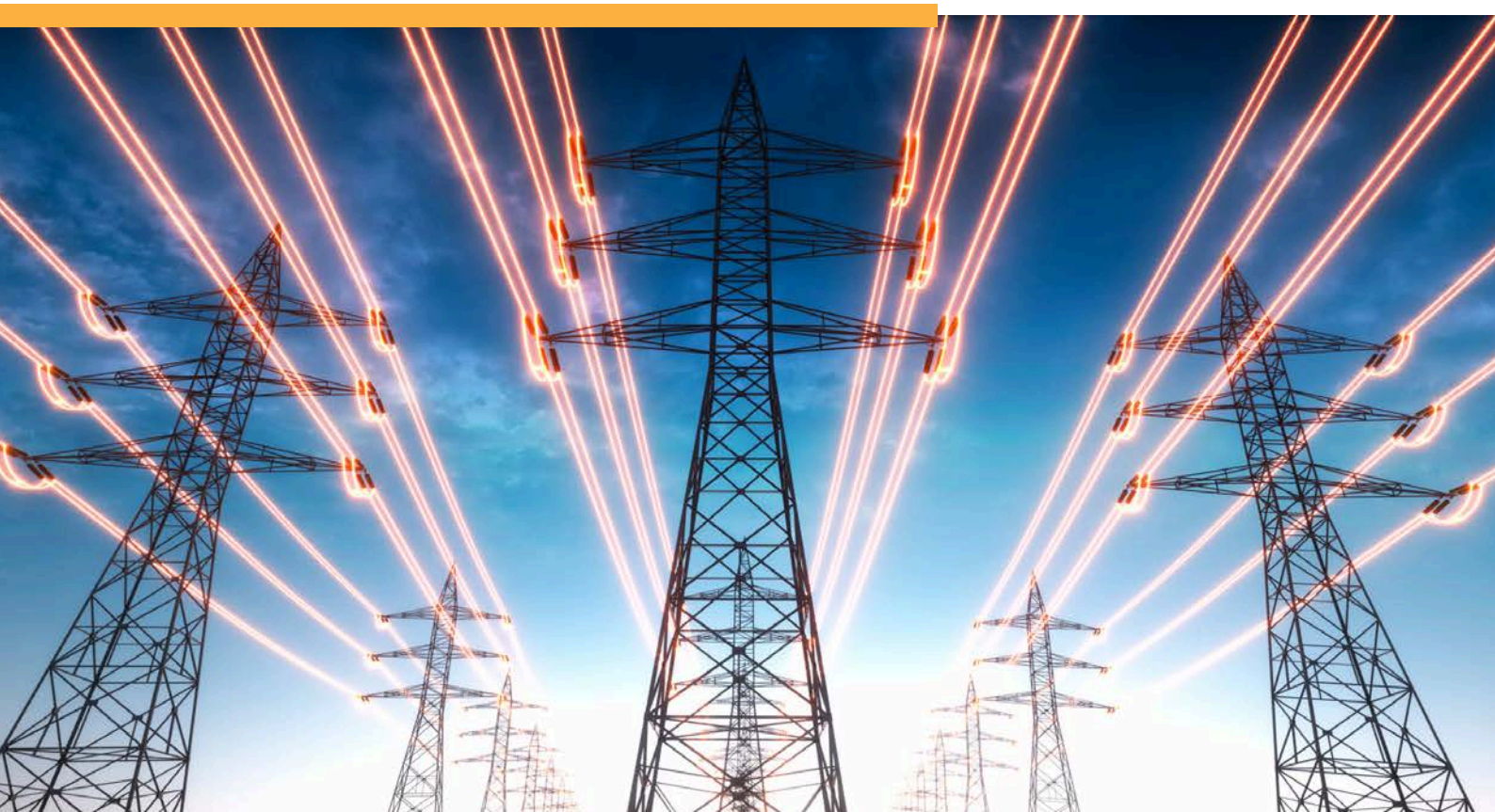
HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME
ACTIVIDADES Y SUGERENCIAS CREE

PRIMER TRIMESTRE **2025**



HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DIRECTORIO DE COMISIONADOS

De conformidad con lo establecido en el Título III, Artículo 3, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, el Directorio de Comisionados se organizará de la siguiente manera: La Presidencia de la Comisión será ejercida por el comisionado que para tal efecto se elija en el seno de la misma. Asimismo, los comisionados elegirán de entre ellos a un Secretario.

La CREE es la responsable de definir metodologías para calcular y poner en vigencia las tarifas y sus estándares técnicos; supervisar y garantizar transparencia en los procesos de licitación de compras de potencia y energía de las empresas distribuidoras; emitir y mantener un marco regulatorio y velar por su cumplimiento; y, supervisar a los agentes en el mercado eléctrico en cuanto al cumplimiento y observancia del marco regulatorio.

Wilfredo César Flores Castro
Comisionado
Secretario

Rafael Virgilio Padilla Paz
Comisionado
Presidente

Leonardo Enrique Deras Vásquez
Comisionado
Vocal

ACRÓNIMOS

Abreviatura	Expresiones
ACP	Administración de Costos de Producción
AHPEE	Asociación Hondureña Productora de Energía Eléctrica
ANDI	Asociación Nacional de Industriales
ASIDI	Índice medio de duración de interrupciones del servicio
ASIFI	Índice medio de frecuencia de interrupciones del servicio
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BMZ	Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania
CBG	Costo Base de Generación
CC	Centros de Carga
CECACIER	Comité de Integración Energética Regional para Centroamérica y el Caribe
CIMEQH	Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras
CND	Centro Nacional de Despacho
COCOIN	Comisión de Control Interno Institucional
COM	Costos de Operación y Mantenimiento
CPI	Concurso Público Internacional
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CVG	Costos Variables de Generación
DAJ	Dirección de Asesoría Jurídica
DF	Dirección de Fiscalización
DGP	Dirección General de Planificación
DIF	Duración de la Indisponibilidad Forzada
DPI	Dirección Policial de Investigaciones
DTH	Dirección de Talento Humano

ACRÓNIMOS

Abreviatura	Expresiones
EMS/SCADA	Energy Management System/Supervisory Control and Data Acquisition
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
GIZ	Agencia Alemana para la Cooperación Internacional
HNL	Lempira hondureña
INJUPEMP	Instituto Nacional de Jubilaciones y Pensiones de los Empleados Públicos
kWh	Kilovatios-hora
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
LPI	Licitación Pública Internacional
MARCI	Marco Rector de Control Interno Institucional de los Recursos Públicos
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
MT	Mínimos Técnicos
MWh	Megavatios-hora
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NT-CD	Norma Técnica de Calidad de Distribución
NT-CD	Norma Técnica de Distribución
NT-CT	Norma Técnica de Transmisión
NT-IV	Norma Técnica de Inspección y Verificación
NT-M	Norma Técnica de Mantenimientos
NT-MC	Norma Técnica de Medición Comercial
NT-UAP	Norma Técnica de Usuarios Autoproductores
OEA	Organización de los Estados Americanos
ONADICI	Oficina Nacional de Administración y Desarrollo de la Información y la Comunicación
PAAT	Plan Anual de Auditorías Técnicas
PAM	Plan Anual de Mantenimientos

ACRÓNIMOS

Abreviatura	Expresiones
PE	Potencia Efectiva
PERT	Plan de Expansión de la Red de Transmisión
PNRP	Programa Nacional de Reducción de Pérdidas
PO	Plan Operativo
POA	Plan Operativo Anual
RECO	Roatán Electric Company
RLGIE	Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
ROM	Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista
RPF	Respuesta Primaria de Frecuencia
RSED	Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución
RTR	Red de Transmisión Regional
SAE	Sistemas de Almacenamiento de Energía
SAIDI	Tiempo medio de interrupción por usuario
SAIFI	Frecuencia media de interrupción por usuario
SEN	Secretaría de Energía
SIMEC	Sistema de Información de Medición Comercial
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPE	Secretaría de Planificación Estratégica
TIF	Tasa de Indisponibilidad Forzada
TSC	Tribunal Superior de Cuentas
UAP	Usuarios Autoproductores
UPCO	Utila Power Company
USD	Dólar estadounidense
UTCD	Unidad Técnica de Control de Distribución

ÍNDICE

A. INFORME EJECUTIVO 01

B. ACERCA DE LA CREE 12

¿Qué es la CREE? 14

Principales Funciones 15

Misión y Visión 15

C. ACTIVIDADES DE LA CREE 16

1. Actividades de Fiscalización 17
2. Actividades de Regulación 28
3. Aprobación del presupuesto para el año 2025 de la Asociación Operador del Sistema Eléctrico Nacional 34
4. Regulación y Normativa 36
5. Planificación y Mercados 38
6. Reuniones con Reguladores de A.L. 42
7. Reuniones con Participantes el Sector Eléctrico Actividades de la Dirección de Planificación y Coordinación de Gestión 45
8. Reuniones con participantes del Sector Eléctrico 50
9. Información a la Ciudadanía 52
10. Implementación de Nuevos Recursos y Actividades 64
11. Capacitaciones 65
12. Sugerencias y Recomendaciones 67

A. INFORME EJECUTIVO

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME EJECUTIVO

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CREE
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INTRODUCCIÓN

El presente documento se prepara con el fin de atender lo establecido en la última reforma a la Ley General de la Industria Eléctrica, Decreto 46-2022 en la cual menciona como función de la CREE, someter trimestralmente al Poder Ejecutivo y al Congreso Nacional un informe de las actividades y sugerencias sobre las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la industria eléctrica.

Entre las principales actividades que realizó la CREE durante el trimestre de enero a marzo de 2025 destacan:

1. ACTIVIDADES DE FISCALIZACIÓN

1.1 SUPERVISIÓN DE LA APLICACIÓN DE LOS SUBSIDIOS

- Existe un cumplimiento general de los Decretos Ejecutivos PCM-57-2023 y PCM-02-2025 en la aplicación del subsidio de 150 kWh.
- Se detectaron áreas de mejora en la aplicación del subsidio de 150 kWh, debido a que se identificaron inconsistencias en las bases de datos que requieren revisión y posibles correcciones por parte de la ENEE. Además, el subsidio sigue aplicándose según las categorías tarifarias previas al pliego aprobado por la CREE en 2016, lo que contraviene el Decreto Legislativo 02-2022.
- 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 cierre de 2024, no se adecuó al margen del 40% establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-57-2023.

1.2 ATENCIÓN AL USUARIO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) supervisó el cumplimiento del marco regulatorio en los procesos de atención a los usuarios por parte de las empresas distribuidoras y sistemas aislados.

Al 25 de marzo de 2025, se registraron 178 reclamos, de los cuales 79 (44.38 %) fueron resueltos y 99 (55.62 %) continúan en trámite. La mayoría de los casos atendidos correspondieron a usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), y los reclamos más frecuentes fueron por cobros excesivos y errores en la facturación.

1.3 INSCRIPCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE REGISTRO PÚBLICO Y REGISTRO DE CONSUMIDORES CALIFICADOS

Durante el primer trimestre de 2025, el Departamento de Atención al Usuario y Agente, en coordinación con la Dirección de Fiscalización, ejecutó actividades de recepción, revisión y trámite de solicitudes de inscripción y actualización en el Registro Público y el Registro de Centros de Carga (CC), atendiendo un total de 23 expedientes de empresas generadoras.

1.4 SUPERVISIÓN A USUARIOS AUTOPRODUCTORES (ENEE)

En el subsector eléctrico durante el primer trimestre del ejercicio fiscal 2024, en particular, la supervisión del cumplimiento de la Norma Técnica de Usuarios Autoproductores Residenciales y Comerciales (NT-UAP), así como verificar y analizar la información proporcionada por cada usuario de la Empresa Distribuidora.

Respecto a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, la información remitida por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) presenta inconsistencias y falta de claridad que impiden construir un histórico confiable de la energía inyectada por los autoproductores. Se requiere una depuración más exhaustiva de los registros comerciales y técnicos, así como la clasificación adecuada de los usuarios autoproductores, para evitar errores en la aplicación de la tarifa de reconocimiento de excedentes.

No existe un plan de acción a corto plazo que respalde la implementación efectiva de dicha tarifa, ya que la empresa condiciona su aplicación al desarrollo de una futura tarifa binómica. Además, no se han detallado las acciones internas de mejora emprendidas por la distribuidora, lo que limita la capacidad de evaluación y seguimiento regulatorio.

1.5 FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) supervisa y fiscaliza el cumplimiento de la normativa vigente para garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios.

1.6 CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La evaluación de los indicadores de confiabilidad del sistema de transmisión, correspondiente al primer trimestre del año 2025, se realizó a partir del análisis comparativo entre la base de datos proporcionada por la Gerencia de Transmisión y los informes de fallas emitidos por el Centro Nacional de Despacho (CND).

El análisis se realizó para cada línea de transmisión que presentó eventos de indisponibilidad durante el año 2025, evaluando su comportamiento según los distintos niveles de tensión.

Al comparar los resultados del primer trimestre de 2025 con los del mismo periodo de 2024, se evidenció una disminución en la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y un aumento en la Duración de la Indisponibilidad Forzada (DIF), con desviaciones porcentuales promedio de aproximadamente **81 % para el TIF y 55 % para el DIF,** en relación con las tolerancias establecida.
Conforme al informe de fallas del CND, se concluyó que varias líneas de transmisión superaron los límites de tolerancia establecidos en la NT-CT. Destacan la línea en 138 kV L442 Guaimaca-Juticalpa, con un TIF de 12 y un DIF de 67 minutos, y asimismo le sigue la línea en 230 kV L650 de Juticalpa Dos – Patuca III con un TIF de 11 y un DIF 403 minutos.
Adicionalmente se identificaron discrepancias notables entre los registros del CND y la información suministrada por la Gerencia de Transmisión.

1.7 CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

Se presentan los resultados de la supervisión de los indicadores de calidad del servicio en la red de distribución operada por la ENEE, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) y la Ley General de la Industria Eléctrica.
Durante el año 2024, se registraron un total de **21,775 interrupciones** en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), atribuibles a diversas causas. Entre las más relevantes destacan: maniobras **operación con 5,794 eventos (26.6 %),** fallas de causa **desconocida con 3,355 eventos (15.4 %),** y eventos asociados al Operador del Sistema con **2,559 registros (11.7 %).**
En cuanto a los indicadores globales:

- El **SAIFI** (frecuencia media de interrupción por usuario) fue de **91.36** en 2024, mientras que el **SAIDI** (tiempo medio de interrupción por usuario) alcanzó **165.26 horas,** ambos por encima de las tolerancias permitidas por la NT-CD para densidad de carga baja.
- En enero de 2025 se observó una mejora en los indicadores, con un **SAIFI de 3.62** y un **SAIDI de 6.44,** representando una reducción significativa respecto a diciembre 2024 y enero 2024.

1.8 CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SISTEMAS AISLADOS

Se evaluaron los indicadores de confiabilidad para la red de distribución que opera como sistema aislado, específicamente en las islas de Útila y Roatán, bajo la responsabilidad de las empresas UPCO (Utila Power Company) y RECO (Roatán Electric Company). Se calcularon los indicadores establecidos en la norma IEEE 1366, índice medio de frecuencia de interrupciones del servicio (ASIFI) e índice medio de duración de interrupciones del servicio (ASIDI) con la capacidad instalada de la red, ya que no se cuenta con la vinculación usuario-red.

1.8.1 Sistema Aislado de Útila (UPCO)

Durante los primeros dos meses del primer trimestre de 2025, UPCO reportó un **ASIFI de 10.04** y un **ASIDI de 14.41,** ambos por encima de las tolerancias permitidas para redes con densidad de carga baja. En comparación con el tercer trimestre de 2024 reportó un ASIFI: 47.04 y un ASIDI 88.01, se observó una reducción del **77.89 % y 83.98 %** respectivamente.

1.8.2 Sistema Aislado de Roatán (RECO)

Para el sistema operado por RECO, se recibió información correspondiente únicamente al mes de diciembre de 2024. Los valores calculados fueron **ASIFI de 2.03 y ASIDI de 5.72,** sin contar aún con la vinculación completa usuario-red, lo que limita un análisis más profundo.

1.9 SUPERVISIÓN DE GESTIÓN COMERCIAL DE SISTEMAS AISLADOS

9.1 Útila Power Company (UPCO)

- Se identificó que los períodos de lectura del sistema aislado UPCO se realizan de forma quincenal, con intervalos entre 13 y 16 días, incumpliendo lo establecido en el artículo 57 del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), que exige períodos entre 28 y 32 días calendario.
- UPCO cuenta con 2,764 usuarios activos, de los cuales el 55.28 % son residenciales, y el 44.72 % comerciales.

9.2 Roatán Electric Company (RECO)

- El número de usuarios activos asciende a 22,268, siendo el sector residencial el de mayor participación.
- Los períodos de lectura se encuentran mayoritariamente dentro del rango normativo, aunque se detectaron algunas lecturas realizadas en 27 días, lo cual representa una oportunidad de mejora.

1.10 FISCALIZACIÓN DE REGISTRO PÚBLICO DE EMPRESAS

Durante el primer trimestre del año 2025, se llevaron a cabo inspecciones de fiscalización a un total de 10 instalaciones de generación con tecnología solar fotovoltaica ubicadas en los departamentos de Valle y Choluteca, como parte del proceso de fiscalización al registro público de Empresas Generadoras. El objetivo de estas visitas fue validar datos del Formulario de Inscripción, unidades de generación, puntos de conexión, entrega y medición declarada por las sociedades inscritas. Se identificó cumplimiento parcial de algunos requisitos y hallazgos relevantes en la información declarada, operación y configuración técnica.

Estos esfuerzos reafirman el compromiso con la supervisión del sector eléctrico, la transparencia y la confiabilidad en la operación del mercado.

1.11 FISCALIZACIÓN DEL LIBRE ACCESO A LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Se evalúa el cumplimiento de los contratos de acceso, conexión y uso de la red de distribución suscritos por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), conforme a los formatos aprobados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Mediante esta revisión, se busca determinar si los contratos suscritos por la ENEE cumplen con los términos y condiciones previamente establecidos, asegurando así la transparencia y la equidad en el sector eléctrico

1.12 APOYO A LA SUPERVISIÓN DE LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS

En este informe se evalúan las discrepancias entre la liquidación de costos de generación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a las generadoras de energía, correspondientes al periodo de enero de 2021 a noviembre de 2024. Estas diferencias fueron identificadas por el departamento de tarifas durante una revisión de la facturación y liquidación de los contratos de energía y potencia suscritos entre la ENEE y varias empresas generadoras.

1.13 APOYO A SUPERVISIÓN DE GENERACIÓN FORZADA

Este informe consolida los principales hallazgos sobre los sobrecostos por generación forzada correspondientes a los años 2023 y 2024, en el marco de los procesos de regulación tarifaria y conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

En 2023 el departamento de tarifas identificó un incremento en dichos sobrecostos durante el período de marzo a mayo, lo que motivó la emisión del Memorándum DT-014-2023. Como resultado, se inició una revisión interdepartamental para verificar la información reportada por el Centro Nacional de Despacho (CND), con el objetivo de evitar el traslado de ineficiencias operativas o administrativas a los usuarios finales. Durante el análisis, se identificaron varios casos de sobrecostos, algunos de los cuales no pudieron ser atribuidos debido a la falta de documentación adecuada.

1.14 FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL:

Este proceso tiene como finalidad presentar los resultados de las actividades de fiscalización llevadas a cabo durante el primer trimestre de 2025. La obtención de mediciones precisas y conforme a los estándares técnicos y normativos vigentes es fundamental para asegurar la correcta liquidación de las transacciones entre los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), evitando así que ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico sean trasladadas al consumidor final.

Según el Informe Mensual de Medición y SIMEC publicado por el CND en febrero de 2025, existen 356 puntos de medición comercial, distribuidos de la siguiente manera: 174 puntos corresponden a Empresas Generadoras, 127 puntos a la Empresa Distribuidora, 54 puntos a la Empresa Transmisora y un punto a Consumidor Calificado.

1.15 SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)

La Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) define el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) como la planificación de las intervenciones mayores a realizar durante el año siguiente, junto con una proyección para los dos años subsiguientes. La elaboración y presentación del PAM por parte de las empresas generadoras al CND, antes del 15 de septiembre de cada año, debe ajustarse a los criterios técnicos y formatos definidos en el marco regulatorio vigente.

En el I Trimestre, se realizó 5 procesos de inspección a instalaciones de empresas generadoras, que en su mayoría corresponden a tecnología térmica e hidroeléctrica, para dar seguimiento y cumplimiento al PAM.

1.16 SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS (PAAT):

Durante el año 2024, se ejecutaron las pruebas técnicas establecidas en el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) como parte del proceso regulatorio aplicado a 56 de los 123 coordinados. Estas pruebas se realizaron en cumplimiento de los lineamientos establecidos en la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV).

Los resultados obtenidos reflejan un cumplimiento del 100 % en las siguientes pruebas técnicas:

1. Costos Variables de Generación (CVG) y Costos de Operación y Mantenimiento (COM): ambas pruebas fueron aplicadas a los 56 coordinados, con una duración que osciló entre 6 y 14 días.
2. Mínimos Técnicos (MT): ejecutadas igualmente a los 56 coordinados programados por el Centro Nacional de Despacho (CND), con una duración de 6 días.

17 AUDITORÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN DECLARADOS Y VERIFICADOS (CVG)

Durante el proceso de auditoría de los Costos Variables de Generación (CVG) declarados por las centrales generadoras, bajo la verificación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Se identificó que varias centrales no han presentado la documentación de respaldo necesaria para verificar la exactitud de los costos reportados, lo cual limita la posibilidad de realizar una validación técnica adecuada.

Asimismo, se observaron inconsistencias en los formatos utilizados para la presentación de las declaraciones, lo que afecta la comparabilidad entre agentes y dificulta el desarrollo eficiente del proceso de auditoría.

1.18 INSPECCIÓN DE FISCALIZACIÓN A EMPRESAS GENERADORAS Y EMPRESAS DE DISTRIBUIDORAS

Durante el primer trimestre del año regulatorio 2025, la Dirección de Fiscalización llevó a cabo inspecciones técnicas a las empresas AZUNOSA, CAHSA y ZIP CALPULES en el marco de sus procesos de inscripción y actualización en el Registro Público y el Registro de Consumidor Calificado. Estas inspecciones fueron realizadas para verificar la información declarada por las empresas sobre sus equipos de cogeneración.

2 ACTIVIDADES DE REGULACIÓN

2.1 APROBACION DE AJUSTE TARIFARIO II TRIMESTRE 2025

Con el fin de reflejar los costos reales de generación en la tarifa del servicio eléctrico, de conformidad con lo que establece la LGIE y el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, se deben realizar ajustes trimestrales al Costo Base de Generación (CBG) previsto en función de las liquidaciones mensuales del mercado eléctrico nacional que reporta el operador del sistema. En el ejercicio de esta actividad y función legal, la CREE autoriza a trasladar a tarifas los costos de generación reales en los que incurrió la ENEE durante el período en revisión.

Como paso preliminar en el proceso de la revisión del ajuste tarifario a aplicar a partir de abril de 2025, el Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de operador del sistema presentó ante la CREE los costos de generación reales de la ENEE para los meses de diciembre de 2024, enero y febrero de 2025. No obstante, durante su revisión la CREE determinó necesario solicitar información, correcciones y aclaraciones respecto a la información presentada por el CND. Una vez atendidas las solicitudes de la CREE, esta tuvo por bien presentadas las liquidaciones mensuales del Mercado Eléctrico Nacional, las que fueron utilizadas para realizar el ajuste tarifario del segundo trimestre de 2025.

Con la información presentada por el CND, la CREE determinó los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, a fin de determinar el ajuste al CBG correspondiente y consecuentemente el ajuste tarifario aplicable a partir del segundo trimestre de 2025.
El análisis antes mencionado arrojó que se produjo una diferencia entre los costos reales y los proyectados de compra de energía y potencia, como resultado de las variaciones de los factores que afectan al costo de generación, causando un saldo a favor de la demanda por un monto de USD 1,459,728.04, el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2025.

El 30 de diciembre de 2024 mediante el Acuerdo CREE-139-2024, esta Comisión aprobó el CBG previsto correspondiente a la ENEE para el año 2025, y de acuerdo con los análisis realizados por el CND se obtuvo que el costo medio de generación previsto para el año 2025 es de 133.33 USD/MWh.

El 31 de marzo de 2025, la ENEE envió una solicitud para diferir el monto de USD 61,386,731.00 en los siguientes dos periodos trimestrales, incluyéndolo como “Otros Ajustes” a favor de la demanda. Anteriormente, en el primer ajuste tarifario de 2025 (30 de diciembre de 2024), la ENEE había solicitado diferir un monto para evitar que la tarifa de enero a marzo variara en más de un 5%. Por lo tanto, para el 2do ajuste a los CBG de 2025, se añadirá un cargo de USD 36,666,666.67 como "Otros Ajustes" a favor de la demanda.

Las variaciones, ajustes y la incorporación de los montos antes indicados, así como el costo base de generación previsto para el año 2025, dan como resultado un costo proyectado de compra de generación de energía eléctrica equivalente a un Costo Base de Generación ajustado de 140.34 USD/MWh para este segundo trimestre de 2025, el cual es menor un 12.19% al aplicado en el primer trimestre de 2025 el cual fue de 159.82 USD/MWh.

Otro de los factores que se analizan para determinar el ajuste de la tarifa es el tipo de cambio, para el segundo trimestre de 2025 se utiliza un tipo de cambio de 25.75 lempiras por dólar.
Finalmente, la distribución e imputación de todos los factores antes indicados ocasionó una rebaja en la tarifa promedio de 9.00% con respecto a la tarifa promedio del primer trimestre de 2025, la cual pasa de 5.9260 HNL/kWh a 5.3926 HNL/kWh.

2.2 APROBACIÓN DEL AJUSTE TRIMESTRAL AL COSTO BASE DE GENERACIÓN Y SU CONSECUENTE AJUSTE AL PLIEGO TARIFARIO QUE APLICA LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SUS USUARIOS FINALES

La LGIE dispone que, con el objetivo de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la CREE debe ajustar el CBG previsto de manera trimestral. El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales establece que para cada ajuste trimestral del CBG, el CND al completar la liquidación mensual debe enviar a la CREE y la ENEE (con el fin que esta revise los cálculos presentados por el CND) un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad), costo de potencia (contratos y desvíos). Posteriormente, la CREE revisa el documento y con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real y su diferencia con el costo base previsto de los últimos tres meses que hayan sido liquidados.

Que la Dirección de Asesoría Jurídica emitió dictamen legal mediante el cual Informó que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica se encuentra facultada para aprobar el ajuste al costo base de generación y el consecuente ajuste a la estructura tarifaria que debe aplicar la ENEE para la facturación a partir del mes de abril de 2025.

2.1.3APROBACION DE LA TARIFA TRANSITORIA DE GUANAJA

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus modificaciones, creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. Según la LGIE, artículo 14, las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras salvo en casos excepcionales que deben ser certificados por la CREE, pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un 5% de su demanda máxima de potencia, sin embargo, se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras. Además, si se trata de distribuidoras que sirven sistemas aislados, deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.

Para el caso de los sistemas aislados el Reglamento de Tarifas aprobado mediante acuerdo CREE 148-2019, establece en el título 7 la información que debe ser presentada cada año por las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados.

Considerando la importancia de tener una tarifa de acuerdo con la normativa vigente en el territorio nacional, la CREE recibió para su aprobación por parte de la ENEE la propuesta de tarifaria a aplicar a la isla de Guanaja, la cual fue revisada por parte del área técnica y legal de esta Comisión.

Conforme con lo establecido en la LGIE y con el fin de obtener comentarios u observaciones de parte de la población en general, el 26 de noviembre de 2024 se llevó a cabo una Audiencia Pública en el municipio de Guanaja, con el fin de presentar la propuesta tarifaria transitoria de la ENEE que se prevé implementar en dicho municipio. En dicha audiencia los pobladores de Guanaja expusieron sus dudas, preocupaciones y puntos de vista sobre la tarifa transitoria propuesta, las cuales fueron atendidas por parte del personal de la ENEE, SEN y CREE.

Como resultado de las observaciones presentadas en la Audiencia Pública, la CREE solicitó información a la SEN y a la ENEE para analizar los procesos de adquisición del combustible diésel utilizado en la generación eléctrica en Guanaja. La Dirección de Fiscalización (DF), mediante el dictamen técnico DF-001-2025, recomendó no aplicar el impuesto ACPV al precio del combustible, dado que está exento conforme a la LGIE y la Ley de Zona Libre de Islas de la Bahía. Asimismo, se propuso utilizar un precio de referencia de 72.52 HNL/gal, calculado como promedio ponderado de las compras entre septiembre y noviembre de 2024, lo que representa una reducción del 32.85% respecto al precio de 108.00 HNL/gal empleado por la ENEE.

Por otro lado, la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ), en el dictamen DAJ-DL-01-2025, instruyó al Departamento de Tarifas a no trasladar el impuesto ACPV a la tarifa por tratarse de una ineficiencia administrativa, y recomendó al Directorio aprobar únicamente los costos eficientes usando el valor de referencia propuesto.

Otro de los factores que se utilizaron para determinar la tarifa transitoria a aplicar es el tipo de cambio, para esta aprobación tarifaria se utilizó un tipo de cambio de 25.61 lempiras por dólar, publicado por el Banco Central de Honduras (BCH) y vigente el día 24 de enero de 2025.
Como resultado de los ajustes propuestos e imputación de todos los factores antes indicados se observa una disminución de 23.11% en la tarifa promedio que presentó inicialmente la ENEE la cual pasa de 10.6797 HNL/kWh a 8.2120 HNL/kWh.

3 REGULACIÓN Y NORMATIVA

3.1 APROBACIÓN DE ELEMENTOS NORMATIVOS PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Durante el primer trimestre de 2025, se logró un avance significativo en la incorporación de nuevas disposiciones técnicas al marco regulatorio del sector eléctrico nacional. En particular, se destaca la integración de elementos normativos específicos para los sistemas de almacenamiento de energía, lo cual representa un paso clave hacia la modernización y diversificación de la matriz energética.

En sesión ordinaria celebrada el 27 de enero de 2025, el Directorio de Comisionados acordó aprobar el informe de resultados de la consulta pública CREE-04-2024, titulada “Elementos Normativos de Sistemas de Almacenamiento de Energía”. Asimismo, se aprobó la modificación del marco regulatorio vigente con el fin de incorporar disposiciones específicas sobre sistemas de almacenamiento de energía, con base en los productos presentados por la Firma Consultora, conforme a los términos establecidos en el Concurso Público Internacional CPI-CREE-03-2023.

3.2 AVANCES EN LA ELABORACIÓN DEL REGLAMENTO DE SISTEMAS AISLADOS

En el marco de la consultoría contratada para la elaboración de los elementos normativos que regulen la actividad de los sistemas aislados, el equipo consultor desarrolló un borrador de reglamento que ha sido objeto de revisión técnica y legal por parte de los equipos especializados de la CREE. Este proceso de análisis interno tuvo como objetivo asegurar que el contenido normativo se ajuste al alcance definido contractualmente y cumpla con los criterios regulatorios requeridos.

Como parte de las acciones de socialización y transparencia, el 18 de marzo de 2025 la CREE organizó el “Evento de Socialización del Reglamento de Sistemas Aislados”, con la participación de actores clave del subsector eléctrico. Durante esta actividad se recibieron observaciones, comentarios y propuestas de mejora que buscan fortalecer el reglamento en términos de claridad, aplicabilidad y coherencia técnica.

3.3 DISEÑO DE UNA NUEVA PLATAFORMA DIGITAL DE CONSULTA PÚBLICA PARA EL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en respuesta a la creciente demanda ciudadana de mayor transparencia y participación en la formulación y evaluación del marco regulatorio del subsector eléctrico, impulsa el desarrollo de una plataforma digital de consulta pública. Esta iniciativa busca fortalecer la gobernanza mediante la incorporación de herramientas tecnológicas que faciliten el diálogo entre la ciudadanía y el ente regulador.

3.4 ELABORACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN REGLAMENTO DE CONSULTAS

Durante el primer trimestre de 2025, se desarrolló una propuesta denominada Reglamento de Consultas, en coordinación entre las Direcciones de Regulación y Asesoría Jurídica. Esta reforma tiene como objetivo mejorar la eficiencia, transparencia y participación en los procesos de elaboración y modificación normativa en el subsector eléctrico.

El nuevo reglamento establece tres tipos diferenciados de consultas:

- Consulta Pública Ordinaria (CPO): Basada en el procedimiento tradicional, con ampliación de plazos para el informe de resultados.
- Consulta Extraordinaria (CE): Aplica cuando persisten dudas técnicas tras una consulta ordinaria, dirigida a actores especializados del sector.
- Procedimiento de Participación Periódica (PPP): Realizado dos veces al año, permite a los agentes del mercado presentar sugerencias normativas.

3.5 NORMA TÉCNICA DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA

Con el fin de optimizar el funcionamiento del subsector eléctrico, los equipos de la Dirección de Regulación continuaron con el análisis de la Norma Técnica de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia. Esta norma tiene como objetivo principal establecer los requisitos técnicos y operativos necesarios para la prestación de los Servicios Complementarios de Control de Frecuencia dentro del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM).

3.6 CONSULTA PÚBLICA CREE-CP-03-2025 MODIFICACIONES A LA NORMA TÉCNICA DE ACCESO, CONEXIÓN Y USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) impulsa un proceso de consulta pública para socializar la propuesta regulatoria de modificaciones a la Norma Técnica de Acceso, Conexión y Uso de la Red de Transmisión. Esta iniciativa forma parte del compromiso institucional con la transparencia, la mejora continua del marco regulatorio y la participación ciudadana.

3.7 MODIFICACIONES AL REGISTRO PÚBLICO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Como resultado de la aprobación e implementación de los Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía y de la Norma Técnica de cogeneración, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) identificó la necesidad de realizar ajustes en el Registro Público del Subsector Eléctrico.

3.8 DESARROLLO DE PROPUESTA DE MODIFICACIONES A LA NORMA TÉCNICA DE COGENERACIÓN A FIN DE INCLUIR LA FIGURA DE AUTOGENERADORES

Equipos técnicos y legales han reunido esfuerzos para desarrollar una propuesta que surge como respuesta a la evolución del mercado eléctrico y la necesidad de adecuar la regulación a las nuevas modalidades de generación. Si bien las normas vigentes han atendido a los Cogeneradores, se ha identificado que las Empresas Generadoras que operan bajo la figura del Autoconsumo (o Autogeneradores) requieren un tratamiento normativo específico que asegure la transparencia, la equidad en la participación en el mercado mayorista y la adecuada presentación de información ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

3.9 ASISTENCIA TÉCNICA REGULATORIA CON NREL

A inicios de 2025, la Dirección de Regulación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en colaboración con la Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética de la Secretaría de Energía (SEN), coordinó una serie de reuniones virtuales de asistencia técnica con el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para abordar temas relacionados con los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y revisar las mejores prácticas internacionales.

3.10 REUNIÓN CON MISIÓN DE ENERGÍA DEL BANCO MUNDIAL

En el marco de la iniciativa de electrificación para los departamentos de Gracias a Dios, Colón y Olancho, desarrollada en coordinación con la Secretaría de Energía (SEN), con apoyo técnico de FOSODE-ENEE y financiamiento del Banco Mundial, equipos técnicos de la Dirección de Regulación, la Unidad de Regulación y Normativa, y la Dirección de Asesoría Jurídica de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) participaron activamente en sesiones de trabajo orientadas al análisis del marco regulatorio vigente aplicable al desarrollo de proyectos de electrificación rural en el país.

4 PLANIFICACIÓN Y MERCADOS

4.1 CONSULTORÍA “ANÁLISIS REGULATORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE OPORTUNIDAD NACIONAL”

En mayo de 2024 mediante el Acuerdo CREE-36-2024, la CREE aprobó los términos de referencia de la consultoría “Análisis Regulatorio del Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional”, CPI-CREE-04-2024.

A marzo de 2025, los productos 1, 2, 3 y 4 han sido recibidos, revisados y aprobados mediante acuerdo emitido por esta Comisión. Por otra parte, los productos 5 y 6 actualmente se encuentran en desarrollo.

4.2 SUPERVISIÓN DE LICITACIONES DE COMPRA DE CAPACIDAD FIRME Y/O ENERGÍA

Mediante el Acuerdo CREE-20-2025 de marzo de 2025, la CREE aprobó la "Modificación del Artículo 35 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)" como resultado del proceso de consulta pública CREE-CP-02-2025 realizado del 24 de enero al 13 de febrero del año 2025. La modificación del referido artículo ha dado lugar al establecimiento de disposiciones regulatorias que permiten a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) desarrollar como Empresa Distribuidora licitaciones públicas internacionales de corto plazo para la compra de capacidad firme y/o energía en caso de no cubrir mediante licitaciones públicas de largo plazo sus requerimientos más el margen de reserva del próximo año.

4.3 SUPERVISIÓN DE LICITACIONES DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

4.3.1. Proyecto de transmisión Seccionamiento de línea L613 – Zamorano II – Danlí II– Terrero Blanco

Mediante la Resolución CREE-20-24 de fecha 22 de agosto de 2024, la CREE aprobó las bases de licitación LPI N° 100-047/2024 del proyecto de transmisión Seccionamiento L613 – Zamorano II – Danlí II – Terrero Blanco, concebido en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2024-2033 como un proyecto que permitirá mejorar las condiciones actuales de la red en las zonas de Olancho y El Paraíso.

Finalmente, el 13 de marzo de 2025 se efectuó la audiencia pública de recepción y apertura de ofertas. Actualmente se está a la espera de recibir por parte de la ENEE el informe de evaluación de ofertas en acompañamiento de la solicitud de no objeción de adjudicación del proyecto.

4.3.2. Proyecto de transmisión El Negrito – Yoro II – Arenal – Coyoles Central II – Reguleto

Mediante la Resolución CREE-06-2024 de fecha 23 de febrero de 2024, la CREE aprobó las bases de licitación LPI-100-001-2024 del proyecto de transmisión El Negrito – Yoro II – Arenal – Coyoles Central II – Reguleto, el cual se concibe en el PERT como un proyecto fundamental en la mejora de la confiabilidad de los circuitos radiales en la zona del Litoral Atlántico, y como enlace para alimentar parte de la demanda del departamento de Yoro y facilitar la incorporación de capacidad de generación en la zona.

Posteriormente, en enero del año 2025 la ENEE presentó ante la CREE la solicitud de no objeción de adjudicación del proyecto de transmisión y el informe de evaluación correspondiente. Después de un proceso de revisión realizado en la Comisión y la emisión de una serie de requerimientos, mediante la Resolución CREE-02-2025 de febrero de 2025, la CREE otorgó la no objeción de adjudicación del proyecto a favor del oferente que se determinó que cumplía con lo requerido en el pliego de condiciones y presentaba la oferta económica más baja.

4.3.3 Proyecto de transmisión Telica – San Francisco de La Paz

En atención de la solicitud presentada por la ENEE ante la CREE en septiembre de 2024 para la aprobación de las bases de licitación del proceso LPI No. 003-ENEE-UEPER-2024 "Construcción de Línea de Transmisión de 69 kV Telica-San Francisco de La Paz y Subestaciones Telica 69 kV y San Francisco de La Paz 69/34.5 kV, Departamentos de Olancho" y considerando la petición de la Dirección de Licitaciones/ENEE que refiere a "dejar sin valor y efecto la base de licitación con numeración LPI No. 01-ENEE-UEPER-2024 y proceder a registrar el documento con el número de expediente LPI No. 03-ENEE-UEPER-2024", esta Comisión revisó la nueva documentación presentada, producto de lo cual identificó la necesidad de requerir a la ENEE la atención de ciertos aspectos .

La aprobación de las referidas bases de licitación se encuentra en proceso, estando a la espera de la respuesta al último requerimiento emitido.

4.3.4 Monitoreo del Mercado Eléctrico Nacional (MEN)

Para materializar el proyecto "Monitoreo del Mercado Eléctrico Nacional", se publicó en la página web de esta Comisión los informes interactivos de Power BI que lo conforman. Estos informes están organizados en tres secciones que se encuentran en el apartado "Datos del Mercado Eléctrico" de la página principal.

El enlace de acceso es el siguiente: https://www.cree.gob.hn/mercados-electricos/

5. REUNIONES CON REGULADORES DE A.L.

6. ACTIVIDADES DE LA DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE GESTIÓN

Como parte de las actividades principales de la Dirección de Planificación y Coordinación de Gestión, es el impulso del desarrollo de la institución por medio de la mejora de procesos, una planificación estratégica bien definida y que cumpla los objetivos de la CREE y los lineamientos estratégicos del Gobierno de la República, es por tal razón que en el primer trimestre se continuó con el desarrollo de actividades que ayuden a cumplir los objetivos trazados, fortaleciendo los sistemas de monitoreo de las actividades relacionadas con el POA.

7. COMISIÓN DE CONTROL INTERNO (COCOIN) COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA DE ELÉCTRICA

Para este primer trimestrese trabajó en el plan anual de vacaciones, necesidad de personal, plan anual de capacitaciones y la rotación de personal. Estos informes fueron entregados a ONADICI y tambiéncargados en la página de la CREE. Todas estas actividades estabanprevistas en el plan de trabajo de COCOIN Institucional.

8. REUNIONES CON PARTICIPANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

9. INFORMACIÓN A LA CIUDADANÍA

10. IMPLEMENTACIÓN DE NUEVOS RECURSOS Y ACTIVIDADES

11. CAPACITACIONES

12. SUGERENCIAS Y RECOMENDACIONES

B. ACERCA DE LA CREE

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En 2014 se aprueba la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) con el fin de regular el adecuado funcionamiento del mercado eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Así mismo mediante la nueva ley se actualiza tanto la organización institucional como las reglas de funcionamiento del sector eléctrico y se incorpora un modelo de mercado moderno a tono con las practicas internacionales.

La LGIE ha sido reformada mediante distintos decretos legislativos, siendo el último el Decreto Legislativo 46-2022 en dos áreas principales: que contiene reformas encaminadas a garantizar la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social.

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus reformas, posicionan a la CREE como el regulador del mercado eléctrico nacional y delinea sus funciones en dos áreas principales: (i) definir el marco regulatorio, y (ii) fiscalizar a las empresas del sector y usuarios en su cumplimiento.

Las funciones que la LGIE le define a la CREE guardan relación directa con una perspectiva de desarrollo y protección de un mercado eléctrico competitivo, eficiente y transparente.

La CREE es la responsable de definir metodologías para calcular y poner en vigencia las tarifas y sus estándares técnicos; supervisar y garantizar transparencia en los procesos de licitación de compras de potencia y energía de las empresas distribuidoras; emitir y mantener un marco regulatorio y velar por su cumplimiento; y, supervisar a los agentes en el mercado eléctrico en cuanto al cumplimiento y observancia del marco regulatorio.

Tiene el mandato de definir las reglas del juego, velar por que se cumplan, intervenir para corregir fallas de mercado y asegurar que la competencia y las preferencias del consumidor autorregulen el comportamiento de los agentes de mercado.

La CREE está facultada para requerir información de los agentes, practicar inspecciones, imponer sanciones, habilitar a las empresas titulares de las actividades reguladas mediante su inscripción en el Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico, previo otorgamiento de licencia de operación en el supuesto de las empresas de transmisión y distribución.

PRINCIPALES FUNCIONES DE LA CREE

01 Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico.

02 Expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de esta Ley.

03 Otorgar las licencias de operación para transmisión y distribución

04 Definir la metodología para el cálculo de las tarifas de transmisión y distribución, vigilar su aplicación, aprobar, difundir y poner en vigencia las tarifas resultantes.

05 Establecer la tasa de actualización, el costo unitario de la energía no suministrada, y los bloques horarios a ser utilizados en el cálculo de tarifas.

06 Aprobar las bases de licitación, supervisar los procesos de compra de potencia y energía por las empresas distribuidoras y aprobar los contratos de compra de potencia y energía que resulten de esos procesos.

07 Aprobar a las empresas distribuidoras el volumen de energía a facturar mensualmente por concepto de alumbrado público.

08 Prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas del servicio eléctrico, incluyendo a productores y usuarios.

09 Aprobar, los planes de expansión de la red de transmisión elaborados por el Centro Nacional de Despacho (CND).

MISIÓN

La misión de la CREE es velar por el cumplimiento de la Ley General de la Industria Eléctrica y desarrollar un marco regulatorio que propicie un sector eléctrico competitivo que resulte en un suministro eficiente, confiable y sostenible en beneficio de los usuarios.

VISIÓN

La visión de la CREE es ser una entidad que lidera la implementación de un sector eléctrico competitivo, con resultados eficientes y estándares de calidad mundial, que contribuya con el desarrollo sostenible de Honduras.

C. ACTIVIDADES DE LA CREE

Resumen ejecutivo de las actividades principales que fueron desarrolladas durante el trimestre que comprende los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2024.

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

01 ACTIVIDADES DE FISCALIZACIÓN

1.1 SUPERVISIÓN DE SUBSIDIO DE 150 KWH

Este informe presenta los resultados de la supervisión sobre la implementación del subsidio de 150 kWh para usuarios con consumos mensuales iguales o inferiores a este límite, así como la aplicación de un segundo subsidio destinado a cubrir los efectos de los ajustes trimestrales en las tarifas. También se verificó el cumplimiento de la transferencia del 40% del subsidio a usuarios no residenciales, excluyendo a las micro, pequeñas y medianas empresas con consumos menores a 3,000 kWh, conforme a los artículos 3 y 4 del Decreto Ejecutivo PCM-02-2025.

1.1.1 Existe un cumplimiento general de los Decretos Ejecutivos PCM-57-2023 y PCM-02-2025 en la aplicación del subsidio de 150 kWh.

Gráfico: Resumen de usuarios abril 2024

1.1.2 Se detectaron áreas de mejora en la aplicación del subsidio de 150 kWh, debido a que se identificaron inconsistencias en las bases de datos que requieren revisión y posibles correcciones por parte de la ENEE. 1.3 Además, el subsidio sigue aplicándose según las categorías tarifarias previas al pliego aprobado por la CREE en 2016, lo que contraviene el Decreto Legislativo 02-2022.

1.1.3 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 cierre de 2024, no se adecuó al margen del 40% establecido en el Decreto Ejecutivo PCM-57-2023.

1.1.5 Se cumple con las disposiciones establecidas en el Decreto Ejecutivo PCM-57-2023 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.

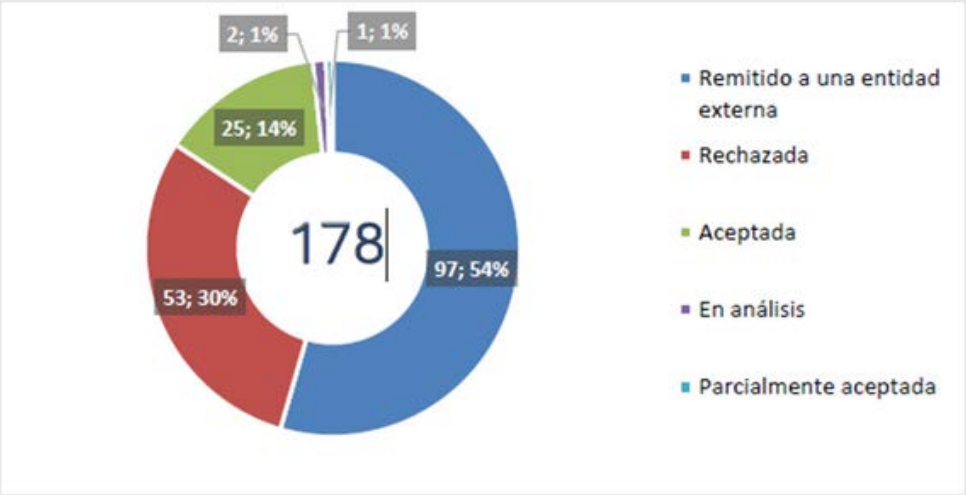
A continuación, se muestra un resumen detallado con respecto al porcentaje que aportan los usuarios con consumo mayor a 3,000 kWh y el porcentaje subsidiado por el Estado:

Usuarios que aportan al subsidio de 150 kWh

1.2 ATENCIÓN AL USUARIO

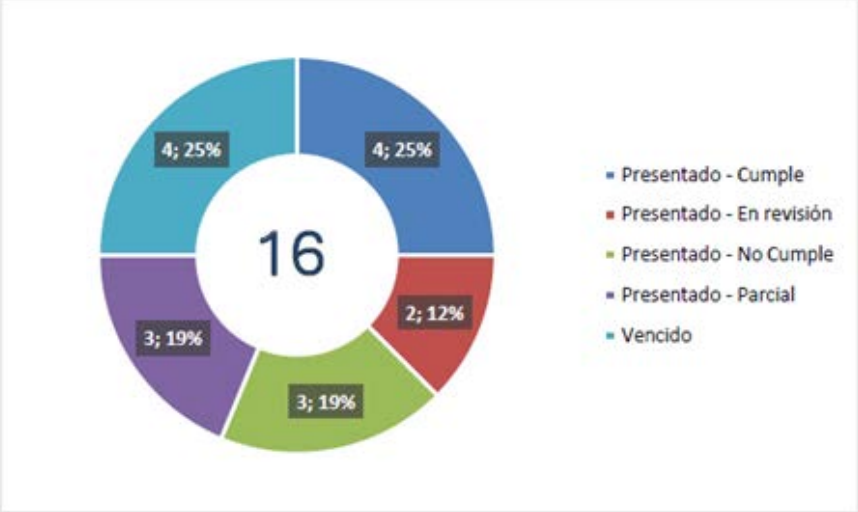
La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) supervisó el cumplimiento del marco regulatorio en los procesos de atención a los usuarios por parte de las empresas distribuidoras y sistemas aislados.

Al 25 de marzo de 2025, se registraron 178 reclamos, de los cuales 79 (44.38 %) fueron resueltos y 99 (55.62 %) continúan en trámite. La mayoría de los casos atendidos correspondieron a usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), y los reclamos más frecuentes fueron por cobros excesivos y errores en la facturación.



Estado actual del proceso de atención a los usuarios.

El Departamento de Atención al Usuario, durante los meses de diciembre de 2024 hasta marzo 2025, ha gestionado 16 oficios en seguimiento a los reclamos interpuestos por los usuarios. Estos reclamos han sido evaluados por el Departamento de Atención al Usuario y Agente en función de la calidad de la respuesta proporcionada por la empresa distribuidora, de acuerdo con las solicitudes o recomendaciones realizadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).



Estado de oficios relacionados a reclamos interpuestos en la CREE

En respuesta a los tiempos prolongados y limitada efectividad del modelo anterior basado en oficios, se implementó una Mesa Técnica Interinstitucional durante el primer periodo del año 2025, que permite la asignación y seguimiento digital de los casos. Desde su puesta en marcha, se han asignado un total de 96 casos, de los cuales: 16 casos (17%) han sido resueltos, y 80 casos (83%) permanecen en estado pendiente, conforme al seguimiento realizado por el equipo técnico.

Estos resultados preliminares reflejan un avance importante en la implementación de esta modalidad, que promueve una atención más colaborativa, transparente y orientada a la mejora continua del servicio eléctrico brindado a los usuarios del país.

1.3 INSCRIPCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE REGISTRO PÚBLICO Y REGISTRO DE CONSUMIDORES CALIFICADOS

Durante el primer trimestre de 2025, el Departamento de Atención al Usuario y Agente, en coordinación con la Dirección de Fiscalización, ejecutó actividades de recepción, revisión y trámite de solicitudes de inscripción y actualización en el Registro Público y el Registro de Centros de Carga (CC), atendiendo un total de 23 expedientes de empresas generadoras.

- Durante el periodo del 01 de enero al 25 de marzo 2025, se revisaron 21 expedientes, de los cuales se emitieron 4 dictámenes técnicos y se realizaron 14 remisiones.
- El tiempo promedio de atención entre la fecha de ingreso y la acción realizada (remisión o dictamen) fue de 15 días calendario, con variaciones de entre 3 y 25 días según la complejidad del expediente.
- Se identificaron observaciones técnicas en 13 expedientes, siendo las más comunes por inconsistencias entre la información declarada y los Falta de presentación de documentos relacionaos a los datos declarados.
- Se realizaron 3 inspecciones técnicas in situ a los agentes ZIP Calpules, AZUNOSA y CAHSA, para verificar la consistencia de la información declarada y las condiciones operativas.

Conclusiones destacadas:

- Se identifico que las remisiones corresponden en más del 60 % de los expedientes, a datos que no se incorporan en los apartados, evidenciando la necesidad de reforzar las aclaraciones a las empresas acerca de los requisitos establecidos a los agentes del subsector.
- Al cierre del primer trimestre 5 expedientes permanecen en estado de “Asignado”, pendientes de dictamen o remisión.

Recomendaciones:

1. Se dará seguimiento a los expedientes que se encuentran en estado "Asignado" y preparar la emisión de los dictámenes técnicos pendientes o las observaciones necesarias para completar la evaluación.
2. Se considera la elaboración de un procedimiento documentado para estandarizar el proceso de inscripción y actualización en el registro público, que permita estandarizar actividades, identificar responsables, mejorar los tiempos de respuesta y facilitar la mejora continua.

Las acciones derivadas del análisis técnico de la información presentada, las remisiones realizadas y los dictámenes técnicos remitidos por la Dirección de Fiscalización a través del Departamento de Atención al Usuario y Agente especificando el tipo de solicitud y la acción realizada por la Dirección ya sea dictamen o remisión se detallan a continuación:

Tipo de acción	Cantidad
Remisiones	14
Dictámenes técnicos	4
Asignaciones pendientes	5
Total	**23**

Tabla 1 Acciones de la Dirección de Fiscalización

1.4 SUPERVISIÓN A USUARIOS AUTOPRODUCTORES (ENEE)

En el subsector eléctrico durante el primer trimestre del ejercicio fiscal 2024, en particular, la supervisión del cumplimiento de la Norma Técnica de Usuarios Autoproductores Residenciales y Comerciales (NT-UAP), así como verificar y analizar la información proporcionada por cada usuario de la Empresa Distribuidora.

Respecto a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, la información remitida por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) presenta inconsistencias y falta de claridad que impiden construir un histórico confiable de la energía inyectada por los autoproductores. Se requiere una depuración más exhaustiva de los registros comerciales y técnicos, así como la clasificación adecuada de los usuarios autoproductores, para evitar errores en la aplicación de la tarifa de reconocimiento de excedentes.

No existe un plan de acción a corto plazo que respalde la implementación efectiva de dicha tarifa, ya que la empresa condiciona su aplicación al desarrollo de una futura tarifa binómica. Además, no se han detallado las acciones internas de mejora emprendidas por la distribuidora, lo que limita la capacidad de evaluación y seguimiento regulatorio.

Respecto al Proyecto Base de datos regulatorios en sistemas aislados, en términos generales, se observa cumplimiento normativo respecto a usuarios autoproductores en sistemas aislados. Sin embargo, la participación de autoproductores es limitada, y según la empresa distribuidora, esto se debe a que muchos usuarios no han seguido el procedimiento formal de autorización y conexión.

1.5 FISCALIZACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) supervisa y fiscaliza el cumplimiento de la normativa vigente para garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios.

1.6 CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La evaluación de los indicadores de confiabilidad del sistema de transmisión, correspondiente al primer trimestre del año 2025, se realizó a partir del análisis comparativo entre la base de datos proporcionada por la Gerencia de Transmisión y los informes de fallas emitidos por el Centro Nacional de Despacho (CND).

El análisis se realizó para cada línea de transmisión que presentó eventos de indisponibilidad durante el año 2025, evaluando su comportamiento según los distintos niveles de tensión. Al comparar los resultados del primer trimestre de 2025 con los del mismo periodo de 2024, se evidenció una disminución en la Tasa de Indisponibilidad Forzada (TIF) y un aumento en la Duración de la Indisponibilidad Forzada (DIF), con desviaciones porcentuales promedio de aproximadamente **81 % para el TIF y 55 % para el DIF,** en relación con las tolerancias establecida.

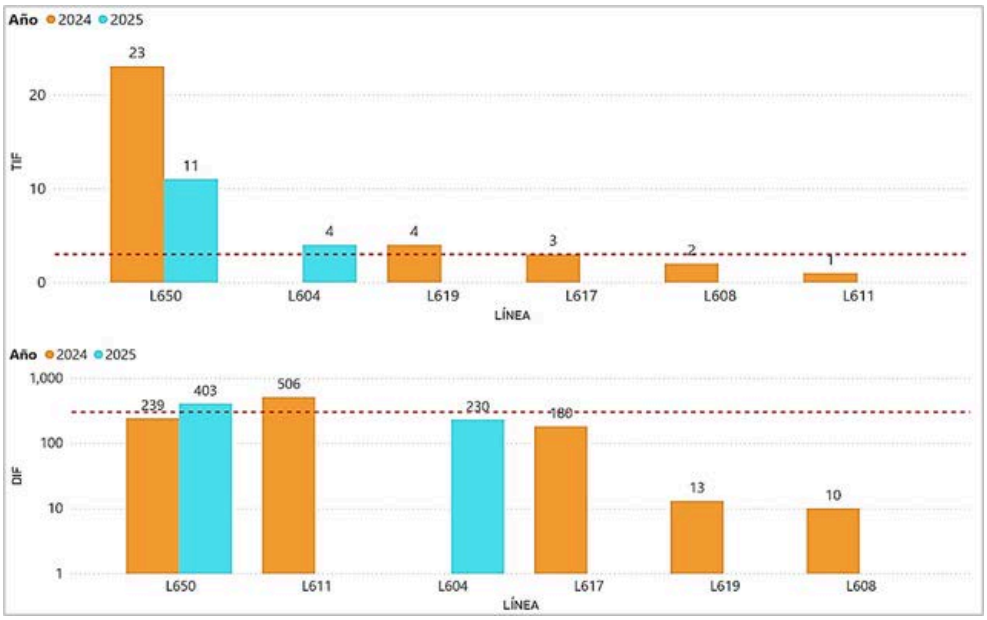


Gráfico 6 TIF y DIF líneas en nivel de tensión en 230 kV 2024 - 2025 (fuente: propia)

Conforme al informe de fallas del CND, se concluyó que varias líneas de transmisión superaron los límites de tolerancia establecidos en la NT-CT. Destacan la línea en 138 kV L442 Guaimaca-Juticalpa, con un TIF de 12 y un DIF de 67 minutos, y asimismo le sigue la línea en 230 kV L650 de Juticalpa Dos – Patuca III con un TIF de 11 y un DIF 403 minutos.

Adicionalmente se identificaron discrepancias notables entre los registros del CND y la información suministrada por la Gerencia de Transmisión. Por ejemplo, el CND reportó indisponibilidades en el nivel de tensión 230 kV que no fueron reflejadas por ENEE, lo que evidencia la necesidad de homologar los criterios de registro y reporte de fallas.

Se confirmó el progreso en la ejecución de proyectos para la mejora de la calidad del sistema de transmisión. La mayoría de estos proyectos para el trimestre I presenta un avance superior al 50 % de ejecución algunos están próximos a terminar, según la información presentada por la Gerencia de Transmisión de la ENEE.

Se realizan las siguientes recomendaciones:

1. Mejorar el proceso de la transferencia de datos mediante homologación por ambas partes, tanto la Gerencia de Trasmisión como el Centro Nacional de Despacho, para realizar los cálculos de los indicadores con información coincidente.
2. Fiscalizar las construcciones de las líneas derivadas en el sistema de transmisión.
3. Verificar la documentación de soporte sobre los proyectos de mejora de calidad que se llevan a cabo en el sistema de transmisión.
4. Revisar las disposiciones establecidas en la NT-CD en relación con las tolerancias sobre las líneas de transmisión.

1.7 CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.

Se presentan los resultados de la supervisión de los indicadores de calidad del servicio en la red de distribución operada por la ENEE, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Distribución (NT-CD) y la Ley General de la Industria Eléctrica.

Durante el año 2024, se registraron un total de **21,775 interrupciones** en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), atribuibles a diversas causas. Entre las más relevantes destacan: maniobras **operación con 5,794 eventos (26.6 %), fallas de causa desconocida con 3,355 eventos (15.4 %), y eventos asociados al Operador del Sistema con 2,559 registros (11.7 %).**

En cuanto a los indicadores globales:

- El **SAIFI** (frecuencia media de interrupción por usuario) fue de **91.36** en 2024, mientras que el **SAIDI** (tiempo medio de interrupción por usuario) alcanzó **165.26 horas,** ambos por encima de las tolerancias permitidas por la NT-CD para densidad de carga baja.
- En enero de 2025 se observó una mejora en los indicadores, con un **SAIFI de 3.62** y un **SAIDI de 6.44,** representando una reducción significativa respecto a diciembre 2024 y enero 2024.

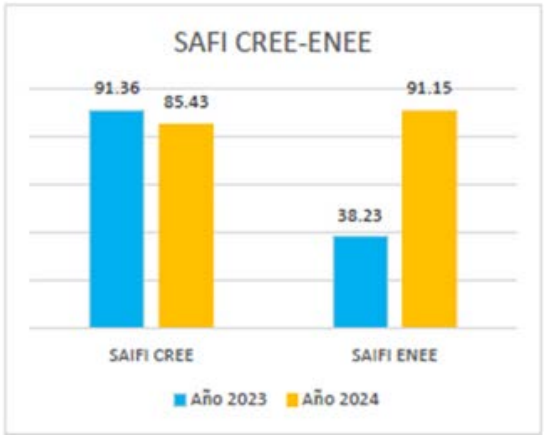


Gráfico 7 SAIFI 2023 y 2024 (fuente: propia)

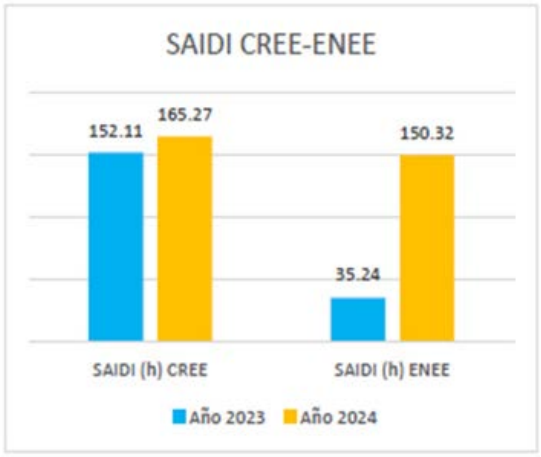


Gráfico 8 SAIDI (h) 2023 y 2024 (fuente: propia)

En comparación con los años anteriores, se evidencia una variación en los valores de los indicadores correspondientes al mes de enero. Se espera que, durante el presente año, dichos indicadores se mantengan por debajo de los límites establecidos para zonas con densidad de carga baja, conforme a lo estipulado en la NT-CD. Información que se puede observar a continuación.

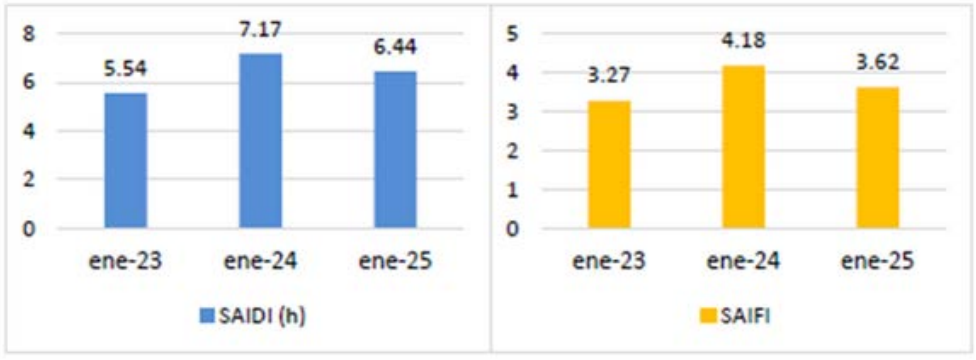


Gráfico 9 SAIDI y SAIFI por mes de enero del 2023,2024,2025 calculado por la CREE (fuente: propia)

El análisis comparativo entre los datos reportados por la ENEE y los cálculos realizados por la CREE reflejó avances en la homologación de información, aunque aún se identifican diferencias en algunos circuitos. Se evidenció también que, hasta el año 2024, ENEE realizaba los cálculos de indicadores partiendo únicamente desde los interruptores, lo cual fue corregido en 2025 incorporando también los reconectadores, conforme a lo requerido por la NT-CD.

1.8 CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN SISTEMAS AISLADOS

Se evaluaron los indicadores de confiabilidad para la red de distribución que opera como sistema aislado, específicamente en las islas de Útila y Roatán, bajo la responsabilidad de las empresas **UPCO** (Utila Power Company) y **RECO** (Roatán Electric Company). Se calcularon los indicadores establecidos en la norma IEEE 1366, índice medio de frecuencia de interrupciones del servicio (ASIFI) e índice medio de duración de interrupciones del servicio (ASIDI) con la capacidad instalada de la red, ya que no se cuenta con la vinculación usuario-red.

1.8.1 Sistema Aislado de Útila (UPCO)

Durante los primeros dos meses del primer trimestre de 2025, UPCO reportó un **ASIFI de 10.04** y un **ASIDI de 14.41,** ambos por encima de las tolerancias permitidas para redes con densidad de carga baja. En comparación con el tercer trimestre de 2024 reportó un ASIFI: 47.04 y un ASIDI 88.01, se observó una reducción del **77.89% y 83.98%** respectivamente. Frente al cuarto trimestre de 2024 reportó un ASIFI 26.84 y un ASIDI: 43.63, los indicadores disminuyeron un **62.7% y 66.97%** respectivamente. Estos resultados reflejan una mejora sustancial en la confiabilidad del sistema, aunque aún se mantienen por encima de las referencias establecidas.

1.8.2 Sistema Aislado de Roatán (RECO)

Para el sistema operado por RECO, se recibió información correspondiente únicamente al mes de diciembre de 2024. Los valores calculados fueron **ASIFI de 2.03 y ASIDI de 5.72,** sin contar aún con la vinculación completa usuario-red, lo que limita un análisis más profundo.

1.9 SUPERVISIÓN DE GESTIÓN COMERCIAL DE SISTEMAS AISLADOS

1.9.1 Útila Power Company (UPCO)

- Se identificó que los períodos de lectura del sistema aislado UPCO se realizan de forma quincenal, con intervalos entre 13 y 16 días, incumpliendo lo establecido en el artículo 57 del Reglamento de Servicio Eléctrico de Distribución (RSED), que exige períodos entre 28 y 32 días calendario.
- UPCO cuenta con 2,764 usuarios activos, de los cuales el 55.28 % son residenciales, y el 44.72 % comerciales.

- La empresa cumple adecuadamente con los tiempos de atención a reclamos de los usuarios, conforme al artículo 83 del RSED.

1.9.2 Roatán Electric Company (RECO)

- El número de usuarios activos asciende a 22,268, siendo el sector residencial el de mayor participación.
- Los períodos de lectura se encuentran mayoritariamente dentro del rango normativo, aunque se detectaron algunas lecturas realizadas en 27 días, lo cual representa una oportunidad de mejora.
- Se observó un uso recurrente de promedios por daños en medidores, registrando 52 cuentas promediadas solo en febrero, debido a la falta de datos por fallos en el equipo.

1.10 FISCALIZACIÓN DE REGISTRO PÚBLICO DE EMPRESAS

Durante el primer trimestre del año 2025, se llevaron a cabo inspecciones de fiscalización a un total de 10 instalaciones de generación con tecnología solar fotovoltaica ubicadas en los departamentos de Valle y Choluteca, como parte del proceso de fiscalización al registro público de Empresas Generadoras. El objetivo de estas visitas fue validar datos del Formulario de Inscripción, unidades de generación, puntos de conexión, entrega y medición declarada por las sociedades inscritas. Se identificó cumplimiento parcial de algunos requisitos y hallazgos relevantes en la información declarada, operación y configuración técnica.

Estos esfuerzos reafirman el compromiso con la supervisión del sector eléctrico, la transparencia y la confiabilidad en la operación del mercado.
Con base en las inspecciones realizadas y los hallazgos identificados, se destacan las conclusiones y recomendaciones comunes aplicables a todas las empresas evaluadas:

Conclusiones:

1. Se determinó que las empresas deben actualizar la información registrada en el Registro Público, conforme a lo establecido en el Acta Técnica, ya que se detectaron datos que requieren ser corregidos o complementados para cumplir con los lineamientos regulatorios.
2. Se identificó la necesidad de actualizar los expedientes, debido a que existe información previamente declarada que debe ser presentada por los agentes mediante el nuevo formulario establecido.

Recomendación:

- Se recomienda que todas las empresas actualicen su información en el Registro Público dentro de un plazo de 20 días hábiles, en cumplimiento con la normativa vigente.

A continuación, se presentan imágenes ilustrativas de las inspecciones realizadas, en las cuales se muestra la lectura de la orden de inspección, así como algunas fotografías representativas de las instalaciones inspeccionadas.

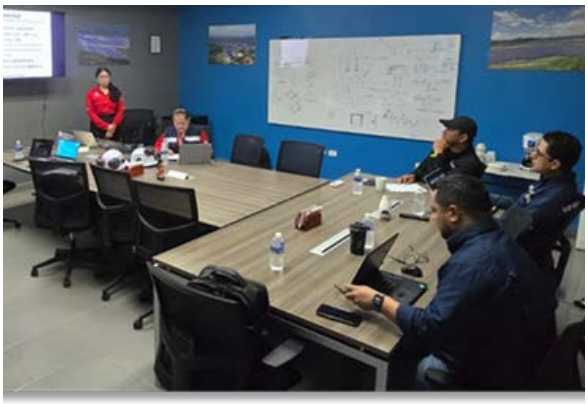


Imagen: Lectura de la Orden de Inspección CREE-004-2025 SOPOSA

Imagen: Complejo fotovoltaico SOPOSA

Imagen: Lectura de la Orden de Inspección CREE-005-2025 COHESSA

Imagen: Ubicación de la central y la subestación Nueva Nacaome

EMPRESA ENERGÍA BÁSICA S.A DE C.V. (ENERBASA)	Pavana Solar	Empresa generadora	G-S04	Solar fotovoltaica	10 MW-DC	• (34,560) paneles • (163) inversores	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 50 % de la información legal no actualizada y un 68.92 % de la información técnica no actualizada. Asimismo, conforme a la documentación requerida en el formulario CREE-093, el 52.63 % de los documentos deben presentarse.
EMPRESA ENERGÍA SOLAR CENTROAMERICANA, S. A. de C. V. (ESP)	Marcovia Solar	Empresa Generadora	G-S08	Solar fotovoltaica	42.323	• (136,720) paneles • (46) inversores de 750 kW • (1) inversores de 500 kW	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 21 % de la información que se encuentra actualizada, sin embargo, un 79 % de la información no está actualizada.

Imagen Verificación del punto de conexión ENERBASSA

A continuación, se presenta una tabla que contiene la verificación de información del Registro Público de Empresas del Sector Eléctrico.

VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN DEL REGISTRO PÚBLICO DE EMPRESAS GENERADORAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Nombre de la sociedad mercantil	Empresa generadora	Actor del MEN	No. de expediente de Registro Público	Tecnología	Capacidad disponible verificada (MW)	Cantidad de unidades generadoras	Observaciones
SOLAR POWER, S.A. DE C.V. (SOPOSA)	Parque Solar Fotovoltaico Nacaome	Empresa generadora	G-S13	Solar fotovoltaica	50	• (240,240) Paneles Policristalino Canadian Solar • (26) Inversores marca ABB	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 56 % de la información legal no actualizada y un 71 % de la información técnica no actualizada. Asimismo, conforme a la documentación requerida en el formulario CREE-093, el 42 % de los documentos deben presentarse.
COMPAÑÍA HONDUREÑA DE ENERGÍA SOLAR S.A DE C. V. (COHESSA)	Solar Fotovoltaica Valle	Empresa generadora	G-S14	Solar fotovoltaica	50	• (245,000) paneles • (52) inversores	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 59 % de la información legal no actualizada y un 57 % de la información técnica no actualizada. Asimismo, conforme a la documentación requerida en el formulario CREE-093, el 42 % de los documentos deben presentarse.
PACIFIC SOLAR ENERGY S.A DE C.V.	Nacaome I	Empresa generadora	G-S60	Solar fotovoltaica	60.46	• (181,524) Paneles Policristalinos • F1: (42) Inversores marca Huawei • F1: (342) Inversores marca Kaco • F2: (12) inversores Gamesa Electric • F1: (12) Transformadores Howard Industries • F2: (6) Transformadores Westrafo	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 18.37 % de la información legal no actualizada y un 60 % de la información técnica no actualizada. Asimismo, conforme a la documentación requerida en el formulario CREE-093, el 31.58 % de los documentos deben presentarse.
PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR Y DEMÁS RENOVABLES S.A. DE C.V. (PRODERSSA)	Nacaome II	Empresa generadora	G-S05	Solar fotovoltaica	59.56	• (195,300) Paneles monocristalinos • (50) inversores • (25) Transformadores	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 63.64 % de la información legal no actualizada y un 55.56 % de la información técnica no actualizada. Asimismo, conforme a la documentación requerida en el formulario CREE-093, el 47.37 % de los documentos deben presentarse.
EMPRESA ENERGÍA BÁSICA S.A DE C.V. (ENERBASA)	Pavana Solar	Empresa generadora	G-S04	Solar fotovoltaica	10 MW-DC	• (34,560) paneles • (163) inversores	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 50 % de la información legal no actualizada y un 68.92 % de la información técnica no actualizada. Asimismo, conforme a la documentación requerida en el formulario CREE-093, el 52.63 % de los documentos deben presentarse.
EMPRESA ENERGÍA SOLAR CENTROAMERICA NA, S. A. de C. V. (ESP)	Marcovia Solar	Empresa Generadora	G-S08	Solar fotovoltaica	42.323	• (136,720) paneles • (46) inversores de 750 kW • (1) inversores de 500 kW	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 21 % de la información que se encuentra actualizada, sin embargo, un 79 % de la información no está actualizada.

Nombre de la sociedad mercantil	Empresa generadora	Actor del MEN	No. de expediente de Registro Público	Tecnología	Capacidad disponible verificada (MW)	Cantidad de unidades generadoras	Observaciones
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DE HONDURAS (FOTERSA)	Pacífico I	Empresa Generadora	G-S38	Solar fotovoltaica	20	• (76,240) Paneles Solares policristalinos • 100 inversores	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe información que se encuentra un 21 % de información actualizada, sin embargo, un 79 % de la información no está actualizada.
ENERGÍA CINCO ESTRELLAS (ECSA)	El Caguano	Empresa Generadora	G-S06	Solar fotovoltaica	61	• (199,974) Paneles Solares Monocristalinos • (48) inversores ABB • (1) Inversor Power Electronic	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 23 % de la información actualizada y un 77 % de la información técnica no está actualizada.
SOLUCIONES ENERGÉTICAS RENOVABLES S.A. DE C.V. (SERSA)	• Choluteca Solar I • Choluteca Solar II	Empresa Generadora	G-S37	Solar fotovoltaica	20	• (76,320) Paneles Solares policristalinos • (100) inversores de 200 kW	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 23 % de la información legal actualizada y un 77 % de la información legal no actualizada. Asimismo, se verificó que un 13 % de la información técnica está actualizada y un 87 % de la información técnica no está actualizada en ambas centrales generadoras.
MECANISMOS DE ENERGÍA RENOVABLES S.A DE C.V. (MECER)	Solar del Sur	Empresa Generadora	G-S42	Solar fotovoltaica	25	• (293,760) Paneles Solares Monocristalinos • (32) Inversores SMA-800CP-US	• Se constató que la empresa debe actualizar la información de Registro público, debido a que existe un porcentaje del 28 % de la información actualizada y un 72 % de la información no actualizada.

1.11 FISCALIZACIÓN DEL LIBRE ACCESO A LAS REDES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Se evalúa el cumplimiento de los contratos de acceso, conexión y uso de la red de distribución suscritos por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), conforme a los formatos aprobados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Mediante esta revisión, se busca determinar si los contratos suscritos por la ENEE cumplen con los términos y condiciones previamente establecidos, asegurando así la transparencia y la equidad en el sector eléctrico

Hallazgos Principales:

- Durante la revisión se determinó que no se está cumpliendo con el formato tipo del Contrato de Acceso, Conexión y Uso a la Red de Distribución aprobado mediante Resolución CREE-17-2024. En particular, se identificó que los contratos suscritos incluyen un plazo de duración distinto al establecido en el formato aprobado por esta Comisión.
- Debido al hallazgo del incumplimiento con el formato tipo del Contrato de Acceso, Conexión y Uso a la Red de Distribución, se llevó a cabo una reunión con el personal de la ENEE, y se le ha solicitado, mediante el Oficio CREE-069-2025, una justificación legal de las modificaciones realizadas a los contratos.

La Importancia del formato de contrato aprobado por la CREE representa un avance normativo relevante, al establecer un marco uniforme que fortalece la seguridad jurídica, la transparencia y la supervisión en el sector eléctrico.

Se realizaron recomendaciones resaltando:

- En caso de que la ENEE considere necesario modificar el formato aprobado por la CREE, debe presentar una solicitud formal de modificación debidamente justificada ante la CREE.
- Se recomienda mantener la supervisión de los contratos de acceso, conexión y uso de la red de distribución suscritos por la ENEE, asegurando su cumplimiento normativo y garantizar que todos los contratos en curso o futuros se ajusten a los formatos y disposiciones legales aprobados.

1.12 APOYO A LA SUPERVISIÓN DE LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS:

En este informe se evalúan las discrepancias entre la liquidación de costos de generación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a las generadoras de energía, correspondientes al periodo de enero de 2021 a noviembre de 2024. Estas diferencias fueron identificadas por el departamento de tarifas durante una revisión de la facturación y liquidación de los contratos de energía y potencia suscritos entre la ENEE y varias empresas generadoras.

En el resultado de la revisión, se detectó una discrepancia entre el monto liquidado por el CND y el monto facturado por la ENEE a 86 centrales generadoras, con una diferencia de USD 150,266,775.12, la cual se debe a que el CND ha liquidado menos de lo que la ENEE facturó a las centrales generadoras. Así mismo se encontró una diferencia significativa en los años 2022 y 2023, con una desviación en los registros del 9.25 % para el año 2022 y del 4.92 % para el año 2023.

Las causas de la discrepancia incluyen la facturación por parte de la ENEE durante el periodo de prueba a las centrales generadoras y ajustes por "otros cargos" no considerados en la liquidación del CND. Aunque se modificó el Reglamento de Cálculo de Tarifas Provisionales en septiembre de 2024, las inconsistencias continúan, especialmente en los meses de octubre y noviembre de ese mismo año.

Como recomendaciones se sugirió realizar una conciliación detallada entre el CND y la empresa distribuidora para aclarar las causas de las discrepancias y ajustar las tarifas de manera correcta. También se deben corregir las inconsistencias detectadas en los meses de octubre y noviembre de 2024 para asegurar la exactitud de las liquidaciones y garantizar la transparencia en el proceso de facturación.

A continuación, se detalla la diferencia entre la liquidación del CND y facturación de la ENEE:

Gráfico 1 Diferencia entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE a las centrales generadoras desde enero de 2021 hasta noviembre de 2024

Año	Valor pagado en factura ENEE (USD)	Costo de generación CND [USD]	Diferencia entre el costo de generación (CND) y valor pagado en factura (ENEE) [USD]	% Desviación
2021	865,299,902.20	868,715,082.91	3,415,180.71	0.39 %
2022	993,545,522.71	901,614,459.95	-91,931,062.77	-9.25 %
2023	851,154,004.23	809,263,843.36	-41,890,160.88	-4.92 %
2024 ene - nov	767,887,254.87	748,026,522.67	-19,860,732.20	-2.59 %
Total general	3,477,886,684.01	3,327,619,908.89	-150,266,775.12	-4.26 %

Tabla 2 Resumen de diferencia entre la facturación de la ENEE y la liquidación del CND desde enero de 2021 a noviembre de 2024

1.13 APOYO A SUPERVISIÓN DE GENERACIÓN FORZADA:

Este informe consolida los principales hallazgos sobre los sobrecostos por generación forzada correspondientes a los años 2023 y 2024, en el marco de los procesos de regulación tarifaria y conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

En 2023 el departamento de tarifas identificó un incremento en dichos sobrecostos durante el período de marzo a mayo, lo que motivó la emisión del Memorándum DT-014-2023. Como resultado, se inició una revisión interdepartamental para verificar la información reportada por el Centro Nacional de Despacho (CND), con el objetivo de evitar el traslado de ineficiencias operativas o administrativas a los usuarios finales. Durante el análisis, se identificaron varios casos de sobrecostos, algunos de los cuales no pudieron ser atribuidos debido a la falta de documentación adecuada.

Posterior de analizar 5,439 eventos de generación forzada correspondientes al año 2024. En primera instancia, se identifica un sobrecosto de USD 2.64millones por generación forzada atribuible a la demanda, de acuerdo con las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Entre las causas principales identificadas por el CND por las cuales se ha convocado generación forzada en el período analizado. A diferencia del año 2023, cuando el control de voltaje (CV) fue la principal causa de la generación forzada, en 2024 la reserva de capacidad de transmisión (RCT) destaca como el principal factor del sobrecosto, seguida por el control de voltaje (CV). Otras causas incluyen las transiciones asociadas al arranque y parada de unidades de generación, la reserva secundaría de frecuencia, factores relacionados con la generación renovable variable y, finalmente, incumplimientos por parte de agentes productores, mismas que se resumen en el siguiente gráfico.

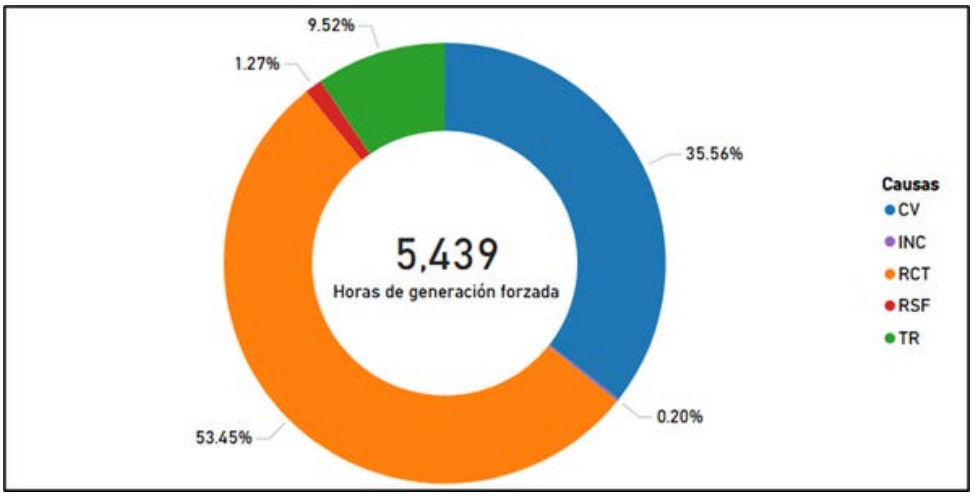


Gráfico: Causas por las que se convocó generación forzada (2024) (Fuente: CREE)

Por medio del análisis se validó que en el año 2024 el monto de **USD 2,654,977.63** por concepto de sobrecostos de generación forzada se distribuye de la siguiente manera:

1. **70.88 %:** Sobrecostos atribuibles al cumplimiento de los CCSDM, no relacionados con ineficiencias. **(USD 1,881,963.18)**
2. **29.12 %:** Sobrecostos derivados de ineficiencias operativas o administrativas atribuibles a la distribuidora, transmisora, agentes productores, o una combinación de estos actores. **(USD 773,014.45)**

Se recomienda remitir el presente informe al Departamento de Tarifas de la Comisión, con el propósito de que sea utilizado como insumo técnico en el proceso de ajuste tarifario correspondiente al primer trimestre del año, aplicable en el segundo trimestre de 2025.

Asimismo, se sugiere dar por finalizada la revisión de los años 2023 y 2024, conforme a la instrucción emitida por el Directorio de Comisionados, en el marco del expediente F01-GF-2024.
En lo que respecta al cargo real por generación forzada del año 2024, se propone ajustar el monto a USD 1,881,963.18, quedando este sujeto a modificación en caso de presentarse justificación técnica adicional por parte del Centro Nacional de Despacho.

1.14 FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL

Este proceso tiene como finalidad presentar los resultados de las actividades de fiscalización llevadas a cabo durante el primer trimestre de 2025. La obtención de mediciones precisas y conforme a los estándares técnicos y normativos vigentes es fundamental para asegurar la correcta liquidación de las transacciones entre los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), evitando así que ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico sean trasladadas al consumidor final.
Según el Informe Mensual de Medición y SIMEC publicado por el CND en febrero de 2025, existen 356 puntos de medición comercial, distribuidos de la siguiente manera: 174 puntos corresponden a Empresas Generadoras, 127 puntos a la Empresa Distribuidora, 54 puntos a la Empresa Transmisora y un punto a Consumidor Calificado.

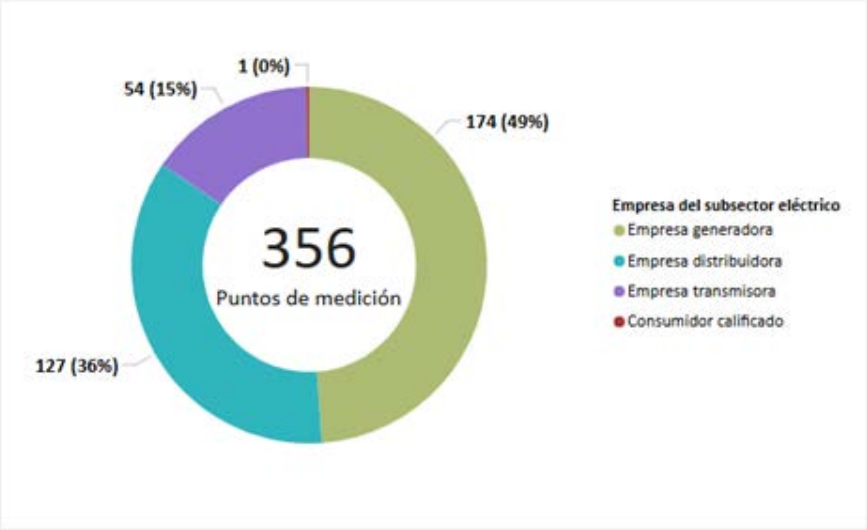


Gráfico Distribución de puntos de medición comercial
(Fuente: Informe Mensual de Medición y SIMEC febrero - CND)

De los 356 puntos de medición comercial solo el 21 % de los puntos registrados cuentan con una Oficialización activa y el 29 % de los puntos de medición se encuentra integrados el Concentrador de Mediciones del CND.
Estos porcentajes evidencian un incumplimiento generalizado en la integración y oficialización de los sistemas de medición, lo cual contraviene los requerimientos técnicos establecidos en la NT-MC. Esta normativa obliga a los agentes del MEN y a la Empresa Transmisora a disponer de equipos oficiales, precisos y con acceso total para el Operador del Sistema.

En relación con los puntos de medición comercial de las centrales de Arrendamiento se expresa lo siguiente:
· **Laeisz Danlí:** Subsanó las observaciones técnicas y cuenta con una oficialización vigente por dos años, conforme al marco regulatorio.
· **Laeisz San Isidro:** No realizó las correcciones requeridas por el CND. En consecuencia, sus equipos de medición incumplen la NT-MC, y no cumplen las condiciones técnicas para una oficialización válida.

Imagen Equipo de medición comercial de Arrendamiento Laeisz San Isidro (fuente: CREE)

En la imagen 1 se observa el punto de medición designado a esta central. Destacando que dichos elementos no cuentan con rotulación que facilite su ubicación, sin embargo, mediante la verificación de datos de placa e inspección visual se identificaron los elementos descritos en el acta de verificación del CND.

1.15 SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)

La Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) define el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) como la planificación de las intervenciones mayores a realizar durante el año siguiente, junto con una proyección para los dos años subsiguientes. La elaboración y presentación del PAM por parte de las empresas generadoras al CND, antes del 15 de septiembre de cada año, debe ajustarse a los criterios técnicos y formatos definidos en el marco regulatorio vigente.

En el I Trimestre, se realizó 5 procesos de inspección a instalaciones de empresas generadoras, que en su mayoría corresponden a tecnología térmica e hidroeléctrica, para dar seguimiento y cumplimiento al PAM.

Durante el año 2024 se realizó la fiscalización de los indicadores de la presentación del PAM de acuerdo con lo establecido en la NT-M donde se identificó que el 61 % de las empresas generadoras incumplió con la entrega de la información. En seguimiento a los indicadores del cumplimiento de la presentación del PAM correspondiente al 2025, se solicitó al CND mediante Oficio **CREE-594-2024** en fecha 11 de octubre de 2024, el listado de empresas generadoras con su respectivo estado de presentación de esta planificación. En su respuesta emitida mediante escrito de fecha 04 de noviembre de 2024, se validó que un 35 % de 103 Empresas Generadoras enlistadas por el CND, incumplieron con esta entrega, asimismo, se observó que el 65 % efectuaron esta entrega.

En el siguiente grafico se presenta un análisis del contraste del cumplimiento y cómo este ha evolucionado durante el proceso de fiscalización desde 2024.

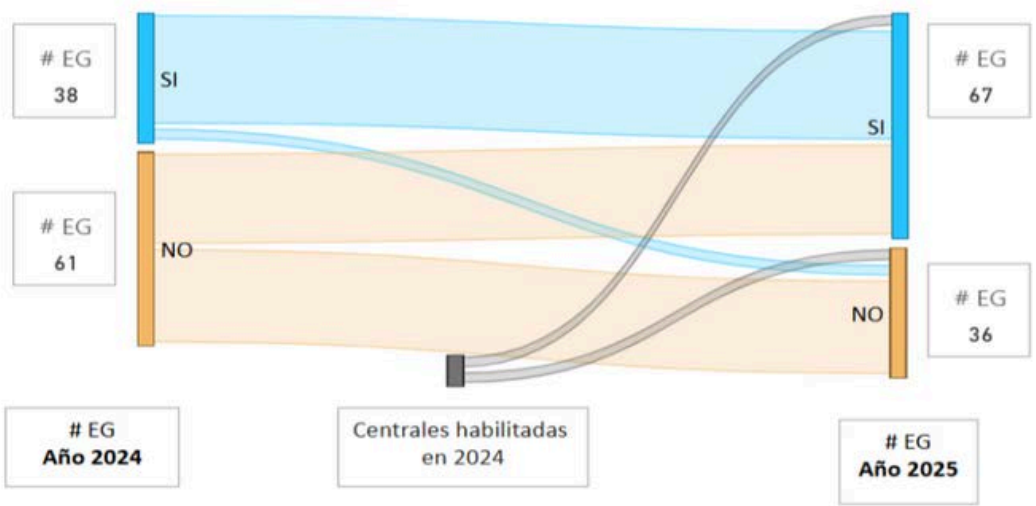


Gráfico 4 Presentación del PAM 2024 y PAM 2025 de Empresas Generadoras (EG) (elaboración: CREE)

1.16 SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS (PAAT):

Durante el año 2024, se ejecutaron las pruebas técnicas establecidas en el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) como parte del proceso regulatorio aplicado a 56 de los 123 coordinados. Estas pruebas se realizaron en cumplimiento de los lineamientos establecidos en la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV).

Los resultados obtenidos reflejan un cumplimiento del 100 % en las siguientes pruebas técnicas:

1. **Costos Variables de Generación (CVG) y Costos de Operación y Mantenimiento (COM):** ambas pruebas fueron aplicadas a los 56 coordinados, con una duración que osciló entre 6 y 14 días.
2. **Mínimos Técnicos (MT):** ejecutadas igualmente a los 56 coordinados programados por el Centro Nacional de Despacho (CND), con una duración de 6 días.

Por otro lado, se registra una ejecución parcial en las pruebas siguientes:

1. **Potencia Efectiva (PE):** realizada a 39 coordinados, lo que representa un 70 % de ejecución, con una duración máxima de 6 días.
2. **Respuesta Primaria de Frecuencia (RPF):** aplicada a 40 coordinados, equivalentes al 71 % del total, con una duración variable de 4, 6 y 14 días, según las características técnicas de cada agente.

Del total de 56 coordinados evaluados, 39 (70 %) completaron la totalidad de las cuatro pruebas técnicas exigidas en el proceso de auditoría, conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV).

Del total de 56 coordinados evaluados, 39 (70 %) completaron la totalidad de las cuatro pruebas técnicas exigidas en el proceso de auditoría, conforme a lo dispuesto en la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV).

Todo lo descrito anteriormente se encuentra representada visualmente en el siguiente gráfico:

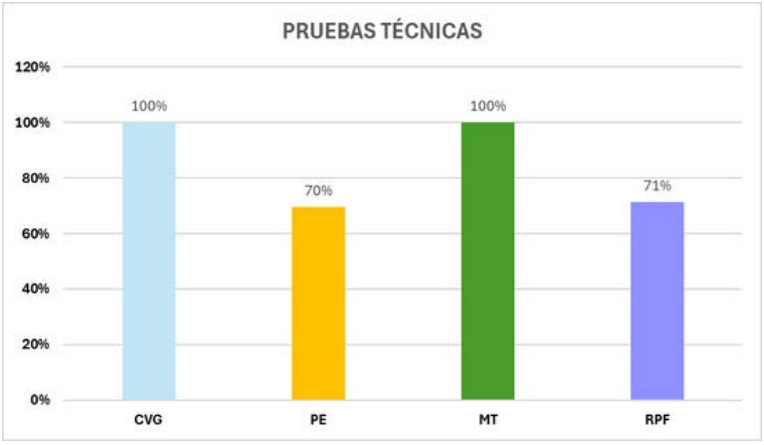


Gráfico 5 Porcentaje de ejecución de las pruebas técnicas del Plan Anual de Auditorías Técnicas de 2024 (fuente: CND)

En las recomendaciones realizadas por la CREE se establecen:

1. La CREE deberá hacer un seguimiento de cada una de las etapas del PAAT evaluando la efectividad del proceso como tal, se le deberá notificar al CND el compromiso que debe de tener compartiendo la información pertinente a los procesos internos del PAAT.
2. Solicitar al CND que identifique las razones de la menor cobertura en las pruebas no realizadas y establecer estrategias para aumentar su ejecución al 100 %.

1.17 AUDITORÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN DECLARADOS Y VERIFICADOS (CVG)

El Centro Nacional de Despacho (CND) debe presentar mensualmente la liquidación de los costos de generación reales de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para revisión de la CREE, incluyendo el Mercado de Contratos y el Mercado de Oportunidad, con base en lo establecido en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, con el fin de determinar los costos de energía y potencia que deben transferirse a la tarifa de los usuarios regulados.

Durante el proceso de auditoría de los Costos Variables de Generación (CVG) declarados por las centrales generadoras, bajo la verificación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Se identificó que varias centrales no han presentado la documentación de respaldo necesaria para verificar la exactitud de los costos reportados, lo cual limita la posibilidad de realizar una validación técnica adecuada. Asimismo, se observaron inconsistencias en los formatos utilizados para la presentación de las declaraciones, lo que afecta la comparabilidad entre agentes y dificulta el desarrollo eficiente del proceso de auditoría.

Para cumplir con los lineamientos establecidos por el CND, se sugiere desarrollar capacitaciones periódicas dirigidas a los agentes generadores para reforzar el conocimiento sobre los procedimientos establecidos. Así mismo, se propone implementar verificaciones mensuales de las declaraciones por parte de la Comisión para fortalecer el control y seguimiento.

1.18 INSPECCIÓN DE FISCALIZACIÓN A EMPRESAS GENERADORAS Y EMPRESAS DE DISTRIBUIDORAS

Durante el primer trimestre del año regulatorio 2025, la Dirección de Fiscalización llevó a cabo inspecciones técnicas a las empresas AZUNOSA, CAHSA y ZIP CALPULES en el marco de sus procesos de inscripción y actualización en el Registro Público y el Registro de Consumidor Calificado. Estas inspecciones fueron realizadas para verificar la información declarada por las empresas sobre sus equipos de cogeneración.

- En AZUNOSA, se observó un cumplimiento general del 96 %, aunque se identificaron rezagos en áreas específicas como la información de la sociedad mercantil (29 %), equipo de cogeneración (20 %), información técnica general (20 %) y distribución del capital social (5 %).
- CAHSA presentó un cumplimiento del 57.5 % en los requisitos técnicos, con un 36.25 % pendiente de subsanar y un 6.25 % que no aplicaba. En el área legal, el cumplimiento fue del 88.42 %, quedando un 11.58 % pendiente.
- Por su parte, ZIP CALPULES cumplió al 100 % tanto en los aspectos técnicos como legales, destacándose por una gestión adecuada de su expediente.

Como resultado de las inspecciones, se continuará con el seguimiento de los hallazgos y la remisión oportuna de la información pendiente por parte de las empresas inspeccionadas.

02 ACTIVIDADES DE REGULACIÓN

2.1 APROBACION DE AJUSTE TARIFARIO II TRIMESTRE 2025

Con el fin de reflejar los costos reales de generación en la tarifa del servicio eléctrico, de conformidad con lo que establece la LGIE y el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, se deben realizar ajustes trimestrales al Costo Base de Generación (CBG) previsto en función de las liquidaciones mensuales del mercado eléctrico nacional que reporta el operador del sistema. En el ejercicio de esta actividad y función legal, la CREE autoriza a trasladar a tarifas los costos de generación reales en los que incurrió la ENEE durante el período en revisión.

Como paso preliminar en el proceso de la revisión del ajuste tarifario a aplicar a partir de abril de 2025, el Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de operador del sistema presentó ante la CREE los costos de generación reales de la ENEE para los meses de diciembre de 2024, enero y febrero de 2025. No obstante, durante su revisión la CREE determinó necesario solicitar información, correcciones y aclaraciones respecto a la información presentada por el CND. Una vez atendidas las solicitudes de la CREE, esta tuvo por bien presentadas las liquidaciones mensuales del Mercado Eléctrico Nacional, las que fueron utilizadas para realizar el ajuste tarifario del segundo trimestre de 2025.

Con la información presentada por el CND, la CREE determinó los costos reales de energía y potencia en los que incurrió la ENEE, a fin de determinar el ajuste al CBG correspondiente y consecuentemente el ajuste tarifario aplicable a partir del segundo trimestre de 2025.
El análisis antes mencionado arrojó que se produjo una diferencia entre los costos reales y los proyectados de compra de energía y potencia, como resultado de las variaciones de los factores que afectan al costo de generación, causando un saldo a favor de la demanda por un monto de USD 1,459,728.04, el cual debe ser recuperado restándolo al Costo Base de Generación previsto para el segundo trimestre del año 2025.

El 30 de diciembre de 2024 mediante el Acuerdo CREE-139-2024, esta Comisión aprobó el CBG previsto correspondiente a la ENEE para el año 2025, y de acuerdo con los análisis realizados por el CND se obtuvo que el costo medio de generación previsto para el año 2025 es de 133.33 USD/MWh.

Es importante señalar que para este ajuste tarifario en la revisión mensual de los costos de generación reales de la ENEE se identificó que:

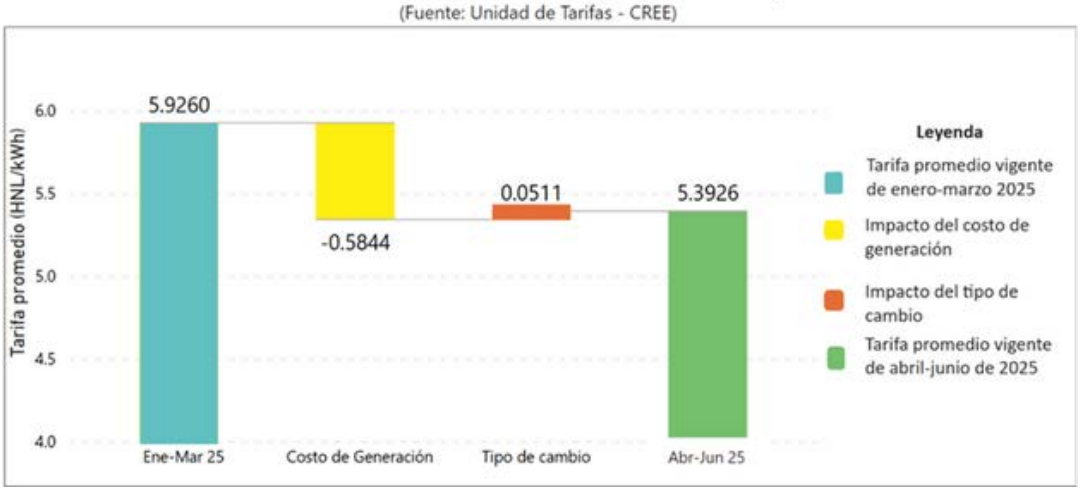
- En el proceso de revisión de la liquidación correspondiente al mes de septiembre de 2024 bajo el expediente LT-10-2024, la CREE identificó discrepancias entre los valores reportados por el CND y los publicados por el mismo CND y por el Ente Operador Regional (EOR). El 26 de marzo de 2025 la CREE solicitó al CND la revisión y corrección de dichas diferencias, por tanto, el 28 de marzo de 2025, el CND presentó el anexo actualizado con los valores ajustados y, mediante el oficio DOM-CND-052-III-2025, solicitó incluir estas modificaciones como “Otros Ajustes”, en atención a dicha solicitud, se incorporó para este trimestre un monto de USD 315,042.69 a favor de la demanda.
- En el informe de ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024 se indicó que se reconocerían y trasladarían de forma condicionada los costos asociados a los contratos 007-2014, 008-2014 y 010-2014, se resalta que la situación de los costos asociados a dichos contratos continua en análisis y revisión de la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ).
- Para este ajuste trimestral se continúan incluyendo de manera condicionada dentro de la liquidación del MEO los costos asociados a las centrales “Arrendamiento San Isidro”, “Arrendamiento Brassavola”, “Arrendamiento Laeisz Danlí y Arrendamiento Santa Rosa”.
- En el informe del ajuste tarifario del cuarto trimestre de 2024, se estableció que, conforme a la recomendación de la DAJ, los costos del contrato No. 063-2011 serían reconocidos y trasladados de forma condicionada. Dado que la revisión de la prórroga de dicho contrato continúa en análisis por la DAJ, los costos correspondientes a dicho contrato se seguirán trasladando de manera condicionada en el mercado de contratos, integrándose dentro de los costos de generación a trasladar a la tarifa del usuario final.

El 31 de marzo de 2025, la ENEE envió una solicitud para diferir el monto de USD 61,386,731.00 en los siguientes dos periodos trimestrales, incluyéndolo como “Otros Ajustes” a favor de la demanda. Anteriormente, en el primer ajuste tarifario de 2025 (30 de diciembre de 2024), la ENEE había solicitado diferir un monto para evitar que la tarifa de enero a marzo variara en más de un 5%. Por lo tanto, para el 2do ajuste a los CBG de 2025, se añadirá un cargo de USD 36,666,666.67 como "Otros Ajustes" a favor de la demanda.

Las variaciones, ajustes y la incorporación de los montos antes indicados, así como el costo base de generación previsto para el año 2025, dan como resultado un costo proyectado de compra de generación de energía eléctrica equivalente a un Costo Base de Generación ajustado de 140.34 USD/MWh para este segundo trimestre de 2025, el cual es menor un 12.19% al aplicado en el primer trimestre de 2025 el cual fue de 159.82 USD/MWh.

Otro de los factores que se analizan para determinar el ajuste de la tarifa es el tipo de cambio, para el segundo trimestre de 2025 se utiliza un tipo de cambio de 25.75 lempiras por dólar.
Finalmente, la distribución e imputación de todos los factores antes indicados ocasionó una rebaja en la tarifa promedio de 9.00% con respecto a la tarifa promedio del primer trimestre de 2025, la cual pasa de 5.9260 HNL/kWh a 5.3926 HNL/kWh.

Contribución de cada variable en el cálculo de la tarifa promedio
(Fuente: Unidad de Tarifas - CREE)



Para conocer más sobre este ajuste tarifario, puede hacerlo a través del enlace siguiente:
https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Informe-de-2do-Ajuste-Tarifario-2025.pdf

2.1.1 Aprobación del ajuste trimestral al Costo Base de Generación y su consecuente ajuste al pliego tarifario que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica a sus usuarios finales

La LGIE dispone que, con el objetivo de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la CREE debe ajustar el CBG previsto de manera trimestral. El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales establece que para cada ajuste trimestral del CBG, el CND al completar la liquidación mensual debe enviar a la CREE y la ENEE (con el fin que esta revise los cálculos presentados por el CND) un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad), costo de potencia (contratos y desvíos). Posteriormente, la CREE revisa el documento y con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real y su diferencia con el costo base previsto de los últimos tres meses que hayan sido liquidados.

Que la Dirección de Asesoría Jurídica emitió dictamen legal mediante el cual Informó que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica se encuentra facultada para aprobar el ajuste al costo base de generación y el consecuente ajuste a la estructura tarifaria que debe aplicar la ENEE para la facturación a partir del mes de abril de 2025.

Asimismo, mediante el Acuerdo CREE-034-2025 de fecha treina y uno (31) de marzo de dos mil veinticinco (2025) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó el ajuste al costo base de generación y su consecuente ajuste al pliego tarifario que aplica la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) a sus usuarios finales.

2.1.2 Aprobación de la Tarifa Transitoria de Guanaja

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y sus modificaciones, creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como la entidad reguladora del subsector eléctrico, cuyas funciones incluyen la de definir la metodología para el cálculo de las tarifas y vigilar su aplicación, así como aprobar, ajustar y poner en vigencia las tarifas resultantes. Según la LGIE, artículo 14, las empresas distribuidoras no pueden poseer centrales generadoras salvo en casos excepcionales que deben ser certificados por la CREE, pero sin que la capacidad instalada total de generación propiedad de una distribuidora exceda de un 5% de su demanda máxima de potencia, sin embargo, se exceptúa de esta regla a las empresas distribuidoras que sirven sistemas aislados, las cuales podrán tener sus propias centrales generadoras. Además, si se trata de distribuidoras que sirven sistemas aislados, deben llevar contabilidades separadas para las actividades de generación y de distribución.

Para el caso de los sistemas aislados el Reglamento de Tarifas aprobado mediante acuerdo CREE 148-2019, establece en el título 7 la información que debe ser presentada cada año por las empresas distribuidoras que operan en sistemas aislados.

Considerando la importancia de tener una tarifa de acuerdo con la normativa vigente en el territorio nacional, la CREE recibió para su aprobación por parte de la ENEE la propuesta de tarifaria a aplicar a la isla de Guanaja, la cual fue revisada por parte del área técnica y legal de esta Comisión.

Conforme con lo establecido en la LGIE y con el fin de obtener comentarios u observaciones de parte de la población en general, el 26 de noviembre de 2024 se llevó a cabo una Audiencia Pública en el municipio de Guanaja, con el fin de presentar la propuesta tarifaria transitoria de la ENEE que se prevé implementar en dicho municipio. En dicha audiencia los pobladores de Guanaja expusieron sus dudas, preocupaciones y puntos de vista sobre la tarifa transitoria propuesta, las cuales fueron atendidas por parte del personal de la ENEE, SEN y CREE.

Como resultado de las observaciones presentadas en la Audiencia Pública, la CREE solicitó información a la SEN y a la ENEE para analizar los procesos de adquisición del combustible diésel utilizado en la generación eléctrica en Guanaja. La Dirección de Fiscalización (DF), mediante el dictamen técnico DF-001-2025, recomendó no aplicar el impuesto ACPV al precio del combustible, dado que está exento conforme a la LGIE y la Ley de Zona Libre de Islas de la Bahía.

Asimismo, se propuso utilizar un precio de referencia de 72.52 HNL/gal, calculado como promedio ponderado de las compras entre septiembre y noviembre de 2024, lo que representa una reducción del 32.85% respecto al precio de 108.00 HNL/gal empleado por la ENEE.
Por otro lado, la Dirección de Asesoría Jurídica (DAJ), en el dictamen DAJ-DL-01-2025, instruyó al Departamento de Tarifas a no trasladar el impuesto ACPV a la tarifa por tratarse de una ineficiencia administrativa, y recomendó al Directorio aprobar únicamente los costos eficientes usando el valor de referencia propuesto.
Otro de los factores que se utilizaron para determinar la tarifa transitoria a aplicar es el tipo de cambio, para esta aprobación tarifaria se utilizó un tipo de cambio de 25.61 lempiras por dólar, publicado por el Banco Central de Honduras (BCH) y vigente el día 24 de enero de 2025.
Como resultado de los ajustes propuestos e imputación de todos los factores antes indicados se observa una disminución de 23.11% en la tarifa promedio que presentó inicialmente la ENEE la cual pasa de 10.6797 HNL/kWh a 8.2120 HNL/kWh.

Finalmente, el 27 de enero de 2025 la CREE mediante acuerdo CREE-06-2025 aprobó la siguiente estructura tarifaria transitoria que la ENEE deberá de aplicar a sus usuarios en el municipio de Guanaja a partir del 1 de febrero de 2025:

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Potencia	Precio de la Energía
	HNL/abonado-mes	HNL/kW-mes	HNL/kWh
Servicio Baja Tensión	75.15		8.0211
Servicio en Media Tensión	100.00	493.8423	5.9240

SERVICIO	Cargo Fijo	Precio de la Energía
	HNL/lámpara-mes	HNL/kWh
Alumbrado Público	107.82	8.9988

03 REGULACIÓN Y NORMATIVA

3.1 APROBACIÓN DE ELEMENTOS NORMATIVOS PARA SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Durante el primer trimestre de 2025, se logró un avance significativo en la incorporación de nuevas disposiciones técnicas al marco regulatorio del sector eléctrico nacional. En particular, se destaca la integración de elementos normativos específicos para los sistemas de almacenamiento de energía, lo cual representa un paso clave hacia la modernización y diversificación de la matriz energética.

En sesión ordinaria celebrada el 27 de enero de 2025, el Directorio de Comisionados acordó aprobar el informe de resultados de la consulta pública CREE-04-2024, titulada “Elementos Normativos de Sistemas de Almacenamiento de Energía”. Asimismo, se aprobó la modificación del marco regulatorio vigente con el fin de incorporar disposiciones específicas sobre sistemas de almacenamiento de energía, con base en los productos presentados por la Firma Consultora, conforme a los términos establecidos en el Concurso Público Internacional CPI-CREE-03-2023.

Como parte de esta actualización, también se aprobaron los cambios correspondientes al Formulario de Inscripción y Actualización del Registro Público de Empresas Generadoras del Sector Eléctrico, derivados de la aplicación de dichas modificaciones normativas. Esta decisión refuerza el compromiso institucional con la promoción de tecnologías emergentes y la transición energética en cumplimiento de los compromisos climáticos internacionales.

3.2 AVANCES EN LA ELABORACIÓN DEL REGLAMENTO DE SISTEMAS AISLADOS

En el marco de la consultoría contratada para la elaboración de los elementos normativos que regulen la actividad de los sistemas aislados, el equipo consultor desarrolló un borrador de reglamento que ha sido objeto de revisión técnica y legal por parte de los equipos especializados de la CREE. Este proceso de análisis interno tuvo como objetivo asegurar que el contenido normativo se ajuste al alcance definido contractualmente y cumpla con los criterios regulatorios requeridos.

Como parte de las acciones de socialización y transparencia, el 18 de marzo de 2025 la CREE organizó el “Evento de Socialización del Reglamento de Sistemas Aislados”, con la participación de actores clave del subsector eléctrico. Durante esta actividad se recibieron observaciones, comentarios y propuestas de mejora que buscan fortalecer el reglamento en términos de claridad, aplicabilidad y coherencia técnica.

Los próximos pasos contemplados dentro de esta consultoría incluyen:

- Sometimiento del reglamento al proceso de consulta pública, conforme al procedimiento institucional de la CREE.
- Revisión y ajuste de la propuesta, con base en las retroalimentaciones recibidas durante dicha consulta.
- Elaboración de la versión final del reglamento, que será presentada posteriormente al Directorio de Comisionados para su aprobación formal.

Esta iniciativa representa un paso fundamental para establecer un marco regulatorio robusto y adaptado a las particularidades operativas de los sistemas aislados en el país, contribuyendo a su integración gradual y sostenible dentro del sistema energético nacional.

3.3 DISEÑO DE UNA NUEVA PLATAFORMA DIGITAL DE CONSULTA PÚBLICA PARA EL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en respuesta a la creciente demanda ciudadana de mayor transparencia y participación en la formulación y evaluación del marco regulatorio del subsector eléctrico, impulsa el desarrollo de una plataforma digital de consulta pública. Esta iniciativa busca fortalecer la gobernanza mediante la incorporación de herramientas tecnológicas que faciliten el diálogo entre la ciudadanía y el ente regulador.

La plataforma estará concebida como un espacio interactivo que permitirá a los usuarios consultar propuestas de cambios a normativas, reglamentos y documentos regulatorios, así como emitir comentarios, sugerencias y observaciones de forma directa, segura y conforme a las disposiciones similares a empleadas por otros reguladores. La herramienta será intuitiva, accesible y escalable, orientada a brindar una experiencia de uso efectiva tanto para ciudadanos como para actores del sector eléctrico.

Para garantizar el éxito de este proyecto, la CREE contempla la contratación de una firma consultora especializada que se encargue de todo el ciclo de desarrollo: desde la definición de requerimientos técnicos y funcionales, el diseño de la arquitectura de la solución, su implementación y puesta en marcha, hasta la capacitación del personal y soporte post-implementación.

Las experiencias internacionales han demostrado que este tipo de plataformas contribuyen significativamente a:

- Incrementar la transparencia institucional, mediante el acceso abierto a información relevante;
- Facilitar la participación ciudadana, integrando sus aportes en los procesos regulatorios;
- Optimizar la toma de decisiones, mediante el análisis sistemático de los datos recopilados.

El desarrollo de esta plataforma se alinea con los objetivos estratégicos de la CREE de fomentar una regulación más inclusiva, transparente y basada en evidencia. Su implementación representa un paso decisivo hacia la modernización institucional y la consolidación de un modelo regulatorio participativo, eficiente y con mayor legitimidad social.

3.4 ELABORACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE UN REGLAMENTO DE CONSULTAS

Durante el primer trimestre de 2025, se desarrolló una propuesta denominada Reglamento de Consultas, en coordinación entre las Direcciones de Regulación y Asesoría Jurídica. Esta reforma tiene como objetivo mejorar la eficiencia, transparencia y participación en los procesos de elaboración y modificación normativa en el subsector eléctrico.

El nuevo reglamento establece tres tipos diferenciados de consultas:

- Consulta Pública Ordinaria (CPO): Basada en el procedimiento tradicional, con ampliación de plazos para el informe de resultados.
- Consulta Extraordinaria (CE): Aplica cuando persisten dudas técnicas tras una consulta ordinaria, dirigida a actores especializados del sector.
- Procedimiento de Participación Periódica (PPP): Realizado dos veces al año, permite a los agentes del mercado presentar sugerencias normativas.

Esta innovación responde a la necesidad de contar con un proceso de consulta más estructurado, predecible y adaptado a la complejidad de los asuntos regulatorios. Se espera que su implementación fortalezca la legitimidad de las decisiones, optimice los tiempos de respuesta y promueva una mayor participación de los actores del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y de la ciudadanía en general.

3.5 NORMA TÉCNICA DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE CONTROL DE FRECUENCIA

Con el fin de optimizar el funcionamiento del subsector eléctrico, los equipos de la Dirección de Regulación continuaron con el análisis de la Norma Técnica de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia. Esta norma tiene como objetivo principal establecer los requisitos técnicos y operativos necesarios para la prestación de los Servicios Complementarios de Control de Frecuencia dentro del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM). La norma abarca varios aspectos esenciales, entre los que se incluyen:

- Requisitos técnicos y operativos para la habilitación de los Servicios Complementarios de control de frecuencia.

- Criterios y procedimientos para que el Operador del Sistema evalúe, programe y asigne estos servicios en diversas fases de la planificación operativa, tales como el Largo Plazo, la programación semanal, los estudios de seguridad operativa, el predespacho, y la operación en tiempo real, incluyendo redespachos.
- Mecanismos de supervisión y seguimiento de la prestación de estos servicios dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como el cumplimiento de los Servicios Auxiliares Regionales asociados a la regulación primaria y secundaria de frecuencia, conforme al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Procedimientos comerciales y establecimiento de cargos por la prestación de los Servicios Complementarios de control de frecuencia.

Los objetivos adicionales de esta norma técnica son los siguientes:

- Definir los Servicios Complementarios de control de frecuencia requeridos en el SIN, describiendo sus funciones y objetivos.
- Identificar los servicios obligatorios y establecer los requerimientos mínimos no remunerados, así como las compensaciones por el incumplimiento de estos requisitos y las condiciones bajo las cuales el servicio será remunerado.
- Establecer procedimientos para la habilitación de equipos, sistemas, instalaciones o recursos de generación que provean estos servicios, así como los procedimientos para suspender o revocar dicha habilitación.
- Definir los mecanismos de supervisión e informes de desempeño, evaluando el cumplimiento de los proveedores de servicios habilitados.
- Incluir disposiciones transitorias al entrar en vigor la norma, estableciendo los procedimientos para otorgar excepciones cuando sea necesario.
- Esta norma busca garantizar la correcta prestación de los Servicios Complementarios de control de frecuencia en el SIN, asegurando la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico nacional.

3.6 CONSULTA PÚBLICA CREE-CP-03-2025 MODIFICACIONES A LA NORMA TÉCNICA DE ACCESO, CONEXIÓN Y USO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) impulsa un proceso de consulta pública para socializar la propuesta regulatoria de modificaciones a la Norma Técnica de Acceso, Conexión y Uso de la Red de Transmisión. Esta iniciativa forma parte del compromiso institucional con la transparencia, la mejora continua del marco regulatorio y la participación ciudadana.

La propuesta tiene como objetivo actualizar y optimizar los lineamientos técnicos que rigen el acceso, la conexión y el uso eficiente de la red de transmisión eléctrica, a fin de responder a las necesidades actuales del subsector eléctrico y garantizar condiciones equitativas, seguras y sostenibles para todos los actores involucrados.
La CREE invitó a los distintos actores del subsector eléctrico, así como a la ciudadanía en general, a revisar la propuesta y enviar sus comentarios, sugerencias u observaciones a través de la plataforma digital de consulta pública.

Fechas clave del proceso de consulta:
Inicio de consulta: 14 de marzo de 2025, 2:00 p.m.
Cierre inicial: 28 de marzo de 2025, 2:00 p.m.
Ampliación de la consulta: Hasta el sábado 12 de abril de 2025, 2:00 p.m.

Este espacio participativo tiene como finalidad fortalecer el marco regulatorio mediante una construcción colectiva basada en evidencia técnica y en las necesidades reales del sector. Los aportes recibidos serán sistematizados y considerados en la versión final del documento normativo.

3.7 MODIFICACIONES AL REGISTRO PÚBLICO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Como resultado de la aprobación e implementación de los Elementos Normativos para Sistemas de Almacenamiento de Energía y de la Norma Técnica de cogeneración, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) identificó la necesidad de realizar ajustes en el Registro Público del Subsector Eléctrico.
En este contexto, equipos técnicos de las Direcciones de Regulación, Fiscalización, Asesoría Jurídica y la Secretaría General conformaron mesas de trabajo con el propósito de analizar y definir mejoras al registro. El objetivo principal fue establecer criterios más claros y precisos sobre la información que las Empresas de Generación deben presentar, asegurando así mayor coherencia, completitud y trazabilidad de los datos contenidos en dicho registro.
Las modificaciones propuestas fueron sometidas a consideración del Directorio de Comisionados, el cual otorgó su aprobación, marcando así un paso importante hacia el fortalecimiento de los mecanismos de control, supervisión y transparencia en el sector.
Con el fin de asegurar una adecuada comprensión e implementación de estos cambios por parte de los actores del subsector eléctrico, la CREE ha planificado la realización de eventos de socialización, donde se presentarán los ajustes realizados, se resolverán dudas y se recogerán observaciones que contribuyan a la mejora continua del marco regulatorio.

3.8 DESARROLLO DE PROPUESTA DE MODIFICACIONES A LA NORMA TÉCNICA DE COGENERACIÓN A FIN DE INCLUIR LA FIGURA DE AUTOGENERADORES

Equipos técnicos y legales han reunido esfuerzos para desarrollar una propuesta que surge como respuesta a la evolución del mercado eléctrico y la necesidad de adecuar la regulación a las nuevas modalidades de generación. Si bien las normas vigentes han atendido a los Cogeneradores, se ha identificado que las Empresas Generadoras que operan bajo la figura del Autoconsumo (o Autogeneradores) requieren un tratamiento normativo específico que asegure la transparencia, la equidad en la participación en el mercado mayorista y la adecuada presentación de información ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

El objetivo principal de la propuesta es incorporar a los Autogeneradores en la normativa técnica, estableciendo criterios comunes y diferenciados en relación con los Cogeneradores, para garantizar un adecuado registro, declaración de capacidad, costos y condiciones operativas ante el Operador del Sistema y la CREE.

Impacto y Beneficios

La actualización de la norma busca:

- Mejorar la transparencia y precisión en la información que deben suministrar las Empresas Generadoras, garantizando que los Autogeneradores dispongan de una representación clara en el Registro Público y en los procesos operativos.
- Uniformar criterios técnicos y operativos que faciliten la adecuada inserción de nuevas modalidades de generación en el mercado, promoviendo la competitividad y el uso eficiente de los recursos energéticos.
- Fortalecer la coordinación entre las entidades reguladoras, el Operador del Sistema y las Empresas Generadoras, asegurando que las modificaciones de estatus y la declaración de costos se realicen de manera oportuna y transparente.

Finalmente, la propuesta de modificación de la NT-CO para Autogeneradores responde a la necesidad de integrar de manera integral a las empresas generadoras que operan bajo la modalidad de autoconsumo. Al establecer definiciones claras, procedimientos detallados para la declaración de unidades y capacidad, y mecanismos adecuados para la retribución y la gestión operativa, se sientan las bases para un mercado eléctrico más inclusivo, transparente y adaptado a las dinámicas actuales del sector.

3.9 ASISTENCIA TÉCNICA REGULATORIA CON NREL

A inicios de 2025, la Dirección de Regulación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en colaboración con la Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética de la Secretaría de Energía (SEN), coordinó una serie de reuniones virtuales de asistencia técnica con el National Renewable Energy Laboratory (NREL) para abordar temas relacionados con los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) y revisar las mejores prácticas internacionales. En estas sesiones se discutieron aspectos clave, entre los cuales destacan:

- Beneficios de los SAE: Análisis del impacto positivo que puede tener la implementación de SAE en el sistema eléctrico de Honduras.
- Prestación de servicios complementarios: Identificación de los requerimientos necesarios para que un SAE conectado al nivel de transmisión pueda suministrar servicios como arranque en negro y regulación secundaria de frecuencia.
- Determinación de potencia firme en centrales híbridas: Revisión de prácticas internacionales para estimar la potencia firme de centrales híbridas que combinan generación térmica y SAE, considerando los cálculos tradicionales de disponibilidad/indisponibilidad en térmicas.
- Despacho económico sistémico: Exploración de posibles metodologías para optimizar el despacho económico en sistemas que integran SAE.

Este enfoque busca no solo mejorar la operatividad y eficiencia del sistema eléctrico hondureño, sino también potenciar la integración de tecnologías renovables y de almacenamiento de energía en un entorno de creciente demanda y modernización tecnológica.

3.10 REUNIÓN CON MISIÓN DE ENERGÍA DEL BANCO MUNDIAL

En el marco de la iniciativa de electrificación para los departamentos de Gracias a Dios, Colón y Olancho, desarrollada en coordinación con la Secretaría de Energía (SEN), con apoyo técnico de FOSODE-ENEE y financiamiento del Banco Mundial, equipos técnicos de la Dirección de Regulación, la Unidad de Regulación y Normativa, y la Dirección de Asesoría Jurídica de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) participaron activamente en sesiones de trabajo orientadas al análisis del marco regulatorio vigente aplicable al desarrollo de proyectos de electrificación rural en el país.

Esta participación refleja el compromiso institucional de asegurar que los procesos de expansión del servicio eléctrico en zonas rurales se desarrollen en estricto cumplimiento del marco legal, garantizando sostenibilidad técnica, jurídica y regulatoria, y promoviendo el acceso equitativo y universal a la energía eléctrica.

04 PLANIFICACIÓN Y MERCADOS

4.1 CONSULTORÍA "ANÁLISIS REGULATORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE OPORTUNIDAD NACIONAL"

En mayo de 2024 mediante el Acuerdo CREE-36-2024, la CREE aprobó los términos de referencia de la consultoría "Análisis Regulatorio del Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional", CPI-CREE-04-2024. Posteriormente, bajo el Acuerdo CREE-82-2024 de agosto de 2024, aprobó la adjudicación de la consultoría. Esta tiene como objetivo realizar un análisis regulatorio sobre temas de interés asociados al mercado eléctrico de oportunidad nacional y proporcionar elementos normativos que promuevan una regulación moderna y eficiente, constando de 6 productos que deben ser entregados por la firma consultora adjudicada.

A marzo de 2025, los productos 1, 2, 3 y 4 han sido recibidos, revisados y aprobados mediante acuerdo emitido por esta Comisión. Por otra parte, los productos 5 y 6 actualmente se encuentran en desarrollo.

4.2 SUPERVISIÓN DE LICITACIONES DE COMPRA DE CAPACIDAD FIRME Y/O ENERGÍA

Mediante el Acuerdo CREE-20-2025 de marzo de 2025, la CREE aprobó la "Modificación del Artículo 35 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE)" como resultado del proceso de consulta pública CREE-CP-02-2025 realizado del 24 de enero al 13 de febrero del año 2025. La modificación del referido artículo ha dado lugar al establecimiento de disposiciones regulatorias que permiten a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) desarrollar como Empresa Distribuidora licitaciones públicas internacionales de corto plazo para la compra de capacidad firme y/o energía en caso de no cubrir mediante licitaciones públicas de largo plazo sus requerimientos más el margen de reserva del próximo año.

Asimismo, estas disposiciones permiten a esta Comisión supervisar sistemáticamente procesos de compra de potencia y energía desarrolladas por las empresas distribuidoras bajo el marco de contrataciones de corto plazo.

4.3 SUPERVISIÓN DE LICITACIONES DE OBRAS DE TRANSMISIÓN

4.3.1 Proyecto de transmisión Seccionamiento de línea L613 – Zamorano II – Danlí II– Terrero Blanco

Mediante la Resolución CREE-20-24 de fecha 22 de agosto de 2024, la CREE aprobó las bases de licitación LPI N° 100-047/2024 del proyecto de transmisión Seccionamiento L613 – Zamorano II – Danlí II – Terrero Blanco, concebido en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión (PERT) 2024-2033 como un proyecto que permitirá mejorar las condiciones actuales de la red en las zonas de Olancho y El Paraíso.

En seguimiento de lo anterior, el 19 de septiembre de 2024 la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) publicó en el portal de HonduCompras el llamado a presentar ofertas, estableciendo originalmente como fecha para recibir ofertas el 30 de septiembre de 2024, no obstante, esta fecha fue prorrogada mediante una serie de enmiendas.
Finalmente, el 13 de marzo de 2025 se efectuó la audiencia pública de recepción y apertura de ofertas. Actualmente se está a la espera de recibir por parte de la ENEE el informe de evaluación de ofertas en acompañamiento de la solicitud de no objeción de adjudicación del proyecto.

4.3.2 Proyecto de transmisión El Negrito – Yoro II – Arenal – Coyoles Central II – Reguleto

Mediante la Resolución CREE-06-2024 de fecha 23 de febrero de 2024, la CREE aprobó las bases de licitación LPI-100-001-2024 del proyecto de transmisión El Negrito – Yoro II – Arenal – Coyoles Central II – Reguleto, el cual se concibe en el PERT como un proyecto fundamental en la mejora de la confiabilidad de los circuitos radiales en la zona del Litoral Atlántico, y como enlace para alimentar parte de la demanda del departamento de Yoro y facilitar la incorporación de capacidad de generación en la zona.
En seguimiento de lo anterior, el 13 de mayo de 2024 la ENEE publicó en el portal de HonduCompras el llamado a presentar ofertas y el 14 de octubre de 2024, esta realizó la audiencia pública de recepción y apertura de ofertas.

Posteriormente, en enero del año 2025 la ENEE presentó ante la CREE la solicitud de no objeción de adjudicación del proyecto de transmisión y el informe de evaluación correspondiente. Después de un proceso de revisión realizado en la Comisión y la emisión de una serie de requerimientos, mediante la Resolución CREE-02-2025 de febrero de 2025, la CREE otorgó la no objeción de adjudicación del proyecto a favor del oferente que se determinó que cumplía con lo requerido en el pliego de condiciones y presentaba la oferta económica más baja.

4.3.3 Proyecto de transmisión Telica – San Francico de La Paz

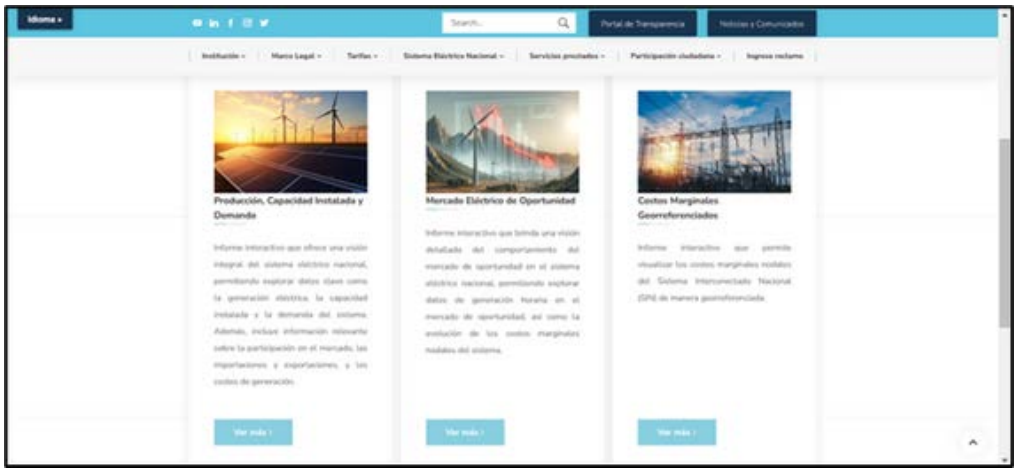
En atención de la solicitud presentada por la ENEE ante la CREE en septiembre de 2024 para la aprobación de las bases de licitación del proceso LPI No. 003-ENEE-UEPER-2024 “Construcción de Línea de Transmisión de 69 kV Telica-San Francisco de La Paz y Subestaciones Telica 69 kV y San Francisco de La Paz 69/34.5 kV, Departamentos de Olancho” y considerando la petición de la Dirección de Licitaciones/ENEE que refiere a “dejar sin valor y efecto la base de licitación con numeración LPI No. 01-ENEE-UEPER-2024 y proceder a registrar el documento con el número de expediente LPI No. 03-ENEE-UEPER-2024”, esta Comisión revisó la nueva documentación presentada, producto de lo cual identificó la necesidad de requerir a la ENEE la atención de ciertos aspectos.

En noviembre de 2024 se obtuvo respuesta por parte de la ENEE, no obstante, se encontró que el requerimiento fue atendido de forma parcial. Considerando lo anterior, se procedió a efectuar una reunión con parte del equipo técnico y legal de esta Comisión y representantes de la ENEE, y se emitió un segundo requerimiento en seguimiento.

La aprobación de las referidas bases de licitación se encuentra en proceso, estando a la espera de la respuesta al último requerimiento emitido.

4.4 MONITOREO DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL (MEN)

Para materializar el proyecto "Monitoreo del Mercado Eléctrico Nacional", se publicó en la página web de esta Comisión los informes interactivos de Power BI que lo conforman. Estos informes están organizados en tres secciones que se encuentran en el apartado "Datos del Mercado Eléctrico" de la página principal, como se observa a continuación:



El enlace de acceso es el siguiente: https://www.cree.gob.hn/mercados-electricos/

El informe denominado "Producción, Capacidad Instalada y Demanda" contiene 10 visualizaciones, siendo estas: producción de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); Producción por fuente, tecnología y tipo; capacidad instalada; participación de centrales en el mercado eléctrico nacional (MEN); demanda real versus programada; curvas de duración de demanda; diagramas de caja de demanda; importaciones y exportaciones; y costos medios de generación.

Por su parte el informe denominado "Mercado Eléctrico de Oportunidad" contiene 6 visualizaciones, siendo estas: generación en el mercado de oportunidad; generación por tecnología, central y fuente; costo marginal promedio horario; costo marginal promedio diario; costo marginal promedio mensual; y media móvil.

Respecto del informe denominado "Costos Marginales Georreferenciados", este contiene una sola visualización que refiere a costos marginales nodales.

05 REUNIONES CON REGULADORES DE A.L.

En fecha 27 de marzo 2025, la CREE publicó, El Comisionado de la CREE y Presidente de la CRIE Wilfredo Flores PhD. preside Reunión Presencial de la Junta de Comisionados de la CRIE No. 195-2025 en San Salvador, El Salvador.

Fuente: https://n9.cl/q5vel

En fecha 29 de enero 2025, la CREE publicó, El Comisionado de la CREE y presidente de la CRIE, Wilfredo Flores Ph.D diserta sobre "Estado de Regulación y perspectivas de almacenamiento de Energía en Honduras" Encuentro Anual de Altos Ejecutivos y Asamblea General Ordinario (ENAE) de la Comisión de Integración Energética Regional para Centroamérica y el Caribe (CECACIER) que se desarrolla en Santo Domingo, República Dominicana.

Fuente: https://n9.cl/ujrb2

En fecha 10 de marzo 2025, la CREE publicó, El Comisionado de la CREE y Presidente de la CRIE, Wilfredo Flores Ph.D, participa como conferencista en el Seminario Internacional Energía y Desarrollo, que se realiza del 10 al 12 de marzo en Ciudad de Panamá, Panamá, organizado por CECACIER.

Fuente: https://n9.cl/9yshk

En fecha 27 de febrero 2025, la CREE publicó, “Junta de Comisionados de la CRIE, liderada por el Comisionado de la CREE y Presidente de la CRIE Ph.D. Wilfredo Flores, se reúnen en Guatemala para tomar decisiones relevantes en la regulación del Mercado Eléctrico Regional de América Central.”

Fuente: https://n9.cl/59qj2

En fecha 18 de febrero 2025, la CREE publicó, El Comisionado de la CREE y Presidente de la CRIE, Ph.D Wilfredo Flores, participa como ponente en el 2° set de exposiciones del Simposio Regional 2025, MER 360: “Perspectivas de desarrollo del sistema eléctrico de América Central para el suministro confiable de energía y el crecimiento del mercado eléctrico regional”, que se lleva a cabo en El Salvador.

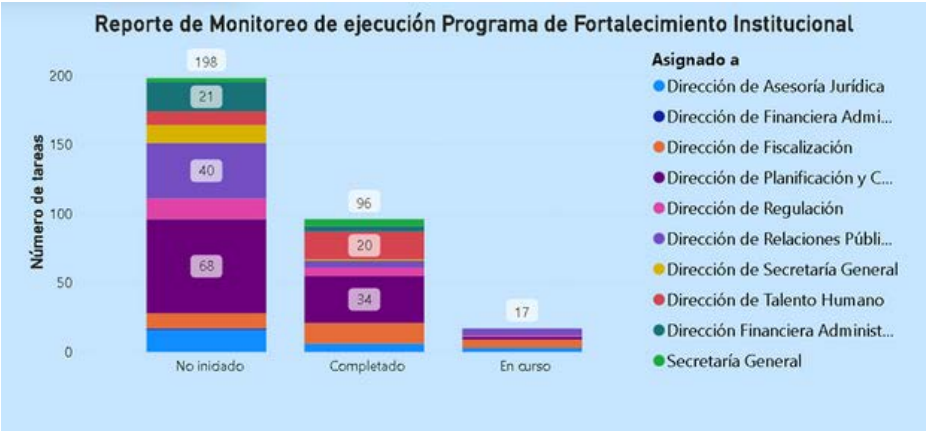
Fuente: https://n9.cl/zvnp5

06 ACTIVIDADES DE LA DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y COORDINACIÓN DE GESTIÓN

Como parte de las actividades principales de la Dirección de Planificación y Coordinación de Gestión, es el impulso del desarrollo de la institución por medio de la mejora de procesos, una planificación estratégica bien definida y que cumpla los objetivos de la CREE y los lineamientos estratégicos del Gobierno de la República, es por tal razón que en el primer trimestre se continuó con el desarrollo de actividades que ayuden a cumplir los objetivos trazados, fortaleciendo los sistemas de monitoreo de las actividades relacionadas con el POA.

6.1 MONITOREO DEL PLAN OPERATIVO ANUAL 2025

La Dirección de Planificación y Coordinación de Gestión continuó por medio de la herramienta Microsoft Planner el seguimiento de la producción programada en el Plan Operativo Anual (POA) 2025 primer trimestre del año, de los programas 11, 12, 13 y Programa de Fortalecimiento Institucional, asimismo, se establecieron reuniones mensuales de Monitoreo de actividades y Evaluación de manera estratégica con todas las Direcciones de la CREE con el objetivo de mejorar la eficiencia y eficacia de la institución.



A continuación, se presentan las actividades de la Dirección de Planificación y Coordinación de Gestión publicadas en las redes sociales de la CREE en el 1er trimestre:

En fecha 14 de enero 2025, la CREE publicó, Comisionados, directores y personal de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) participaron en el Encuentro Anual de Asociados y Técnicos del Comité Regional de la CIER para Centroamérica y el Caribe (CECACIER). Este importante evento sirvió como espacio para el intercambio de conocimientos, experiencias y fortalecimiento de la colaboración regional en el sector energético.

Fuente: https://acortar.link/eWXMsZ

En fecha 12 de febrero 2025, se llevó a cabo reunión para recibir las directrices necesarias según lo contemplado en el Decreto Ejecutivo PCM-23-2023, en cuanto a la evaluación de la gestión pública, sectorial e institucional utilizando el Sistema de Gerencia Pública por Resultados y Transparencia (SIGPRET).

En fecha 25 de enero 2025, la CREE publicó, Por su invaluable lucha en defensa de sus derechos y su amor por Honduras, bajo el liderazgo de la primera mujer presidenta, Xiomara Castro, el Directorio de Comisionados y funcionarios de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) extiende un cálido saludo y una felicitación a la Mujer Hondureña en su día. Gracias por su fuerza, valentía y compromiso, que inspiran a construir un mejor país.

Fuente: https://n9.cl/97hwne

En fecha 8 de marzo 2025, la CREE publicó, Hoy conmemoramos la lucha y resiliencia de las mujeres que han cambiado la historia. Sigamos construyendo un futuro más justo e igualitario.
Fuente: https://n9.cl/5zw86z

En fecha 21 de marzo 2025, la CREE publicó, funcionarios de la CREE participan en el evento "Datos Abiertos: Motor Positivo para la Transparencia e Innovación", organizado por la Secretaría de Transparencia y Lucha contra la Corrupción, en conjunto con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el Departamento de Gestión Pública Efectiva de la Organización de los Estados Americanos (OEA). El evento se llevó a cabo en el Auditorio General del BCIE.
Fuente: https://n9.cl/dbybg

En fecha 17 de febrero 2025, la CREE publicó, Comisionado presidente, Abg. Rafael Padilla; el Comité de Género y la directora de RRPP y CI de la CREE participaron en el Foro Regional de ministras de la Mujer: "Por una América Latina y el Caribe Libre de Violencias hacia las Mujeres", organizado por la Secretaría de Asuntos de la Mujer, CELAC Mujeres y la Secretaría de Relaciones Exteriores y Cooperación Internacional
Fuente: https://n9.cl/cebf3s

El 16 de enero 2025, la CREE publicó, Comisionados, directores, jefes y personal de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) participaron en reunión de presentación del nuevo director ejecutivo del Comité Regional de la CIER para Centroamérica y el Caribe (CECACIER), Ing. Edward Fuentes López. La reunión tuvo como objetivo fortalecer los lazos de cooperación e impulsar actividades relacionadas al desarrollo del sector energético en la región.

Fuente: https://n9.cl/9fw01

El 13 de marzo 2025 mediante el Acuerdo CREE-22-2025, se recibió aprobación del Plan Estratégico Institucional que recibió visto bueno de parte de la Secretaría de Planificación Estratégica mediante dictamen técnico SPE-DGP/DPI-007-2025.

Fuente: https://n9.cl/9fw01

07 COMISIÓN DE CONTROL INTERNO (COCOIN) COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA DE ELÉCTRICA

Para este primer trimestrese trabajó en el plan anual de vacaciones, necesidad de personal, plan anual de capacitaciones y la rotación de personal. Estos informes fueron entregados a ONADICI y tambiéncargados en la página de la CREE. Todas estas actividades estabanprevistas en el plan de trabajo de COCOIN Institucional.

7.1 Juramentación Comité de Control Interno Institucional (COCOIN-CREE) Año Fiscal 2025

En fecha 13 de noviembre 2024, la CREE publica, Directorio de Comisionados y Jefa de Tarifas de la CREE, junto a representantes de la ENEE, Banco Mundial se reúnen con personeros del FMI con el fin de analizar asistencias técnicas de parte del Banco Mundial para el desarrollo del nuevo pliego tarifario definitivo de electricidad para asegurar la sostenibilidad financiera de la ENEE.

Fuente: https://n9.cl/hpnm48

7.2 Reunión mensual del mes de febrero 2025

Jueves 19 Febrero, 2025 en la cual se desarrollaron varios puntos de agenda entre ellos el proceso de contratación del auditor interno, entrega de productos COCOIN del mes de febrero.

7.3 Reunión mensual de marzo 2025

Se sostuvo reunión mensual, y se sostuvieron los siguientes puntos:

1. Oficio No. CREE-095-2025 Publicación de la Contratación del Auditor Interno de la CREE.
2. Productos COCOIN Marzo, 2025 (borrador de oficio en revisión).

PRODUCTOS COCOIN ABRIL, 2025

Se detalla un resumen de los Documentos aprobados durante el I trimestres del año 2025.

DOCUMENTOS		
N°	Nombre del Documento	Apartado COCOIN CREE
1	Plan Anual de Vacaciones	Participación ciudadana-COCOIN 2025
2	Plan Anual de Necesidades de Personal	Participación ciudadana-COCOIN 2025
3	Plan Anual de Capacitaciones	Participación ciudadana-COCOIN 2025
4	Rotación de Personal	Participación ciudadana-COCOIN 2025

08 REUNIONES CON PARTICIPANTES DEL SECTOR ELÉCTRICO

En fecha 15 de enero 2025, la CREE publicó, Secretaria de Energía(SEN), Empresa Nacional de Energía Eléctrica(ENEE), CND, UTCD,PNRP y Comisión Reguladora de Energía Eléctrica(CREE), se reúnen en mesa de trabajo con el fin de analizar el plan de trabajo conjunto para este 2025 y mejorar la calidad del servicio eléctrico en el país.

Fuente: https://acortar.link/JSM8ko

En fecha 20 de enero 2025, la CREE publicó, la CREE, SEN, ENEE, ENEE Distribución y PNRP, continúan con la actualización de temas en el marco de la mesa técnica de instituciones del subsector eléctrico con el fin de dar continuidad a los trabajos de planificación de la licitación de 1,500 MW así como la inversión en líneas de transmisión con el propósito de mejorar el servicio eléctrico para el 2025.

Fuente: https://n9.cl/hf5cx

En fecha 6 de febrero 2025, la CREE publicó, Directorio de Comisionados, directores de Regulación, Fiscalización, jefa de Tarifas y personal técnico y de Asesoría Legal de la CREE se reúnen con el Ministro de la SEN y Gerente de la ENEE, Erick Tejada Ph.D y representantes de ENEE-Distribución para abordar aspectos regulatorios del almacenamiento de energía y consumidores calificados.

Fuente: https://n9.cl/idswc

En fecha 10 de febrero 2025, la CREE publicó, "El comisionado Leonardo Deras y el director Jorge Núñez, junto con su equipo de Regulación y de Asesoría Jurídica de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, participan en una reunión virtual con representantes del Comité de Energía de la Asociación Nacional de Industriales (ANDI) para abordar temas relacionados con el desarrollo de la normativa sobre disposiciones transitorias para el establecimiento de un precio máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional y las modificaciones del artículo 35 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) en materia de licitaciones de corto plazo."

Fuente: https://n9.cl/6bic3

En fecha 14 de febrero 2025, la CREE publicó, "Comisionados de la CREE: Abg. Rafael Padilla, Ing. Leonardo Deras y Wilfredo Flores, Ph.D., junto al Director de Regulación, Jorge Núñez, y los equipos de IT y RRPP, continúan con la socialización de las Disposiciones Transitorias para el Establecimiento de Precios Máximos en el Mercado de Oportunidad Nacional, dirigida a los agremiados de la Asociación Hondureña Productora de Energía Eléctrica (AHPEE), en el marco de la Consulta Pública."

Fuente: https://n9.cl/an7sis

En fecha 20 de febrero 2025, la CREE publicó, “El Comisionado de la CREE, Ing. Leonardo Deras, junto con los Directores de Planificación y Coordinación de la Gestión, Fiscalización, y colaboradores de la Comisión, participaron en el cierre del proyecto de Cooperación Triangular: Promoción de la Movilidad Eléctrica en Honduras, liderado por la Secretaría de Energía y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ) y la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ).”

Fuente: https://n9.cl/83wxry

En fecha 21 de febrero 2025, la CREE publicó, “Comisionado Wilfredo Flores, Ph.D., Director de Fiscalización, y su equipo realizan la Revisión del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución junto a representantes del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP), con el objetivo de fortalecer la protección de los derechos de los usuarios del servicio eléctrico en Honduras.”

Fuente: https://n9.cl/ngt4j

En fecha 18 de marzo, la CREE publicó, con la presencia de los representantes de las empresas que operan los Sistemas Aislados en Islas de la Bahía y Gracias a Dios se realizó en la ciudad de La Ceiba, Atlántida, la Socialización del Reglamento de Sistemas Aislados que está desarrollando la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), con el fin de regularlos eficientemente.

Fuente: https://n9.cl/lw17d

En fecha 28 de febrero 2025, la CREE publicó, director de Fiscalización, y su equipo y Abogados de Asesoría Jurídica de la CREE realizan la Revisión del Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución junto a representantes del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas (PNRP), ENEE Distribución y la UTCD, con el objetivo de fortalecer la protección de los derechos de los usuarios del servicio eléctrico en Honduras.

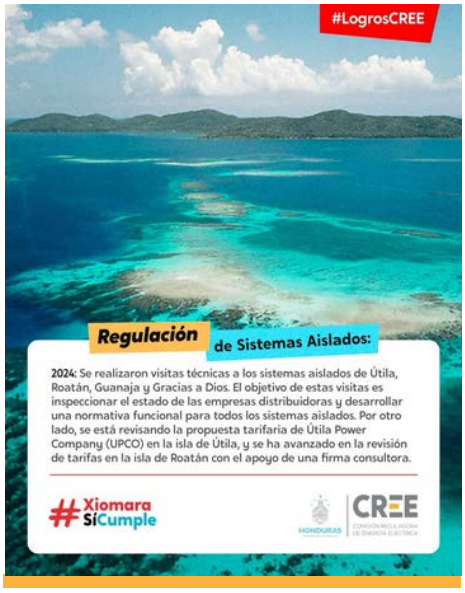
Fuente: https://acortar.link/qHvYql

09 INFORMACIÓN A LA CIUDADANÍA

A continuación, se presentan las actividades de la Dirección de Relaciones Públicas y Comunicación Institucional publicadas en las redes sociales de la CREE en el 1er trimestre:

En fecha 10 de enero 2025, la CREE publicó "El gobierno de la presidenta Xiomara Castro, a través de la CREE, vela por los usuarios de energía eléctrica en los sistemas aislados."
Los habitantes se mostraron satisfechos con la inclusión y participación otorgada por la CREE.
Fuente: https://acortar.link/W6TZfg

En la misma fecha también se publicó "A tres años del gobierno de la primera mujer presidenta de Honduras, Xiomara Castro, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) avanza regulando los Sistemas Aislados de Energía hacia un futuro energético más brillante". En 2024 se realizaron visitas técnicas a los sistemas aislados de Útila, Roatán, Guanaja y Gracias a Dios. El objetivo de estas visitas es inspeccionar el estado de las empresas distribuidoras y desarrollar una normativa funcional para todos los sistemas aislados. Por otro lado, se está revisando la propuesta tarifaria de Útila Power Company (UPCO) en la isla Útila, y se ha avanzado en la revisión de tarifas en la isla de Roatán con el apoyo de una firma consultora.
Fuente: https://acortar.link/8zOzji



Honduras da un gran paso hacia la seguridad energética: Se aprobaron los términos de referencia para la elaboración de las bases de licitación para la compra de 1500 MW de capacidad firme y energía por parte de la ENEE.

Fuente: https://acortar.link/TzsXmW

En fecha 14 de enero 2025, la CREE publicó, “La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica logró la Modificación del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales”.

Se modificaron los artículos 16,17 y 18 del Reglamento supra mencionado para reflejar de manera más precisa el cálculo de Costo Base de Generación y mejorar el procedimiento de los ajustes trimestrales.

Fuente: https://acortar.link/mSLfBU

En fecha 16 de enero 2025, la CREE publicó, Tarifa para usuarios auto productores, se puso a consulta pública la propuesta tarifaria de la ENEE para usuarios que generen energía, que aprovechan los recursos renovables para autoabastecimiento y que inyectan excedentes a la red de distribución. Con esta tarifa se valoriza la energía inyectada a la red de distribución. Con esta tarifa se valoriza la energía inyectada a la red mediante creditos en la factura de suministro.

Fuente: https://acortar.link/rpaphl

En fecha 17 de enero 2025, la CREE publicó, Consulta pública de Sistemas Aislados. Se llevo a cabo una consulta pública sobre los elementos normativos para sistemas de almacenamiento de energía. Es un paso fundamental para el futuro energético del país, lo que permitirá almacenar energía y ser utilizada de forma eficiente. La normativa está en etapa final de revisión.
Fuente: https://n9.cl/8p8ig

En fecha 20 de enero 2025, la CREE publicó, “La CREE reafirma su compromiso con el mandato de la Presidenta Xiomara Castro, supervisando la calidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios, para que cada hogar y comunidad hondureña tenga acceso a un servicio digno y confiable.”
Fuente: https://n9.cl/ywoop

En fecha 21 de enero 2025, la CREE publicó, “Por primera vez en la historia del subsector eléctrico la CREE realiza audiencia pública en Guanaja” mediante la cual se dio a conocer la propuesta de la Tarifa Transitoria que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica aplicará a los pobladores de la Isla de Guanaja, haciendo historia en el subsector eléctrico de Honduras.
Fuente: https://n9.cl/buf9b

En fecha 22 de enero, la CREE publicó, Más de 5.7 millones de lempiras a favor de usuarios
Fuente: https://n9.cl/iuupj

En fecha 23 de enero 2025, la CREE publicó, La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica cumple con la misión de garantizar un suministro eléctrico confiable, respetar los derechos de los usuarios y fortalecer el subsector eléctrico del país.
Fuente: https://n9.cl/bupt77

En fecha 23 de enero 2025, la CREE publicó, La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica apoya a la ENEE para la contratación de energía en el MER.
Fuente: https://n9.cl/y7uyu

En fecha 24 de enero 2025, la CREE publicó, La CREE avanza con paso firme, consolidando importantes logros a tres años de la Victoria de la Presidenta Xiomara Castro.

Fuente: https://n9.cl/kdxpx

En fecha 24 de enero 2025, la CREE publicó, la invitación a consulta pública "Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional" CREE-CP-01-2025.
Fuente: https://n9.cl/jyx6d

En fecha 25 de enero 2025, la CREE publicó, Nueva línea de transmisión y repotenciación en San Buena ventura – San Pedro Sula Sur

Fuente: https://n9.cl/9xmue

En fecha 27 de enero 2025, la CREE publicó, ¡Una buena noticia! La CREE aprueba la nueva estructura tarifaria transitoria de la ENEE en su calidad de operador de la Isla de Guanaja.
Fuente: https://n9.cl/35tvzr

En fecha 27 de enero 2025, la CREE publicó, la modificación de la Normativa vigente para regular a los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE).
Fuente: https://n9.cl/9r7ef

En fecha 30 de enero 2025, la CREE publicó, Norma Técnica de Cogeneración, un paso crucial hacia un sistema energético sostenible y regulado.
Fuente: https://n9.cl/6f6ujv

En fecha 3 de febrero 2025, la CREE publicó, Invitación a consulta pública, "Disposiciones Transitorias para Establecimiento de Precio Máximo en el Mercado Eléctrico de Oportunidad Nacional" CREE-CP-01-2025.

Fuente: https://n9.cl/khfl4

En fecha 3 de febrero 2025, la CREE publicó, Invitación a consulta pública, "Modificación del Artículo 35 del Reglamento de la Ley General de la Industrial Eléctrica (RLGIE)" CREE-CP-02-2025.

Fuente: https://n9.cl/30ue01

En fecha 4 de febrero 2025, la CREE publicó, los Servicios Complementarios Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas.

Fuente: https://n9.cl/uqo7uh

En fecha 5 de febrero 2025, la CREE publicó, ¡En hora buena!, defendiendo la económica del pueblo hondureño aprobadas por el Congreso Nacional 18 adendas a contratos de generación de energía eléctrica.

Fuente: https://n9.cl/t4viy

En fecha 12 de febrero 2025, la CREE publicó, la evaluación de la calidad de producto/ campañas de calidad.
Fuente: https://n9.cl/ff4vt

n fecha 3 de febrero 2025, la CREE publicó, Invitación a consulta pública, "Modificación del Artículo 35 del Reglamento de la Ley General de la Industrial Eléctrica (RLGIE)" CREE-CP-02-2025.
Fuente: https://n9.cl/i54g0

En fecha 18 de febrero, la CREE publicó, Los Comisionados Abg. Rafael Padilla e Ing. Leonardo Deras, junto a directores de la CREE, se reunieron con la Junta Directiva del Colegio de Ingenieros Mecánicos, Electricistas y Químicos de Honduras (CIMEQH) para socializar la participación de la Comisión en el Congreso de Ingeniería 2025 y en el Foro de Energía – Candidatos a la Presidencia de la República de Honduras.

Fuente: https://n9.cl/633c3a

En fecha 21 de febrero 2025, la CREE publicó, “La CREE cumpliendo con su misión velando por precios justos de energía para el pueblo hondureño”
Fuente: https://n9.cl/6iy14

Baja tarifa eléctrica en Guanaja: Ahorro para hogares y negocios

En fecha 20 de febrero 2025, la CREE publicó, “El Comisionado de la CREE, Ing. Leonardo Deras, junto con los Directores de Planificación y Coordinación de la Gestión, Fiscalización, y colaboradores de la Comisión, participaron en el cierre del proyecto de Cooperación Triangular: Promoción de la Movilidad Eléctrica en Honduras, liderado por la Secretaría de Energía y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ) y la Agencia Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ).”
Fuente: https://n9.cl/83wxry

En fecha 24 de febrero 2025, la CREE publicó, Equipos de Fiscalización y Asesoría Jurídica, liderados por el Comisionado de la CREE y Presidente de la CRIE, Wilfredo Flores, Ph.D., realizan una inspección para verificar la información declarada por la sociedad mercantil AZUNOSA, ubicada en Villanueva, Cortés, con el fin de inscribirse en el Registro Público de Empresas del Subsector Eléctrico Nacional, en aplicación de la Norma Técnica de Cogeneración.
Fuente: https://n9.cl/syky8

En fecha 25 de febrero 2025, la CREE publicó, Con el objetivo de verificar la información declarada para la inscripción en el Registro de Consumidores Calificados, el Comisionado de la CREE y Presidente de la CRIE, Wilfredo Flores, Ph.D., lidera al equipo de Fiscalización y Asesoría Jurídica en una inspección a la Sociedad Mercantil Zip Calpules, ubicada en San Pedro Sula, Cortés. Esta inspección tiene como finalidad garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos por la normativa vigente.

Fuente: https://n9.cl/nzlrh

En fecha 26 de febrero 2025, la CREE publicó, Equipos de Fiscalización y Asesoría Jurídica realizan una inspección para verificar la información declarada por la sociedad mercantil CAHSA, ubicada en San Pedro Sula, con el fin de inscribirse en el Registro Público de Empresas del Subsector Eléctrico Nacional, en aplicación de la Norma Técnica de Cogeneración.

Fuente: https://n9.cl/xlnju

En fecha 13 de marzo 2025, la CREE publicó, “Artículo 35, reformado del reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica”

Fuente: https://n9.cl/srv40r

En fecha 14 de marzo 2025, la CREE publicó, "Concurso privado-Contratación de consultoría de procedimiento para la gestión de Bases de Datos Regulatorios".
Fuente: https://n9.cl/tobf2

En fecha 14 de marzo 2025, la CREE publicó, Consulta pública – "Modificaciones de la Norma Técnica de Acceso, Conexión y uso de la Red de Transmisión" CREE-CP-03-2025
Fuente: https://n9.cl/psnpg0

En fecha 19 de marzo 2025, la CREE publicó, Hoy honramos a los padres que, con su esfuerzo incansable, iluminan nuestros días y construyen un futuro mejor para sus familias. Gracias por ser guía, fuerza y amor incondicional. ¡Feliz Día del padre hondureño!
Fuente: https://n9.cl/0bkoxu

En fecha 24 de marzo 2025, la CREE publicó, Podcast de regulación sobre: Nuevo formulario de Registro Público.
Fuente: https://n9.cl/he06l

En fecha 25 de marzo 2025, la CREE publicó, El Directorio de Comisionados de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) participa en la presentación del Portal de Inversiones de la ENEE y en la exposición de las prioridades del sector energético hondureño para la cooperación internacional.

Fuente: https://n9.cl/c61ce

En fecha 26 de marzo 2025, la CREE publicó, Consulta Pública, “Modificaciones de la Metodología de Cálculo de Peajes de Transmisión en el Reglamento de Tarifas” CREE-CP-04-2025.

Fuente: https://n9.cl/8icg4

En fecha 28 de marzo 2025, la CREE publicó, Consulta pública “Modificaciones de la Norma Técnica de Acceso, Conexión y Uso de la Red de Transmisión” CREE-CP-03-2025.

Fuente: https://n9.cl/mqqex2

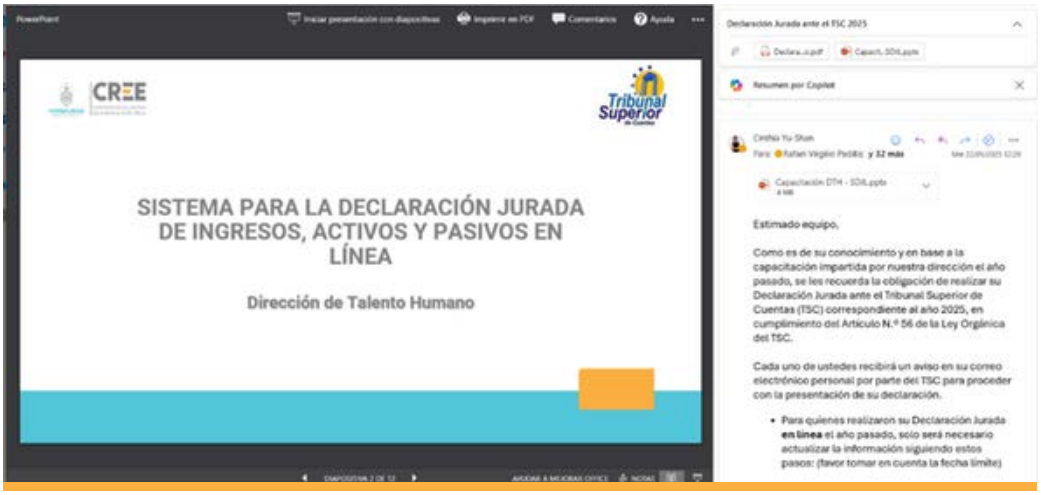
En fecha 31 de marzo 2025, la CREE publicó, ¡Buenas noticias para Honduras! La reducción de 9.00 % en la tarifa de energía reafirma el compromiso del gobierno de la presidenta Xiomara Castro de garantizar estabilidad en los precios, beneficiando directamente a las familias hondureñas y al desarrollo del país.

Fuente: https://n9.cl/2bafdq

10 IMPLEMENTACIÓN DE NUEVOS RECURSOS Y ACTIVIDADES

10.1 DECLARACIÓN JURADA EN LÍNEA

En enero, se recordó a los colaboradores obligados a presentar su declaración jurada ante el Tribunal Superior de Cuentas (TSC) la importancia de cumplir con este requisito. Se les explicó cómo realizar la actualización anual en línea y se les proporcionó una presentación digital con instrucciones detalladas sobre el proceso a seguir.



10.2 CAPACITACIÓN DE INJUPEMP

En marzo, INJPEMP impartió una capacitación a la dirección de Talento Humano (DTH) en la que se explicaron los diferentes tipos de préstamos disponibles para los colaboradores, así como el proceso que deben seguir tanto la DTH como los solicitantes.

10.3 CONFIANZA Y SATISFACCIÓN GRUPAL

La dirección de Talento Humano llevó a cabo una actividad de campo diseñada específicamente para fomentar la confianza entre los colaboradores, promoviendo la integración, el trabajo en equipo y la comunicación efectiva, con el fin de mejorar el desempeño, la colaboración y el bienestar organizacional.

11 CAPACITACIONES

Para fomentar el desarrollo profesional del personal de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), se programaron diversas capacitaciones para el primer trimestre. Estas tienen como objetivo fortalecer y adquirir nuevas habilidades, contribuyendo así al crecimiento institucional.

A continuación, se detallan cuales fueron:

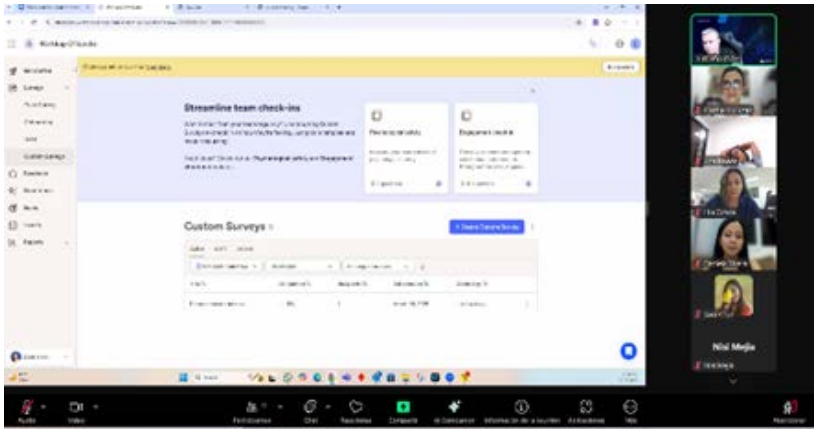
Capacitaciones por Direcciones

Nombre de la capacitación	Dirección
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Asesoría Jurídica
Congreso internacional de arbitraje en Honduras	Asesoría Jurídica
Requisitos para la emisión de actos administrativos	Asesoría Jurídica
Programa de Fortalecimiento de Capacidades del Personal Líder en Entidades Relacionadas con Eficiencia Energética.	Comité de Ahorro y Eficiencia Energética
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Directorio de Comisionados
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Financiera Administrativa
Jornada formativa para Formulación Presupuestaria 2026	Financiera Administrativa
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Fiscalización
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Planificación y Coordinación de Gestión
Diplomado en auditoria y control interno	Planificación y Coordinación de Gestión
Jornada formativa para Formulación Presupuestaria 2026	Planificación y Coordinación de Gestión
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Regulación
Creación de una Comunidad de Práctica en materia de energía, medioambiente y cambio climático	Regulación
Curso avanzado de microrredes eléctricas	Regulación
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Relaciones Publicas y Comunicación Institucional
Requisitos para la emisión de actos administrativos	Secretaría General
Capacitación sobre Prestamos INJUPEMP	Talento Humano
Confianza y satisfacción grupal (DP)	Talento Humano
Curso Inteligencia artificial en Recursos Humanos	Talento Humano

Tabla 1: Detalle de las capacitaciones recibidas por dirección operativa, primer trimestre 2025

Gráfico 1: Cantidad de capacitaciones por dirección operativa, primer trimestre 2025

Capacitación Inteligencia Artificial en Recursos Humanos-Dirección de Talento Humano



Curso avanzado de microrredes eléctricas Jefe de Regulación y Normativa

Programa de Fortalecimiento de Capacidades del Personal Líder en Entidades Relacionadas con Eficiencia Energética

Jornada formativa para Formulación Presupuestaria 2026-Jefe de Planificación y Evaluación, Ejecutivo de Presupuesto y Analista de Género.

Congreso Internacional de Arbitraje en Honduras-Dirección de Asesoría Jurídica

Creación de una Comunidad de Práctica en materia de energía, medioambiente y cambio climático. - Analista en Regulación de Sistemas Eléctricos y Analista de Estudios Eléctricos y Tarifarios

12 SUGERENCIAS Y RECOMENDACIONES

Con respecto a las sugerencias y recomendaciones sobre las medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los usuarios y el desarrollo de la Industria Eléctrica, esta Comisión expresa lo siguiente:

- Las iniciativas para incorporar nuevos elementos normativos como los sistemas de almacenamiento de energía, la integración de auto generadores y la actualización de la normativa de acceso, conexión y uso de la red de transmisión– evidencian un compromiso claro de la CREE hacia la modernización y diversificación de la matriz energética. Estas acciones permiten adecuar el marco regulatorio a las dinámicas actuales del sector eléctrico y a las nuevas tecnologías.

- La puesta en marcha de una plataforma digital de consulta pública y la implementación del Reglamento de Consultas contribuirá a ampliar la participación de actores y ciudadanos en la toma de decisiones. Esta estrategia no solo aumenta la transparencia institucional, sino que también facilita la incorporación de aportes técnicos y comunitarios en el proceso regulatorio.

- La revisión y actualización de normas, como la de Servicios Complementarios de Control de Frecuencia, y la integración de mecanismos de supervisión en el SIN demuestran el esfuerzo por mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico. Esto se traduce en mejores criterios para la asignación, evaluación y control de los servicios, lo que refuerza la estabilidad y seguridad del sistema.

- La colaboración con entidades como la SEN, ENEE, el Banco Mundial, y organismos internacionales como el NREL, ha potenciado la adopción de mejores prácticas y soluciones innovadoras. Esta coordinación interinstitucional permite alinear los esfuerzos técnicos, legales y operativos con estándares internacionales, asegurando una mayor competitividad y sostenibilidad del sector.

- La implementación de modificaciones en el Registro Público del Subsector Eléctrico permite que la información presentada por las Empresas Generadoras sea más precisa y completa, fortaleciendo los mecanismos de control, supervisión y transparencia en el sector.

- La colaboración con entidades como la SEN, ENEE, el Banco Mundial, y organismos internacionales como el NREL, ha potenciado la adopción de mejores prácticas y soluciones innovadoras. Esta coordinación interinstitucional permite alinear los esfuerzos técnicos, legales y operativos con estándares internacionales, asegurando una mayor competitividad y sostenibilidad del sector.

- La implementación de modificaciones en el Registro Público del Subsector Eléctrico permite que la información presentada por las Empresas Generadoras sea más precisa y completa, fortaleciendo los mecanismos de control, supervisión y transparencia en el sector.

- La publicación del proyecto de monitoreo del mercado eléctrico nacional en la página web de esta Comisión permitirá al público en general contar con un mayor grado de acceso a estadísticas relacionadas a la conformación y funcionamiento del mercado como ser demanda, producción de energía, capacidad instalada, tipos de tecnologías participantes y costos, a través de una interfaz gráfica de uso practico.

- Las licitaciones públicas de compra de capacidad firme y/o energía son el mecanismo que permite a las Empresas Distribuidoras cubrir sus requerimientos e implementar las recomendaciones del Plan Indicativo de Expansión de la Generación en cuanto a la política energética nacional. Estas licitaciones, sean de corto o largo plazo, deben desarrollarse bajo la supervisión de la CREE tal como lo establece la Ley y su Reglamento.

- La supervisión realizada por esta Comisión para el desarrollo de proyectos de transmisión es un factor clave en el cumplimento de lo dictado por la Ley General de la Industria Eléctrica sobre que el transmisor debe llevar a cabo las licitaciones competitivas para la construcción de las obras contenidas en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión dentro de los plazos previstos en este.

HONDURAS
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

www.cree.gob.hn