

CREE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

INFORME TRIMESTRE I

FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

MARZO 2025

RESUMEN EJECUTIVO.....	3
APOYO A LA SUPERVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS.....	12
APOYO A SUPERVISIÓN DE GENERACIÓN FORZADA.....	21
FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL.....	42
SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM).....	61
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-015-2025 DE LA CENTRAL TÉRMICA ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	73
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-016-2025 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ARENAL ETAPA I y II.....	85
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-017-2025 DE LA CENTRAL TÉRMICA BRASSAVOLA	96
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-018-2025 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CUYAMAPA.....	104
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-019-2025 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA VEGONA	112
SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS (PAAT).....	123
AUDITORÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN DECLARADOS Y VERIFICADOS (CVG)	131

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. La Dirección de Fiscalización de la CREE, en seguimiento de lo anterior y en cumplimiento de lo establecido en el Plan Operativo Anual de la institución para 2025, en particular, con respecto al Producto Final 2 del Programa 12; ha elaborado el presente documento con el fin de informar los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el primer trimestre de 2025, así como las recomendaciones que se derivan del análisis de la información recopilada y validada a través de los procesos en cuestión, según se describen a continuación:

1. Apoyo a la supervisión de liquidación del Mercado de Contratos:

El informe tiene como objetivo evaluar 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 eléctrica, correspondiente al periodo de enero de 2021 hasta noviembre de 2024. Estas diferencias fueron identificadas en una revisión de la facturación y liquidación de los contratos de energía y potencia suscritos por la ENEE con varias empresas generadoras.

Durante el análisis, se detectó una discrepancia total de USD 150,266,775.12, con una desviación notable en los años 2022 y 2023, que representan un 9.25 % y 4.92 % de diferencia respectivamente. Las causas de estas diferencias incluyen la facturación de la ENEE durante el periodo de prueba de las centrales generadoras y ajustes por "otros cargos" no contemplados en la liquidación del CND. A pesar de la modificación del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales en septiembre de 2024, las inconsistencias persisten, especialmente en los meses de octubre y noviembre de ese mismo año.

Como recomendaciones, se sugiere realizar una conciliación exhaustiva entre el CND y la empresa distribuidora para esclarecer las causas de las discrepancias, con el fin de ajustar correctamente las tarifas. Además, se deben corregir las inconsistencias detectadas en los meses recientes para garantizar la precisión de las liquidaciones y asegurar la transparencia en el proceso de facturación.

2. Apoyo a supervisión de generación forzada:

- a. Este informe resume los antecedentes y hechos relacionados con la revisión de los sobrecostos por generación forzada asociados al período de 2023 y 2024, en el marco de la regulación y ajustes tarifarios correspondientes. En 2023, el Departamento de Tarifas identificó un aumento en los sobrecostos por generación forzada en el periodo de ajuste tarifario de marzo a mayo, lo que llevó a la emisión del Memorándum DT-014-2023, solicitando la colaboración de otros departamentos para analizar y verificar los datos proporcionados por el Centro Nacional de Despacho (CND), con el fin de asegurar que no se trasladen ineficiencias operativas a los usuarios, en cumplimiento con la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Durante el análisis, se identificaron varios casos de sobrecostos, algunos de los cuales no pudieron ser atribuidos debido a la falta de documentación adecuada.
- b. Se recomienda trasladar este informe al Departamento de Tarifas de la Comisión para que sea utilizado como base en el proceso de ajuste tarifario correspondiente al primer trimestre del año, aplicable en el segundo trimestre de 2025. Además, se sugiere concluir la revisión de los años 2023 y 2024 según la instrucción emitida por el Directorio de Comisionados, como parte del expediente F01-GF-2024. En cuanto al cargo real por generación forzada, se recomienda ajustar el monto a USD 1,881,963.18 para 2024, sujeto a revisión en caso de justificación adicional por parte del Centro Nacional de Despacho.

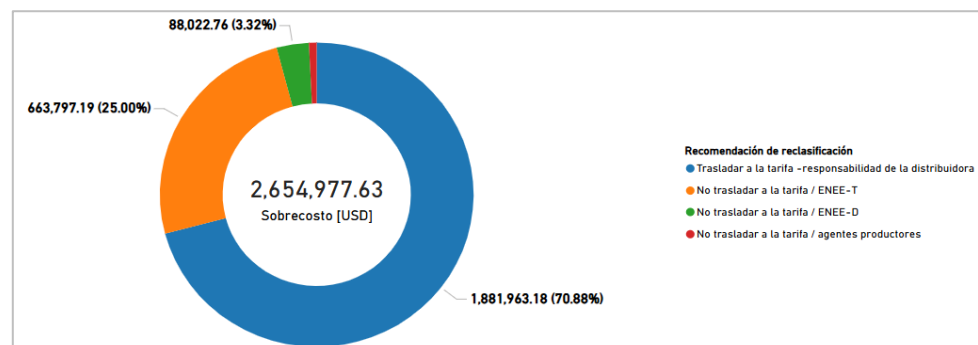


Gráfico 1 Desglose de casos reclasificados 2024 (Fuente: CREE)

3. Fiscalización de normativa de medición comercial:

Se ha elaborado el presente documento con el fin de informar los resultados de fiscalización realizadas durante el primer trimestre de 2025. Cabe mencionar que es importante obtener mediciones precisas y apegadas a los estándares y normas vigentes para garantizar una liquidación de las transacciones a los agentes del MEN, con la finalidad de no trasladar ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico al consumidor final.

De acuerdo con la información publicada en febrero por el Centro Nacional de Despacho (CND) en su Informe Mensual de Medición y SIMEC, se observó que el operador del sistema cuenta con un registro de 356 puntos de medición comercial, cuya distribución se define 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 (ver **Gráfico 2**).

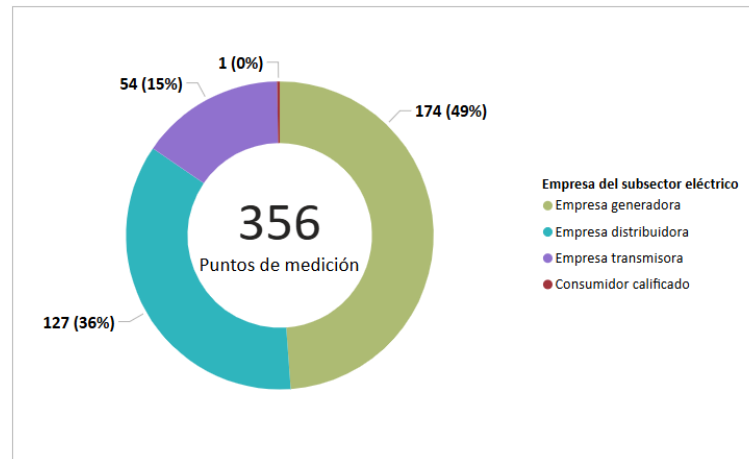


Gráfico 2 Distribución de puntos de medición comercial (Fuente: Informe Mensual de Medición y SIMEC febrero - CND)

Asimismo, se validó que 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. En el **Gráfico 3**, se observa la relación entre los puntos de medición y su estado de oficialización con relación a la integración de los equipos al CDM-CND.

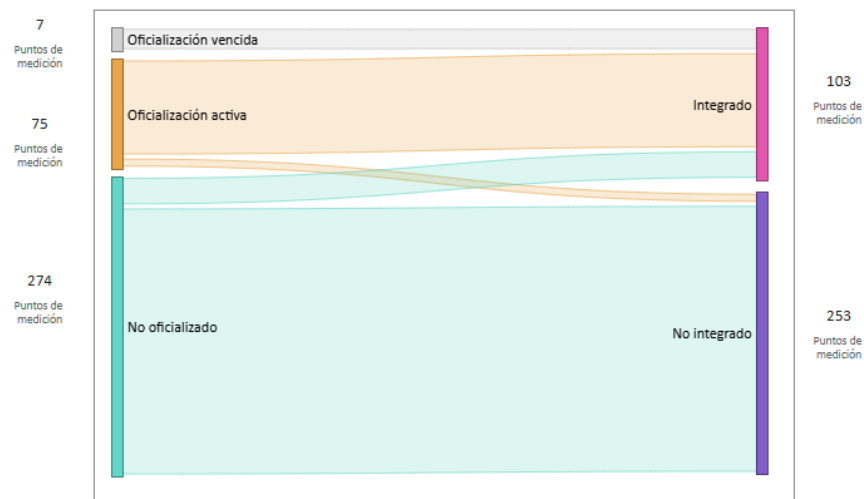


Gráfico 3 Relación de los puntos de medición comercial entre oficialización e integración al CDM (fuente: Informe Mensual de Medición SIMEC febrero - CND)

Finalmente, se observó que de 536 puntos de medición comercial solo el 21 % cuenta una oficialización activa, adicionalmente la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) establece que los Agentes del MEN y Empresa Transmisora tienen la obligación de contar con equipos de medición que cumplan con los requerimientos técnicos y la oficialización correspondiente como establece esta norma, asimismo, deberán hacer entrega de los accesos totales del sistema de medición al operador del sistema.

En relación con los puntos de medición comercial de la central de Arrendamiento Laeisz Danlí, realizó la corrección en seguimiento a las observaciones planteada en el acta de verificación de medición comercial, y cuenta con una oficialización con duración de 2 años, respecto a la Arrendamiento Laeisz San Isidro, esta no realizó las correcciones dictadas en el acta de verificación de medición comercial, por lo que sus equipos estarían incumpliendo con lo establecido en la NT-MC.

4. Supervisión del Plan anual de mantenimientos (PAM):

El presente informe presenta los resultados de las actividades de inspección realizadas por la CREE por medio de la Dirección de Fiscalización, así como las recomendaciones que se derivan del análisis de la información recopilada y validada a través de los procesos en cuestión. En resumen, se realizaron 5 procesos de inspección a instalaciones de empresas generadoras, que en su mayoría corresponden a tecnología térmica e hidroeléctrica. El resumen de los resultados de las inspecciones se describe en la

Tabla 1.

No.	Central generadora	Tecnología	Fecha inspección	Capacidad registrada (MW)	Capacidad disponible verificada (MW)	Presentación PAM según CND	Verificación presentación PAM	Observaciones
1	Arrendamiento Laiesz San Isidro	Térmica	12/03/2025	20 MW	18 MW	Si presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> Participa en el mercado de oportunidad en modalidad de arrendamiento con la Empresa Distribuidora, siendo esta la responsable en el MEN, asimismo, esta se encarga del proceso de control, auditoría y carga de combustible. Inicio de operación en marzo de 2024. Capacidad disponible de 18 MW dado que la ENEE solicitó el traslado de 2 unidades de generación a la Isla de Guanaja para solventar el déficit de generación en este municipio. De acuerdo con la verificación realizada la central entregó su PAM 2025 de acuerdo con lo establecido en ROM Artículo 77. Se observó que la central generadora no cuenta con mantenimientos mayores, adicionalmente, se validó que existe una reprogramación de los mantenimientos menores, lo anterior debido a que las unidades de generación no han alcanzado las horas recomendadas para su ejecución, dicha reprogramación estaría a realizarse en la temporada verano. No cuentan con un sistema SCADA.
2	ARENAL (Etapa I y II)	Hidroeléctrica regulable	14/03/2025	62.84	62.84	Si presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> Participa en el mercado de contratos, mediante el contrato de suministro con la Empresa Distribuidora No. 026-2014, con una capacidad comprometida de 61.04 MW. Inicio operación en noviembre de 2022. De acuerdo con la verificación realizada la central su PAM 2025 de acuerdo con lo establecido en ROM Artículo 77. Se observó que la central generadora ha realizado la reprogramación de los mantenimientos planificados en el PAM 2025, lo anterior debido particularmente a que el afluente del embalse se encontraba por encima de las proyecciones realizadas e instrucciones del CND para asegurar la disponibilidad de las unidades de generación durante las elecciones primarias. En vista de lo anterior, solo se alcanzó el 45.5 % de actividades programadas entre

No.	Central generadora	Tecnología	Fecha inspección	Capacidad registrada (MW)	Capacidad disponible verificada (MW)	Presentación PAM según CND	Verificación presentación PAM	Observaciones
								los meses de enero y febrero.
3	BRASSAVOLA	Térmica	12/03/2025	120 MW	120 MW	No presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> La central presentó el PAM 2025 el 13/10/24 lo cual incumple lo que dicta el ROM en el artículo 77 y la NT-M en la sección 6.1. La central no ha iniciado operación comercial, la finalización de la construcción de la central no ha culminado. Cuenta de momento con 3 unidades de 40 MW a falta de la instalación de la tecnología de gas natural.
4	CUYAMAPA	Hidroeléctrica de pasada	13/03/2025	12.8 MW	12.8 MW	Si presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> La central generadora inició operaciones a finales del año 2006 en ese momento la central contaba con un contrato (PPA), mismo que finalizó en el año 2021. Actualmente se encuentran operando en el mercado de oportunidad La cota mínima de operación del embalse es de 760 m s. n. m., la cota máxima es de 770 m s. n. m. La central hidroeléctrica realizó el mantenimiento mayor del 10 de marzo al 28 de marzo, para poder tener disponibilidad en el periodo crítico del 7 al 29 de junio según lo notificado a la misma.
5	LA VEGONA	Hidroeléctrica regulable	14/03/2025	40 MW	38.5 MW	Si presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> La central hidroeléctrica inició operaciones en 2014 cuenta con un PPA, dentro el cual existe una cláusula de venta de excedentes a terceros, no obstante, la central vende la totalidad de su energía a la ENEE La central cuenta con una capacidad instalada de 40 MW, conformada por dos unidades de generación con turbinas tipo "KAPLAN" de 20 MW cada una Durante la inspección se constató que, la central La Vegona cuenta con disponibilidad de sus unidades de generación para el periodo crítico.

Tabla 1 Resumen de inspecciones de fiscalización de entrega y ejecución del Plan Anual de Mantenimientos (PAM)

5. Supervisión del Plan anual de auditorías técnicas (PAAT):

El informe presenta el porcentaje de ejecución de las pruebas técnicas dentro del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) de 2024, destacando su cumplimiento y el proceso regulatorio que rige la auditoría técnica de los 56 de los 123 coordinados. Los resultados de ejecución de pruebas técnicas muestran un 100 % de ejecución en las pruebas de:

1. Costos Variables de Generación (CVG) y Costos de Operación y Mantenimiento (COM), realizadas a los 56 coordinados con una duración de 6 a 14 días.
2. Mínimos Técnicos (MT), aplicadas a los 56 coordinados planificados por el Centro Nacional de Despacho (CND) con una duración de 6 días.

Y la ejecución parcial en las otras pruebas:

1. Potencia Efectiva (PE): aplicada 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, equivalente a un 71 %, con una duración variable de 4, 6 y 14 días.

De los 56 coordinados, 39 (70 %) completaron las 4 pruebas técnicas dentro del proceso de auditoría, conforme a la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV). Luego de realizar las pruebas técnicas el proceso continúa con los puntos siguientes:

1. Luego de la ejecución de las pruebas, se emite un informe técnico que es revisado por el CND y la CREE.
2. Si se detectan incumplimientos, el CND exigirá un Plan de Normalización con seguimiento y actualización trimestral.
3. La información de cada etapa del PAAT es reportada a la CREE en el documento correspondiente.

6. Auditorías de costos variables de generación declarados y verificados (CVG):

El informe presenta los avances en la auditoría de los costos variables de generación (CVG) declarados por las centrales generadoras, realizada por el Centro Nacional de Despacho (CND), así como los avances en el proceso de auditoría de esta Comisión. La revisión identificó que varias centrales no han presentado toda la documentación de respaldo necesaria para verificar la exactitud de sus costos, además de inconsistencias en los formatos utilizados para las declaraciones, lo que dificulta la auditoría y la comparación entre las distintas generadoras.

Se concluye que es fundamental que las centrales cumplan con los requisitos establecidos por el CND, entregando toda la documentación necesaria en el formato correcto. Como recomendaciones, se sugiere realizar capacitaciones periódicas, implementar verificaciones mensuales de las declaraciones y emitir un comunicado formal a las centrales recordándoles la importancia de cumplir con los procedimientos para asegurar la transparencia y la correcta determinación de las tarifas de los usuarios regulados.

CREE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

APOYO EN LA SUPERVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

MARZO 2025

APOYO A LA SUPERVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS

INTRODUCCIÓN

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.

Como producto de la revisión periódica en el primer trimestre de 2024 en seguimiento a la fiscalización de reinicio de precios de energía y resultado de la revisión a la documentación proporcionada por la ENEE se identificó que existen diferencias entre la facturación de la ENEE y la liquidación de ciertos contratos. En vista de lo anterior, esta Dirección en seguimiento de este hallazgo consideró realizar un análisis de las diferencias entre la facturación de la ENEE y los generadores en comparación con la liquidación del mercado de contratos que realiza el CND, en su calidad de operador del sistema, tomando un periodo mayor, y la totalidad de los contratos preexistentes.

Por tanto, el presente informe tiene como objetivo presentar por parte de la Dirección de Fiscalización los resultados de la revisión de la facturación y liquidación de dichos contratos suscritos con la ENEE, asimismo, exponer conclusiones y recomendaciones que derivan de la actividad en mención.

MARCO LEGAL

A continuación, se detallan las disposiciones legales y reglamentarias relacionadas con el presente informe:

1. La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013 y publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, fue reformada por el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el

- 16 de mayo de 2022. Esta ley tiene como objetivo regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Según el artículo 3, literal D, romano I de la LGIE, es función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen el subsector eléctrico. Para ello, la CREE podrá realizar las inspecciones necesarias con el fin de verificar la veracidad de la información proporcionada por las empresas del sector o los consumidores.
 3. El artículo 9, literal E, romano XII de la LGIE establece que el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema, tiene la función de calcular, con la periodicidad que determine el Reglamento, y proponer a la CREE, para su aprobación, los costos de generación que serán utilizados en el cálculo de las tarifas para los usuarios finales.
 4. Asimismo, el artículo 18 de la LGIE dispone que, en ningún caso, se trasladarán al consumidor final, a través de tarifas, las ineficiencias operativas o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, ya sean estas de generación, transmisión o distribución.
 5. El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, modificado el 17 de septiembre de 2024, establece en su artículo 18 que la ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual realizada por el ODS con su facturación mensual. En caso de encontrar discrepancias en la facturación o la necesidad de incluir "otros cargos" en la liquidación de algunas centrales, la ENEE, dentro de un plazo máximo de tres (03) días hábiles desde la recepción del documento de costos de generación, enviará al ODS, con copia a la CREE, las observaciones y/o correcciones correspondientes, acompañadas de los sustentos necesarios. Además, la ENEE deberá informar oportunamente los valores facturados por las empresas generadoras y aceptados por la ENEE. Si la ENEE no ha recibido la factura de la empresa generadora o esta se encuentra en proceso de conciliación, deberá informar al CND. Cabe señalar que las observaciones mencionadas se aplican exclusivamente a los costos correspondientes al Mercado de Contratos.

6. La Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, aprobada mediante el Decreto Legislativo No. 70-2007, publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” el 2 de octubre de 2007, y reformada por el Decreto Legislativo No. 138-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 1 de agosto de 2013, tiene como objetivo promover el desarrollo y operación de proyectos de generación de energía eléctrica utilizando recursos naturales renovables nacionales y proyectos de cogeneración. Esta ley ofrece incentivos a la producción de energía con recursos renovables, reconociendo los beneficios adicionales que dichos proyectos ofrecen frente a las tecnologías basadas en combustibles fósiles.

ANTECEDENTES

A continuación, se describen antecedentes relevantes asociados al presente documento:

1. En fecha 23 de diciembre de 2023, esta Dirección presentó el informe relativo a la revisión de precios de contratos de generación utilizados en la liquidación del mercado de contratos en el cual se identificaron contratos de 27 empresas generadoras renovables con inconsistencias en su liquidación provocadas principalmente por el manejo de la referencia de la fecha de inicio de operación comercial de los contratos en cuestión.
2. En seguimiento a los hallazgos y recomendaciones descritos en el informe en mención, el Directorio de Comisionados, según Acta de Reunión Extraordinaria CREE-Ex-07-2024 de fecha 30 de enero de 2024, instruyó a Secretaría General la apertura de expediente en seguimiento a la revisión de la liquidación de los contratos preexistentes suscritos entre la ENEE y empresas generadoras, por lo que la Secretaría General formó el expediente bajo la nomenclatura F02-LMC-2024, mismo que fue remitido a la Dirección de Fiscalización y Dirección de Asesoría Jurídica para el seguimiento correspondiente.
3. El 06 de marzo de 2024, el Departamento de Fiscalización en colaboración con el Departamento de Tarifas llevó a cabo una reunión con la Subgerencia de Contratos de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) con el objetivo de esclarecer las irregularidades entre la liquidación que se efectúa a las centrales generadoras en el Mercado de Contratos por parte del operador del sistema, en comparación con los valores facturados por la ENEE.

4. Como resultado de este encuentro, en fecha 12 de marzo de 2024 se solicitó a la ENEE, mediante requerimiento formal, información adicional derivada de la reunión mencionada.
5. La Subgerencia de Contratos de Generación de la ENEE presentó la información solicitada mediante correo electrónico el 19 de marzo de 2024.
6. El 22 de marzo de 2024, el Departamento de Fiscalización informó al Departamento de Tarifas mediante memorándum DF-007-2024 que, en seguimiento a la fiscalización de reinicio de precios de energía y resultado de la revisión a la documentación proporcionada por la ENEE en marzo de 2024, se identificó que existen diferencias entre la liquidación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Por lo anterior, la Dirección de Fiscalización sugirió realizar las adecuaciones pertinentes al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, con el fin de establecer un protocolo que garantice que la ENEE revise de manera obligatoria los cálculos realizados por el Centro Nacional de Despacho para efectos de la liquidación en el Mercado de Contratos.
7. En fecha 17 de septiembre de 2024, se modificó el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, estableciendo que la ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual realizada por el ODS con su facturación mensual. En caso de encontrar discrepancias o que se deban incluir “otros cargos” en la liquidación de algunas centrales, la ENEE tiene la obligación de enviar observaciones y correcciones al ODS, con copia a la CREE, en un plazo máximo de tres (03) días hábiles.
8. En fecha 10 de enero de 2025, se solicitó a la ENEE presentar una actualización del informe de facturación de los contratos de energía y potencia compartidos con el Centro Nacional de Despacho (CND), la cual se obtuvo respuesta en fecha 30 de enero de 2025. Asimismo, en vista de las irregularidades encontradas, se solicitó al CND presentar la liquidación de los contratos de energía y potencia conciliados con la empresa distribuidora desde enero de 2021 hasta agosto de 2024, junto con los documentos de respaldo de dicha conciliación e indicar los cambios realizados a las liquidaciones presentadas previamente por el CND a esta Comisión.

RESULTADOS DE LA REVISIÓN

En seguimiento a lo mencionado anteriormente, se procedió a evaluar la información presentada por la ENEE y complementar el análisis realizado en el informe del segundo trimestre 2024. Como resultado de dicha revisión, a continuación, se muestra las diferencias entre la liquidación del Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la ENEE desde enero 2021 hasta noviembre 2024, correspondiente a **86 centrales generadoras**.

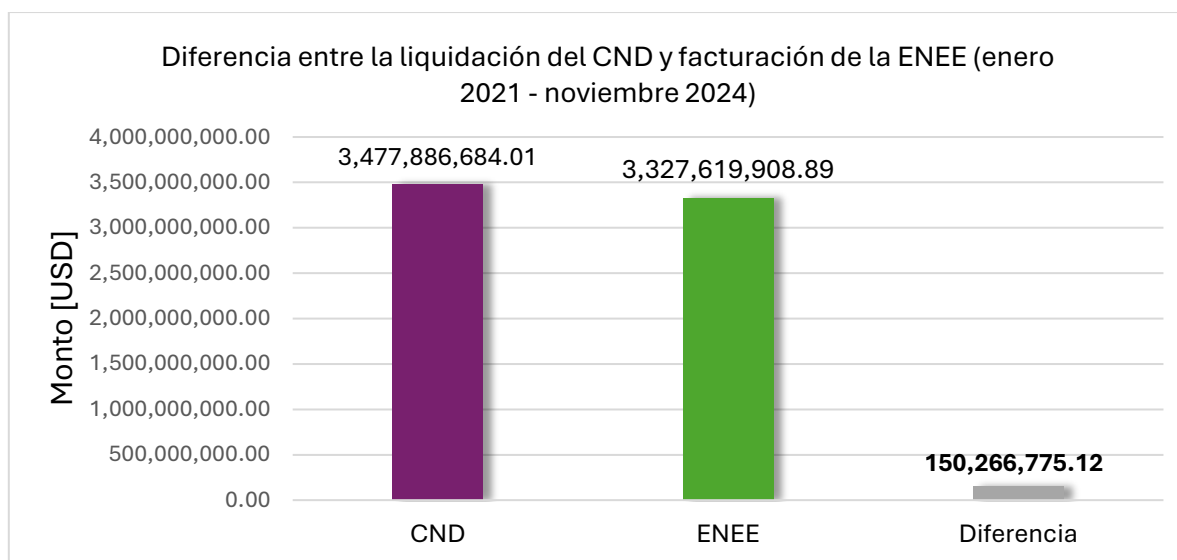


Gráfico 4 Diferencia entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE a las centrales generadoras desde enero de 2021 hasta noviembre de 2024.

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

Se observa en la **Tabla 2**, existe 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**. Es importante aclarar que dicha discrepancia se debe a que el CND ha liquidado menos de lo que la ENEE facturó a las centrales generadoras en el periodo comprendido del 2021 a noviembre de 2024. 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.

Esta discrepancia puede ser atribuida a varios factores, como el hecho de que la ENEE facturó a las centrales durante su periodo de prueba, antes de iniciar su operación comercial, así como las diferencias de las centrales que se les liquida a un costo estándar. Además, la factura de la ENEE incluye otros conceptos, que podrían deberse a ajustes por solicitudes de facturación hasta el cierre del año.

Debido a la complejidad de los datos, es necesario realizar una revisión exhaustiva de los registros donde se encuentran estas diferencias. Por ello, se solicitó al CND realizar una conciliación de los datos con la empresa distribuidora, incluyendo el respaldo correspondiente, con el fin de determinar los factores que generan estas discrepancias significativas entre ambos registros y de identificar los registros que requieran ajustes en la tarifa.

Sin embargo, debido a la modificación realizada en el Reglamento de Tarifas Provisionales a partir del 17 de septiembre de 2024, se considera que los valores correspondientes a los meses de octubre y noviembre deben coincidir. No obstante, persisten inconsistencias en dichos meses.

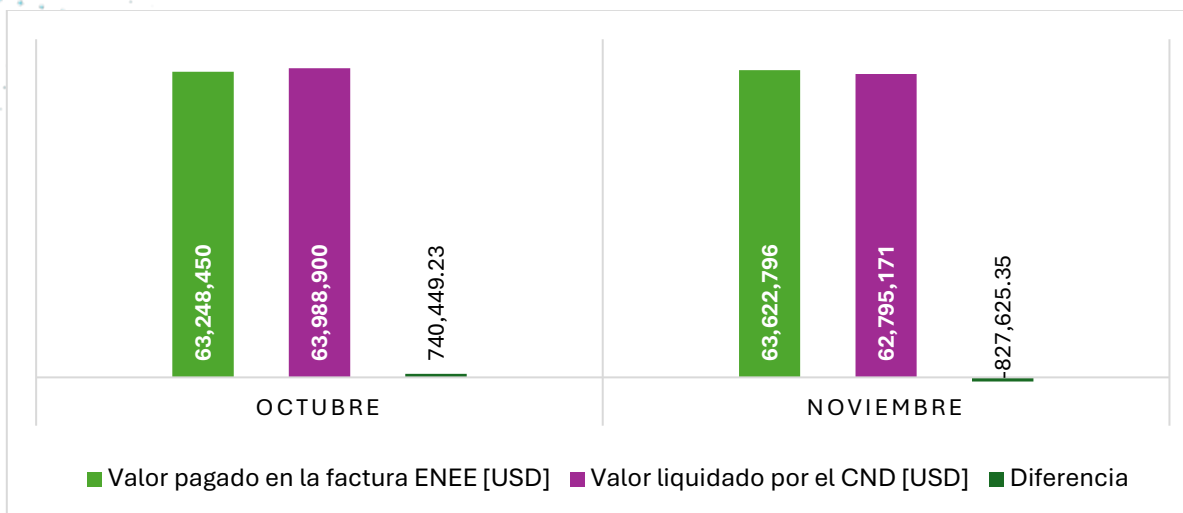


Gráfico 5 Diferencia entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE de las centrales generadoras correspondientes a octubre y noviembre de 2024 (el signo negativo "-" indica que la ENEE facturó más de lo que se liquidó por el CND)

CONCLUSIONES

1. De acuerdo con el análisis llevado a cabo por esta Dirección, se ha identificado una discrepancia significativa entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE a las centrales generadoras, con una diferencia total de USD 150,266,775.12 entre 2021 y noviembre de 2024.
2. Las diferencias pueden ser atribuidas a varios factores, como la facturación por parte de la ENEE a las centrales durante su periodo de prueba, el manejo de costos estándar para algunas centrales y la inclusión de otros cargos o ajustes que no fueron contemplados en la liquidación del CND.
3. A pesar de la modificación en el Reglamento de Tarifas Provisionales, que establece la revisión y corrección de discrepancias, continúan existiendo inconsistencias en los meses de octubre y noviembre de 2024, con desviaciones del 1.17 % en octubre y del -1.30 % en noviembre.

RECOMENDACIONES

1. Antes de realizar cualquier ajuste en la tarifa, es imperativo que el CND realice una conciliación completa con la empresa distribuidora para revisar las diferencias entre la facturación de la ENEE y la liquidación del CND, proporcionando el respaldo necesario que permita esclarecer las causas subyacentes de las discrepancias.
2. Las inconsistencias detectadas en los meses de octubre y noviembre de 2024 deben ser corregidas de inmediato, realizando una revisión de los registros correspondientes para garantizar el cumplimiento del Reglamento de Tarifas Provisionales, asegurar la precisión y transparencia de las liquidaciones, y mantener la integridad del proceso de facturación y liquidación en el sector eléctrico.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Seguimiento al requerimiento enviado al CND solicitando una conciliación de los datos desde 2021 hasta septiembre 2024	Documento	Requerimiento		Proceso
2	Oficio al CND solicitando la corrección para los meses de octubre y noviembre de 2024	Documento	Remisión	Semana 15	Pendiente



CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

APOYO A LA SUPERVISIÓN DE GENERACIÓN FORZADA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN Y DIRECCIÓN DE REGULACIÓN

MARZO 2025

APOYO A SUPERVISIÓN DE GENERACIÓN FORZADA

OBJETIVOS

El presente documento tiene como objetivo presentar los resultados de la revisión realizada por los Departamentos de Planificación y Mercados y de Fiscalización para el año 2024, en relación con los sobrecostos de generación forzada incorporados por el operador del sistema como costos de generación en la tarifa a los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Esto se realiza en seguimiento al expediente F01-GF-2024, abierto con el propósito de dar continuidad al análisis de la generación forzada durante los años 2023 y 2024, conforme a la instrucción establecida mediante punto de acta CREE-Ex-04-2024.

Objetivos específicos

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

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante Decreto Legislativo 404-2013, publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo 46-2022 establece que su objeto es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Cabe mencionar que la Ley General de la Industria Eléctrica:

- a. Define en su artículo 1 la **distribución** como el transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales; **las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.**
 - b. Establece en su artículo 18 que **en ningún caso se trasladaran al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean éstas de generación, transmisión o distribución.**
2. Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) publicado mediante acuerdo CREE-074 de fecha 03 de julio de 2020:
 - a. Define la **Generación Forzada** como la energía producida por aquellas unidades generadoras obligadas a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.
 - b. En su artículo 56 sobre el posdespacho nacional y regional menciona que el operador del sistema (ODS) incluirá en el posdespacho la energía inyectada en cada periodo de mercado por aquellas unidades despachadas como **generación forzada** a costo variable nulo, no interviniendo los costos de este tipo de generación en la formación de los precios del mercado de oportunidad.
 - c. En su artículo 62 menciona que los sobrecostos originados por el despacho de **generación forzada** como causa del incumplimiento por parte de uno o varios agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) con sus obligaciones de proveer servicios complementarios (SSCC) serán cargados a estos agentes. Asimismo, establece que **la generación forzada** no podrá fijar precio en el Despacho Económico que determine los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.

- d. En su artículo 103 sobre la liquidación de los peajes y otros cargos se describe que el ODS liquidará mensualmente los sobrecostos de **generación forzada** conforme a lo establecido en el artículo 62 del ROM.
3. Que la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) aprobada mediante acuerdo CREE- 077 de fecha 3 de julio de 2020 define a la **generación forzada** como la energía producida por unidades o centrales generadoras requeridas por el operador del sistema (ODS) a operar fuera del Despacho Económico debido a restricciones técnicas u operativas determinadas por el ODS para cumplir con los requerimientos de los Criterios de Calidad, Seguridad, y Desempeño Mínimo (CCSDM). En particular, la NT-PO:
 - a. En su sección 9.4 sobre el modelo de optimización establece que el ODS realizará el estudio de planificación operativa de largo plazo teniendo en cuenta las restricciones previstas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de acuerdo con los estudios de seguridad operativa que realice el ODS como parte de la planificación operativa de largo plazo y previsiones de **generación forzada** para cumplir dichas restricciones.
 - b. En su sección 10.1 sobre los alcances y objetivos describe que la programación semanal del ODS tiene el objetivo de actualizar las restricciones del sistema principal de transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM, y las previsiones de requerimientos de **generación forzada**.
 - c. En su sección 10.6 sobre el informe de programación semanal y cronograma menciona que dicho informe del ODS incluirá los requerimientos previstos de **generación forzada**.
 - d. En su sección 11.5 sobre el modelo diario de despacho económico establece que el ODS realizará el predespacho (inicial y final) para el día siguiente utilizando un modelo diario de Despacho Económico cumpliendo con los CCSDM, modelando la red de transmisión mediante un flujo de potencia en corriente continua y representación de las pérdidas de transmisión como dato la generación horaria de

la **generación forzada** requerida en la programación semanal o los estudios de seguridad.

- e. En su sección 11.7.1 sobre la administración de la congestión menciona que el ODS buscará identificar y administrar las congestiones previstas de transmisión mediante la representación en el modelo diario de Despacho Económico de restricciones adicionales y/o **Generación Forzada** para cumplir con los CCSDM, determinadas en los Estudios de Seguridad Operativa o mediante la experiencia en la operación del SIN en condiciones de Congestión reiterada.
- f. En su sección 11.7.2 sobre resultados menciona que el ODS informará, junto con los resultados del Predespacho, las condiciones de Congestión previstas, las restricciones de transmisión incorporadas al modelo diario de Despacho Económico, el motivo, y la **Generación Forzada** causada por dichas restricciones o para resolver la Congestión.
- g. En su sección 11.8 sobre la administración del exceso de generación se describe que para cada hora el ODS calculará la máxima generación despachable con criterio económico, como la demanda horaria prevista menos la **generación forzada** requerida por el cumplimiento de los CCSDM y márgenes de SSCC para dicha hora.
- h. En su sección 11.9.2 sobre las ofertas al mercado de oportunidad del Mercado Eléctrico Regional (MER) establece que para cada hora del día siguiente la oferta de inyección al mercado de oportunidad del MER incluirá generación disponible en el SIN excluyendo la **generación forzada** por los CCSDM.
- i. En su sección 11.12 sobre el predespacho final define que el ODS publicará en su página web antes de las 18:00 horas el predespacho final para el día siguiente incluyendo **generación forzada**.
- j. En su sección 11.13 sobre los resultados de predespacho se menciona que el ODS debe de informar a los Coordinados el predespacho final con los datos y resultados del despacho previsto para el día siguiente incluyendo cada **Generación Forzada** con el motivo que la justifica.

- k. En su sección 11.13 sobre resultados de predespacho menciona que el ODS informará la asignación de SSCC para control de frecuencia y el despacho de reactivo para el control de voltaje y la **Generación Forzada** por SSCC con la información que establece la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT-SSCC).
- l. En su sección 13.1 sobre el posdespacho operativo establece que el ODS informará a los coordinados los resultados de la Operación en Tiempo Real de cada día a través del informe posdespacho Operativo incluyendo requerimientos previstos de **Generación Forzada** calculando los correspondientes sobrecostos.
- m. En su sección 14.5 sobre administración de incumplimientos menciona que, si un incumplimiento de un coordinado provoca **Generación Forzada**, el ODS debe asignar a dicho Coordinado como compensación el pago del sobrecosto por **Generación Forzada**.
- n. En su Anexo 5 sobre los CCSDM establece que el ODS deberá tomar acciones inmediatas para evitar esta condición y recuperar la condición de Operación Normal, incluyendo medidas bajo el Servicio Complementario de control de voltaje y requerir **Generación Forzada** fuera de Despacho Económico; y si el usuario conectado a distribución está siendo afectado por el voltaje durante una condición de Operación normal en el SIN, el ODS esa autorizado, coordinado con el centro de control de la empresa distribuidora, a tomar acciones más rápidas tales como convocar **Generación Forzada**.

ANTECEDENTES

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

Memorándum DT-014-2023

El Departamento de Tarifas de la Dirección de Regulación, encargado de la revisión mensual de las liquidaciones presentadas por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para los ajustes tarifarios trimestrales según la normativa vigente, identificó un aumento en los sobrecostos por generación forzada durante el período de ajuste tarifario comprendido entre marzo y mayo de 2023. Este incremento fue incorporado como parte del costo base de generación (CBG) reportado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema.

En vista de lo anterior, el Departamento de Tarifas emitió el Memorándum DT-014-2023, con fecha 9 de octubre de 2023, solicitando al Departamento de Planificación y Mercados y al Departamento de Fiscalización su apoyo para analizar y verificar la información proporcionada por el operador del sistema, correspondiente a las fechas de marzo a agosto de 2023, con el fin de respaldar el cálculo de los sobrecostos por generación forzada reportados en los informes de transacciones comerciales.

El objetivo principal de esta revisión era validar, con base en la información suministrada por el CND, que no se trasladan ineficiencias a los usuarios derivadas de sobrecostos operacionales o administrativos de las empresas del subsector eléctrico relacionadas con la generación forzada, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 18 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

INFORME DE REVISIÓN DE SOBRECOSTOS GENERACIÓN FORZADA (MARZO – JUNIO 2023)

En diciembre de 2023, el Departamento de Planificación y Mercados, junto con el Departamento de Fiscalización, analizó la información presentada por el CND contenida en el expediente LT-06-23 y la documentación solicitada como parte de la revisión general realizada por el Departamento de Tarifas. Durante este análisis, se identificó que, en el periodo de marzo a junio de 2023, el monto de **USD 2,764,269.79** por concepto de sobrecostos de generación forzada asignados a la demanda por el CND se distribuye de la siguiente manera:

1. **44.40 %:** Sobrecostos atribuibles al cumplimiento de los CCSDM, no relacionados con ineficiencias.
2. **8.59 %:** Sobrecostos derivados de ineficiencias operativas o administrativas atribuibles a la distribuidora, transmisora, agentes productores, o una combinación de estos actores.
3. **46.00 %:** Casos en los que no fue posible determinar un responsable debido a la falta de documentación de respaldo suficiente para validar la responsabilidad total o parcial. Estos casos quedaron pendientes de revisión.
4. **0.30 %:** Sobrecostos calculados que no debieron existir, ya que las centrales forzadas correspondientes no entraron en operación. Este monto no debe trasladarse a tarifas.
5. **0.70 %:** Casos cuyo análisis no se completó y quedaron pendientes de revisión.

Dictamen Técnico emitido por el Departamento de Tarifas

En diciembre de 2023, el Departamento de Tarifas recomendó trasladar a la tarifa de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) un monto de **USD 5,443,884.32** como cargo a la demanda por sobrecostos de generación forzada. Así como incorporar el monto de USD 4,661,819.29, correspondientes a sobrecostos de generación forzada del año 2023, dentro del costo de generación del primer trimestre de 2024 bajo el concepto de << Otros Ajustes >>. Asimismo, se estableció un procedimiento y una metodología para calcular dicho cargo.

Acuerdo CREE-153-2023

En fecha 28 de diciembre de 2023, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) emitió el Acuerdo CREE-153-2023, titulado “APROBACIÓN DEL TRASLADO DEL SOBRECOSTO DE GENERACIÓN FORZADA PARA LOS USUARIOS FINALES DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA”. En este documento se hace referencia al dictamen técnico emitido por el Departamento de Tarifas y se recomienda, entre otras medidas, trasladar a los usuarios finales el monto de los costos de sobrecostos de generación forzada que no son resultado de ineficiencias de la ENEE, así como el sobrecosto de generación forzada previsto para el año 2024, por lo que se aprobó el monto de **USD 5,443,884.32** para el traslado de los usuarios de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE)

como cargo a la demanda por concepto de sobrecostos de generación forzada.

Seguimiento de la revisión de sobre costos operativos por generación forzada

En enero de 2024, debido a la necesidad de dar seguimiento a los análisis correspondientes, el Directorio de Comisionados mediante punto de acta CREE-Ex-04-2024 instruyó a la Secretaría General la apertura del expediente **F01-GF-2024**, contentivo de las investigaciones de los sobrecostos de generación forzada de los años 2023 y 2024. Asimismo, se instruyó a las Direcciones de Regulación y Fiscalización realizar el seguimiento de estos análisis.

Como parte de estas acciones, las direcciones realizaron reuniones conjuntas con el personal del CND los días **26 de enero y 04 de marzo de 2024**, con el objetivo de discutir, establecer y aclarar ciertos criterios que determinan las causas de los sobrecostos por generación forzada.

Informe de revisión de sobrecostos generación forzada para el año 2023

En fecha 20 de diciembre de 2024 se presentó el informe denominado “Revisión de los sobrecostos por generación forzada en el año 2023” en el cual se dio por concluida la revisión de los sobrecostos de generación forzada del año 2023, cuyo monto ascendió a **USD 2,478,350.58** para el periodo de enero a noviembre, de acuerdo con los Informes de Transacciones Comerciales publicados por el operador del sistema.

Asimismo, se recomendó utilizar como cargo real del sobrecosto por generación forzada para el año 2024 un monto de **USD 2,456,849.99**, equivalente al 99 % del total atribuido a los usuarios de la empresa distribuidora para el período de enero a noviembre de 2024, esto en base a las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho, **quedando sujetas a revisión por parte de estas direcciones.**

Acuerdo CREE-127-2024

En fecha 27 de diciembre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) emitió el Acuerdo CREE-127-2024, titulado “**APROBACIÓN DEL TRASLADO DEL SOBRE COSTO DE GENERACIÓN FORZADA PARA LOS USUARIOS FINALES DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)**”. En este documento se hace referencia al dictamen técnico emitido por el Departamento de Tarifas y se recomienda, entre otras medidas, trasladar a los usuarios finales el monto de los costos de

sobrecostos de generación forzada que no son resultado de ineficiencias de la ENEE conforme con lo establecido en el informe técnico elaborado por el Departamento de Fiscalización y el Departamento de Planificación y Mercados, así como el sobrecosto por generación forzada previsto para el año 2025.

Posteriormente, el 5 de febrero del 2025, se emitió un requerimiento de información al CND como parte del proceso de revisión de ambas direcciones, solicitando los datos necesarios para analizar los sobrecostos correspondientes a 2024. Además, para propósitos de esta Comisión, se le solicito registrar los eventos de generación forzada a partir del mes de enero de 2025 en un formato definido por ambas direcciones de esta Comisión, quedando sin efecto los formatos de plantillas anteriores. El CND respondió el 25 de febrero de 2025, mediante el Oficio GD-076-02-2025.

Cabe mencionar, que dentro de la documentación no venían las plantillas correspondientes a los eventos de generación para los meses de octubre a diciembre de 2024. Por lo que, se le solicito al Departamento de Tarifas la información presentada por el Centro Nacional de Despacho respecto a las plantillas de generación forzada.

PROCEDIMIENTO

El procedimiento de validación llevado a cabo por la Dirección de Fiscalización y el Departamento de Planificación y Mercados consistió en recolectar, procesar y ajustar los datos remitidos por el CND, en respuesta al requerimiento **F01-GF-2024**. Como parte de los anexos remitidos, se analizaron y procesaron las plantillas de generación forzada ubicadas en la carpeta denominada “*Plantilla de GF*” correspondiente a los meses de enero a septiembre del año 2024, así como las plantillas remitidas por el CND al Departamento de Tarifas correspondientes a septiembre a diciembre y que contiene los motivos por los cuales las centrales incurrieron en un sobrecosto por inyectar energía como generación forzada. Además, se realizó una comparación entre los sobrecostos calculados por el CND y los obtenidos con la información recolectada por los Departamentos de Planificación y Mercados y Fiscalización. El cálculo para la verificación de un sobrecosto se define de la siguiente manera:

$$SC_i = E_i * (CVG_i - CMG_i) > 0 \quad (1)$$

Dónde:

SC es el sobrecosto en *USD* en el que incurre la central en la hora *i*

E es la energía inyectada en *MWh* por la central en la hora *i*

CVG es el costo variable de generación en *USD/MWh* de la central en la hora *i*

CMG es el costo marginal del nodo de inyección en *USD/MWh* de la central en la hora *i*

Este cálculo fue contrastado con otras fuentes provenientes del mismo enlace compartido por el CND, en particular las plantillas ubicadas en la carpeta denominada "*Energía*", que contiene la energía inyectada como generación forzada y los montos de sobrecosto correspondientes a cada hora. Cabe señalar que esta fuente no incluye los criterios o motivos que justificaron la convocatoria de la generación forzada, por lo que su uso se limitó únicamente a la comparación de los montos de sobrecosto por hora. Como fuente adicional de comparación, se revisaron los montos totales de sobrecosto en los Informes de Transacciones Nacional (ITC) publicados en la página web del CND. Una vez establecido el criterio de cálculo para los sobrecostos, se procedió con la verificación operativa del evento mediante la revisión de las bitácoras de la operación en tiempo real.

Tomando en consideración todo lo anteriormente mencionado, se crearon plantillas de revisión que contenían la siguiente información que permitió verificar cada hora donde se incurrió en un sobrecosto por generación forzada:

No.	Contenido de las plantillas de revisión	Fuente
1	Fecha y hora	"Plantilla de GF" del CND
2	Criterio por el cual se llamó a la central para inyectar como generación forzada (CV, RCT, etc....)	"Plantilla de GF" del CND
3	Responsable de la generación forzada	"Plantilla de GF" del CND
4	Central que inyectó como generación forzada	"Plantilla de GF" del CND
5	Nodo de la central que inyectó como generación forzada	Datos del departamento de Planificación y Mercados
6	Abreviatura/Nomenclatura del nodo	Datos del departamento de Planificación y Mercados
7	Costo Variable de Generación [USD/MWh]	Pre despachos Finales/Redespachos publicados por el CND
8	Costo Marginal [USD/MWh]	Costos Marginales publicados por el CND
9	Zona	Datos del departamento de Planificación y Mercados
10	Sobrecosto CND [USD]	"Plantilla de GF" del CND
11	Sobrecosto Calculado [USD]	Cálculo propio

No.	Contenido de las plantillas de revisión	Fuente
12	Diferencia del sobrecosto CND – Calculado [USD]	Cálculo propio
13	Generación en MWh	Datos del departamento de Planificación y Mercados
14	Evento de bitácora	Bitácoras de operación
15	Actualizaciones adicionales en bitácora	Bitácoras de operación
16	Responsable de la generación forzada determinado por análisis de esta Comisión	Producto del análisis
17	Verificación de si la generación forzada es producto de una ineficiencia o incumplimiento	Producto del análisis
18	Comentarios	Producto del análisis

Tabla 3 Contenido de las plantillas de revisión de sobrecostos por generación forzada. (Fuente: CREE)

A partir de las plantillas proporcionadas por el CND, se definieron los ítems 1, 2, 3, 4 y 10 detallados en la **Tabla 3**, los cuales corresponden a los siguientes datos: fecha y hora de la generación forzada, motivo o criterio que justificó dicha generación, responsable de la convocatoria, central llamada para inyectar como generación forzada y monto del sobrecosto asociado. En particular, el ítem 2 fue determinado por el CND con base en los criterios establecidos en la **Tabla 4**.

Fecha y hora	Criterio	Evento	Central	Alto Voltaje	Zona	Costo Variable de Generación (USD/MWh)	Costo Marginal (USD/MWh)	Generación CND (MWh)	Sobrecosto Calculado (USD)	Diferencia CND/Calculado (USD)	Generación (MWh)	Observaciones (Bitácora)	Responsable	Ineficiencia (SI/NO)	Comentarios
8/11/2023 12:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	132.1300	116.4900	12.1305	12.1305	0.0000	0.7760	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
8/11/2023 13:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	132.1300	116.5300	57.1520	57.1520	0.0000	3.7600	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
8/11/2023 14:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	132.1300	116.5300	94.1104	94.1104	0.0000	0.1920	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
8/11/2023 15:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	132.1300	116.6800	105.5432	105.5432	0.0000	6.4180	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
8/11/2023 16:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	132.1300	116.6700	106.1341	106.1341	0.0000	6.4480	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
10/11/2023 15:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	132.1300	120.0100	18.8587	18.8587	0.0000	1.5580	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
10/11/2023 16:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	132.1300	120.0100	70.5984	70.5984	0.0000	0.3220	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
23/11/2023 14:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	129.7900	117.6700	69.9474	69.9474	0.0000	0.7760	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un voltaje de 225 kV en S/E de Progreso 131.5 Kiv en La Puerta y 131.3 Kiv en	ENEED	No	CCSDM
23/11/2023 14:00	CV	ENEED	El Faro	Alsthom	TAL-69kV Norte	129.7900	118.9600	70.9601	70.9601	0.0000	0.3840	Se le solicita entrar a línea con 41.5 Mva por control de voltaje en la zona Norte con un	ENEED	No	CCSDM

Imagen 1 Plantilla de revisión (Fuente: CREE)

Criterios de Calidad	
Voltaje	CV
Frecuencia	CF
Criterios de Seguridad	
Reserva de Capacidad en Transmisión	RCT
Contingencia Múltiple	CM
Contingencia Extrema	CE
Corriente de Cortocircuito y Protecciones	CCP
Criterios de Desempeño	
Regulación Primaria	RPF
Regulación Secundaria	RSF

Criterios de Calidad	
Regulación de Voltaje	RV
Otros	
Transición	TR
Incumplimiento	INC
Variabilidad en GRV	GRV

Tabla 4 Criterios por los cuales se convoca generación forzada (Fuente: CREE)

Una vez extraídos los datos de las plantillas proporcionadas por el CND, se integraron en la plantilla de revisión los ítems 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12 y 13, descritos en la **Tabla 3**. Estos ítems se obtuvieron de fuentes públicas disponibles en la página del CND, así como de información definida o recopilada por el Departamento de Planificación y Mercados. Esta información es clave tanto para la revisión de los cálculos como para la verificación de los criterios aplicados por el CND en cada hora de generación forzada.

Por otro lado, los ítems 15 y 16 se derivan de las descripciones contenidas en las bitácoras de operación en tiempo real, donde los despachadores registran las entradas y salidas de generación, movimientos de carga, disparos, y otros eventos relevantes de la operación del SIN. Dentro de la plantilla de revisión, la categoría "Evento" se refiere al momento inicial de la generación forzada documentado en la bitácora, mientras que la categoría "Observaciones" incluye cualquier actualización registrada durante el periodo en que la central estuvo inyectando como generación forzada, lo que permitió verificar o reevaluar cada hora analizada.

Finalmente, los ítems 16, 17 y 18 son resultado del análisis realizado por esta Comisión para cada hora de generación forzada, tras evaluar el cálculo del sobre costo y comparar el criterio asignado por el CND con la descripción registrada en las bitácoras. El ítem 16 permite validar o, en su defecto, reasignar la responsabilidad previamente definida, en caso de que el análisis indique que esta corresponde a otros actores del mercado eléctrico nacional. Por su parte, el ítem 17 facilita identificar si la ocurrencia del evento se debe a una ineficiencia o incumplimiento por parte del actor correspondiente.

Los criterios utilizados para validar lo anteriormente descrito, específicamente a la asignación de responsables y criterio o motivos de la generación forzada se describen en la **Tabla 5**.

Reclasificación de casos	Criterio	Justificación
Trasladar a tarifa	Responsabilidad de la distribuidora	La generación forzada se convocó en cumplimiento de los CCSDM y no está asociada a una ineficiencia.
No trasladar a tarifa	Ineficiencias o incumplimientos	Situaciones originadas por falta de capacidad de transmisión, sobrecargas en transformadores o líneas, bajo la responsabilidad de empresas transmisoras o distribuidoras, así como incumplimientos por parte de agentes productores.
	El sobrecosto no existe	El CND reportó un sobrecosto por generación forzada asociado a centrales que operaron dentro del despacho económico, de modo que esta no percibió un sobrecosto.

Tabla 5 Criterios para el análisis de casos de generación forzada (Fuente: CREE)

En la **Imagen 2** se describe el procedimiento para validar la información proporcionada por el CND, relacionada con los sobrecostos de generación forzada asignados a la ENEE en su calidad de empresa distribuidora, los cuales se trasladan a la demanda a través de la tarifa.

Cabe destacar que este procedimiento también se aplicó para el año 2023, los cuales ya se habían revisado previamente.

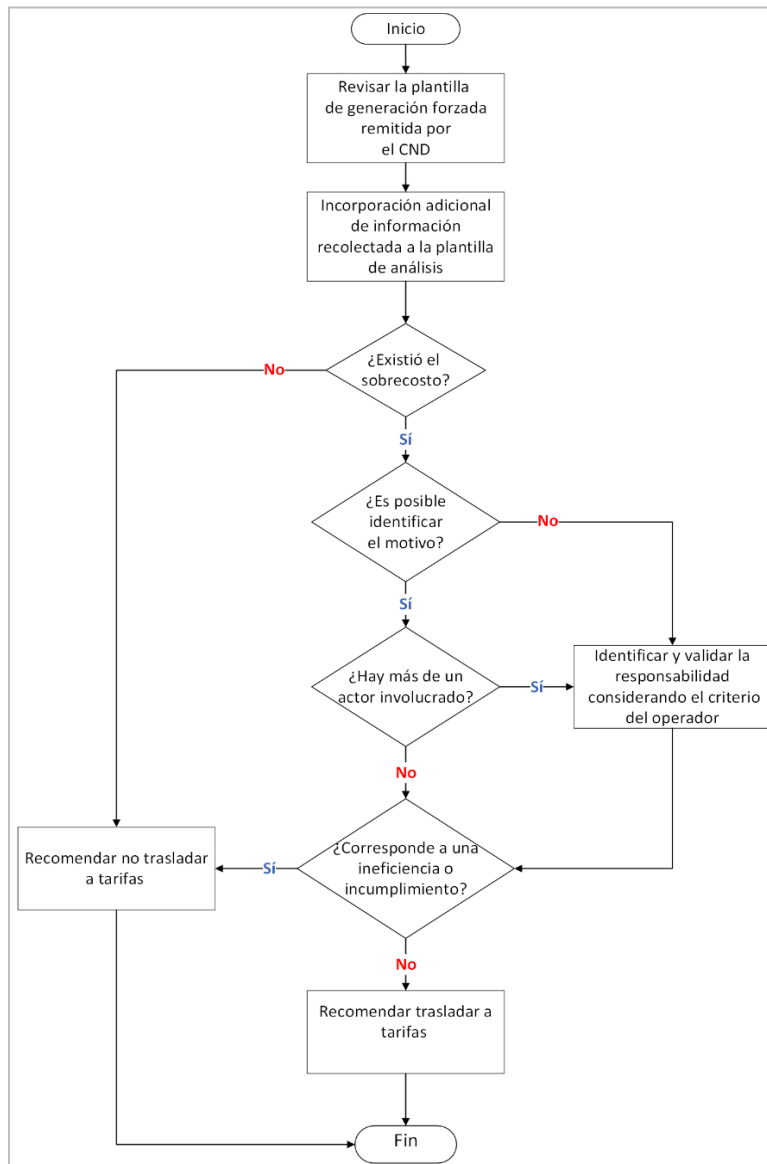


Imagen 2 Procedimiento para la validación de la información proporcionada por el CND asociada a los sobrecostos de generación forzada asignados a la ENEE, en su calidad de empresa distribuidora. (Fuente: CREE)

Es importante señalar que, en los casos en que la bitácora **no identificó el motivo**, se aplicó el **criterio definido por el CND, ya sea en cumplimiento de los CCSDM o un incumplimiento por parte de un agente productor**. Aunque la información registrada en la bitácora sirve como referencia para discriminar cada caso, no constituye la fuente definitiva para establecer los criterios, ya que las descripciones pueden variar según el despachador de turno.

De igual manera, cuando se identificó la participación de **varios actores en un evento de generación forzada, se utilizó el criterio definido por el operador**, complementado con la información registrada en la bitácora, para determinar si en la convocatoria prevaleció el cumplimiento de los CCSDM o, en su defecto, una ineficiencia o incumplimiento por parte de otros actores.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS

A continuación, se muestran los resultados obtenidos luego de analizar 5,439 eventos de generación forzada correspondientes al año 2024. En primera instancia, se identifica un sobrecosto de USD 2.64 millones por generación forzada atribuible a la demanda, de acuerdo con las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho (CND). El desglose mensual de estos datos se detalla en la **Tabla 6**.

Mes	Casos de generación forzada	Sobrecostos atribuidos a la empresa distribuidora [USD]	Sobrecostos atribuidos a otros actores [USD]
Enero	154	95,123.41	3,355.38
Febrero	65	37,861.67	710.75
Marzo	536	521,905.65	2,594.33
Abril	654	508,504.11	2,378.19
Mayo	495	480,949.61	991.78
Junio	487	323,769.70	1,952.67
Julio	737	121,906.82	745.79
Agosto	802	148,314.64	2,897.22
Septiembre	726	85,919.83	1,530.24
Octubre	433	78,130.98	1,130.00
Noviembre	270	57,491.64	282.13
Diciembre	80	176,458.19	72.92
Total	5,439	2,636,336.25	18,641.38

Tabla 6 Sobrecostos por generación forzada atribuido a la demanda y otros actores del MEN (2024)

El **Gráfico 6** resume las principales causas 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 secundaria de frecuencia, factores relacionados con la generación renovable variable y, finalmente, incumplimientos por parte de agentes productores.

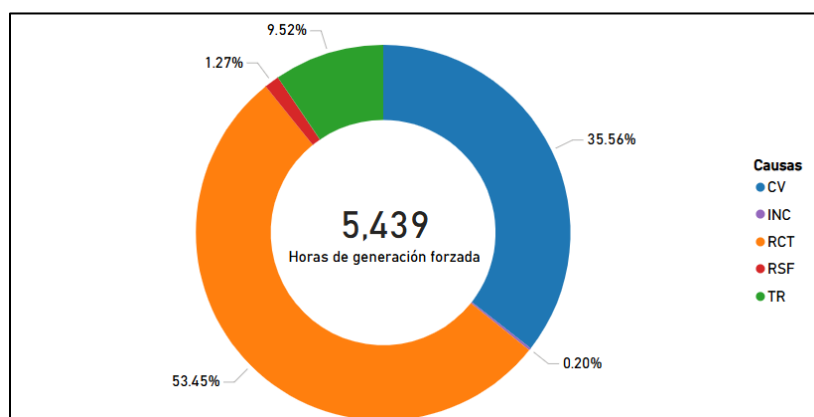


Gráfico 6 Causas por las que se convocó generación forzada (2024) (Fuente: CREE)

Tras analizar las principales causas de generación forzada y los montos asociados, se identificaron aquellas que representan ineficiencias en la operación del mercado. Es importante señalar que los casos asociados a transiciones (TR), correspondientes a los periodos de rampa durante la toma de carga de centrales fuera del despacho económico, se atribuyen a la propia central, conforme al criterio del CND.

Por otro lado, los casos relacionados con generación renovable variable (GRV), referidos a la entrada de centrales fuera del despacho económico para cubrir descensos en la generación solar, eólica o hidráulica, se atribuyen a la demanda, ya que dichos descensos están condicionados por la disponibilidad del recurso primario.

Adicionalmente, se verificó la correcta asignación de la responsabilidad del sobrecosto. Para ello, se emplearon los criterios establecidos en la **Tabla 5**, resultando en una reasignación propuesta de los montos según la **Gráfico 7**.

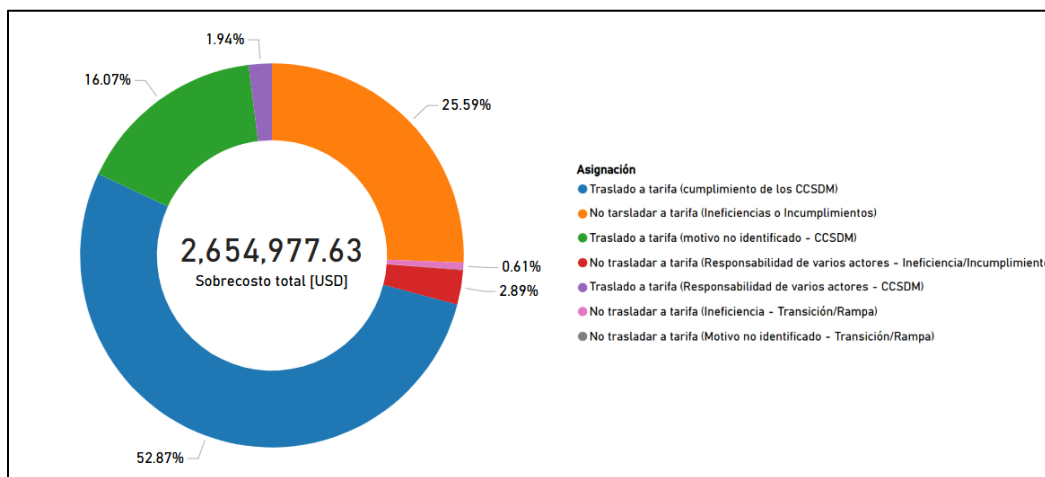


Gráfico 7 Reasignación de sobrecostos por generación forzada (2024) (Fuente: CREE)

En seguimiento de lo anterior, 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**)

A continuación, se muestra la **Tabla 7** que detalla la reclasificación:

Mes	Trasladar a la tarifa - responsabilidad de la distribuidora (USD)	No trasladar a la tarifa / agentes productores (USD)	No trasladar a la tarifa / ENEE-T (USD)	No trasladar a la tarifa / ENEE-D (USD)	Sobrecosto total (USD)
Enero	70,018.15	3,355.38	25,105.26	0.00	98,478.79
Febrero	32,181.64	710.75	4,768.66	911.37	38,572.42
Marzo	469,401.84	7,043.23	33,351.34	14,703.57	524,499.98
Abril	408,184.93	2,378.19	33,959.00	66,360.18	510,882.29
Mayo	479,116.99	991.78	1,832.62	0.00	481,941.38
Junio	317,112.31	1,952.67	2,470.24	4,187.15	325,722.37

Mes	Trasladar a la tarifa - responsabilidad de la distribuidora (USD)	No trasladar a la tarifa / agentes productores (USD)	No trasladar a la tarifa / ENEE-T (USD)	No trasladar a la tarifa / ENEE-D (USD)	Sobrecosto total (USD)
Julio	46,891.59	745.79	74,217.92	797.31	122,652.61
Agosto	6,007.04	1,574.11	143,329.91	300.80	151,211.86
Septiembre	8,781.18	1,341.79	77,327.10	0.00	87,450.07
Octubre	5,936.54	795.82	71,766.23	762.39	79,260.98
Noviembre	20,482.82	232.07	37,058.87	0.00	57,773.77
Diciembre	17,848.15	72.92	158,610.04	0.00	176,531.11
Sobrecosto total (USD)	1,881,963.18	21,194.50	663,797.19	88,022.76	2,654,977.63

Tabla 7 Reclasificación por mes y responsable (2024)

La **Gráfico 8** muestra el desglose de los casos reclasificados:

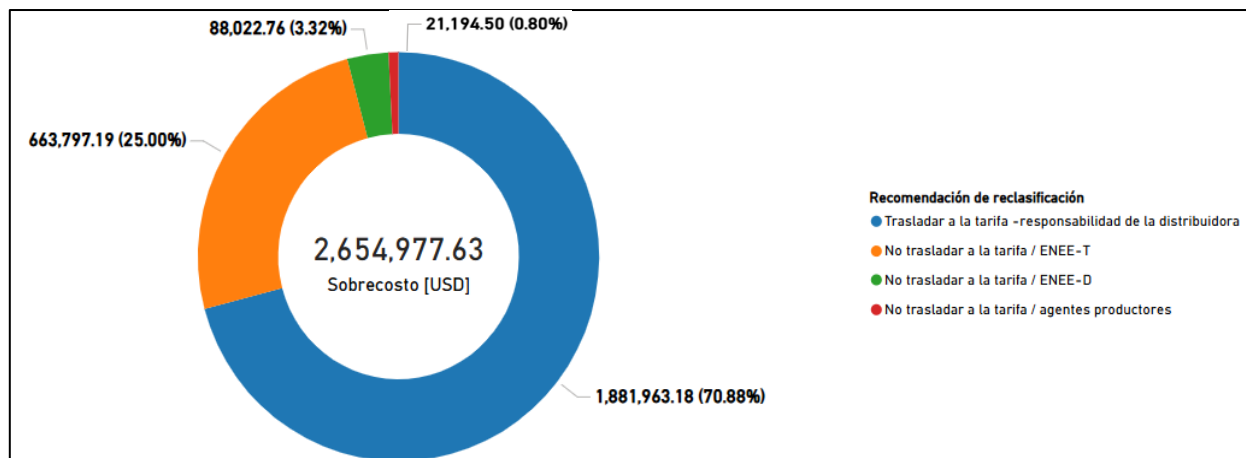


Gráfico 8 Desglose de casos reclasificados (2024) (Fuente: CREE)

En relación con los casos identificados como ineficiencias o incumplimientos, cabe destacar lo siguiente:

1. Sobrecargas en los transformadores y líneas de la red de transmisión

Estos casos se han clasificado como ineficiencias atribuibles a la empresa transmisora. Dicha clasificación está relacionada con ineficiencias administrativas originadas por la falta de desarrollo de los proyectos estipulados en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, considerados obligatorios para este propósito.

2. Congestionamiento en los transformadores de la red de distribución que afectan la red de transmisión

Estas se han catalogado como ineficiencias imputables a la empresa distribuidora, quien es responsable de la operación y administración de la red de distribución, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

3. Sobrecostos por ineficiencias o incumplimientos de agentes productores

Los casos en los que se generaron sobrecostos debido a fallas en centrales generadoras o incumplimientos que se atribuyeron a las centrales generadoras responsables de dicha generación forzada.

CONCLUSIONES

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

1. En el periodo analizado de 2024, del monto de **USD 2,654,977.63** por concepto de sobrecostos de generación forzada asignados por el CND a la ENEE y otros agentes productores, el **70.88 %** de los sobrecostos que corresponden a **USD 1,881,963.18**, no se asocian a ineficiencias y son atribuibles al cumplimiento de los CCSDM por parte de la distribuidora.
2. Asimismo, el **29.12 % (USD 773,014.45)** corresponde a ineficiencias operativas o administrativas atribuibles a la distribuidora (**USD 88,022.76**), ENEE Transmisión (**USD 663,797.19**), y los agentes productores (**USD 21,194.50**).
3. En el año 2024, la Comisión aprobó utilizar como cargo real del sobrecosto por generación forzada para el año 2024 un monto de **USD 2,456,849.99**, equivalente al **99 %** del total atribuido a los usuarios de la empresa distribuidora para el período de enero a noviembre de 2024, esto en base a las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho, **quedando sujetas a revisión por parte de estas direcciones**. Asimismo, dicho monto fue utilizado como el cargo previsto por generación forzada para el año 2025.

RECOMENDACIONES

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

1. Trasladar el presente informe al Departamento de Tarifas de esta Comisión en seguimiento a los análisis correspondientes a la generación forzada del 2023 y 2024, esto con el fin de que sirva como insumo para el proceso de ajuste tarifario correspondiente al primer trimestre del presente año y aplicable en el segundo trimestre de 2025.
2. Se recomienda, dar por concluida la revisión del año 2023 y 2024 con base en la instrucción emitida por el Directorio de Comisionados mediante el punto de acta CREE-Ex-04-2024 3.3, que dio lugar a la apertura del expediente **F01-GF-2024**, el cual contiene las investigaciones relacionadas con los sobrecostos de generación forzada correspondientes a los años 2023 y 2024.
3. En 2024, estas direcciones recomendaron utilizar como cargo real por el sobrecosto de generación forzada un monto de **USD 2,456,849.99**, equivalente al 99 % del total asignado a los usuarios de la empresa distribuidora para el periodo de enero a noviembre de 2024, según las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho. Dichas plantillas quedaron sujetas a revisión por parte de estas direcciones, revisión que ya ha sido concluida. Como resultado de esta revisión, **se recomienda ajustar el monto del cargo real por sobrecosto de generación forzada para 2024 a USD 1,881,963.18**, lo que equivale al 70.88 % del total del sobrecosto por generación para el periodo de enero a diciembre de 2024, basado en las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho, dicho monto queda sujeto a cambios en caso de ser solicitado con la justificación debida por el Centro Nacional de Despacho.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Memorándum al Departamento de Tarifas y Asesoría Jurídica	Documento	Remisión	Semana 16 2025	Pendiente

CR-E

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

38153

MARZO 2025

FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL

INTRODUCCIÓN

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el ejercicio de su función fiscalizadora del cumplimiento la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) por los Actores del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) considerando que la precisión en las mediciones comerciales, basadas en los estándares y normas vigentes, reviste una importancia crucial para asegurar una liquidación equitativa de las transacciones entre los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). Esto busca evitar la transferencia de ineficiencias operativas o administrativas de las empresas del subsector eléctrico al consumidor final.

Es relevante señalar que la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) establece la obligación de los Agentes del MEN y la Empresa Transmisora de poseer equipos de medición que cumplan con los requerimientos técnicos y cuenten con la oficialización correspondiente, además de proporcionar acceso total a sus sistemas de medición al operador del sistema.

En lo concerniente a las centrales de arrendamiento de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), se verificó que la central Laeisz Danlí subsanó las observaciones pertinentes y obtuvo una oficialización con una vigencia de dos años a partir de marzo de 2024. En contraste, la central Laeisz San Isidro no realizó las correcciones requeridas en el acta de verificación, lo que implica un posible incumplimiento de la NT-MC en sus equipos de medición.

OBJETIVOS

Fiscalizar el cumplimiento de la Norma Técnica de Medición Comercial, tomando en consideración las obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresa Transmisora y el Operador del Sistema.

Objetivos específicos

1. Verificar la aplicación de lo establecido en la Norma Técnica de Medición Comercial por el Centro Nacional de Despacho, en su calidad del operador del sistema y demás actores del Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

2. Dar el seguimiento al proceso de oficialización del sistema de medición comercial de las centrales de Arrendamiento, en particular las que corresponden a Laeisz San Isidro y Laeisz Danlí.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el artículo 18 de la LGIE, establece que las tarifas reflejarán los costos de generación, transmisión. En ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean éstas de generación, transmisión o distribución.
3. Que el artículo 9 Literal K, del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), manifiesta que los agentes del mercado eléctrico nacional (MEN), tienen la obligación de disponer de los sistemas de medición y comunicación con el operador del sistema (ODS) necesario para liquidar las transacciones comerciales y realizar la operación del sistema.
4. Que el artículo 10 Literal W, del ROM, establece dentro de las funciones del operador del sistema ROM implementar y mantener un sistema de medición comercial que le permita cumplir con sus obligaciones de realizar las liquidaciones de las transacciones económicas y elaborar los informes de funcionamiento del MEN y de la operación del sistema.
5. Que el artículo 95 del ROM, define los agentes del MEN, tienen la obligación de instalar el sistema de medición en su punto de conexión según los requisitos establecidos en la Norma Técnica de Medición Comercial. Estos requisitos deberán cumplir lo establecido en el RMER, incluyendo los requisitos técnicos de los equipos y el registro de estos, garantizar el acceso del

- ODS a los equipos y datos de medición, disponer de procedimientos para la transferencia de datos directamente o por medios alternos, reportar daños y problemas, realizar las pruebas y suministrar la información requerida por el ODS.
6. Que el artículo 72 del Reglamento de Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) modificado mediante Acuerdo CREE-01-2023, establece que las empresas que realizan la actividad regulada de generación que tengan un contrato de suministro de energía y/o potencia, suscrito con anterioridad a la entrada en vigencia de la Ley deberán cumplir con los requisitos y procedimientos para habilitación legal que contempla la LGIE y su reglamentación. Esta obligación también aplica a las empresas cuyo contrato preexistente haya vencido durante el período de vigencia de la LGIE. Las empresas mencionadas en el párrafo anterior disponen de un plazo de seis meses contados a partir de la entrada en vigencia de las presentes disposiciones reglamentarias para culminar los procedimientos legales y reglamentarios para habilitarse en el desempeño de la actividad regulada de generación. El presente periodo transitorio no exime a las empresas reguladas de su obligación legal de cumplir con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.
 7. Que la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC), define:
 - a. Sistema de medición comercial al conjunto de equipos, programas y sistema de comunicación, que permite medir las transferencias de energía y otros parámetros eléctricos, de manera eficiente, precisa y transparente, con la finalidad de valorar las transacciones de electricidad y demás cargos operativos que liquida el ODS, incluyendo realizar las liquidaciones con base en mediciones confiables y de calidad.
 - b. Verificación: es el procedimiento por el cual se determina si los componentes del SIMEC que son responsabilidad de los agentes del MEN cumplen con las especificaciones establecidas en esta Norma Técnica.
 - c. Oficialización: es el proceso realizado por el ODS para la habilitación e inclusión de equipos de medición en el SIMEC y en el registro de medidores del MEN, debiendo previamente el Agente del Mercado Eléctrico Nacional o la Empresa Transmisora realizar la verificación exitosa de dichos equipos de medición

8. Que la NT-MC Sección 5 literal a), establece que los componentes deberán contar con un sistema primario de medición y en paralelo un sistema de respaldo con las mismas características que el sistema primario de medición. Dichos equipos incluyen: cableado, equipo primario con sus respectivos transformadores de corriente y potencial, medidor registrador principal, medidor registrador de respaldo, equipo auxiliar necesario para garantizar la obtención de la medición con la precisión, periodicidad y almacenamiento requeridos de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica.

Asimismo, manifiesta que ninguno de los equipos mencionados en los literales a, b y c precedentes se considerarán parte del SIMEC si no cuentan con las certificaciones de verificación exigidas en esta Norma Técnica.

9. Que la NT-MC Sección 7.1, establece las obligaciones del operador del sistema, de las cuales se enlistan continuación las siguientes:
 - a. Asignar a cada Punto de Medición un código de identificación único, permanente e inequívoco, conforme a normas previamente establecidas y comunicadas por parte del ODS a los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras;
 - b. Atender las solicitudes de Oficialización de equipos de medición, y autorizar los equipos de medición con base en los resultados de los procesos de Verificación;
 - c. Organizar, administrar y mantener el registro de medidores del MEN, con la información de cada Agente del MEN, Empresas Transmisoras, de los Puntos de Medición y factores de ajuste cuando corresponda, de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica, para realizar las liquidaciones del ODS;
 - d. Contar con un sistema recolector y de almacenamiento de las mediciones comerciales del MEN (el Concentrador de Mediciones) obtenidas de los sistemas de medición de los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras, con mecanismos de seguridad para proteger que los valores no sean modificados; facilitar a todos los Agentes del MEN y Empresas Transmisoras los mecanismos de acceso a la información de los Puntos de Medición recibidos en el CDM en forma estructurada e individualizada, asignando a cada uno las claves de acceso por nivel

- de usuario, a la programación y lectura de los equipos de medición, respetando los criterios de confidencialidad y seguridad de la información;
- e. Supervisar el correcto funcionamiento del SIMEC y asegurar la integridad de los datos de las mediciones comerciales;
 - f. Elaborar y ejecutar un plan anual de Verificaciones y pruebas de los equipos de medición y medios de comunicación del SIMEC. Este plan será publicado anualmente bajo los medios correspondientes.
10. Que la NT-MC Sección 7.2, establece las obligaciones de los agentes del MEN y Empresa Transmisora, de las cuales se enlistan continuación las siguientes:
- a. Instalar y garantizar que el sistema de medición en cada uno de sus puntos de conexión cumpla con las características y requisitos que establece esta Norma Técnica;
 - b. Obtener el certificado de Verificación de los equipos de mediciones y solicitar al ODS su Oficialización;
 - c. Contar con medios de comunicación desde los Puntos de Medición, con las características y requisitos que establece esta Norma Técnica;
 - d. Garantizar que sus equipos de medición estén protegidos, y cuentan con sellos que permitan detectar accesos no autorizados y garantizar la seguridad de las mediciones;
 - e. Garantizar el mantenimiento, reparación, reemplazo, inspección y ensayos o pruebas de sus equipos de medición;
 - f. Hacer entrega, al ODS, de los accesos totales de los sistemas de medición;
 - g. Informar inmediatamente al ODS ante fallas, daños u otros problemas en los equipos de medición o comunicaciones que lleven al incumplimiento transitorio de uno o más de los requisitos o procedimientos que establece esta Norma Técnica;
 - h. Contratar los servicios del verificador que realizará las pruebas, y suministrar la información que requiera el ODS de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica;

- i. Mantener los registros de todas las Verificaciones, pruebas y auditorías de los equipos de medición, así como de todas las modificaciones realizadas;
- j. Enviar al ODS la solicitud de cambios del SIMEC en sus equipos de medición y puntos de conexión con suficiente anticipación y documentación previo a realizar la modificación, de acuerdo con el formato y medio que defina el ODS, para aprobación de y coordinación con el ODS;

Las Empresas Transmisoras instalarán el equipamiento de medición comercial en cada nodo del Sistema Principal de Transmisión que el EOR defina como nodo del RTR y que no sea Punto de Medición de un Agente del MEN.

11. Que la NT-MC, subsección 10.3, define que la frecuencia de Verificación para los equipos de medición a los cuales es responsable el Agente del MEN o Empresa Transmisora, será de dos (2) años. La Oficialización emitida tendrá un tiempo de validez de dos (2) años a partir de su fecha de emisión.
12. Que la NT-MC, Sección 15, Todo Agente del MEN y Empresas Transmisoras que a la fecha de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica no tenga instalado y oficializado sus requerimientos de SIMEC en sus Puntos de Medición tendrá un plazo de hasta seis (6) meses para normalizar su situación en los términos que establece esta Norma Técnica y sus anexos. Para las Empresas Distribuidoras, el ODS podrá autorizar a solicitud de estas una ampliación de hasta veinticuatro (24) meses con a Las Empresas Transmisoras deben cumplir con la Oficialización de los Puntos de Medición de los que son responsables dentro de un plazo de veinticuatro (24) meses a partir de la fecha de entrada en vigencia de esta Norma Técnica. Para ello, dentro de un plazo no mayor de treinta (30) días hábiles de la entrada en vigencia de esta Norma Técnica, las Empresas Transmisoras deben enviar al ODS su plan para la Oficialización de los puntos en que son Responsables de los Equipos de Medición se en justificaciones fundamentadas. El ODS deberá informar a la CREE de esta ampliación de plazo.

HALLAZGOS

La Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) define que, para que un agente del MEN sea autorizado a realizar transacciones en mercado eléctrico nacional, debe contar con un sistema de medición comercial que cumpla con los requerimientos técnicos y que esté debidamente oficializado de acuerdo con el marco regulatorio que desarrolla esta norma técnica.

Fiscalización de Informe Mensual de Medición y SIMEC febrero - CND

De acuerdo con el Informe Mensual de Medición y SIMEC elaborado por el CND y publicado en febrero, se observa que, de un registro de 356 puntos de medición donde 174 (49 %) corresponden a Empresas Generadoras, 127 (36 %) corresponde a las subestaciones eléctricas de la Empresa Distribuidora, 54 (15 %) a equipos de las subestaciones eléctricas de la Empresa Transmisora y un punto es asociado a un Consumidor Calificado, como se observa en el **Gráfico 9**

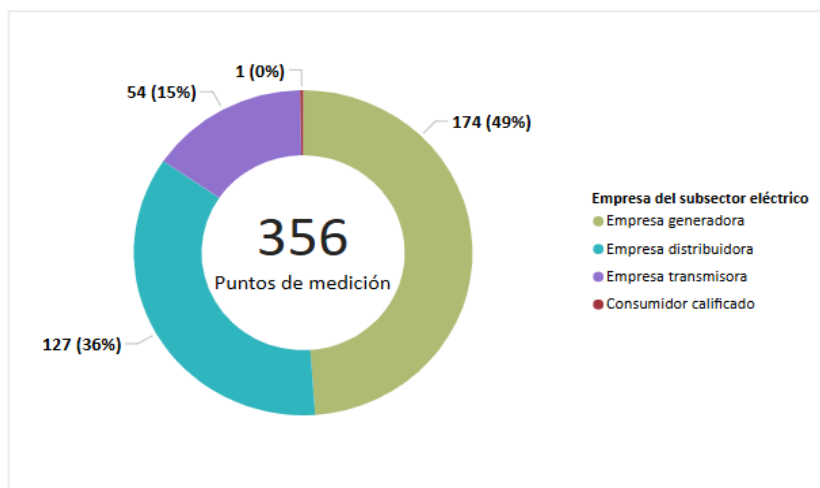


Gráfico 9 Distribución de puntos de medición comercial (fuente Informe Mensual de Medición y SIMEC febrero - CND)

Cabe mencionar que, la información presenta a continuación corresponde a 101 Empresas Generadoras, una Empresa Distribuidora, una Empresa Transmisora y un Consumidor Calificado.

En el **Gráfico 10** se observa que, de los 356 puntos de medición comercial, de estos registros 253 (71 %) puntos no cuentan con su sistema de medición comercial integrado al Concentrador de Medidas (CPM) del CND, este porcentaje se asocia a 79 puntos de empresas generadoras, 127 punto de subestaciones de la Empresa Distribuidora y 47 puntos de subestaciones de la Empresa Transmisora. En cuanto a los puntos de medición integrados se observaron 103 (29 %) puntos

integrados al CPM-CND, en los que se agrupan 95 puntos de Empresas Generadoras, 7 puntos asociados subestaciones de la Empresa Transmisora y un Consumidor Calificado.

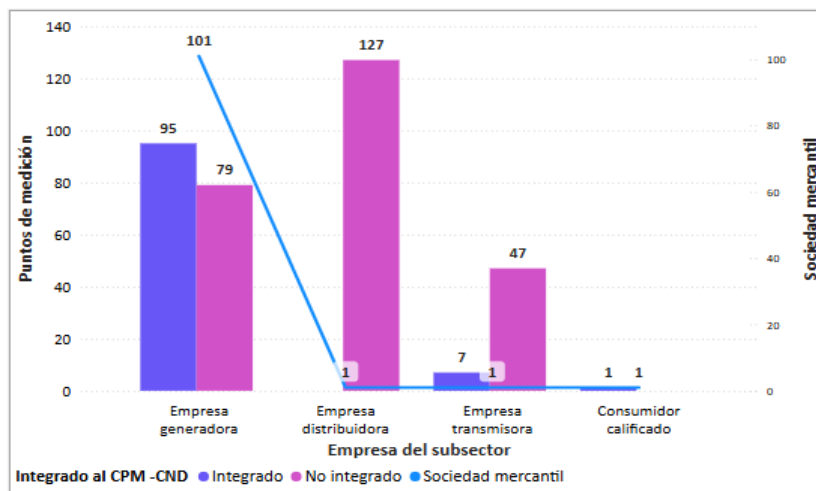


Gráfico 10 Puntos de medición integrados al CPM - CND (fuente Informe Mensual de Medición y SIMEC febrero - CND)

En el **Gráfico 11**, se muestra el detalle de los 356 puntos de medición donde 274 (77 %) puntos se encuentran no oficializado que se dividen en 93 puntos de empresas generadoras, 127 a puntos de subestaciones asociadas a distribución y 54 puntos de subestaciones asociada a transmisión; 75 (21 %) puntos se encuentran oficializados que corresponde a 74 puntos de empresas generadoras y un consumidor calificado y 7 (2 %) puntos cuentan una oficialización vencida y corresponde en su totalidad a empresas generadoras.

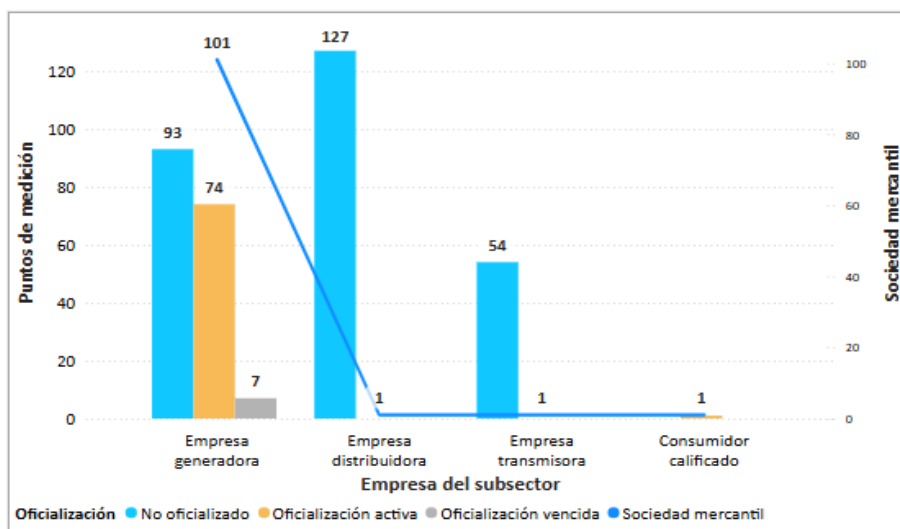


Gráfico 11 Oficialización de sistema de medición de empresas del subsector eléctrico (fuente: Informe Mensual de Medición y SIMEC febrero -CND)

Medición comercial de centrales de arrendamiento de ENEE

Durante el proceso del tercer ajuste tarifario de 2024 que realiza esta Comisión, la Dirección de Fiscalización observó ciertas irregularidades en el proceso de oficialización del sistema de medición comercial de las centrales de Arrendamiento Laeisz San Isidro y Laeisz Danlí. En la **Tabla 8** se comparte el resumen de los hallazgos del informe técnico.

Central generadora	Conclusión del Acta De Inspección - (CND)	Estado del sistema de medición comercial	Motivos por subsanar del proceso de inspección – (CND)	Marco regulatorio revisado - (CREE)
Arrendamiento Laeisz San Isidro	<p>Acta No. AV-CND-PL2023-2024-26032024-01</p> <p>Los transformadores de corriente y medidores asociados al punto T533_3105_102M1/M2 correspondiente a la central Laeisz San Isidro aprobaron las pruebas descritas en esta acta y los resultados se anexan a este documento. El punto de medición No cumple con las exigencias de la Ley General de la Industria Eléctrica y la Norma Técnica de Medición Comercial vigente y se deberán corregir las observaciones plasmadas en esta acta.</p>	<p>Equipo: T533_3105_102M1/M2</p> <p>Oficialización temporal</p> <p>Periodo de vigencia: 6 meses A partir del 7/3/2024</p>	<p>Oficio: Oficialización del punto de medición comercial: OFI-CND-12042024-01</p> <p>Los transformadores de potencia (TP) no son exclusivos para el punto de medición y actualmente pertenecen a la B309 de la subestación San Isidro, y no es posible intervención sin despeje total de la barra. No se realizaron pruebas de precisión en RTP a los transformadores actuales por el inconveniente de no poder despejar la barra.</p>	<p>ANEXO 3 ESPECIFICACIONES PARA LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN</p> <p>3.1.1 Uso exclusivo de transformadores de tensión y de corriente.</p> <p>Los transformadores de medida deben tener un devanado exclusivo para la conexión de los equipos que conforman el sistema de medición; esto no significa que los transformadores deben tener un solo devanado.</p>
Arrendamiento Laeisz Danlí	<p>Acta No. AV-CND-PL2023-2024-20032024-01</p> <p>El punto de medición de la central Laeisz Danlí aprobó todas las pruebas de precisión y carga realizados que se anexan a este reporte, sin embargo, para emitir la oficialización del punto se deberá corregir las observaciones plasmadas en esta acta según con las exigencias de la Ley General de la Industria Eléctrica y la Norma Técnica de Medición Comercial vigente.</p>	<p>Equipo: T433_3058_101M1/M2</p> <p>Oficialización temporal</p> <p>Periodo de vigencia: 6 meses A partir del 20/3/2024</p>	<p>Oficio: Oficialización del punto de medición comercial: OFI-CND-12042024-02</p> <p>El punto de medición no cuenta con medidor de respaldo. Para normalizar se deberá instalar un medidor de respaldo con las mismas características al medidor principal tal y como lo dicta la NT-MC y en el plazo que estipula la misma, 120 días. Se deberán realizar las pruebas respectivas a los equipos que se instalen junto con personal de Medición Comercial CND.</p>	<p>5 componentes del SIMEC.</p> <p>a) Los equipos de medición instalados en los Puntos de Medición, con un sistema primario de medición y en paralelo un sistema de respaldo con las mismas características que el sistema primario de medición.</p> <p>9 Equipos de medición</p> <p>9.1 Empresas generadoras. Cada Empresa Generadora debe instalar y contar con el equipo de medición en los puntos de conexión de sus centrales generadoras con el sistema de trasmisión (principal o secundario) o con el sistema de distribución, según sea la red a la que se conecta, para medir la energía neta que inyecta la central a la red. Se debe disponer de un medidor registrador bidireccional, con su correspondiente medidor registrador de respaldo.</p>

Tabla 8 Resumen de información (fuente Informe de Revisión de puntos de Medición Comercial de las centrales de Arrendamiento)

En seguimiento al informe técnico, la Dirección de Fiscalización en fecha 19 de agosto de 2024, emitió un requerimiento de información a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) para que a través de su Centro Nacional de Despacho (CND), presentara la documentación correspondiente en seguimiento al procedimiento de oficialización temporal otorgado a las centrales generadoras en mención.

El CND respondió mediante el oficio GD-496-10-2024, de fecha 21 de octubre de 2024. En el literal segundo de dicho oficio, se indicó que la central de Arrendamiento Laeisz San Isidro, no ha subsanado las observaciones detalladas en el documento de oficialización. En consecuencia, se observa que la central estaría en incumplimiento, ya que ha transcurrido el periodo otorgado de 180 días establecidos para resolver las observaciones descritas en el acta de inspección y verificación No. AV-CND-PL2023-2024-26032024-01.

El 12 de marzo de 2025, la Dirección de Fiscalización realizó el proceso de inspección CREE-015-2025 en Supervisión del Plan Anual de Mantenimientos 2025 de la central Arrendamiento Laeisz San Isidro, durante el desarrollo de la inspección, el personal designado manifestó que a la fecha presente no se habían efectuado modificaciones al sistema de medición comercial. Posteriormente se procedió a la verificación del equipo de medición comercial ubicado en la subestación San Isidro. En **Imagen 3** se observa el punto de medición designado a esta central. Es importante mencionar que dichos elementos no cuentan con rotulación que facilite su ubicación, no obstante, mediante la verificación de datos de placa e inspección visual se identificaron los elementos descritos en el acta de verificación del CND.



Imagen 3 Equipo de medición comercial de Arrendamiento Laeisz San Isidro (fuente: CREE)

Con relación al equipo de medición comercial de la central Arrendamiento Laeisz Danlí, el CND manifestó mediante el oficio GD-496-10-2024, literal segundo, que esta central subsanó las observaciones descritas en la *¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.* y que dicha oficialización extiende su vigencia por dos años a partir del 20 de marzo de 2024 de acuerdo con el documento de oficialización OFI-CND-06082024-01 de fecha 06 de agosto de 2024.

CONCLUSIONES

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

1. Es fundamental asegurar la aplicación de la normativa y los criterios técnicos establecidos en el marco regulatorio vigente aplicable a los equipos de medición comercial para lograr transacciones eficientes entre los agentes del MEN y garantizar que dichas liquidaciones se trasladen de forma eficiente al usuario final.
2. De acuerdo con la información publicada por el CND, se observó que de 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 encuentran integrados al Concentrador de Mediciones, es importante destacar que es del CND. Cabe mencionar que la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) establece que los Agentes del MEN y Empresa Transmisora tienen la obligación de contar con equipos de medición que cumplan con los requerimientos técnicos y la oficialización correspondiente como establece esta norma, asimismo, deberán

hacer entrega de los accesos totales del sistema de medición al operador del sistema.

3. En relación con las oficializaciones vencidas, la NT-MC Sección 10.3, establece que la verificación de los equipos de medición comercial deberá realizarse cada dos años de acuerdo con la planificación que defina el CND en el Plan Anual de Verificaciones Equipos de Medición.
4. Con respecto a los puntos de medición comercial de las centrales de Arrendamiento de ENEE, se verificó mediante documento de oficialización OFI-CND-06082024-01 que la central de Arrendamiento Laiesz Danlí subsanó las observaciones para otorgar una oficialización, la cual ahora cuenta con una vigencia de 2 años a partir del 20 de marzo de 2024. La central de Arrendamiento San Isidro cuenta con un punto cuya oficialización temporal no subsanó las observaciones establecidas en el acta de verificación emitida por el CND, en vista de lo cual estaría incumpliendo con los parámetros establecidos en la NT-MC, asimismo, se verificó que al mes de marzo mantienen la misma configuración de equipos de medición en la subestación San Isidro.

RECOMENDACIONES

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

1. Instruir al Centro Nacional de Despacho que exija el cumplimiento de la NT-MC en los aspectos a la oficialización y verificación del SIMEC para todos los agentes del MEN y Empresa Transmisora.
2. Dar seguimiento al proceso de fiscalización de la NT-MC, incorporando un análisis sobre la relación de la participación en el MEN de los distintos actores del subsector eléctrico y el cumplimiento de los requisitos técnicos y operativos establecidos en la NT-MC.
3. Validar los procesos de transitorios de la Empresa Distribuidora y la Empresa Transmisora en cumplimiento de la normativa en cuestión.

4. Requerir al CND sobre los puntos de medición que corresponde a las centrales de generación que pertenecen a la ENEE que permita identificar el responsable de estos equipos.
5. Advertir a los agentes del MEN y Empresa Transmisora sobre la obligación de cumplir con la normativa vigente y las posibles repercusiones que podrían suscitar en caso de incumplimiento de la normativa.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de instrucción al CND para exigir el cumplimiento de la NT-MC, a los agentes del MEN y Empresa Transmisora.	Oficio	Correo electrónico	Semana 17	Pendiente
2	Elaboración de un análisis de participación de las Empresas Generadoras en MEN y la aplicación de la NT-MC por parte de la Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora.	Documento	Correo electrónico	Semana 19	Pendiente
3	Validación los responsables de los equipos de medición de las centrales generadoras de la ENEE.	Oficio	Correo electrónico	Semana 17	Pendiente
4	Verificar el responsable de los equipos de medición de la central generadoras que pertenecen a ENEE.	Oficio	Correo electrónico	Semana 17	Pendiente
5	Elaboración de documentos que permitan advertir a los agentes del MEN y la Empresa Transmisora sobre las obligaciones de estos respecto a la NT-MC.	Oficio	Correo electrónico	Semana 20	Pendiente

ANEXOS

Resumen de estado de los sistemas de medición (fuente Informe de Medición y SIMEC febrero, Tabla 1 ACT-FEB 2025).

No.	Nombre	Cantidad de puntos de medición	Clasificación	Integrado al CPM -CND	Oficializado
1	ACEYDESA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
2	AGROTOR	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
3	AGUA CALIENTE	2	Empresa transmisora	Integrado	No oficializado
4	AGUA VERDE	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
5	AMARATECA	3	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
6	ARENAL	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
7	AZUNOSA	4	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa

No.	Nombre	Cantidad de puntos de medición	Clasificación	Integrado al CPM -CND	Oficializado
8	BABILONIA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
9	BECOSA	4	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
10	BELLA VISTA	3	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
11	BERMEJO	7	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
12	BIJAO	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
13	BIOGAS Y ENERGIA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
14	BONITO ORIENTAL	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
15	BRASSAVOLA	5	Empresa transmisora	Integrado	No oficializado
16	CAHSA	6	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
17	CANJEL	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
18	CAÑAVERAL	4	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
19	CARACOL	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
20	CARACOL BUNKER	2	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
21	CARACOL KNITS PLANTA	1	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
22	CATACAMAS	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
23	CECECAPA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
24	CEIBA TERMICA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
25	CELSUR	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
26	CENTROAMERICANA MARCOVIA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
27	CERRO DE HULA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
28	CHACHAGUALA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
29	CHICHICASTE	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
30	CHOLOMA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
31	CHUMBAGUA	1	Empresa generadora	No integrado	Oficialización activa
32	CHURUNE	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización vencida
33	CIHESA	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
34	CIRCUNVALACION	3	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
35	COHESA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
36	COMAYAGUA	3	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
37	CORONADO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
38	CORRAL DE PIEDRAS	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
39	CORTECITO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
40	COYOLES CENTRAL	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
41	CUYAGUAL	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
42	CUYAMAPA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
43	CUYAMEL	1	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
44	DANLI	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
45	DINANT	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
46	ECSA I ENERGIA CINCO ESTRELLAS	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
47	ECSA II ENERGIA CINCO ESTRELLAS	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
48	EECOPALSA	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
49	EL CAJON	6	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
50	EL COYOLAR	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado

No.	Nombre	Cantidad de puntos de medición	Clasificación	Integrado al CPM -CND	Oficializado
51	EL ESTADIO	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
52	EL FARO	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
53	EL NISPERO	2	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
54	EL NISPERO II	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
55	EL POLLITO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
56	EL PORVENIR	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
57	EL PROGRESO	6	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
58	EL RETORNO	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
59	ELCOSA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
60	EMCE CHOLOMA	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
61	ENERBASA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
62	ENERGIA EOLICA DE HONDURAS EEHSA	2	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
63	ENERGIAS SOLARES (PRADOS SUR)	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
64	ENERSA	5	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
65	ENERSA COGENERACION	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
66	EOLICA EL CHINCHAYOTE	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
67	EOLICA SAN MARCOS	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
68	ERANDIQUE	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
69	FOTERSA SOLAR DEL PACIFICO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
70	FOTOVOLTAICA SUREÑA (PRADOS SUR)	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
71	FRAY LAZARO	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
72	GENERA (LOS LAURELES)	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
73	GENERACIONES ENERGETICAS (PRADOS SUR)	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
74	GEOPLATANARES	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
75	CHAMELECON	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
76	GILDAN	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
77	GREEN POWER PLANT	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
78	GUAIMACA	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
79	GUAYMAS	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
80	HELIOS GENERSA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
81	HIDRO NACAOME	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
82	HIDRO YOJOA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
83	HPSS (ELCATEX)	4	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
84	ISLETAS	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
85	JUTICALPA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
86	JUTICALPA II	1	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
87	LA AURORA	1	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
88	LA CAÑADA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
89	LA ENSENADA	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
90	LA ENTRADA	2	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
91	LA ESPERANZA (CISA)	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa

No.	Nombre	Cantidad de puntos de medición	Clasificación	Integrado al CPM -CND	Oficializado
92	LA GLORIA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
93	LA LEONA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
94	LA PUERTA	7	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
95	LA VEGONA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
96	LA VICTORIA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
97	LAEISZ CEIBA TERMICA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización vencida
98	LAEISZ DANLI	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
99	LAEISZ JUTICALPA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
100	LAEISZ SAN ISIDRO	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
101	LAINEZ	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
102	LAS FLORES	1	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
103	LAS LAJAS	1	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
104	LLANOS DEL SUR	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
105	LOS LAURELES	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
106	LOS PINOS	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
107	LOS PRADOS	4	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
108	LUFUSSA I	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
109	LUFUSSA TRES	5	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
110	LUFUSSA VALLE	4	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
111	MANGUNGO	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
112	MASCA	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
113	MATARRAS	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
114	MECER SOLAR DEL SUR	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
115	MERENDON POWER PLANT	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
116	MEZAPA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
117	MIRAFLORES	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
118	MORAZAN	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
119	MORJA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización vencida
120	NACAOME I	3	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
121	NACAOME II	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
122	NACO	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
123	NUEVA NACAOME	1	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
124	PALMASA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
125	PARK ENERGY	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
126	PATUCA III	3	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
127	PAVANA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
128	PECSA	4	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
129	PENCALIGUE	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
130	PEÑA BLANCA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización vencida
131	PIEDRAS AZULES	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
132	PRADOS SUR	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
133	PUEBLO NUEVO	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
134	QUILIO II	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
135	RIO BETULIA	3	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
136	RIO BLANCO	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa

No.	Nombre	Cantidad de puntos de medición	Clasificación	Integrado al CPM -CND	Oficializado
137	RIO FRIO	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización vencida
138	RIO GUINEO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
139	RIO LINDO	4	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
140	RIO NANCE	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
141	RIO QUILIO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
142	SAN ALEJO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
143	SAN BUENAVENTURA	1	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
144	SAN CARLOS	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
145	SAN ISIDRO	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
146	SAN JUAN PUEBLO	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
147	SAN MARTIN	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
148	SAN PEDRO SULA SUR	5	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
149	SANTA FE	4	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
150	SANTA LUCIA	3	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
151	SANTA MARIA DEL REAL	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
152	SANTA MARTHA	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
153	SANTA ROSA	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
154	SAZAGUA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
155	SERSA CHOLUTECA I	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
156	SERSA CHOLUTECA II	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
157	SIGUATEPEQUE	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
158	SOCIEDAD HIDROELECTRICA OLANCHANA	3	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
159	SOPOSA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
160	SUYAPA	9	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
161	TELA	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
162	TERMICA SULZER	3	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
163	TERMICA VILLA NUEVA	2	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
164	DINAPLAST	1	Consumidor calificado	Integrado	Oficialización activa
165	TOCOA ENERGY	6	Empresa transmisora	No integrado	No oficializado
166	TONCONTIN	3	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
167	TRES VALLES	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización vencida
168	VILLANUEVA	4	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
169	YODECO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
170	YORO	2	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
171	ZACAPA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización vencida
172	ZAMORANO	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
173	ZINGUIZAPA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
174	ZIP BUENA VISTA	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
175	EL PESCADERO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
176	TERMICA ALSHTON	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
177	CERHON	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
178	ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	2	Empresa generadora	Integrado	No oficializado
179	CEIBA TERMICA GENERACION	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado

No.	Nombre	Cantidad de puntos de medición	Clasificación	Integrado al CPM -CND	Oficializado
180	TERMICA SANTA FE	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
181	CHIRIPA	1	Empresa distribuidora	No integrado	No oficializado
182	LA GRECIA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
183	LAEISZ LA ESPERANZA	1	Empresa generadora	Integrado	Oficialización activa
184	LAEISZ SANTA MARTHA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
185	LAEISZ EL NISPERO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
186	LAEISZ EL PROGRESO	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
187	LAEISZ VILLANUEVA	3	Empresa generadora	No integrado	No oficializado
188	LAEISZ SANTA RITA	1	Empresa generadora	No integrado	No oficializado

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

MARZO 2025

SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)

SEGUIMIENTO A LAS RECOMENDACIONES ASOCIADAS AL PROCESO DE SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL AÑO 2024

A continuación, se presenta el seguimiento de las recomendaciones generadas en los informes trimestrales en supervisión y fiscalización del PAM 2024.

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
Inspección a central generadora La Ensenada	Informe definitivo de falla de la unidad U5.	Se remitió el oficio CREE-012-2025 de fecha 08 de enero de 2025, mediante el cual se requiere la entrega del informe técnico de acuerdo con el compromiso establecido en el acta de inspección. En respuesta la central generadora emite respuesta mediante correo de fecha 09 de enero de 2025, haciendo entrega del informe técnico.	Resuelto
Inspección central generadora Caracol Knits	Requerir al Centro Nacional de Despacho un informe respecto de la inyección al SIN de la Central Caracol Knits, en relación con el compromiso contractual de energía y potencia que debe cumplir mensualmente según el Anexo de su contrato de suministro.	Se remitió mediante el oficio CREE-029-2025 de fecha 14 de enero de 2025 los resultados obtenidos de este análisis para la que la Empresa Distribuidora realice las acciones correspondientes.	Resuelto
Inspección central generadora Cañaveral	Análisis de impacto del incremento de mantenimientos programados orientados a la limpieza de bocatomas y otras estructuras de obra civil.	Se remitió el oficio CREE-015-2025 de fecha 09 de enero de 2025, mediante el cual se solicita a la central generadora la entrega de la información de acuerdo con el formato compartido en el oficio CREE-259-2024. La central generadora emite su respuesta mediante oficio GG-ENEE-082-I-2025 de fecha 30 de enero de 2025, en el comparte la información solicitada en el formato indicado. El seguimiento a esta recomendación se continuará en el siguiente trimestre.	En proceso
	Remitir a la SEN el análisis generado por la central sobre el impacto de la limpieza de estructuras civiles como causa o efecto de la irrupción de vivienda en zonas aledañas al embalse de la central	Actualmente se encuentra en proceso de elaboración el análisis de impacto de la limpieza de estructuras civiles como causa o efecto de la irrupción de vivienda en zonas aledañas al embalse de la central. El seguimiento a esta recomendación se continuará en el siguiente trimestre.	En proceso

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
Inspección a central generadora Cerro de Hula	Requerimiento de seguimiento a entrega del PAM al CND.	El 30 de agosto de 2024 se remitió el Oficio CREE-519-2024, y el 20 de agosto de 2024 se envió un comunicado con el objetivo de que todas las centrales generadoras presenten su Plan de Mantenimiento Anual al Centro Nacional de Despacho dentro de los plazos establecidos por la normativa vigente.	Resuelto
	Planteamiento de la problemática al CND y explorando soluciones mediante la NT-SSCC con respecto a la optimización del rendimiento del parque eólico.	La Comisión se encuentra actualmente en proceso de emitir la Norma Técnica de Servicios Complementarios, en el cual se establecerán los criterios con respecto a los servicios de regulación de frecuencia.	No iniciado
Inspección a central generadora LUFUSSA III	Seguimiento al PAM 2024.	El 30 de agosto de 2024 se remitió el Oficio CREE-519-2024, y el 20 de agosto de 2024 se envió un comunicado con el objetivo de que todas las centrales generadoras presenten su Plan de Mantenimiento Anual al Centro Nacional de Despacho dentro de los plazos establecidos por la normativa vigente.	En proceso
	Mesas de trabajo interinstitucionales (ENEE, SEN, SEFIN y ADUANAS) para minimizar los atrasos en la obtención de exoneración de impuestos para repuestos y combustibles.	Se encuentra elaborado el borrador de oficio para remitirlo a la SEN.	En proceso
Inspección a central generadora Chinchayote	Seguimiento al PAM 2024.	El 30 de agosto de 2024 se remitió el Oficio CREE-519-2024, y el 20 de agosto de 2024 se envió un comunicado con el objetivo de que todas las centrales generadoras presenten su Plan de Mantenimiento Anual al Centro Nacional de Despacho dentro de los plazos establecidos por la normativa vigente.	En proceso
Inspección a central generadora GeoPlatanares	Envío de información con respecto al cambio de la torre de transmisión 48, que se vio afectada debido a una falla geológica.	Borrador de oficio solicitando la información correspondiente al remplazo de la torre de transmisión N° 48.	En proceso
	Solicitud de información de datos técnicos y operativos de las unidades de generación.	La Dirección de Fiscalización dará seguimiento mediante oficio de solicitud	En proceso
	Elaboración de análisis sobre los datos técnicos y operativos en cuanto a la sincronización de la central al SIN.	La Dirección de Fiscalización dará seguimiento en el próximo trimestre luego de verificar la normativa correspondiente al caso de sincronización expuesto por el agente productor durante las inspecciones del PAM 2024.	En proceso
Inspección Central de ELCOSA	Requerir información al CND el análisis de proyección de energía y consumo de combustibles de las centrales generadoras que participan en el MEO correspondiente al segundo semestre de 2024.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizar el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
ENERESA- INHDELVA	<ol style="list-style-type: none"> Seguimiento a la conexión y transacción con la generadora ENERESA. Seguimiento a la actualización de la licencia ambiental. 	Oficio de requerimiento de información al agente INHDELVA con relación al punto de medición, así como solicitar las actas de verificación e información de la modificación de las redes construidas.	En proceso

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
	Seguimiento a la actividad de la comercialización	Solicitar al agente los flujos de energía con la empresa ENERESA, así como la documentación del licenciamiento ambiental.	Enviado

INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos y el Reglamento de Operación y Administración del Mercado Mayorista (ROM), el Centro Nacional de Despacho (CND), en su rol de operador del sistema, tiene la responsabilidad primordial de coordinar, evaluar y autorizar las solicitudes de mantenimiento. Esta función es esencial para recopilar la información necesaria que permita la elaboración de un despacho económico eficiente, garantizando así el suministro continuo de energía eléctrica en todo el sistema eléctrico nacional.

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 seguimiento a lo anterior, y con el propósito de monitorear el cumplimiento de la presentación del PAM correspondiente al año 2025, se solicitó al CND, mediante Oficio CREE-594-2024 de fecha 11 de octubre de 2024, el listado de las empresas generadoras y su respectivo estado de presentación de esta planificación.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en ejercicio de su facultad de supervisión de las actividades de los actores del MEN, conforme a lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), ha identificado en los Informes de Operación del Mercado que los mantenimientos representaron, durante el año 2024, el 25 % de la Energía No Suministrada. Adicionalmente, el Informe de Planificación Operativa de Largo plazo estima un déficit de potencia máxima para el año 2025 de 126.11 MW.

Tomando en consideración los datos previamente expuestos y en cumplimiento de lo dispuesto en la LGIE, sus reglamentos y las normas técnicas aplicables, se llevaron a cabo un proceso de inspección focalizado en los Agentes del MEN con la finalidad de supervisar el cumplimiento de las solicitudes de mantenimiento presentadas por dichos agentes, contribuyendo así a la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico nacional.

MARCO LEGAL

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

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el artículo 3, literal D, romano I, de la LGIE establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrados.
3. Que el artículo 4, de la LGIE determina que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.
4. Que el artículo 6 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) se faculta a la Comisión a requerir a los Actores del Mercado Eléctrico Nacional toda la información para realizar la función de supervisión del subsector eléctrico, determinado a su vez que todas las empresas del sector están obligadas a proporcionar los datos, información, documentación y colaboración que requiera la CREE.
5. Que el artículo 8, literal A, de la LGIE establece que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) podrá realizar la supervisión de la operación del subsector eléctrico, de igual manera realizar inspecciones que considere necesarias con la finalidad de verificar la veracidad de la información declarada por las empresas que desarrollan actividades en el subsector eléctrico.

6. Que el artículo 7 y 8 del RLGIE respectivamente determina la confidencialidad de la información y documentos suministrados, así como los principios aplicables a las visitas de inspección de la CREE.
7. Que el artículo 77, del ROM indica que los agentes productores presentaran anualmente al Operador del Sistema una propuesta de mantenimientos programados antes del quince (15) de septiembre de cada año, donde se detallará para cada instalación, la fecha programada de comienzo y finalización, duración y la debida justificación de la tarea a solicitar.
8. Que el artículo 78, del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) asigna al Operador del sistema la responsabilidad de la coordinación de mantenimientos que soliciten los Agentes Productores y Empresas Transmisoras, siguiendo criterios de minimización de costos y mantenimiento de la seguridad de suministro, evaluando escenarios futuros de inyecciones y retiros con base en las proyecciones de demanda, y el Despacho Económico de las unidades de generación existentes.
9. Que el artículo 81 del ROM, indica que los Agentes Productores están obligados a comunicar al ODS su estado de disponibilidad para realizar la programación semanal y diaria; asimismo el Operador del Sistema realizará un seguimiento de la disponibilidad registrada por cada unidad generadora. En caso de Indisponibilidades no programadas de larga duración y/o reiteradas por encima de los valores medios históricos de la unidad, el ODS podrá abrir un expediente para determinar posibles responsabilidades y, en su caso, realizar propuesta de sanción a la CREE.
10. Que el artículo 82 del ROM, define que los Mantenimientos Menores deberán ser notificados y autorizados por el ODS con al menos una semana de antelación.
11. Que la Norma Técnica de Mantenimiento (NT-M), define como Plan Anual de Mantenimientos a la programación de Mantenimientos Mayores de generación y transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) a desarrollarse durante un año calendario.
12. Que la Norma Técnica de Mantenimiento (NT-M), define como Mantenimiento Mayor a aquellos trabajos cuya duración prevista se mayor o igual a 2 semanas, aquellos que cuya

duración sea menor a dos semanas se definen como Mantenimientos Menores.

13. Que en la sección 5.1 de la NT-M, indica que las empresas generadoras y transmisoras que no presenten una Plan Anual de Mantenimientos, se considera que no realizara Mantenimientos Mayores durante el año en curso.
14. Que la sección 6.4 de la NT-M, se indica que se permite la cancelación de un Mantenimiento Mayor con un tiempo mínimo de (5) cinco semanas, asimismo podrá solicitar la modificación de un Mantenimiento Mayor con una anticipación mínima de quince (15) días, con la debida justificación y por los medios establecidos.
15. Que la sección 8.1 de la NT-M, define a un mantenimiento de emergencia como aquellos trabajos de mantenimiento que, en condiciones debidamente justificadas, que se deban realizar de manera inmediata o en corto plazo, con la finalidad de salvaguarda la integridad de los equipos de generación.
16. Que la sección 8.3 de la NT-M, una vez brindada la solicitud de mantenimiento de emergencia, las empresas generadoras deberán presentar un informe preliminar indicativo a más tardar el día hábil posterior a la solicitud y un informe justificativo final dentro de los cinco (5) días hábiles a partir de la fecha de solicitud del mantenimiento de emergencia.

ANTECEDENTES

De acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos y el Reglamento de Operación y Administración del Mercado Mayorista (ROM) es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema, realizar la coordinación, evaluación y autorización de las solicitudes de mantenimientos, con la finalidad de obtener toda la información necesaria para la elaboración del despacho económico que garantice el abastecimiento de energía eléctrica en el sistema eléctrico nacional.

La Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) define que el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) es la planificación de los mantenimientos mayores a realizar el siguiente año y una proyección de los dos años subsiguientes, que deberá cumplir con los criterios técnicos y formatos de acuerdo con el marco regulatorio que deberá ser remitido por las empresas generadoras al CND antes del 15 de

septiembre de cada año.

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 vista de lo cual Dirección de Fiscalización realizó 18 inspecciones a las empresas generadoras, con la finalidad de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la planificación de mantenimientos, asimismo, se realizaron otras acciones de seguimiento como la publicación de Comunicados informando las obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

En seguimiento a lo antes expuesto, con el objetivo de brindar seguimiento a los indicadores del cumplimiento de la presentación del PAM correspondiente al 2025, se solicitó información al CND mediante Oficio **CREE-594-2024** de fecha 11 de octubre de 2024, el listado de empresas generadoras con su respectivo estado de presentación de esta planificación.

El CND emite respuesta mediante escrito de fecha 04 de noviembre. Con la información presentada 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 **Gráfico 12** se presenta un análisis del contraste del cumplimiento y cómo ha evolucionado durante el proceso de fiscalización desde 2024.

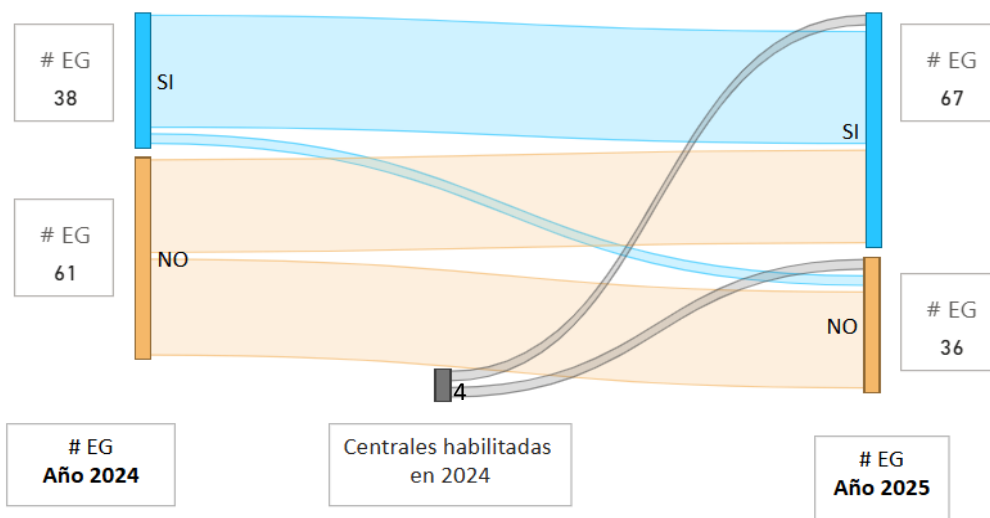


Gráfico 12 Presentación del PAM 2024 y PAM 2025 de Empresas Generadoras (EG) (elaboración: CREE, fuente: CND)

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en el ejercicio de la facultad de supervisión de las actividades de los actores del MEN de acuerdo con lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) ha identificado en los Informes de Operación del Mercado que los mantenimientos representaron durante 2024, el 25 % de la Energía No Suministrada. Por otra parte, en el Informe de Planificación Operativa de Largo, se estima un déficit de potencia máxima para el año 2025 de 126.11 MW.

Tomando en consideración los datos antes expuestos y en supervisión de lo dispuesto en la LGIE, reglamentos y normas técnicas, se recomienda realizar un proceso de inspección a los agentes del MEN con la finalidad de supervisar el cumplimiento de los mantenimientos solicitados por los Agentes del MEN.

Para definir las empresas generadoras a fiscalizar, se aplica el método de k-medias, donde se ha tomado como insumo la información general de los agentes del MEN y los criterios siguientes: tecnología de generación, capacidad instalada y potencia firme para el año 2025. La **Tabla 9** muestra el detalle de agrupación según los criterios e información disponible.

Clúster	Impacto por Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
0	Alto	63.30	Alta
1	Medio	48.50	Baja
2	Medio	26.00	Baja
3	Medio	4.06	Baja
4	Medio	14.25	Media

Tabla 9 Agrupaciones por método de k-medias

Cabe mencionar que, se excluyen de esta estimación las empresas generadoras que cuenta con un registro de inspección realizado durante los dos últimos años, empresas generadoras que no cuentan con cálculo de potencia firme y las que no cumplieron con la entrega del PAM 2025.

Tomando en consideración los criterios de agrupación de la Tabla 9, se enlistan las empresas generadoras que se encuentran en las primeras posiciones del clúster 0 y 4, propuestas para realizar el proceso de fiscalización, el detalle se encuentra en la **Tabla 10**.

No	Nombre de la central	Tecnología	Impacto por tecnología	Capacidad instalada (MW)	Potencia firme 2025 (MW)	¿Presento información 2025?	Visitado durante 2024/2023	Clúster
1	Arenal	Hidroeléctrica regulable	3	62.80	38.20	Si	No	0
2	Planta san Marcos	Eólico	1	63.80	13.40	Si	No	0
3	Arrendamiento Laeisz San Isidro	Térmico	3	20.00	19.18	Si	No	4
4	Cuyamapa	Hidroeléctrica de pasada	1	12.40	10.28	Si	No	4
5	La Esperanza	Hidroeléctrica de pasada	1	13.80	8.88	Si	No	4

Tabla 10 Listado de empresas generadoras seleccionadas mediante el método de k-medias

Considerando el impacto en el SIN, respecto a potencia firme, tecnología de generación y ubicación geográfica se recomienda sustituir en este proceso de inspección a la central generadora San Marcos por la central térmica Brassavola. Asimismo, se sustituye la hidroeléctrica de pasada la Esperanza por la hidroeléctrica regulable La Vegona para dar seguimiento y monitoreo al cumplimiento del PAM.

En vista de lo anteriormente planteado, se recomienda iniciar el proceso de inspección a las centrales generadoras enlistadas en la **Tabla 11**.

No	Nombre de la central	Tecnología	Capacidad instalada (MW)	Potencia firme 2025 (MW)	¿Presento información 2025?
1	Arenal	Hidroeléctrica regulable	62.80	38.20	Si
2	Brassavola	Térmico	120	94.51	No
3	Arrendamiento Laeisz San Isidro	Térmico	20.00	19.18	Si
4	Cuyamapa	Hidroeléctrica de pasada	12.40	10.28	Si
5	La Vegona	Hidroeléctrica regulable	41.00	37.97	Si

Tabla 11 Centrales generadoras propuesta para el proceso inspección

PROCEDIMIENTO

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

1. Elaboración de la orden inspección.
2. Notificación a los agentes del MEN, con al menos 3 días de antelación.
3. Lectura de la orden de inspección a personal representante de la central.
4. Entrevista con el personal encargado.
5. Solicitud de información soporte de la entrevista.

6. Inspección de los equipos de generación y almacenamiento de combustible.
7. Elaboración y lectura del acta de inspección al personal representante de las centrales generadoras.

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

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

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-015-2025

CENTRAL TÉRMICA ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



MARZO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-015-2025 DE LA CENTRAL TÉRMICA ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora térmica Arrendamiento Laeisz San Isidro en fecha 12 de marzo de 2025 conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-015-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora durante los meses enero y febrero de 2025, conforme a lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M).
2. Verificar los eventos de indisponibilidad registrado en los meses de enero y febrero de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.
3. Verificar la entrega de información operativa por parte de la empresa generadora al Centro Nacional de Despacho, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Programación de la Operación.

PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 12 de marzo de 2025 se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora Arrendamiento Laeisz San Isidro, localizada en la ciudad de La Ceiba, departamento de Atlántida. En la central actualmente cuenta con un contrato de arrendamiento con la Empresa Nacional de

Energía Eléctrica (ENEE), cuenta una capacidad instalada de 20 MW compuesta por 22 unidades de generación (ver **Imagen 4** ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.) cabe mencionar que este es la capacidad de operación óptima de las unidades de generación, cuenta con un punto de conexión y medición en la Subestación San Isidro mediante la barra B309 en 34.5 kV. Para el proceso de generación se utiliza combustible diésel y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 80,000 galones dispuesto en 4 tanques, cabe mencionar, que la ENEE se encarga del proceso de control y suministro del combustible.

Operación

La central generadora inició operaciones en marzo de 2024 con la finalidad de abastecer la demanda en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante la temporada de verano de 2024, en la cual, manifestó el personal que trabajo de forma continua de hasta 23 horas. Las unidades de generación cuentan con tiempo de arranque de aproximadamente 3 minutos, el arranque total de la central aproximadamente de 10 minutos, sin embargo, este tiempo depende la disponibilidad del personal en planta. El personal de ENEE, realiza una auditoría mensual con la finalidad de obtener insumos para la liquidación de la central, asimismo, se encarga del control y del proceso de descarga de combustible.

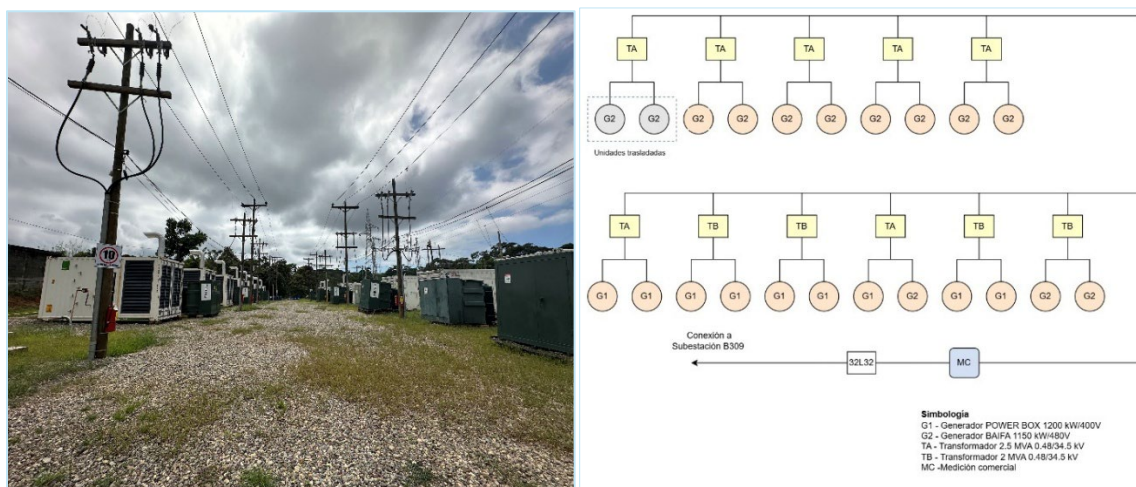


Imagen 4 Unidades de generación y diagrama unifilar arrendamiento Laeisz San Isidro (Fuente: CREE)

Disponibilidad de unidades de generación

Durante la inspección se constató que, Arrendamiento Laeisz San Isidro cuenta con una

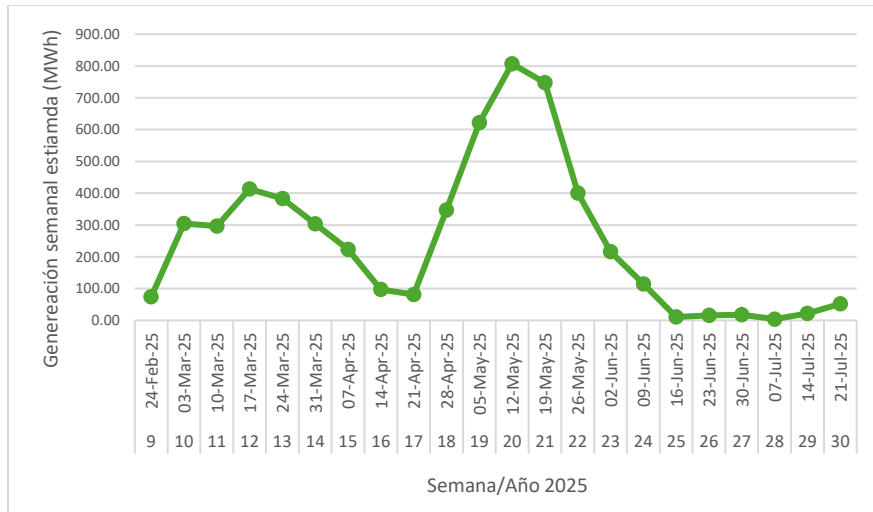


Gráfico 14 Generación térmica semanal central generadora arrendamiento Laeisz San Isidro (fuente: Informe de POLP - CND)

En cuanto a la generación de energía eléctrica estimado por el CND en el mes de febrero (**ver Gráfico 14**), se prevé que esta central generadora sea requerida en las siguientes semanas. En consecuencia, las actividades de mantenimiento se estarían realizando durante las semanas de mayor requerimiento de esta central.

Acerca de las indisponibilidades

En el Informe Diario publicado en la página web del CND del mes de febrero de 2025, se observó un evento de indisponibilidad de las unidades de generación el cual contó con la coordinación del CND, el cual consistió en el cambio y configuración de la RTU, el cual tuvo una duración de 7.05 horas con orden de despeje No. 025-0290. Se adjunta en el **Anexo 2 Formato de verificación de indisponibilidades**.

Otros hallazgos

Equipo de medición comercial

El personal manifestó que no se han realizado las modificaciones al equipo de medición comercial, cabe mencionar que esta central generadora contaba con una oficialización *temporal* emitida por el CND mediante oficio OFI-CND-12042024-01 de fecha 16 de abril de 2024, con una duración de 180 días a partir del 7 de marzo de 2024. Durante la inspección en la subestación San Isidro, se observó que los elementos asociados al sistema de medición (transformadores de corriente y tensión) no cuentan con la rotulación que facilite la ubicación de estos elementos en la subestación. Sin

embargo, con la verificación de datos de placa e inspección visual se observaron los elementos descritos en la **Imagen 5**.



Imagen 5 Punto de conexión y medición, subestación San Isidro (fuente: CREE)

CONCLUSIONES

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

1. Que el PAM 2025 de la central de Arrendamiento Laesiz San Isidro, no cuenta con mantenimientos mayores para el año 2025, en cuanto a los mantenimientos menores planificados para el mes de febrero, se validó que solo 1 de los 25 mantenimientos programados fue realizado, esta actividad representa el 4 % de ejecución de esta planificación, lo que implicaría que estas actividades se desarrollen durante los próximos meses.
2. En relación con las actividades reprogramadas, de acuerdo con que estos mantenimientos se ejecutan hasta alcanzar las horas de operación recomendadas por el manual del fabricante, las cuales en promedio estarían próximas a realizar en un periodo promedio de 296. horas, y al estar próximos a la estación crítica del sistema, deberá evaluar la ejecución de estos de acuerdo con los dispuesto en el ROM artículo 80 que manifiesta que se deberán evitar la programación de mantenimientos dentro del Período Crítico del Sistema.

RECOMENDACIONES

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

1. Remitir un resumen de los resultados obtenidos al CND en relación con la reprogramación de los mantenimientos de esta central general, con la finalidad de asegurar las disponibilidades de las unidades de generación durante el periodo crítico del sistema.
2. Realizar un análisis sobre el estado de los equipos y elementos asociados al sistema de medición comercial de la central generadora Arrendamiento Laiesz San Isidro que se desarrollará en seguimiento en el Informe de Fiscalización de la Norma Técnica de Medición Comercial.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir el resumen de resultados sobre la reprogramación de mantenimientos al CND.	Oficio	Correo electrónico	Semana 16	No iniciado
2	Análisis sobre los equipos de medición comercial de la central generadora.	Informe trimestral	Informe Trimestral de Fiscalización de la NT-MC.	Semana 21	Proceso

ANEXOS

Formato de verificación de mantenimientos programados

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS											
PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	1/2/2025 07:00	1/2/2025 10:00	3.00	PBL24	U01	3/3/2025 08:00	3/3/2025 11:20	3.33	U01	1. Bitácora de operación. 2. Bitácora de mantenimiento. 3. Manual de fabricante con indicaciones de ejecución de horas requeridas para mantenimiento.	No se requiere despeje para realizar las maniobras de mantenimiento, las actividades se ejecutaron con el equipo en línea.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	1/2/2025 13:00	1/2/2025 16:00	3.00	PBL25	U02	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	2/2/2025 07:00	2/2/2025 10:00	3.00	PBL26	U03	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	2/2/2025 13:00	2/2/2025 16:00	3.00	PBL27	U04	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	3/2/2025 07:00	3/2/2025 10:00	3.00	PBL28	U05	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS											
PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	3/2/2025 13:00	3/2/2025 16:00	3.00	PBL29	U06	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	4/2/2025 07:00	4/2/2025 10:00	3.00	PBL30	U07	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	4/2/2025 13:00	4/2/2025 16:00	3.00	PBL32	U09	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	5/2/2025 07:00	5/2/2025 10:00	3.00	PBL33	U10	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	16/2/2025 07:00	16/2/2025 10:00	3.00	PBL34	U11	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	16/2/2025 13:00	16/2/2025 16:00	3.00	PBL35	U12	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	17/2/2025	17/2/2025	3.00	PBL36	U13	No	No	No	No	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS											
PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
y Aire) limpieza unidad	5 07:00	5 10:00				disponible	disponible	disponible	disponible		de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	17/2/2025 13:00	17/2/2025 16:00	3.00	PBL37	U14	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	18/2/2025 07:00	18/2/2025 10:00	3.00	PBL38	U15	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	18/2/2025 13:00	18/2/2025 16:00	3.00	PBL39	U16	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	19/2/2025 07:00	19/2/2025 10:00	3.00	PBL40	U17	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	19/2/2025 13:00	19/2/2025 16:00	3.00	PBL41	U18	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	20/2/2025 07:00	20/2/2025 10:00	3.00	PBL42	U19	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS											
PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
											respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	20/2/2025 13:00	20/2/2025 16:00	3.00	PBL43	U20	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	21/2/2025 07:00	21/2/2025 10:00	3.00	PBL44	U21	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Unidad de generación trasladada a Guanaja.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	21/2/2025 13:00	21/2/2025 16:00	3.00	PBL45	U22	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Unidad de generación trasladada a Guanaja.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	22/2/2025 07:00	22/2/2025 10:00	3.00	PBL80	U08	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 1500hrs,(Manto mecánico y eléctrico según manual)	2/2/2025 07:00	2/2/2025 11:00	4.00	PBL26	U03	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	17/2/2025 13:00	17/2/2025 17:00	4.00	PBL37	U14	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de respaldo.
Manto 500hrs,(cambio de Aceites y filtro combustible y Aire) limpieza unidad	1/2/2025 13:00	1/2/2025 16:00	3.00	PBL25	U02	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	La unidad de generación no ha alcanzado las horas de operación requeridas para el mantenimiento. Se adjunta bitácora digital de mantenimiento como información de

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS											
PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
											respaldo.

Formato de verificación de indisponibilidades

INDISPONIBILIDADES											
Indisponibilidades registradas en el Informe Diario CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
UNIDAD	CAUSA	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Duración	Fecha de inicio verificada	Fecha de finalización verificada	Unidad	Duración	Tipo Indisponibilidad	Documentos revisados	Observaciones
PLANTA ALS	Cambio y configuración de RTU. Realización de pruebas con CND. Orden No. 25-0034.	7/2/2025 08:00	7/2/2025 12:00	4.00	7/2/2025 08:00	7/2/2025 15:03	Planta	7.05	Mantenimiento programado/ Indisponibilidad Programada	Correo de solicitud para actividades. Calendario de despeje, con orden No. 025-0290.	Cambio de RTU, programación y validación con el CND. Se observó que la planta requirió 3 horas adicionales sobre la solicitud del mantenimiento realizado.

Portada

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-016-2025

CENTRAL HIDROELÉCTRICA ARENAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



MARZO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-016-2025 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA ARENAL ETAPA I Y II

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora Hidroeléctrica Arenal Etapa I y II en fecha 14 de marzo de 2025 conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-016-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora, conforme a lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M).
2. Verificar los eventos de indisponibilidad registrados en los meses de enero y febrero de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.
3. Verificar la entrega de información operativa por parte de la empresa generadora al Centro Nacional de Despacho, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Programación de la Operación.

PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 14 de marzo de 2025 se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora Arenal Etapa I y II, ubicada en los municipios de Arenal y Olanchito, departamento de Yoro. La central tiene una capacidad instalada de 62.9 MW, cuenta con dos turbinas tipo Francis de 30.77 MW y una turbina de 1.4 MW (ver **Imagen 6** el afluente del embalse proviene del río Yaguala. Se conecta mediante la

línea L540 de aproximadamente 22 km y un nivel de tensión de 138 kV, su punto de conexión y medición en la subestación Coyoles Centrales a través de la barra B582. Esta central participa en el mercado eléctrico nacional mediante el contrato de suministro No. 026-2014 suscrito con la Empresa Distribuidora, habiendo iniciado su operación comercial el 14 de noviembre de 2022.

Operación

La central generadora notifica información operativa conforme a los horizontes temporales de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente. El personal manifestó que su nivel de embalse mínimo es de 287 m.s.n.m. y un nivel de embalse de operación normal de 318.5 m.s.n.m.; durante la inspección se constató que el nivel de embalse se encontraba en 309.52 m.s.n.m.

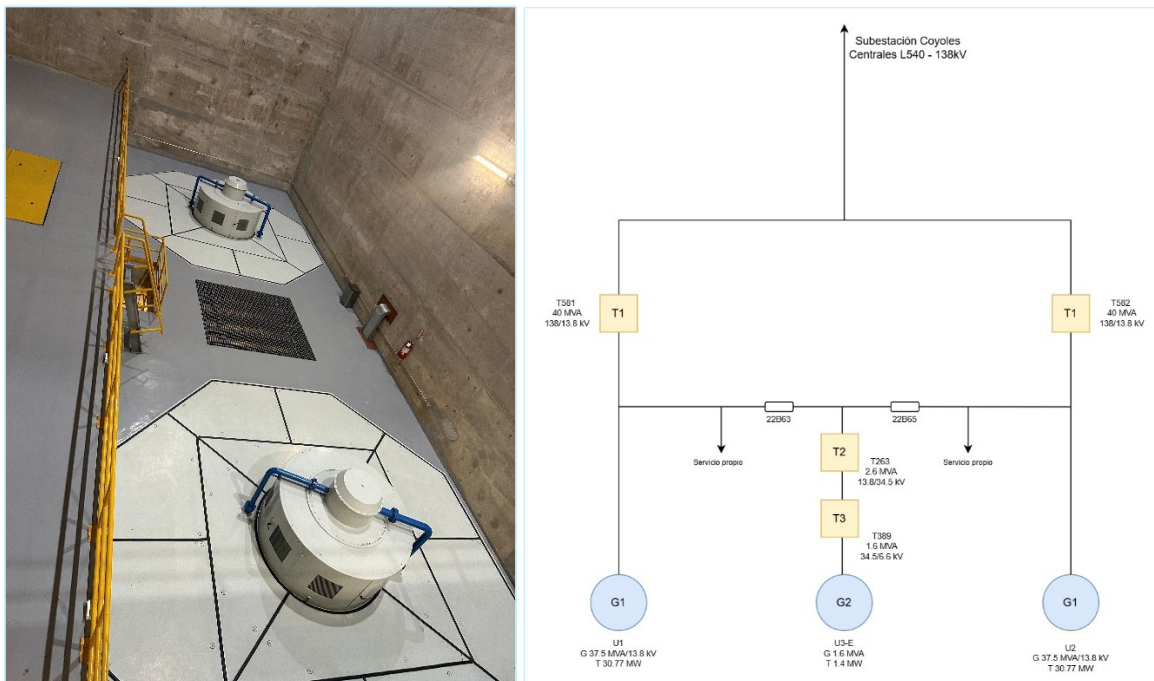


Imagen 6 Unidades de generación U1 y U2 y diagrama unifilar (fuente: Arenal)

Disponibilidad de unidades de generación

El CND estructura el despacho de la central Arenal con el fin de optimizar el aprovechamiento del recurso hidrológico, debido a la temporada de verano y su efecto en el nivel de operación del embalse asegurando así la disponibilidad mediante la operación de al menos una unidad de generación. Las unidades de generación están disponibles y su entrada en línea está sujeta al despacho eléctrico elaborado por el CND.

Acerca de plan anual de mantenimientos

La metodología aplicada para la planificación de mantenimientos anual aplica las directrices del manual del fabricante, el cual establece tres criterios para su implementación que consisten en las horas de operación, datos anuales y numero de arranque. Con base a las indicaciones del manual de fabricante los mantenimientos se clasifican de la siguiente manera:

1. Tipo A: consiste en tareas de inspección y mantenimientos preventivos, cuyas tareas se realizan durante los fines de semana o en un paro anual.
2. Tipo B: comprenden las actividades de los mantenimientos tipo A, y en adición el reemplazo de juntas y sellos, inspección de alabes y socado de rodete. Estas intervenciones se llevan a cabo durante un paro mayor previsto a los 12 años para una turbina y a los 6 años para los equipos auxiliares y regulador de velocidad.
3. Tipo C: estas tareas consisten en el over houl del generador y del sistema auxiliar, previsto a realizar a los 12 años de operación.

Adicionalmente el personal manifestó que realizan rutinas semanales que consisten en inspecciones visuales y monitoreo de parámetros de los equipos y elementos asociados a las unidades de generación. En **Gráfico 15** se presenta un resumen de la distribución de actividades del PAM 2025 de la central Arenal, presentado al CND de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.

Resumen de PAM 2025 ARENAL																																																												
Mes	Enero					Febrero					Marzo					Abril					Mayo					Junio					Julio					Agosto					Septiembre					Octubre					Noviembre					Diciembre				
Unidad	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26	S27	S28	S29	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39	S40	S41	S42	S43	S44	S45	S46	S47	S48	S49	S50	S51	S52	S53							
U1																																																												
U2																																																												
U3																																																												

Gráfico 15 Resumen del Plan Anual de Mantenimientos 2025 central generadora Arenal (fuente: CND)

Cabe mencionar que, de los mantenimientos programados para los meses de enero y febrero 2025, se ejecutaron 5 de 11 actividades programadas, lo que representa un 45.5 % de la ejecución, las actividades ejecutadas corresponden a la unidad U02. El personal designado manifestó que la reprogramación de estas tareas se debió a que, durante los últimos meses de 2024, los niveles operativos del afluente del río Yaguala superaron los niveles proyectados, motivo por el cual se

llevarán a cabo en 2025. Asimismo, algunas actividades también fueron reprogramadas por indicaciones del CND con el fin de garantizar la continuidad y seguridad del suministro durante las elecciones primaria. El mantenimiento mayor correspondiente a la unidad U01 fue reprogramado para el 14 de marzo con orden de despeje No. 25-0576 y con fecha de finalización el 29 de marzo a las 16:00. En el **Anexo 1 Formato de verificación de mantenimientos** planificados para los meses de enero y febrero se adjunta el detalle de las actividades validadas con el personal designado.

Reprogramación de mantenimientos

De acuerdo con lo anterior, el personal designado manifestó que los mantenimientos programados para la unidad U01, se trasladaron y coordinaron con el CND para realizarse el 14 de marzo de 2025, asimismo, realizarían la actualización y modificaciones correspondiente a la planificación. Es importante mencionar que en el **Gráfico 16** se observa la proyección elaborada por el CND, respecto a la generación estimada para la central generadora Arenal, para lo cual se deberá evaluar la ejecución de los mantenimientos previendo el periodo crítico del sistema y despacho elaborado por el CND para asegurar la disponibilidad de las unidades de generación.

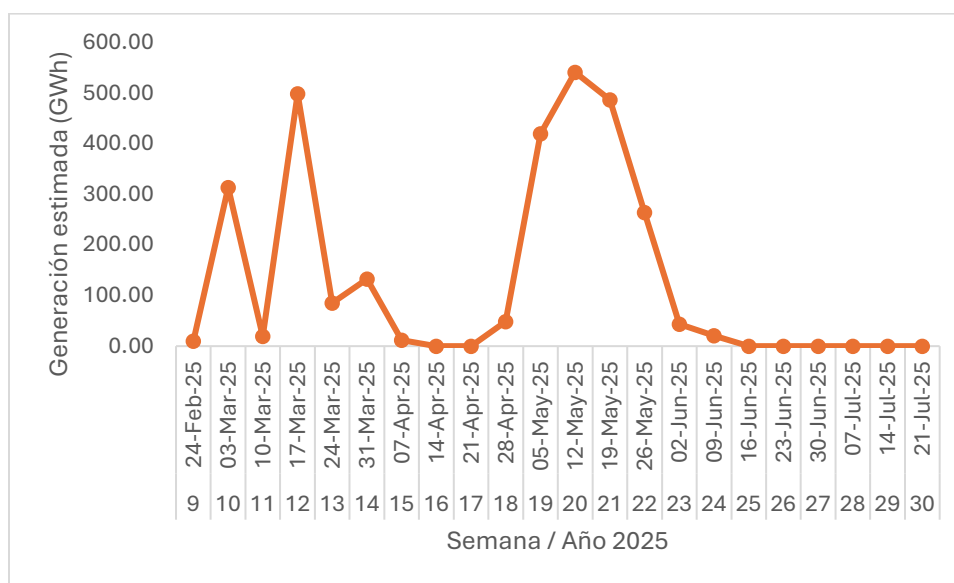


Gráfico 16 Generación térmica semanal central generadora Arenal (Fuente: Informe de POLP - CND)

Acerca de las indisponibilidades

En el Informe Diario publicado en la página web del CND del mes de enero y febrero de 2025, se identificaron dos eventos de indisponibilidad de las unidades de generación, de acuerdo con la Norma Técnica de Mantenimientos, esta central contaría con un evento de indisponibilidad programada en el PAM 2025 y una indisponibilidad forzada que se registró como mantenimiento de emergencia, notificado por la central generadora de acuerdo con lo establecido en la norma aplicable. En el Anexo 2 de este informe, se observa el **Formato de verificación de indisponibilidades**.

Otros hallazgos

Registro Público

La Comisión informó al personal designado sobre la obligación de las Empresas Generadoras de actualizar la información declarada en el Registro Público de Empresas del Subsector Eléctrico, de conformidad con lo establecido en el Artículo 10, literal B del Reglamento de LGIE. Esta actualización debe realizarse según el formato vigente aprobado mediante el Acuerdo CREE-106-2025.

CONCLUSIONES

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

1. Respecto a la ejecución del PAM 2025 de la central generadora Arenal, se verificó que de los mantenimientos programados en el PAM 2025 se ejecutó el 45.5 % de la planificación de los meses de enero y febrero. En este período, se llevó a cabo el mantenimiento mayor de la unidad U02, con una duración de 572.5 horas. Por su parte, el mantenimiento mayor de la unidad U01 fue reprogramado para el 14 de marzo, conforme a la orden de despeje No. 25-0576, y tiene prevista su finalización el 29 de marzo a las 16:00 horas.
2. En relación con las actividades reprogramadas, de acuerdo con que estos mantenimientos se ejecutan hasta alcanzar las horas de operación recomendadas por el manual del fabricante, el caudal del río afluente y las instrucciones realizadas por el CND, y al estar próximos a la estación crítica del sistema, deberá evaluar la ejecución de estos de acuerdo

con los dispuesto en el ROM artículo 80 que manifiesta que se deberán evitar la programación de mantenimientos dentro del Período Crítico del Sistema.

RECOMENDACIONES

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

1. Remitir un resumen de los resultados obtenidos al CND, en relación con la reprogramación de los mantenimientos de la central generadora Arenal con la finalidad de asegurar las disponibilidades de las unidades de generación durante el periodo crítico del sistema.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir el resumen de resultados sobre la reprogramación de mantenimientos al CND.	Oficio	Correo electrónico	Semana 17	No iniciado

ANEXOS

Formato de verificación de mantenimientos

Mantenimientos programados											
PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora finalización	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	29/11/2024 21:00	29/11/2024	60.00	CONO DE ASPIRACION U1	U01	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	1. Correo de comunicación para su reprogramación con el CND. 2. Solicitud de orden de despeje 250576 .	Serán efectuados en el paro que dará inicio el día de hoy 14 de marzo de 2025. Dado a solicitud del CND el mantenimiento se ha reprogramado para el 14 de marzo de 2025 con inicio programado a las 9 pm.
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	6/12/2024 21:00	6/12/2024 21:00	60.00	CAMARA ESPIRAL E INSTRUMENTACION DE TURBINA U1	U01	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	1. Correo de comunicación para su reprogramación con el CND. 2. Solicitud de orden de despeje 250576 .	Respecto a esta actividad, se desarrollará en el mantenimiento de la unidad U1 de fecha 14/03/2025. Estiman realizar un 50 % de las actividades.
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	13/12/2024 21:00	13/12/2024 21:00	60.00	CONO DE ASPIRACION U2	U02	30/1/2025 12:00	21/2/2025 11:30	527.5	U02	Solicitud de despeje 250223 . Informe diario de fecha 30/01/2025. Informe diario de fecha 21/02/2025.	Informe final de actividades se encuentra en proceso de elaboración.

Mantenimientos programados

PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora finalización	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	10/1/2025 21:00	10/1/2025 21:00	60.00	CAMARA ESPIRAL E INSTRUMENTACION DE TURBINA U2	U02	30/1/2025 12:00	21/2/2025 11:30	527.5	U02	Solicitud de despeje 250223 . Informe diario de fecha 30/01/2025. Informe diario de fecha 21/02/2025.	Informe final de actividades se encuentra en proceso de elaboración. Esta actividad fue completada en 50 %. Las actividades pendientes se reprograman para el 06 al 07 de abril.
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	15/1/2025 00:00	15/1/2025 00:00	168.00	TURBINA U1	U01	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	1. Correo de comunicación para su reprogramación con el CND. 2. Solicitud de orden de despeje 250576 .	Serán efectuados en el paro que dará inicio el día de hoy 14 de marzo de 2025. Dado a solicitud del CND el mantenimiento se ha reprogramado para el 14 de marzo de 2025 con inicio programado a las 9 pm.
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	23/1/2025 00:00	23/1/2025 00:00	168.00	GENERADOR U1	U01	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	1. Correo de comunicación para su reprogramación con el CND. 2. Solicitud de orden de despeje 250576 .	Serán efectuados en el paro que dará inicio el día de hoy 14 de marzo de 2025. Dado a solicitud del CND el mantenimiento se ha reprogramado para el 14 de marzo de 2025 con inicio programado a las 9 pm.
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	31/1/2025 00:00	31/1/2025 00:00	168.00	TURBINA U2	U01	30/1/2025 12:00	21/2/2025 11:30	527.5	U02	Solicitud de despeje 250223. Informe diario de fecha 30/01/2025. Informe diario de fecha 21/02/2025.	Informe final de actividades se encuentra en proceso de elaboración. <i>La actividad programada corresponde a la unidad U02.</i>

Mantenimientos programados

PAM 2025 PRESENTADO AL CND						VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN CREE					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora finalización	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	8/2/2025 00:00	8/2/2025 00:00	168.00	GENERADOR U2	U02	30/1/2025 12:00	21/2/2025 11:30	527.5	U02	Solicitud de despeje 250223 . Informe diario de fecha 30/01/2025. Informe diario de fecha 21/02/2025.	Informe final de actividades se encuentra en proceso de elaboración.
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	28/2/2025 21:00	28/2/2025 21:00	60.00	DISTRIBUIDOR Y ESTATOR U1	U02	No disponible	No disponible	No disponible	U01	1. Correo de comunicación para su reprogramación con el CND. 2. Solicitud de orden de despeje 250576 .	Serán efectuados en el paro que dará inicio el día de hoy 14 de marzo de 2025. Dado a solicitud del CND el mantenimiento se ha reprogramado para el 14 de marzo de 2025 con inicio programado a las 9 pm. <i>La información programada para esta actividad corresponde a la unidad U01.</i>
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	7/3/2025 21:00	7/3/2025 21:00	60.00	EXCITARIZ U1	U01	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible		Actividad reprogramada por los afluentes y reprogramación de las demás actividades. Fecha de reprogramación 30 de mayo al 02 de junio de 2025.
Actividades correspondientes a plan de mantenimiento según recomendaciones del fabricante.	14/3/2025 21:00	14/3/2025 21:00	60.00	DISTRIBUIDOR Y ESTATOR U2	U02	30/1/2025 12:00	21/2/2025 11:30	527.5	U02	Solicitud de despeje 250223 . Informe diario de fecha 30/01/2025. Informe diario de fecha 21/02/2025.	Informe final de actividades se encuentra en proceso de elaboración. Esta actividad fue completada en 50 %. Las actividades pendientes se reprograman para el 07 al 08 junio de 2025.

Formato de verificación de indisponibilidades

INDISPONIBILIDADES											
UNIDAD	Causa registrada	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Duración	Fecha de inicio verificada	Fecha de finalización verificada	Duración	Unidad	Tipo Indisponibilidad	Documento de respaldo	Observaciones
ARENAL U1	Inspección y limpieza en área de desfogue. Orden No. 25-0277.	1/2/2025 00:00	2/2/2025 20:20	44.33	1/2/2025 00:00	2/2/2025 20:20	44.33333333	U01	Forzada/Mantenimiento de emergencia	Solicitud de despeje 250277. Informe de mantenimiento de emergencia. Comunicación vía correo con el CND informando el mantenimiento de emergencia. Reporte diario de fecha 01/02/2025 y 02/02/2025.	
ARENAL U2	Inspección por mantenimiento anual, inspección de rodete y pruebas eléctricas en generador. Orden No. 25-0233.	30/1/2025 12:01	21/2/2025 11:24	527.38	30/1/2025 12:00	21/2/2025 11:30	527.5	U02	Programado/Mantenimiento programado		Actividad corresponde a actividades desarrolladas de acuerdo con el PAM 2025.

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-017-2025

CENTRAL TÉRMICA BRASSAVOLA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



MARZO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-017-2025 DE LA CENTRAL TÉRMICA BRASSAVOLA

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central térmica Brassavola en fecha 12 de marzo de 2025 conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-017-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora, conforme a lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M).
2. Verificar los eventos de indisponibilidad registrado en los meses de enero y febrero de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.
3. Verificar la entrega de información operativa por parte de la empresa generadora al Centro Nacional de Despacho, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Programación de la Operación.

PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 12 de marzo de 2025 se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora Brassavola, localizada en el municipio de Villanueva, departamento de Cortés. La central cuenta una capacidad instalada de 120 MW compuesta por 3 unidades de generación (ver **Imagen 7**), cuenta una línea desarrollada por el agente que está conectada de forma provisoria a la línea Naco-San Pedro Sula, L-523 y está limitada a 130 MW por las características técnicas de la línea de Naco.

Operación

La central generadora como tal no ha iniciado operaciones sin embargo el CND le ha solicitado inyectar para cubrir con la demanda del 9 de abril al 30 de noviembre de 2024.

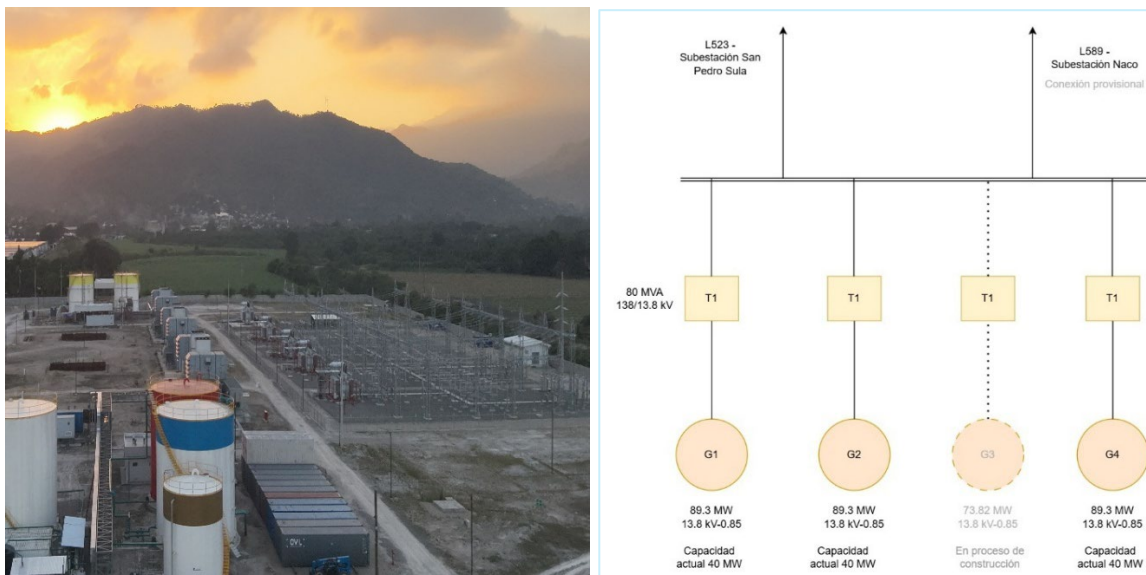


Imagen 7 Unidades de generación y diagrama unifilar Brassavola (fuente: CREE)

Disponibilidad de unidades de generación

Durante la inspección se constató que, Brassavola cuenta con disponibilidad de 120 MW para el periodo crítico.

Acerca de plan anual de mantenimientos

La central térmica Brassavola presentó el Plan Anual de Mantenimientos 2025 el 13 de octubre de 2024 incumpliendo con lo mencionado en la sección 6.1 de la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) y el artículo 77 del ROM, a su vez la central no presentó información sobre la comunicación vía correo con el CND sobre la declaración del PAM.

La metodología aplicada para la planificación de mantenimientos anual está basada en las horas de operación de las unidades de generación de acuerdo con el manual del fabricante. En la **Gráfico 17** se observa el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) 2025 de la central.

Resumen de PAM 2025 BRASSAVOLA

Mes	Enero					Febrero					Marzo					Abril					Mayo					Junio					Julio					Agosto					Septiembre					Octubre					Noviembre					Diciembre				
Unidad	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26	S27	S28	S29	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39	S40	S41	S42	S43	S44	S45	S46	S47	S48	S49	S50	S51	S52	S53							
U1																																																												
U2																																																												
U3																																																												

Gráfico 17 Plan Anual de Mantenimiento (PAM) 2025 central térmica Brassavola (fuente: central térmica Brassavola)

Cabe mencionar, que la central se encuentra en proceso de inicio de operación, es por este motivo que la central en lo que va del año 2025 no ha generado energía eléctrica, y los mantenimientos realizados a las unidades han sido de rutina, no obstante, la central cuenta con una disponibilidad de 120 MW.

Acerca de las indisponibilidades

En el Informe Diario publicado en la página web del CND del mes de enero de 2025, se observó un evento de indisponibilidad de la unidad de generación 2 el cual contó con la coordinación del CND, para realizar el mantenimiento y balanceo a la unidad de generación en mención, de igual manera se arregló de una falla de las baterías en DC de la unidad de generación 1.

Otros hallazgos

La central no ha finalizado la construcción total para su generación, ya que está considerada utilizar un ciclo combinado de gas natural y diésel.

El **Gráfico 18** se observa la proyección elaborada por el CND, respecto a la generación estimada para la central, para lo cual se deberá evaluar la ejecución de los mantenimientos previendo el periodo crítico del sistema y despacho elaborado por el CND para asegurar la disponibilidad de las unidades de generación.

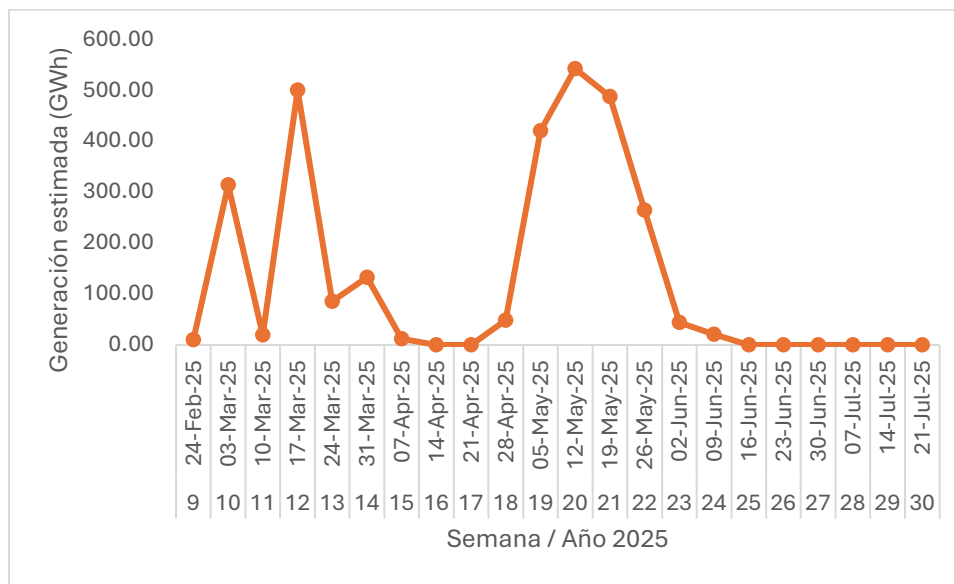


Gráfico 18 Generación térmica semanal central generadora Brassavola (fuente: Informe de POLP - CND)

CONCLUSIONES

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

1. La central térmica Brassavola presentó el Plan Anual de Mantenimientos 2025 el 13 de octubre de 2024 incumpliendo con lo mencionado en la sección 6.1 de la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) y el artículo 77 del ROM.
2. La central tiene disponible las 3 unidades de 40 MW para el periodo crítico.
3. La empresa solicitó prórroga para el ingreso a generar con gas, bajo la premisa de fuerza mayor que se justifica en el proceso de resolución por el Comité Operativo.
4. La central se encuentra lista para poder iniciar operaciones no obstante las autoridades no han finalizado el proceso de aprobación.

RECOMENDACIONES

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

1. Se le requiere a la central térmica Brassavola que presente el Plan Anual de Mantenimientos 2026 en tiempo y forma según lo descrito en la sección 6.1 de la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M) y el artículo 77 del ROM.
2. La central deberá continuar con el proceso de aprobación para el inicio de operación cumpliendo a totalidad con todos los requisitos que se exigen ya que la central no cuenta con un despacho normal por los motivos mencionados.
3. Programar una reunión por parte de la CREE con la central generadora Brassavola, personal de la ENEE y del CND para abordar el tema del supuesto incumplimiento de declaración de CVG.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2024)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Realizar un requerimiento de información sobre la actualidad de la central térmica.	Oficio	Correo electrónico	Semana 17	No iniciado
2	Coordinar con DAJ una reunión con personal de la central Brassavola, personal de la ENEE y del CND para abordar supuestos incumplimientos de declaración de CVG.		Correo electrónico		No iniciado
3	Requerir a la central térmica Brassavola la información del PAM de 2026 en tiempo y forma según lo dicta la Norma Técnica de Mantenimientos y el ROM	Oficio	Correo electrónico		No iniciado

ANEXOS

Formato de verificación de mantenimientos

Mantenimientos programados											
Descripción del mantenimiento	Fecha/ hora inicio	Fecha/ hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/ hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Reemplazo de Filtro de Aire	14/2/2025 07:00	14/2/2025 11:00	4	U03 Turbina A	U03	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Bitácoras de mantenimiento	En la fecha indicada se realizaron únicamente trabajos de rutina.
Reemplazo de Filtro de Aire	21/2/2025 07:00	21/2/2025 11:00	4	U03 Turbina B	U03	21/2/2025 09:30	22/02/2025 17:00	31.5	U03	Bitácoras de mantenimiento	Se realizaron los reemplazos de Filtro de Aire a la Unidad 3
Reemplazo de Filtro de Aire	11/4/2025 07:00	11/4/2025 11:00	4	U02 Turbina A	U02	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado
Reemplazo de Filtro de Aire	18/4/2025 07:00	18/4/2025 11:00	4	U02 Turbina B	U02	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado
Reemplazo de Filtro de Aire	13/6/2025 07:00	13/6/2025 11:00	4	U01 Turbina A	U01	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado
Reemplazo de Filtro de Aire	20/6/2025 07:00	20/6/2025 11:00	4	U01 Turbina B	U01	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado
Mantenimiento general Anual, calibración instrumentación	11/8/2025 07:00	20/8/2025 19:00	228	U03	U03	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado
Mantenimiento general Anual, calibración instrumentación	15/9/2025 07:00	24/9/2025 19:00	228	U02	U02	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado

Mantenimientos programados											
Descripción del mantenimiento	Fecha/ hora inicio	Fecha/ hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/ hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Mantenimiento general Anual, calibración instrumentación	13/10/2025 07:00	22/10/2025 19:00	228	U01	U01	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado	No iniciado

Formato de verificación de indisponibilidades

INDISPONIBILIDADES											
UNIDAD	Causa registrada	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Duración	Fecha de inicio verificada	Fecha de finalización verificada	Duración	Unidad	Tipo Indisponibilidad	Documento de respaldo	Observaciones
BRASSAVOL A U2	Trabajo de balanceo y alineación del generador, pruebas de arranque y entrada en servicio.	20/1/2025 00:09	27/1/2025 08:30	176.35	20/1/2025 00:09	27/1/2025 08:30	176.35	U2	Mantenimiento programado	Bitácoras de mantenimiento	El trabajo de la unidad fue un tema de balanceo y mantenimiento más que de una indisponibilidad por falla.

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-018-2025

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CUYAMAPA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



MARZO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-018-2025 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CUYAMAPA

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la empresa Energía y Transmisión S.A. de C.V. (ENETRAN) en fecha 13 de marzo de 2025 conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-018-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora, conforme a lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M).
2. Verificar los eventos de indisponibilidad registrado en los meses de enero y febrero de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.
3. Verificar la entrega de información operativa por parte de la empresa generadora al Centro Nacional de Despacho, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Programación de la Operación.

PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 13 de marzo de 2025 se realizó la inspección con previo aviso a la central Cuyamapa, localizada en el municipio de Yoro, departamento de Yoro. Es una planta con regulación de embalse y cuenta con dos turbinas “Pelton” de eje horizontal con capacidad de 2 metros cúbicos de caudal por turbina, haciendo un total de 4 metros cúbicos de caudal (ver **Imagen 8**). Tienen una potencia de salida de 6.4 MW por unidad, la eficiencia de base de la turbina es del 90 % actualmente está

eficiencia se encuentra en 89.2 % aproximadamente a 2 metros cúbicos; la eficiencia del generador es del 97 % y el factor de planta como tal es del 47 % con respecto al modelo inicial.

Operación

La central generadora inició operaciones a finales del año 2006 en ese momento la central contaba con un contrato (PPA), mismo que finalizó en el año 2021. Actualmente se encuentran operando en el mercado de oportunidad, cuando tenían contrato eran despachados en horas punta (11:00 a. m. a 01:00 p. m. – 06:00 p. m. a 08:00 p. m.), actualmente y estando en el mercado de oportunidad también son despachados (la mayor parte del tiempo) en los mismos bloques horarios, la cota mínima de operación del embalse es de 760 metros s. n. m., la cota máxima es de 770 metros s. n. m.

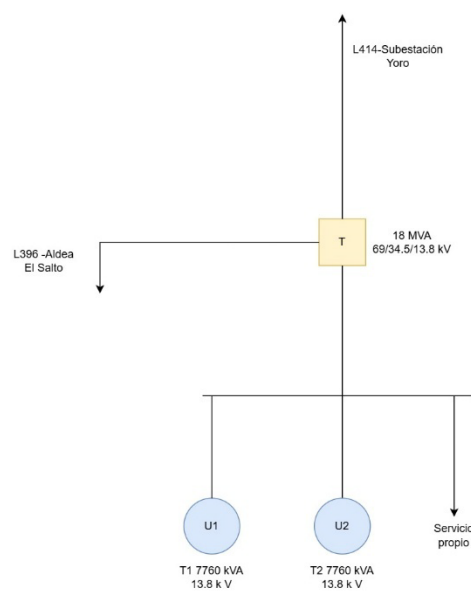


Imagen 8 Unidades de generación central y diagrama unifilar de Cuyamapa (fuente: CREE)

Disponibilidad de unidades de generación

La central hidroeléctrica realizó el mantenimiento mayor del 10 de marzo al 28 de marzo, para poder tener disponibilidad en el periodo crítico del 7 al 29 de junio según lo notificado a la misma.

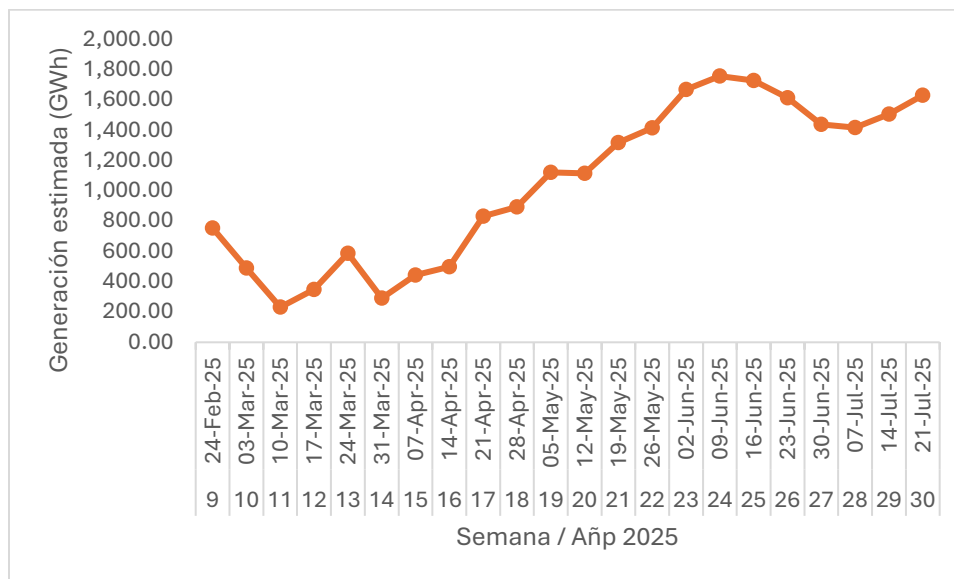


Gráfico 20 Generación térmica semanal central generadora Cuyamapa (fuente: Informe de POLP - CND)

CONCLUSIONES

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

1. La empresa entregó en tiempo y forma el plan anual de mantenimientos (PAM) al momento de realizar la inspección la central se encontraba haciendo el mantenimiento mayor a las unidades de generación y al túnel de desagüe.
2. La central generadora programa el mantenimiento mayor de las unidades en los meses de febrero y marzo para poder tener la disponibilidad total de las unidades en el periodo crítico.
3. La central cuenta con disponibilidad de sus unidades para el periodo crítico.

RECOMENDACIONES

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

1. La central deberá realizar inspecciones al túnel de desagüe con el objetivo de tener un panorama claro de la situación por los eventos ocurridos en 2024 y así evitar algún daño mayor.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2024)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir el resumen de resultados del mantenimiento mayor realizado a las unidades de generación y al túnel de desagüe.	Oficio	Correo electrónico	Semana 17	No iniciado

ANEXOS

CALENDARIO DE DESPEJES DEL CND

<i>Calendario de despejes del lunes 10 de marzo de 2025 al domingo 16 de marzo de 2025</i>						
<i>equipo</i>	<i>Inicia</i>	<i>Final</i>	<i>Tipo</i>	<i>Orden #</i>	<i>Observaciones</i>	<i>Descripción del trabajo</i>
<i>lunes 10 de marzo de 2025</i>						
CUY U1	00:00	18:00	D	25-0580	Potencia = 0 en U1 y U2. Hora/Fecha de finalización: 31/03/2025 18:00 h.	Inspección y reparación de túnel de conducción
CUY U2	00:00	18:00	D	25-0581	Potencia = 0 en U1 y U2. Hora/Fecha de finalización: 31/03/2025 18:00 h.	Inspección y reparación de túnel de conducción
<i>martes 11 de marzo de 2025</i>						
L619 (PAV-CDH)	08:00	16:00	TC	25-0536	Aprobado en el PSM con SOLMANT No. 370. Sin interrupción de servicio. TRABAJO EN CALIENTE, es necesario deshabilitar los recierres en ambos extremos de la línea.	Corte de ramas y árboles cercanos a la línea L619
L516 (TEL-CTE)	08:00	16:00	TC	25-0537	Aprobado en PSM con SOLMANT No. 371. Sin interrupción de servicio. TRABAJO EN CALIENTE, es necesario deshabilitar los recierres en ambos extremos de la línea.	Cambio de aislamiento oxidado y quemado
LFL 42L30	09:00	17:00	D	25-0538	Sin interrupción de servicio. Se utilizará la seccionadora de baipás LFL 40L30.	Visita II al interruptor y TC's asociados
<i>miércoles 12 de marzo de 2025</i>						
CJN U3	00:00	03:00	D	25-0579	Hora/Fecha de finalización: 12/03/2025 03:00 h..	V208 UPN30200 Anillos rozantes intermedia.
JUD T623	07:00	21:00	D	25-0539	Quedará sin señal de voltaje la Central Hidroeléctrica Patuca III. Es necesario dejar despejado el transformador con sus seccionadoras asociadas por seguridad del personal. Se requiere contar con la generación de la Planta Térmica Laeisz Juticalpa durante todo el horario del despeje, para que supla parte de la carga de las SE's JUT, CAT y GMC; esto con el fin de evitar el bajo voltaje en la zona ante la ausencia de PAT.	Reemplazo de OLTC al transformador por el contratista
L441 (SFE-GMC)	08:00	16:00	TC	25-0540	Sin interrupción de servicio. TRABAJO EN CALIENTE, es necesario deshabilitar los recierres en ambos extremos de la línea.	Corte de ramas y árboles cercanos a la línea L441
LFL 42L31	09:00	17:00	D	25-0541	Sin interrupción de servicio. Se utilizará la seccionadora de baipás LFL 40L31.	Visita II al interruptor y TC's asociados

viernes 07 de marzo de 2025

Elaborado por : Yimmy Ramírez

Page 1 of 6

Formato de verificación de mantenimientos

Mantenimientos programados											
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Mantenimiento anual de unidad	4/3/2025 08:00	24/3/2025 17:00	489.00	Conjunto turbina-generador	U01	No disponible	No disponible	No disponible	CENTRAL COMPLETA	Calendario de despejes del CND	Al momento de la inspección la central se encontraba en mantenimiento mayor iniciado el 10 de marzo mismo que tendría una duración de 18 a 20 días reportando la central como disponible en fecha 30 – 31 de marzo de 2025
Mantenimiento anual de unidad	25/3/2025 08:00	12/4/2025 17:00	441.00	Conjunto turbina-generador	U02	No disponible	No disponible	No disponible	CENTRAL COMPLETA	Calendario de despejes del CND	Al momento de la inspección la central se encontraba en mantenimiento mayor iniciado el 10 de marzo mismo que tendría una duración de 18 a 20 días reportando la central como disponible en fecha 30 – 31 de marzo de 2025
Mantenimiento anual	29/3/2025 08:00	29/3/2025 17:00	9.00	Subestación		No disponible	No disponible	No disponible	CENTRAL COMPLETA	Calendario de despejes del CND	Al momento de la inspección la central se encontraba en mantenimiento mayor iniciado el 10 de marzo mismo que tendría una duración de 18 a 20 días reportando la central como disponible en fecha 30 – 31 de marzo de 2025
Pruebas eléctricas	30/3/2025 08:00	30/3/2025 17:00	9.00	Transformador principal		No disponible	No disponible	No disponible	CENTRAL COMPLETA	Calendario de despejes del CND	Al momento de la inspección la central se encontraba en mantenimiento mayor iniciado el 10 de marzo mismo que tendría una duración de 18 a 20 días reportando la central como disponible en fecha 30 – 31 de marzo de 2025
Mantenimiento anual de unidad	3/3/2026 08:00	23/3/2026 17:00	489.00	Conjunto turbina-generador	U02						

Mantenimientos programados											
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Mantenimiento anual de unidad	24/3/2026 08:00	11/4/2026 17:00	441.00	Conjunto turbina-generador	U01						
Mantenimiento anual	21/3/2026 08:00	21/3/2026 17:00	9.00	Subestación							
Pruebas eléctricas	22/3/2026 08:00	22/3/2026 17:00	9.00	Transformador principal							
Mantenimiento anual de unidad	2/3/2027 08:00	22/3/2027 17:00	489.00	Conjunto turbina-generador	U01						
Mantenimiento anual de unidad	23/3/2027 08:00	10/4/2027 17:00	441.00	Conjunto turbina-generador	U02						
Mantenimiento anual	22/3/2027 08:00	22/3/2027 17:00	9.00	Subestación							
Pruebas eléctricas	23/3/2027 08:00	23/3/2027 17:00	9.00	Transformador principal							

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-019-2025

CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA VEGONA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



MARZO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-019-2025 DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA VEGONA

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central hidroeléctrica La Vegona en fecha 14 de marzo de 2025 conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-019-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora, conforme a lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M).
2. Verificar los eventos de indisponibilidad registrado en los meses de enero y febrero de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.
3. Verificar la entrega de información operativa por parte de la empresa generadora al Centro Nacional de Despacho, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Programación de la Operación.

PRINCIPALES HALLAZGOS DE LA INSPECCIÓN

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 14 de marzo de 2025, se llevó a cabo una inspección con previo aviso en la central hidroeléctrica La Vegona, ubicada en el municipio de Santa Cruz de Yojoa, departamento de Cortés.

La central cuenta con una capacidad instalada de 40 MW, conformada por dos unidades de generación con turbinas tipo "KAPLAN" de 20 MW cada una. Su punto de conexión y medición se encuentra en la subestación La Vegona, la cual está conectada a dos líneas de transmisión de 230 kV:

- L-602 Progreso
- L-603 Subestación El Cajón

Operación

La central hidroeléctrica inició operaciones en 2014 cuenta con un PPA, dentro el cual existe una cláusula de venta de excedentes a terceros, no obstante, la central vende la totalidad de su energía a la ENEE. Tienen una potencia mínima de 7 MW, con un mínimo de caudal de 33 metros cúbicos por segundo, el caudal máximo es de 200 metros cúbicos por segundo, la capacidad nominal instalada es de 38.5 MW a su vez la central cuenta con un embalse de aproximadamente 2.5 millones de metros cúbicos.



Imagen 9 Estructura de embalse y diagrama unifilar de la central generadora La Vegona (fuente: central La Vegona)

Disponibilidad de unidades de generación

Durante la inspección se constató que, la central La Vegona cuenta con disponibilidad de sus unidades de generación para incorporar su capacidad al sistema eléctrico nacional.

Acerca de plan anual de mantenimientos

La metodología aplicada para la planificación de mantenimientos anual está basada en las horas de operación de las unidades de generación de acuerdo con el manual del fabricante. Se observa el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) 2025 de la central.

		Resumen de PAM 2025 LA VEGONA																																																																													
Mes		Enero				Febrero				Marzo				Abril				Mayo				Junio				Julio				Agosto				Septiembre				Octubre				Noviembre				Diciembre																																	
Unidad		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26	S27	S28	S29	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39	S40	S41	S42	S43	S44	S45	S46	S47	S48	S49	S50	S51	S52	S53																									
U1																																																																															
U2																																																																															

Gráfico 21 Plan Anual de Mantenimientos (PAM) 2025 central hidroeléctrica La Vegona (fuente: CND)

Acerca de las indisponibilidades

En el Informe Diario publicado en la página web del CND del mes de enero y febrero de 2025, se observó un evento de indisponibilidad de las unidades de generación, ambas indisponibilidades fueron por mantenimientos en la U2 fue un mantenimiento de la turbina por corrección de fuga en distribuidor.

Otros hallazgos

Con respecto al PAAT la central ha realizado la prueba de medición comercial en acompañamiento con el personal del Operador del Sistema, el auditor de la empresa EPD (autorizada por el CND) y con el encargado de la medición comercial del área noroccidental, a su vez la central está a la espera de aprobación por parte del CND de los protocolos para realizar las pruebas de respuesta primaria de frecuencia y de potencia efectiva.

El **Gráfico 22** se observa la proyección elaborada por el CND, respecto a la generación estimada para la central, para lo cual se deberá evaluar la ejecución de los mantenimientos previendo el periodo crítico del sistema y despacho elaborado por el CND para asegurar la disponibilidad de las unidades de generación.

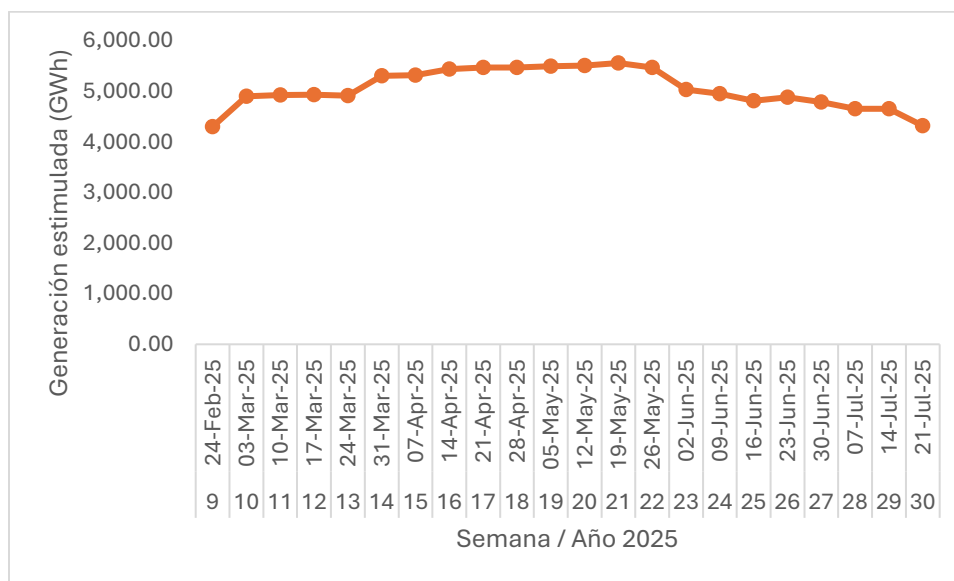


Gráfico 22 Generación térmica semanal central generadora La Vegona (fuente: Informe de POLP - CND)

CONCLUSIONES

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

1. La central ha cumplido con la prueba de medición comercial dentro del PAAT, pero aún requiere la autorización del CND para proceder con las pruebas de Respuesta Primaria de Frecuencia y Potencia Efectiva, necesarias para validar su desempeño en la red eléctrica y garantizar su correcta integración al mercado eléctrico.
2. Personal de la central menciona que los mantenimientos se han realizado de manera que la disponibilidad de las unidades de generación sea de un 100 % para generar en el periodo crítico.

RECOMENDACIONES

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

1. Solicitar a la Central un plan de seguimiento para asegurar que cumpla con los requerimientos técnicos de operación.
2. La central deberá continuar con un programa de mantenimiento preventivo para preservar la operatividad de las unidades de generación y evitar fallas en periodos críticos.

MATRIZ DE SEGUIMIENTOS

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2024)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir el resumen de resultados sobre la reprogramación de mantenimientos al CND.	Oficio	Correo electrónico	Semana 17	No iniciado

ANEXOS

Formato de verificación de mantenimientos

Mantenimientos programados										
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Mantenimiento de Subestación a equipos asociados a la Bahía Vegona	24/11/2024 08:00	24/11/2024 16:00	8.00	CENTRAL COMPLETA	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Bitácora de Mantenimientos	No se encontraron los mantenimientos en las bitácoras
Mantenimiento a Transformador Elevador Principal de Planta CH Vegona	24/11/2024 08:00	24/11/2024 16:00	8.00	CENTRAL COMPLETA	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Bitácora de Mantenimientos	No se encontraron los mantenimientos en las bitácoras
Mantenimiento Anual a Turbina y equipos auxiliares	6/12/2024 22:00	9/12/2024 03:00	53.00	U02	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Bitácora de Mantenimientos	No se encontraron los mantenimientos en las bitácoras
Mantenimiento Anual a Generador y equipos auxiliares	13/12/2024 22:00	16/12/2024 03:00	53.00	U02	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Bitácora de Mantenimientos	No se encontraron los mantenimientos en las bitácoras
Mantenimiento Anual a Turbina y equipos auxiliares	10/1/2025 22:00	13/1/2025 03:00	53.00	U01	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	Bitácora de Mantenimientos	No se encontraron los mantenimientos en las bitácoras
Mantenimiento Anual a Generador y equipos auxiliares	17/1/2025 22:00	20/1/2025 03:00	53.00	U01	3/1/2025 22:00	20/1/2025 05:00	415	U02	Bitácora de Mantenimientos	La planta queda disponible con 20 MW, el equipo VEG-U2 será entregado el 20/1/2025 a las 05:00.
Mantenimiento a Rodete de Turbina VEG002	6/6/2025 22:00	9/6/2025 05:00	55.00	U02						
Mantenimiento a Rodete de Turbina VEG001	20/6/2025 22:00	23/6/2025 05:00	55.00	U01						
Mantenimiento a Celdas de Media Tensión a 13.8kV	5/7/2025 22:00	6/7/2025 06:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento a	5/7/2025	6/7/2025 06:00	8.00	CENTRAL						

Mantenimientos programados

Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Celdas de Media Tensión a 13.8kV	22:00			COMPLETA						
Mantenimiento a cubículo de Sistema de Excitación	8/7/2025 08:00	8/7/2025 12:00	4.00	U01						
Mantenimiento a Equipos Auxiliares de Sistema de Excitación	9/7/2025 08:00	9/7/2025 12:00	4.00	U01						
Mantenimiento a cubículo de Sistema de Excitación	15/7/2025 08:00	15/7/2025 12:00	4.00	U02						
Mantenimiento a Equipos Auxiliares de Sistema de Excitación	16/7/2025 08:00	16/7/2025 12:00	4.00	U02						
Mantenimiento de Subestación a equipos asociados a la Bahía Vegona	23/11/2025 08:00	23/11/2025 16:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento a Transformador Elevador Principal de Planta CH Vegona	23/11/2025 08:00	23/11/2025 16:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento Anual a Turbina y equipos auxiliares	5/12/2025 22:00	8/12/2025 03:00	53.00	U02						
Mantenimiento Anual a Generador y equipos auxiliares	12/12/2025 22:00	15/12/2025 03:00	53.00	U02						
Mantenimiento Anual a Turbina y equipos auxiliares	9/1/2026 22:00	12/1/2026 03:00	53.00	U01						
Mantenimiento Anual a Generador y	16/1/2026 22:00	19/1/2026 03:00	53.00	U01						

Mantenimientos programados										
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
equipos auxiliares										
Mantenimiento a Celdas de Media Tensión a 13.8kV	6/6/2026 18:00	7/6/2026 06:00	12.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento a Celdas de Media Tensión a 13.8kV	6/6/2026 18:00	7/6/2026 06:00	12.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento a Rodete de Turbina VEG002	5/6/2026 22:00	8/6/2026 05:00	55.00	U02						
Mantenimiento a Rodete de Turbina VEG001	19/6/2026 22:00	22/6/2026 05:00	55.00	U01						
Mantenimiento a cubículo de Sistema de Excitación	7/7/2026 08:00	7/7/2026 12:00	4.00	U01						
Mantenimiento a Equipos Auxiliares de Sistema de Excitación	8/7/2026 08:00	8/7/2026 12:00	4.00	U01						
Mantenimiento a cubículo de Sistema de Excitación	14/7/2026 08:00	14/7/2026 12:00	4.00	U02						
Mantenimiento a Equipos Auxiliares de Sistema de Excitación	15/7/2026 08:00	15/7/2026 12:00	4.00	U02						
Mantenimiento de Subestación a equipos asociados a la Bahía Vegona	8/11/2026 08:00	8/11/2026 16:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento a Transformador Elevador Principal de Planta CH Vegona	8/11/2026 08:00	8/11/2026 16:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento	13/11/2026	16/11/2026	55.00	U01						

Mantenimientos programados

Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Anual a Turbina y equipos auxiliares	22:00	05:00								
Mantenimiento Anual a Generador y equipos auxiliares	20/11/2026 22:00	23/11/2026 05:00	55.00	U01						
Mantenimiento Mayor a Unidad Generadora VEG002 y sus auxiliares	27/11/2026 22:00	1/2/2027 05:00	1567.00	U02						
Mantenimiento a Rodete de Turbina VEG001	4/6/2027 22:00	7/6/2027 05:00	55.00	U01						
Mantenimiento a Rodete de Turbina VEG002	18/6/2027 22:00	21/6/2027 05:00	55.00	U02						
Mantenimiento a Celdas de Media Tensión a 13.8kV	10/7/2027 22:00	11/7/2027 06:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento a Celdas de Media Tensión a 13.8kV	10/7/2027 22:00	11/7/2027 06:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento a cubículo de Sistema de Excitación	6/7/2027 08:00	6/7/2027 12:00	4.00	U01						
Mantenimiento a Equipos Auxiliares de Sistema de Excitación	7/7/2027 08:00	7/7/2027 12:00	4.00	U01						
Mantenimiento a cubículo de Sistema de Excitación	13/7/2027 08:00	13/7/2027 12:00	4.00	U02						
Mantenimiento a Equipos Auxiliares de Sistema de Excitación	14/7/2027 08:00	14/7/2027 12:00	4.00	U02						
Mantenimiento	7/11/2027	7/11/2027 16:00	8.00	CENTRAL						

Mantenimientos programados										
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
de Subestación a equipos asociados a la Bahía Vegona	08:00			COMPLETA						
Mantenimiento a Transformador Elevador Principal de Planta CH Vegona	7/11/2027 08:00	7/11/2027 16:00	8.00	CENTRAL COMPLETA						
Mantenimiento Mayor a Unidad Generadora VEG001 y sus auxiliares	26/11/2027 22:00	31/1/2028 05:00	1567.00	CENTRAL COMPLETA						

Formato de verificación de indisponibilidades

INDISPONIBILIDADES											
UNIDAD	CAUSA	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Duración	Fecha de inicio verificada	Fecha de finalización verificada	Unidad	Duración	Tipo Indisponibilidad	Documentos revisados	Observaciones
LA VEGONA U2	Mantenimiento preventivo en grupo de turbina principal generadora, corrección de fuga de distribuidor. Orden No. 25-0007.	3/1/2025 21:30	17/1/2025 04:38	319.13	3/1/2025 00:00	17/1/2025	U2	319.133333	Mantenimiento de la turbina de la unidad 2 por corrección de fuga en distribuidor	Solicitud de mantenimiento VEG-U2	La solicitud se hizo hasta el 20/1/2025 pero la unidad estaba lista desde el 17/1/2025
LA VEGONA U1	Mantenimiento preventivo a la unidad. Orden No. 25-0281.	7/2/2025 22:00	9/2/2025 01:33	27.55	7/2/2025	9/2/2025	U1	27.55	Mantenimiento preventivo en grupo generador de unidad principal generadora VEG-U1	Solicitud de mantenimiento VEG-U1	Ellos pensaban finalizar el mantenimiento el 10/2/205

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS (PAAT)

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

MARZO 2025

SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS (PAAT)

INTRODUCCIÓN

El Centro Nacional de Despacho (CND) debe planificar, coordinar y ejecutar anualmente el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) según lo dicta la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV) aprobada por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). Su objetivo es definir los derechos y obligaciones de los actores del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) en relación con inspecciones y auditorías de instalaciones de generación, transmisión y distribución eléctrica con el objetivo de asegurar el correcto desempeño del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Dentro del proceso que conlleva planificar con los coordinados que el CND considere se deben de seguir los pasos siguientes:

1. Planificación y aprobación del PAAT.
2. Notificar a los coordinados.
3. Programación del protocolo de ejecución de las pruebas.
4. Elaboración del informe técnico.
5. Revisión por parte del CND y la CREE.
6. Planificación, aprobación y ejecución del Plan de Normalización.
7. Seguimiento y cierre.

Durante el proceso de ejecución la CREE está obligada a supervisar todo el proceso hasta el cierre de este, a su vez el CND deberá compartir a la CREE toda la documentación del proceso realizado a los coordinados seleccionados en el PAAT.

MARCO LEGAL

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

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que el artículo 3, literal D, romano I, de la LGIE establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrados.
3. Que el artículo 4, de la LGIE determina que las empresas del subsector eléctrico están obligadas a cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio establecidas y con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias vigentes que les sean aplicables.
4. Que el artículo 6 del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) se faculta a la Comisión a requerir a los Actores del Mercado Eléctrico Nacional toda la información para realizar la función de supervisión del subsector eléctrico, determinado a su vez que todas las empresas del sector están obligadas a proporcionar los datos, información, documentación y colaboración que requiera la CREE.
5. Que el artículo 8, literal A, de la LGIE establece que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) podrá realizar la supervisión de la operación del subsector eléctrico, de igual manera realizar inspecciones que considere necesarias con la finalidad de verificar la veracidad de la información declarada por las empresas que desarrollan actividades en el subsector eléctrico.

6. Que el artículo 7 y 8 del RLGE respectivamente determina la confidencialidad de la información y documentos suministrados, así como los principios aplicables a las visitas de inspección de la CREE.
7. El CND realiza el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) anualmente según lo dicta la Norma Técnica de Inspección y Verificación, dentro del proceso el CND debe enviar el PAAT a la CREE y a los Coordinados antes del 30 de marzo de cada año, La CREE y Coordinados tienen 10 días hábiles para presentar comentarios una vez finalizada la etapa de los comentarios la versión final del PAAT debe publicarse antes del 30 de abril en la web del CND.

ANTECEDENTES

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

Oficio CREE-628-2024

El 29 de octubre de 2024 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica remitió al CND el oficio CREE-628-2024 solicitando el PAAT 2024 con el fin de fiscalizar el cumplimiento de este específicamente de las pruebas de Costos Variables de Generación que se les iba a realizar a los coordinados que en ese momento el CND había planificado.

Oficio CREE-064-2025

El 26 de febrero de 2025 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica remitió al CND el oficio CREE-064-2025 solicitando el PAAT 2023, PAAT 2024 y la planificación del PAAT 2025 con el fin de fiscalizar el cumplimiento de la Norma Técnica de Inspección y Verificación.

Para poder tener un control sobre el proceso del PAAT, la CREE ha elaborado un formato el cual es una matriz para poder dar seguimiento a las pruebas realizadas a los coordinados

OBJETIVO

Supervisar el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) que permita centrarse en los aspectos críticos de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y asegurar su correcto desempeño.

Objetivos específicos

1. Verificar los procedimientos realizados por parte del CND para la ejecución anula del PAAT
2. Revisar el porcentaje de ejecución del PAAT 2024 con el fin de mapear las reprogramaciones de las pruebas por parte de los coordinados y las pruebas ya realizadas.

RESULTADOS DE LA REVISIÓN

En el año 2024, se ejecutó el PAAT mismo que lleva un proceso con las etapas siguientes:

Planificación y aprobación del PAAT.

El CND planifica con base en los criterios y metodologías para la selección de coordinados en el PAAT considerando los siguientes factores:

Criterio	Descripción
Cumplimiento normativo	Coordinados obligados por la NT-IV, ROM o LGIE.
Impacto en el SIN	Tamaño, capacidad instalada y ubicación estratégica.
Historial de incumplimientos	Coordinados con hallazgos, observaciones o incumplimientos en auditorías anteriores.
Ingresos recientes al mercado	Nuevas centrales, ampliaciones o modificaciones relevantes.
Solicitud de la CREE	Coordinados requeridos expresamente por la Autoridad Reguladora.
Análisis de riesgos operativos	Evaluación técnica de fallas, desconexiones o eventos críticos recientes.

Tabla 12 Criterios de selección de los coordinados (fuente: CREE)

Notificación a los coordinados

Una vez aprobado el PAAT por el CND y validado por la CREE, se notifica a los Coordinados incluidos con 15 días hábiles de antelación de iniciar las pruebas.

Programación del protocolo de ejecución de las pruebas técnicas

Luego de la notificación, el CND inicia la coordinación con cada Coordinado para establecer la fecha y condiciones específicas de ejecución del Protocolo de Pruebas Técnicas, tomando en cuenta:

- Condiciones operativas de la central.
- Disponibilidad del Coordinado.
- Requerimientos técnicos.
- Fechas críticas del Sistema Interconectado Nacional (para evitar afectación).

Elaboración y envío del Protocolo

El Protocolo de Ejecución de Pruebas Técnicas es enviado formalmente al Coordinado por parte del CND, al menos con 5 días hábiles antes del inicio de las pruebas, e incluye:

- Objetivo de las pruebas.
- Fechas y horarios de ejecución.
- Procedimiento técnico.
- Responsables.
- Metodología de análisis.
- Criterios de cumplimiento.

El Coordinado deberá aceptar y confirmar el protocolo de ejecución.

Pruebas Técnicas

Las pruebas técnicas que se realizan a los coordinados tienen como finalidad verificar la capacidad operativa, técnica de las Unidades de Generación y garantizar la confiabilidad, eficiencia y seguridad las pruebas realizadas en el PAAT 2024 son Costos Variables de Generación (CVG), Prueba de Mínimos Técnicos (MT), Prueba de Potencia Efectiva (PE) y Prueba de Respuesta Primaria de Frecuencia (RPF), en la tabla se describe las pruebas realizadas a los 56 coordinados del PAAT 2024.

ETIQUETA	PRUEBA	DURACIÓN [días]	PRUEBA	DURACIÓN [días]	PRUEBA	DURACIÓN [días]	PRUEBA	DURACIÓN [días]
AZUNOSA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
BECOSA	CVG	14	PE	6	MT	6	RPF	6
BETULIA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6

ETIQUETA	PRUEBA	DURACIÓN [días]	PRUEBA	DURACIÓN [días]	PRUEBA	DURACIÓN [días]	PRUEBA	DURACIÓN [días]
CAÑAVERAL	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
CHAMELECON	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
CHOLUTECA I	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
CERRO DE HULA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
CUYAMEL	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
CAJÓN	CVG	14	PE	14	MT	14	RPF	14
EL FARO	CVG	14	PE	6	MT	6	RPF	6
ELCOSA	CVG	14	-	-	MT	6	-	-
EMCE CHOLOMA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
ENERSA	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
LAS LAJAS	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
PAVANA II	CVG	14	-	-	MT	6	-	-
MARCOVIA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
MERENDON POWER PLANT	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
NÍSPERO	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
NACAOME I	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
NACAOME II	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
PENCALIGÜE	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
ENERSOLSA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
FOTOSUR	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
GENERSA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
RIO LINDO	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
SANTA FE	CVG	14	PE	6	MT	6	RPF	6
SAZAGUA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
OJO DE AGUA	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
FOTOVOLTAICA NACOME	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
CHINCHAYOTE	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
CHUMBAGUA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
PECSA	CVG	14	-	-	MT	6	-	-
ARENAL I-II	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
PAVANA III	CVG	14	-	-	MT	6	RPF	4
PAVANA SOLAR	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
FOTOVOLTAICO VALLE	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
GEOPLATANARES	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
PATUCA III	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
LAEISZ REGULETO	CVG	14	PE	6	MT	6	RPF	6
CELSUR	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
CAHSA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
EL CAGUANO	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
LOS POLLITOS	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
HGPC	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
PACÍFICO I	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
LA ESPERANZA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
LAEISZ TÉRMICA	CVG	14	PE	6	MT	6	RPF	6
HELIOS	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
LA VEGONA	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
LAEISZ JUTICALPA	CVG	14	PE	6	MT	6	RPF	6
LLANOS DEL SUR	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
NACAOME	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
MECER	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
SAN MARCOS	CVG	6	-	-	MT	6	-	-
TRES VALLES	CVG	6	PE	6	MT	6	RPF	6
CHOLUTECA II	CVG	6	-	-	MT	6	-	-

Tabla 13 Plan Anual de Auditorías Técnicas de 2024 (fuente: CND)

El **Gráfico 23** muestra el porcentaje de ejecución de las pruebas técnicas del Plan Anual de Auditorías Técnicas de 2024, la ejecución fue de un 100 % en las pruebas de Costos Variables de Generación (CVG) o Costos de Operación y Mantenimiento (COM), las cuales tuvieron una duración de 6 a 14 días y se les realizaron a los 56 coordinados y un 100 % en las pruebas de Mínimos Técnicos (MT) con una duración de 6 días a los 56 coordinados planificados por el Centro Nacional de Despacho (CND) dentro del PAAT. La prueba de Potencia Efectiva (PE) se aplicó a 39 coordinados que representa un 70 %, con una duración máxima de 6 días, mientras que la prueba de Respuesta Primaria de Frecuencia (RPF) se llevó a cabo en 40 coordinados lo cual representa un 71 %, con una duración variable de 4, 6 y 14 días.

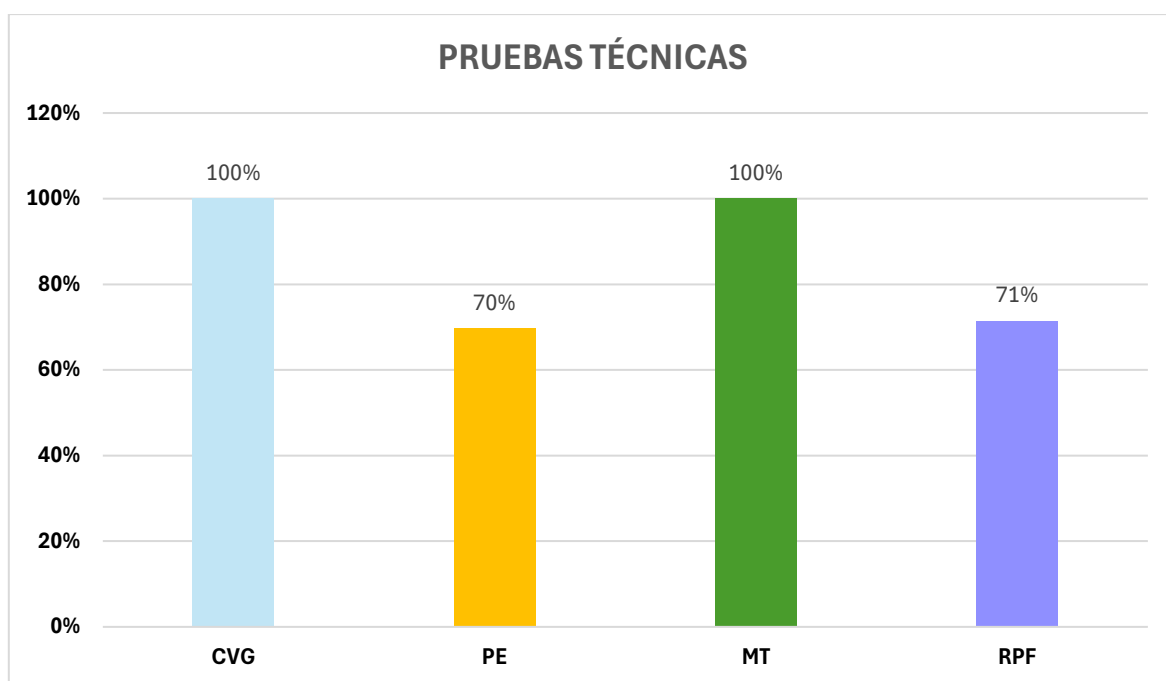


Gráfico 23 Porcentaje de ejecución de las pruebas técnicas del Plan Anual de Auditorías Técnicas de 2024 (fuente: CND)

De los 56 coordinados a los que se les realizaron las pruebas técnicas a 39 de ellos (70 %) se les realizaron las 4 pruebas técnicas mismas que están en curso en el proceso como lo dicta la Norma Técnica de Inspección y Verificación la cual menciona que luego de que se ejecuten las pruebas y verificaciones técnicas en el plazo establecido, se emite el Informe de Auditoría Técnica para su revisión por parte del CND y la CREE. Si se detectan incumplimientos el CND exigirá un Plan de Normalización con actualización trimestral de la misma. En caso de reprogramaciones el CND realizará las pruebas en coordinación con las centrales, la información de cada etapa del proceso

del Plan Anual de Auditorías Técnicas se comparte a la CREE.

CONCLUSIONES

1. Se realizaron a los 56 coordinados las pruebas de CVG/COM y MT, mientras que las pruebas de PE y RPF se les realizaron a los coordinados el 70 % y 71 %, respectivamente. El 71 % de los coordinados completaron todas las pruebas técnicas, avanzando en el proceso regulatorio establecido por la NT-IV, no obstante, los resultados de los informes de las auditorías técnicas no han sido notificados ni compartidos a la CREE.
2. El seguimiento de los informes de auditoría técnica y la implementación de Planes de Normalización en caso de incumplimientos, permiten fortalecer la confiabilidad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), garantizando que los agentes del mercado cumplan con los estándares técnicos y operativos establecidos.

RECOMENDACIONES

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 %.
3. Solicitar al CND la correcta revisión de los informes de auditoría implementando acciones correctivas inmediatas si se detectan incumplimientos en las pruebas técnicas.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Solicitar al CND información sobre los informes técnicos del PAAT 2024 y sobre el Plan de Normalización del PAAT 2023 para poder mapear el proceso del PAAT 2023 y 2024S	Oficio	Correo	Semana 16	No iniciado

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN

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

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

MARZO 2025

INTRODUCCIÓN

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. De acuerdo con la regulación vigente, los costos base de generación incluyen los costos directamente asociados con la producción de energía eléctrica, tales como los costos de combustible, operación, mantenimiento y otros costos relacionados, que son necesarios para la determinación de la tarifa regulada.

Asimismo, los titulares de centrales generadoras, o los compradores que hayan adquirido el derecho de producción de estas, están obligados a poner a disposición del Centro Nacional de Despacho (CND) toda la capacidad disponible de sus centrales. Para ello, deben presentar sus costos variables de generación, los cuales serán debidamente verificados por el Centro Nacional de Despacho (CND) y cuya metodología de presentación será desarrollada en el Reglamento, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), deberá auditar los costos variables declarados por los generadores.

En seguimiento al proceso, la Dirección de Fiscalización solicitó al CND las declaraciones de los costos variables de generación presentadas por las centrales generadoras el 2024, las cuales fueron revisadas posteriormente.

Por tanto, el presente informe tiene como objetivo presentar los avances de la revisión realizada por la Dirección de Fiscalización, así como exponer las conclusiones y recomendaciones derivadas de esta actividad.

MARCO LEGAL

A continuación, se describen las disposiciones legales y reglamentarias asociadas al presente informe:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) fue aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial “La Gaceta” el 20 de mayo del 2014, y reformada mediante el artículo 19 del Decreto Legislativo No. 46-2022, publicado en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 16 de mayo del 2022, tiene por objeto regular las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el territorio de la República de Honduras.
2. Que la LGIE en su artículo 3, literal D, romanos I establece que es una función de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE o Comisión) la aplicación y fiscalización del cumplimiento de las normas y reglamentos que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere con el fin de confirmar la veracidad de la información que las empresas del sector o los consumidores le hayan suministrado.
3. Que la LGIE en su artículo 9, literal E, romanos XII establece que es función del Centro Nacional de Despacho (CND) en su calidad de Operador del Sistema, calcular con la periodicidad que establezca el Reglamento, y proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para su aprobación, los costos de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales.
4. Asimismo, que el LGIE en su artículo 18 establece que en ningún caso se trasladarán al consumidor final, vía tarifas, las ineficiencias operacionales o administrativas de las empresas públicas, privadas o mixtas del subsector eléctrico, sean éstas de generación, transmisión o distribución.
5. Que la LGIE en su artículo 9, literal D establece que los titulares de centrales generadoras, o los compradores que hayan adquirido el derecho de producción de las mismas, estarán obligados a poner a las órdenes del Centro Nacional de Despacho (CND) toda la capacidad

disponible de sus centrales, mediante la presentación de sus costos variables de generación, los cuales serán debidamente verificados por el Centro Nacional de Despacho (CND) y cuya metodología de presentación será desarrollada en el Reglamento, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), deberá auditar los costos variables declarados por los generadores

ANTECEDENTES

A continuación, se describen antecedentes relevantes asociados al presente documento:

1. La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el ejercicio de sus facultades y funciones establecidas en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y en seguimiento a la supervisión del subsector eléctrico, envió el Oficio No. CREE-628-2024 con fecha 29 de octubre de 2024 dirigido al Centro Nacional de Despacho (CND). A través de este requerimiento, la Dirección de Fiscalización solicitó los informes de ejecución de auditorías de Costos Variables de Generación y las declaraciones de las centrales que se encuentran actualmente en el proceso de auditoría, desde el 2023 a la fecha.
2. En fecha 11 de marzo de 2025, se requirió nuevamente al CND mediante Oficio No. CREE-093-2025, en el cual se solicitó ciertas aclaraciones acompañados de la documentación de respaldo, con respuesta 13 de noviembre de 2024.

RESULTADOS DE LA REVISIÓN

En cuanto a la información solicitada, el Centro Nacional de Despacho (CND) presentó un resumen detallado de las centrales que han ejecutado la prueba PAAT de los costos variables de generación (CVG) y aquellas que se encuentran en proceso de realizarla. A continuación, se detallan los principales hallazgos:

1. Centrales que han ejecutado la prueba PAAT de los CVG:

Se presentó una tabla que incluye las centrales que han completado la prueba PAAT de los costos variables de generación. De las 16 centrales mencionadas en la **Tabla** , se observó que solo cinco (5) de ellas realizan la declaración formal de los costos variables de generación (CVG).

Ítem	Central	Tecnología	Prueba PAAT-CVG	Declaración de CVG
1	TRES VALLES	Biomasa	Realizada	No realiza declaración
2	AZUNOSA	Biomasa	Realizada	Sí realiza declaración
3	CAHSA	Biomasa	Realizada	Sí realiza declaración
4	LA GRECIA-CELSUR	Biomasa	Realizada	No realiza declaración
5	CHUMBAGUA	Biomasa	Realizada	No realiza declaración
6	LLANOS DEL SUR	Solar	Realizada	No realiza declaración
7	MARCOVIA	Solar	Realizada	No realiza declaración
8	NACAOME I	Solar	Realizada	No realiza declaración
9	COHESSA	Solar	Realizada	No realiza declaración
10	SOPOSA	Solar	Realizada	No realiza declaración
11	PECSA	Térmica	Realizada	No realiza declaración
12	ENERSA	Térmica	Realizada	Sí realiza declaración
13	LA ENSENADA	Térmico	Realizada	Sí realiza declaración
14	EL FARO	Térmico	Realizada	Sí realiza declaración
15	ARENAL	Hidroeléctrica	Realizada	No realiza declaración
16	GEOPLATANARES	Geotérmica	Realizada	No realiza declaración

Tabla 14 Resumen de centrales que ejecutaron la prueba PAAT de los CVG

2. Centrales en proceso de realizar la prueba PAAT:

Asimismo, se incluyó una lista (ver **Tabla**) de las centrales que se encuentran en proceso de realizar la prueba PAAT. De estas 15 centrales, el 0.13 % presentan la declaración de sus costos variables de generación.

Ítem	Central	Tecnología	Prueba PAAT-CVG	Declaración de CVG
1	CERRO DE HULA	Eólica	Proceso	No realiza declaración
2	SAN MARCOS	Eólico	Proceso	No realiza declaración
3	CHINCHAYOTE	Eólico	Proceso	No realiza declaración
4	CHOLUTECA I	Solar	Proceso	No realiza declaración
5	CHOLUTECA II	Solar	Proceso	No realiza declaración
6	FOTERSA	Solar	Proceso	No realiza declaración
7	NACAOME II	Solar	Proceso	No realiza declaración
8	LOS PRADOS	Solar	Proceso	No realiza declaración
9	ENERBASA	Solar	Proceso	No realiza declaración
10	HELIOS	Solar	Proceso	No realiza declaración
11	MECER	Solar	Proceso	No realiza declaración
12	EMCE	Térmico	Proceso	No realiza declaración
13	LUFUSSA III	Térmico	Proceso	Sí realiza declaración
14	LUFUSSA VALLE	Térmico	Proceso	Sí realiza declaración
15	SHOL	Hidroeléctrico	Proceso	No realiza declaración

Tabla 15 Resumen de centrales que ejecutaran la prueba PAAT de los CVG

1. Declaraciones incompletas y documentación de respaldo:

Se identificó que, a pesar de que algunas centrales presentan su declaración de los costos variables de generación, como AZUNOSA, ENERSA y LA ENSENADA, estas declaraciones no están acompañadas de la documentación de respaldo requerida. Entre las centrales que no presentaron la documentación completa se incluyen EL FARO, donde solo se logró identificar facturas de compra de combustible, pero faltaban otros documentos esenciales como los informes de sustento. En el caso específico de EL FARO, se encontró que, aunque presentaron sus facturas de combustible, algunos archivos de Excel que desglosaban las facturas no correspondían con la documentación entregada al CND. Esto plantea dudas sobre la exactitud y la consistencia de la información presentada. La falta de un desglosado claro en estos archivos dificulta la comparación y validación de los costos de generación presentados.

2. Problemas de formato y metodología:

Además, se observó que varias de las centrales generadoras, como EMCE CHOLOMA, ENERSA, LUFUSSA II y LUFUSSA III, presentan sus declaraciones de los costos variables de generación en un formato diferente al que se indica en el “Manual para el Cálculo y la Declaración de Costos Variables de Generación al Operador del Sistema”. Esto no solo complica la revisión, sino que también dificulta la consistencia de los datos, ya que el CND y la CREE no pueden realizar comparaciones eficientes entre las centrales si no se sigue una metodología uniforme. La falta de una estructura clara y consistente en la presentación de la documentación puede generar retrasos en el proceso de auditoría y afectar la precisión en el cálculo de los costos de generación.

3. Centrales que no entregaron la información solicitada

En cuanto a la central CAHSA, aunque presenta su declaración de costos variables de generación, no se remitió información esencial como las declaraciones, facturas e informes de sustento. Este tipo de omisión impide una revisión integral y detallada de los costos reportados. Es necesario que el CND solicite a estas centrales la entrega completa de la información y documentos requeridos para evitar la posibilidad de subestimar o sobrestimar los costos de generación.

En este sentido, debido a las inconsistencias y la falta de documentación presentada, se solicitó al

CND mediante Oficio No. CREE-093-2025 aclaraciones respecto a la información remitida, considerando que las centrales no cumplen con los requisitos de presentación establecida por el CND, incluyendo el uso de los formatos y la inclusión de toda la documentación de respaldo.

CONCLUSIONES

Tras revisar la documentación proporcionada por la ENEE a través del CND, se logró identificar falta de documentación al momento de presentar las centrales su declaración de los costos variables de generación.

1. Se identificó una carencia de documentación de respaldo en las declaraciones de CVG de varias centrales, sin la información adicional que justifique y detalle los costos presentados, lo que dificulta realizar una verificación y validación precisa de los costos reportados.
2. Varias de las centrales generadoras no siguen el formato establecido en los manuales y reglamentos del CND para la presentación de sus declaraciones de costos. Este problema afecta directamente la eficacia de la auditoría y pone en riesgo la correcta determinación de los costos que deberían transferirse a la tarifa de los usuarios regulados.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que el CND realice capacitaciones periódicas para las centrales generadoras, con el fin de asegurar que comprendan los requisitos y procedimientos establecidos.
2. Implementar por parte de la Comisión verificaciones mensuales de las declaraciones de costos variables de generación para asegurar la exactitud y consistencia de la información proporcionada por las centrales generadoras, así como de la verificación realizada por el CND.
3. Se recomienda que esta Comisión emita un comunicado formal dirigido a todas las centrales generadoras, recordándoles la obligación de cumplir con lo establecido en la normativa vigente, así como con el "Manual para el Cálculo y la Declaración de Costos Variables de Generación al Operador del Sistema", haciendo énfasis en la importancia de seguir los procedimientos adecuados y entregar toda la documentación requerida dentro de los plazos establecidos, para garantizar un proceso de auditoría eficiente y transparente.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Emitir un comunicado dirigido a las centrales	Documento	Publicación	Semana 17	Pendiente
2	Requerimiento al CND para que realice capacitaciones a las centrales	Documento	Requerimiento	Semana 18	Pendiente

**CERTIFICACIÓN DE INFORME “P12-PF02 PI01 INFORME TRIMESTRAL DE
FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DEL TRIMESTRE I”**

Yo, Juan José Pérez, en mi calidad de Director de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), por medio de la presente certifico que el “P12-PF02 INFORME TRIMESTRAL FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DEL TRIMESTRE I” se compone de **138 páginas**, las cuales forman parte íntegra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE “**HONDUCERT S.A. SUB CA**” autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

En fe de lo anterior, firmo y sello digitalmente este documento en la Ciudad de Tegucigalpa M. D. C., a los 28 días del mes de marzo del año 2025.

