



# Informe de Fiscalización del Sector Eléctrico

Cuarto Trimestre

**Elaborado por: Dirección de Fiscalización**  
Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

Tegucigalpa, Honduras  
Diciembre 2023

## ÍNDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES REALIZADAS EN EL INFORME DE FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE III DE 2023 .....	5
SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DEL SUBSIDIO A LOS USUARIOS CON CONSUMOS DE HASTA 150 KWH Y DEL AJUSTE SUBSIDIADO PARA CUBRIR LOS IMPACTOS DE LAS MODIFICACIONES TARIFARIAS .....	19
RESULTADOS DE LA ATENCIÓN A LOS USUARIOS .....	44
ATENCIÓN AL AGENTE .....	56
INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MUNICIPIO DE BRUS LAGUNA .....	60
INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA INVERSIONES ELÉCTRICA DE LA MOSQUITIA (INELEM) EN MUNICIPIO DE PUERTO LEMPIRA, DEPARTAMENTO DE GRACIAS A DIOS.....	69
INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE (COENCA) EN MUNICIPIO DE PUERTO LEMPIRA, DEPARTAMENTO DE GRACIAS A DIOS .....	73
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA PECSA.....	78
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA BECOSA .....	83
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA ENERESA Y AL CONSUMIDOR CALIFICADO INHDELVA .....	89
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA PARK ENERGY.....	95
AUDITORÍA DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN A CENTRALES TÉRMICAS .....	101
FISCALIZACIÓN DE LA NORMATIVA DE CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN.....	106
REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN FORZADA.....	111
REVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENEE Y AGENTES PRODUCTORES .....	116
VISITA DE ACOMPAÑAMIENTO A LAS PRUEBAS DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN DEL PROYECTO PERLA EN EL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA, DEPARTAMENTO DE ISLAS DE LA BAHÍA.....	120

## RÉSUMEN 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, con el objetivo de cumplir con lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en el Plan Operativo Anual de la institución, en particular, con respecto al Producto Final 12 del Programa 11; ha elaborado el presente documento con el fin de informar los resultados de las actividades de supervisión y fiscalización realizadas durante el cuarto trimestre de 2023.

En resumen, entre las actividades realizadas resaltan:

1. Supervisión de subsidios en cumplimiento de lo establecido en los Decretos Ejecutivo PCM-02-2022, PCM-25-2023 y PCM-30-2022, asociados a la aplicación 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 durante los ejercicios fiscales 2022 y 2023.
2. Seguimiento de la revisión de reclamos recibidos a través de la plataforma de reclamos lanzada en el trimestre II de 2023.
3. Atención al agente del mercado eléctrico nacional mediante procesos de inscripción y actualización del registro público de empresas del subsector y del registro de consumidores calificados.
4. Procesos de inspección tales como:
  - a. Inspección al sistema aislado operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica en municipio de Brus Laguna, departamento de Gracias a Dios.
  - b. Inspección al sistema aislado operado por la empresa Inversiones Eléctrica de la Mosquitia (INELEM) en municipio de Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios.

- c. Inspección al sistema aislado operado por la empresa Comercializadora de Energía del Caribe (COENCA) en municipio de Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios.
  - d. Inspección a empresa generadora PECSA.
  - e. Inspección a empresa generadora BECOSA.
  - f. Inspección a empresa generadora ENERESA y al consumidor calificado INHDELVA.
  - g. Inspección a empresa generadora Park Energy.
5. Auditoría de costos variables de generación a centrales térmicas.
  6. Fiscalización de la normativa de calidad de la transmisión.
  7. Revisión de la asignación de sobrecostos de generación forzada.
  8. Revisión de la liquidación de los contratos de suministro de ENEE y agentes productores.
  9. Visita de acompañamiento a las pruebas de los equipos de generación del proyecto PERLA en el sistema aislado de Guanaja, departamento de Islas de la Bahía.

## SIGUIIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES REALIZADAS EN EL INFORME DE FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE III DE 2023

Sección	Recomendación	Seguimiento
<b>Atención a reclamos</b>	Se supervisará el cumplimiento de la Empresa Distribuidora (ENEE), según la recomendación emitida por la CREE mediante el oficio CREE-243-2023.	Corrección de todas cuentas que cumplen los paramétricos contemplados en la recomendación para servicios directos bajo el número de oficio CREE-243-2023.
<b>Inspección a centrales generadoras para la verificación de indisponibilidades</b>	Es necesario que el CND, en su calidad de operador del sistema, implemente medidas de seguimiento y verificación de las causas de las indisponibilidades reportadas por los agentes productores con el fin de promover las mejores prácticas operativas, garantizando el cumplimiento de la normativa y asegurar un suministro de energía confiable y eficiente en el país.	En seguimiento a la planificación del plan anual de mantenimientos (PAM) se realizará el requerimiento de información al CND, sobre los agentes del mercado que realizaron el proceso de entrega del borrador del PAM, modificación y entrega final del PAM, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.
	Requerir a la ENEE la planificación para la puesta en marcha de las unidades de generación indisponibles que fueron	En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en

Sección	Recomendación	Seguimiento
	objeto de inspección.	el primer trimestre del 2024.
	Que la CREE, por medio de la Dirección de Fiscalización, dé seguimiento a los hallazgos de la gira de inspección en cuestión y continúe realizando procesos de investigación e inspección con el fin de verificar la veracidad de las causas asociadas a las indisponibilidades que afectan la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.	<p>Se envió un requerimiento de información al CND mediante Oficio CREE-177-2023 el 05 de julio de 2023, en solicitud de información sobre el tema de indisponibilidad de las unidades de generación de un grupo de empresas generadoras. Y se obtuvo respuesta mediante oficio GD-331-07-2023 con fecha 13 de julio de 2023.</p> <p>En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.</p>
	Emitir comunicación a la Secretaría de Energía, a fin de que manifieste a las entidades que correspondan la importancia de la revisión de los procesos y tiempos de respuesta a las solicitudes de las exoneraciones atribuibles a la compra de combustible y repuestos utilizados para el correcto funcionamiento de las unidades de generación de energía eléctrica, lo anterior en aras de salvaguardar la continuidad	<p>En proceso de elaboración de memorándum, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024</p> <p>Se elaboró informe de indisponibilidades ocurridas durante el mes de junio, se envió solicitud de remisión a la SEN el 14 de agosto del 2023, oficio</p>

Sección	Recomendación	Seguimiento
	del suministro de energía.	en proceso de remisión.
<b>Supervisión de subsidios</b>	Solicitar a la ENEE dar seguimiento a la aplicación del 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.	Se envió un requerimiento de información a la ENEE y la SEN mediante Oficio CREE-181-2023 el 6 de julio de 2023. No obstante, la ENEE respondió de manera parcial a lo solicitado.
	Solicitar a la ENEE que remita las bases de datos asociadas a la aplicación del segundo subsidio aplicado para evitar el impacto a los ajustes tarifarios correspondiente a octubre y noviembre de 2022, con el fin de permitir una adecuada supervisión del cumplimiento de los subsidios reconocidos en los Decretos Ejecutivos PCM 25-2022 y PCM 30-2022.	Por consiguiente, el 8 de septiembre de 2023 se emitió un acto administrativo motivado debido a la entrega incompleta de la información por parte de la ENEE, sin embargo, no se recibió ninguna respuesta.
	Solicitar a la SEN la actualización del proceso de focalización para la aplicación del subsidio y de ser el caso, actualización de las acciones futuras que estén encaminadas a focalizar el beneficio de forma eficiente.	Se solicito a la SEN mediante Oficio CREE-181-2023 el 6 de julio de 2023; sin embargo, hasta la fecha actual, no se ha recibido una actualización sobre dicho proceso.
<b>Informe de resultados</b>	Remitir el presente informe de resultados de inspección	Se remite informe de resultados el 20 d diciembre

Sección	Recomendación	Seguimiento
<b>revisión de la falla de transformador T555</b>	<p>sobre la falla del transformador CYG-T555 a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), donde se presentan los hallazgos, análisis de los datos y conclusiones planteadas como resultado de los procesos de investigación realizados por esta Comisión. La ENEE</p>	<p>de 2023 con el Oficio No. CREE-472-2023 Remisión de informe de resultados de falla del transformador T555 subestación Comayagua.</p>
	<p>Proporcionar los resultados del informe de resultados de inspección sobre la falla del transformador CYG-T555 referentes al Centro Nacional de Despacho (CND).</p>	<p>Se remite informe de resultados el 20 d diciembre de 2023 con el Oficio No. CREE-471-2023 Remisión de informe de resultados de falla del transformador T555 subestación Comayagua.</p>
	<p>Remitir el presente informe a la Dirección de Regulación y Dirección de Asesoría Jurídica de esta Comisión con el fin de fortalecer la reglamentación aplicable, estableciendo los requerimientos de diseño y construcción de subestaciones, en particular, que exijan el cumplimiento de esquemas de protección tales como los descritos en la norma IEEE C37.91-2008 que tienen como propósito la eficiencia económica y operativa, así como la seguridad de personas y equipos.</p>	<p>En proceso de elaboración de memorándum, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.</p>
<b>Inspección para la</b>	<p>Remitir el informe de indisponibilidades ocurridas durante el</p>	<p>Se elaboró informe y borrador de oficio para</p>

Sección	Recomendación	Seguimiento
<b>verificación de información de indisponibilidades a las centrales de generación LAIESZ LA ENSENADA, LAIESZ CEIBA TÉRMICA Y ENERSA</b>	<p>mes de junio de las centrales ENERSA, La Ensenada y Laeisz Térmica como respuesta a la solicitud que presentó la Secretaría de Energía (SEN).</p>	<p>aprobación del directorio, para la remisión por parte de Secretaría General del informe a la SEN.</p>
	<p>Proporcionar al Centro Nacional de Despacho (CND), ente encargado de supervisar, requerir y verificar la información de los programas de mantenimiento semanal, programación de la operación a largo plazo, predespachos y actualización de las bases de datos del SIN, con el fin de realizar la programación de la operación del sistema.</p>	<p>En proceso de oficio para la remisión del informe, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.</p>
	<p>Implementar los mecanismos y estrategias de fiscalización necesarios para fiscalizar la aplicación por parte del CND y de los agentes del MEN con respecto a la normativa descrita en el presente informe.</p>	<p>En proceso de elaboración del oficio de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.</p>
	<p>Remitir a la Dirección de Regulación el presente informe, en particular, la información asociada a la indisponibilidad causada por el esquema de protección por bajo nivel de tensión, con el fin de evaluar la configuración de los esquemas de</p>	<p>En proceso de memorándum para la remisión del informe, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.</p>

Sección	Recomendación	Seguimiento
	<p>protección requerida por el CND y aplicada por los agentes productores</p> <p>Solicitar al CND un análisis del impacto operativo y económico de las indisponibilidades de las unidades o centrales de generación, relacionando como mínimo los conceptos e indicadores siguientes: desviaciones en tiempo real (a nivel nacional y regional), incumplimientos de información operativa, generación forzada, tasa de indisponibilidad de generación, entre otros.</p>	<p>En proceso de elaboración del oficio de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.</p>
<p><b>Inspección a la Empresa generadora POLYGROUP</b></p>	<p>Una vez completado el registro de DINAPLAST como consumidor calificado se debe de normalizar la relación comercial que existe entre el generador y el usuario para que realicen las transacciones a través del SIN.</p> <p>Debido a las intenciones de construir futuras líneas de distribución privadas se debe de velar porque se cumpla lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamento para que no se interfiera con la zona de operación de ENEE.</p>	<p>Se dará seguimiento mediante oficio para verificar el cumplimiento de lo estipulado.</p> <p>En el dictamen brindado para el registro público se emitió la recomendación relacionada a la construcción de estas redes.</p>

Sección	Recomendación	Seguimiento
	El CND debe de encargarse de llevar un proceso adecuado velando por que se cumpla lo estipulado sobre el punto de conexión, entrega y medición.	Se dará seguimiento mediante oficio para verificar el cumplimiento de lo estipulado.
<b>Inspección a la Empresa DINAPLAST</b>	Se debe de realizar una fiscalización a los procesos y procedimientos de ENEE para el otorgamiento de permisos de construcción de obras privadas y extensiones de líneas, para poder conocer los criterios que la Empresa distribuidora usa para validar si es un proceso estandarizado. Es necesario poder evaluar todos los proyectos existentes de esta índole que la ENEE tenga a la fecha.	Mediante oficio CREE-317-2023 se dio seguimiento a las empresas que han reaccionado proyectos de construcción de redes privadas y mediante oficio de repuesta GD-622-11-2023 la ENEE contestó que la empresa no había culminado el proceso.
	La CREE debe de realizar las acciones regulatorias correspondientes para garantizar que las transacciones de energía y potencia entre POLYGROUP Energía (POLYGESA) y DINAPLAST <b>se realicen en el SIN, según lo establecido en el marco regulatorio del subsector eléctrico.</b>	Se emitió el registro público mediante el número CREE-23-2023. En el dictamen se resaltan recomendaciones relacionadas a la medición.
	En vista del proceso realizado por ENEE de la unificación de	La normativa no especifica las condiciones que

Sección	Recomendación	Seguimiento
	la medida entre BONISA y DINAPLAST, se recomienda fiscalizar los procedimientos internos de ENEE en estos aspectos para garantizar el cumplimiento del marco regulatorio vigente.	debe cumplir un usuario para la unificación del servicio.
<b>Inspección a la central hidroeléctrica Patuca III</b>	Dar seguimiento sobre los hallazgos en la unidad 2 una vez las revisiones y reparaciones hayan concluido.	En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.
	La empresa que opera la planta debe de ser responsable de que se cumplan las medidas de seguridad adecuadas y la creación de estas, así como políticas y procedimientos de operación más rigurosos, instalar cámaras de seguridad en zonas estratégicas para poder dar seguimiento a cualquier tipo de incidentes e implementar controles de acceso a diferentes áreas y especificar los cargos o perfiles de los colaboradores que son responsables del cuidado y supervisión de dichas áreas.	En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en el primer trimestre del 2024.
	Se debe de configurar el sistema SCADA para que indique como alarma un bajo nivel de aceite, ya que actualmente no	En proceso de elaboración de requerimiento de información, se continuará con el seguimiento en

Sección	Recomendación	Seguimiento
	cuenta con ello. El operador de turno debe de ser más riguroso con la inspección, no se tiene una bitácora horaria de todos los parámetros relevantes tal como se dijo en la inspección, se deben de implementar y registrar las variables de interés según prioridad e impacto.	el primer trimestre del 2024.
	Se recomienda se investigue de manera exhaustiva por el organismo competente, el suceso del derramamiento o drenado del aceite ya que el evento como tal escapa las competencias de esta comisión.	Se enviará la recomendación al ente competente en el primer trimestre del 2024.

# INFORME TÉCNICO

## SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE LOS SUBSIDIOS

Subsidio de 150 Wh

Subsidio por ajuste a la  
tarifa

Elaborado por:  
Dirección de Fiscalización

Tegucigalpa, Honduras  
Diciembre 2023



## CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO .....	3
SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES REALIZADAS EN EL INFORME DE FISCALIZACIÓN DEL TRIMESTRE III DE 2023.....	5
SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DEL SUBSIDIO A LOS USUARIOS CON CONSUMOS DE HASTA 150 KWH Y DEL AJUSTE SUBSIDIADO PARA CUBRIR LOS IMPACTOS DE LAS MODIFICACIONES TARIFARIAS.....	19
RESULTADOS DE LA ATENCIÓN A LOS USUARIOS.....	44
ATENCIÓN AL AGENTE .....	56
INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MUNICIPIO DE BRUS LAGUNA .....	60
INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA INVERSIONES ELÉCTRICA DE LA MOSQUITIA (INELEM) EN MUNICIPIO DE PUERTO LEMPIRA, DEPARTAMENTO DE GRACIAS A DIOS .	69
INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE (COENCA) EN MUNICIPIO DE PUERTO LEMPIRA, DEPARTAMENTO DE GRACIAS A DIOS.....	73
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA PECSA.....	78
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA BECOSA.....	83
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA ENERESA Y AL CONSUMIDOR CALIFICADO INHDELVA .....	89
INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA PARK ENERGY .....	95
OBJETIVO .....	95
Objetivos específicos .....	95
PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN .....	95
PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN .....	96
La Dirección de Fiscalización realizó un proceso de inspección al agente del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) ubicada en el municipio de Quimistán departamento de Santa Barbara, efectuada en las fechas del 8 al 10 de noviembre del 2023.....	96

Sistema de Generación .....	96
Redes eléctricas .....	97
CONCLUSIONES.....	98
RECOMENDACIONES.....	99
AUDITORÍA DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN A CENTRALES TÉRMICAS.....	101
OBJETIVO .....	101
Objetivos específicos .....	101
PROCEDIMIENTO DE LA AUDITORÍA .....	101
PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA AUDITORÍA.....	102
CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES.....	104
FISCALIZACIÓN DE LA NORMATIVA DE CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN .....	106
OBJETIVO .....	106
Objetivos específicos .....	106
PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN .....	106
PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN .....	107
Aspecto 1 Disponibilidad Forzada.....	107
Aspecto 2 Duración Total de Disponibilidad Forzada .....	107
Aspecto 3 Indemnizaciones y/o Sanciones.....	107
CONCLUSIONES.....	108
RECOMENDACIONES.....	108
REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN FORZADA .....	111
OBJETIVO .....	111

Objetivos específicos .....	111
PROCEDIMIENTO .....	111
PRINCIPALES HALLAZGOS .....	112
CONCLUSIONES.....	113
RECOMENDACIONES.....	114
REVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENEE Y AGENTES PRODUCTORES.....	116
OBJETIVO .....	116
Objetivos específicos .....	116
PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA SUPERVISIÓN .....	117
Fecha de inicio de operación comercial de las centrales generadoras .....	117
Reinicio de precio base de la energía a centrales generadoras.....	117
Finalización de pago de incentivo a centrales generadoras renovables .....	117
Finalización de pago de potencia a centrales generadoras que les aplica el Decreto 138-2013 .....	118
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	118
VISITA DE ACOMPAÑAMIENTO A LAS PRUEBAS DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN DEL PROYECTO PERLA EN EL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA, DEPARTAMENTO DE ISLAS DE LA BAHÍA .....	120
OBJETIVO .....	120
PRINCIPALES HALLAZGOS .....	120
Características actuales del proyecto .....	120
Desarrollo de las pruebas .....	121
Perspectivas futuras sobre el Proyecto Isla de Energía Verde en Guanaja .....	122
Infraestructura y sistemas comerciales .....	122
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	123



## **SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DEL SUBSIDIO A LOS USUARIOS CON CONSUMOS DE HASTA 150 KWH Y DEL AJUSTE SUBSIDIADO PARA CUBRIR LOS IMPACTOS DE LAS MODIFICACIONES TARIFARIAS**

### **INTRODUCCIÓN**

El presente informe tiene como objetivo presentar los resultados de la supervisión realizada en conjunto con la SEN. 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 el artículo 3 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 y el artículo 4 del Decreto Ejecutivo PCM-30-2022.

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 46-2022, 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 D, romanos I establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.

Que el 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 02-2022 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 2022, 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 1,334,648 clientes con consumos iguales o inferiores a 150 kWh.

Que el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 publicado en el Diario Oficial la Gaceta el 17 de marzo del 2022 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 2 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-02-2022 en su artículo 3, 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). Que en fecha 8 de abril de 2022, se publicó el Decreto Legislativo No. 30-2022 contentivo de la Modificación del Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la República y sus disposiciones generales donde instruye en el artículo 180-A a la ENEE suministrar a la SEN el listado de los consumidores beneficiarios del subsidio.

Que el Decreto Ejecutivo PCM 30-2022 publicado en el Diario Oficial la Gaceta el 29 de diciembre del 2022 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 2023, que permitan disponer del subsidio del pago del 60 por ciento a la ENEE, a favor de un millón de clientes con consumos iguales o inferiores a 150 kWh.

Que el Decreto Ejecutivo PCM 30-2022 en su artículo 2, instruye a SEFIN para que realice las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal 2023, que permitan disponer de un segundo subsidio para cubrir los impactos de las modificaciones tarifarias que se realizan de manera trimestral.

Que el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 en su artículo 3, instruye a la ENEE trasladar el equivalente al 40 por ciento del monto total 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 que apliquen de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Legislativo No. 02-2022.

Además, el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 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).

## ANTECEDENTES

Con el propósito de supervisar las actividades del subsector eléctrico durante el cuarto trimestre del ejercicio fiscal 2023, 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 4 de julio de 2023 con el objetivo de aclarar dudas relacionadas con el cumplimiento del Decreto Ejecutivo PCM-25-2022. Adicionalmente, el 6 de julio de 2023, esta Comisión solicitó a la ENEE presentar un informe detallado acerca de la metodología y los procedimientos empleados para la aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa, así como la información faltante en las bases de datos correspondientes a ambos subsidios mencionados anteriormente, mediante el Oficio CREE-181-2023.

El 31 de agosto de 2023, la Comisión, en conjunto con la SEN y la ENEE, llevó a cabo una reunión de trabajo de manera virtual con el fin de cumplir con la supervisión conforme a los términos establecidos en el Decreto Ejecutivo PCM-25-2022.

El 8 de septiembre de 2023, se emitió un acto administrativo debidamente motivado debido a la entrega de información incompleta por parte de la ENEE en relación con el Oficio CREE-181-2023, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, artículo 6, cabe mencionar que dicha información aún no ha sido remitida a nuestras oficinas.

En fecha 29 de noviembre del presente, se envió Oficio CREE-440-2023, recibido por parte de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía el día 04 de diciembre del presente, mediante el cual se solicitaba a esta Secretaría de Estado la información correspondiente al análisis de los subsidios aplicados a los usuarios para la verificación de esta.

En fecha 27 de diciembre del presente, la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía respondió mediante Oficio 017-2023-SEN-DGEM con la información requerida para su verificación.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica en fecha 08 de diciembre del presente remitió a nuestras oficinas Oficio GD-660-12-2023 comunicando la decisión de suspender el subsidio de energía eléctrica a clientes que fueron encontrados con hurtos de energía.

## OBJETIVOS

Poner de manifiesto los resultados obtenidos en relación con la supervisión de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 y Decreto Ejecutivo PCM-25-2022. Refiriéndose a la aplicación del subsidio a la factura de energía para los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh durante los ejercicios fiscales 2022 y 2023.

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. Verificar el cumplimiento de la aplicación del subsidio a los usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh.
3. Verificar 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. Verificar 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.

## PROCEDIMIENTO DE SUPERVISIÓN

Con el fin de evaluar el cumplimiento adecuado de la aplicación de los subsidios, se llevaron a cabo las siguientes actividades:

1. Reuniones periódicas con la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
2. Requerimientos de información a la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).
3. Revisión y análisis de la información entregada por parte de la ENEE y la SEN.
4. Presentación de conclusiones y recomendaciones obtenidas de los hallazgos más importantes en relación con la aplicación de dichos subsidios.

## RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN

La CREE, resultado de las actividades descritas en la sección anterior, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022, Decreto Ejecutivo PCM 25-2022, y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 obtuvo los resultados siguientes:

### ***Operaciones presupuestarias***

Los Decretos Ejecutivos PCM-02-2022 y PCM-30-2022 instruyen a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2022 y 2023, 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 correspondiente 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 en 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 4 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)

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.

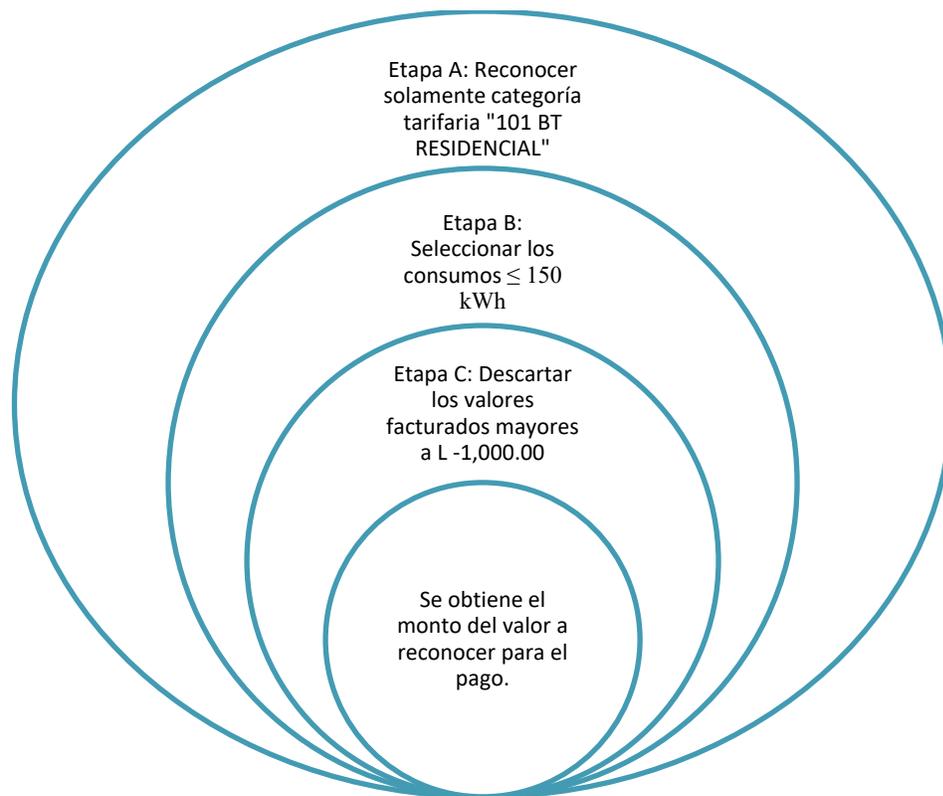
Es importante hacer mención que la aplicación del subsidio de 150 kWh por parte de ENEE toma como referencia una categoría tarifaria utilizada por la empresa antes de la publicación del pliego tarifario aprobado por la CREE en el 2016.

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:

**Ilustración 1**

*Metodología para la selección de información confiable para pago (2022-2023)*



*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 2023.***

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-30-2022.

De acuerdo con la Subgerencia de Presupuesto de la Secretaría de Energía, SEFIN asignó una cantidad total de L 6,365,300,000 en el presupuesto de la SEN para estos subsidios durante el ejercicio fiscal 2023. De este monto, L 2,884,900,000 se destinaron específicamente al subsidio de ajuste a la tarifa por los impactos de las modificaciones tarifarias realizadas trimestralmente. Estas asignaciones se realizaron durante el proceso de Formulación Presupuestaria para el año 2023.

Inicialmente, este proceso contaba con financiamiento proveniente de fuentes nacionales. Sin embargo, en el segundo trimestre 2023, SEFIN ha realizado un cambio parcial de fuente de financiamiento, optando por una fuente externa proporcionada por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE).

A partir del inicio de la gestión 2023, los pagos a la ENEE se están realizando conforme se cumple con el proceso interno establecido por la SEN, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 2 del PCM-30-2022.

Además, es relevante destacar que durante este año se han identificado modificaciones en la facturación de los subsidios con respecto al año 2022. 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 2023 el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022, instruye la aplicación del subsidio a usuarios con consumo igual o inferior a 150 kWh. Se identificó que el mes de noviembre la ENEE contó con

1,987,148 usuarios de los cuales el 45.21% recibieron el beneficio del subsidio de 150 kWh, equivalente a L 292,914,493.10.

A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto a los datos obtenidos de la información proporcionada por la ENEE en el cuarto trimestre 2023:

**Tabla 2**

*Resumen subsidio de 150 kWh (2023)*

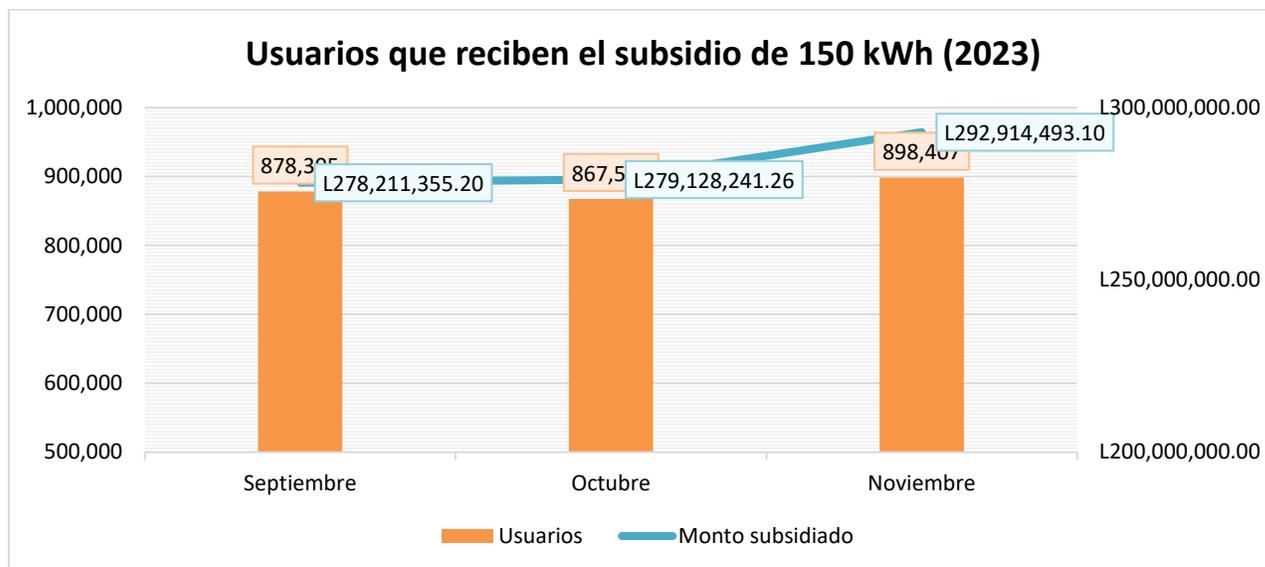
Mes	Usuarios	Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Septiembre	878,305	894,179	-278,211,355.20
Octubre	867,585	883,027	-279,128,241.26
Noviembre	898,407	922,226	-292,914,493.10

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

La razón de que el monto tenga signo negativo (-) es porque significa un crédito otorgado a los usuarios en las bases de datos.

**Gráfico 1**

*Usuarios que reciben el subsidio de 150 kWh cuarto trimestre 2023*



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). No obstante, durante el proceso de supervisión no se obtuvo por parte de la ENEE los datos para verificar la aplicación de dichos criterios de focalización.

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 3 y 4 se muestran los datos resultantes.

**Tabla 3**

*Claves duplicadas para los códigos de transacción CC481 y VA372 (2023)*

Mes	Cantidad de claves duplicadas
Septiembre	4,416
Octubre	3,674
Noviembre	6,279

*Fuente:* Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

**Tabla 4**

*Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh para los códigos de transacción CC481 y VA372 (2023)*

Mes	Usuarios con consumos facturados mayores a 150 kWh
Septiembre	3,191
Octubre	3,889
Noviembre	5,652

*Fuente:* Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Es importante hacer mención que dichos montos son analizados en 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.

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

Para el año 2023, el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022, artículo 3 instruye 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 2023:

**Tabla 5**

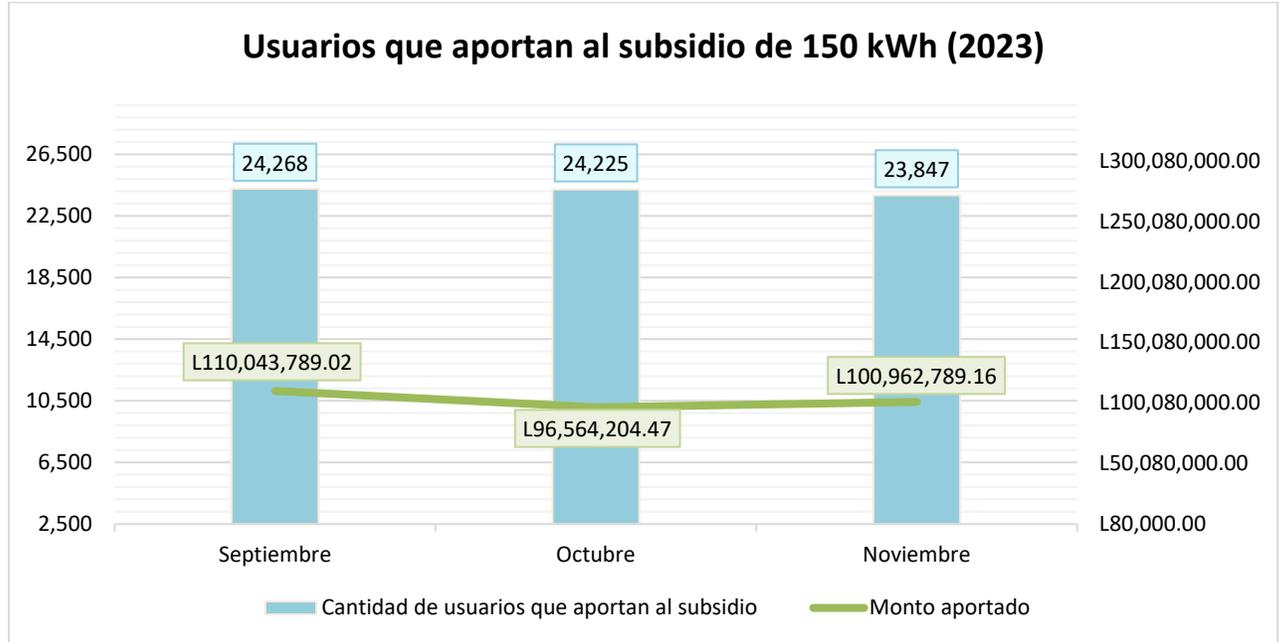
*Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh (2023)*

Mes	Usuarios	Transacciones	Monto aportado (HNL)
Septiembre	24,268	24,703	L110,043,789.02
Octubre	24,225	24,796	L96,564,204.47
Noviembre	23,847	24,556	L100,962,789.16

Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

**Gráfico 3**

Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh cuarto trimestre 2023



Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

Seguidamente, esta Comisión con base en la información requerida y las diversas reuniones realizadas en conjunto con la ENEE y la SEN obtuvo los hallazgos descritos a continuación:

En junio de 2023, la ENEE contó con 1,964,628 usuarios de los cuales el 1.25% aportaron con el 40% del monto del subsidio correspondiente a los usuarios no residenciales, equivalente a L 133,127,571.

De igual manera, se encontraron discrepancias en los datos tales como usuarios que pagan el subsidio de 150 kWh, cuyos consumos facturados son menores o iguales a 3000 kWh, en los códigos de transacción CC482 y VA373 y claves duplicadas en los códigos de transacción por causa de refacturaciones y ajustes a los usuarios. En la tabla 6 y 7 se muestran los datos resultantes.

**Tabla 6**

*Claves duplicadas para los códigos de transacción CC482 y VA373 (2023)*

Mes	Cantidad de claves duplicadas
Septiembre	113
Octubre	130
Noviembre	173

*Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)*

**Tabla 7**

*Usuarios con consumos facturados menores o iguales a 3000kWh para los códigos de transacción CC482 y VA373 (2023)*

Mes	Usuarios con consumos facturados menores o iguales a 3000 kWh
Septiembre	333
Octubre	322
Noviembre	319

*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 2023 no siempre cumple la proporción del 60/40 para el pago total del subsidio, conforme a lo establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022. Sin embargo, mes a mes se logra ajustar a la proporción establecida.

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:

**Tabla 8**

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 cuarto trimestre 2023.

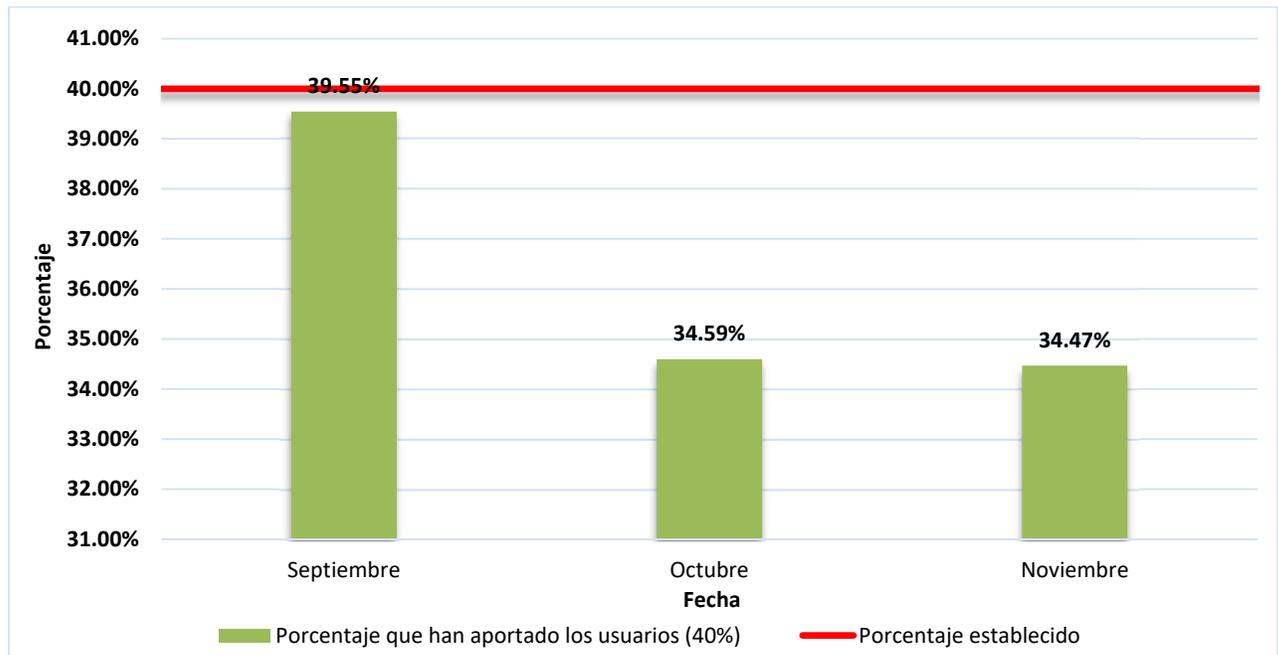
Mes	Monto subsidiado (HNL)	Monto aportado por Usuarios (HNL)	Monto a subsidiar por el Estado (HNL)	Porcentaje aportado por Usuarios (40%)	Porcentaje subsidiado por el Estado (60%)
Septiembre	-L278,211,355.20	L110,043,789.02	L168,167,566.18	39.55%	60.45%
Octubre	-L279,128,241.26	L96,564,204.47	L182,564,036.79	34.59%	65.41%
Noviembre	-L292,914,493.10	L100,962,789.16	L191,951,703.94	34.47%	65.53%

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

La razón de que el monto tenga signo negativo (-) es porque significa un crédito otorgado a los usuarios en las bases de datos.

**Gráfico 4**

Porcentaje que han aportado los usuarios con consumo mayor a 3,000 kWh cuarto trimestre 2023



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 (2023)

**Tabla 9**

*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.*

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%)
Enero	-294,737,134.48	88,154,622.20	206,582,512.28	29.91%	70.09%
Febrero	-292,561,638.45	123,893,152.36	168,668,486.09	42.35%	57.65%
Marzo	-297,385,719.90	127,278,391.41	170,107,328.49	42.80%	57.20%

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%)
Abril	-282,984,994.07	128,311,938.72	154,673,055.35	45.34%	54.66%
Mayo	-286,576,872.51	108,615,281.87	177,961,590.64	37.90%	62.1%
Junio	-277,948,332	133,127,571.09	144,820,760.66	47.90%	52.10%
Julio	-275,176,841	97,762,304.67	177,414,536.44	35.53%	64.47%
Agosto	-278,264,461	139,807,619.11	138,456,842.37	50.24%	50%
Septiembre	-278,211,355.20	110,043,789.02	168,167,566.18	39.55%	60.45%
Octubre	-279,128,241.26	96,564,204.47	182,564,036.79	34.59%	65.41%
Noviembre	-292,914,493.10	100,962,789.16	191,951,703.94	34.47%	65.53%
<b>Total</b>	<b>-3,315,890,083.31</b>	<b>1,254,521,664.08</b>	<b>1,881,368,419.23</b>	<b>40.01%</b>	<b>59.99%</b>

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

La razón de que el monto tenga signo negativo (-) es porque significa un crédito otorgado a los usuarios en las bases de datos.

### **Aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa**

**Metodología aplicada en 2023 por parte de la SEN para realizar las transferencias mensuales a la ENEE de los fondos para dar cumplimiento al subsidio de ajuste a la tarifa.**

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 un código de transacción para la aplicación del subsidio de ajustes tarifarios, el cual se detalla a continuación:

- CC477 – Subsidio por Cambio de Tarifa

En base a esta información la SEN realiza una revisión de cada base de datos correspondiente, identificando la categoría tarifaria aplicada para los usuarios, que, en este caso, por parte de la

ENEE se toman en cuenta categorías relacionadas a “101 BT RESIDENCIAL”, “107 SERVICIO COMUNITARIO”, “201 BT COMERCIAL MONOFASICO”, “301 INDUSTRIAL”, “401 GOBIERNO”, “501 AUTONOMO”, “601 MUNICIPALIDAD”.

Los Decretos Ejecutivos PCM-25-2022 y PCM 30-2022 instruyen a SEFIN a realizar las operaciones presupuestarias, financieras y contables necesarias durante el ejercicio fiscal del año 2022, para el periodo de octubre a diciembre, y el ejercicio fiscal 2023. El propósito de estas operaciones es utilizar los fondos no ejecutados del Decreto Ejecutivo PCM 02-2022, 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 en cuarto trimestre 2023:

**Tabla 10**

*Resumen de segundo subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios (2023)*

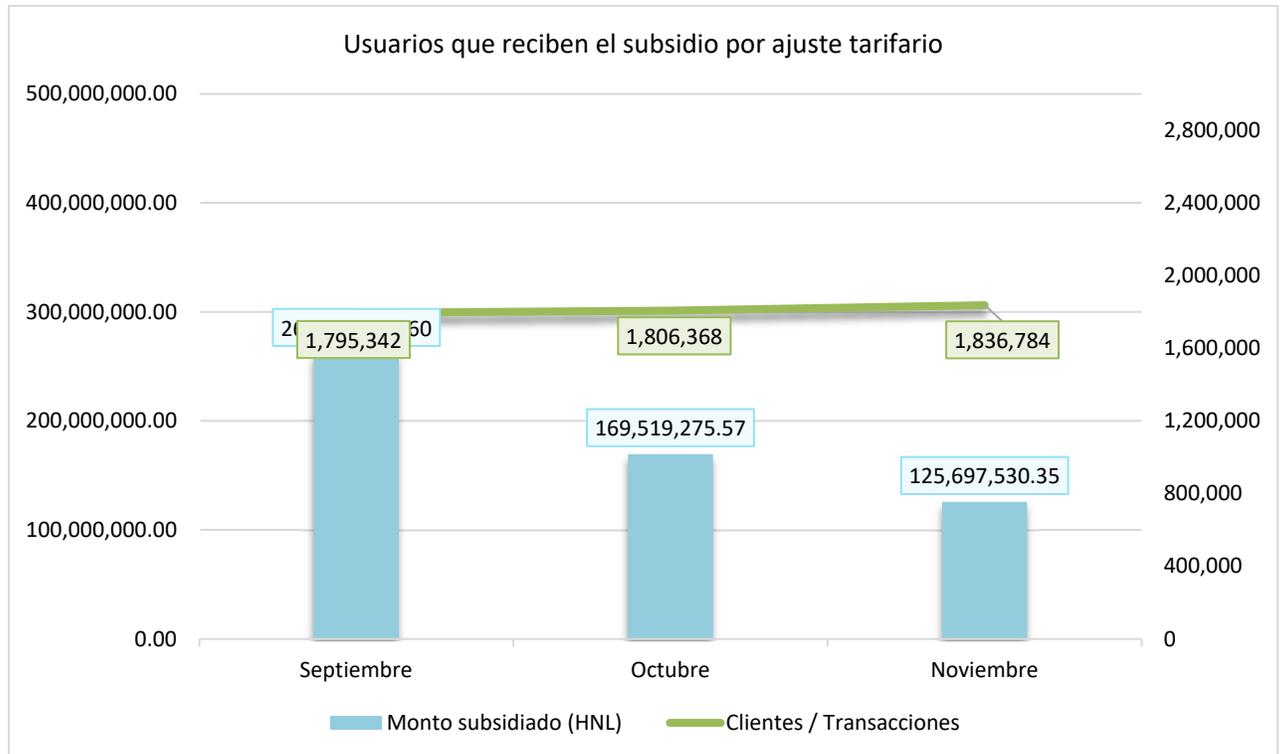
Mes	Usuarios / Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Septiembre	1,795,342	-261,504,589.60
Octubre	1,806,368	-169,519,275.57
Noviembre	1,836,784	-125,697,530.35

*Fuente:* Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

*La razón de que el monto tenga signo negativo (-) es porque significa un crédito otorgado a los usuarios en las bases de datos.*

**Gráfico 5**

Aplicación de subsidio por ajuste tarifario aplicado a todos los usuarios cuarto trimestre 2023



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.

## RESUMEN HISTÓRICO (2023)

**Tabla 11**

*Resumen de beneficiarios que reciben subsidio y los montos que el Estado subsidia.*

Mes	Clientes/ Transacciones	Monto subsidiado (HNL)
Enero	1,758,270	-318,895,788.96
Febrero	1,754,725	-356,562,638.21
Marzo	1,762,957	-362,158,083.56
Abril	1,775,802	-371,533,306.38
Mayo	1,782,501	-360,700,358.17
Junio	1,777,614	-405,095,443.13
Julio	1,782,224	-312,269,936.50
Agosto	1,783,593	-296,195,851.03
Septiembre	1,795,342	-261,504,589.60
Octubre	1,806,368	-169,519,275.57
Noviembre	1,836,784	-125,697,530.35
<b>Total</b>	<b>1,783,289</b>	<b>-3,340,132,801.46</b>

*Fuente:* Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

La razón de que el monto tenga signo negativo (-) es porque significa un crédito otorgado a los usuarios en las bases de datos.

### ***Decisión de suspensión del subsidio a usuarios que se han encontrado con hurto de energía***

Cabe mencionar que hemos recibido por parte de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en dónde manifiestan que se decide suspender el subsidio a ciertas claves de usuarios que han sido encontradas con hurto de energía, sin embargo, el criterio no es claro ni está homologado en el documento de análisis que fue remitido, además, mencionar que no están completos los análisis de los meses al corriente.

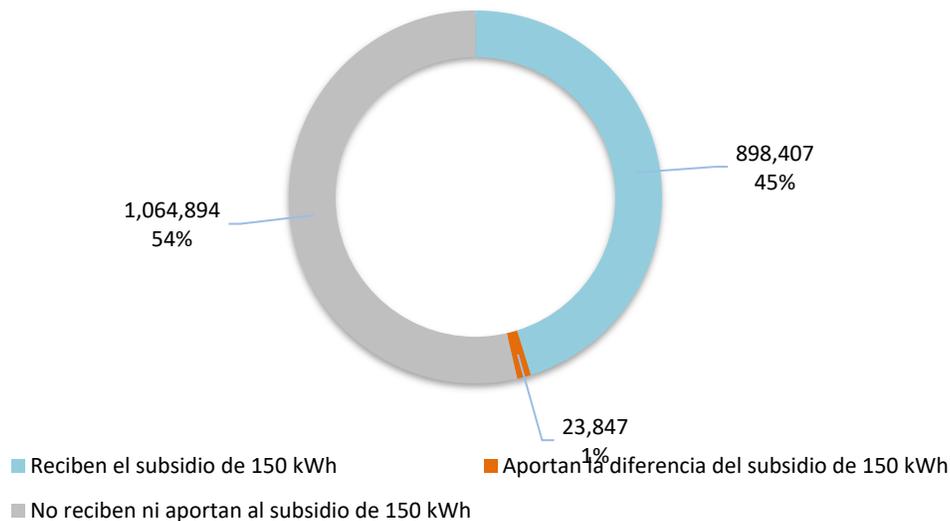
## CONCLUSIONES

1. Existe un cumplimiento general del Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 por parte de los actores involucrados en la aplicación del subsidio de 150 kWh.

### Gráfico 6

Resumen de usuarios junio 2023

## Resumen de usuarios



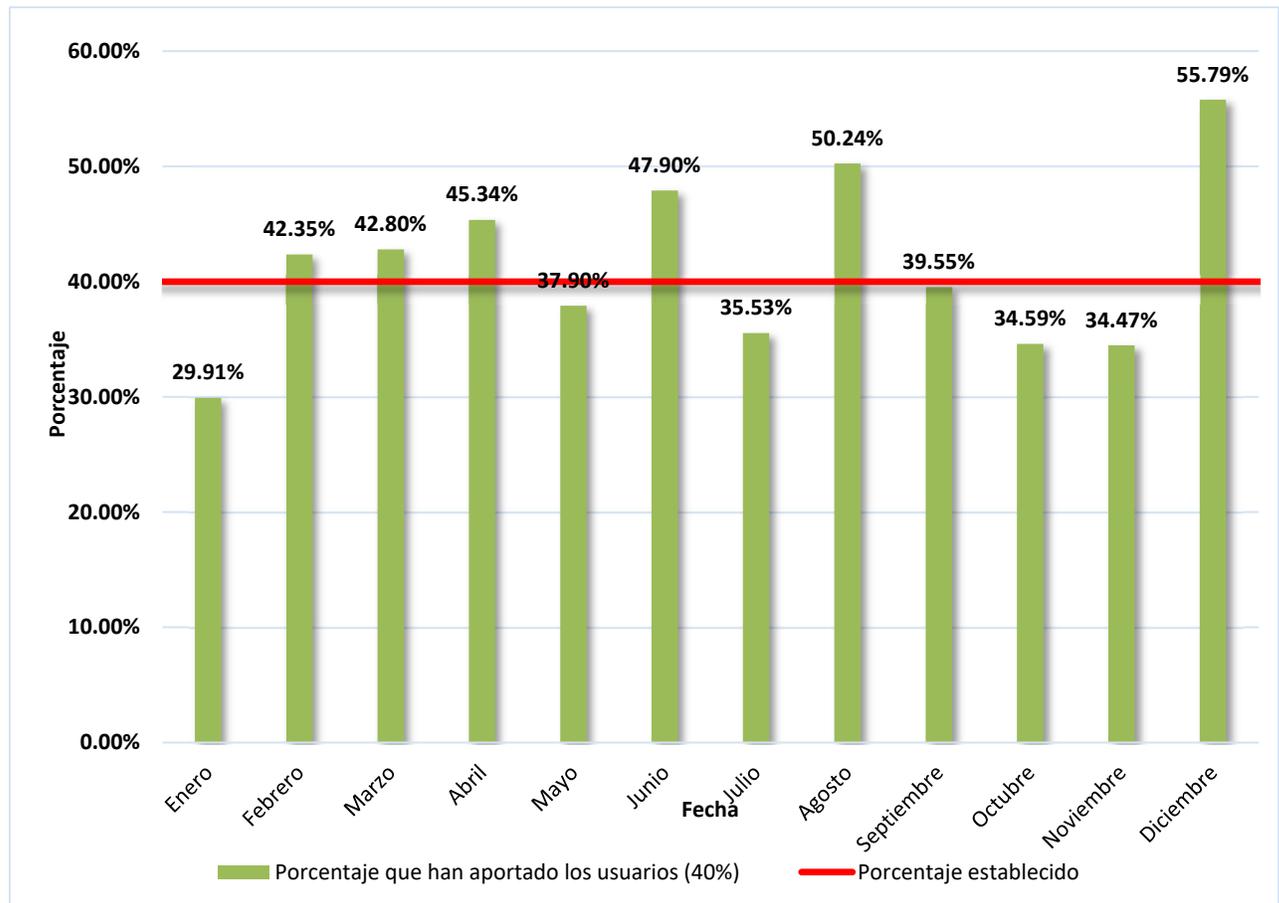
Fuente: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

2. 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. Asimismo, se identificó que el subsidio se continúa aplicando por medio del sector de consumo o categorías tarifarias utilizadas por la ENEE previo al pliego tarifario aprobado por la CREE en 2016, lo cual contraviene con lo dispuesto en el Decreto Legislativo 02-2022, que relaciona el concepto de categorías de usuario o tarifarias aprobadas por la CREE.

- Se constató que el mecanismo de transferencia del costo del subsidio, asumido por los usuarios no residenciales con un consumo mayor a 3,000 kWh en el mes de agosto, no se adecuó al margen del 40% establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022. Por lo tanto, se esperará que para el mes de septiembre se realice un ajuste conforme al margen del 40% correspondiente.

**Gráfico 7**

Porcentaje histórico que han aportado los usuarios con consumo mayor a 3,000 kWh (2023)



Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

4. Las modificaciones mensuales en la inclusión o exclusión de usuarios del subsidio 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.
5. Se cumple con las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo PCM-25-2022 y el Decreto Ejecutivo PCM-30-2022 por parte de los actores involucrados en la aplicación del segundo subsidio, logrando evitar el impacto de los ajustes tarifarios que se realizan de manera trimestral.
6. En cuanto al análisis de “Montos no reconocidos”, concluimos que la información brindada no está suficientemente sustentada y soportada, asimismo, carece de claridad para su entendimiento.

## RECOMENDACIONES

1. Con base en las oportunidades de mejora identificadas, 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 realice un mapeo e identificación en campo de los casos específicos de usuarios cuyo sector de consumo no sea residencial y que se les aplique una tarifa residencial (según el pliego tarifario aprobado por la CREE), esto con el fin de disminuir errores de inclusión de usuarios que no aplican al subsidio de consumo de energía eléctrica igual o menor a 150 kWh.
  - c. Que remita la información asociada a la aplicación de subsidios correspondiente a enero, febrero, y octubre del año 2022, considerando un detalle mensual, por código de transacción, con el fin de permitir una adecuada supervisión del cumplimiento de los subsidios reconocidos en el Decreto Ejecutivo PCM-02-2022.
  - d. Que remita las bases de datos asociadas a la aplicación del segundo subsidio aplicado para evitar el impacto a los ajustes tarifarios correspondiente a octubre de 2022, con el fin de permitir una adecuada supervisión del cumplimiento de los subsidios reconocidos en los

Decretos Ejecutivos PCM 25-2022 y PCM 30-2022.

- e. Que remita la metodología y los procedimientos empleados para la aplicación del subsidio por ajuste a la tarifa en el año 2023.
  
2. Solicitar a la SEN que actualice sobre el proceso de focalización para la aplicación del subsidio y de ser el caso, actualización de las acciones futuras que estén encaminadas a focalizar el beneficio de forma eficiente.
  
3. Solicitar a la ENEE una reunión con la presencia de miembros de esta Comisión, así como de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía; en la misma, deberían exponerse y explicarse las metodologías y criterios utilizados para el análisis de los documentos remitidos para que los miembros de ambas instituciones puedan dar un correcto seguimiento y verificación de dicha información.



SI YA RECLAMASTE ANTE LA EMPRESA Y  
ESTÁS CONFORME CON EL RESULTADO,  
RELLENA EL FORMULARIO

# ATENCIÓN AL USUARIO



## RESULTADOS DE LA ATENCIÓN A LOS USUARIOS

### INTRODUCCIÓN

La **Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)**, haciendo uso de las facultades que le confiere la **Ley General de Industria Eléctrica (LGIE)**, en sus artículos 3 en relaciones a las funciones de la CREE y el artículo 8 relacionados a la supervisión e intervención de las empresas. Mediante la Dirección de Fiscalización y Atención al Usuario realiza la verificación de atención a los usuarios regulados y los sistemas aislados.

En este caso se fiscaliza la atención, procedimientos y cumplimiento del **Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED)** por parte de la Empresa Distribuidora (ED), en este sentido a la **Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)** y los sistemas aislados y mediante la plataforma se ha logrado tener un buen panorama acerca de la atención brindada a los usuarios.

### OBJETIVO

Fiscalizar el cumplimiento del marco regulatorio y supervisar el accionar de las empresas distribuidoras.

#### **Objetivos específicos:**

1. Supervisar los procedimientos de atención que las empresas distribuidoras realizan a los usuarios.
2. Corroborar los cargos y créditos facturados a las cuentas de los usuarios.
3. Inspeccionar los tiempos de atención a los expedientes generados a los usuarios.
4. Vigilar que los usuarios reciban una atención de calidad a los reclamos de los usuarios.
5. Regular los procedimientos de atención que utiliza la Empresa Distribuidora.

### ANTECEDENTES

Para fiscalizar el proceso de atención y resolución de las Empresas Distribuidoras (ED) se lanzó una plataforma por parte de la Dirección de Fiscalización donde los usuarios ingresan su reclamo e inconformidad en el proceso de atención a un reclamo, y el Departamento de Atención al Usuario se encarga de realizar un

estudio exhaustivo para verificar y estudiar las rectificaciones, el proceso comercial y la ejecución del cumplimiento reglamentario en las acciones efectuadas.

## PROCEDIMIENTO DE ATENCIÓN

El método para que un reclamo sea aceptado en la Comisión, el usuario en primera instancia debe agotar las instancias establecidas y respetar los tiempos de atención establecidos en el RSED. Si el usuario se presenta a la oficina la Comisión utiliza equipo tecnológico para ingresar el reclamo siempre y cuando este ya cuente con un expediente en la Empresa Distribuidora, si el usuario no cumple con este filtro se le orienta el procedimiento a seguir. Si el reclamo ingresa por otro canal distinto a la plataforma, se le instruye como ingresar le reclamo para así llevar un mejor control y tener un solo canal de atención.

Desde que el reclamo ingrese se le informa al usuario el seguimiento, mediante llamada telefónica y correo electrónico de igual manera si se necesita información adicional por parte del usuario, se recibe por correo electrónico y de manera presencial en las oficinas de la CREE.

Cuando el reclamo ya ha sido revisado y se tiene la resolución, al usuario se le informa la respuesta del caso y son enviadas a los usuarios mediante correo electrónico con el soporte y la justificación legal relacionada, adicional se le realiza una llamada al usuario para explicarle y si el caso lo amerita se le realiza recomendaciones con relación al reclamo.

El proceso de atención y tratamiento un reclamo interpuesto por un Usuario ha finalizado cuando se encuentra en cualquiera de los siguientes estados (en consonancia con los estados estipulados en el artículo 96 literal H de la Norma Técnica de Calidad de Distribución):

### Aceptada

- Cuando al hacer la revisión y el análisis se concluye que hay un incumplimiento del marco regulatorio por parte del Distribuidor.

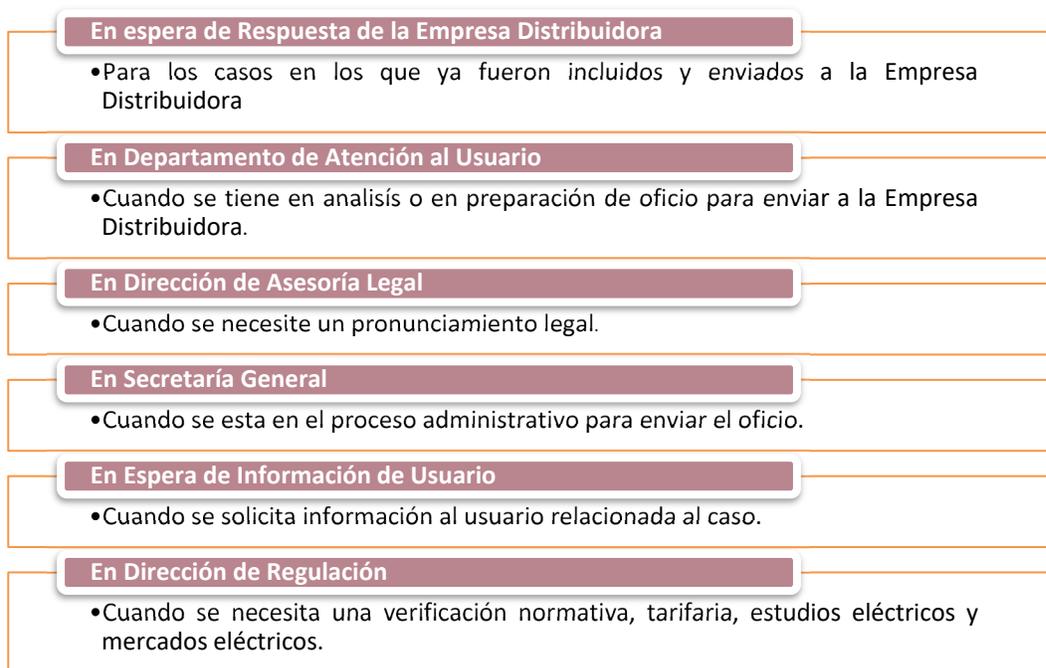
### Parcialmente aceptada

- Cuando el Distribuidor aplicó de manera correcta algunos aspectos de la regulación pero incumplió otros, esto implica una disminución en el tiempo que se le hace un cobro o ajuste a la cuenta del usuario.

### Rechazada

- El Distribuidor aplicó correctamente la regulación.

Para los casos que se encuentran en estado pendiente se tiene una fragmentación diseñada de la siguiente manera:



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

## RESULTADOS

Se realizó un cierre al 29 de diciembre de 2023, y a la fecha ingresaron **304 casos** de los cuales **196 casos se encuentran cerrados** (esto representa un **64%**), y se le ha brindado una respuesta al usuario, la distribución de los estados actuales de los casos se muestra en el **Gráfico 1** :

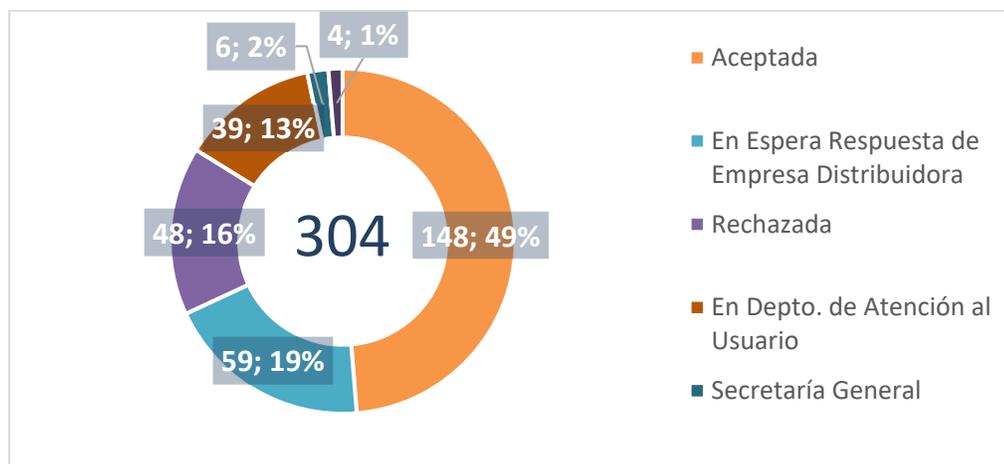


Gráfico 1: estado actual del proceso de atención a los usuarios.

De los 304 casos ingresados, **148 han sido aceptados (representan un 49% del total)** es decir que al momento del análisis de estos casos, se encontró una incorrecta aplicación de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su reglamento, el Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución u otra ley y normativa aplicable. No obstante cabe mencionar que **48 de estos casos (representan un 16% del total)** se han encontrado que no se ha incumplido con la normativa actual y por tanto el reclamo ha sido rechazado. En cada uno de ellos se le brinda **atención personalizada al usuario** y se le da toda la **asesoría** necesaria para que este pueda hacer un buen uso de la energía.

El **Gráfico 2** muestra el avance de la gestión de la atención a los usuario en el cual el **porcentaje de resolución de casos es del 64%** y se tiene un 36% de casos pendientes.

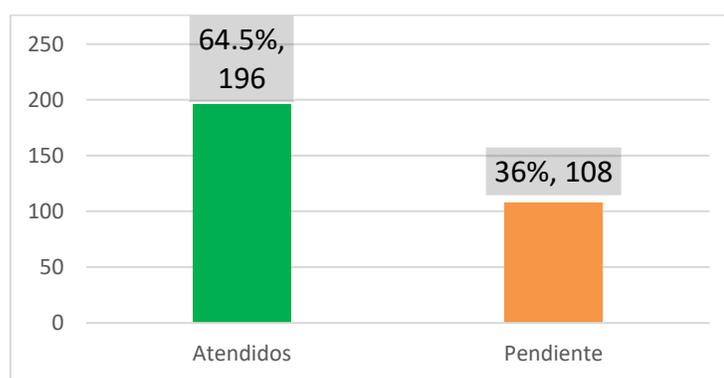


Gráfico 2: porcentaje de casos resueltos y porcentaje de casos pendientes

Respecto al 36% de casos que están pendientes y tal como se puede apreciar en el **Gráfico 1** el **13%** de los reclamos ingresados **se encuentran en revisión y análisis** por parte del Departamento de Atención al Usuario y Agente mientras que el **19%** **se encuentra en espera de una respuesta por las Empresas Distribuidoras**, especialmente la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Este departamento con la finalidad de dar respuesta a los usuarios, luego de analizar y estudiar los reclamos de los usuarios emite seguimientos de atención mediante oficios dando un tiempo de espera para obtener la respuesta de atención. En algunas ocasiones se pide una prórroga por parte de la empresa distribuidora la cual se puede ser otorgada si se cuenta con una justificación válida por parte del distribuidor. La ENEE ha pasado por un proceso de transición por lo cual los tiempos de respuesta, así como la calidad de estas no han sido óptimas. Se realiza actualmente capacitaciones de temas regulatorios al personal de ENEE para poder mejorar el intercambio de información, así como optimizar la calidad de las respuestas

La **Tabla 1** muestra la calidad de respuesta obtenida en los oficios emitidos, donde se logra apreciar que en su mayoría son incompletas, por parte de la Empresa Distribuidora.

Oficio CREE	Fecha Realizado	Fecha Envío	Fecha Recibido	Fecha Respuesta	Oficio Respuesta	Respuesta
CREE-209-2023	2/8/2023	3/8/2023	7/8/2023	25/8/2023	GD-382-08-2023	Incompleta
				11/9/2023	GD-424-09-2023	Completa
CREE-243-2023	21/8/2023	22/8/2023	22/8/2023	13/9/2023	GD-430-09-2023	Incompleta
CREE-255-2023	23/8/2023	25/8/2023	25/8/2023	-	-	Incompleta
CREE-275-2023	12/9/2023	13/9/2023	13/9/2023	-	-	Incompleta
CREE-285-2023	25/8/2023	27/9/2023	27/9/2023	-	-	Incompleta
CREE-287-2023	25/9/2023	27/9/2023	27/9/2023	-	-	Incompleta
CREE-288-2023	18/9/2023	27/9/2023	27/9/2023	-	-	Incompleta
CREE-448-2023	05/12/2023	06/12/2023	07/12/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-449-2023	05/12/2023	06/12/2023	07/12/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-461-2023	11/12/2023	13/12/2023	15/12/2023	-	-	Sin respuesta

Oficio CREE	Fecha Realizado	Fecha Envío	Fecha Recibido	Fecha Respuesta	Oficio Respuesta	Respuesta
CREE-462-2023	11/12/2023	13/12/2023	15/12/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-463-2023	11/12/2023	13/12/2023	15/12/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-474-2023	13/12/2023	14/12/2023	20/12/2023	-	-	Sin respuesta
CREE-475-2023	13/12/2023	14/12/2023	20/12/2023	-	-	Sin respuesta

Tabla 1: seguimiento a oficios enviados a ENEE según la calidad de la respuesta.

En el **Gráfico 3** se muestra las solicitudes que más ingresan a la plataforma desde su lanzamiento, donde se aprecia que la mayoría son por fallas en el servicio eléctrico y cobros excesivos y la menor cantidad son para daños a aparatos eléctricos, calidad en el servicio electrónico, cobros por manipulaciones y conexiones irregulares y, por último, mala aplicación de tarifas.

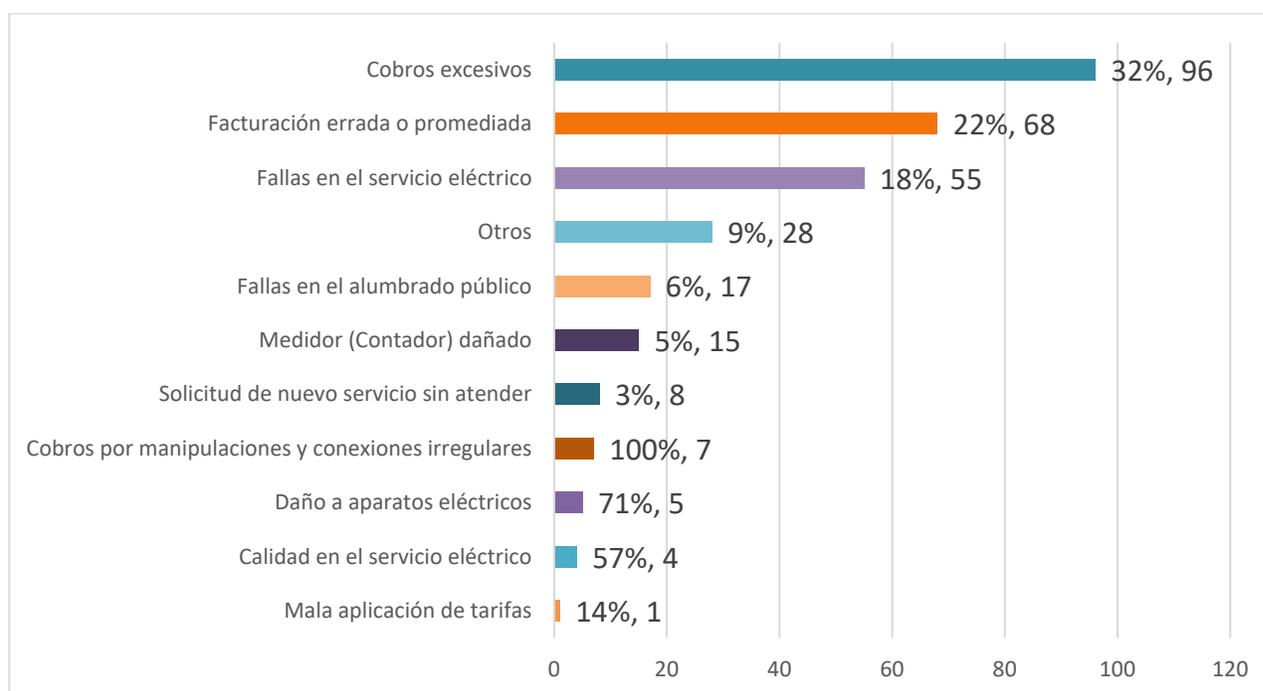


Gráfico 3: cantidad de reclamos por tipo seleccionado por los usuarios

## HALLAZGOS

Las acciones realizadas a cada usuario son estudiadas no solo por el equipo de Atención al usuario, sino de diferentes áreas de la Comisión según se amerite el tipo de reclamo.

Dos alcances que se han logrado a partir de la apertura de la plataforma de reclamos han sido la emisión de dos recomendaciones de atención para los casos citados a continuación:

### ***Ajustes de Energía Consumida y No Pagada ECNP***

Se detectó un grupo de usuarios que compartía el mismo problema de aplicación de la normativa con lo cual se inició un proceso de revisión más exhaustivo dentro de la CREE, se presenta un resumen con los valores estimados obtenidos de la base de datos presentada por ENEE, la **Tabla 1**, muestra un resumen de los datos enviados por la ENEE en octubre de 2023:

Resumen de Datos	
Cantidad de usuarios	3,810
Energía cobrada erróneamente	6.12 GWh
Valor cobrado erróneamente	35.88 millones de lempiras
Energía promedio por usuario	1,607 kWh
Valor promedio por usuario	L 9,417.36

*Tabla 2: resumen de revisión de datos sobre cobros erróneos a usuarios.*

La **Tabla 3**, muestra toda la cronología de los hechos así como los documentos relevantes involucrados en el proceso. Cabe mencionar que durante algunas reuniones con representantes de la UTCD se les explicó que era lo que la Comisión recomendaba y se discutió en diferentes ocasiones el procedimiento que se necesitaba seguir.

El proceso ha durado un poco mas de 4 meses, entendiendo que la ENEE ha pasado por un periodo de transición en el cual la EEH le devolvía el control de la operación de distribución a la estatal. Sin embargo a la fecha la estatal no ha realizado las modificaciones en el sistema comercial, tampoco ha actualizado sus datos ni enviado el fundamento de si los criterios fueron tomados según la recomendación.

Fecha	Descripción de los hechos
11/07/2023	Se envía a la Dirección de Asesoría Jurídica de la CREE una opinión legal exponiendo el caso, con las observaciones y argumentos técnicos brindados por el Departamento de Atención al Usuario y Agente.
07/08/2023	Se responde por parte de la Dirección de Asesoría Jurídica a la opinión legal solicitada.
22/08/2023	<p>Es recibido por parte de la ENEE el Oficio No. CREE-243-2023 con el requerimiento de información y la recomendación de parte de la CREE sobre cómo dar tratamiento a los casos que cumplían con todas las siguientes características:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Se encontró que no existía medidor o que este estaba dañado.</li> <li>2. El usuario presentó la solicitud, reclamo o reporte para la normalización del servicio o que la Empresa Distribuidora (ENEE) fue la causante de la condición en la que se encontró el suministro.</li> <li>3. Transcurrió el tiempo estipulado de atención a la solicitud, reporte o reclamo.</li> <li>4. Se le aplicó un cobro de Energía Consumida No Pagada.</li> </ol> <p>Para este oficio se adjuntaron los casos usados en el análisis de los usuarios que se presentaron ante la comisión.</p>
05/09/2023	Se envía por parte de la ENEE una solicitud de prórroga de 5 días hábiles para contestar el oficio CREE-243-2023. A la cual la CREE concede la prórroga.
13/09/2023	La ENEE mediante Oficio No. GD-430-09-2023 brinda una respuesta parcial, haciendo las enmiendas recomendadas en el Oficio No. CREE-243-2023 solamente a los casos que se mandaron de ejemplo, pero no se compartió la base de datos solicitada con los valores a acreditar.
12/10/2023	La ENEE mediante Oficio No. GD-503-10-2023 envía una respuesta parcial al oficio CREE-243-2023, adjuntando una base de datos pero no

Fecha	Descripción de los hechos
	<p>con todos los parámetros solicitados, y revisando el sistema comercial de la ENEE se validó que los créditos de los cobros realizados erróneamente no se habían hecho en el sistema comercial. La base de datos no estaba depurada teniendo un total de 1,700 usuarios a los que se proponía cobrar más energía sin mandar documentación soporte, sin embargo contenía la información necesaria para poder tener un resultado bastante aproximado de los valores requeridos. Debido a la transición que pasó la ENEE de EEH a la UTCD se realizaron diferentes reuniones en las que siempre se hizo hincapié sobre el oficio CREE-243-2023 en las que se les dio tiempo para poder tomar la operación y responder correctamente.</p>
24/10/2023	<p>Se tuvo una reunión con representantes de la UTCD en la que se volvió a tocar el tema de que no se había presentado respuesta alguna por parte de la ENEE y se les comunicó que se iba a proceder con el requerimiento formal de información.</p>
13/12/2023	<p>Se envía mediante requerimiento formal de información CREE-Ex-69-2023 ya que la ENEE no dio respuesta completa al oficio, y se le pide se actualicen los valores y se hagan los cambios en el sistema comercial.</p>
18/12/2023	<p>Mediante comunicado, se expusieron los resultados de la gestión de Atención al Usuario por parte de la CREE en la que se mostraron los valores recopilados de la base de datos compartida con ENEE.</p>

*Tabla 3: cronología de hechos sobre la revisión y gestión de la CREE sobre cobros erróneos en oficio CREE-243-2023.*

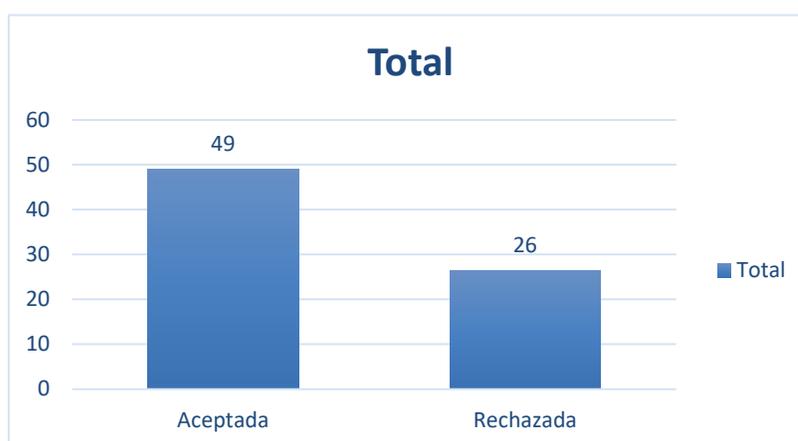
## INDICADORES DE CALIDAD

Según se muestra en la **Tabla 4** se observa que a la fecha se han finalizado el proceso en la CREE de 196 casos equivalentes a **64%** del total ingresado y se tiene en estado pendiente o en tratamiento 108 reclamos equivalente al **36%** de del total ingresado cabe mencionar que del total solo el 13% de los reclamos están en el Departamento de Atención al Usuario y Agente, y el 19% están en espera de una respuesta de la empresa distribuidora.

Estado	Cantidad	Porcentaje
Finalizado	196	64%
Pendiente	108	36%

*Tabla 4: estado general de la atención a los usuarios.*

En la **Gráfico 4** se muestra tiempo de resolución en días respecto a la cantidad de reclamos cerrados, para los casos aceptados y rechazados siendo el tiempo promedio total **de resolución** de 43 días.



*Gráfico 4: tiempo promedio de resolución en días.*

En el **Gráfico 5** se aprecia la cantidad de reclamos pendientes y el tratamiento de cada uno, para los casos con espera de respuesta de la Empresa Distribuidora el tiempo promedio de que llevan pendientes es de 66 días de atención, y los reclamos con tratamiento en el Departamento de Atención al Usuario se relaciona a que se están en estudios del caso para posterior envío mediante oficio según sea la conclusión, el tiempo promedio de estos casos actualmente es de 20 días.

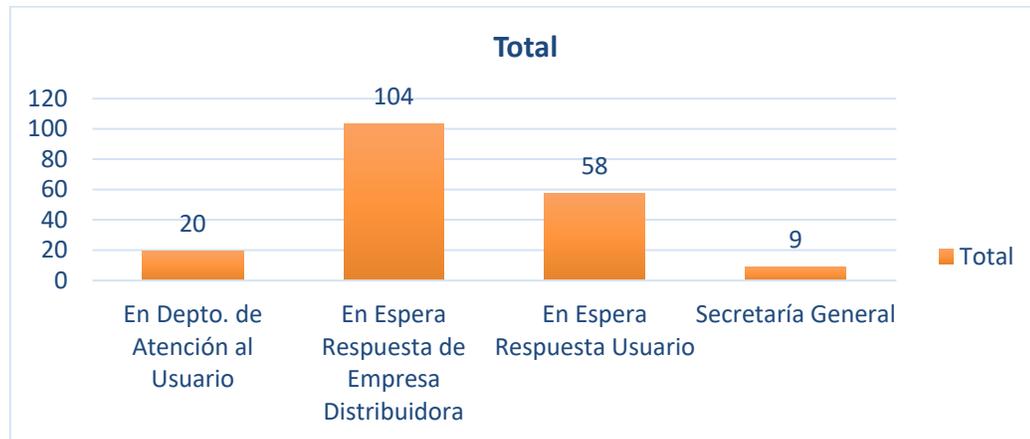


Gráfico 5: Casos en tratamiento con la localización correspondiente.

## PROPUESTA DE ACCIONES DE SEGUIMIENTO POR PARTE DEL ENTE REGULADOR

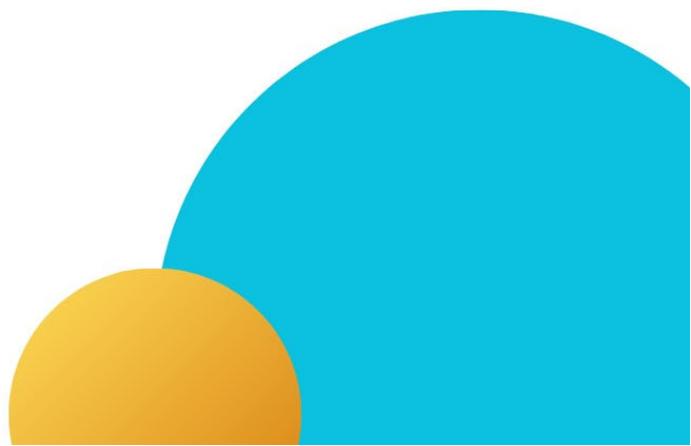
1. Se continuará con el seguimiento a las políticas, procedimientos y procesos utilizados por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para conocer y corroborar la calidad de atención a los usuarios y en base a la información obtenida se tomarán acciones para que los usuarios sean atendidos con la mejor calidad.
2. La CREE como ente regulador emitirá recomendaciones para la correcta aplicación de la reglamentación a los usuarios regulados.

## RECOMENDACIONES

1. Hacer que se cumpla lo estipulado en la Ley General de la Industria Eléctrica y toda la normativa que de esta deviene, asegurando la correcta aplicación del marco regulatorio y que los usuarios paguen el valor de energía correcto según los procedimientos ya establecidos.
2. Apoyar a la ENEE con la correcta interpretación del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución para que pueda implementar procedimientos que armonicen con este y que no violenten los derechos de los usuarios.



# **ATENCIÓN AL AGENTE**



## ATENCIÓN AL AGENTE

### INTRODUCCIÓN

La **Comisión reguladora de Energía Eléctrica (CREE)** en cumplimiento de lo estipulado en la Ley General de Industria Eléctrica (LGIE) en los artículos 4 que mencionan que las actividades reguladas son establecidas por la CREE. La **Ley General de Industria Eléctrica (LGIE)** en el artículo 5 y artículo 6 establecen que las empresas generadoras, distribuidoras y transmisoras deben inscribirse en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico que llevará la CREE. Así mismo la (LGIE) menciona en el artículo 3 establece que es función de la CRE aprobar las solicitudes para clasificación como consumidores calificados.

### PROCEDIMIENTO DE ATENCIÓN

Los agentes ingresan la solicitud por la Dirección de Secretaría General de la Comisión, en primera instancia son revisados por esta Dirección donde se valida la información y que cumplan con los requisitos para la solicitud de inscripción que fueron aprobados mediante acuerdos **CREE-092-2020** y **CREE-093-2020**. Es importante que se adjunte la documentación y los datos y que sean correctos según lo establecen los artículos 4, 5 Y 6 de la (LGIE). Una vez verificada la información pasa a ser revisada por la Dirección de Fiscalización donde se analiza la información técnica presentada y en caso se necesite una opinión ya sea legal o regulatoria se envía a las direcciones involucradas según sea el caso, y una vez revisada se procede a emitir un dictamen en el caso que sea favorable o desfavorable, si la información requiere una aclaración es enviada una remisión por medio de la Dirección de Secretaría General. Este requisito es necesario para obtener la autorización del Centro Nacional de Despacho (CND) para realizar transacciones en el mercado eléctrico nacional según lo estipula el **artículo 7 del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)**.

### RESULTADOS EN EL TRIMESTRE

En el trimestre la Dirección de Fiscalización efectuó la revisión de ocho expedientes de registro público que constan de cinco solicitudes para empresas generadoras y tres para consumidores calificados, cuyo estado es detallado en la **Tabla 5** y **Tabla 6**

EXPEDIENTE	SOCIEDAD	DICTAMEN	REMISIÓN
EG-107-2023	ENEE		2
G-S54	Geotérmica Platanares S.A. de C.V. (GPS)	1	1
G-S40	Group Energy Oil Palm		1
EG-101-2022	Pilas Energy S.A. DE C.V.	1	1
EG-109-2023	Trujillo Power Company (TPC)		1
<b>TOTAL</b>		2	6

*Tabla 5: Registros públicos Generadoras*

EXPEDIENTE	SOCIEDAD	DICTAMEN	REMISIÓN
SC-21-2022	Capitales e Inversiones Inmobiliarias (CISA)	1	1
SC-33-2023	Cervecería Hondureña S. A. de C. V.	1	1
SC-017-2021	Green Valley		1
<b>TOTAL</b>		2	3

*Tabla 6: Registro Público Consumidores Calificados*

Asimismo, ingresaron dos expedientes en el presente año, que se encuentran pendientes de revisión y se detallan en la **Tabla 7**.

EXPEDIENTE	SOCIEDAD	SOLICITUD
SC-015-2021	Compañía Azucarera Tres Valles CATV	Consumidor Calificado
G-S58	ENERCOSA	Empresa Generadora

*Tabla 7: Registros públicos pendientes.*

## CONCLUSIÓN

El 50% de las solicitudes de Registro Público revisadas en este trimestre fueron dictaminadas favorablemente por la Dirección de Fiscalización, el restante está en proceso debido a que se requirió aclaración de la información declarada en el registro en línea o en el formulario de inscripción y/o información vinculante según lo establecido en la ley y su reglamento. Los registros que fueron dictaminados fueron cuatro, dos corresponden a consumidores calificados y dos a empresas generadoras. Ver **Tabla 8**.

INSCRIPCIÓN DE AGENTES DEL SUBSECTOR	INSCRITO	EN PROCESO	TOTAL
REGISTRO PÚBLICO DE CONSUMIDORES CALIFICADOS	2	1	3
REGISTRO PÚBLICO DE EMPRESAS GENERADORAS	2	3	5
<b>TOTAL</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>8</b>

*Tabla 8: Resumen de los Registros Públicos.*

Los registros públicos que se encuentran en proceso son cuatro, los cuales ya cuentan con una remisión en curso, y están en espera de respuesta para someterlos nuevamente a análisis por la Dirección de Fiscalización, según los requisitos estipulados en el marco regulatorio vigente.

INFORME DE  
INSPECCIÓN AL  
SISTEMA AISLADO  
DE BRUS LAGUNA



Elaborado por:  
Dirección de Fiscalización

Tegucigalpa, Honduras  
Diciembre 2023

## INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MUNICIPIO DE BRUS LAGUNA

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los resultados de la inspección realizada por la Dirección de Fiscalización entre el 9 y 15 de octubre de 2023, con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica y de la Dirección de Comunicaciones, en el sistema aislado de Brus Laguna, Gracias a Dios que nace por el desarrollo del proyecto PERLA e implementación de un sistema de distribución operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

### *Objetivos específicos*

1. Cumplir con los objetivos establecidos para el producto final denominado “25. Informe de inspección a sistema aislado del departamento de Gracias a Dios elaborado” contenido en el programa de apoyo institucional de la Planificación Operativa Anual del 2023 de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
2. Recabar la información necesaria para la revisión y aprobación de la propuesta tarifaria que será presentada por la ENEE en cumplimiento de lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamentación.
3. Evaluar la gestión comercial y atención al usuario brindada por la empresa a sus usuarios.
4. Determinar la percepción del servicio eléctrico de parte de los usuarios de Brus Laguna.

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

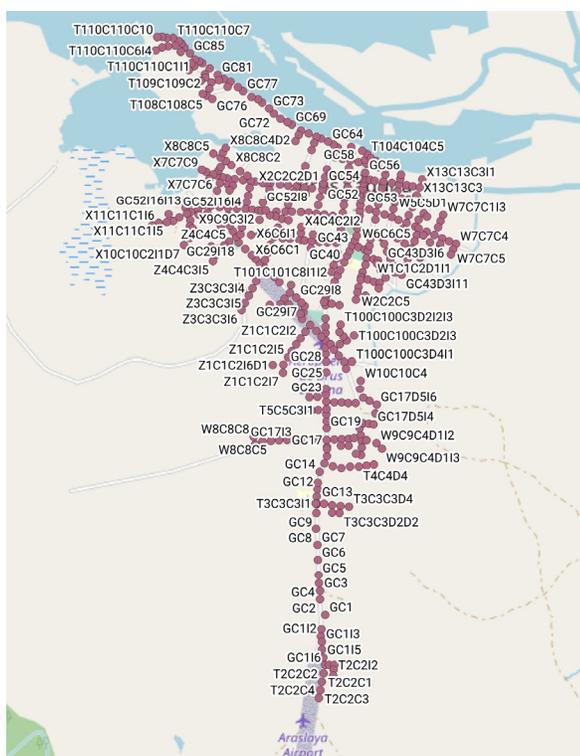
La inspección fue realizada evaluando 4 ejes importantes del suministro eléctrico prestado por la empresa distribuidora, en particular: actividad de generación, actividad de distribución, gestión comercial y aspectos sociales.

## PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

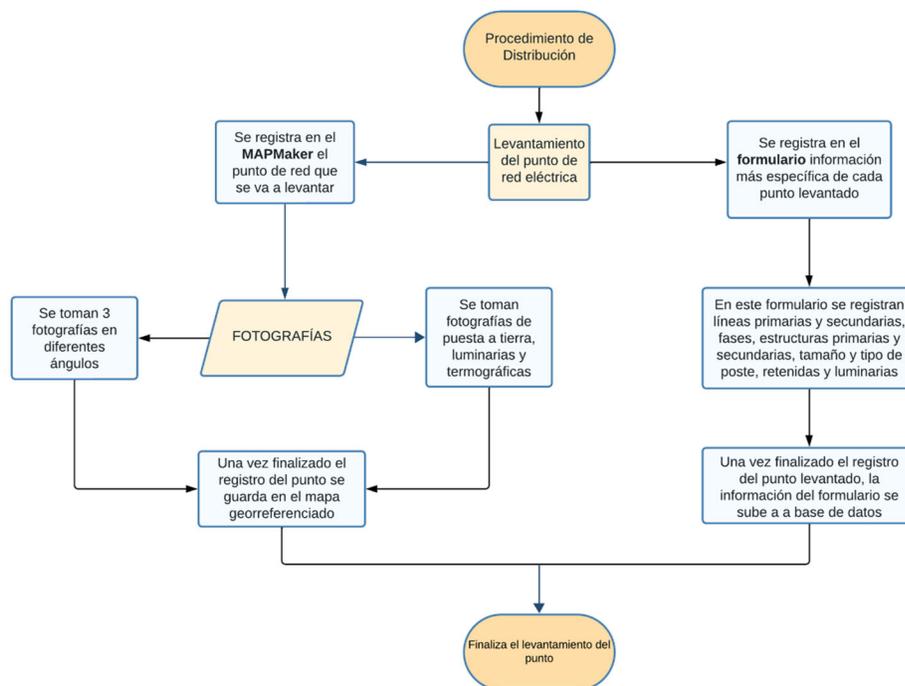
Como producto del proceso de inspección se identificaron los hallazgos siguientes según el aspecto del servicio eléctrico analizado:

### **Actividad regulada de distribución**

Con respecto a la actividad de distribución, se inspeccionaron 515 puntos de la red, lo que representa el 100% de la red eléctrica en Brus Laguna.

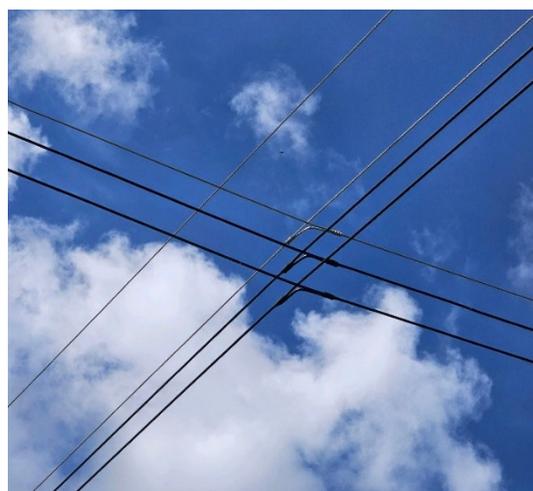


Lo anterior fue posible mediante el desarrollo e implementación de un procedimiento propio de la CREE para el levantamiento de información de manera georreferenciada de redes de distribución.



Como hallazgos relevantes se mencionan los siguientes:

- En cuanto a diseño y construcción en general de la red de distribución, se encontró una red en buen estado. Se opera en 13.8 kV, pero el aislamiento es en 34.5 kV.

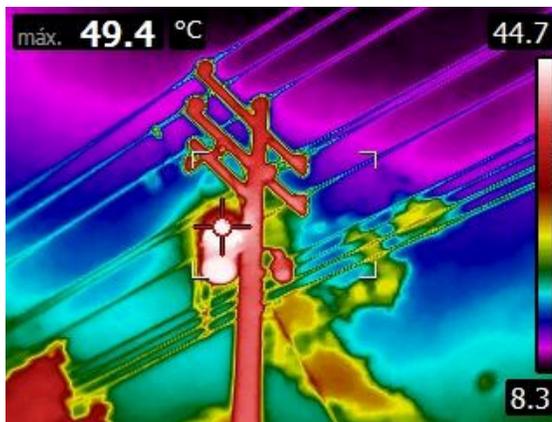


- Se identificó que las fases de la red no cuentan con una identificación, por lo cual para motivos de

estudio el personal de la CREE maneja una identificación temporal de las fases, asimismo se observa un desbalance de la carga.

POTENCIA TOTAL POR CIRCUITO (kVA)			TOTAL (kVA)
FASE			
A	B	C	
440	380	185	1,005
43.78%	37.81%	18.41%	100%

- Análisis termográfico de los transformadores muestra que están operando en dentro de los rangos recomendados por la normativa (hasta 65 °C).



- Únicamente 3 de 17 transformadores cumplen con el límite de 25  $\Omega$ , tomando en consideración que en la zona son frecuentes las tormentas eléctricas.



Con respecto al alumbrado público la ENEE no cuenta con stock para el reemplazo de alumbrado público, existen varias luminarias en mal estado. ENEE no cuenta con una red de baja tensión en el camino hacia el único centro de salud, por lo que no hay alumbrado público instalado.

### ***Gestión comercial y atención al usuario***

Con respecto a la gestión comercial se identificó que:

- No existen oficinas de atención al usuario cerca de la zona con mayor densidad poblacional.
- ENEE Brus Laguna no cuenta con un sistema comercial para llevar el control de los usuarios y del proceso que incluye la facturación y atención del cliente.
- Han ocurrido interrupciones del servicio de energía, por lo que muchos usuarios continúan usando los paneles solares.

A la fecha de inspección, el personal de la empresa no cuenta con herramientas e insumos para la atención de fallas.

### ***Actividad regulada de generación***

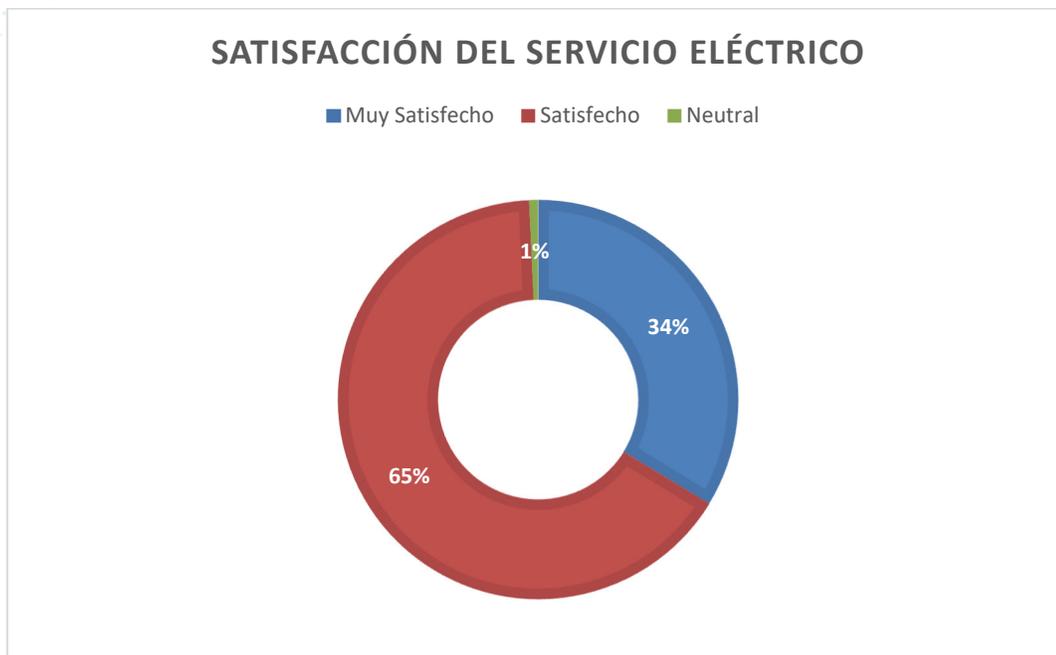
Con respecto a la actividad de generación se constató que la central de generación tiene una capacidad de generación con tecnología solar fotovoltaica de 400 kWp; una capacidad de generación térmica mediante combustible diésel de 688 kW. En almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías de 1,728 kWh.



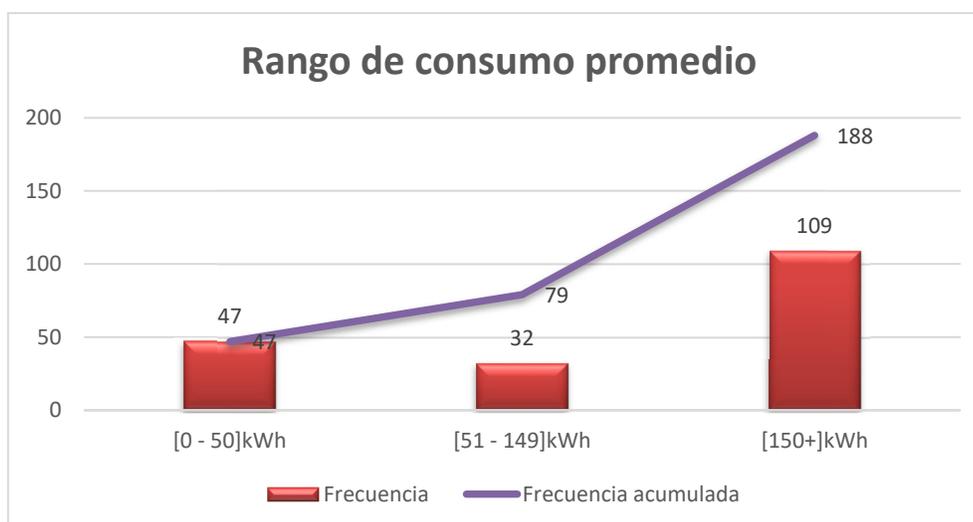
Asimismo, se verificó que actualmente la operación y mantenimiento es realizada por parte de SOLARTIA, que la demanda máxima histórica a la fecha de la inspección fue de 105 kW lo que no permite que se realice el total de las pruebas requeridas por el proveedor para el comisionamiento de la central. Por otro lado, se identificó la operación automática 100 % renovable.

#### ***Ámbito social de la prestación del servicio eléctrico***

Con respecto a los aspectos sociales, se calculó una muestra de al menos 291 encuestas en relación con la cantidad de usuarios que posee la empresa distribuidora, logrando realizar un total de 412 encuestas, se realizó esta actividad durante 4 días en siete comunidades. A continuación, se presentan los principales resultados.

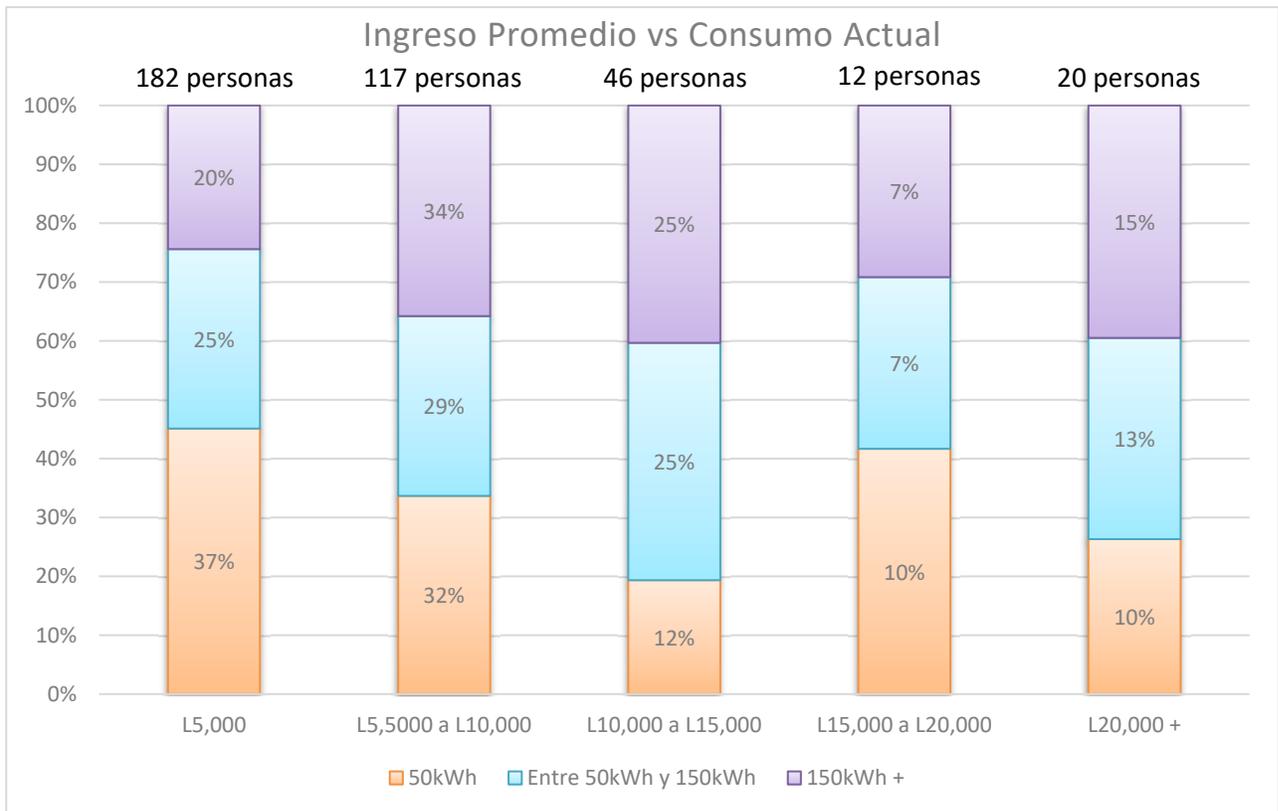


El gráfico muestra la cantidad de usuarios conectados según sus rangos de consumo según la muestra obtenida en la encuesta de percepción.



Se identificó que el 48.18% de los habitantes encuestados tienen un ingreso familiar promedio de L5,000 o menos, el 30.73% reciben entre L5,000 y L10,000 como ingreso familiar promedio mensual; es importante

destacar que la mayor capacidad adquisitiva en la zona se concentra en el 8.86% de los habitantes de la zona.



Con base en el análisis anterior, se ha construido un modelo de porcentaje de utilización del salario de cada usuario según su ingreso familiar.

Ingreso familiar	promedio	Rangos de consumo		
		50kWh (-)	50kWh – 150kWh	150kWh (+)
L5000 (-)		9%-15%	18%-30%	27%-44%
L5,000 - L10,000		6%-10%	12%-20%	18%-30%
L10,000 - L15,000		3%-6%	7%-12%	11%-18%
L15,000 - L20,000		3%-4%	5%-8%	8%-13%
L20,000 (+)		2%-4%	5%-7%	7%-11%

INFORME DE  
INSPECCIÓN A LOS  
SISTEMAS  
AISLADOS DE  
PUERTO LEMPIRA

Empresa INELEM

Elaborado por:  
Dirección de Fiscalización

Tegucigalpa, Honduras  
Diciembre de 2023



## INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA INVERSIONES ELÉCTRICA DE LA MOSQUITIA (INELEM) EN MUNICIPIO DE PUERTO LEMPIRA, DEPARTAMENTO DE GRACIAS A DIOS

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los resultados de la inspección realizada por la Dirección de Fiscalización entre el 3 y 8 de diciembre de 2023, con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica y de la Dirección de Comunicaciones, en el sistema aislado de Puerto Lempira, Gracias a Dios operado por la empresa Inversiones Eléctrica de la Mosquitia (INELEM).

#### *Objetivos específicos*

1. Cumplir con los objetivos establecidos para el producto final denominado “25. Informe de inspección a sistema aislado del departamento de Gracias a Dios elaborado” contenido en el programa de apoyo institucional de la Planificación Operativa Anual del 2023 de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
2. Recabar la información necesaria para la revisión y aprobación de la propuesta tarifaria que será presentada por la ENEE en cumplimiento de lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamentación.
3. Evaluar la gestión comercial y atención al usuario brindada por la empresa a sus usuarios.
4. Determinar la percepción del servicio eléctrico de parte de los usuarios de Puerto Lempira.

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

La inspección fue realizada evaluando 4 ejes importantes del suministro eléctrico prestado por la empresa distribuidora, en particular: actividad de generación, actividad de distribución, gestión comercial y aspectos sociales.





Revisión del generador marca PERKINS, con 29,266 horas de uso, potencia de 625 kVA, el cual se encontraba en mantenimiento.



Revisión general de las instalaciones de la central y levantamiento de documentación de operación, mantenimiento y administración de los equipos de generación.

INFORME DE  
INSPECCIÓN A LOS  
SISTEMAS  
AISLADOS DE  
PUERTO LEMPIRA

Grupo EUSA/COENCA



Elaborado por:  
Dirección de Fiscalización

Tegucigalpa, Honduras  
Diciembre de 2023

## INSPECCIÓN AL SISTEMA AISLADO OPERADO POR LA EMPRESA COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE (COENCA) EN MUNICIPIO DE PUERTO LEMPIRA, DEPARTAMENTO DE GRACIAS A DIOS

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los resultados de la inspección realizada por la Dirección de Fiscalización entre el 3 y 8 de diciembre de 2023, con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica y de la Dirección de Comunicaciones, en el sistema aislado de Puerto Lempira, Gracias a Dios operado por la empresa Comercializadora de Energía del Caribe (COENCA).

#### *Objetivos específicos*

1. Cumplir con los objetivos establecidos para el producto final denominado “25. Informe de inspección a sistema aislado del departamento de Gracias a Dios elaborado” contenido en el programa de apoyo institucional de la Planificación Operativa Anual del 2023 de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica.
2. Recabar la información necesaria para la revisión y aprobación de la propuesta tarifaria que será presentada por la ENEE en cumplimiento de lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamentación.
3. Evaluar la gestión comercial y atención al usuario brindada por la empresa a sus usuarios.
4. Determinar la percepción del servicio eléctrico de parte de los usuarios de Puerto Lempira.

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

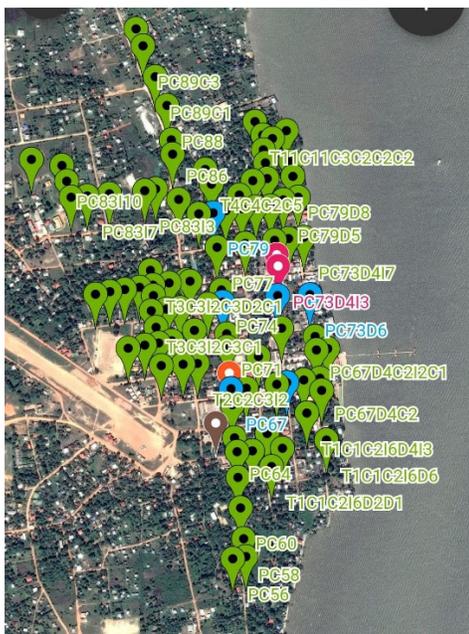
La inspección fue realizada evaluando 4 ejes importantes del suministro eléctrico prestado por la empresa distribuidora, en particular: actividad de generación, actividad de distribución, gestión comercial y aspectos sociales.

## PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

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

### **Actividad regulada de distribución**

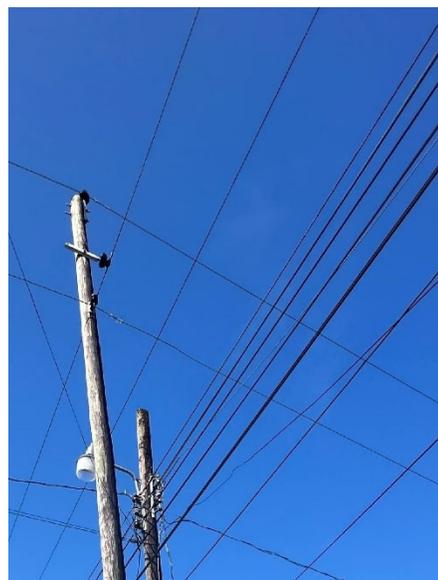
Se realizó el levantamiento del 100% de la red de distribución misma que cuenta con 469 postes, la red se encontraba en buen estado, solo se debe de mencionar que existen oportunidades de mejora se encontró un transformador sin cuchillas de protección, el alumbrado público es muy reducido, existe solo en algunos postes y la iluminación nocturna es por parte de los usuarios, según declaraciones de la empresa este servicio no se cobra.



Se realizó el levantamiento del 100% de la red de distribución misma que cuenta con 469 postes, la red se encontraba en mal estado, con bastante margen de mejora tanto de las estructuras que tenían postes de madera rústica no curada, también a las estructuras primarias y secundarias, y a los transformadores.

Por otro lado existen duplicidad de postes para un mismo punto pero con funciones separadas, es decir un

poste nuevo con una línea de primario y un poste viejo con el secundario, según la empresa se tiene el proyecto de migrar el secundario al poste nuevo. Hay postes con estructura de remate y no están aterrizado, esto porque se roban las varillas de puesta a tierra. Y en algunos lugares en dónde hay estructuras o líneas de ambas empresas se colocan aisladores para poder evitar fallas.



### ***Actividad regulada de generación***

Con respecto a la actividad de generación se realizaron las actividades siguientes:

Revisión de 3 unidades de generación marca CATERPILLAR, dos de modelo C27 con una capacidad instalada de 750 kW y uno modelo C18 de 620 kW.



Revisión general de las instalaciones de la central y levantamiento de documentación de operación, mantenimiento y administración de los equipos de generación.



# INFORME DE INSPECCIÓN

PROGRESSIVE ENERGY  
CORPORATION

PECSA

## INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA PECSA

### OBJETIVO

Presentar el análisis de resultados obtenidos a partir de las inspecciones realizadas por la Dirección de Fiscalización en conjunto con la Dirección de Asesoría Jurídica, al efecto de determinar el cumplimiento de la normativa vigente en materia de generación de energía eléctrica, redes eléctricas y los servicios del suministro eléctrico que brinda Progressive Energy Corporation (PECSA).

#### **Objetivos específicos**

1. Verificar la información declarada por los agentes y que consta en el registro público de esta Comisión.
2. Verificación de la operación asociada al despacho de energía eléctrica y el suministro eléctrico para autoconsumo y clientes de la central generadora.
3. Verificación de los equipos de generación y medición asociados de la central generadora PECSA.

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

Aplicando el proceso de inspecciones, detallado en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, se realizaron las siguientes actividades:

1. Lectura de la orden de inspección a personal representante de la central.
2. Entrevista con el personal encargado.
3. Solicitud de información soporte de la entrevista.
4. Verificación de los equipos de generación y almacenamiento de combustible.
5. Verificación y levantamiento de los puntos de conexión, medición y entrega de la central.
6. Levantamiento de los puntos de medición de los clientes de la central.
7. Levantamiento de puntos de la red de distribución de la central generadora.
8. Elaboración y lectura del acta de inspección al personal representante de las centrales generadoras.

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 DE LA INSPECCIÓN

La Dirección de Fiscalización realizó un proceso de inspección a la central generadora Progressive Energy Corporation (PECSA), ubicada en el municipio de Choloma departamento de Cortes, durante el 6 al 7 de noviembre de 2023.

### ***Sistema de generación***

El personal representante de PECSA, manifestó que la central generadora térmica es de combustible fósil tipo bunker, cuenta con tres (3) unidades de generación con una capacidad de 18.4 MW, sumando una capacidad nominal total de 55.2 MW. Asimismo, cuentan con tres (3) tanques de almacenamiento, dos (2) tanques de almacenamiento de bunker crudo con capacidad de 1,310 metros cúbicos y un (1) tanque de almacenamiento de bunker refinado o tratado con capacidad de 452 metros cúbicos, en la Figura 1 se observa el equipo de control y generación de la central.

La unidad 1 tiene comprometida su capacidad con la ENEE, su punto de entrega, medición y frontera se encuentra en la subestación Elcatex (internamente identificada como subestación Progressive) por medio del transformador T405 de 34.5/69 kV 25 MVA. La capacidad de generación de las unidades 2 y 3 son para suministro eléctrico de sus clientes, autoconsumo y la venta de excedentes al mercado de oportunidad, dichos excedentes son entregados al SIN a través de la subestación Merendón por medio del transformador T569 de 13.8/138 kV 50 MVA. En la Figura 1, se observa los puntos de medición, entrega y conexión al SIN de la central PECSA.



Figura 1 Puntos de generación, medición, entrega y conexión de PECSA (fuente CREE)

### Redes eléctricas

La red eléctrica privada en media tensión (34.5 kV), con la que se realiza el transporte del suministro a los clientes, consta de dos ramales, una en orientación a la derecha y con una longitud aproximada de 3.5 km, llegando a 3 puntos de entrega, asimismo esta línea se encuentra en varios puntos con los circuitos de distribución de ENEE como ser las líneas CHM-251 y CHM-215. El segundo ramal línea de distribución privada, con orientación a la izquierda, tiene una longitud aproximada de 1.90 km, donde se identificaron 2 puntos de entrega, dicha línea privada se encuentra paralela con el circuito de distribución de ENEE CHM251.

El personal encargado manifestó que las estructuras de la red de distribución en 34.5 kV son propiedad de la empresa HGPC, asimismo esta cuenta con un acuerdo de conexión y uso de la red de distribución y transmisión con PECSA.

### CONCLUSIONES

De acuerdo con los hallazgos encontrados y el análisis de la información documentada se realizan las siguientes conclusiones:

1. Se identificó que la central, entrega la capacidad de la unidad 1 en el punto de entrega 1 (Elcatex en 69 kV) y los excedentes de generación que representan un 4% de la energía que generan de la unidad 2 y 3 a través del punto de entrega 2 (Subestación Merendón en 138 kV). Asimismo, haciendo referencia a los reportes de indisponibilidad publicados por el CND en los informes diarios, de los 30 registros de indisponibilidad de PECSA en el mes de septiembre, 19 correspondieron a las unidades 2 y 3, donde se observó que la unidad 1 generó energía, pero no observaron datos en el punto de medición 1, asociando esta situación al cierre del interruptor de enlace y desconexión de la unidad 1 del SIN para abastecer la demanda interna.
2. Que, por medio del acuerdo de acceso, conexión y uso de la red de transmisión y distribución entre PECSA y HGPC, se cita lo siguiente *“se autoriza la conexión de PECSA por medio de las líneas de distribución en doble terna de 34.5 kV desde la planta de generación, incluyendo la subestación elevadora de 13.8 kV a 34.5 kV, así como subestación reductora de 34.5 kV a 13.8 kV en HGPC para conectarse por medio de la barra en 13.8 kV a las red de 138 kV...”*, lo cual indica que las redes de distribución privadas mediante las cual brindan el suministro eléctrico a sus clientes no se encuentren contempladas en este acuerdo. Asimismo, se debe considerar que la red de distribución privada en 34.5 kV en vía pública no es propiedad de PECSA, pero se requiere investigar el propietario y el tema de aprobación por parte de ENEE para la construcción de dicha red en vía pública.

## RECOMENDACIONES

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

Solicitar a PECSA, la actualización e identificación de los puntos de entrega a sus clientes, los perfiles de carga y facturas emitidas a sus clientes por el concepto de suministro eléctrico correspondientes al último año, permisos de construcción (ENEE y alcaldía) si existen en lo que se refiere a la postería o estructuras de distribución en vía pública.

Realizar el seguimiento del oficio No. CREE-441-2023 Información de construcción de redes privadas de agentes del mercado eléctrico, para determinar si el propietario de la red privada en 34.5 kV (HGPC o grupo ELCATEX), mediante la cual PECSA realiza el suministro eléctrico hacia sus clientes, asimismo verificar los permisos de construcción y diseño para operar en vía pública, para concluir con el respectivo análisis.

1

# BECOSA

## INFORME DE INSPECCIÓN

### BIJAO ELECTRIC COMPANY S.A DE C.V.

## INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA BECOSA

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los hallazgos más importantes de la inspección realizada por la Dirección de Fiscalización en conjunto con la Dirección de Asesoría Jurídica, al efecto de determinar el cumplimiento de la normativa vigente en materia de generación de energía eléctrica, redes eléctricas y la comercialización del suministro eléctrico por parte de la empresa Bijao Electric Company S.A. de C.V. (BECOSA).

#### *Objetivos específicos*

1. Verificar la información correspondiente al registro público de la central generadora BECOSA.
2. Levantar los puntos de medición, conexión y frontera de la central BECOSA.
3. Obtener datos técnicos de la operación, funcionamiento y entrega de su capacidad al SIN y a sus usuarios o clientes.
4. Inspeccionar la red de transporte de energía a sus usuarios o grupo comercial.
5. Corroborar los equipos del sistema de generación y medición asociados a la central BECOSA, a sus usuarios o clientes o integrantes de su grupo comercial.

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

Como parte de la inspección realizada a BECOSA se aplicó el proceso de inspecciones, detallado en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, se realizaron las siguientes actividades:

1. Lectura de la orden de inspección a personal representante de la central.
2. Entrevista con el personal encargado.
3. Solicitud de información soporte de la entrevista.
4. Verificación de los equipos de generación y almacenamiento de PETCOKE.
5. Verificación y levantamiento de los puntos de conexión, medición y entrega de la central.
6. Levantamiento de los puntos de medición de los clientes de la central.
7. Levantamiento de puntos de la red de distribución de la central generadora.
8. Elaboración y lectura del acta de inspección al personal representante de las centrales generadoras.

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 DE LA INSPECCIÓN

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

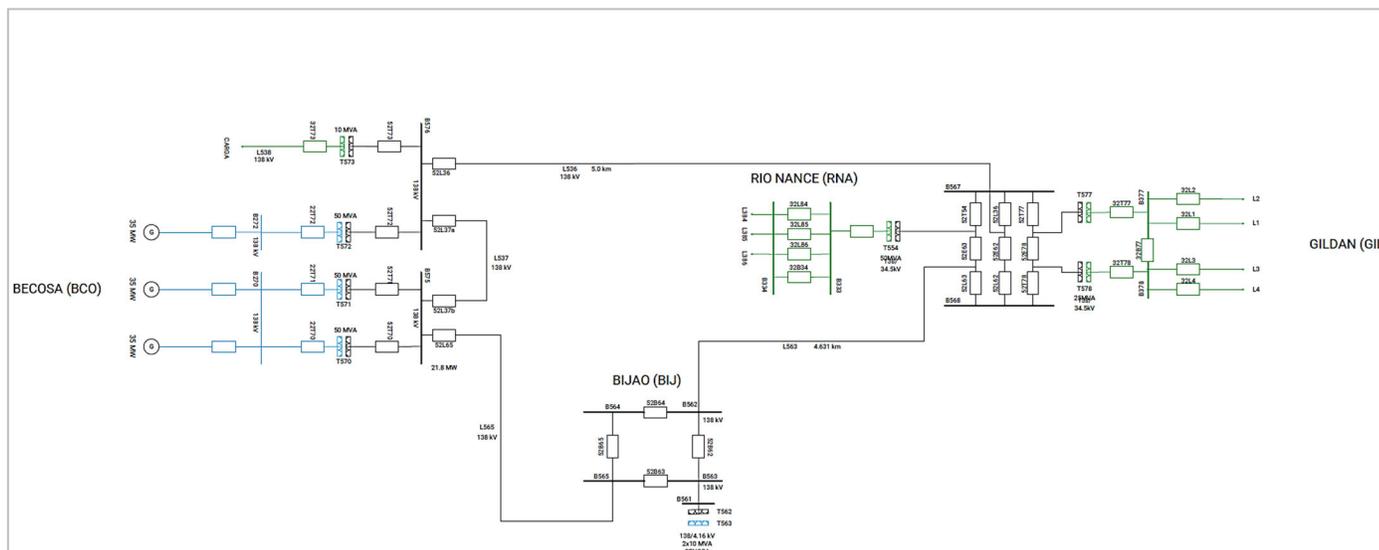
### ***Generación***

La Empresa Generadora Bijao Electric Company S.A. de C.V. (BECOSA) es una empresa generadora de energía eléctrica que cuenta con tres calderas de generación de vapor de 142 toneladas y tres turbos generadores con capacidad de 35 MW cada uno, que se alimenta con combustible fósil (petcoke y carbón). La capacidad de la planta es de 105 MW.

### ***Red de distribución***

La central tiene un anillo por donde fluye la energía, las unidades 1 y 2 de 35 MW cada una comparten la subestación que va a la línea 565 de 138 kV que va hacia la subestación BIJAO (BIJ) mientras que la unidad 3 también de 35 MW cuenta con su propia subestación que va a la línea 536 de 138 kV que va hacia GILDAN (GIL) y RIO NANCE (RNA), mientras que el anillo se cierra con la línea 537 de 138 kV interna en BECOSA que une la subestación de las unidades 1 y 2 con la subestación de la unidad 3, mismo que se ilustra en el diagrama unifilar siguiente.

BECOSA aparte tiene una red de distribución de 5.8 km de 138 kV para abastecer a sus clientes de alta y media tensión.



### Procesos de comercialización

Según la información proporcionada por la empresa BECOSA con relación a los clientes contemplados en el contrato 27-2014 suscrito con la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Según el contrato 027-2014 Inicialmente con dos etapas la primera etapa con una capacidad bruta de 35 MW y 30 MW netos que entraría en el año 2015 y la etapa dos con una capacidad de 35 MW bruta y 30 MW netos que iniciaría operaciones en el año 2016.

Como fruto de la inspección se verificó que la etapa uno inicio operaciones en marzo 2016 con una primera unidad y en junio del mismo año entro la segunda unidad. La según etapa inicio operaciones en el año 2018.

BECOSA realiza a sus clientes una medición mes a mes, a inicios de cada mes para sus clientes de media tensión Los registros de medida de energía y potencia son a través de medidores marca Schneider Electric modelos ION 8650 los sellos instalados en los medidores son por parte de BECOSA.

En el proceso de lectura los ingenieros de BECOSA toman los datos de los medidores en sitio junto con el personal de sus clientes de media tensión para emitir sus respectivas facturas, cabe señalar que los medidores con los que se registra el consumo de energía a los usuarios en media tensión son responsabilidad de BECOSA.

## CONCLUSIONES

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

1. En el contrato inicial de la generadora BECOSA se declararon algunos usuarios que podrían ser futuros clientes para la venta de energía.
2. Se comprobó la existencia de un proceso comercial por venta de energía a terceros que no pertenecen a la categoría de consumidores calificados.
3. Según lo declarado por los representantes de la empresa objeto de inspección durante el proceso de entrevistas, el contrato por venta de energía y potencia varía según el usuario y se mantiene una tarifa diferente.
4. Siempre enmarcado en las declaraciones brindadas por los representantes de la empresa, se detalla que, en la facturación de sus clientes, BECOSA cobra los conceptos por energía y potencia en dólares y no se consideran otros conceptos adicionales.

## RECOMENDACIONES

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

1. Dar seguimiento a la información relacionada a los contratos de suministro que sostiene con las empresas.
2. Sugerir a la Empresa BECOSA la continuidad del proceso de registro público ante la CREE.
3. Brindar ampliaciones para que se abarque en que categoría quedan estos usuarios que no son clientes de ENEE.
4. Seguimiento a los permisos de construcción de redes privadas de distribución.
5. Instruir a las áreas correspondientes iniciar un proceso de investigación respecto de las actividades de distribución realizadas por la empresa BECOSA, así como del tratamiento que debe darse para el caso particular de cada uno de sus clientes en media y baja tensión.





INFORME DE INSPECCIÓN

GENERADORA ENERESA

CONSUMIDOR CALIFICADO  
INHDELVA



DICIEMBRE 2023

## INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA ENERESA Y AL CONSUMIDOR CALIFICADO INHDELVA

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los hallazgos que permite determinar las actividades realizadas por las sociedades mercantiles ENERESA e INHDELVA y su relación comercial.

#### **Objetivos específicos**

1. Comprobar la información correspondiente al registro público de la central generadora ENERESA y por la sociedad Inmobiliaria Hondureña del Valle, S.A. de C.V INHDELVA.
2. Visualizar los puntos de medición, conexión y frontera de la central ENERESA.
3. Obtener datos técnicos de la operación, funcionamiento y entrega de su capacidad al SIN y a sus usuarios o clientes.
4. Verificar la información correspondiente al registro de consumidor calificado de la sociedad (INHDELVA).
5. Recabar la información provista por (INHDELVA) y su relación comercial con la sociedad Energía Responsable S.A de C.V (ENERESA).

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

Como parte de la inspección realizada a BECOSA se aplicó el proceso de inspecciones, detallado en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, se realizaron las siguientes actividades:

1. Lectura de la orden de inspección a personal representante de la central.
2. Entrevista con el personal encargado.
3. Solicitud de información soporte de la entrevista.
4. Verificación de los equipos de generación.
5. Verificación y levantamiento de los puntos de conexión, medición y entrega de la central.
6. Levantamiento de los puntos de medición de los clientes de la central.
7. Elaboración y lectura del acta de inspección al personal representante de las centrales generadoras.

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 DE LA INSPECCIÓN

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

### ***Generación***

La central generadora de ENERESA se conforma por dos naves denominadas # 23 y # 24. La nave número 23 cuenta con 3 inversores de 200 kilowatts, para un total de 600 kilowatts nominales, cuenta con 1,512 módulos de 545 watts, haciendo esto con una capacidad total de 824.04 kilowatts, con un total de 600 kilowatts nominales. La nave número 24, cuenta con 2,520 módulos instalados de 545 watts, teniendo un total 1373.40 kilowatts de generación, los que equivalen a un aproximado de 1.3 MW. Cuenta con cinco (5) inversores de conexión en red, marca Huawei, también de 200 kilowatts, cuenta así mismo con paneles monocristalinos, y con una capacidad de 1000 kilowatts nominales. En total la planta de generación solar de ENERESA tiene una capacidad instalada de aproximadamente 2.2 MW.

### ***Comercialización***

Según la información proporcionada en la entrevista se constató que INHDELVA realiza la venta de energía INHDELVA a los clientes que rentan sus naves industriales, esto es contemplado en el contrato por arrendamiento de la nave industrial tal como se muestra en la **imagen 4**, se factura según el tipo de energía que se utilice para la energía de la ENEE se utiliza la tarifa que emite la CREE trimestralmente y para la energía producida por los paneles se factura con la tarifa establecida por INHDELVA. Estos cuentan con un punto de medición independiente a ENERESA, sin embargo, cuenta con un mismo punto frontera. INHDELVA cuenta con un total de treinta y dos (32) naves teniendo registrados 114 puntos de medición, esta cantidad

puede aumentar o disminuir según el número de clientes, dentro del consumo se incluyen las áreas comunes, postas vehiculares y alumbrado público de toda la instalación. Los usuarios son facturados bajo el sistema que se utiliza únicamente para determinar el monto a pagar, mismos que deberán ser pagados 10 días calendario luego de entregada la factura, según se establece en el contrato de arrendamiento.

El sistema **Power Monitoring Expert (PME)** que es utilizado desde el año 2021, y es en este sistema donde se emite la factura y se actualizan las tarifas cuando hay cambios, cabe mencionar que el valor de la tarifa es establecido en dólares y varía según los cambios que esta moneda presente. Los usuarios tienen acceso para descargar los perfiles de carga y cotejar las lecturas. dicho sistema; el periodo de facturación es de inicio a final mes. Se amplía que el costo de la energía convencional determinada por la ENEE está regido según tarifas de la CREE, y el costo de la energía manejado por INHDELVA es de determinación propia y puede ser variable por el precio del dólar u otro factor, dichos costos están determinados dentro del contrato de arrendamiento que los clientes firman con INHDELVA. Así mismo se declara que INHDELVA tiene clientes en media y baja tensión, siendo este un factor de cambio en la tarifa.



Imagen 1 Ejemplo de Factura emitida por el sistema PME.

## CONCLUSIONES

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

1. Actualmente la empresa ENERESA cumple con los requisitos técnicos y legales para su inscripción en el Registro Público de Empresas, se encuentra a la espera de resolución para inscribirla en el registro público de empresas generadoras.
2. ENERESA tiene el mismo punto frontera con INHDELVA y los flujos de energía cuentan con una medición es separada.
3. Mediante el sistema PME se maneja la facturación de los clientes, donde en ese sistema se lleva el histórico de consumo y la emisión de las facturas mensuales.
4. INHDELVA únicamente suministra energía a los clientes que rentan sus naves industriales. INHDELVA únicamente suministra energía a los clientes que rentan sus naves industriales, conforme al régimen especial de zonas libres que les faculta dicha actividad.
5. Que dentro del proceso de inspección se encontraron indicios suficientes de que esta puede estar enmarcada dentro de otro tipo de régimen especial.

## RECOMENDACIONES

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

1. Debe analizarse la validez de los términos en los cuales fue firmado el contrato privado de arrendamiento entre las sociedades ENERESA e INHDELVA y determinar si estos se encuentran dentro del marco regulatorio vigente.
2. Se debe dar seguimiento a las actividades de comercialización de energía por parte de un consumo calificado.
3. Instruir al departamento legal emitir el pronunciamiento correspondiente referente al tipo de régimen especial en que se encuentran enmarcadas las empresas objeto de inspección.

4. Instruir a los departamentos correspondientes emitir pronunciamiento respecto del camino a seguir en el tema de la comercialización realizada por la empresa objeto de inspección.



# INFORME DE INSPECCIÓN PARK ENERGY

## INSPECCIÓN A EMPRESA GENERADORA PARK ENERGY

### OBJETIVO

Presentar el análisis de resultados, obtenidos a partir de las inspecciones realizadas por la Dirección de Fiscalización con el apoyo de la Dirección de Asesoría Jurídica, al efecto de determinar el cumplimiento de la regulación actual en los temas de redes eléctrica, generación y suministro eléctrico. Con la finalidad de proporcionar una visión integral del estado de cumplimiento de la regulación vigente por parte de la empresa Park Energy.

#### *Objetivos específicos*

1. Verificar la información declarada por los agentes y que consta en el registro público de esta Comisión.
2. Verificación de los equipos de generación de Park Energy.
3. Obtener los datos técnicos de la operación, funcionamiento y verificación de los puntos de medición, conexión y frontera de la central generadora.
4. Levantamiento de la red de transporte de energía clientes externos.

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

Aplicando el proceso de inspecciones, detallado en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, se realizaron las siguientes actividades:

1. Lectura de la orden de inspección a personal representante de Park Energy.
2. Entrevista con el personal encargado, en temas de generación, distribución y suministro eléctrico a otros.
3. Solicitud de información soporte de la entrevista.
4. Verificación de los equipos de generación y almacenamiento de combustible.
5. Verificación y levantamiento de los puntos de conexión, medición y entrega de la central.
6. Levantamiento de los puntos de medición de los clientes de la central ubicados dentro del parque industrial
7. Levantamiento de la red eléctrica entre Park Energy y Lear NACO.

8. Elaboración y lectura del acta de inspección al personal representante de las centrales generadoras

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 DE LA INSPECCIÓN

La Dirección de Fiscalización realizó un proceso de inspección al agente del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) ubicada en el municipio de Quimistán departamento de Santa Barbara, efectuada en las fechas del 8 al 10 de noviembre del 2023.

### ***Sistema de Generación***

Durante el proceso de inspección, el personal encargado manifestó que la central Park Energy cuenta con una matriz de generación que consiste en una componente de generación térmica conformada por dos (2) unidades marca Caterpillar de 7.2 MW, con una capacidad total de 14.4 MW, asimismo, en el año 2022 integraron un módulo de cinco (5) unidades marca Hyundai con una capacidad de 1.7 MW sumando una capacidad nominal total de 8.5 MW, manifestando que el módulo Hyundai se utiliza actualmente como respaldo de las unidades Caterpillar, ambas módulos son visibles en la Figura 2.



*Figura 2 Equipos de generación térmica (izquierda módulo Hyundai, a la derecha unidades Caterpillar)*

Además, cuentan con generación solar que inició operación en el año 2022, se obtiene a través de un Contrato de Leasing firmados entre la empresa SUNERGY (la cual brinda el servicio) y Green Valley (empresa del grupo Karims); cuyo proyecto tiene una capacidad de 14.6 MW.

### **Redes eléctricas**

La central cuenta con una red de distribución dentro del parque industrial con la brindan el suministro eléctrico a los clientes y empresas que forman parte del Grupo Karim. Asimismo, manifestaron que hay una red propiedad de Green Valley localizada desde el parque industrial hasta Lear Naco, mediante la cual brinda el suministro de energía a este cliente externo

La red de distribución externa que lleva el transporte del suministro eléctrico al cliente externo LEAR NACO, **cuenta con 23 poste recorriendo una distancia aproximada de 1.62 km** como se observa en la Figura 3.

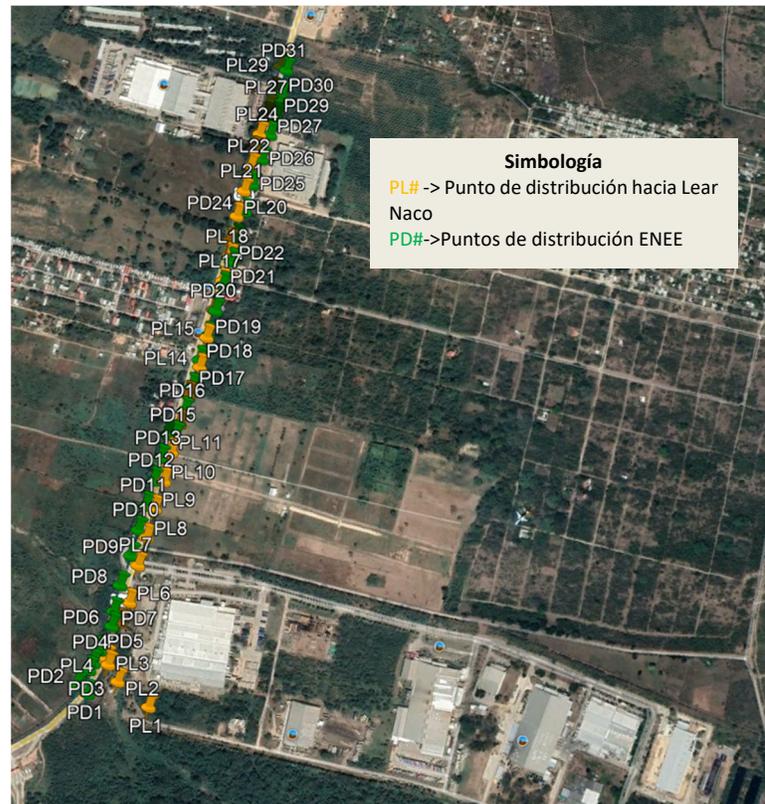


Figura 3 Puntos georreferenciados de las líneas de distribución que parten del parque Green Valley (fuente CREE)

## CONCLUSIONES

Conforme a la documentación presentada, se identificó que Park Energy tuvo una prórroga de su contrato de suministro ENEE-01-2014 hasta el 26 de febrero de 2018, una vez finalizado el periodo entró como planta mercante mediante el Convenio de Compraventa entre ENEE y Park Energy celebrado el 30 de junio de 2018 como disposición transitoria de la Norma Técnica del Mercado de Oportunidad, en dicho convenio se identifica que esta disposición fue aplicable hasta el 30 de junio de 2019, una vez finalizado el periodo de transición, la central realizó el trámite para participar a través del mercado de oportunidad, pero el proceso no fue finalizado. Y conforme la demanda interna creció fue aprovechada la generación.

Se identificó que actualmente Park Energy, cuenta con 2 unidades de generación principal de 14.4 MW, un módulo de respaldo de 8.5 MW, y una planta solar con una capacidad instalada de 14.66 MW; asimismo en ciertos momentos del día requieren del suministro de energía de la red de ENEE.

## RECOMENDACIONES

Realizar el seguimiento del oficio CREE-441-2023 de solicitud de información sobre redes eléctricas de Green Valley hacia usuarios externos, asimismo realizar reuniones de trabajo con ENEE de acuerdo con el tema de redes de distribución y las responsabilidades y obligaciones adquiridas por medio de la LGIE y el RLGE.

Realizar el análisis correspondiente sobre el tema de comercialización del suministro eléctrico que brinda Park Energy hacia Lear Naco, evaluando las zonas geográficas que abarcan la zona libre (ZOLI) en las que operan, y determinar los criterios para confirmar que ambos agentes operan de acuerdo con la normativa actual.

Realizar el requerimiento de información a Park Energy, mediante el cual se solicitarán los perfiles de carga de cada cliente y socios que recibe el suministro eléctrico de esta empresa y realizar el seguimiento a los flujos de energía.



# AUDITORÍA DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN EN CENTRALES TÉRMICAS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



**CRÉE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

## AUDITORÍA DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN A CENTRALES TÉRMICAS

### OBJETIVO

El propósito es auditar los Costos Variables de Generación declarados por los generadores ante el Centro Nacional de Despacho, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 9, Literal D de la Ley General de la Industria Eléctrica. Esta auditoría fue llevada a cabo por medio de una firma consultora.

#### *Objetivos específicos*

1. Auditar los Costos Variables de Generación (CVG) de unidades de generación térmicas que representen entre 260 MW a 280 MW.
2. Revisar el esquema para la declaración, verificación y auditoría de costos variables de generación aplicable actual y proponer mejoras al mismo.
3. Ejecutar una capacitación y un taller sobre el proceso de declaración, verificación y auditoría de los costos variables de generación.

### PROCEDIMIENTO DE LA AUDITORÍA

A continuación, se detalla el procedimiento llevado a cabo para realizar la auditoría a cuatro generadoras térmicas:

1. Solicitud de información específico y reuniones de explicación para el llenado de información.
2. Entrega de información requerida por parte de las centrales generadoras térmicas.
3. Realización de un plan de trabajo con respecto a los temas operativos de ensayos, el cual se detalla a continuación:
  - a. Definición de los recursos para realizar las auditorías de campo.
  - b. Definición de las condiciones de seguridad.
  - c. Elaboración de formatos para la ejecución de la auditoría.
  - d. Elaboración del borrador de la orden de inspección
  - e. Cronograma de ejecución de los ensayos de campo.
4. Coordinación con el Centro Nacional de Despacho y las centrales generadoras para la ejecución de

la auditoría.

5. Ejecución de la auditoría.
6. Presentación de informe que contiene los hallazgos, resultados y conclusiones correspondientes, así como la documentación y hojas de cálculo que respaldan los resultados obtenidos.
7. Presentación de informe de propuesta de mejoras.
8. Capacitación y taller sobre el proceso de declaración, verificación y auditoría de los costos variables de generación.

## PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA AUDITORÍA

Como producto del proceso de auditoría se auditaron los costos variables combustibles (CVC), costos variables no combustibles (CVNC) y se realizaron ensayos de consumo específico de calor (CEC), en las cuales se identificaron los hallazgos siguientes:

1. Durante los ensayos solo se presentó una falla en una de las unidades, por lo que se procedió a utilizar la unidad de respaldo para poder culminar con las pruebas de consumo específico de calor, con respecto a las demás unidades no se presentaron alarmas críticas asociadas a la confiabilidad o seguridad.
2. El estado operativo de las unidades ensayadas, evidenciado durante las pruebas y conforme los datos resultantes obtenidos de las mismas, se encuentran en condiciones óptimas de funcionamiento, es decir, los valores de potencia máxima, consumo de calor y consumo específico de combustible son aceptables y están dentro de las características normales y especificaciones técnicas operativas para las que fueron construidas estas unidades.
3. Las unidades presentaron un estado óptimo de funcionamiento desde el punto de vista de seguridad operativa, es decir las unidades no evidenciaron indicaciones de fugas, ni condiciones anormales por ruido, y temperaturas en sus componentes.



*Imagen 1 y 2: Auditoría de Costos Variables de Generación en centrales generadoras térmicas.*

## CONCLUSIONES

A partir de los ensayos realizados se concluyó lo siguiente:

1. Las declaraciones de las empresas, “previas” a la auditoría no presentan los elementos que permitan su validación debido a su falta de completitud, trazabilidad y sustento.
2. No se aplicó correctamente el “Manual para el cálculo y la declaración de Costos Variables de Generación al Operador del Sistema” (el “Manual”) para el cálculo de los CVG por las empresas debido a que se requieren complementos de mejora al mismo y acciones de capacitación a los agentes generadores.
3. La consultoría realizada mejoró el entendimiento de los generadores respecto a la forma en que deben declarar los CVG, pero se debe continuar con las labores de capacitación.
4. El “Manual” vigente, contiene los lineamientos principales para la declaración de los CVG, pero se recomienda sea mejorado para lograr los siguientes objetivos:
  - a. Estructurar la información declarada que permita un seguimiento sistemático y validación.
  - b. Especificar los formatos de declaración de forma que sean trazables con la información declarada.
  - c. Incorporar procedimientos específicos que permitan separar los costos fijos de los costos variables de los CVNC.
  - d. Incorporar metodologías que permitan calcular los ponderadores de las fórmulas de indexación de los CVNC.

- e. Dinamizar el proceso de declaración de costos y auditoría.
- f. Facilitar la ejecución de los ensayos.
- g. Sistematizar la declaración de los costos de combustibles.

## RECOMENDACIONES

1. Realizar la auditoría de pruebas de CEC y CVNC cada 2 años, luego de que todas las generadoras hayan sido auditadas.
2. Contar con un manual técnico que contenga la metodología y procedimientos para determinar el mínimo técnico de las unidades.
3. Elaborar un Plan Anual de Declaración de CVG que incluya las pruebas del CEC y cálculo del CVNC para todos los generadores del parque de Honduras.
4. Dar un plazo a cada generador dentro del Plan indicado en el punto anterior, para la contratación de un “experto” para la realización de las pruebas y elaboración de “Informe de CVG”.
5. Establecer los plazos de las declaraciones (anuales, mensuales, diarias) para los Coordinados y para las revisiones del CND.
6. Programar las pruebas de consumo específico de combustible después de que las unidades hayan pasado por un *overhaul* o mantenimiento mayor.
7. Todos los instrumentos por utilizar en las mediciones de los distintos parámetros relevantes (Potencia, flujo de combustible y parámetros ambientales) durante las pruebas; deben estar verificados y contar con sus respectivos certificados de calibración o contrastación vigentes, con una antigüedad no mayor de 2 años.
8. Se recomienda enfatizar la exigencia de trazabilidad de la información y de los cálculos.
9. Se recomienda un sistema de monitoreo de los inventarios por parte del CND y la CREE.
10. Luego de la implementación del “Manual” y que se hayan realizado todas las auditorías se recomienda una nueva revisión del manual para realizar los ajustes sobre la base de la experiencia desarrollada



**CREE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# INFORME DE CALIDAD DE TRANSMISIÓN



## FISCALIZACIÓN DE LA NORMATIVA DE CALIDAD DE LA TRANSMISIÓN

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo presentar los índices de referencia para calificar la calidad con la que se provee los servicios de energía eléctrica para los sistemas de transmisión, la confiabilidad del producto, la indisponibilidad sus indicadores y responsables, recomendaciones, y obligación de los responsables.

#### **Objetivos específicos**

1. Establecer la referencia para calificar la confiabilidad con que se provee el servicio de energía eléctrica para los sistemas de transmisión.
2. Determinar las desviaciones de los indicadores de calidad de las empresas transmisoras para las Indisponibilidad Forzadas y Duración Total de la Indisponibilidad Forzada.
3. Identificar las obligaciones vinculados a la confiabilidad del servicio de transmisión, así como a las partes involucradas en los casos en donde la indisponibilidad forzada ha sido llamada por incumplimiento de actores del subsector diferentes a la empresa transmisora.

### PROCEDIMIENTO DE LA INSPECCIÓN

El procedimiento que se realizó para identificar los indicadores de calidad de Indisponibilidad Forzada y la Duración de Indisponibilidad Forzada comenzó con recolectar la información que el Centro Nacional de Despacho en su calidad de Operador del Sistema provee mediante su página web sobre los informes de fallas que ocurren diariamente, el rango de análisis se hizo de manera anual desde diciembre del 2022 a noviembre del 2023. Una vez obtenidos los informes de fallas se realiza un análisis de los datos para poder identificar las indisponibilidades que ocurrieron en las líneas de transmisión durante el periodo de tiempo determinado para tres niveles de tensión de 230 kV, 138 kV, y 69 kV. Cuando se obtiene las tasas de la Indisponibilidad Forzada y la Duración Total de Indisponibilidad Forzada (en minutos) de las líneas de transmisión, en este caso fueron 52 líneas, se calcula un porcentaje de desviación con base a las tolerancias

de calidad de los indicadores que se establece en la Norma Técnica de Calidad de Transmisión (NT-CT). Finalmente se concluye en base a el análisis de todo el año y se recomienda que se comience a la aplicación de la norma en cuanto a las indemnizaciones y sanciones por incumplimiento de los indicadores de calidad para así asegurar un mejor servicio por parte de la Empresa Transmisora.

## PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

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

### ***Aspecto 1 Indisponibilidad Forzada***

La Indisponibilidad Forzada es un indicador de calidad que evalúa la cantidad de interrupciones o fallas que las líneas de transmisión tuvieron durante un lapso determinado de tiempo durante un día. Este indicador tiene un rango de tolerancias que establece la Norma Técnica de Calidad de Transmisión. Se evaluaron 52 líneas de transmisión y todas, a excepción de una línea, incumplen las tolerancias de Indisponibilidad Forzada que establece la NT-CT y algunas de ellas exceden los parámetros por una desviación mayor a un 1,058%.

### ***Aspecto 2 Duración Total de Indisponibilidad Forzada***

La Duración Total del Indisponibilidad Forzada es un indicador de calidad que evalúa el tiempo de duración de las indisponibilidades forzadas de las líneas de transmisión. Se evaluaron las mismas 52 líneas de transmisión para los distintos niveles de tensión y todas sobrepasan las tolerancias que la NT-CT establece la mayoría por una desviación mayor de 1489%.

### ***Aspecto 3 Indemnizaciones y/o Sanciones***

La calidad de transmisión es responsabilidad de la Empresa Transmisora, del Centro Nacional de Despacho, y de los Participantes, así lo establece la NT-CT. Todas las líneas de transmisión del periodo de diciembre del 2022 a noviembre de 2023 sobrepasaron las tolerancias que la norma establece para que se brinde un servicio de calidad de transmisión, por ende tienen la obligación, una vez se identifique las causas del incumplimiento de los parámetros de calidad, de cumplir con las sanciones y/o indemnizaciones que se le imponga por el incumplimiento de calidad en el servicio de transmisión.

## CONCLUSIONES

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

1. Se determinó en base a los informes de fallas que provee el Centro Nacional de Despacho, que todas las líneas de transmisión analizadas en distintos niveles de tensión presentan incumplimiento en los parámetros de calidad que la NT-CT establece para el indicador de Indisponibilidad Forzada y la Duración Total de Indisponibilidad Forzada.
2. Se determinó que el promedio total de las desviaciones de todas las líneas de transmisión sobre la tasa de Indisponibilidad Forzada es de aproximadamente un 1,058% y el promedio aproximado para la Duración Total de Indisponibilidad Forzada es de un 1,489%.
3. Es obligación de la Empresa Transmisora, del Centro Nacional de Despacho, y de los Participantes, según lo establece la NT-CT, garantizar un servicio de transmisión de calidad que cumpla con lo que se establece en la norma. De no cumplirse con los parámetros de calidad es obligación de todos los responsables de proveer un servicio de calidad, realizar el cálculo de las indemnizaciones y/o sanciones que le correspondan.

## RECOMENDACIONES

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

1. Solicitar a la Empresa Transmisora a que realice las inversiones necesarias para lograr la implementación de los sistemas de medición y control exigidos por la norma técnica de calidad de transmisión.
2. Exigir la implementación de los mecanismos de indemnización como los establece la norma y técnica de calidad de transmisión (NT-CT) en su Capítulo III una vez se identifique la etapa en las que se encuentra la empresa transmisora y que la misma cumpla con las obligaciones descritas en el artículo 11 de la norma en cuestión.

3. Coordinar con el Centro Nacional de Despacho las acciones necesarias para el cumplimiento de su obligación de supervisión desahacia la empresa transmisora y los demás participantes del sistema de principal transmisión, con base establecido en la norma técnica de calidad de transmisión.



# REVISIÓN DE SOBRECOSTOS **GENERACIÓN FORZADA**

MARZO - JUNIO 2023



DICIEMBRE 2023  
Tegucigalpa M.D.C



## REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE SOBRECOSTOS DE GENERACIÓN FORZADA

### OBJETIVO

Describir la actividad de revisión realizada por el Departamento de Planificación y Mercados y la Dirección de Fiscalización en atención a los sobrecostos por generación forzada determinados por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema.

#### *Objetivos específicos*

1. Verificar los criterios utilizados por el Centro Nacional de Despacho (CND) para asignar la responsabilidad de los sobrecostos por generación forzada.
2. Determinar si los sobrecostos por generación forzada asignados a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en su calidad de empresa distribuidora, se deben a ineficiencias operacionales o administrativas.
3. Identificar los montos vinculados a ineficiencias, así como a las partes involucradas en los casos en donde la generación forzada ha sido llamada por incumplimiento de actores del subsector diferentes a la empresa distribuidora.

### PROCEDIMIENTO

El procedimiento para la validación realizada por la Dirección de Fiscalización y el Departamento de Planificación y Mercados consistió en el procesamiento de los datos remitidos por el CND, para tal fin se crearon plantillas que permitieron el análisis de la asignación de la responsabilidad del sobrecosto de generación forzada mediante el cruce de información de dichas plantillas con otros documentos operativos oficiales publicadas por el CND, tales como informes diarios de predespacho (inicial y final) e informes de redespacho e informes de fallas, así como otros presentados por el CND a solicitud de esta Comisión, en particular, las bitácoras e informes de medición en tiempo real.

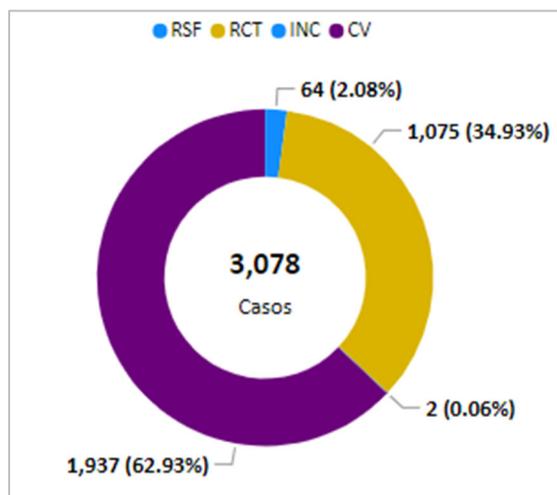
## PRINCIPALES HALLAZGOS

Tras el análisis de un total de 3,078 casos de generación forzada asociados a 1,639 horas distribuidas en los meses de marzo, abril, mayo y junio de 2023 donde se determinó que existe un sobrecosto por generación forzada total de aproximadamente 2.7 millones de USD que ha sido atribuido a ENEE, en su calidad de empresa distribuidora. El desglose de los datos antes descritos por mes se describe en la siguiente tabla.

*Tabla: Sobrecostos por generación de forzada atribuido a la ENEE, marzo a junio de 2023*

Mes	Casos	Horas analizadas	Sobrecosto GF (USD)
Marzo	240	192	255,668.866
Abril	592	351	535,484.949
Mayo	1,120	555	998,633.448
Junio	1,126	541	974,482.525
<b>Total</b>	<b>3,078</b>	<b>1,639</b>	<b>2,764,269.79</b>

Por otro lado, la figura siguiente resume las causas principales definidas por el CND por las cuales se ha convocado generación forzada en el periodo de análisis en cuestión. El control de voltaje (CV) prevalece como la razón principal del sobrecosto, seguido por la reserva de capacidad de transmisión (RCT) y en menor proporción el criterio de regulación secundaria de frecuencia (RSF). El criterio de incumplimiento por parte de agentes productores (INC) representa apenas el 0.06 % del sobrecosto en el periodo de estudio.



*Figura: Causas por las que se convocó generación forzada, marzo a junio de 2023 (Fuente: Propia)*

Por otro lado, el desglose mensual de los montos asociados de las causas más frecuentes por los cuales se ha convocado generación forzada se muestra en la figura siguiente.

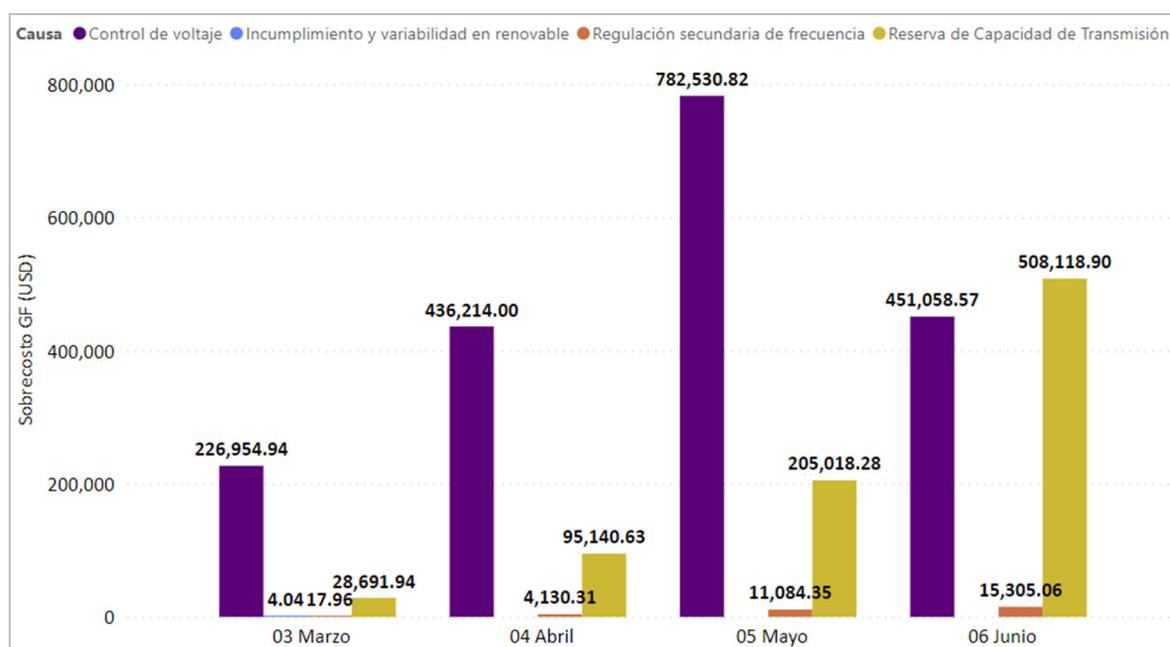


Figura: Causas asociadas a generación forzada, marzo a junio de 2023 (Fuente: Propia)

## CONCLUSIONES

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

1. La documentación remitida por el CND no refleja un mecanismo claro y consistente para la asignación de causas de sobrecosto por generación forzada, puesto que los criterios son utilizados indistintamente sin ningún respaldo claro.
2. En los casos donde la generación forzada es convocada por incumplimiento de varias partes, no se identifica, ni se refleja un mecanismo equitativo de asignación de responsabilidades de sobrecostos cuando las bitácoras muestran incumplimientos de varias partes, no obstante, estos sobrecostos son asignados a ENEE Distribución.
3. Actualmente no existe una normativa emitida por la CREE que defina los procedimientos y criterios para la determinación y asignación de los sobrecostos operativos ocasionados por la generación forzada que permita control y monitoreo adecuado de dichos casos.

## RECOMENDACIONES

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

1. Requerir al CND para que presente el procedimiento, marco legal y criterios que utiliza actualmente para determinar la responsabilidad por sobrecostos de generación forzada.
2. Remitir el presente análisis a las unidades operativas internas de esta Comisión con el fin de desarrollar la normativa que establezca el procedimiento y criterios necesarios para la correcta identificación de los responsables de los sobrecostos operativos producto de la generación forzada. En el proceso de desarrollo y aprobación de la normativa en cuestión se deberá garantizar una correcta socialización por parte del operador del sistema y los demás actores del mercado eléctrico nacional, asimismo, se deberán desarrollar los elementos normativos y plantillas que permitan la fiscalización eficiente por parte de la CREE.
3. Requerir al CND el análisis correspondiente de los casos identificados como ineficiencias, respaldo insuficiente y sobrecostos no existe con el fin de que determine en la brevedad de lo posible los correctos responsables de dichos sobrecostos por generación forzada, presentando a su vez la documentación y memorias de cálculo que respalden dicha asignación.

# INFORME DE RESULTADOS

REVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DE  
LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO  
DE ENEE Y AGENTES PRODUCTORES

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

**DICIEMBRE 2023**



HONDURAS  
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

**CRÉE**

COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

## REVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENEE Y AGENTES PRODUCTORES

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los hallazgos más relevantes identificados durante el proceso de revisión de 77 contratos suscritos entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y agentes productores que participan en el Mercado de Contratos.

### *Objetivos específicos*

1. Supervisar la correcta aplicación de la liquidación de los costos de generación reales realizada por el Centro Nacional de Despacho, con el fin de determinar los costos de energía y potencia que deben ser transferidos a la tarifa de los usuarios regulados.
2. Identificar los contratos de generación renovable sujetos a la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, aprobada mediante Decreto 70-2007, así como su reforma por medio del Decreto Legislativo No. 138-2013.
3. Verificar las fechas de inicio de operación comercial, las cuales impactan directamente en aspectos como:
  - a. Reinicio del precio base de la energía
  - b. Finalización de pago de potencia para aquellas centrales que están sujetas a lo estipulado en el Decreto Legislativo No. 138-2013.
  - c. Finalización del pago de incentivos para generadores renovables.
4. Verificar la correcta aplicación de las fechas de reinicio del precio base de la energía, la finalización de pago de potencia, y la finalización de pago de incentivo en base a lo establecido en los contratos.
5. Verificar la correcta aplicación del Índice de Precio del Consumidor utilizado para la liquidación, conforme a lo establecido en los contratos.

## PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA SUPERVISIÓN

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

### ***Fecha de inicio de operación comercial de las centrales generadoras***

- Empresas generadoras que notificaron el inicio de operación comercial mediante una constancia de la ENEE; no obstante, la fecha no coincide con la registrada por el CND.
- Empresas generadoras que no declararon su inicio de operación comercial al momento de su registro ante la CREE.
- Empresas generadoras que no se encuentran registradas en la CREE.
- La fecha registrada por el CND es anterior a la indicada en el certificado de inicio de operación comercial entregado por el CND a la empresa generadora.
- El certificado de Inicio de Operación Comercial presentado por la empresa generadora ante el Registro Público es provisional, aunque la fecha registrada por el CND es anterior a la consignada en dicho certificado.
- El certificado de inicio de operación comercial en el Registro Público no especifica la fecha de inicio de operación comercial.
- Fecha de Inicio de Operación Comercial registrada por el CND no coincide con la del certificado.

### ***Reinicio de precio base de la energía a centrales generadoras***

Se identificaron 52 empresas generadoras renovables a las cuales les aplica el reinicio del precio base de la energía al Costo Marginal de Corto Plazo vigente a la firma del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica, de las cuales 8 centrales ya se les debió aplicar la indexación, y 3 se reinician este mismo año.

### ***Finalización de pago de incentivo a centrales generadoras renovables***

Se identificaron 50 contratos que se les otorga un incentivo equivalente al diez por ciento (10%) del precio base de la energía al momento de la firma del contrato. Sin embargo, se detectaron inconsistencias en las fechas de finalización debido a la falta de documentación, por lo que se solicitó dicha documentación a la ENEE.

Es importante destacar que, hasta la fecha, no se ha identificado ninguna empresa generadora para la cual deba aplicarse la finalización del pago de incentivo.

### ***Finalización de pago de potencia a centrales generadoras que les aplica el Decreto 138-2013***

Se verificó la duración del pago de potencia a las centrales generadoras sujetas al Decreto 138-2013, que establece en su artículo 3 que dicho pago se aplicará durante los primeros diez (10) años, equivalentes a ciento veinte (120) meses, contados desde la fecha de Inicio de Operación Comercial. Sin embargo, en cuatro (4) contratos no se menciona dicha aplicación, generando incertidumbre respecto a su aplicación.

Tras recibir aclaraciones de la ENEE y la Dirección de Asesoría Jurídica de esta Comisión, se clarificó que dicho decreto es aplicable a las centrales generadoras que hayan suscrito sus contratos después del 1 de agosto de 2013, fecha en la que entró en vigencia el Decreto 138-2013. Este discernimiento nos permitió identificar las plantas a las cuales se les aplica el decreto.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

A partir de los análisis descritos en el presente informe se concluye y recomienda lo siguiente:

1. Es esencial que el Centro Nacional de Despacho calcule y presente las diferencias entre los costos liquidados y los costos correspondientes con respecto al reinicio del precio base de la energía. Esto debe ir acompañado de memorias de cálculo que detallen la evolución de los precios de cada contrato.
2. Se recomienda solicitar a la ENEE la facturación de las centrales que presentan inconsistencias, junto con las memorias de cálculo que detallen la evolución de los precios de cada contrato, a su vez es crucial que presenten las diferencias entre los costos facturados y los costos correspondientes.
3. Se sugiere obtener información auditable respecto a la liquidación en el Mercado de Contratos. Para lograrlo, se recomienda solicitar al Centro Nacional de Despacho la presentación de las liquidaciones de las centrales generadoras con una discretización horaria.



**CRÉE**  
COMISIÓN REGULADORA  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

# VISITA DE ACOMPAÑAMIENTO A LAS PRUEBAS DEL PROYECTO PERLA EN EL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA, ISLAS DE LA BAHÍA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



## VISITA DE ACOMPAÑAMIENTO A LAS PRUEBAS DE LOS EQUIPOS DE GENERACIÓN DEL PROYECTO PERLA EN EL SISTEMA AISLADO DE GUANAJA, DEPARTAMENTO DE ISLAS DE LA BAHÍA

### OBJETIVO

El presente documento tiene como objetivo mostrar los hallazgos más relevantes identificados durante la visita realizada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) entre el 08 y 10 de diciembre de 2023 al proyecto PERLA en la isla de Guanaja operado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en seguimiento al Oficio No. 815-2023-SEN-DM.

Se examinaron las instalaciones, capacidades de generación, proyecciones y desafíos encontrados durante las pruebas realizadas. Además, se exploran las perspectivas futuras, destacando los aspectos comerciales y operativos derivadas de la visita antes mencionada, con el fin de que esta información sirva como insumo para el planteamiento y ejecución de acciones para una inspección posterior por parte de la Comisión con respecto al desarrollo del proyecto PERLA en el municipio de Guanaja.

### PRINCIPALES HALLAZGOS

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

#### ***Características actuales del proyecto***

El proyecto PERLA Guanaja cuenta con una infraestructura que incluye tres unidades de generación térmica, sumando un total de 1,491 kVA/1,193 kW. Asimismo, dispone de cuatro tanques de almacenamiento de combustible diésel de 8,000 galones cada uno, totalizando 32,000 galones. Este proyecto se complementa con una capacidad de generación solar de 600 kW, respaldada por un sistema de almacenamiento de 150 kW/0.54 MWh, compuesto por 1,121 paneles solares.



*Imagen 1 y 2: Visita en campo en la planta de generación híbrida.*

### **Desarrollo de las pruebas**

Con respecto al desarrollo de las pruebas se observó que estas se llevaron a cabo desde las 14:00 p. m. del 7 de diciembre hasta las 14:00 p.m. del 10 de diciembre de 2023. A las 16:40 p. m. del 8 de diciembre de 2023, se logró sincronizar la generación solar. Durante este periodo de 72 horas, se registró un pico máximo de generación de 833.2 kW a las 7:00 p.m. del 9 de diciembre de 2023. El personal operativo de la ENEE, el personal subcontratado de SOLARTIA y un representante de la CREE participaron activamente en estas pruebas.

Durante la ejecución de las pruebas, se identificaron desafíos significativos. Aunque se había programado la desconexión de BELCO para las 10 a.m. y se recibió notificación por parte del personal de BELCO indicando que ya se habían desconectado del sistema eléctrico, momentos antes de iniciar las pruebas el personal de la ENEE se desplazó al punto de conexión y constató que la central de BELCO seguía conectada. Este hallazgo podría haber causado daños graves a la red eléctrica. En respuesta a esta situación, se solicitó el apoyo de las Fuerzas Armadas de Honduras para supervisar el punto de conexión y garantizar el éxito de las pruebas.



*Imagen 4: Punto de conexión a la red por parte de BELCO, y carpa con el apoyo militar solicitado por la ENEE.*

Adicionalmente, se emitió una recomendación a los usuarios para que se abstengan de realizar inyecciones de potencia a la red, ya que estas estaban ocasionando interrupciones en el servicio eléctrico a la planta de generación híbrida. Esto se debe a que la planta no está diseñada para operar simultáneamente con otra planta, ya sea de igual o menor escala. Esta precaución refleja la incompatibilidad del sistema para cumplir con la normativa vigente, a lo que respecta a usuarios autoprodutores. Además, se observó que una de las fases se encontraba desbalanceada, lo cual podría resultar en un aumento de pérdidas y un rendimiento deficiente, así como en posibles fallos prematuros.



*Imagen 3: Desbalance de la tercera fase.*

### ***Perspectivas futuras sobre el Proyecto Isla de Energía Verde en Guanaja***

Se proyecta una segunda fase del proyecto, conocida como Isla de Energía Verde en Guanaja. Esta fase incluirá la adición de una capacidad de generación solar de 2.32 MW, respaldada por un sistema de almacenamiento de 6.34 MWh. Con esta ampliación, la capacidad instalada total será de 2.92 MW en generación solar y 6.88 MWh en almacenamiento, junto con una generación Diesel de 1.2 MW. Se espera alcanzar un 59.2 % en generación renovable y un 40.8 % en generación no renovable, con el objetivo de reducir el costo de la energía.

### ***Infraestructura y sistemas comerciales***

La planta PERLA Guanaja cuenta con un sistema SCADA automatizado y una estación meteorológica que transmite parámetros directamente al SCADA. La agencia de atención al usuario, actualmente en proceso de remodelación, estará ubicada en El Cayo. Sin embargo, se identificaron áreas de mejora en el sistema

comercial de la empresa distribuidora. La falta de un plan definido de lectura y facturación representa un desafío actual. Para abordar este problema, se establecerán dos cuadrillas multifuncionales encargadas de lectura, facturación, gestión de cobro, cortes y mantenimientos en la red de distribución.



*Imagen 4 y 5: Sala de control de la planta de generación proyecto PERLA Guanaja*

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En conclusión, las pruebas operativas del proyecto de generación PERLA en la isla de Guanaja se concluyeron con éxito, no obstante, a pesar de los avances significativos con respecto a la actividad de generación con respecto a la diversificación de fuentes de energía, enfrenta desafíos operativos en aspectos de distribución y comerciales que deben ser abordados con prontitud con el fin de garantizar su eficiencia y sostenibilidad a largo plazo.

En vista de lo anterior, con base en las funciones de la CREE para supervisar el correcto funcionamiento del subsector eléctrico, se recomienda solicitar a la ENEE una planificación detallada para la implementación de medidas correctivas inmediatas y el desarrollo de estrategias para fortalecer el sistema comercial y operativo de la empresa distribuidora. Estas acciones son esenciales para alcanzar los objetivos de generación sostenible y brindar un servicio eléctrico confiable en la isla de Guanaja.

Adicionalmente, en seguimiento al Oficio No. 815-2023-SEN-DM, se sugiere a la Comisión llevar a cabo un proceso formal de supervisión para dar seguimiento a los avances en cuanto a la operación del sistema aislado por parte de la ENEE. Dicho proceso se contemplar como mínimo: 1) la fiscalización del cumplimiento del marco regulatorio establecido para asegurar una adecuada prestación del servicio eléctrico en la isla, 2) procurar la debida resolución de la solicitud de licencia de operación de distribución en cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 7 de la Ley General de la Industria Eléctrica, 3) requerir el pliego tarifario

correspondiente con el objetivo de garantizar la determinación de tarifas que reflejen el costo real del suministro eléctrico en dicho sistema aislado.