

INFORME TRIMESTRE II

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



Dirección de
Fiscalización

Junio 2025



ÍNDICE

ÍNDICE	2
RESUMEN EJECUTIVO.....	3
APOYO EN LA SUPERVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS	10
FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL	16
SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM).....	31
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-043-2025 CENTRAL TÉRMICA ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	40
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-044-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA NACAOME	50
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-045-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHAMELECÓN	60
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-046-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL NÍSPERO	68
INFORME DE INSPECCIÓN CREE-047-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA ESPERANZA	74
SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS (PAAT).....	82
AUDITORÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN DECLARADOS Y VERIFICADOS (CVG).....	88

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 segundo 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:

En el marco del proceso de fiscalización, esta Dirección ha dado seguimiento a las diferencias detectadas entre la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la liquidación realizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) respecto a los contratos de generación. Estas diferencias, identificadas inicialmente en informes anteriores, motivaron el requerimiento de una conciliación detallada entre ambas instituciones. El objetivo es contar con información validada que permita garantizar la correcta aplicación de los costos reales de generación en las tarifas trasladadas a los usuarios, conforme a lo establecido en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales y la Ley General de la Industria Eléctrica.

A pesar de las acciones realizadas, a la fecha del presente informe no se ha recibido la conciliación solicitada al CND, lo que limita la validación definitiva de los valores observados. Se han reiterado los requerimientos formales para avanzar en este proceso, enfatizando la importancia de contar con registros consistentes que respalden la transparencia y trazabilidad en la determinación de las tarifas. Se continuará con el seguimiento institucional correspondiente, instando al cumplimiento de los procedimientos definidos en la normativa vigente.

2. Fiscalización de Normativa de Medición Comercial

De acuerdo con la información publicada en febrero por el Centro Nacional de Despacho (CND) en su Informe Mensual de Medición y SIMEC publicado en mayo 2025, se observó que el operador del sistema cuenta con un registro de 356 puntos de medición comercial. No obstante, en el Requerimiento en Respuesta al Oficio CREE-160-2025, se presentó un total de 351 puntos de



medición comercial de los agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y Empresas Transmisoras, de la cuales se observó el 24 % cuenta con una oficialización activa, 73 % están no oficializados y el 2 % de los puntos cuentan con oficializaciones vencidas. El análisis se planteó con base a la información de 98 Empresas generadoras, una Empresa Distribuidora, dos Empresas Transmisoras y un consumidor calificado. (ver ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).

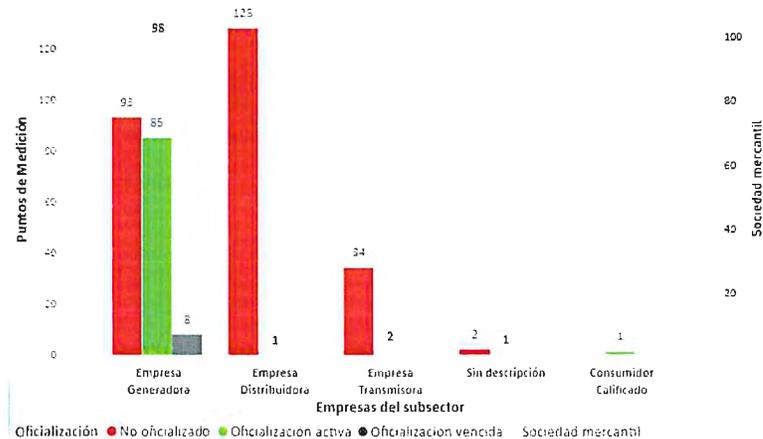


Gráfico 1 Distribución de los puntos de medición de los agentes del MEN y Empresas Transmisoras (fuente Requerimiento en respuesta a oficio CREE-160-2025)

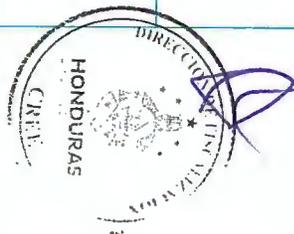
Asimismo, se verificó la documentación presentada por el CND, respecto al punto de medición comercial designado a la central Arrendamiento Laeisz San Isidro este punto cuenta con una oficialización vencida.

Posteriormente se elaborará un proceso de regularización con la finalidad de asegurar la oficialización de los puntos de medición comercial, dado que el incumplimiento a estas disposiciones implica la determinación de un proceso sancionatorio.

3. Supervisión del Plan Anual de Mantenimientos

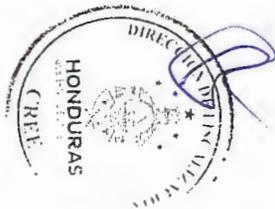
El presente informe presenta los resultados de las actividades de inspección realizadas por la CREE por medio de la Dirección de Fiscalización, así como las recomendaciones que se derivan del análisis de la información recopilada y validada a través de los procesos en cuestión. En resumen, se realizaron 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 siguiente tabla resumen.

No.	Central generadora	Tecnología	Fecha inspección	Capacidad registrada (MW)	Capacidad disponible verificada (MW)	Presentación PAM según CND	Verificación presentación PAM	Observaciones
1	Arrendamiento Laeisz Danlí	Térmica	09/06/2025	10 MW	11 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, auditoria y carga de combustible. Inicio de operación de manera parcial la fase 1 el 05 de abril con 4 MW, la fase 2 el 06 de abril con otros 4 MW y se completó con 2 MW el 07 de abril de 2024. Capacidad disponible de 10 MW con 11 unidades de generación térmica marca Cummins. 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, y que la unidad 4 fue desconectada por fallas en los pistones del motor, sustituida por una unidad de Laeisz Juticalpa.
2	Nacaome	Hidroeléctrica	10/06/2025	28.12 MW	28.01 MW	Si presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> La central hidroeléctrica hasta el momento de la inspección no está habilitada para participar en el mercado de oportunidad. 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



No.	Central generadora	Tecnología	Fecha inspección	Capacidad registrada (MW)	Capacidad disponible verificada (MW)	Presentación PAM según CND	Verificación presentación PAM	Observaciones
								del CND para asegurar la disponibilidad de las unidades de generación durante las elecciones primarias. En vista de los anterior, solo se alcanzó el 45.5 % de actividades programadas entre los meses de enero y febrero.
3	CHAMELECÓN	Hidroeléctrica de pasada	12/06/2025	11.8 MW	11.2 MW	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. 065-2010, con una capacidad comprometida de 11.2 MW. Inicio operación en septiembre de 2013. 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 se ejecutado durante los meses de enero a junio de 2025 el 67 % de la planificación.
4	EL NÍSPERO	Hidroeléctrica de pasada	13/06/2025	22.5 MW	23.4 MW	Si presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> Participa en el mercado de oportunidad como central generadora de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Esta central inició operación comercial en el año 1982, la operación y control se realiza de forma manual por el personal operativo. 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 ha ejecutado las actividades programadas en el mantenimiento mayor La unidad generadora se encuentra en periodo de prueba hasta el 02 de julio del presente año.
5	LA ESPERANZA	Hidroeléctrica de pasada	14/06/2025	13.8 MW	13.7 MW	Si presentó	Si presentó	<ul style="list-style-type: none"> Participa en el mercado de oportunidad. Esta central inició operación comercial El inicio de operación comercial fue en 2003 con la entrada de la Fase 1A, en 2004 se incorporó la Fase 1B y en 2006 se incorporó la Fase 2. De acuerdo con la verificación realizada la central su PAM 2025 de acuerdo con lo

No.	Central generadora	Tecnología	Fecha inspección	Capacidad registrada (MW)	Capacidad disponible verificada (MW)	Presentación PAM según CND	Verificación presentación PAM	Observaciones
								<p>establecido en ROM Artículo 77.</p> <ul style="list-style-type: none"> Se observó que la central generadora ha se ejecutado durante los meses de enero a junio de 2025 el 71 % de la planificación. Las actividades pendientes no se realizarán de acuerdo con lo informado por el personal designado de la central generadora.



4. Supervisión del Plan Anual de Auditorías Técnicas

Durante el proceso de revisión del PAAT se identificaron las siguientes situaciones relevantes:

a. Falta de respaldo documental (PAAT 2023–2024):

La información entregada en formato Excel no fue acompañada del respaldo requerido, lo cual impidió realizar un análisis completo y confiable sobre la ejecución del plan. Esta omisión afectó la trazabilidad y transparencia del proceso.

b. Ausencia de planificación del PAAT 2025:

El CND comunicó que no elaboró el PAAT 2025, a pesar de lo establecido en la NT-IV. Justificó esta decisión alegando que la elaboración anual del plan contraviene los principios de objetividad, transparencia y eficiencia económica definidos en la LGIE.

c. Falta de entrega de informes y oficios:

No se remitieron los informes de auditoría ni los oficios de aprobación o rechazo de resultados por parte del CND. Esta situación limita la supervisión efectiva, la validación técnica y la rendición de cuentas del proceso de verificación.

5. Auditoría de costos variables de generación (CVG) declarados y verificados:

En cumplimiento del proceso de revisión de los Costos Variables de Generación (CVG) que deben ser auditados por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), la Dirección de Fiscalización ha continuado el seguimiento a las declaraciones presentadas por las centrales generadoras ante el Centro Nacional de Despacho (CND), conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica y su reglamentación. Como parte de esta labor, se solicitó información detallada al CND, misma que fue remitida en respuesta al Oficio No. CREE-093-2025. La revisión de esta documentación permitió identificar avances en algunos casos, así como la necesidad de reforzar los procesos de verificación y documentación en otros.

Entre los principales hallazgos se destaca que varias centrales aún no presentan respaldo suficiente que permita validar técnicamente los costos reportados, mientras que en algunos casos se observan inconsistencias entre los archivos declarados y la documentación recibida. Asimismo, se identificó que persisten diferencias en los formatos utilizados, lo que dificulta la trazabilidad de los datos. La CREE recomienda continuar con la revisión técnica, instar a las empresas generadoras a completar la información pendiente y, en caso de incumplimientos reiterados, considerar acciones de cumplimiento conforme a la normativa vigente.

CRÉE

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA



DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

APOYO EN LA SUPERVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

JUNIO 2025



APOYO EN LA SUPERVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEL MERCADO DE CONTRATOS

INTRODUCCIÓN

En el informe emitido por esta Dirección durante el primer trimestre de 2024, en el marco de la fiscalización del reinicio de precios de energía, se identificaron diferencias entre la facturación realizada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y la liquidación de ciertos contratos llevada a cabo por el Centro Nacional de Despacho (CND). Estas diferencias surgieron durante el proceso de revisión mensual de la liquidación de costos reales de generación, correspondiente tanto al Mercado de Contratos como al Mercado de Oportunidad, conforme a lo establecido en el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.

Como seguimiento a dicho hallazgo y con el fin de contar con información validada para efectos regulatorios, se requirió al CND y a la ENEE la realización de un proceso de conciliación entre la facturación y la liquidación de los contratos involucrados, abarcando un periodo ampliado y considerando la totalidad de los contratos vigentes al momento del análisis.

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.
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.

ANTECEDENTES

En el informe emitido por esta Dirección con fecha 23 de diciembre de 2023, se identificaron inconsistencias en la liquidación de contratos del mercado de contratos de energía, específicamente en relación con la referencia de la fecha de inicio de operación comercial de 27 empresas generadoras renovables. A raíz de estos hallazgos, el Directorio de Comisionados instruyó la apertura del expediente F02-LMC-2024 para dar seguimiento a la revisión de los contratos preexistentes suscritos entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y los generadores.

Durante el primer trimestre de 2024, se realizaron reuniones técnicas con la Subgerencia de Contratos de ENEE, así como requerimientos de información adicional, lo que permitió profundizar en el análisis. Como resultado, se detectaron diferencias significativas entre la facturación de ENEE y las liquidaciones efectuadas por el Centro Nacional de Despacho (CND), lo cual fue formalmente informado en el memorándum DF-007-2024.

Dado el impacto de estas discrepancias en los costos trasladados a la tarifa de los usuarios regulados, esta Dirección recomendó realizar adecuaciones al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, las cuales fueron incorporadas mediante modificación del 17 de septiembre de 2024. Entre los principales



cambios se estableció la obligación de la ENEE de revisar las liquidaciones del CND y remitir observaciones dentro de un plazo de tres días hábiles.

En seguimiento a estas acciones, y tras continuar identificando diferencias considerables entre los registros de ENEE y el CND (por un valor acumulado de USD 150,266,775.12 desde enero de 2021 hasta noviembre de 2024), se solicitó al CND, mediante requerimientos formales, realizar una conciliación detallada de la información de liquidación y facturación, incluyendo respaldo documental e indicación de los ajustes efectuados.

HALLAZGOS

Como parte del presente informe de seguimiento, se señala que, a la fecha de corte de este análisis, no se ha recibido por parte del Centro Nacional de Despacho solicitada por parte de esta Comisión, a pesar del requerimiento formal realizado el 10 de enero de 2025.

Posteriormente, en fecha 12 de mayo de 2025, esta Dirección, en conjunto con la Dirección de Asesoría Jurídica, reiteró la solicitud al CND con el propósito de obtener una respuesta concreta respecto a la conciliación de datos previamente solicitada.

Lo anterior limita la posibilidad de avanzar en la validación de las diferencias detectadas en el informe anterior, impidiendo identificar con certeza las causas específicas que generan las discrepancias entre la liquidación del mercado de contratos efectuada por el operador del sistema y la facturación que realiza la ENEE a los generadores.

En ese sentido, se reitera la necesidad de que el CND y la ENEE presenten a la brevedad la conciliación solicitada, conforme a los lineamientos establecidos en la Ley General de la Industria Eléctrica y el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, con el objetivo de asegurar la transparencia y trazabilidad de los valores trasladados a la tarifa del usuario final, así como de garantizar el cumplimiento del marco regulatorio vigente.

Para facilitar la visualización y el análisis de estas discrepancias, a continuación, se presentan gráficas comparativas y tablas resumen que ilustran el comportamiento de estas diferencias a lo largo del periodo 2021–2024.



Diferencia entre la liquidación del CND y facturación de la ENEE (enero 2021 - noviembre 2024)

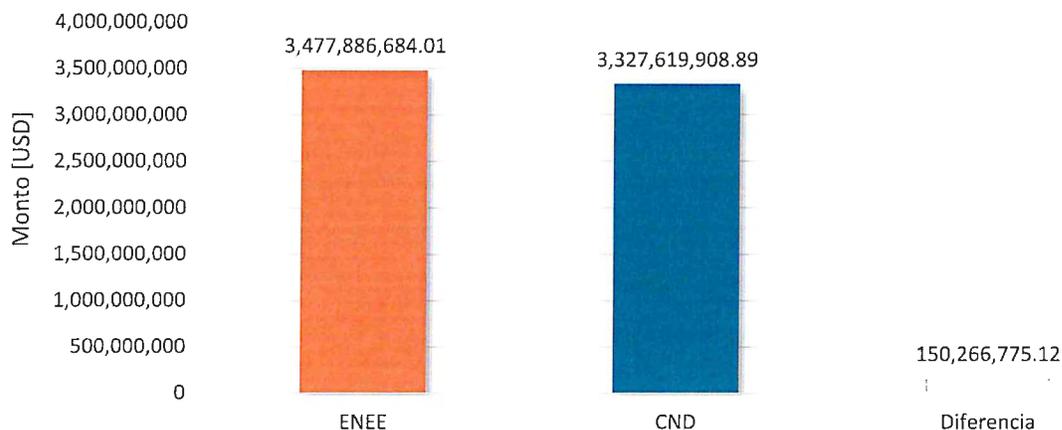


Gráfico 2 Diferencia entre la liquidación del CND y la facturación de la ENEE a las centrales generadoras desde enero de 2021 hasta noviembre de 2024

Estas representaciones gráficas permiten evidenciar que las discrepancias no solo persisten a lo largo del tiempo, sino que también presentan variaciones significativas, lo que refuerza la necesidad de un proceso de conciliación riguroso entre ambas entidades.

CONCLUSIONES

1. A pesar de los esfuerzos realizados por esta Dirección para identificar y cuantificar las discrepancias entre la liquidación realizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la facturación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), aún persisten inconsistencias importantes en los registros, incluso para los meses posteriores a la reforma del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales del 17 de septiembre de 2024.
2. La magnitud de la diferencia acumulada desde 2021 hasta noviembre de 2024, que asciende a **USD 150,266,775.12**, evidencia una falta de coordinación adecuada entre las entidades involucradas.
3. Hasta la fecha de emisión del presente informe, no se ha recibido por parte del CND la conciliación formal requerida, a pesar de los requerimientos emitidos. Esta situación limita el avance en la validación técnica de las liquidaciones, lo que puede tener un impacto directo en la correcta determinación de los costos a ser trasladados a los usuarios regulados.



RECOMENDACIONES

1. Reiterar el requerimiento formal al CND para que presenten la conciliación de las liquidaciones y facturaciones correspondientes, incluyendo:
 - Archivos detallados por central generadora.
 - Documentación de respaldo.
 - Justificación de cualquier diferencia o ajuste aplicado en las liquidaciones.
2. Proponer la implementación de medidas disuasorias que fomenten el cumplimiento oportuno y completo de los requerimientos de información, en caso de persistencia en la falta de respuesta o entrega parcial por parte de los entes regulados.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Requerimiento al CND para que presenten la conciliación, proponiéndolo al Directorio de Comisionados debido a la persistencia en la falta de respuesta.	Reunión, y requerimiento formal	Reunión, y correo electrónico	Semana 32	No iniciado

CREE

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA
TEL: 2242-1111 2242-1114



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN



FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

JUNIO 2025

FISCALIZACIÓN DE NORMATIVA DE MEDICIÓN COMERCIAL

AVANCES DE SEGUIMIENTOS

A continuación, se presenta el seguimiento de las recomendaciones generadas en los informes trimestre T1 2025.

No.	Recomendación	Seguimiento	Estado
1	Remisión de instrucción al CND para exigir el cumplimiento de la NT-MC, a los agentes del MEN y Empresa Transmisora.	Se remitió el oficio CREE-160-2025 de fecha 14 de mayo de 2025, mediante el cual se realizó la instrucción al CND.	Finalizado
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.	Se remitió el oficio CREE-160-2025 de fecha 14 de mayo de 2025, mediante el cual se realizó la solicitud de información requerida para la elaboración del análisis.	Finalizado
3	Validación de los responsables de los equipos de medición de las centrales generadoras de la ENEE.	En respuesta el CND, remitió el Requerimiento en respuesta al Oficio CREE-160-2025 de fecha 04 de junio de 2025, mediante el cual se compartió el ANEXO 2 Puntos de Medición, que permitió desarrollar la sección Verificación de información del presente informe.	Finalizado
4	Verificar el responsable de los equipos de medición de la central generadoras que pertenecen a ENEE.	En fecha 17 de junio de 2025, se desarrolló una reunión con el personal de CND, mediante el cual manifestaron que los retos de la ENEE en relación con la integración de los equipos de medición se encuentra la topología de la red de transmisión, seccionamiento de las áreas tecnológicas de ENEE y adquisición de licencias.	Finalizado
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.	Actualmente se están elaborando un análisis normativo con la finalidad de instruir a los actores del MEN. El seguimiento de esta actividad se brindará en el siguiente trimestre.	En proceso

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.

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. Verificar la información presentada por el Centro Nacional de Despacho, en el Informe Mensual de Medición y SIMEC (IMMYS) publicado mensualmente, verificando la cantidad de registro de empresas del subsector eléctrico, código de medición asignado y clasificación de la empresa 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 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 Mercado Eléctrico Nacional (MEN) o Empresa Transmisora 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. Asimismo, el Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de operador del sistema, llevará un registro ordenado de los puntos de medición comercial, para lo cual cada punto de medición deberá ser único.

Informe Mensual de Medición y SIMEC mayo 2025 - CND

En el Informe Mensual de Medición y SIMEC mayo elaborado por el CND y publicado en su página oficial, cuenta con un registro de 356 puntos de medición donde 186 (52 %) puntos corresponden a Empresas Generadoras, 135 (38 %) puntos corresponden a las subestaciones eléctricas de la Empresa Distribuidora, 34 (9 %) puntos pertenecen a equipos de las subestaciones eléctricas de la Empresa Transmisora y un punto es asociado a un Consumidor Calificado, el detalle se observa en el Gráfico 3.

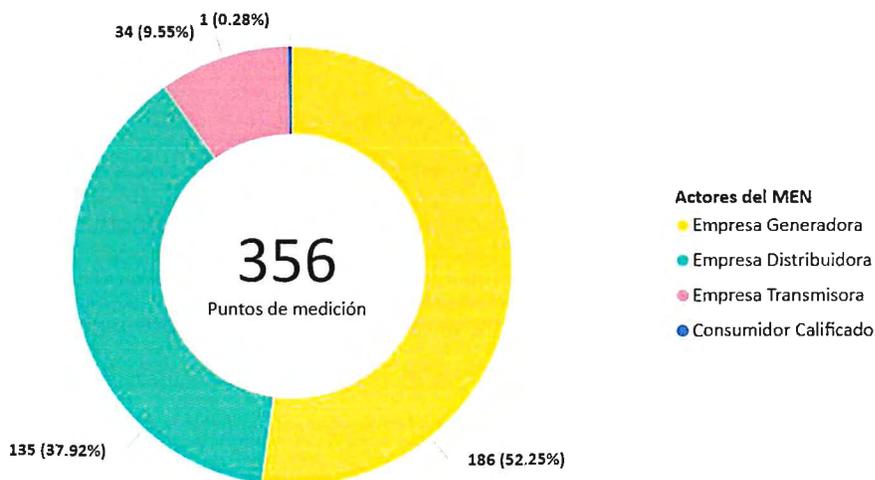


Gráfico 3 Distribución de los puntos de medición comercial (fuente informe Mensual de Medición y SIMEC mayo -CND)

En el **Gráfico 4** se observa que, de los 356 puntos de medición, 263 puntos (74 %) se encuentran no oficializados distribuidos en 94 puntos a empresas generadoras, 135 puntos de asociados a la empresa distribuidora, 34 puntos correspondientes a empresas transmisoras. Por otro lado, 86 puntos de medición (24 %) cuentan con una oficialización activa que se distribuidos en 85 puntos de medición de empresas generadoras y 1 punto de un consumidor calificado. Finalmente, 6 puntos de puntos de medición (2 %) tienen la oficialización vencida que corresponden a empresas generadoras y hay un punto en proceso de actualización de estado de una empresa generadora.

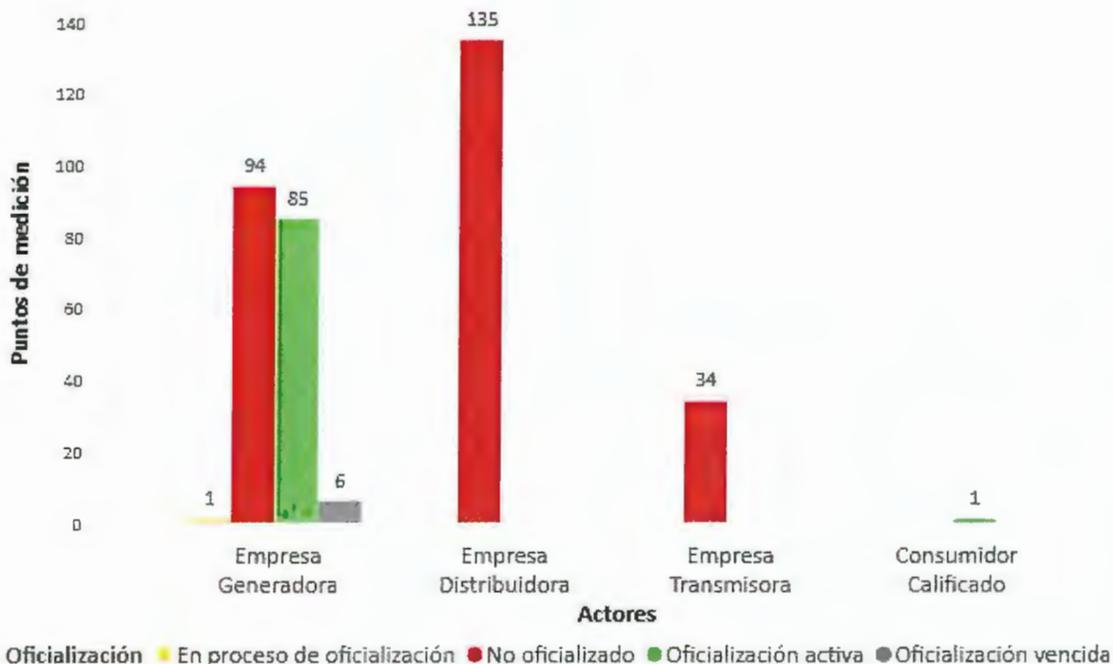


Gráfico 4 Distribución de los puntos de medición comercial (fuente Informe Mensual de Medición y SIMEC -Mayo CND)

Verificación de información

Es importante mencionar que, la información presentada corresponde a un total de 102 empresas del subsector, 98 empresas generadoras, dos empresas transmisoras, una empresa distribuidora y un consumidor calificado.

Mediante el requerimiento presentado en respuesta oficio CREE-161-2025, se ha observado un total de 351 puntos de medición comercial registrados. La diferencia entre la información registrada y presentada se resume en la **Tabla 1**.

DESCRIPCIÓN	PUNTOS TOTALES	EG	ET	ED	CC	EN BLANCO	OBSERVACIONES
Informe IMMYS mayo 2025	356	186		135	1	N/A	<ul style="list-style-type: none"> - El registro de Empresas Transmisora contiene, puntos asignados como responsable a ENEE Transmisión y la Empresa Propietaria de la Red (EPR). - Los puntos de empresas generadoras se agrupan sociedades mercantiles, ENEE Generación y Arrendamientos. - Los siguientes puntos cuentan con un registro duplicado en el código del punto: <ul style="list-style-type: none"> a. T508_3055_101M1/M2: San Juan Pueblo/CEIBA TÉRMICA; b. T538_3123_104M1/M2: Arrendamiento Villanueva/Térmica Villanueva. - El siguiente punto no se encuentra registrado el presente informe: T633_3034_105M1/M2- HIDRO NACAOME
Requerimiento	351	186	34	128	1	2	- Los dos puntos de medición en blanco dentro del ANEXO

DESCRIPCIÓN	PUNTOS TOTALES	EG	ET	ED	CC	EN BLANCO	OBSERVACIONES
en respuesta CREE-161-2025							PUNTOS DE MEDICIÓN, son registro que en el IMMYS aparecen como puntos de la Empresa Distribuidora. - Los siguientes puntos no se encuentran en el requerimiento: a. T538_3123_302M1/M2 – Zip BUENA VISTA b. T540_3180_106M1/M2 – Caracol Bunker c. T508_3055_104M1/M2 – CEIBA TÉRMICA GENERACIÓN d. T633_3034_104M1/M2 – LA GRECIA

Tabla 1 Resumen de verificación de puntos de medición

De acuerdo con el **Gráfico 5** se observa que, de los 351 puntos de medición, 257 puntos (73 %) se encuentran no oficializados distribuidos en 95 puntos a empresas generadoras, 128 puntos de asociados a la empresa distribuidora, 34 puntos correspondientes a empresas transmisoras. Respecto a la oficialización activa Se observan 86 puntos de medición (25 %) activa que se distribuidos en 85 puntos de medición de empresas generadoras y 1 punto de un consumidor calificado. Finalmente, 8 puntos de puntos de medición (1 %) tienen una oficialización vencida que corresponden a empresas generadoras, dos puntos de medición (1 %) no cuentan con una descripción de la empresa del subsector al que corresponde.

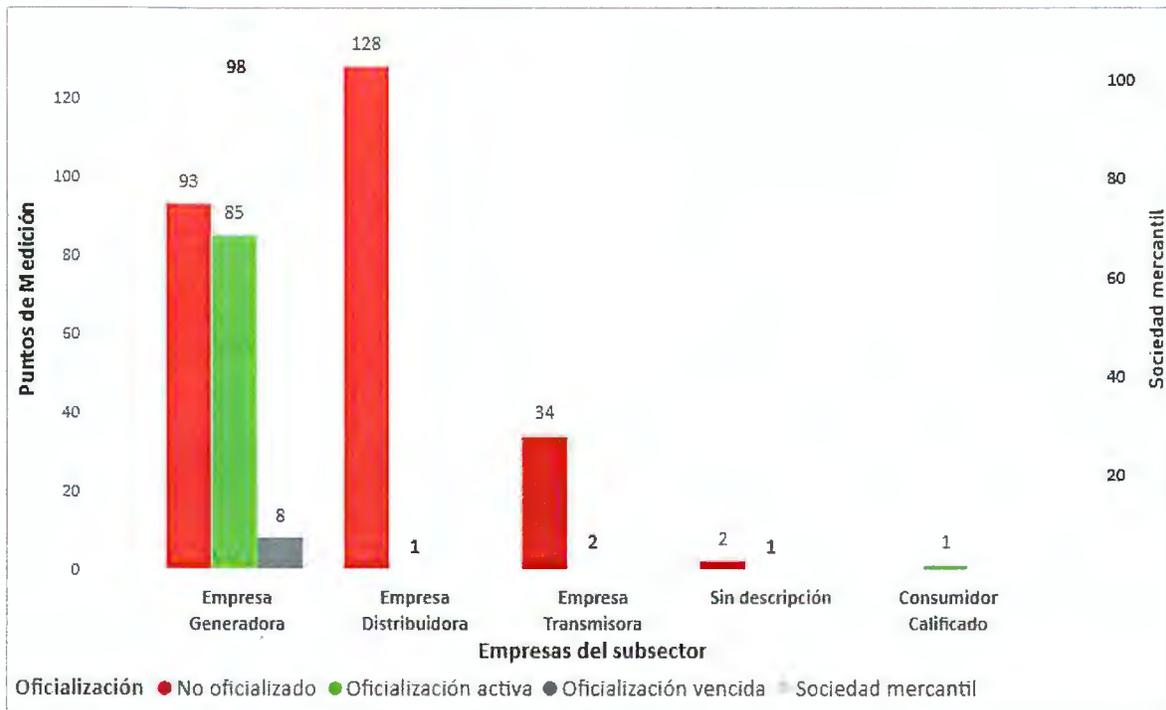


Gráfico 5 Distribución de los puntos de medición comercial de acuerdo con el estado de oficialización (fuente Requerimiento en respuesta a oficio CREE-160-2025)

En el **Gráfico 6** se observa que, de los 351 puntos de medición comercial, de estos registros 247 (70 %) puntos no cuentan con su sistema de medición comercial integrado al Concentrador de Medidas (CDM) del CND, este porcentaje se asocia a 87 puntos de empresas generadoras, 128 puntos de subestaciones de la Empresa Distribuidora y 30 puntos de subestaciones de la Empresa Transmisora. En cuanto a los puntos de medición integrados se observaron 104 (30 %) puntos integrados al CPM-CND, en los que se agrupan 99 puntos de Empresas Generadoras, 4 puntos asociados subestaciones de la Empresa Transmisora y un Consumidor Calificado.

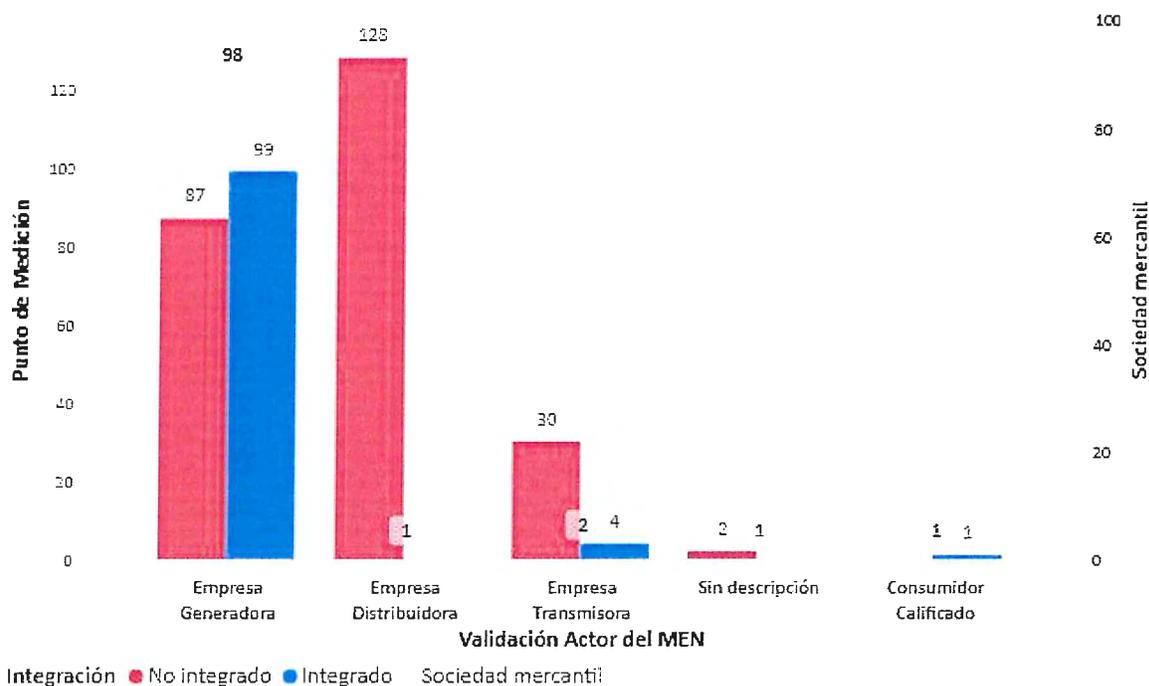


Gráfico 6 Distribución de los puntos de medición comercial de acuerdo con el estado de integración al CDM (fuente Requerimiento en respuesta a oficio CREE-160-2025)

La **Tabla 2** muestra el detalle de la relación entre los estados de oficialización (no oficializados, oficialización activa y oficialización activa) y la integración de los equipos al CDM (integrado, no integrado). Se ha identificado 11 puntos de medición no oficializados que, a pesar de ello, ya tienen sus equipos integrados al CDM. De acuerdo con la información presentada por el CND, los procesos de verificación y oficialización no han finalizado, cuentan con observaciones en las actas de verificación que deben ser subsanadas por los agentes del mercado y las empresas transmisoras.

Puntos de medición	Oficialización activa	No oficializado	Oficialización vencida	Total
Integrado	86	11	7	104
No integrado	0	246	1	247
Total	86	257	8	351

Tabla 2 Matriz de relación de estados de integración al CDM y oficialización de los puntos de medición

Se observa en el **Gráfico 7** el estado de oficialización de los puntos de medición de las empresas generadoras, donde 148 puntos de medición (80 %) corresponden a agentes productores, 21 puntos de medición (11 %) pertenecen a las centrales de generación de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), 14 puntos de medición (7 %) corresponde a centrales de arrendamiento y 3 (2 %) puntos de medición son asociados a empresas generadoras de capital público que no son operadas por la ENEE y que actualmente no están habilitadas.

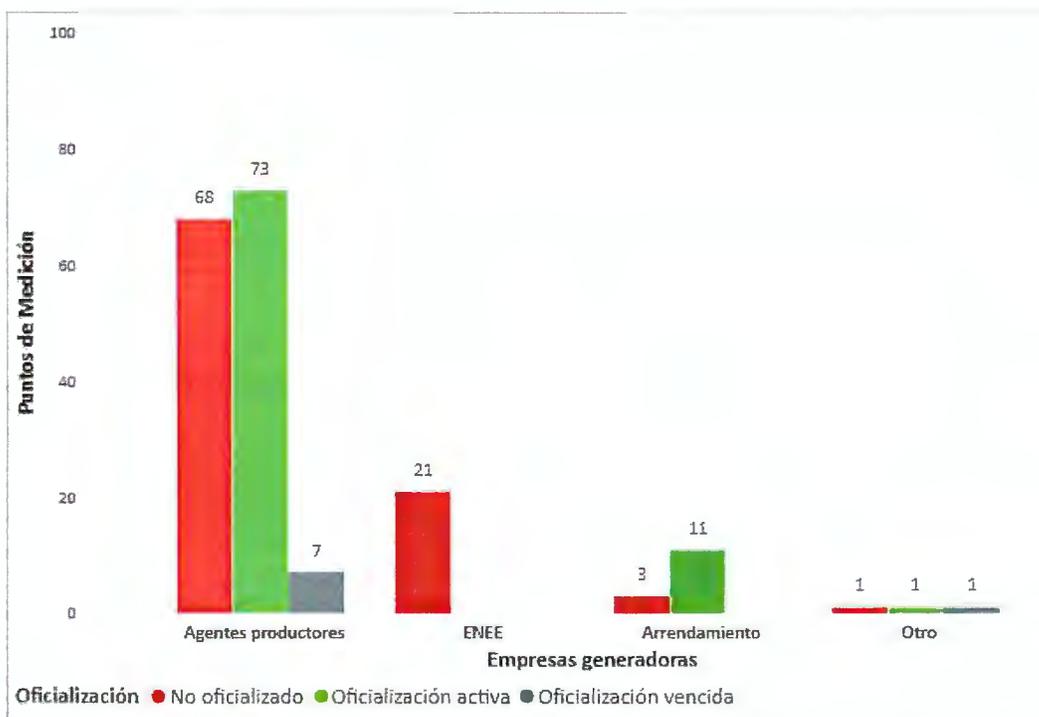


Gráfico 7 Distribución de los puntos de medición de empresas generadoras (fuente Requerimiento en respuesta a oficio CREE-160-2025)

El responsable de los equipos de medición deberá cumplir las responsabilidades asignadas de acuerdo con la tabla de responsables de los equipos de medición (NT-MC-Sección 9.6) considerando la conexión entre los agentes del MEN y las empresas transmisoras. En el **Gráfico 8** se describe el detalle de la información que declaró el CND en relación con la clasificación de los agentes del mercado y empresa transmisora.

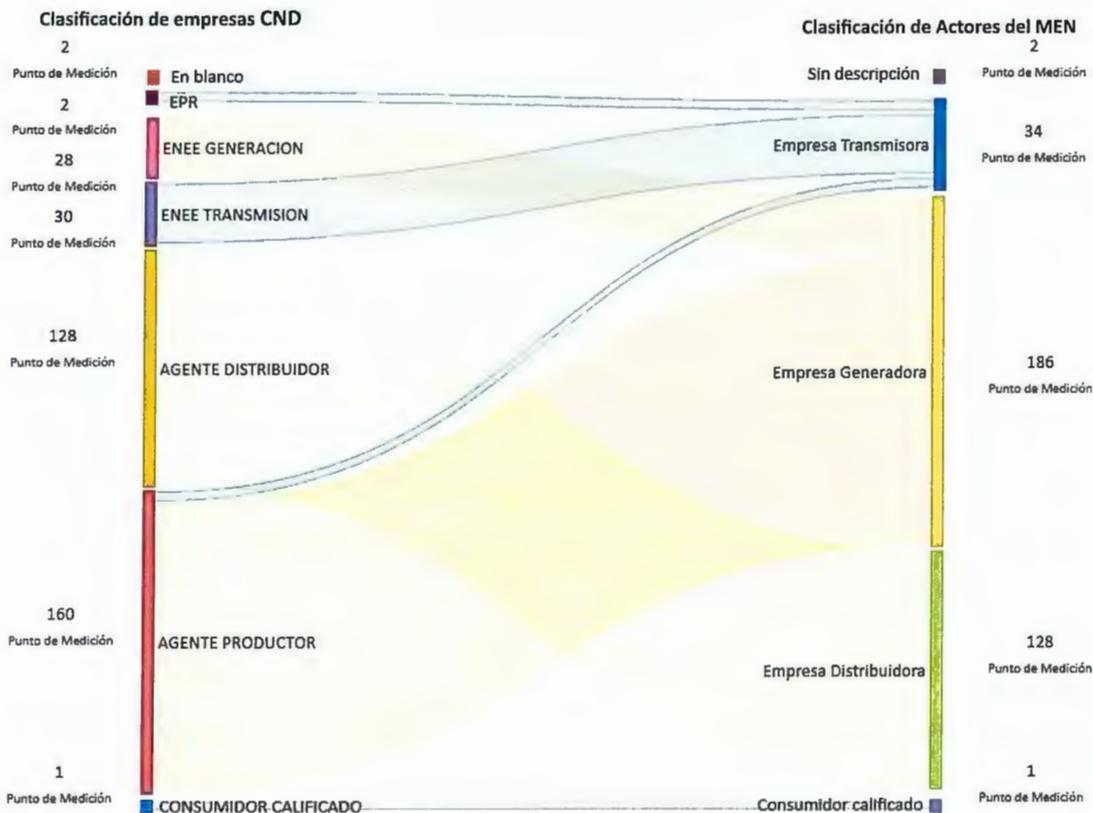


Gráfico 8 Relación entre clasificación de agentes del MEN respecto a la definición de actores del MEN (fuente Requerimiento en respuesta a oficio CREE-160-2025)

Verificación de oficialización temporal

De acuerdo con la información soporte presentada en respuesta al oficio CREE-160-2025, se validó que no se cuenta con nueva documentación que respalde el estado oficialización activa del punto de medición T533_3105_102M1/M2 designado a la central de Arrendamiento Laeisz San Isidro, este punto de medición fue oficializado temporalmente por el CND, que de acuerdo con el documento OFI-CND-12042024-01 de fecha 12 de abril de 2024 definió una oficialización temporal con una vigencia de 180 días a partir de la emisión del Acta de Verificación No. AV-CND-PL2023-2024-07032024-01 de fecha 07 de marzo de 2024, este periodo caduco en septiembre de este mismo año.

CONCLUSIONES

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

1. Respecto a la oficialización de los puntos de medición de comercial presentados por el CND, de un registro de 351 puntos de medición se observó que el 73 % no están oficializados, lo que implica

un incumplimiento a la normativa, dado que este es un requisito fundamental para la habilitación de transacciones en el mercado eléctrico nacional. El 25 % de los puntos de medición se encuentra con una oficialización activa y el 2 % cuenta con una oficialización vencida.

2. En relación con el IMMYS mayo 2025 se identificaron 356 puntos de medición, 5 puntos adicionales sobre la información presentada por el CND en respuesta a la Oficio CREE-160-2025. Cabe mencionar que se identificaron dos puntos con inconsistencias en la designación del punto único asignado: San Juan Pueblo y CEIBA TÉRMICA aparecen con el código de punto T508_3055_101M1/M2 y Arrendamiento Villanueva y Térmica Villanueva con el código de punto T538_3123_104M1/M2.
3. De acuerdo con el análisis de la documentación presentada por el CND, respecto al punto de medición comercial designado a la central Arrendamiento Laiesz San Isidro este punto cuenta con una oficialización vencida.

RECOMENDACIONES

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

1. Remitir al CND, un análisis sobre los hallazgos realizados a partir de la verificación de la información publicada en el informe IMMYS mayo, mediante el cual se solicitar aclaración o en su defecto corrección de las discrepancias de cantidad e inconsistencias de los códigos únicos, clasificación de puntos de medición y verificación del estado de oficialización de la central Arrendamiento Laeisz San Isidro.
2. Analizar las modificaciones al Plan Anual de Verificaciones vigente, con la finalidad de validar la reprogramación y observaciones aplicables a los puntos de medición que cuentan con una oficialización vencida.
3. Brindar seguimiento a los procesos de oficialización de los puntos de medición de las Empresas Distribuidora y Empresa Transmisora, dado que los tiempos transitorios definidos en la normativa se encuentran caducados.
4. Elaborar un proceso de regularización con la finalidad de asegurar la oficialización de los puntos de medición comercial, dado que el incumplimiento a estas disposiciones de la NT-MC el inicio del proceso administrativo correspondiente.



MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de instrucción al CND hallazgos obtenidos de la revisión del informe IMMYS.	Oficio	Correo electrónico	Semana 30	No iniciado
2	Remisión de oficio a la empresa distribuidora y transmisora para dar seguimiento al proceso transitorio de oficialización e integración de los puntos de medición.	Oficio	Correo electrónico	Semana 30	No iniciado
3	Seguimiento del Plan Anual de Verificaciones.	Documento	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado
4	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 Documento	Correo electrónico	Semana 35	No iniciado



CREE

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS



DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

JUNIO 2025

SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE MANTENIMIENTOS (PAM)

AVANCES DE SEGUIMIENTO

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

Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
Inspección central generadora Cañaverall	Análisis de impacto del incremento de mantenimientos programados orientados a la limpieza de bocatomas y otras estructuras de obra civil.	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
	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
Inspección a central generadora Cerro de Hula	Planteamiento de la problemática al CND y explorando soluciones mediante la NT-SSCC.	El 8 de agosto de 2024 se aprobó la Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas.	Finalizado
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.	Finalizado
	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 han sostenido reuniones para analizar la reducción en el otorgamiento de exoneraciones fiscales a las centrales de generación.	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.	Finalizado
Inspección a central generadora	Envío de información con respecto al cambio de la torre de transmisión 48, que se vio afectada debido a una falla	Borrador de oficio solicitando la información correspondiente al remplazo de la torre de transmisión N° 48.	En proceso



Sección	Recomendación	Seguimiento	Estado
GeoPlatanares	geológica.		
	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
Inspección Central Arrendamiento Laeisz San Isidro	Remitir el resumen de resultados sobre la reprogramación de mantenimientos al CND	Se remitió el oficio CREE-162-2025 de fecha 14 de mayo de 2025, mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-015-2025.	Finalizado
Inspección Central Arenal Etapa I y II	Remitir el resumen de resultados sobre la reprogramación de mantenimientos al CND	Se remitió el oficio CREE-162-2025 de fecha 14 de mayo de 2025, mediante el cual se remitieron los resultados obtenidos en la inspección CREE-016-2025.	Finalizado
Inspección Central Brassavola	Realizar un requerimiento de información sobre la actualidad de la central térmica.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizar el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
	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.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizar el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
	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	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizar el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
Inspección Central Cuyamapa	Remitir el resumen de resultados del mantenimiento mayor realizado a las unidades de generación y al túnel de desagüe.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizar el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
Inspección Central La Vegona	Remitir el resumen de resultados sobre la reprogramación de mantenimientos al CND	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizar el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado



INTRODUCCIÓN

De acuerdo con los datos publicados por el Centro Nacional de Despacho, los mantenimientos representaron durante el primer trimestre de 2025, el 32.35 % de la Energía No Suministrada. Asimismo, en las estimaciones realizadas al mes de marzo en la Planificación Operativa a Largo Plazo, se espera un déficit de potencia máximo absoluto de 81.38 MWh.

La Dirección de Fiscalización, en seguimiento al proceso de fiscalización de la Norma Técnica de Mantenimientos y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista en cuanto a las disposiciones establecidas sobre la ejecución del Plan Anual de Mantenimientos (PAM) 2025, desarrollará en el segundo trimestre del año en curso, procesos de inspección en un grupo de centrales generadoras.

Empleando las disposiciones establecidas en el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) se realizarán los procesos de inspección con previo aviso, a un grupo de centrales generadoras seleccionadas de acuerdo con los siguientes criterios: potencia instalada, potencia firme estimada para el año 2025, tecnología de generación y otros criterios que plantea la Dirección. 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 consideré 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 7.1.1 de la NT-M, define que debe enviar las solicitudes de mantenimiento para la siguiente semana todos los jueves antes de las 09:00 horas (Empresas Generadoras) y los martes antes de las 16:00 horas (Empresas Transmisoras), e informar una previsión indicativa para la semana subsiguiente, para la coordinación y programación del ODS, incluyendo:
 - ✓ Solicitud de Mantenimientos Menores; y,
 - ✓ Solicitud correspondiente a todo Mantenimiento Mayor que inicia la semana siguiente en



el PAM vigente.

17. Que la sección 7.5 de la NT-M, define el contenido de la solicitud de mantenimiento semanal a incluir como mínimo lo siguiente:

- ✓ Periodo de mantenimiento: fecha y hora (inicio y fin), y duración del trabajo de mantenimiento;
- ✓ Indicar si es un trabajo con desconexión (Despeje) o sin desconexión (Trabajo en Caliente);
- ✓ Indicar si la instalación permanecerá fuera de servicio por todo el período (continuo) o si la instalación retornará a la operación en el intermedio;
- ✓ Las condiciones de seguridad necesarias para la ejecución de los trabajos;

Entre otros ítems definidos en esta sección.

18. Que la sección 8.3 de la NT-M, define que 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.

19.

ANTECEDENTES

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 el primer trimestre de 2025, en promedio el 32.35 % de la Energía No Suministrada. Por otra parte, en el Informe de Planificación Operativa de Largo, se estima un déficit de potencia máximo absoluto de 81.38 MWh y una distribución del déficit de potencia esperado para el año 2025 como se observa en la **Imagen 1**.

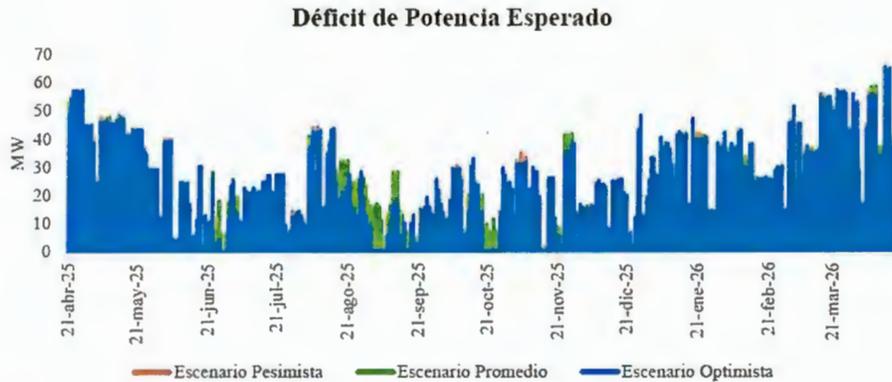


Imagen 1 Déficit de potencia proyectado con compras en el MER (fuente Informe POLP- abril, CND)

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. Asimismo, el ROM Artículo 80, manifiesta que el CND podrá reprogramar mantenimientos cuya programación se estime realizar dentro del periodo crítico del sistema, con la finalidad de prevenir condiciones de racionamiento de energía donde sea esencial asegurar la seguridad operativa del suministro eléctrico.

Tomando en consideración los datos antes expuestos y en supervisión de lo dispuesto en le 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. A continuación, se enlistan las centrales generadoras propuestas para realizar el proceso de fiscalización el descritas en la **Tabla 3**.

No.	Nombre de la Central	Tecnología	Participación en el MEN	Capacidad Instalada (MW) [CND]	Potencia Firme 2025 (MW) [CND]
1	NACAOME	Hidroeléctrica de pasada	Sin contrato/Sin habilitación	28.12	0.69
2	EL NÍSPERO	Hidroeléctrica de pasada	Mercante	22.50	0.00

3	LA ESPERANZA	Hidroeléctrica de pasada	Mercante	13.80	8.88
4	ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ	Térmico	Mercante	11.00	10.18
5	CHAMELECÓN	Hidroeléctrica de pasada	Contrato	11.80	4.77

Tabla 3 Listado de empresas generadoras seleccionadas para el proceso de 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:

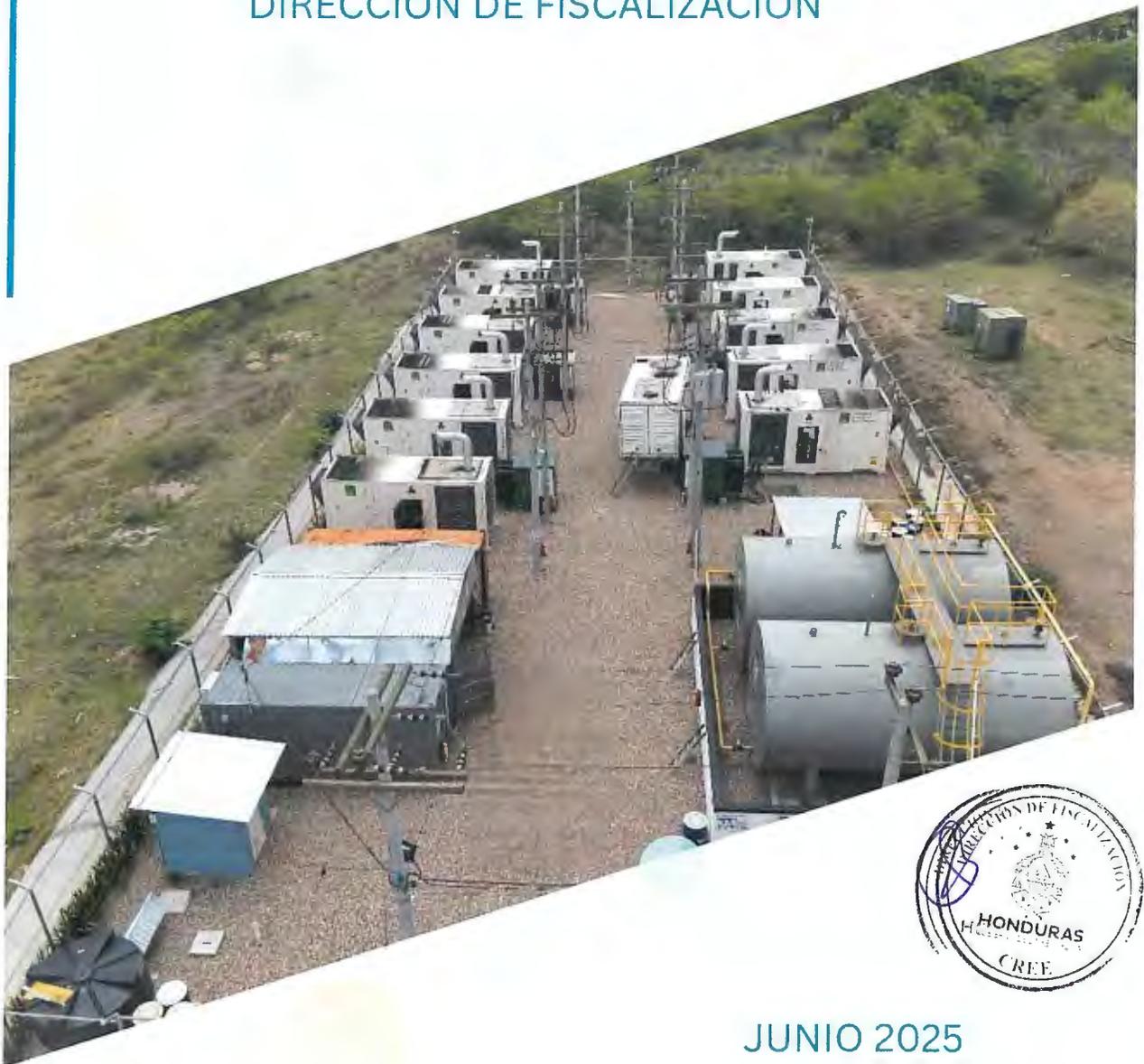
1. Elaboración de la orden inspección.
2. Notificación a los agentes del MEN, con al menos 3 días de antelación.
3. Lectura de la orden de inspección a personal representante de la central.
4. Entrevista con el personal encargado.
5. Solicitud de información soporte de la entrevista.
6. Inspección de 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-043-2025 CENTRAL TÉRMICA ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



JUNIO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-043-2025 CENTRAL TÉRMICA ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLÍ

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora térmica Arrendamiento Laeisz Danlí en fecha 09 de junio de 2025 conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-043-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora de enero a mayo 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 de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.

PRINCIPALES HALLAZGOS

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 09 de junio de 2025 en la central térmica de arrendamiento Laeisz Danlí ubicada en el municipio de Danlí, departamento de El Paraíso, con el fin de verificar la información del PAM, la planta cuenta con una capacidad de 10.7 MW a base de motores diésel de la marca Cummins, cuentan con dos tanques de almacenamiento de combustible de 20 mil galones, el rendimiento de las unidades de generación es 14 kW/h x gal, cuentan con 11 unidades en este momento la única unidad indisponible es la unidad 4 que tuvo fallas en los pistones del motor, no obstante, fue reemplazada por una unidad de Laeisz Juticalpa. Con respecto a su interconexión, se conectan a la línea L389 en 34.5 kV a la subestación Danlí.

La central generadora cuenta con una capacidad de 10.7 MW a base de motores diésel de marca Cummins; específicamente 11 unidades instaladas.

Operación

La planta generadora inició operaciones de manera parcial, el 05 de abril con 4 MW, el 06 de abril se adicionaron 4 MW y para el 07 de abril se completó con 2 MW, fue de esa manera como se completó la

capacidad acordada en el contrato. La planta cuenta con 3 operadores, 1 técnico mecánico, 1 ingeniero electricista, 1 descargador de combustible, 1 asistente administrativo y 1 supervisor de planta. La planta tiene un consumo propio de 260 kW/h por mes mismo que se descuenta mediante neteo.

Disponibilidad de las unidades de generación

La planta cuenta con la disponibilidad de las 11 unidades, sin embargo, la unidad cuatro (4) fue reemplazada por daño en los pistones en el motor, mientras la unidad se repara Laeisz Juticalpa prestó una unidad para suplir la ausencia de la unidad.

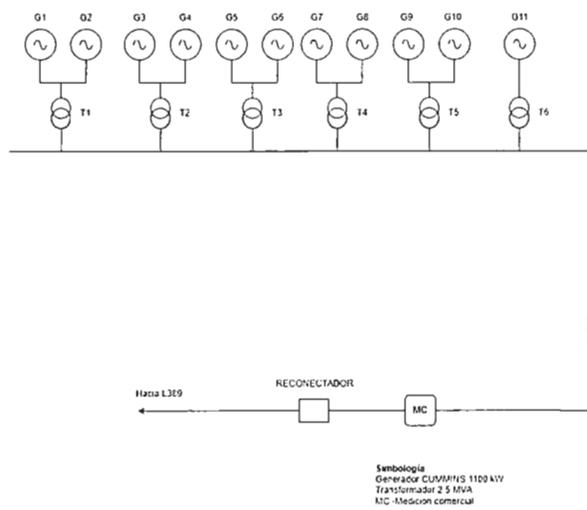
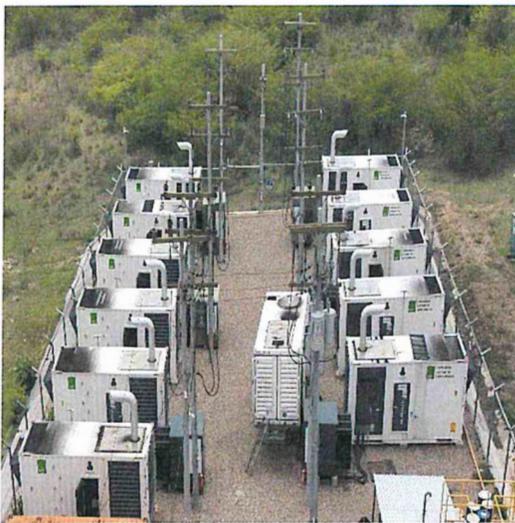


Imagen 2 Izq. Unidades de generación central térmica Laeisz. Drcha. Diagrama resumen de central térmica Laeisz Danli (fuente CREE)

Acerca del plan anual de mantenimientos

El Plan Anual de Mantenimientos (PAM) fue presentado el 07 de agosto de 2024 en el tiempo que dicta la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M). La metodología aplicada para la planificación de mantenimientos anual está basada en las horas de operación de las unidades de generación de acuerdo con las recomendaciones del manual del fabricante. El mantenimiento de las unidades lo realizan coordinando con el CND desde diciembre para realizarlos en temporada baja (los primeros meses del año). En el gráfico podemos visualizar los mantenimientos ejecutados y los que no se ejecutaron de las unidades de generación salvo el daño de la unidad 4, los mantenimientos que no se realizaron a las otras unidades es simplemente porque estas no habían cumplido con las horas de uso.



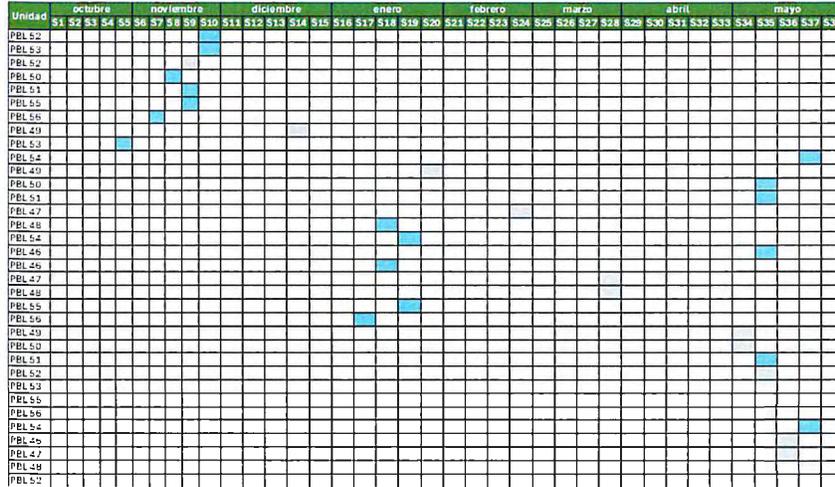


Gráfico 9 Gráfico 7 Resumen del Plan Anual de Mantenimientos 2025 central generadora Laeisz Danlí

De los mantenimientos programados a realizar, se ejecutaron 3 actividades de mantenimiento a cada unidad, lo que representó un porcentaje de ejecución del 54 %. Esto debido a que la unidad 4 por daños en los pistones del motor no se le realizó ningún mantenimiento en el año, su último mantenimiento fue en septiembre de 2024, al momento de la inspección se estaba instalando la unidad que venía de Laeisz Juticalpa en sustitución de la unidad 4, en el **Anexo 1. Formato de verificación de mantenimientos** se encuentra el detalle de la información de los mantenimientos ejecutados.



Gráfico 10 Generación estimada por el CND para la central térmica Laeisz Danlí.

En el mes de mayo donde se puede visualizar una generación estimada mayor a los meses anteriores, las unidades no tuvieron mantenimientos debido a que para las fechas de mayo no habían cumplido con las



horas de uso, salvo la unidad 9 que se le realizó mantenimiento el 23 de mayo mismo que duró alrededor de 4 horas.

Acerca de las indisponibilidades

La planta al momento de la inspección no tenía indisponibilidad salvo la unidad cuatro que fue desconectada y sustituida por otra unidad de Laeisz Juticalpa.

Otros hallazgos

No se les ha realizado ninguna prueba técnica del Plan Anual de Auditorías (PAAT), personal de la empresa menciona que el CND no han coordinado con ellos nada referente al tema mencionado.

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 térmica de arrendamiento Laeisz Danlí se verifico que, de los mantenimientos programados entre los meses de octubre de 2024 a mayo de 2025, se ejecutó el 54 % de la planificación, debido principalmente al daño presentado en la Unidad 4, el cual impidió la ejecución de los mantenimientos programados para el año 2025. Adicionalmente, se realizaron modificaciones en las actividades de mantenimiento de otras unidades, ya que en algunos casos no se habían alcanzado las horas de uso requeridas y, en otros, el mantenimiento sería efectuado directamente por el fabricante.
2. De acuerdo con la información publicada por el CND, la central generadora Laeisz Danlí no registró indisponibilidades durante el periodo de enero a mayo de 2025.

RECOMENDACIONES

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

1. Instruir a la empresa generadora sobre la responsabilidad de comunicar al CND las indisponibilidades programadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos Sección 7.5 que define la información a declarar en las solicitudes semanales, descripción de las maniobras a realizar (despeje o trabajo en caliente) e identificación de si la instalación permanecerá fuera de servicio por todo el período o si retornará a la operación en un punto intermedio.



2. Instruir al Centro Nacional de Despacho sobre el registro de las indisponibilidades de acuerdo con los criterios definidos en la Norma Técnica de Mantenimientos.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de instrucciones a la empresa generadoras	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado
2	Remisión de instrucciones al CND	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1. 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
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	29/10/2024 07:20	29/10/2024 10:20	3.00	PBL 52	U07	25/11/2024	25/11/2024	2	U07	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	30/10/2024 07:20	30/10/2024 10:20	3.00	PBL 53	U08	28/11/2024	28/11/2024	2	U08	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 1500 hrs	20/11/2024 07:20	20/11/2024 12:20	3.00	PBL 52	U07						No se realizó el mtto programado
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	24/11/2024 07:20	24/11/2024 10:20	3.00	PBL 50	U05	14/11/2024	14/11/2024	2	U05	Bitácora de Mantenimientos	Se realizó antes porque alcanzó las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	25/11/2024 07:20	25/11/2024 10:20	3.00	PBL 51	U06	21/11/2024	21/11/2024	2	U06	Bitácora de Mantenimientos	Se realizó antes porque alcanzó las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	26/11/2024 07:20	26/11/2024 10:20	5.00	PBL 55	U10	21/11/2024	21/11/2024	2	U10	Bitácora de Mantenimientos	Se realizó antes porque alcanzó las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	27/11/2024 07:20	27/11/2024 10:20	3.00	PBL 56	U11	8/11/2024	8/11/2024	2	U11	Bitácora de Mantenimientos	Se realizó antes porque alcanzó las horas de operación



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
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	26/12/2024 07:20	26/12/2024 10:20	5.00	PBL 49	U04	16/9/2024	16/9/2024	2	U04	Bitácora de Mantenimientos	La unidad no alcanzó las horas del siguiente mantenimiento debido a falla en los pistones, por lo que no está en operación desde enero de 2025
Mantto 1500 hrs	27/12/2024 07:20	27/12/2024 12:20	5.00	PBL 53	U08	29/10/2024	29/10/2024	4	U08	Bitácora de Mantenimientos	No se realizó en la fecha, el último que se tiene registro en la bitácora fue en esa fecha
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	25/1/2025 07:20	25/1/2025 10:20	5.00	PBL 54	U09	23/5/2025	23/5/2025	2	U09	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 1500 hrs	26/1/2025 07:20	26/1/2025 12:20	3.00	PBL 49	U04						La unidad no alcanzó las horas del siguiente mantenimiento debido a falla en los pistones, por lo que no está en operación desde enero de 2025
Mantto 1500 hrs	27/1/2025 07:20	27/1/2025 12:20	3.00	PBL 50	U05	10/5/2025	10/5/2025	4	U05	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 1500 hrs	28/1/2025 07:20	28/1/2025 12:20	5.00	PBL 51	U06	10/5/2025	10/5/2025	4	U06	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	25/2/2025 07:20	25/2/2025 10:20	3.00	PBL 47	U02						No se ha realizado porque no ha cumplido el tiempo

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
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	26/2/2025 07:20	26/2/2025 10:20	5.00	PBL 48	U03	13/2025	13/2025	2	U03	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 1500 hrs	27/2/2025 07:20	27/2/2025 12:20	5.00	PBL 54	U09	20/1/2025	20/1/2025	4	U09	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	12/3/2025 07:20	12/3/2025 10:20	5.00	PBL 46	U01	10/5/2025	10/5/2025	2	U01	Bitácora de Mantenimientos	No había alcanzado las horas de operación
Mantto 1500 hrs	26/3/2025 07:20	26/3/2025 12:20	5.00	PBL 46	U01	14/1/2025	14/1/2025	4	U01	Bitácora de Mantenimientos	Se adelantó, por la cantidad de operaciones que se realizan en la calibración
Mantto 1500 hrs	27/3/2025 07:20	27/3/2025 12:20	5.00	PBL 47	U02						No ha cumplido el tiempo
Mantto 1500 hrs	28/3/2025 07:20	28/3/2025 12:20	3.00	PBL 48	U03						No ha cumplido el tiempo
Mantto 1500 hrs	29/3/2025 07:20	29/3/2025 12:20	3.00	PBL 55	U10	23/1/2025	23/1/2025	4	U10	Bitácora de Mantenimientos	Se adelantó para realizarlo en demanda baja y no afectar la operación
Mantto 1500 hrs	30/3/2025 07:20	30/3/2025 12:20	3.00	PBL 56	U11	11/1/2025	11/1/2025	4	U11	Bitácora de Mantenimientos	Se adelantó para realizarlo en demanda baja y no afectar la operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	1/5/2025 07:20	1/5/2025 10:20	3.00	PBL 49	U04						La unidad no alcanzó las horas del siguiente mantenimiento debido a falla en los pistones, por lo que no está en operación desde enero de 2025



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
Mantto 1500 hrs	2/5/2025 07:20	2/5/2025 10:20	3.00	PBL 50	U05						Está pendiente, se pasó 34 hrs, el mtto lo realizará Cummins por temas de garantía
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	3/5/2025 07:20	3/5/2025 10:20	3.00	PBL 51	U06	10/5/2025	10/5/2025	2	U06	Bitácora de Mantenimientos	No ha cumplido el tiempo
Mantto 1500 hrs	4/5/2025 07:20	4/5/2025 10:20	3.00	PBL 52	U07						El mtto lo realizará Cummins por temas de garantía
Mantto 1500 hrs	5/5/2025 07:20	5/5/2025 10:20	3.00	PBL 53	U08						El mtto lo realizará Cummins por temas de garantía
Mantto 1500 hrs	6/5/2025 07:20	6/5/2025 10:20	3.00	PBL 55	U10						No ha cumplido el tiempo
Mantto 1500 hrs	7/5/2025 07:20	7/5/2025 10:20	3.00	PBL 56	U11						El mtto lo realizará Cummins por temas de garantía
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	8/5/2025 07:20	8/5/2025 10:20	3.00	PBL 54	U09	23/5/2025	23/5/2025	4	U09		No había alcanzado las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	16/5/2025 07:20	16/5/2025 10:20	3.00	PBL 46	U01						No había alcanzado las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	17/5/2025 07:20	17/5/2025 10:20	3.00	PBL 47	U02						No había alcanzado las horas de operación
Mantto 500 hrs (Cambio de aceite, filtros de aceite.)	18/5/2025 07:20	18/5/2025 10:20	3.00	PBL 48	U03						No había alcanzado las horas de operación

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-044-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA NACAOME

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



JUNIO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-044-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA NACAOME

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central hidroeléctrica Nacaome en fecha 10 de junio de 2025 conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-044-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora de enero a mayo 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 de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.

PRINCIPALES HALLAZGOS

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 10 de junio de 2025 en la central hidroeléctrica Nacaome ubicada en el municipio de La Venta, departamento de Francisco Morazán, con el fin de verificar la información del PAM, la planta cuenta con una capacidad de 22.5 MW se podría generar hasta 28 MW, pero dependerá de realizar una inversión en las compuertas del embalse, cuenta con tres unidades de generación con turbina Francis, dos de eje vertical de 12.48 MW y una de eje horizontal de 3.05 MW, con un rendimiento de 70 metros cúbicos por segundo, cuentan con un embalse con una capacidad de almacenamiento de 29 millones de metros cúbicos, sin embargo, la central opera como si fuese una central de paso, ya que reducen su operación en temporada baja.

La planta cuenta con una capacidad de 22.5 MW, cuenta con tres unidades de generación con turbina Francis, dos de eje vertical de 12.48 MW y una de eje horizontal de 3.05 MW, con un rendimiento de 70 metros cúbicos por segundo, cuentan con un embalse con una capacidad de almacenamiento de 29 millones de metros cúbicos.

Operación

La construcción de la central se inició en 1993, gracias a un préstamo por parte del gobierno de España. El embalse o represa se llama José Cecilio del Valle la cual es propiedad de la SERNA mientras que la central generadora pertenece a la SIT. La operación y mantenimiento de la central son responsabilidades de la empresa ELEC NOR, empresa que también estuvo a cargo de su construcción. En 1997 se inició la construcción de la cortina del embalse, la cual sufrió daños en 1998 debido al huracán Mitch; cabe recalcar que, el gobierno de España condonó el préstamo posterior al desastre del huracán.

Disponibilidad de las unidades de generación

La planta cuenta con la disponibilidad de las 3 unidades, sin embargo, por el comportamiento de la planta únicamente la unidad 3 genera 24/7 las unidades 1 y 2 en temporada baja reducen su generación.

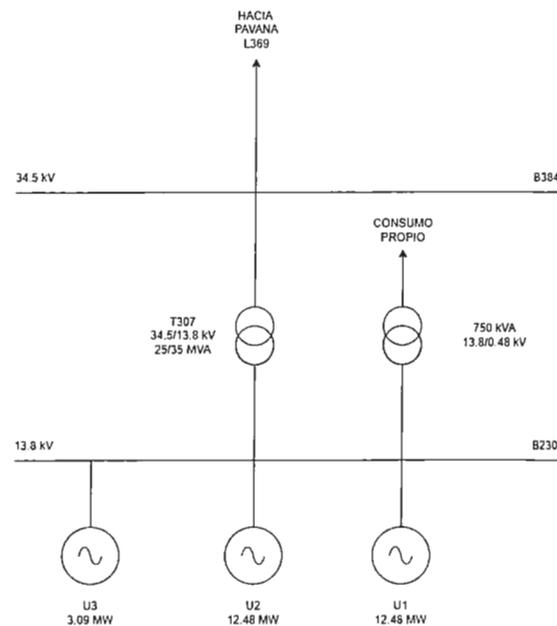
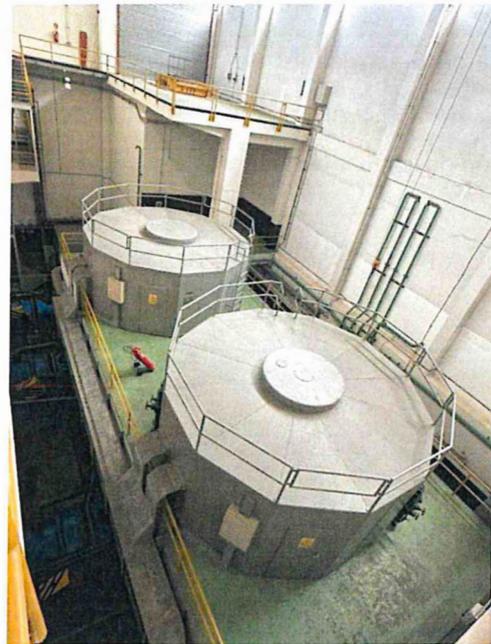


Imagen 3 Izq. Unidades de generación U1 y U2 de la central Nacaome. Drcha. Diagrama resumen de hidroeléctrica Nacaome (fuente CREE)

Acerca del plan anual de mantenimientos

El Plan Anual de Mantenimientos (PAM) fue presentado el 07 de agosto de 2024 en el tiempo que dicta la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M). La metodología aplicada para la planificación de mantenimientos anual está basada en las horas de operación de las unidades de generación de acuerdo con las recomendaciones del manual del fabricante.



Acerca de las indisponibilidades

La central generadora al momento de la inspección no tenía ninguna indisponibilidad y no existe registro de indisponibilidad en meses anteriores, mencionan que la unidad 3 genera energía en todo momento.

Otros hallazgos

Al momento de la inspección in situ se encontraron los hallazgos siguientes:

1. No se les ha realizado ninguna prueba técnica del Plan Anual de Auditorías (PAAT), personal de la empresa menciona que el CND no han coordinado con ellos nada referente al tema mencionado.
2. No cuenta con un contrato suscrito conforme a la LGIE.
3. Las inyecciones de energía han sido realizadas sin instrucción de despacho, lo cual es un extremo que se está investigando.
4. La central en cuestión no ha sido formalmente incorporada al MEN.
5. La central hidroeléctrica Nacaome se encuentra solicitando la regularización de los períodos fiscales 2022, 2023 y 2024.

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 Chamelecón se verificó que, de los mantenimientos programados entre los meses de enero a mayo de 2025, se ejecutó el 100 % de la planificación.
2. De acuerdo con la información publicada por el CND, la central generadora Nacaome no registró indisponibilidades durante el periodo de enero a mayo de 2025.

RECOMENDACIONES

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

1. Instruir a la empresa generadora sobre la responsabilidad de comunicar al CND las indisponibilidades programadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos Sección 7.5 que define la información a declarar en las solicitudes semanales, descripción de las maniobras a realizar (despeje o trabajo en caliente) e identificación de si la instalación permanecerá fuera de servicio por todo el período o si retornará a la operación en un punto intermedio.



2. Analizar si procede la regularización como agente del MEN y el reconocimiento de las inyecciones.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de instrucciones a la empresa generadoras	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado
2	Remisión de instrucciones al CND	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1. 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 preventivo a equipos electromecánicos de unidad 1	6/1/2025 08:00	6/1/2025 16:00	104.00	NAC-U1	U01	2/1/2025	2/1/2025	8	U01	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 2	13/1/2025 08:00	13/1/2025 16:00	8.00	NAC-U2	U02	6/1/2025	6/1/2025	8	U02	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 3	20/1/2025 08:00	20/1/2025 16:00	8.00	NAC-U3	U03	13/1/2025	13/1/2025	8	U03	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos auxiliares de la central	27/1/2025 08:00	31/1/2025 16:00	8.00	EQUIPOS AUXILIARES	CENTRAL COMPLETA	15/1/2025	31/1/2025	104	CENTRAL COMPLETA	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 1	3/2/2025 08:00	3/2/2025 16:00	104.00	NAC-U1	U01	5/2/2025	5/2/2025	8	U01	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 2	10/2/2025 08:00	10/2/2025 16:00	8.00	NAC-U2	U02	5/2/2025	6/2/2025	8	U02	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 3	17/2/2025 08:00	17/2/2025 16:00	8.00	NAC-U3	U03	6/2/2025	6/2/2025	8	U03	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación



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 preventivo a equipos auxiliares de la central	24/2/2025 08:00	28/2/2025 16:00	8.00	EQUIPOS AUXILIARES	CENTRAL COMPLETA	7/2/2025	28/2/2025	128	CENTRAL COMPLETA	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 1	3/3/2025 08:00	3/3/2025 16:00	104.00	NAC-U1	U01	3/3/2025	3/3/2025	8	U01	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 2	10/3/2025 08:00	10/3/2025 16:00	8.00	NAC-U2	U02	10/3/2025	10/3/2025	8	U02	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 3	17/3/2025 08:00	17/3/2025 16:00	8.00	NAC-U3	U03	17/3/2025	17/3/2025	8	U03	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos auxiliares de la central	24/3/2025 08:00	28/3/2025 16:00	8.00	EQUIPOS AUXILIARES	CENTRAL COMPLETA	19/3/2025	31/3/2025	72	CENTRAL COMPLETA	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 1	7/4/2025 08:00	7/4/2025 16:00	104.00	NAC-U1	U01	1/4/2025	1/4/2025	8	U01	Bitácora de Mantenimiento	Se adelantó el mantenimiento por el feriado de SS
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 2	14/4/2025 08:00	14/4/2025 16:00	8.00	NAC-U2	U02	7/4/2025	7/4/2025	8	U02	Bitácora de Mantenimiento	Se adelantó el mantenimiento por el feriado de SS

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 preventivo a equipos electromecánicos de unidad 3	21/4/2025 08:00	21/4/2025 16:00	8.00	NAC-U3	U03	14/4/2025	14/4/2025	8	U03	Bitácora de Mantenimiento	Se adelantó el mantenimiento por el feriado de SS
mantenimiento preventivo a equipos auxiliares de la central	28/4/2025 08:00	2/5/2025 16:00	8.00	EQUIPOS AUXILIARES	CENTRAL COMPLETA	22/4/2025	30/4/2025	56	CENTRAL COMPLETA	Bitácora de Mantenimiento	Se adelantó el mantenimiento por el feriado de SS
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 1	5/5/2025 08:00	5/5/2025 16:00	104.00	NAC-U1	U01	5/5/2025	5/5/2025	8	U01	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 2	12/5/2025 08:00	12/5/2025 16:00	8.00	NAC-U2	U02	12/5/2025	12/5/2025	8	U02	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 3	19/5/2025 08:00	19/5/2025 16:00	8.00	NAC-U3	U03	19/5/2025	19/5/2025	8	U03	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos auxiliares de la central	26/5/2025 08:00	30/5/2025 16:00	8.00	EQUIPOS AUXILIARES	CENTRAL COMPLETA	22/5/2025	30/5/2025	56	CENTRAL COMPLETA	Bitácora de Mantenimiento	Sin Observación
mantenimiento preventivo a equipos electromecánicos de unidad 1	2/6/2025 08:00	2/6/2025 16:00	104.00	NAC-U1	U01	2/5/2025	2/5/2025	8	U01	Bitácora de Mantenimiento	Tienen una semana de mantenimiento



Mantenimiento programado											
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 preventivo a equipos electromecánicos de unidad 2	9/6/2025 08:00	9/6/2025 16:00	8.00	NAC-U2	U02	9/5/2025	9/5/2025	8	U02	Bitácora de Mantenimiento	Al momento de la inspección estaba recién iniciado el mantenimiento



CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-045-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHAMELECÓN

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



JUNIO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-045-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHAMELECÓN

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central hidroeléctrica Chamelecón propiedad de la sociedad mercantil Generación de Energía Renovable S.A de C.V (GERSA), conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-045-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora de enero a mayo 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 de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.

PRINCIPALES HALLAZGOS

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 12 de junio de 2025 se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora Chamelecón localizada en el municipio de Macuelizo, departamento Santa Bárbara. La central cuenta con una capacidad instalada de 11.24 MW, compuesta por dos turbinas Francis de eje horizontal de 5.62 MW., esta central es filo de agua con una estructura de toma lateral. El punto de conexión se encuentra en la línea L362 de la subestación La Entrada a una tensión de 34.5 kV, ubicado a 2 km de la casa de máquinas. (Ver **Imagen 4**).

Esta central participa en el mercado eléctrico nacional mediante el contrato de suministro No. 065-2010 suscrito con la Empresa Distribuidora, habiendo iniciado su operación comercial en septiembre de 2013.

Operación

El despacho de energía eléctrica se realiza considerando el nivel de caudal afluente mínimo turbinado de 4.59 m³/s. Ambas unidades al momento de la inspección se encontraban disponibles.

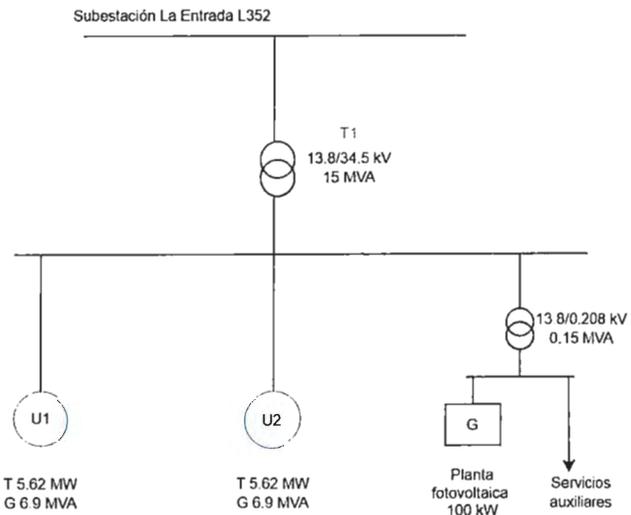
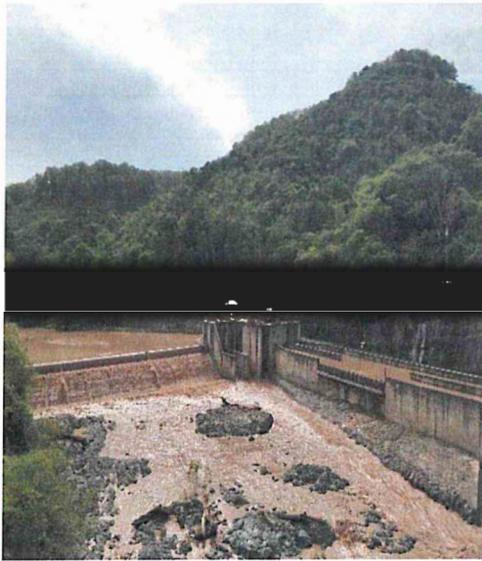


Imagen 4 Izqda. Estructura de embalse de toma lateral hidroeléctrica Chamelecón. Drcha. Diagrama resumen de hidroeléctrica Chamelecón (fuente CREE)

Acerca del plan anual de mantenimientos

El Plan Anual de Mantenimientos de la central hidroeléctrica Chamelecón es elaborado aplicando los criterios definidos en las recomendaciones del manual del fabricante de los equipos de generación y el criterio de la experiencia del personal técnico considerando la operación de las unidades y la recurrencia de los eventos operativos. El manual de fabricante de la turbina clasifica los mantenimientos preventivos en niveles descritos a continuación:

- a. Nivel 1 consiste en la ejecución de inspecciones visuales y mantenimiento ligero que pueden tener una duración de aproximadamente 6 horas;
- b. Nivel 2 consiste inspecciones, mediciones y tareas de mantenimiento menor, cuya duración es aproximadamente 12 horas;
- c. Nivel 3 consiste en inspecciones profundas, mediciones y mantenimientos mayores.

Los equipos auxiliares y generadores recomiendan la aplicación de mantenimientos con base en los tiempos de operación y los resultados de inspecciones. En el **Gráfico 13** se presenta el resumen de la distribución de los mantenimientos programados en el PAM 2025 de la central hidroeléctrica a Chamelecón, presentado al CND en cumplimiento de lo dispuesto en la Norma Técnica de Mantenimientos.



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 Chamelecón se verificó que, de los mantenimientos programados entre los meses de enero a mayo de 2025, se ejecutó el 67 % de la planificación. Durante este periodo se desarrolló el mantenimiento de la unidad U01 en 5 periodos de tiempo, logrando la ejecución en periodos menores, sin embargo, esta actividad no fue coordinada con el CND. Asimismo, la actividad de mantenimiento de obras civiles de presa y túnel fueron realizadas mediante orden de despeje No. 25-1019 ejecutada dentro del periodo solicitado.
2. De acuerdo con la información publicada por el CND, la central generadora Chamelecón no registro indisponibilidades durante el periodo de enero a mayo de 2025.

RECOMENDACIONES

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

1. Instruir a la empresa generadora sobre la responsabilidad de comunicar al CND las indisponibilidades programadas conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos Sección 7.5 que define la información a declarar en las solicitudes semanales, descripción de las maniobras a realizar (despeje o trabajo en caliente) e identificación de si la instalación permanecerá fuera de servicio por todo el período o si retornará a la operación en un punto intermedio y la Sección 7.1.1 que establece los días definidos para la declaración de mantenimientos.
2. Instruir al Centro Nacional de Despacho sobre el registro de las indisponibilidades de acuerdo con los criterios definidos en la Norma Técnica de Mantenimientos.



MATRIZ DE SEGUIMIENTO

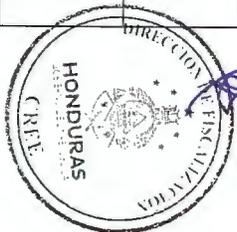
No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de instrucciones a la empresa generadoras	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado
2	Remisión de instrucciones al CND	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado

ANEXOS

Anexo 1. Formato de verificación de mantenimientos

Información PAM 2025						Mantenimientos programados					
Descripción del mantenimiento	Fecha/ hora inicio	Fecha/ hora final	Duración	Equipo	Unidad	Verificación de la información					
						Fecha/ hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Mantenimiento preventivo, turbina y generador	3/3/2025 07:00	7/3/2025 17:00	106.00	TURBINA Y GENERADOR	U02	No disponible	No disponible	No disponible	U02	Comunicación con el fabricante: -Cotización -Orden de compra -Factura de compra 40% -Factura de compra 60% -Comunicación para la compra y transporte de los repuestos	La actividad no se ha realizado, la fecha tentativa a realizar es del 4 al 8 de agosto de 2025. (Las piezas pendientes son anillo laberinto distribuidor y anillo laberinto tapadera inferior). La modificación del mantenimiento no se ha notificado al CND.
Mantenimiento preventivo, turbina y generador	31/3/2025 07:00	4/4/2025 17:00	106.00	TURBINA Y GENERADOR	U01	1/1/2025 05:00	1/1/2025 22:00	17.00	U01	Bitácora de operación 1 de enero de 2025. Registro SCADA, grafica de potencia y alarma asociada. Reporte mensual de actividades.	La actividad se desarrolló en varias partes, iniciando el 01 de enero, el 31 de enero, 21 de abril, 19 de mayo y 21 de mayo de 2025. No se cuenta con notificación al CID de la realización del mantenimiento. Manifiestan que las maniobras se realizaron sin notificación dado que la central tenía un caudal bajo y su disponibilidad en reducida en temporada seca. El mantenimiento consistió en reemplazo de sello de eje de la turbina.
Mantenimiento preventivo, turbina y generador	31/3/2025 07:00	4/4/2025 17:00	106.00	TURBINA Y GENERADOR	U01	31/1/2025 07:00	1/2/2025 12:00	29.00	U01	Bitácora de operación 31 de enero y 01 de febrero 2025. Registro SCADA, grafica de potencia y alarma asociada. Reporte mensual	La actividad se desarrolló en varias partes, iniciando el 01 de enero, el 31 de enero, 21 de abril, 19 de mayo y 21 de mayo de 2025. No se cuenta con notificación al CND de la realización del mantenimiento. Manifiestan que las maniobras se realizaron sin notificación dado que la central tenía un caudal bajo y su disponibilidad en reducida en temporada seca. El mantenimiento consistió en el

Información PAM 2025						Mantenimientos programados						
Descripción del mantenimiento	Fecha/ hora inicio	Fecha/ hora final	Duración	Equipo	Unidad	Verificación de la información						
						Fecha/ hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones	
												cambio de sello del eje de la turbina y pruebas eléctricas de aislamiento de los equipos.
Mantenimiento preventivo, turbina y generador	31/3/2025 07:00	4/4/2025 17:00	106.00	TURBINA Y GENERADOR	U01	21/4/2025 07:00	22/4/2025 10:00	27.00	U01	Bitácora de operación 21 a 22 de abril de 2025. Registro SCADA, grafica de potencia y alarma asociada. Informe de operación.	La actividad se desarrolló en varias partes, iniciando el 01 de enero, el 31 de enero, 21 de abril, 19 de mayo y 21 de mayo de 2025. No se cuenta con notificación al CND de la realización del mantenimiento. Manifiestan que las maniobras se realizaron sin notificación dado que la central tenía un caudal bajo y su disponibilidad en reducida en temporada seca. El mantenimiento consistió en el cambio de sello del eje de la turbina y pruebas eléctricas de aislamiento de los equipos	
Mantenimiento preventivo, turbina y generador	31/3/2025 07:00	4/4/2025 17:00	106.00	TURBINA Y GENERADOR	U01	19/5/2025 07:00	20/5/2025 12:00	29.00	U01	Bitácora de operación 19 de mayo y 20 de mayo de 2025. Registro SCADA, grafica de potencia y alarma asociada. Informe de operación.	La actividad se desarrolló en varias partes, iniciando el 01 de enero, el 31 de enero, 21 de abril, 19 de mayo y 21 de mayo de 2025. No se cuenta con notificación al CND de la realización del mantenimiento. Manifiestan que las maniobras se realizaron sin notificación dado que la central tenía un caudal bajo y su disponibilidad en reducida en temporada seca. El mantenimiento consistió en prueba de aislamiento al generador y equipos auxiliares.	
Mantenimiento preventivo, turbina y generador	31/3/2025 07:00	4/4/2025 17:00	106.00	TURBINA Y GENERADOR	U01	21/5/2025 07:00	22/5/2025 16:27	33.45	U01	Bitácora de operación 21 de mayo y 22 de mayo de 2025. Registro SCADA, grafica de potencia y alarma asociada. Informe de operación.	La actividad se desarrolló en varias partes, iniciando el 01 de enero, el 31 de enero, 21 de abril, 19 de mayo y 21 de mayo de 2025. No se cuenta con notificación al CND de la realización del mantenimiento. Manifiestan que las maniobras se realizaron sin	



Información PAM 2025						Mantenimientos programados					
Información PAM 2025						Verificación de la información					
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
											notificación dado que la central tenía un caudal bajo y su disponibilidad en reducida en temporada seca. El mantenimiento consistió en ajuste del sello del eje de la turbina.
Se realizará Dragado al Embalse y Prueba eléctricas a equipos de Potencia	19/4/2025 07:00	20/4/2025 17:00	34.00	PRESA Y SISTEMAS DE POTENCIA	CENTRAL COMPLETA	2/5/2025 11:07	4/5/2025 22:53	59.77	CENTRAL COMPLETA	Orden de despeje No. 25-1019 Bitácora de operación 02 de mayo y 05 de mayo de 2025. Registro SCADA, grafica de potencia y alarma asociada. Informe de inspección del túnel.	Se notificó al CND la indisponibilidad de la central para la realización de la inspección del túnel. La orden despeje corresponde al 02/05/2025 08:00 hasta el 05/05/2025 08:00.



INFORME DE INSPECCIÓN CREE-046-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL NÍSPERO

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



JUNIO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-046-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL NÍSPERO

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora hidroeléctrica El Níspero propiedad de la Empresa Nacional de Energía eléctrica (ENEE) conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-046-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora de enero a mayo 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 de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.

PRINCIPALES HALLAZGOS

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 13 de junio de 2025 se realizó la inspección con previo aviso a la central generadora El Níspero localizada en el municipio de El Níspero, departamento Santa Bárbara. Esta es una central hidroeléctrica a filo de agua cuyo afluente turbinado proviene del Rio Palaja, cuenta con una capacidad instalada de 23.4 MW compuesta por una turbina Francis de eje vertical. En su inicio de operación contaba con un embalse de regulación de 365,000 m³, sin embargo, debido a la sedimentación de la cuenca y del río este se vio afectado reduciendo su capacidad de almacenamiento en los posteriores años, se estima que actualmente esta capacidad de almacenamiento este en 10,000 m³. El monitoreo y control de la central generadora es realizado de forma manual por el personal.

La central cuenta con su punto de conexión en la Subestación El Níspero mediante el transformador T405 de 69/13.8 kV (reemplazando temporalmente al T408 desde 2020), que permite su conexión a la línea L429 que se dirige a la Subestación Cañaveral y hacia la línea L430 de la subestación Las Flores. (Ver **Imagen 5**).

Esta central participa en el mercado eléctrico nacional en el mercado de oportunidad, cuya fecha estimada de inicio de operación fue en el año 1982.

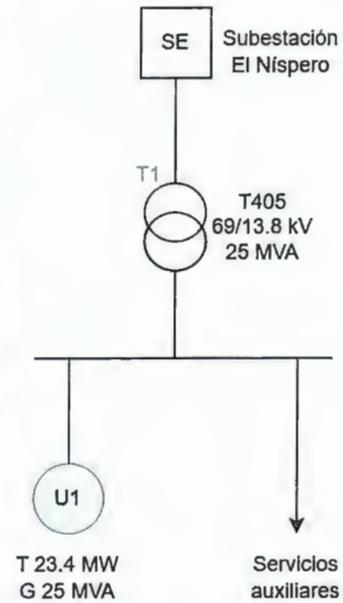


Imagen 5 Izqda. Estructura de bocatoma compuertas de embalse El Nispero. Drcha. Diagrama unifilar resumen central El Nispero

Operación

El máximo caudal turbinado es cuando el caudal alcanza los 15.76 m³/s generando 22.5 MW, la capacidad mínima puede llegar hasta 1 MW con un caudal mínimo de 1.05 m³/s. En la operación de la central se ha identificado que el rango de 6.6 a 15.9 MW la turbina comienza a cavitarse en este rango, por lo que se realiza maniobras (inyección de aire en la turbina) para cruzar por este rango en el menor tiempo posible.

La operación de las centrales generadoras El Nispero y Nispero II es excluyente, es decir no puede operar paralelamente, dado que existen rangos operativos definidos para cada central de generación por el Centro Nacional de Despacho (CND).

Acerca del plan anual de mantenimientos

Los mantenimientos de la central hidroeléctrica El Nispero están basados en el Método de Control y de Mantenimiento Preparado (MECEP) y la experiencia de operación del personal técnico. En base a la metodología MECEP se los mantenimientos son denominados visitas, las cuales se clasifican de la siguiente manera:



Otros hallazgos

Actualmente se está desarrollando una consultoría desarrollada por una empresa consultora extranjera mediante fondos del BID, en el cual brindará un análisis técnico en el que se determinará los equipos que se modernizará y reemplazo de equipos de generación, dado la obsolescencia de los equipos.

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 El Níspero se verificó la ejecución de los mantenimientos mayores, ejecutado entre el 18 de febrero al 20 de junio de 2025, con una duración de 2,966 horas. Cabe mencionar que las actividades fueron desarrolladas en coordinación con el CND, bajo la ordenes de despeje No.25-0415 y No.25-1555, actualmente la central se encuentra en periodo de prueba finalizando el 02 de julio con orden de despeje No. 25-1618.
2. De acuerdo con la información publicada por el CND, la central generadora El Níspero cuenta con una indisponibilidad programada de acuerdo con el plan de mantenimientos.



ANEXOS

Anexo 1. Formato de verificación de mantenimientos

Plan anual de mantenimiento 2025						Mantenimientos programados					
Plan anual de mantenimiento 2025						Información verificada					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora a finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
Remoción de sedimentos	3/2/2025 00:00	6/6/2025 17:00	2969.00	Estructuras de obra civil	CENTRAL COMPLETA	18/2/2025 07:00	21/6/2025 00:00	2945	Central completa	-Solicitud de orden despeje No.25-0415, primera solicitud. -Solicitud de orden despeje No.25-1555, segunda solicitud. -Bitácora de mantenimiento del 18 de febrero de 2025. -Comunicación e informe de daño de la válvula bypass. -Comunicación de entrada de operación en prueba de la unidad de generación.	Extensión de las actividades debido a daño en la instalación de la válvula bypass y retrasos en la finalización de obras en el sistema de izaje de las compuertas. Se estima finalizar las tareas en fecha 21 de junio de 2025.



INFORME DE INSPECCIÓN CREE-047-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA ESPERANZA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



JUNIO 2025

INFORME DE INSPECCIÓN CREE-047-2025 CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA ESPERANZA

OBJETIVO

Presentar los resultados de la inspección realizada a la central generadora hidroeléctrica La Esperanza propiedad del Consorcio de Inversiones S.A. de C.V. conforme a lo establecido en la orden de inspección CREE-047-2025.

Objetivos específicos

1. Realizar la fiscalización de la planificación y ejecución de mantenimientos de la central generadora de enero a mayo 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 de 2025, conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos.

PRINCIPALES HALLAZGOS

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

Aspectos generales

Datos nominales

El 14 de junio de 2025 se realizó la inspección a la central generadora La Esperanza, ubicada en el municipio de La Esperanza, departamento de Intibucá. Cuenta con una capacidad instalada de 13.70 MW, compuesta por tres fases dispuestas de la siguiente manera: Fase 1A cuenta con una turbina de flujo cruzado de 0.5 MW y un embalse de regulación de 300,000 m³; la Fase 1B cuenta con una turbina de flujo cruzado de 0.9 MW a filo de agua y la Fase 2 cuenta con dos turbinas Pelton de eje vertical de 6.154 MW con un embalse de regulación diaria de 265,000 m³. El afluente de turbinado proviene del Rio Intibucá. La operación de la central se encuentra centralizada mediante equipo de medición y control (SCADA). El inicio de operación comercial fue en 2003 con la entrada de la Fase 1A, en 2004 se incorporó la Fase 1B y en 2006 se incorporó la Fase 2 (Ver **Imagen 6**). Esta central generadora participa en el mercado eléctrico nacional mediante el mercado de oportunidad.

La central generadora La Esperanza se conecta mediante la línea L317 de la subestación Comayagua en 34.5 kV, este punto encuentra ubicado a aproximadamente a 1 km de la Fase 1A.

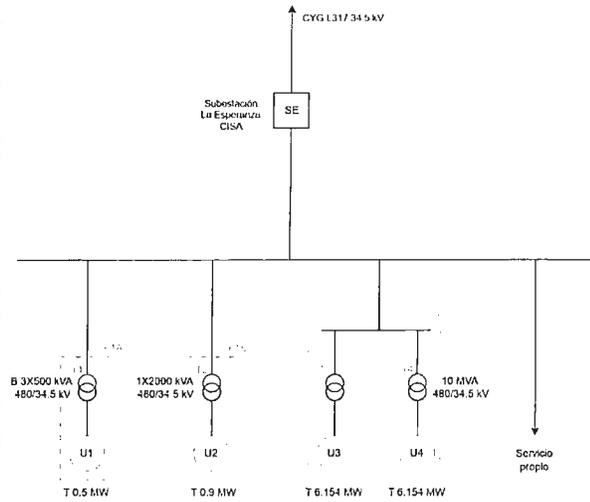


Imagen 6 Izqda. Unidades de generación FA2- La Esperanza. Drcha. Diagrama unifilar resumen central hidroeléctrica La Esperanza

Operación

La central generadora es una hidroeléctrica de regulación de embalse, cuyo despacho es realizado en horas de alta demanda, adicionalmente incorporan reactivo en la red con la finalidad de mejorar la calidad del voltaje en la línea de distribución conforme a las instrucciones que emita el Centro Nacional de Despacho.

Acerca del plan anual de mantenimientos

La planificación de los mantenimientos de la central hidroeléctrica La Esperanza está basada en las recomendaciones del manual del fabricante de los equipos de generación, los niveles de embalse (considerando la temporada seca) y el monitoreo continuo realizado por el personal de mantenimiento eléctrico y mecánico.

1. Los mantenimientos preventivos son realizados semanalmente, en el cual se realizan tareas de inspección, seguimiento de mediciones y mantenimientos que no requieren el despeje de las unidades de generación.
2. Los mantenimientos preventivos programados consisten en tareas que requieren el despeje de las unidades de generación, que implican la indisponibilidad parcial o completa de la central.

En el **Gráfico 15** se describe él se presenta el resumen de la distribución de los mantenimientos programados en el PAM 2025 de la central hidroeléctrica La Esperanza, presentado al CND en cumplimiento de lo dispuesto en la Norma Técnica de Mantenimientos.



Mantenimientos Sección 7.5 que define la información a declarar en las solicitudes semanales, descripción de las maniobras a realizar (despeje o trabajo en caliente) e identificación de si la instalación permanecerá fuera de servicio por todo el período o si retornará a la operación en un punto intermedio y la Sección 7.1.1 que establece los días definidos para la declaración de mantenimientos.

2. Instruir al Centro Nacional de Despacho sobre el registro de las indisponibilidades de acuerdo con los criterios definidos en la Norma Técnica de Mantenimientos.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remisión de instrucciones a la empresa generadoras.	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado
2	Remisión de instrucciones al CND.	Oficio	Correo electrónico	Semana 32	No iniciado



ANEXOS

Anexo 1. Formato de verificación de mantenimientos

Mantenimientos programados-											
Plan anual de mantenimiento 2025						Información verificada					
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 y revisión de los rodamientos y distintos sistemas de lubricación, cambio de aceite, engrase de válvula de 30 pulgadas, revisión de sellos mecánicos para agua, sistema de enfriamiento del generador, inyectores y difusores, chequeo de los deflectores y su sistema, limpieza a las electroválvulas, calibración del rotor del generador y estator del excitador del generador 22, limpieza del generador y revisión de los SWG de Fase 2: Generador 22. Mantenimiento, pintado y resocado de las estructuras de la casa de máquinas de Fase2. Parte del generador 22	13/1/2025 08:00	28/2/2025 17:00	1113.00	Fase2. Generador 22	U04	15/1/2025 08:00	25/2/2025 17:00	993	Fase 2 Generador 21	Reporte de mantenimiento; (Bitácora de operación y mantenimiento e informe de actividades ejecutadas).	No se requirió orden de despeje de la unidad dado que el mantenimiento preventivo planificado aprovechando en época seca y a la configuración de la fase del proyecto.
Mantenimiento y revisión de los rodamientos y distintos sistemas de lubricación, cambio de aceite, engrase de válvula de 30 pulgadas, revisión de sellos mecánicos para agua, sistema de enfriamiento del generador, inyectores y	3/3/2025 08:00	18/4/2025 17:00	1113.00	Fase2. Generador 21	U03	4/3/2025 08:00	6/5/2025 17:00	1521	Fase 2 Generador 22	Reporte de mantenimiento; (Bitácora de operación y mantenimiento e informe de actividades ejecutadas).	No se requirió orden de despeje de la unidad dado que el mantenimiento preventivo planificado aprovechando en época seca y a la configuración de la fase del proyecto.

Plan anual de mantenimiento 2025											
Mantenimientos programados						Información verificada					
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
difusores, chequeo de los deflectores y su sistema, limpieza a las electroválvulas, calibración del rotor del generador y estator del excitador del generador 21, limpieza del generador y revisión de los SWG de Fase 2: Generador 21. Mantenimiento, pintado y resocado de las estructuras de la casa de máquinas de Fase 2. Parte del generador 22											
Mantenimiento y revisión de los rodamientos y distintos sistemas de lubricación, cambio de aceite revisión de sellos mecánicos para agua, sistema de enfriamiento del generador, inyectores y difusores, chequeo de los deflectores y su sistema, limpieza a las electroválvulas, calibración del rotor del generador y estator del excitador del generador de 1B	10/3/2025 08:00	25/4/2025 17:00	1113.00	Fase 1. Generador 1B	U02	21/4/2025 08:00	2/5/2025 17:00	273	Fase 1 Generador 1B	Reporte de mantenimiento; (Bitácora de operación y mantenimiento e informe de actividades ejecutadas).	No se requirió orden de despeje de la unidad dado que el mantenimiento preventivo planificado aprovechando en época seca y a la configuración de la fase del proyecto.
Limpieza de la línea interna 34.5 kV, verificar que no haya ramas u otra obstrucción en las líneas	3/2/2025 08:00	5/2/2025 17:00	57.00	Línea interna 34.5 kV	CENTRAL COMPLETA	22/3/2025 08:00	22/3/2025 15:00	7	Central completa	Orden de despeje No. 250704 Reporte de mantenimiento.	Pendiente de entrega reporte de mantenimiento.
Cambio de postes y movimiento de la línea de 34.5 kV en zona de talleres e instalación de cuchilla tripolar de seccionamiento	10/2/2025 08:00	12/2/2025 17:00	57.00	Movimiento de línea de 34.5 kV	CENTRAL COMPLETA	15/2/2025 08:00	15/2/2025 16:00	8	Central completa	Solicitud de despeje Reporte de mantenimiento	Reubicación de línea (tramo de 800 mts) desde casa de máquinas fase 2 hacia la subestación CISA. La duración de las actividades de reubicación fue un total de 393 horas, comprendió desde la instalación de



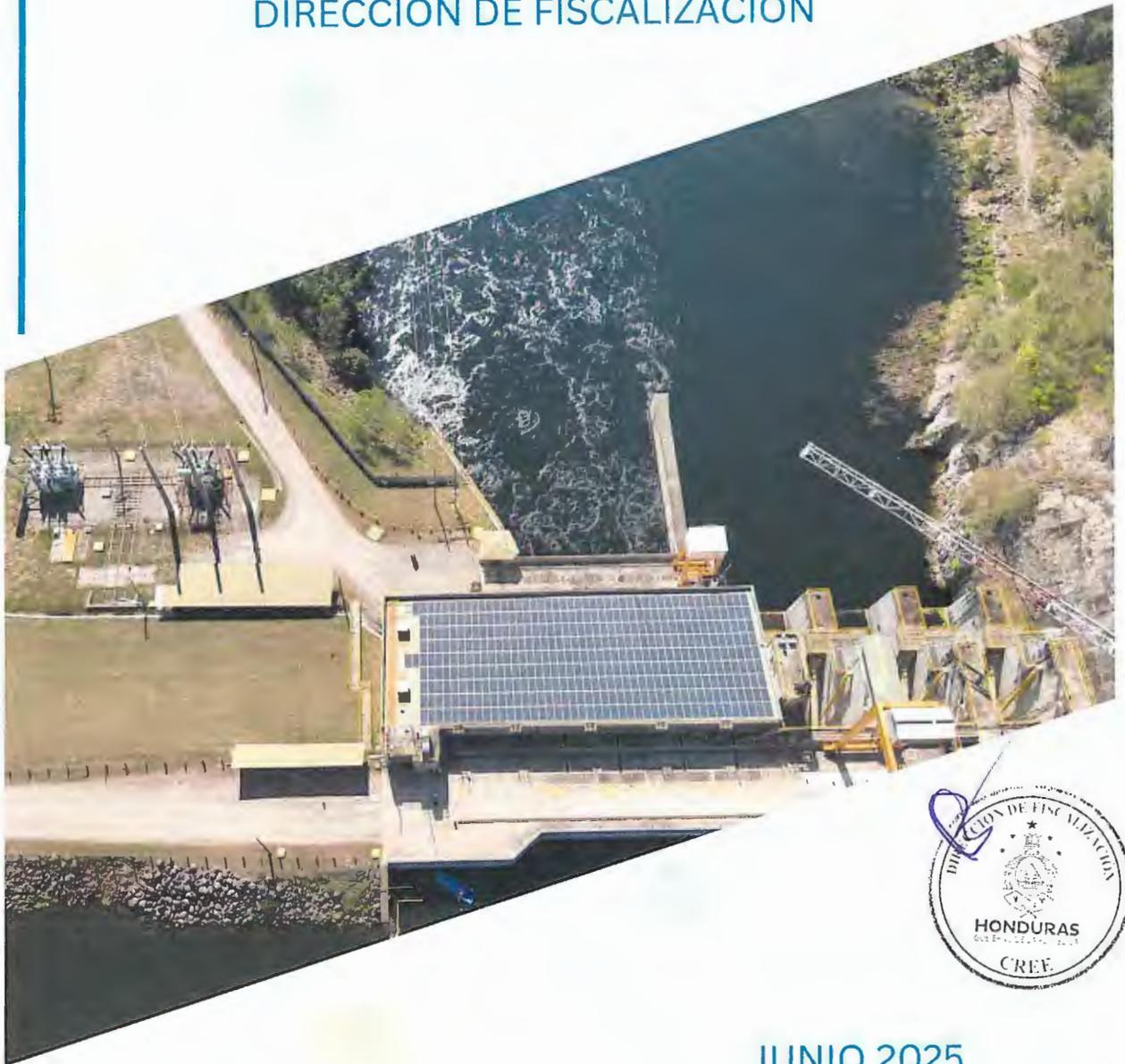
Mantenimientos programados											
Plan anual de mantenimiento 2025						Información verificada					
Descripción del mantenimiento	Fecha/hora inicio	Fecha/hora final	Duración	Equipo	Unidad	Fecha/hora inicio verificada	Fecha/hora finalización verificada	Duración real (h)	Unidad	Documentos revisados	Observaciones
											poste e instalación de estructuras hasta el despaje de la central. La solicitud de despeje se envió el jueves a las 15:00, en vista de lo cual CND no asigno No. de orden de despeje. La información manifestada por llamada telefónica.
Cambio de postes y movimiento de la línea de 34.5 kV en zona de talleres e instalación de cuchilla tripolar de seccionamiento	10/2/2025 08:00	12/2/2025 17:00	57.00	Movimiento de línea de 34.5 kV	CENTRAL COMPLETA	19/2/2025 08:00	19/2/2025 16:00	8	Central completa	Orden de despeje 20418 Reporte de mantenimiento	Reubicación de línea (tramo de 800 mts) desde casa de máquinas fase 2 hacia la subestación CISA. La duración de las actividades de reubicación fue un total de 393 horas, comprendió desde la instalación de poste e instalación de estructuras hasta el despaje de la central.
Cambio de postes y movimiento de la línea de 34.5 kV en zona de talleres e instalación de cuchilla tripolar de seccionamiento	10/2/2025 08:00	12/2/2025 17:00	57.00	Movimiento de línea de 34.5 kV	CENTRAL COMPLETA	20/2/2025 08:00	20/2/2025 16:00	8	Central completa	Orden de despeje 250421. Reporte de mantenimiento	Reubicación de línea (tramo de 800 mts) desde casa de máquinas fase 2 hacia la subestación CISA. La duración de las actividades de reubicación fue un total de 393 horas, comprendió desde la instalación de poste e instalación de estructuras hasta el despaje de la central.
Cambio de motores al main breaker (120 AC a 24 VDC) del generador 21	14/4/2025 08:00	14/4/2025 17:00	9.00	Casa de máquinas de F2	CENTRAL COMPLETA	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	El equipo no requiere mantenimiento, actualmente se encuentra en buen estado. La actividad no es requerida en la planificación de mantenimientos restante de 2025.
Cambio de motores al main breaker (120 AC a 24 VDC) del generador 22	21/4/2025 08:00	21/4/2025 17:00	9.00	Casa de máquinas de F2	CENTRAL COMPLETA	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible	El equipo no requiere mantenimiento, actualmente se encuentra en buen estado. La actividad no es requerida en la planificación de mantenimientos restante de 2025.



CREE
COMISION REGULADORA
DE ENERGIA ELÉCTRICA

SUPERVISIÓN DEL PLAN ANUAL DE AUDITORÍAS TÉCNICAS

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



JUNIO 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).

El CND debe seguir los pasos siguientes, con el fin de asegurar una adecuada estructuración y ejecución del PAAT:



En el marco de la ejecución del PAAT, el CND deberá proporcionar a la CREE toda la información necesaria que le permita supervisar de manera efectiva cada una de las etapas del proceso de inspección y verificación, conforme a lo establecido en la normativa vigente. Esta obligación incluye la entrega oportuna, completa y documentada de los informes, registros y cualquier otro insumo requerido para garantizar la transparencia y trazabilidad del proceso.

OBJETIVOS

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

Objetivos específicos

1. Verificar los procedimientos ejecutados por el CND en el marco de la ejecución anual del PAAT, con el objetivo de asegurar el cumplimiento de las actividades programadas y la conformidad con los lineamientos establecidos.
2. Revisar el porcentaje de ejecución del PAAT 2024, con el propósito de identificar las pruebas reprogramadas por los coordinados y aquellas que ya han sido ejecutadas, facilitando así el mapeo y análisis de avances y desviaciones en la planificación.

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 consideré 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. 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

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.

RESULTADO DEL ANÁLISIS

En respuesta al Oficio No. CREE-064-2025, el Centro Nacional de Despacho (CND) remitió documentación adicional e información aclaratoria respecto al proceso del Plan Anual de Auditorías Técnicas. Tras la revisión de la documentación recibida, se identificaron los siguientes hallazgos:

1. Información de ejecución del PAAT 2023 y PAAT 2024.

Se solicitó que la información consignada en el formato Excel incluyera el respectivo respaldo documental; sin embargo, dicha solicitud no fue atendida. Esta omisión impide realizar un análisis profundo de las distintas etapas del proceso del PAAT, ya que la falta de documentación de soporte limita la posibilidad de obtener un panorama claro y detallado sobre el estado de ejecución del plan.

2. Planificación del PAAT 2025.

El CND informó que para el año 2025 no se elaboró un PAAT. Aunque la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV), en su sección 11, establece que dicho plan debe elaborarse de manera anual, el CND argumenta que esta disposición contraviene los principios de objetividad, transparencia y eficiencia económica que deben regir sus actuaciones, según lo dispuesto en el párrafo segundo, literal D, del artículo 9 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Según el criterio del CND, el desarrollo de auditorías debe estar enfocado en la verificación de criterios que garanticen una operación adecuada del sistema.

3. Informes de auditoría realizados y los oficios de aprobación o rechazo de resultados por el CND.

El CND no remitió ni puso a disposición los informes de auditoría realizados, ni los oficios de aprobación o rechazo de resultados correspondientes. Esta falta de entrega de documentación impide la trazabilidad y verificación de las acciones ejecutadas, y limita la validación técnica de los resultados reportados en el marco del proceso del PAAT.

CONCLUSIONES

1. Se concluye que el CND no cumplió a plenitud con la entrega de información vital requerida para llevar a cabo una fiscalización adecuada del PAAT. La ausencia de documentación de respaldo en



los formatos entregados, así como la no remisión de los informes de auditoría y oficios de aprobación o rechazo de resultados, limita significativamente a la CREE en cumplir con la función que dicta la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV) de supervisar el cumplimiento de la normativa aplicada, afectando la transparencia, trazabilidad y evaluación del grado de cumplimiento del plan.

2. La falta de claridad en los plazos establecidos para la planificación, desarrollo y ejecución del PAAT dificulta el proceso de supervisión y seguimiento de cada una de sus etapas, lo que genera un riesgo tanto para el CND como para los coordinados en relación con el cumplimiento efectivo del plan.

RECOMENDACIONES

1. Requerir formalmente al CND la entrega completa y respaldada de toda la información requerida en los procesos de fiscalización del PAAT. Esto incluye la remisión de informes de auditoría, oficios de aprobación o rechazo de resultados, y cualquier otra documentación que sustente la ejecución del plan. Asimismo, se sugiere establecer un canal de comunicación y seguimiento que asegure el cumplimiento de estos requerimientos en los plazos establecidos.
2. Remitir las observaciones a la Dirección de Regulación, con el propósito de que se analice la viabilidad de incorporar plazos específicos para cada etapa del proceso, con el fin de minimizar riesgos y asegurar una fiscalización adecuada conforme a lo establecido en la normativa vigente.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Coordinar una reunión con el CND para tratar temas de incumplimientos del PAAT y establecer plazos de entrega de información de cada una de las etapas del proceso.	Oficio	Correo	Semana 32	No iniciado

CREE

COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



DIRECCIÓN DE
FISCALIZACIÓN



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

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

JUNIO 2025

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

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 ha solicitado al CND las declaraciones de los costos variables de generación presentadas por las centrales generadoras. 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. Como se expuso en el informe anterior, mediante el Oficio No. CREE-628-2024 de fecha 29 de octubre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) solicitó al Centro Nacional de Despacho (CND) los informes de ejecución de auditorías de Costos Variables de Generación, así como las declaraciones de las centrales sujetas a auditoría desde 2023.
2. Posteriormente, esta Dirección realizó una revisión de la información remitida, identificando que no todas las centrales generadoras están declarando sus costos variables al CND. Asimismo, en los casos en que sí se presenta dicha información, se detectaron inconsistencias o documentación



incompleta. En atención a ello, se emitió el Oficio No. CREE-093-2025 con fecha 11 de marzo de 2025, solicitando al CND aclaraciones respecto a la declaración de las centrales térmicas.

RESULTADO DE LA REVISIÓN

En respuesta al Oficio No. CREE-093-2025, el Centro Nacional de Despacho (CND) remitió documentación adicional e información aclaratoria respecto a las declaraciones de Costos Variables de Generación (CVG) presentadas por varias centrales. Tras la revisión de la documentación recibida, se identificaron los siguientes hallazgos:

1. Persistencia en la falta de documentación de respaldo.

A pesar del requerimiento formal, varias centrales continúan sin cumplir con la presentación de la documentación de respaldo exigida por la normativa vigente:

LUFUSSA III: No se presentó ningún tipo de documentación de respaldo. La información que se tiene proviene únicamente de la Subgerencia de Contratos de Generación de ENEE.

LUFUSSA II: No se reportó documentación de respaldo alguna que acompañe las declaraciones de CVG.

EMCE CHOLOMA: No cuenta con respaldo documental para los años 2023 y 2024. Para el año 2025, únicamente se proporcionó información correspondiente a la semana 14 (del 31 de marzo al 6 de abril), la cual aún se encuentra en análisis.

LA ENSENADA: No ha remitido ningún tipo de respaldo que acompañe sus declaraciones.

ENERSA: A partir del 13 de diciembre de 2024 comenzó a compartir facturas e informes de sustento. No obstante, la información aún está en proceso de análisis y es limitada respecto al período completo solicitado.

Este panorama evidencia un incumplimiento generalizado de las obligaciones de documentación exigidas, lo que compromete la verificación efectiva de los costos declarados por las centrales.

2. Inconsistencias en la información presentada por la central EL FARO.

Respecto a la central térmica EL FARO, el CND informó que:

Solo se recibió la documentación contenida en la carpeta compartida; si bien existen archivos Excel que mencionan facturas específicas, estas no están incluidas en la documentación enviada. Se identificó, a su vez, que hay facturas enviadas que no aparecen desglosadas en los archivos de respaldo.

Esta falta de correspondencia afecta la trazabilidad y transparencia del cálculo de los CVG, además de que genera dudas sobre la integridad de la información proporcionada. El CND reconoció estas inconsistencias y comunicó que se encuentra aplicando correcciones a los costos variables de generación reportados por esta central.

3. Omisión total de información por parte de CAHSA.

La central CAHSA no ha remitido la documentación de respaldo correspondiente a sus declaraciones de CVG para el período comprendido entre 2023 y la fecha. No se presentó ningún tipo de soporte, incluyendo facturas, contratos, informes técnicos o cualquier otro documento justificativo. Esta omisión limita totalmente la capacidad del CND para realizar una evaluación técnica confiable sobre los costos declarados por dicha central.

4. Verificación y corrección en curso por parte del CND.

De acuerdo con la respuesta del CND, las centrales EL FARO, EMCE CHOLOMA, ENERSA, LA ENSENADA, LUFUSSA II, LUFUSSA III, AZUNOSA y CAHSA se encuentran actualmente en un proceso de revisión y verificación de la información presentada. Algunas correcciones están en curso, particularmente para EL FARO y LA ENSENADA.

Este proceso aún está en desarrollo y se mantiene pendiente de que las empresas coordinadas proporcionen respuestas adicionales y documentación complementaria, según lo establecido en la normativa aplicable.

CONCLUSIONES

Del análisis efectuado a la documentación recibida en respuesta al Oficio No. CREE-093-2025, se concluye lo siguiente:

1. La mayoría de las centrales evaluadas no cumplen con los requisitos mínimos establecidos para la declaración de Costos Variables de Generación, ya sea por la falta total de documentación de



respaldo (facturas, informes de sustento, contratos, certificados de calidad, etc.) o por la entrega parcial e inconsistente de la misma.

2. Se identificó que las centrales continúan utilizando formatos distintos a los establecidos en el manual oficial, lo cual complica la revisión técnica y afecta la comparabilidad y trazabilidad de los datos.
3. Casos como el de la central EL FARO muestran discrepancias entre la información declarada (archivos Excel) y la documentación efectivamente remitida (facturas), lo cual pone en entredicho la confiabilidad de los datos reportados.
4. Varias centrales están sujetas a procesos de verificación por parte del CND, sin que hasta la fecha se haya completado la entrega total de la documentación o la validación de los datos por parte de las empresas generadoras.

RECOMENDACIONES

1. Realizar una revisión de los incumplimientos en la declaración de los costos variables por parte de las centrales generadoras posterior al comunicado lanzado por la CREE.
2. En los casos de omisión reiterada o incumplimiento grave, evaluar la aplicación de medidas correctivas o sancionatorias de acuerdo con lo dispuesto en la Ley General de la Industria Eléctrica y sus reglamentos.

MATRIZ DE SEGUIMIENTO

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2025)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Posterior al comunicado lanzado por la CREE realizar un análisis de los incumplimientos en la declaración por parte de las centrales generadoras.	Informe	Predespachos publicados por el CND	Semana 33	No iniciado