de los resultados y la eficiencia en la toma de decisiones.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Análisis de resultados sobre los sitios inspeccionados. Los resultados se incorporarán en el Informe de Fiscalización correspondiente al proceso de revisión de la solicitud presentada por la Empresa Distribuidora.	Informe de fiscalización	Correo electrónico	Semana 52	No iniciado
2	Remisión de solicitud para corrección de anomalías de funcionamiento detectado en el proceso de inspección, dirigido a la Empresa Distribuidora.	Solicitud vía correo	Correo electrónico	Semana 52	No iniciado
3	Análisis de resultados obtenidos y generar un proceso para adecuar metodología.	Informe técnico	Correo electrónico	Semana 52	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1. Resumen de sitios visitados durante el proceso de verificación

No.	Ciudad	Barrios/Colonia/Bulevar	Fechas	Cantidad de luminarias verificadas
1	San Pedro Sula	Col. Trejo	03/11/2025 04/11/2025	57
		Col. Universidad	04/11/2025 05/11/2025	56
		Col. Los Andes	05/11/2025 06/11/2025	74
		Col. El Roble y Bordillo El Roble	06/11/2025 07/11/2025	63
2	Comayagua	Boulevard 4to Centenario	10/11/2025 11/11/2025	65
		Boulevard Roberto Romero Larios	11/11/2025 12/11/2025	60
		Barrio Cabañas	12/11/2025 13/11/2025	64
		Colonia Tres Caminos	13/11/2025 14/11/2025	66
3	Distrito Central	Loarque	25/09/2025 26/09/2025	48
		Bulevar Morazán	10/11/2025 11/11/2025	62
		Col. Humuya	11/11/2025 12/11/2025	60
		Col. Kennedy	12/11/2025 13/11/2025	78

Anexo 2. Resumen de solicitud ENEE vs. corrección de cantidades

Solicitud ENEE - Luminarias en buen funcionamiento				Cálculo con reducción de luminarias con anomalías		
Tipo luminaria	Potencia nominal por luminaria (W)	Cantidad	Energía mes (KWh)	Cantidad inspección CREE-077-2025	Potencia nominal (W)	Energía mes (KWh)
SODIO	26	33	347.62	33	26	347.62
	70	1,228	34,826.69	1,228	70	34,826.69
	100	330,773	13,401,268.10	330,682	100	13,397,581.23
	150	741	45,032.42	741	150	45,032.42
	175	517	36,655.95	517	175	36,655.95
	250	27,020	2,857,897.29	26,987	250	2,854,406.89
	400	5,604	949,093.44	5,588	400	946,383.68
	1000	253	102,502.95	253	1,000	102,502.95
HALÓGENO	50	21	425.41	21	50	425.41
	150	46	2,795.54	46	150	2,795.54
	500	29	5,874.68	29	500	5,874.68
FLUORESCENTE	20	11	89.13	11	20	89.13
	40	19	307.91	19	40	307.91
MIXTA	500	1	202.58	1	500	202.58
MERCURIO	70	25	709.01	25	70	709.01
	100	1,228	49,752.42	1,228	100	49,752.42
	125	40	2,025.75	40	125	2,025.75
	175	509	36,088.74	509	175	36,088.74
	250	431	43,654.91	431	250	43,654.91
	400	89	14,423.34	89	400	14,423.34
	500	19	3,848.93	19	500	3,848.93
	1000	328	132,889.20	328	1,000	132,889.20
AHORRADOR	40	1,944	31,504.46	1,944	40	31,504.46
	45	2,468	44,995.96	2,468	45	44,995.96
	75	836	25,402.91	836	75	25,402.91
METAL HALIDE	150	6	364.64	6	150	364.64
	250	704	71,306.40	704	250	71,306.40
	400	1,199	194,309.94	1,199	400	194,309.94
	1000	5,024	2,035,473.60	5,024	1,000	2,035,473.60
	1500	104	63,203.40	104	1,500	63,203.40
LED	12	283	1,239.54	283	12	1,239.54
	20	78	569.40	78	20	569.40
	28	20,782	212,392.04	20,777	28	212,340.94
	29	429	4,540.97	429	29	4,540.97
	30	209	2,288.55	209	30	2,288.55
	36	37	486.18	37	36	486.18
	39	35,405	503,990.18	35,397	39	503,876.30
	44	1,741	27,960.46	1,741	44	27,960.46
	50	70	1,277.50	70	50	1,277.50
	54	978	19,276.38	978	54	19,276.38
	57	743	15,458.12	743	57	15,458.12
	60	1,731	37,908.90	1,729	60	37,865.10
	62	38	859.94	38	62	859.94
	80	25,364	740,628.80	25,329	80	739,606.80
	89	436	14,163.46	436	89	14,163.46
	90	58	1,905.30	58	90	1,905.30
	100	432	15,768.00	432	100	15,768.00
	116	1,139	48,225.26	1,139	116	48,225.26
	120	2,046	89,614.80	2,045	120	89,571.00
	130	60	2,847.00	60	130	2,847.00
	135	83	4,089.83	83	135	4,089.83
	150	18,775	1,027,931.25	18,759	150	1,027,055.25
	160	211	12,322.40	211	160	12,322.40
	161	299	17,570.74	299	161	17,570.74

Solicitud ENEE - Luminarias en buen funcionamiento				Cálculo con reducción de luminarias con anomalías		
Tipo luminaria	Potencia nominal por luminaria (W)	Cantidad	Energía mes (KWh)	Cantidad inspección CREE-077-2025	Potencia nominal (W)	Energía mes (KWh)
	165	38	2,288.55	38	165	2,288.55
	180	72	4,730.40	72	180	4,730.40
	189	606	41,804.91	606	189	41,804.91
	200	221	16,133.00	221	200	16,133.00
	250	724	66,065.00	721	250	65,791.25
	300	24	2,628.00	24	300	2,628.00
INCANDESCENTE	100	23	931.85	23	100	931.85
Total		494,385	23,125,170	494,175		23,112,858.62

**CERTIFICACIÓN DE INFORME “OTROS PROCESOS DE SUPERVISIÓN Y
FISCALIZACIÓN EN CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES LEGALES”**

Yo, Juan José Pérez, en mi calidad de **Director de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)**, por medio de la presente certifico que el Informe **“OTROS PROCESOS DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN EN CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES LEGALES”** se compone de **163 páginas**, las cuales forman parte íntegra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE **“HONDUCERT S.A. SUB CA”** autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

En fe de lo anterior, firmo y sello digitalmente este documento en la Ciudad de Tegucigalpa M. D. C., a los 23 días del mes de diciembre del año 2025.

