



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA



2026 - TRIMESTRE II

P12 PF02

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



Dirección de
Fiscalización

Junio 2026



CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	3
1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA.....	7
2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA	74

RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) es el ente encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de la normativa vigente que regula el subsector eléctrico hondureño, con el fin de garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico suministrado a los usuarios. En este marco, la Dirección de Fiscalización de la CREE, con el objetivo de cumplir con los compromisos establecidos en el Plan Operativo Anual de la institución para el año 2026, en particular con respecto al Producto Final 2 del Programa 12, ha elaborado el presente documento, en el cual se presentan los resultados de las actividades de fiscalización y supervisión realizadas durante el segundo trimestre de 2026.

1. Informe de Fiscalización de la Programación y Operación del Sistema

El presente informe desarrolla un análisis integral de fiscalización orientado a evaluar el cumplimiento de las disposiciones normativas aplicables a la remisión de información operativa para la planificación, programación y ejecución del despacho económico en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), considerando los distintos horizontes temporales definidos en la normativa vigente: planificación operativa de largo plazo, programación semanal y predespacho diario. Asimismo, el análisis incorpora la revisión de aspectos transversales que inciden en la calidad de la información, incluyendo la consistencia de los registros, la trazabilidad de las centrales generadoras y la integridad de los datos utilizados en la operación del sistema.

El informe se fundamenta en una revisión exhaustiva del marco regulatorio del subsector eléctrico hondureño, que comprende la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO), así como otras normas técnicas complementarias. A partir de este análisis, se identifican las obligaciones específicas del Operador del Sistema y de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) en relación con la remisión oportuna, completa y consistente de la información requerida para la planificación y operación del SIN.

Como parte de la metodología de fiscalización, se adopta un enfoque estructurado basado en el monitoreo, análisis y evaluación de la información publicada por el Centro Nacional de



Despacho (CND), correspondiente al período de enero a mayo de 2026. Este enfoque permite establecer una línea base del cumplimiento de los agentes productores, identificar desviaciones en los distintos horizontes de programación y evaluar el desempeño en función de variables como la modalidad de participación en el mercado y la tecnología de generación.

El análisis desarrollado describe el comportamiento del cumplimiento en la declaración de información operativa, evidenciando diferencias significativas entre horizontes temporales. En particular, se identifican niveles críticos de incumplimiento en la declaración mensual, mejoras relativas en el horizonte semanal y un mejor desempeño en el predespacho diario, aunque con persistencia de remisiones incompletas. Adicionalmente, se identifican patrones diferenciados por tecnología de generación y modalidad de participación, así como deficiencias específicas en la declaración de costos variables de generación (CVG) y costos de operación y mantenimiento (CO&M).

Como resultado del análisis, se identifican brechas relevantes en la calidad, consistencia e integridad de la información operativa, así como inconsistencias en los registros publicados por el CND, particularmente en la denominación y clasificación de las centrales generadoras. Estos hallazgos permiten delimitar áreas prioritarias de intervención y orientan la formulación de recomendaciones enfocadas en el fortalecimiento de los mecanismos de supervisión, la estandarización de la información y la mejora en el cumplimiento normativo por parte de los agentes.

En síntesis, el presente informe establece una base técnica para el seguimiento regulatorio de la declaración de información operativa, contribuyendo a fortalecer la gobernanza de la información en el subsector eléctrico, a mejorar la calidad de los insumos utilizados en la planificación y operación del SIN y a promover una operación más eficiente, confiable y transparente del sistema eléctrico nacional.

2. Informe de Fiscalización de Administración del Mercado Mayorista

El presente informe expone los avances en el desarrollo del proceso de fiscalización de la administración del Mercado Mayorista de Electricidad de Honduras, con énfasis en el cumplimiento de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM) y las normas técnicas aplicables a la medición comercial, la liquidación del mercado, la administración de contratos, los servicios complementarios y la generación forzada.

Como parte de este proceso, se desarrolló el análisis del marco regulatorio aplicable a cada una de estas materias y se diseñaron las metodologías, criterios y matrices de fiscalización que servirán de base para las actividades de verificación y evaluación del cumplimiento regulatorio por parte del Operador del Sistema y de los agentes del mercado.

A la fecha de emisión del presente informe, las actividades de fiscalización se han iniciado en los procesos de medición comercial y generación forzada. En materia de medición comercial, la revisión permitió identificar oportunidades de mejora relacionadas con la implementación y administración del Sistema de Medición Comercial, así como con el cumplimiento de los procedimientos de verificación y oficialización establecidos en la normativa vigente. Por su parte, la fiscalización de la generación forzada permitió evaluar la aplicación de los criterios regulatorios para la asignación de sobrecostos, diferenciando aquellos derivados de condiciones operativas justificadas de los asociados a ineficiencias operativas o administrativas.

Respecto de los procesos de liquidación del mercado, administración de contratos y servicios complementarios, se realizó el análisis de las disposiciones regulatorias aplicables y se elaboraron las correspondientes metodologías y matrices de fiscalización, definiendo los criterios de evaluación, la información requerida y los mecanismos de verificación que serán aplicados en las siguientes etapas del proceso de fiscalización.

En términos generales, el informe evidencia avances significativos en la consolidación del proceso de fiscalización de la administración del Mercado Mayorista, fortaleciendo las herramientas técnicas y metodológicas necesarias para verificar el cumplimiento del marco regulatorio. Asimismo, los resultados obtenidos constituyen un insumo para fortalecer la transparencia, la trazabilidad y la correcta aplicación de la normativa en los distintos procesos que integran la operación y administración del mercado eléctrico.

P12-PFo2-PIo1
**INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA
PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA**

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN

Junio 2026



**GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS**
★ ★ ★ ★ ★

CREE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente informe expone los resultados del análisis de fiscalización de la programación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), desarrollado por la Dirección de Fiscalización con el propósito de verificar el cumplimiento de las disposiciones normativas que regulan la planificación operativa, la programación de la operación, el suministro de información por parte de los agentes y los mecanismos técnicos complementarios de seguimiento y control. Para tal efecto, se revisa el marco legal aplicable, considerando los antecedentes regulatorios y metodológicos del análisis, así como las obligaciones asociadas a los distintos horizontes de programación y a las planificaciones complementarias previstas en la normativa sectorial.

Sobre esta base, el informe presenta los resultados de la verificación efectuada respecto del cumplimiento de la declaración de información operativa y del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT), con el fin de identificar hallazgos relevantes, determinar su incidencia regulatoria y sustentar conclusiones, recomendaciones y acciones de seguimiento en el ámbito de competencia de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

1.2 OBJETIVOS

Desarrollar un plan integral de fiscalización enfocado a evaluar la coherencia, cumplimiento normativo y correcta aplicación de los criterios de despacho económico, y su vinculación con la planificación operativa en los distintos horizontes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con énfasis en la verificación de la calidad, conformidad y consistencia de la información suministrada por los agentes.

1.2.1 Objetivos específicos

1. Identificar y sistematizar el análisis de la implementación de las disposiciones normativas regulatorias aplicables a la programación del despacho económico de los recursos de generación en el MEN incluyendo las obligaciones relacionadas con la entrega, calidad y oportunidad de la información técnica y operativa de los agentes.
2. Identificar las etapas definidas en la normativa con relación a la planificación operativa y la programación del despacho, estableciendo indicadores que permitan evaluar el grado

de cumplimiento normativo, con especial énfasis en las deficiencias detectadas en la presentación de información por parte de los agentes.

3. Desarrollar una metodología y cronograma de fiscalización orientados a atender las brechas detectadas en el proceso de planificación y programación del despacho económico, priorizando la verificación de la calidad, consistencia y trazabilidad de la información utilizada en la toma de decisiones operativas.
4. Definir mecanismos que permitan evaluar de manera continua la ejecución del despacho en relación con lo programado, verificando el cumplimiento de los criterios de mínimo costo y de las restricciones técnicas del sistema, así como la adecuada provisión de información por parte de los agentes conforme a lo establecido en la normativa vigente.

1.3 MARCO LEGAL

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

1.3.1 *Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)*

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

1. Define en el Artículo 1, literal C, romano XI, que la operación del sistema es la planificación y la conducción de la operación del sistema eléctrico y del mercado eléctrico nacional, incluyendo las relaciones con los sistemas eléctricos de los países vecinos y con el sistema y mercado eléctrico regional.
2. Establece en el Artículo 9, literal A, que la figura a cargo de la operación del sistema eléctrico nacional será la entidad denominada Operador del Sistema (ODS).
3. Establece en el Artículo 9, literal C, que las empresas del subsector eléctrico deben suministrar, en los plazos y por los medios que defina el Reglamento, la información que el Operador del Sistema les solicite para el ejercicio de sus funciones.
4. Define en el Artículo 9, literal E, las funciones adicionales del Centro Nacional de Despacho, en su calidad de operador del sistema, que para términos del presente informe se enlistan las siguientes:

- a. Efectuar diariamente el Despacho Nacional, aprovechando la posibilidad de ventas y compras en el MER, de forma que se garantice la satisfacción de la demanda al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.
- b. Calcular los costos marginales de corto plazo de la energía de conformidad con un despacho en base a un orden de mérito y lo que establezcan los Reglamentos aplicables.
- c. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
- d. Determinar la capacidad de los elementos de la red nacional de transmisión y de sus conexiones con la red eléctrica regional;
- e. Impartir las instrucciones de funcionamiento de las unidades de generación, así como las de operación de la red de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales;
- f. Ordenar el funcionamiento de las instalaciones de generación cuya indisponibilidad no haya sido previamente autorizada por él, cuando se requiera para asegurar la continuidad del suministro eléctrico;
- g. Dirigir los procedimientos para el restablecimiento del suministro eléctrico en situaciones de emergencia;
- h. Efectuar la liquidación financiera de las operaciones en el mercado de electricidad;
- i. 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.

1.3.2 Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica

El Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica (RLGIE) tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la LGIE. En particular, este reglamento desarrolla la regulación de las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Asimismo:

1. En el Artículo 3 Definiciones, para términos del presente informe se toma en consideración lo siguiente:
 - a. Actores del Mercado Eléctrico Nacional: Son todos los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y el Operador del Sistema que estén autorizados por las leyes para operar en el territorio nacional.

- b. Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: Las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras y Empresas Comercializadoras, así como los Consumidores Calificados que hayan optado por participar del Mercado Eléctrico Nacional, que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca este Reglamento y el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista.
 - c. Despacho Económico: Es la programación de mínimo costo de producción de las centrales o unidades de generación disponibles para suministrar la demanda eléctrica teniendo en cuenta las restricciones operativas de dichas centrales o unidades de generación, así como las restricciones que imponen la calidad y seguridad del sistema.
2. El Artículo 11 define que el Mercado Eléctrico Nacional es un mercado mayorista que es administrado por el ODS y está compuesto por un mercado de contratos y un mercado de oportunidad.

1.3.3 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Nacional

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Nacional (ROM) tiene por objeto establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras (MEN), incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano. Asimismo, este Reglamento desarrolla la Ley y su Reglamento en lo relativo a las funciones y responsabilidades del ODS, así como las obligaciones y derechos de los agentes del MEN.

1. En su Artículo 9 define las obligaciones de los Agentes del MEN que para términos del presente informe se enlistan las siguientes:
- a. Cumplir las instrucciones que dicte el ODS, salvo causas de fuerza mayor que impliquen un riesgo para la seguridad de las instalaciones o las personas las cuales podrán ser verificadas por el ODS.
 - b. Suministrar la información que el ODS les solicite para el ejercicio de sus funciones dentro de los plazos y por los medios que requiera el ODS.
 - c. Comunicar al ODS la información necesaria para la gestión de los mantenimientos, así como información a la mayor brevedad después de la ocurrencia de Indisponibilidades Forzadas.

- d. Los Agentes Compradores deberán enviar al ODS proyecciones de crecimiento de la demanda y los planes de expansión para su consideración en la planificación de la expansión del Sistema Principal de Transmisión.
 - e. Los Agentes Productores estarán obligados a poner a las órdenes del ODS toda la capacidad disponible de sus centrales. Esta obligación incluye la potestad del ODS de presentar ofertas de oportunidad en el MER con el fin de minimizar el costo de abastecer la demanda eléctrica nacional.
 - f. Suministrar los Servicios Complementarios requeridos por el ODS de acuerdo con los mecanismos definidos en este Reglamento y cumplir con los requisitos técnicos fijados para ello en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.
2. En su Artículo 10 define las funciones específicas del ODS, para términos del presente informe se enlistan las siguientes:
- a. Supervisar y controlar las operaciones del SIN en coordinación con los Agentes del MEN, operador de sistema y agentes transmisores de la región, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.
 - b. Definir el Período Crítico del Sistema y determinar la Potencia Firme de Centrales Generadoras, así como el Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes Compradores mediante los procedimientos establecidos en este Reglamento y la metodología definida en la Norma Técnica de Potencia Firme.
 - c. Impartir instrucciones de operación a los recursos de generación e instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER.
 - d. Administrar diariamente el Mercado de Oportunidad para cada Periodo de Mercado, determinando el Despacho Económico e incorporando la posibilidad de efectuar transacciones en el MER, y calculando los Precios Nodales resultantes.
 - e. Presentar ofertas de retiro e inyección regionales en los nodos de la RTR con el fin de reducir los costos de abastecer la demanda eléctrica nacional y hacer posible la exportación e importación de energía bajo criterios de eficiencia económica.
 - f. Verificar los costos variables de las unidades generadoras de acuerdo con la metodología definida en la normativa correspondiente para tal efecto e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo

- establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.
- g. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
 - h. Realizar la programación de la operación con diferentes horizontes temporales de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento asegurando una adecuada Programación Hidrotérmica que minimice los costos de suministro nacional y la garantice la seguridad de suministro.
 - i. Elaborar una guía para el restablecimiento del servicio eléctrico y dirigir los procedimientos para el restablecimiento de este en caso de producirse la formación de islas o el colapso del sistema.
 - j. Administrar y supervisar la provisión de Servicios Complementarios por parte de los Agentes del MEN de acuerdo con los procedimientos y requisitos definidos en el presente Reglamento.
 - k. Calcular anualmente el costo base de generación a trasladar a las tarifas de los usuarios finales y proponerlo a la CREE para su aprobación.
 - l. Elaborar y remitir mensualmente a la CREE y a los Agentes del MEN informes de funcionamiento de la operación del sistema y del MEN, así como realizar los informes solicitados por la Secretaría. Los contenidos de estos informes serán definidos por la CREE.
3. Mediante el Artículo 21 define que la planificación operativa estará basada en tres tipos de programación con distintos horizontes temporales: largo plazo, semanal y planificación diaria o Predespacho.
4. El Artículo 22 define que la planificación operativa de largo plazo se realizará con un horizonte temporal de tres (3) años, detallada de forma semanal y se deberá actualizar al menos con una periodicidad mensual. Los objetivos principales de la Planificación Operativa de Largo Plazo son:
- a. Realizar una programación indicativa de la operación del sistema a mínimo costo garantizando la continuidad y seguridad del suministro.
 - b. Calcular el Valor del Agua de las centrales hidroeléctricas de embalse, que se utilizará en la programación semanal y en el Predespacho.

- c. Calcular los costos base de generación previstos para el siguiente año, para su traslado a tarifa de acuerdo con el Reglamento de la Ley. Para este fin, se usará la última Planificación Operativa de Largo Plazo disponible.
5. Que el Artículo 24 modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025, define que los Agentes del MEN con plantas de generación deberán realizar una declaración mensual de los costos variables de sus recursos de generación, el cual podrá ser auditado por la CREE. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su nivel de carga y los costos de arranque y parada. Asimismo, el ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de cualquier tipo de centrales.
6. Que el Artículo 25 modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025, establece que la programación semanal se realizará una vez por semana, para la siguiente semana de calendario, con un detalle horario. El objetivo de esta es realizar una programación y despacho indicativos de los recursos de generación, así como una estimación de los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.
7. Que el Artículo 27 modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025, establece que Predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho físico de los recursos de generación, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, recursos de generación e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad y los márgenes de reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.
8. Que el Artículo 53 establece sobre la operación en tiempo real. El ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de los recursos de generación en tiempo real por razones de seguridad del sistema. Estas modificaciones podrían ser causadas por restricciones físicas de transmisión, Indisponibilidades Programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad. Asimismo, el ODS podrá requerir la provisión de Servicios Complementarios según lo establecido en el Título VI de este Reglamento.

1.3.4 Norma Técnica de Programación de la Operación

La Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) tiene por objeto establecer los plazos, requerimientos e intercambios de información, modelos, metodologías, criterios y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Honduras para la planificación de la operación, los procesos de despacho, y la Operación en Tiempo Real. Para términos del presente informen se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. La Sección 3.2 establece que cada empresa o instalación coordinada o despachada por el ODS tiene la obligación de suministrar la información requerida para la programación de la operación y el Despacho Económico, y de cumplir todas las instrucciones del ODS, salvo motivos de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de sus instalaciones o las personas debidamente justificados por el Coordinado. En dicho caso, el Coordinado debe informar inmediatamente al ODS que no podrá cumplir, para que el ODS lo tenga en cuenta en el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real.

El ODS podrá requerir información adicional al Coordinado para validar la justificación. De verificarse que la justificación no era válida, se considerará un incumplimiento del Coordinado a los programas, asignaciones o instrucciones del ODS.

Todo propietario, usufructuario o gestor de instalaciones eléctricas o sistemas que opera en el SIN y que califica como Coordinado debe poner a disposición del ODS toda la potencia disponible de generación y capacidad de redes para optimizar la planificación de la operación, el Despacho Económico y la Operación en Tiempo Real, y garantizar el cumplimiento de los CCSDM.

Todo propietario de generación o transmisión en construcción tiene la obligación de suministrar al ODS la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo y los Estudios de Seguridad Operativa, con una anticipación no menor a dieciocho (18) meses antes de su fecha prevista de entrada en operación.

Las condiciones en los contratos registrados con el ODS no serán tenidas en cuenta para la Planificación Operativa de Largo Plazo, Programación Semanal o Despacho Económico. Las condiciones acordadas en los contratos entre Agentes del Mercado Eléctrico Nacional no podrán establecer restricciones al Despacho Económico, con excepción de los Contratos Preexistentes, en los que el ODS tendrá en cuenta obligaciones de despacho, en caso de existir. Para una Empresa Generadora, las diferencias entre la energía horaria generada resultante del Despacho Económico e instrucciones del ODS y la energía comprometida en contratos se conciliará como compra en el Mercado de Oportunidad en caso de ser lo generado menor que la energía total comprometida en contratos, o como ventas al Mercado de Oportunidad en caso de que en la hora haya generado más que la energía total contratada.

En el caso de generación con capacidad instalada menor que cinco (5) MW conectada a la red de distribución y coordinada por el ODS, todo incumplimiento al suministro de información al ODS establecido en esta Norma Técnica aplicará a este tipo de generación,

salvo que el ODS haya designado a la Empresa Distribuidora como coordinador intermediario y que este reciba la información de estas Empresas Generadoras, pero no la suministre en tiempo y forma al ODS.

2. La Sección 5.1 establece que el ODS tiene la responsabilidad de organizar y mantener actualizada en una o más bases de datos, la información técnica y operativa del SIN (generación, demanda, redes, etc.) requerida para la planificación y programación de la operación, y que permitan modelar, realizar Estudios de Seguridad Operativa, optimizar, realizar el Despacho Económico y simular la operación del SIN. La información de la base de datos técnicos será pública para los Coordinados y para los que tienen obras en construcción aun cuando no califiquen aún como Coordinados, exceptuando la información que se considere confidencial.

El no envío de la información requerida sin justificación válida o suministrar información incompleta o no veraz se considera una infracción a esta Norma Técnica. El ODS informará a la CREE del incumplimiento referido en el presente párrafo. El detalle de la información técnica a suministrar se establece en el Anexo Base de Datos del SIN.

3. Que la sección 9.2 define la información general a suministrar por lo coordinados para la planificación a Largo Plazo enlistada a continuación:
 - a. Todas las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras: enviar las solicitudes de mantenimientos mayores o ajuste a los mantenimientos mayores programados, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
 - b. La Empresa Transmisora suministrará la información necesaria para que el ODS realice los Estudios de Seguridad Operativa para los siguientes doce (12) meses y determine las restricciones a tener en cuenta en la Planificación Operativa de Largo Plazo para cumplir con los CCSDM, incluyendo informar entrada en operación de nuevo equipamiento;
 - c. Todos los Coordinados con generación, previsiones de disponibilidad, y fechas e información sobre la entrada de nueva generación o de rehabilitación de generación existente, prevista durante los siguientes treinta y seis (36) meses;
 - d. Las centrales hidroeléctricas con embalses de regulación, suministrar los pronósticos de caudales afluentes, de existir, y actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo;
 - e. Las centrales térmicas, toda restricción prevista a la disponibilidad de combustibles;

- f. Salvo las centrales hidroeléctricas, cada Empresa Generadora debe suministrar su declaración mensual de costos variables y, para las unidades térmicas, su Costo de Arranque y Parada, de acuerdo a lo que establece el Anexo Costos Variables de Generación;
 - g. Las Empresas Distribuidoras, Empresas Comercializadoras y Consumidores Calificados que sean Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, deben suministrar pronósticos de demanda semanal para los próximos doce (12) meses (energía y potencia máxima) en cada punto de conexión, el crecimiento previsto de la demanda de energía y potencia máxima para los veinticuatro (24) meses subsiguientes, la información y supuestos en que se basan los pronósticos; y el perfil o perfiles típicos de carga.
4. La Sección 9.5 define los aspectos técnicos a considerar y cronograma para la elaboración del Informe de Planificación Operativa a Largo Plazo, describiendo lo siguiente: Cada Coordinado tiene la obligación de enviar al ODS durante la primera semana de cada mes la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo del siguiente mes.

Antes del día quince (15) de cada mes, el ODS actualizará la base de datos del SIN y completará la versión preliminar del Informe Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al siguiente mes.

En la Planificación Operativa de Largo Plazo realizada para noviembre, el ODS incluirá además un Anexo para cada Empresa Distribuidora con la previsión de costos base de generación (correspondiente al escenario de media) y otros cargos a trasladar a tarifas de los usuarios (cargo del ODS, cargo por SSCC y cargos del MER que corresponden a la Empresa Distribuidora), de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Tarifas. El ODS enviará la versión preliminar del Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo a los Coordinados para que envíen sus comentarios dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles.

Antes de finalizar el mes, el ODS finalizará el informe teniendo en cuenta los comentarios recibidos de los Coordinados. El ODS publicará en su página web a más tardar el último viernes del mes la versión final del Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al siguiente mes, para conocimiento de los Coordinados y la CREE. El ODS incluirá un anexo con la matriz de comentarios recibidos y las respuestas

Como parte del procedimiento para el informe del mes de noviembre, el ODS enviará a la CREE el anexo con los resultados para cada Empresa Distribuidora del costo base de generación y con la información de otros costos o cargos del MEN o MER a pagar por la Empresa Distribuidora.

5. Que la sección 10.3 define la información general de carácter semanal a suministrar por lo coordinados, esta se define de manera general en el Anexo Base de Datos del SIN, sin embargo, se enlista como mínimo la siguiente:
 - a. Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte la Programación Semanal y/o el Despacho Económico, indicando el motivo que justifica la restricción;
 - b. Informar mantenimientos requeridos o programados para la semana programada, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos;
 - c. Informar disponibilidad, restricciones y ofertas referidas a SSCC, de acuerdo con lo que establece la NT-SSCC;
 - d. La Empresa Transmisora debe suministrar:
 - i. La información necesaria para los Estudios de Seguridad Operativa y para que el ODS actualice las restricciones de transmisión y cumplimiento de los CCSDM a tener en cuenta en la Programación Semanal; y
 - ii. Disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, capacidad de cada vínculo de transmisión, estado de carga y disponibilidad de los SAE de transmisión y cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;
 - e. La Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: pronósticos de demanda para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal (energía diaria y demanda horaria) en cada punto de conexión (energía diaria y demanda horaria);
 - f. Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible de sus recursos de generación prevista para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;
 - g. Cada Central Generadora Híbrida, informar el Programa de Operación;
 - h. Cada central hidroeléctrica con embalses, suministrar la información requerida para el cálculo del Valor del Agua, incluyendo los pronósticos de caudales afluentes

para 8 días horizonte de la Programación Semanal, en caso de existir, actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo, y para los embalses de regulación nivel previsto al comienzo de la semana siguiente.

- i. Cada central térmica, toda restricción prevista a su disponibilidad de combustibles incluyendo el motivo de la restricción y planes para resolver la situación;
- j. Cada parque eólico, solar fotovoltaico o central hidroeléctrica de pasada: pronósticos de generación diaria y horaria para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal;

El Coordinado, cuando corresponda, puede informar que se mantienen datos informados en la última Programación Semanal.

El ODS actualizará la Base de Datos del SIN para la Programación Semanal con la siguiente información:

- a. La información suministrada por los Coordinados, luego de la correspondiente validación con las correcciones o los ajustes que sean necesarios;
 - b. Completando los datos no suministrados por los Coordinados, pudiendo continuar utilizando los datos para dicha semana en la Planificación Operativa de Largo Plazo o los datos utilizados en la Programación Semanal de la semana vigente;
 - c. Actualizando las restricciones de transmisión y por CCSDM;
 - d. Los programas de mantenimiento semanal acordados para generación y transmisión, incluyendo interconexiones regionales;
 - e. Realizar la previsión de precios de referencia de combustibles y actualizar los Costos Variables de Generación y los Costos de Arranque y Parada para la generación térmica;
 - f. Incorporar las restricciones a disponibilidad de combustible informadas;
 - g. Intercambios indicativos en los nodos de la RTR acuerdo a los contratos firmes regionales registrados con el EOR e informados al ODS.
6. La Sección 10.6 define los aspectos técnicos a considerar y cronograma para la elaboración de la Programación Semanal, describiendo lo siguiente: Antes del comienzo de cada semana, el ODS debe realizar la programación de la operación para la siguiente semana, considerando cada semana de lunes a domingo; es decir un horizonte de siete (7) días con detalle diario y horario. Se considerará como primera semana de cada año calendario la semana desde el primer lunes del año hasta el siguiente domingo. Se considerará como

última semana de cada año calendario la semana desde el último lunes del año hasta el siguiente domingo.

El Informe de Programación Semanal del ODS incluirá la siguiente información: datos de entrada, supuestos y resultados para la siguiente semana y una estimación preliminar indicativa para la semana subsiguiente.

7. Que la sección 11.3 define la información general requerida para el predespacho a suministrar por lo coordinados, esta se define de manera general en el Anexo Base de Datos del SIN, sin embargo, se enlista como mínimo la siguiente:
 - a. Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte el Despacho Económico y que no fue informada en la Programación Semanal vigente, indicando el motivo que justifica la restricción, incluyendo modificación o cancelación a los mantenimientos acordados en la Programación Semanal de acuerdo con lo que establece para el Predespacho la Normativa Técnica de Mantenimiento;
 - b. Solicitar ensayos o pruebas que afectan el Despacho Económico y pueden impactar cumplir con los CCSDM;
 - c. Informar disponibilidad, restricciones y ofertas para SSCC, de acuerdo con lo que establece la NT-SSCC para el Predespacho;
 - d. Las Empresas Transmisoras: Informar la disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación, SAE de transmisión y compensación de energía reactiva;
 - e. Cada Empresa Distribuidora, Empresa Comercializadora o Consumidor Calificado que es Agente del Mercado Eléctrico Nacional: pronósticos de demanda horaria en cada punto de conexión;
 - f. Cada Empresa Generadora, informar Potencia Efectiva disponible prevista para las siguientes treinta y seis (36) horas;
 - g. Cada central de generación térmica: informar sus precios de combustible (puesto en la central) y, en caso de existir, las restricciones o falta de combustible indicando la causa y duración de la restricción;
 - h. Cada central hidroeléctrica que no sea de regulación, parque eólico y solar fotovoltaico o central hidroeléctrica de pasada: pronósticos de generación horaria para las siguientes treinta y seis (36) horas.

- i. Adicionalmente a requerimientos mencionados anteriormente para centrales generadoras, cada Central Generadora Híbrida debe informar su Programa de Operación.
 - j. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional autorizados a realizar transacciones en el MER, declarar los contratos regionales y ofertas regionales para el día siguiente, suministrando al ODS la información requerida en el RMER.
8. Que la Sección 11.11 define los aspectos técnicos a considerar y cronograma para la elaboración del Predespacho

Cada día, antes de las 9:00 horas, cada Coordinado debe suministrar al ODS la información requerida para el Predespacho del día siguiente. El Coordinado podrá indicar que mantiene la misma información que el Predespacho o Redespacho vigente. Antes de las 9:30 horas, el ODS debe realizar: (i) la validación de datos para el Predespacho, (ii) el pronóstico de demanda total del SIN y por nodo de conexión, y (iii) completar y actualizar la base de datos del SIN para el Predespacho, sin incluir intercambios regionales. El ODS enviará al EOR la información sobre la red principal de transmisión de acuerdo con lo que establece el RMER.

Antes de las 10:00 horas, el ODS debe realizar la validación de la declaración de contratos y ofertas regionales, para enviar al EOR de acuerdo con lo que establece el RMER. Las inconsistencias que se identifiquen se deberán resolver en coordinación con el EOR y los Agente del Mercado Eléctrico Nacional que las declararon, y podrán ser modificadas o eliminadas de acuerdo con lo que establece esta Norma Técnica. Los ajustes y clarificaciones se acordarán antes de las 11:30 horas.

Antes de las 13:00 horas el ODS debe finalizar el Predespacho inicial, resultado del Despacho Económico y asignación de SSCC, pero sin incluir transacciones regionales, y calcular las ofertas de oportunidad al MER. El ODS publicará el Predespacho inicial en su página web.

El ODS debe enviar al EOR el Predespacho inicial del SIN antes de las 13:00 horas, incluyendo las ofertas de oportunidad y los contratos regionales dentro de los plazos y con la información que establece el RMER.

El ODS realizará la coordinación con el EOR del Predespacho Regional y servicios auxiliares regionales de acuerdo con los procedimientos y plazos que se establecen en el RMER y las normas técnicas del ROM.

El EOR enviará al ODS el Predespacho Regional acordado dentro de los plazos establecidos en el RMER, pero no más tarde que las 16:00 horas.

Antes de las 18:00 horas, el ODS informará a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional sus transacciones regionales resultantes y a incluir Predespacho final del SIN.

9. En la sección 14.3 establece que es un incumplimiento de suministro de información, el ODS tiene el derecho de completar la información faltante y corregir información que considera inválida. El Coordinado debe aceptar los resultados de los valores del ODS que afectan sus instalaciones y equipamiento en el Despacho Económico, cumplimiento de CCSDM y asignación de SSCC.
10. En el Anexo 2, información técnica y operativa de la generación, establece que Cada Empresa Generadora debe suministrar al ODS toda la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal, el Despacho Económico, la asignación de SSCC, y el cálculo de costos marginales del SIN.

Toda empresa con nueva generación comprometida en ventas a un Agente Comprador o prevista entrar en operación dentro de los siguientes dieciocho (18) meses debe suministrar al ODS la información requerida para la Planificación Operativa de Largo Plazo y Estudios de Seguridad Operativa, aún en el caso que todavía no califique como Coordinado.

La información a suministrar para generación incluirá como mínimo la siguiente:

- a. Fechas previstas para la entrada en operación comercial de nueva generación;
- b. Tecnología de generación;
- c. Datos de potencia, incluyendo potencia instalada, Potencia Efectiva a plena carga, potencia mínima operativa, y Consumo Propio de Generación informado como porcentaje de la potencia generada;
- d. Parámetros eléctricos de los equipos o instalaciones de la central y de las unidades generadoras, incluyendo diagramas;

- e. Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, incluyendo tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque;
- f. Restricciones al despacho: rampas máximas de subida (toma de carga) y bajada (reducción de carga); cualquier otra restricción que afecte el despacho, así como los motivos que justifican dicha restricción;
- g. Datos referidos a los Servicios Complementarios de acuerdo a lo establecido en la NT-SSCC para el procedimiento de habilitación, incluyendo entre otros: (i) parámetros y características para regulación primaria y secundaria de frecuencia; (ii) parámetros y características para regulación de voltaje y potencia reactiva, curva de capacidad, márgenes de sub-excitación y sobreexcitación, y (iii) toda restricción a los compromisos acordados en la habilitación de SSCC;
- h. Información adicional según tecnología:
 - i. Para cada central hidroeléctrica: número de unidades generadoras, información técnica y operativas de la central y del embalse incluyendo nivel máximo y mínimo operativo, curva de volumen embalsado en función del nivel, volumen de regulación; caudal máximo y mínimo turbinable; factor de producción nivel del embalse-caudal; restricciones aguas debajo de existir, serie(s) de hidrología histórica; evaporación media mensual; y costos variables de operación y mantenimiento.
 - ii. Para cada unidad térmica: tipos de combustibles (tales como combustible líquidos, gas natural, carbón), almacenamiento de combustibles, para el siguiente mes declaración de los Costos Variables de Generación incluyendo Consumo Específico de Combustible (medio y curva o rendimiento) según nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), y Costos de Arranque y Parada; tasa de indisponibilidad forzada prevista para generación nueva; cualquier restricción a la disponibilidad de combustibles. El ODS coordinará ensayos o una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.

- iii. Para cada central geotérmica: potencia máxima neta, tiempos y restricciones de arranque y parada, de operación previstas y su disponibilidad (por ejemplo, mantenimiento o trabajos en pozos).
 - iv. Para cada central de biomasa: información similar a la generación térmica si combina la operación con quemado de combustible; y además tipo de biomasa, mezcla prevista (combustible – biomasa).
 - v. Para cada parque eólico, estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de medición de viento; pronósticos de generación diaria y horaria para la Programación Semanal y el Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.
 - vi. Para cada parque solar fotovoltaico, estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de irradiación; pronósticos de generación
 - vii. diaria y horaria para Programación Semanal y Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.
11. En el Anexo 3, Costos Variables de Generación sección 8, establece que los titulares de centrales generadoras, o los compradores que hayan adquirido el derecho a la producción de estas, están obligados a poner a disposición del ODS toda la potencia disponible de sus unidades o centrales generadoras, declarando la información de sus Costos Variables de Generación para el Despacho Económico de acuerdo a lo que se establece en este Anexo. La declaración de costos variables será según la tecnología de acuerdo a lo siguiente:
- a. Generación térmica: La Empresa Generadora debe suministrar una declaración mensual de Costos Variables Térmicos y Costo de Arranque y Parada para el mes siguiente junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo. El Costo Variable Térmico por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el Costo Variable Térmico vigente o ajustarlo de acuerdo a precios de referencia.
 - i. Generación con Contrato Pre-existente: suministrar la información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo a lo que establece este Anexo, dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de

combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada. La Empresa Generadora debe informar el precio de la energía en el contrato para que, en caso de existir capacidad disponible que no resulte generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha capacidad disponible al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS no ofertará al MER la capacidad disponible cuando exista, debido a la información faltante.

- ii. Generación sin Contrato Preexistente: suministrar la información para los Costos Variables Térmicos de acuerdo a lo que establece este Anexo, dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal/ unidad de combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada.
 - iii. El ODS llevará a cabo una auditoría técnica para validar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.
 - iv. En caso de que la Empresa Generadora no realice la declaración mensual durante dos (2) meses, el ODS deberá realizar una auditoría técnica para verificar los Costos Variables Térmicos, y el costo de dicha auditoría será a cargo de la Empresa Generadora dado el incumplimiento en su obligación a la declaración mensual.
- b. Centrales generadoras hidroeléctricas: El costo variable para la optimización hidrotérmica y el Despacho Económico será el Valor del Agua calculado por el ODS junto con la Programación Semanal, de acuerdo con lo que se establece en el Anexo Tipos de Centrales Hidroeléctricas y Valor del Agua. La Empresa Generadora debe enviar la información requerida en dicho anexo. El ODS podrá realizar una auditoría técnica de los parámetros operativos de las centrales hidroeléctricas que afectan su despacho y Valor del Agua.
- c. Generación geotérmica, solar fotovoltaica y eólica:
- i. Generación con Contrato Pre-existente: El costo variable se considera nulo para el Despacho Económico, de acuerdo con lo establecido en el marco legal. La Empresa

Generadora debe informar el precio de la energía en el contrato para que, en caso de existir excedentes que no resultan previstos generando en el Predespacho, el ODS pueda ofertar dicha energía al mercado de oportunidad del MER. La Empresa Distribuidora, que es la parte compradora en el contrato, validará la información a través de notificar al ODS que la información suministrada por la Empresa Generadora corresponde a lo que establece el contrato. En caso de que no se informe al ODS el precio de la energía en el contrato, el ODS no ofertará al MER excedentes cuando existan debido a la información faltante.

- ii. **Generación sin Contrato Pre-existente:** La Empresa Generadora debe suministrar, junto con los datos para la Planificación Operativa de Largo Plazo, una declaración mensual del Costo Variable de Operación y Mantenimiento para el mes siguiente, incluyendo cuando sea necesario o lo requiera el ODS la documentación que lo valida. El costo variable validado por el ODS se utilizará para el Despacho Económico del mes siguiente. En caso de que la Empresa Generadora no suministre la información dentro de los plazos requeridos, el ODS podrá continuar utilizando el costo variable vigente.

1.3.5 Norma Técnica de Mantenimientos

La Norma Técnica de Mantenimientos tiene por objeto establecer los plazos, requerimientos, intercambios de información y procedimientos para (i) elaborar y actualizar el Plan Anual de Mantenimientos del SIN; (ii) enviar solicitudes de mantenimiento semanal, diarios y de emergencia, y su coordinación y autorización por el ODS; (iii) la evaluación del cumplimiento de los programas de mantenimiento y análisis de los Mantenimiento Forzados; y, (iv) cálculo de indicadores de Indisponibilidad para cada generación. Para términos del presente informen se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. La sección 7.1.1 define la calendarización de la programación semanal de mantenimientos para lo cual, las empresas generadoras y transmisoras, deberán 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.
2. La sección 7.1.2 define la calendarización de la programación semanal de mantenimientos para lo cual las empresas distribuidoras deberán enviar las solicitudes de los mantenimientos para la siguiente semana a más tardar el martes de cada semana a las

16:00 horas y junto con la información para la Programación Semanal, debe enviar un pronóstico de demanda semanal horaria por nodo el jueves de cada semana antes de las 09:00 horas; e informar una previsión indicativa para la semana subsiguiente, para los equipos de distribución, incluyendo todo equipo que afecte sus compromisos de SSCC.

3. La sección 8.1.2 establece que durante la Operación en Tiempo Real cuando sea necesario y con la debida justificación, una Empresa Generadora, Empresa Transmisora, o Empresa Distribuidora podrá solicitar un Mantenimiento de Emergencia a la Sala de Control del ODS por cualquier medio de comunicación disponible. La solicitud debe incluir como mínimo los datos que se establecen en esta Norma Técnica, y una evaluación preliminar de la situación que justifica clasificar el mantenimiento como emergencia.

En el Informe del Posdespacho Operativo, el ODS incluirá los Mantenimiento de Emergencia autorizados en tiempo real.

4. La sección 6.1 define el análisis de la solicitud del mantenimiento mayores definiendo la siguiente calendarización: Cada año, antes del quince (15) de septiembre, cada Empresa Generadora y cada Empresa Transmisora debe suministrar al ODS las solicitudes de Mantenimientos Mayores para el siguiente año calendario (enero a diciembre, 52 semanas), y una previsión indicativa para los dos años subsiguientes.

A más tardar el quince (15) de octubre, el ODS notificará a las Empresas Generadoras y Empresas Transmisoras la propuesta del PAM para el siguiente año calendario, identificando cada modificación acordada a las fechas de los Mantenimientos Mayores solicitados, y las solicitudes que resultan como Mantenimiento Programado con observaciones, con la correspondiente justificación. Cada Empresa Generadora y cada Empresa Transmisora contará con dos (2) semanas para enviar sus comentarios al PAM, incluyendo a la justificación de calificar con observaciones su Mantenimiento Programado.

5. La sección 6.3 complementa la planificación incorporando la coordinación regional la cual a más tardar el quince (15) de noviembre, el ODS publicará en su página web el Plan Anual de Mantenimientos coordinado, teniendo en cuenta los criterios definidos y los comentarios recibidos, y realizando estudios adicionales de ser necesario.

A más tardar el quince (15) de diciembre de cada año, el ODS finalizará el PAM para el siguiente año calendario, incorporando el plan de transmisión regional coordinado con el EOR, y lo publicará en su página web como el PAM final para el siguiente año calendario.

El informe de Planificación Operativa de Largo Plazo que se publique en diciembre incluirá como anexo el PAM final y las observaciones y la justificación e identificando los mantenimientos que resultan de la coordinación con el EOR.

6. La Sección 6.4 define las consideraciones en la modificación de las solicitudes de mantenimiento en las cuales durante el año calendario, podrán resultar modificaciones al PAM final informado en diciembre del año anterior. El ODS debe solicitar con una anticipación mínima de quince (15) días y coordinar con el EOR cualquier modificación al plan anual coordinado informando la correspondiente justificación, de acuerdo a lo que establece el RMER.

El PAM vigente para un mes será el PAM final con los ajustes realizados hasta dicho mes. La Empresa Generadora o Empresa Transmisora debe informar si cancela un Mantenimiento Mayor del PAM vigente como mínimo cinco (5) semanas antes del inicio programado para dicho mantenimiento en el PAM. El ODS ajustará el PAM vigente para eliminar dicho mantenimiento.

Junto con la información para la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Empresa Generadora o la Empresa Transmisora puede solicitar modificación a las fechas (semanas, duración) o alcance de Mantenimientos Mayores en el PAM vigente, con la correspondiente justificación, sujeto a que la solicitud sea como mínimo un (1) mes antes del inicio previsto del mantenimiento en el PAM. La solicitud se enviará con los formatos y medios que defina el ODS, y el contenido para la solicitud de Mantenimientos Mayores que define esta Norma Técnica. En situaciones debidamente justificadas por la Empresa Generadora o Empresa Transmisora, el ODS podrá aceptar una solicitud de modificación al PAM vigente con una anticipación mínima de diez (10) días, garantizando que el ODS cuenta con el tiempo requerido de ser necesario coordinar con el EOR.

El ODS realizará un análisis similar al requerido para el PAM inicial, debiendo requerir y buscando acordar modificaciones si los estudios y análisis identifican incumplimiento a los criterios definidos. El ODS incorporará la modificación al PAM, calificándose como Mantenimiento Programado o Mantenimiento Programado con observaciones según corresponda.

En el informe de Planificación Operativa de Largo Plazo para cada mes, el ODS incluirá el PAM vigente indicando las modificaciones coordinadas para el mes y las que resultan con observaciones, de existir.

1.3.6 Norma Técnica de Inspección y Verificación

La Norma Técnica de Inspección y Verificación tiene por objeto establecer los deberes y las obligaciones de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, Empresas Transmisoras y Operador del Sistema en lo relativo a las condiciones, procedimientos y plazos para llevar a cabo las inspecciones, verificaciones o Auditorías Técnicas de las instalaciones, equipos, sistemas y parámetros de las centrales generadoras, instalaciones de transmisión o distribución. Para términos del presente informen se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. La Sección 7 define el proceso de ejecución de una auditoría técnica:

Toda Auditoría Técnica sólo podrá iniciarse con la aprobación del Protocolo de Auditoría Técnica, por parte del ODS. Previo al inicio de una Auditoría Técnica debe llevarse a cabo las actividades siguientes:

- a) El ODS emitirá una notificación de Auditoría Técnica al Coordinado con base en lo definido en el PAAT.
- b) El Coordinado que reciba una notificación de Auditoría Técnica, en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles deberá proponer un Auditor Técnico del registro del ODS. El ODS en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles aprobará la propuesta de Auditor Técnico y notificará al Coordinado. En caso de que el Auditor Técnico propuesto por el Coordinado no cumpla con lo descrito en la sección de Condiciones para la Selección del Auditor Técnico el ODS seleccionará el Auditor Técnico bajo su criterio.
- c) Una vez seleccionado el Auditor Técnico, el Coordinado tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para realizar la contratación del Auditor Técnico.
- d) En el plazo máximo de diez (10) días hábiles desde la suscripción del contrato de la Auditoría Técnica, el Auditor Técnico elaborará el Protocolo de Auditoría Técnica para presentarlo al ODS y al Coordinado propietario de las instalaciones a auditar.
- e) El Coordinado contará con un plazo máximo de cinco (5) días hábiles a partir de la recepción del Protocolo de Auditoría Técnica para realizar observaciones al Protocolo de Auditoría Técnica y comunicarlo al ODS para su evaluación.
- f) El ODS contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles a partir de la recepción del Protocolo de Auditoría Técnica para aprobarlo y notificar al Coordinado o en su defecto realizar observaciones y comunicarlo al Coordinado y Auditor Técnico. En caso de existir observaciones al Protocolo de Auditoría Técnica, el Auditor Técnico contará con un plazo máximo de cinco (5) días hábiles para presentar una nueva propuesta al

ODS y al Coordinado propietario de las instalaciones a auditar, el ODS contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles a partir de la recepción de la nueva versión del Protocolo de Auditoría Técnica para aprobarlo y notificar al Coordinado o en su defecto rechazarlo. En caso de rechazar el Protocolo de Auditoría Técnica, el ODS deberá justificar la decisión, así como seleccionar un nuevo Auditor Técnico y retomar el proceso a partir del literal c.

Durante el desarrollo de una Auditoría Técnica el ODS deberá aprobar o rechazar el Informe de Auditoría Técnica o sus informes de avance a más tardar diez (10) días hábiles después de recibidos. Asimismo, podrá hacer observaciones al mismo. En caso de realizar observaciones, deberá señalar el plazo para la presentación definitiva del Informe de Auditoría Técnica el que no podrá ser mayor a diez (10) días hábiles. En caso de rechazo, el ODS deberá fundamentar dicha decisión y reactivar dentro del mismo plazo una nueva Auditoría Técnica, si fuese el caso.

2. La Sección 12 define que el ODS de manera anual elaborará el PAAT que le permita centrarse en los temas más críticos que afectan la correcta operación y desempeño del SIN. El PAAT, una vez elaborado por el ODS, deberá ser remitido a los Coordinados y a la CREE para su consideración a más tardar el treinta (30) marzo de cada año. La CREE y los Coordinados contarán con un máximo de diez (10) días hábiles para hacer comentarios al PAAT y remitirlos al ODS para su consideración. Finalmente, el ODS presentará la versión final del PAAT a más tardar el treinta (30) de abril de cada año. El PATT deberá ser publicado en la página web del ODS.

Para elaborar el PAAT, el ODS deberá establecer un ranking y priorización de materias que se incluirán en el PAAT, el que se debe sustentar en un análisis de riesgos, basado en la importancia y el nivel de impacto sobre la operación y gestión del SIN. Para lo anterior el ODS calculará los indicadores que se establecen en esta sección para medir el desempeño de los Coordinados que sirva como referencia para identificar las instalaciones que tienen problemas para el cumplimiento de los requisitos aplicables y por tanto incluirse en el PAAT.

Estos indicadores se definirán con base en la información solicitada para la habilitación de servicios complementarios, los informes de desempeño de servicios complementarios, información solicitada a los Coordinados para la programación de la operación, informes

de postdespacho operativo, información solicitada para la elaboración de mantenimientos y sus resultados, y otra información que considere conveniente el ODS.

El PAAT deberá incluir un cronograma de la ejecución de los trabajos contenidos, a través de una carta o diagrama de Gantt, especificando los recursos involucrados (tiempo, actividades, secuencia, entre otros) para su correcta gestión.

3. La Sección 12.2 establece que el ODS, con el fin de contar con criterios técnicos para la elaboración del PAAT, deberá desarrollar una guía que sirva para calcular indicadores de desempeño necesarios para identificar los coordinados cuyas instalaciones presentan problemas para cumplir los requisitos aplicables. Dichos indicadores deberán ser calculados en períodos semestrales consecutivos para cada unidad de generación, elemento o equipo de las redes de transmisión y distribución, así como para las instalaciones de los Consumidores Calificados correspondientes.
4. La Sección 15 define que producto de la ejecución del PAAT se deberán contar con informes de resultados de las auditorías técnicas. Este informe deberá contener como mínimo lo siguiente:
 - a. Descripción del trabajo realizado durante la Auditoría Técnica.
 - b. Resultados y análisis de las pruebas o verificaciones realizadas junto con su evidencia.
 - c. Conclusiones y recomendaciones asociadas a la Auditoría Técnica, incluyendo la documentación y antecedentes de respaldo utilizados para su preparación.

En el caso de detectar anomalías o incumplimientos a la normativa técnica vigente, el ODS deberá solicitar un plan de normalización al Coordinado que permita estructurar un proceso de mejora que subsane con acciones y plazos concretos las deficiencias detectadas. El Coordinado tendrá un plazo máximo de veinte (20) días hábiles para remitir dicho plan al ODS. Una vez aprobado el plan de normalización será informado a la CREE para su conocimiento.

El Coordinado deberá informar al ODS de manera trimestral los avances en la ejecución del plan de normalización, indicando todas aquellas actividades que ha desarrollado para dar cumplimiento a sus compromisos.

El ODS podrá verificar después de la entrega del Informe de Auditoría Técnica, el cumplimiento de la planeación de la auditoría; el ODS y el Auditor Técnico establecerán la fecha de esta revisión.

1.3.7 Norma Técnica de Medición Comercial

La Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) entre sus objetos de aplicación para fines del presente informe, incluye el empleo y la definición de los procedimientos para la verificación, intervención y operación del SIMEC. Para términos del presente informe se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

La sección 10.3 establece que el Operador del Sistema elaborará un plan anual de verificaciones de los equipos de medición de los Agentes del MEN y de las Empresas Transmisoras. El ODS informará el plan inicial para el siguiente año en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo correspondiente al mes de noviembre. El ODS podrá ajustar el plan de verificaciones durante el año, siempre que el cambio sea notificado con una anticipación no menor a un mes. En cada Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo el ODS incluirá en el anexo “Medidores y SIMEC” el plan de verificaciones vigente.

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.

1.4 ANTECEDENTES

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), publicada en mayo de 2014, regula las actividades de generación, transmisión, operación y distribución de energía eléctrica en Honduras, así como la importación y exportación de energía, en forma complementaria a lo dispuesto en los instrumentos internacionales aplicables. Asimismo, establece el marco jurídico general para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y su vinculación con el mercado eléctrico regional.

En desarrollo de dicho marco normativo, se define la figura del Operador del Sistema como la entidad responsable de la operación técnica del sistema eléctrico nacional y de la administración del mercado eléctrico. Entre sus funciones principales se encuentran garantizar la continuidad, seguridad, calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, así como coordinar de manera

eficiente las actividades de generación y transmisión, procurando una operación al mínimo costo económico compatible con los criterios regulatorios y técnicos aplicables.

Para el cumplimiento de estas funciones, el Operador del Sistema debe elaborar, actualizar y ejecutar la planificación operativa del sistema eléctrico en los distintos horizontes temporales previstos por la normativa vigente. Esta planificación requiere el suministro oportuno y suficiente de información técnica, operativa y económica por parte de los agentes y demás sujetos obligados, a fin de sustentar la programación de la operación y la determinación del despacho económico de las centrales generadoras conforme a los parámetros y procedimientos establecidos en la regulación sectorial.

Con el propósito de contextualizar adecuadamente el presente análisis y asegurar su consistencia con el marco regulatorio aplicable, la Dirección de Fiscalización efectuó una revisión normativa de las disposiciones que regulan la planificación operativa, la programación de la operación, el suministro de información por parte de los agentes y los mecanismos complementarios de seguimiento técnico. Dicha revisión comprendió, de manera enunciativa mas no limitativa, las siguientes disposiciones:

1. Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE)
2. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica
3. Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM)
4. Norma Técnica de Programación de la Operación, en lo relativo a los criterios y horizontes de planificación operativa
5. Norma Técnica de Mantenimientos, respecto de la coordinación y programación de indisponibilidades de las instalaciones
6. Norma Técnica de Inspección y Verificación, aplicable a los procedimientos de revisión técnica de las instalaciones
7. Norma Técnica de Medición Comercial, particularmente en lo concerniente a la verificación, oficialización y vigencia de los equipos de medición comercial

Con base en este conjunto normativo, la Dirección de Fiscalización estructuró el presente análisis con el fin de evaluar la aplicación de los procedimientos regulatorios vinculados a la planificación operativa del sistema. Para ello, se consideró la identificación de las actividades programadas en cada horizonte temporal, las obligaciones de suministro de información por parte de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y de las Empresas Transmisoras, así como los mecanismos

de validación, ajuste y publicación de la información e informes elaborados por el Operador del Sistema. Este enfoque permite delimitar con precisión el objeto de revisión y comprender la relevancia técnica y regulatoria de la información que debe ser presentada en cada etapa de la programación.

En consecuencia, el presente análisis constituye una línea base para el proceso de fiscalización de la declaración de información operativa, en la medida en que permite verificar el estado actual de los procedimientos asociados a la planificación y programación de la operación. Asimismo, proporciona elementos para identificar posibles desviaciones respecto del marco normativo vigente, determinar oportunidades de mejora en los procesos supervisados y sustentar eventuales acciones de seguimiento, regularización o control en el ejercicio de las funciones asignadas al Operador del Sistema.

1.5 METODOLOGÍA DE FISCALIZACIÓN

La presente sección describe de manera general el procedimiento de fiscalización aplicado por parte de la Dirección de Fiscalización en los análisis contenidos en este informe, según se muestra en la **Imagen 1-1**.



Imagen 1-1 Metodología de fiscalización de la Dirección de Fiscalización de la CREE

Las etapas que conforman dicha metodología son:

- A. Etapa de monitoreo: describe el monitoreo continuo por parte de la Dirección sobre las actividades de los actores del subsector eléctrico, con base en los alcances, indicadores y disposiciones establecidas en la normativa objeto de fiscalización. Cuando se identifica un posible incumplimiento a la normativa o una posible irregularidad con respecto a una actividad regulada por la LGIE, se inicia la siguiente etapa.
- B. Etapa de análisis: se realiza un análisis exhaustivo de información obtenida a través de canales de comunicación oficiales de las empresas objeto de análisis, requerimientos de información realizados por parte de la CREE como parte de su facultad de supervisión del subsector eléctrico e inspecciones para la verificación de información. Luego se realiza un informe de fiscalización que determina las acciones que la empresa objeto de análisis debe realizar para regularizar su actividad.
- C. Proceso de regularización: esta etapa contempla el cumplimiento del plan de regularización en los plazos y con la formalidad establecida por la CREE. El incumplimiento de dicho plan conlleva al inicio de la siguiente etapa.
- D. Proceso de sanciones: Se inicia el proceso de sanciones según se define en la LGIE y su reglamento, el cual inicia con la identificación de las infracciones a la Ley cometidas por el actor del subsector y concluye con la imposición de los valores de sanciones.

1.6 ANÁLISIS REGULATORIO

El marco regulatorio del subsector eléctrico hondureño define y establece las funciones y obligaciones de los Agentes que participan en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), de las empresas transmisoras, así como del Operador del Sistema, con el fin de garantizar una operación continua, eficiente y confiable del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En este contexto, el presente análisis tiene como propósito interpretar las disposiciones regulatorias aplicables, particularmente aquellas relacionadas con la planificación y programación de la operación, así como otros aspectos complementarios que contribuyen al fortalecimiento de dicha planificación.

1.6.1 Planificación operativa

La LGIE establece que Operador del Sistema, será la entidad encargada de coordinar, generar e implementar la programación de la operación del sistema eléctrico nacional, aplicando las disposiciones normativas, fechas estimadas, criterios técnicos y herramientas especializadas. Esto con la finalidad de obtener el despacho económico de las centrales de generación a mínimo costo,

en cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) asegurando la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

Asimismo, la NT-PO define el término Coordinado como aquellos Agentes cuyas instalaciones están sujetas a la coordinación operativa del Operador del Sistema. En este sentido, se consideran Coordinados:

- Agentes Productores,
- Empresa Distribuidora,
- Empresa Transmisora,
- Y cualquier propietario de instalaciones de generación o transmisión cuya operación sea coordinada o despachada por el Operador del Sistema.

Esta definición abarca tanto a las unidades de generación sujetas a despacho económico como a las instalaciones de transmisión bajo control operativo del ODS, asegurando que todas ellas operen de acuerdo con los criterios técnicos, modelos, procedimientos y restricciones establecidos para la programación de la operación.

Finalmente, el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la NT-PO determinan que la programación operativa debe realizarse en tres horizontes de tiempo:

1. Largo Plazo,
2. Programación semanal,
3. Programación Diaria o Predespacho.

Estos horizontes permiten estructurar una operación de forma anticipada, coordinada y eficiente del SIN

1.6.1.1 Planificación Operativo a Largo Plazo (PO-LP)

La PO-LP tiene un horizonte de 36 meses, con un nivel de detalle semanal y una actualización de carácter mensual. El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de Operador del Sistema, es responsable de elaborar y publicar la actualización correspondiente para el mes siguiente.

De acuerdo con lo establecido en la Sección 9.5 de la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO), la **Imagen 1-2** presenta el cronograma mensual, las actividades que realiza cada actor y los plazos definidos para el cumplimiento de dichas actividades.

Cabe mencionar que, el Operador del Sistema podrá completar los datos no suministrados por los Coordinados, pudiendo para ello continuar utilizando los datos de la Planificación Operativa de Largo Plazo anterior. Asimismo, la NT-PO establece que la falta de presentación de la información requerida constituye una infracción.

DOMINGO	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO
28	29	30	31	1	2	3
4	5 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	6 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	7 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	8 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	9 Suministro de información presentado por los Agentes del MEN	10
11	12	13	14	15 El Operador del sistema actualiza la base de datos del SIN y finaliza la versión preliminar del Informe PO-LP	16	17
18	19 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	20 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	21 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	22 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	23 Presentación de comentarios de los Agentes del MEN	24
25	26	27	28	29	30 Finalización y publicación del Informe PO-LP actualizado del siguiente mes	31

Imagen 1-2 Planificación mensual de la Informe de PO-LP (Elaboración propia 2026)

1.6.1.2 Programación semanal

La programación semanal se realiza una vez por semana y abarca la siguiente semana calendario, con un nivel de detalle horario. En este proceso, y conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Mantenimientos (NT-M), los agentes productores, la empresa distribuidora y la empresa transmisora deben presentar la calendarización semanal de los mantenimientos previstos para ejecutarse.

De acuerdo con lo indicado en la Sección 10.6 de la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO), la *Error! No se encuentra el origen de la referencia.* muestra el cronograma semanal, las actividades asignadas a cada actor y los plazos establecidos para su cumplimiento.

LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO
Agentes Productores , Agentes Compradores, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora Suministro de información para el predespacho del siguiente día Enviar antes de las 09:00	Agentes Productores , Agentes Compradores, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora Suministro de información para el predespacho del siguiente día Enviar antes de las 09:00 Empresa Transmisora y Distribuidora Presentación de solicitudes de mantenimiento semanal Enviar antes de las 16:00	Agentes Productores , Agentes Compradores, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora Suministro de información para el predespacho del siguiente día Enviar antes de las 09:00	Agentes Productores , Agentes Compradores, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora Suministro de información para el predespacho del siguiente día Enviar antes de las 09:00 Suministro de información para la programación semanal de la siguiente semana Enviar antes de las 09:00 Agentes Productores Presentación de solicitudes de mantenimiento semanal Enviar antes de las 09:00 Empresa Distribuidora Presentación del pronóstico de la demanda con horizonte semanal de 7 días. Enviar antes de las 09:00	Agentes Productores , Agentes Compradores, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora Suministro de información para el predespacho del siguiente día Enviar antes de las 09:00 Operador del Sistema Publicación de la programación semanal Publicación del calendario de mantenimientos semanal	Agentes Productores , Agentes Compradores, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora Suministro de información para el predespacho del siguiente día Enviar antes de las 09:00	Agentes Productores , Agentes Compradores, Empresa Distribuidora y Empresa Transmisora Suministro de información para el predespacho del siguiente día Enviar antes de las 09:00

Imagen 1-3 Planificación semanal (Elaboración propia 2026)

1.6.1.3 Programación diaria o predespacho

El predespacho se ejecuta con detalle horario el día previo al despacho físico de los recursos de generación utilizando como insumos la demanda horaria prevista en cada nodo, la disponibilidad real de las unidades de generación y el estado operativo de las instalaciones de transmisión. El objetivo del Predespacho es anticipar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y del Predespacho Regional. La información no se encuentra el origen de la referencia. también presenta la disposición semanal aplicable a la presentación del predespacho. Es importante señalar que a las 18:00 el CND debe publicar la versión final de predespacho diario para siguiente día.

1.6.1.4 Planificaciones complementarias

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), además de definir los procesos de programación operativa en sus distintos horizontes de tiempo, establece una serie de planificaciones complementarias de cumplimiento obligatorio que deben ser elaboradas y ejecutadas anualmente. Entre estas se incluyen: el Plan Anual de Mantenimientos (PAM), el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) y el Plan de Verificación de los Equipos de Medición Comercial.

En función de lo anterior, cada planificación es requerida explícitamente por el ROM y desarrollada conforme al enfoque y alcance normativo correspondiente. Para efectos de claridad, a continuación, se describen los principales elementos y periodos asociados a cada planificación.

1.6.1.4.1 Mantenimientos

La Norma Técnica de Mantenimientos y el ROM establecen una calendarización anual conforme a la cual los Agentes Productores y la Empresa Transmisora deben remitir al Operador del Sistema, antes del 15 de septiembre de cada año, las solicitudes de Mantenimientos Mayores correspondientes al año siguiente. Con base en las disposiciones de las secciones 6.1, 6.2 y 6.3, la **Imagen 1-4** detalla las fechas límite para el suministro de información y la presentación de modificaciones, así como el actor responsable de cada actividad.

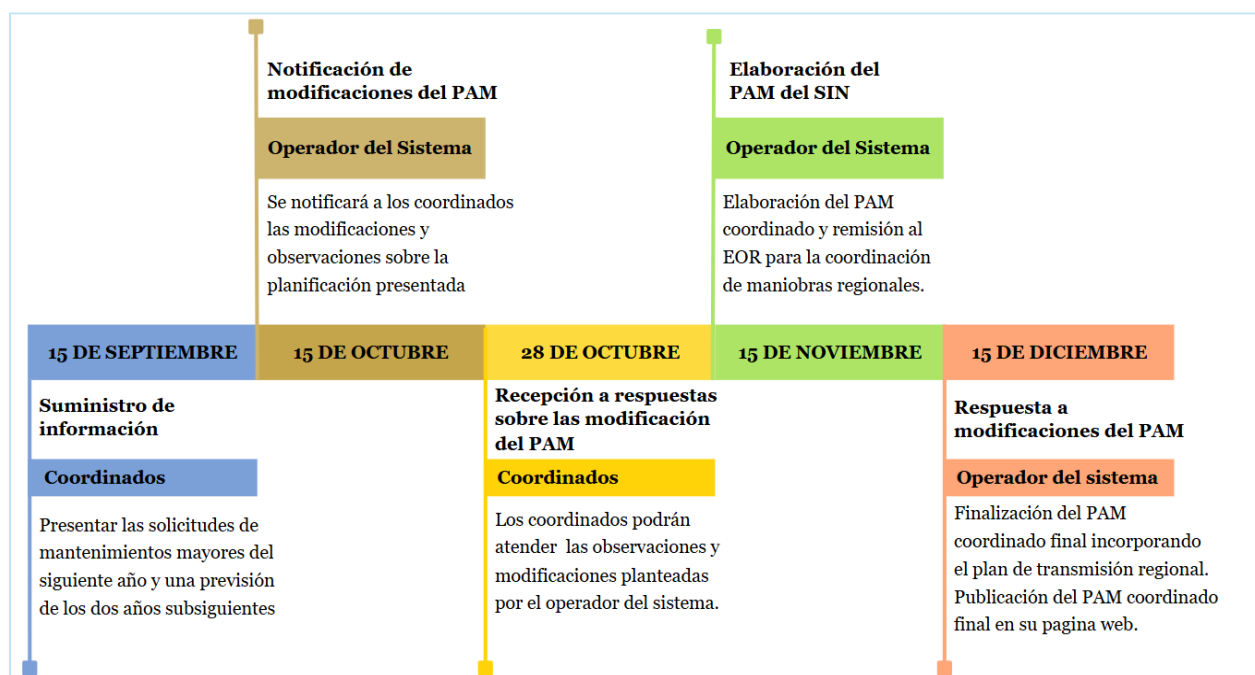


Imagen 1-4 Plan Anual de Mantenimiento (fuente Norma Técnica de Mantenimientos y ROM)

Asimismo, la Norma Técnica de Mantenimientos define una planificación semanal que se integra a la calendarización operativa, con los siguientes plazos de presentación según el actor responsable:

1. Los Agentes Productores deben remitir al Operador del Sistema sus solicitudes de mantenimiento semanal cada jueves antes de las 09:00 horas, para su análisis y coordinación.
2. La Empresa Transmisora debe remitir al Operador del Sistema sus solicitudes de mantenimiento semanal cada martes antes de las 16:00 horas, para su análisis y coordinación.

3. La Empresa Distribuidora debe remitir al Operador del Sistema sus solicitudes de mantenimiento semanal cada martes antes de las 16:00 horas, para su análisis y coordinación.

1.6.1.4.2 Auditorias Técnicas

Tanto la Norma Técnica de Programación de la Operación como la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV) establecen las disposiciones aplicables al desarrollo de Auditorias Técnicas que contemplan la realización de pruebas técnicas como ser Potencia Efectiva, Potencia Maxima, Costos Variables de Generación y Control de Frecuencia Primaria. Asimismo, desarrolla el procedimiento de ejecución de las auditorias técnicas.

El Operador del Sistema (ODS) debe elaborar anualmente el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) con el objetivo de priorizar las auditorías sobre aquellas instalaciones, equipos o parámetros que puedan afectar la operación segura y el desempeño del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El PAAT debe remitirse a los Coordinados y a la CREE a más tardar el 30 de marzo, quienes disponen de diez (10) días hábiles para presentar observaciones. Posteriormente, el ODS debe emitir la versión final del plan antes del 30 de abril y publicarla en su sitio web.

La selección y priorización de las auditorías incluidas en el PAAT debe sustentarse en un análisis de riesgos y en indicadores de desempeño de los Coordinados, calculados a partir de información operativa relevante, incluyendo información solicitada para la habilitación de servicios complementarios, los informes de desempeño de servicios complementarios, información solicitada a los Coordinados para la programación de la operación, informes de postdespacho operativo, información solicitada para la elaboración de mantenimientos y sus resultados, entre otra que el ODS conveniente. El PAAT debe incorporar un cronograma de ejecución de las auditorías que detalle actividades, plazos y recursos.

El proceso de auditoría inicia mediante una notificación formal del ODS al Coordinado correspondiente. Luego, el Coordinado propone un Auditor Técnico del registro del ODS en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles, quien debe ser aprobado por el ODS también en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles. Posteriormente, el Coordinado cuenta con cinco (5) días hábiles para formalizar la contratación del auditor.

El siguiente paso consiste en la elaboración del Protocolo de Auditoría Técnica, el cual es desarrollado por el Auditor Técnico dentro de un plazo máximo de diez (10) días hábiles desde la suscripción del contrato, e incluye el plan de trabajo, las pruebas a realizar, los recursos necesarios

y los plazos. Este protocolo es revisado por el Coordinado, quien tiene cinco (5) días hábiles para formular observaciones, y posteriormente comunicarlo al ODS, que cuenta con diez (10) días hábiles para aprobarlo o emitir observaciones. En caso de ajustes, el Auditor Técnico dispone de cinco (5) días hábiles para presentar una nueva versión, la cual nuevamente debe ser evaluada por el ODS en un plazo de diez (10) días hábiles. La auditoría no puede iniciar sin esta aprobación previa, lo que garantiza que el proceso esté debidamente estructurado y validado.

Una vez aprobado el protocolo, se procede a la ejecución de la auditoría técnica, en la que se realizan inspecciones, pruebas y verificaciones sobre las instalaciones auditadas. Durante esta etapa participan el Auditor Técnico, el ODS y el Coordinado, levantándose actas y recopilando evidencia que respalde los resultados obtenidos. Todo el proceso se lleva a cabo conforme a estándares técnicos y normativos aplicables.

Finalizada la ejecución, el Auditor Técnico elabora el Informe de Auditoría Técnica, el cual contiene la descripción de las actividades realizadas, los resultados obtenidos, el análisis correspondiente, así como conclusiones y recomendaciones. Este informe es revisado por el ODS, quien debe aprobarlo, observarlo o rechazarlo en un plazo máximo de diez (10) días hábiles; en caso de observaciones, se establecerá un plazo para su corrección que no podrá exceder de diez (10) días hábiles. Una vez aprobado, el informe puede ser publicado, respetando la confidencialidad de la información sensible. En caso de rechazo, el ODS deberá fundamentar dicha decisión y reactivar dentro del mismo plazo una nueva Auditoría Técnica, si fuese el caso.

En caso de que el informe identifique incumplimientos o anomalías, el ODS solicita al Coordinado la elaboración de un Plan de Normalización, el cual debe incluir acciones correctivas concretas y plazos definidos para subsanar las deficiencias detectadas. Este plan debe ser presentado en un plazo máximo de veinte (20) días hábiles, aprobado por el ODS y comunicado a la CREE para su conocimiento. El Coordinado deberá reportar de manera trimestral los avances en la implementación del plan de normalización. El ODS podrá verificar el cumplimiento de las acciones comprometidas y evaluar la efectividad de las medidas adoptadas.

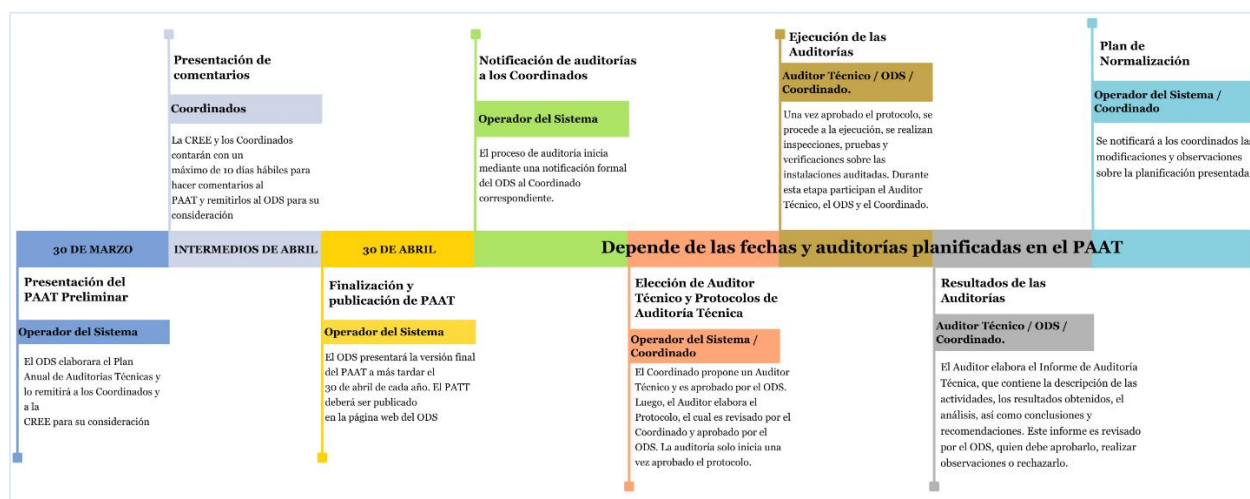


Imagen 1-5 Plan Anual de Auditorías Técnicas (fuente Norma Técnica de Inspección y Verificación)

En la **Imagen 1-5** se detalla un resumen de todo el proceso que conlleva la realización de las auditorías técnicas Considerando lo dispuesto en la NT-IV.

El ODS puede realizar auditorías técnicas extraordinarias cuando existan riesgos para la seguridad del sistema, inconsistencias en la información reportada o solicitudes justificadas de otros Coordinados, debiendo notificar previamente a los involucrados y a la CREE y emitir el correspondiente informe justificativo.

Por otro lado, el ODS debe desarrollar una guía para el cálculo de indicadores de desempeño, los cuales se evalúan semestralmente para identificar instalaciones con posibles incumplimientos que deban ser consideradas en el PAAT.

1.6.2 Calendario anual de planificación

Considerando las calendarizaciones anuales, en la **Imagen 1-6** se muestra la presentación y actualización de información e informes correspondientes a lo dispuesto en el marco normativo para un período de un año calendario, considerando que dichas planificaciones tienen un impacto operativo en la elaboración del despacho económico.



Imagen 1-6 Calendario anual de planificación de programación operativa en un año calendario

En síntesis, el marco regulatorio aplicable al subsector eléctrico hondureño establece un sistema de planificación integral que articula procesos de programación de la operación de largo plazo, semanal y predespacho diario, complementados por planificaciones anuales obligatorias orientadas a garantizar la confiabilidad operativa del SIN. La interacción entre agentes, la calidad de la información suministrada y el estricto cumplimiento de los procedimientos definidos en las normas técnicas constituyen elementos esenciales para asegurar una operación eficiente, transparente y alineada con los criterios regulatorios. En consecuencia, una adecuada observancia de estas disposiciones no solo fortalece la coordinación operativa, sino que también contribuye al desarrollo sostenible del mercado eléctrico y a la continuidad del suministro nacional.

1.6.3 Información operativa para presentar

El ROM y la NT-PO desarrollan la responsabilidad del ODS de planificar, programar y ejecutar la operación del SIN y, la obligación de los Agentes del MEN y demás Coordinados de suministrar la información necesaria para el ejercicio de dichas funciones.

Bajo este contexto, las Secciones 9.2, 10.3 y 11.3 NT-PO precisan el contenido mínimo, el horizonte temporal y los sujetos obligados en cada etapa de la planificación operativa. Por ello, en la **Tabla 1-1** se consolida la información que los Coordinados deben remitir al Operador del Sistema,

clasificada por actor, horizonte de programación y referencia normativa aplicable. Esta sistematización permite identificar, de forma ordenada, el contenido mínimo exigible para la planificación operativa de largo plazo, la programación semanal y el predespacho diario, y constituye una base técnica para verificar el cumplimiento oportuno de las obligaciones de reporte establecidas en la regulación vigente.

No.	Descripción	Actor/Tecnología	Horizonte	Referencia
1	Solicitudes de mantenimientos mayores o ajuste a los mantenimientos mayores programados	Empresas generadoras/ Empresa Transmisora	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
2	Información requerida para estudios de seguridad operativa para los siguientes 12 meses	Empresa Transmisora	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
3	Previsiones de disponibilidad, fechas e información sobre la entrada de nueva generación o de rehabilitación de generación existente	Empresas generadoras	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
4	Los pronósticos de caudales afluentes, de existir, y actualizar o confirmar las restricciones aguas abajo	Hidroeléctrica regulable	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
5	Toda restricción prevista a la disponibilidad de combustibles	Térmica	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
6	Declaración mensual de costos variables y para las unidades térmicas, su Costo de Arranque y Parada, de acuerdo con lo que establece el Anexo Costos Variables de Generación	Térmica	Largo plazo	ROM Art 24 NT-PO Sección 9.2
7	Los pronósticos de demanda semanal para los próximos doce (12) meses (energía y potencia máxima) en cada punto de conexión, el crecimiento previsto de la demanda de energía y potencia máxima para los veinticuatro (24) meses subsiguientes	Empresa Distribuidora	Largo plazo	NT-PO Sección 9.2
8	Actualizar o confirmar toda restricción	Coordinados	Semanal	NT-PO Sección 10.3
9	Informar mantenimientos requeridos o programados para la semana programada	Coordinados	Semanal	NT-PO Sección 10.3
10	Informar disponibilidad, restricciones y ofertas referidas SSSC	Empresa Generadora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
11	La información necesaria para los Estudios de Seguridad Operativa y para que el ODS actualice las restricciones de transmisión y cumplimiento de los CCSDM	Empresa Transmisora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
12	La disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación y compensación, capacidad de cada vínculo de transmisión, estado de carga y disponibilidad de los SAE de transmisión y cualquier otra restricción que puede afectar el despacho y la operación informando los motivos de dicha restricción;	Empresa Transmisora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
13	Los pronósticos de demanda para los siete (7) días horizonte de la Programación Semanal (energía diaria y demanda horaria) en cada punto de conexión	Empresa Distribuidora Agentes Compradores	Semanal	NT-PO Sección 10.3
14	La Potencia Efectiva disponible prevista para los siete (7) días horizonte	Empresa Generadora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
15	Informar el Programa de Operación.	Híbrida	Semanal	NT-PO Sección 10.3

No.	Descripción	Actor/Tecnología	Horizonte	Referencia
16	Suministrar la información requerida para el cálculo del Valor del Agua, incluyendo los pronósticos de caudales afluentes para 8 días	Hidroeléctrica regulable	Semanal	NT-PO Sección 10.3
17	Toda restricción prevista a su disponibilidad de combustibles incluyendo el motivo de la restricción y planes para resolver la situación	Térmica	Semanal	NT-PO Sección 10.3
18	Pronósticos de generación diaria y horaria para los siete (7) días	Empresa Generadora	Semanal	NT-PO Sección 10.3
19	Actualizar o confirmar toda restricción del Coordinado que afecte el Despacho Económico y que no fue informada en la Programación Semanal vigente, indicando el motivo que justifica la restricción, incluyendo modificación o cancelación a los mantenimientos acordados en la Programación Semanal de acuerdo con lo que establece para el Predespacho la Normativa Técnica de Mantenimiento	Coordinados	Diaria	NT-PO Sección 11.3
20	Informar disponibilidad, restricciones y ofertas para SSCC, de acuerdo con lo que establece la NT-SSCC para el Predespacho	Coordinados	Diaria	NT-PO Sección 11.3
21	Informar la disponibilidad programada o prevista de su equipamiento de transmisión, transformación, SAE de transmisión y compensación de energía reactiva	Empresa Transmisora	Diaria	NT-PO Sección 11.3
22	Informar Potencia Efectiva disponible prevista para las siguientes treinta y seis (36) horas	Empresa Generadora	Diaria	NT-PO Sección 11.3
23	Informar sus precios de combustible (puesto en la central) y, en caso de existir, las restricciones o falta de combustible indicando la causa y duración de la restricción	Térmica	Diaria	NT-PO Sección 11.3
24	Pronósticos de generación horaria para las siguientes treinta y seis (36) horas	Hidroeléctrica de pasada, eólica, solar y toda hidroeléctrica que no sea regulable	Diaria	NT-PO Sección 11.3
25	Declaración de contratos y ofertas regionales para el día siguiente, suministrando al ODS la información requerida en el RMER.	Empresa Generadora	Diaria	NT-PO Sección 11.3
26	Pronósticos de demanda horaria en cada punto de conexión	Empresa Distribuidora	Diaria	NT-PO Sección 11.3

Tabla 1-1 Información a suministrar (fuente NT-PO)

Adicionalmente, el Anexo 1 “Base de Datos del SIN” de la NT-PO establece la información, mínima que cada agente productor debe suministrar al operador del sistema, para los procesos de la Planificación Operativa a Largo Plazo, Programación Semanal y el Despacho Económico. Esta información es esencial para asegurar que el operador cuente insumos suficientes, actualizados y verificables para modelar el sistema, evaluar restricciones operativas, estimar disponibilidades y ejecutar el despacho económico conforme a criterios de seguridad, eficiencia y confiabilidad. Entre dicha información se incluyen:

1. Fecha prevista para la entrada en operación comercial de nueva generación;

2. Tecnología de generación;
3. Datos de potencia instalada y efectiva a plena carga, potencia mínima operativa y consumo propio de generación;
4. Parámetros eléctricos de los equipos de generación, incluyendo diagramas;
5. Parámetros y restricciones operativas de arranque y parada de unidades generadoras térmicas, incluyendo tiempo de arranque desde parada fría hasta sincronismo y desde sincronismo hasta plena carga; restricciones, en caso de existir, al tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque;
6. Restricciones al despacho: rampas máximas de subida (toma de carga) y bajada (reducción de carga); cualquier otra restricción que afecte el despacho, así como los motivos que justifican dicha restricción;
7. Datos referidos a los Servicios Complementarios de acuerdo con lo establecido en la NT-SSCC.

La **Tabla 1-2** resume, por tecnología de generación, el detalle de la información mínima que debe ser reportada conforme al Anexo 1 de la NT-PO.

No.	Descripción	Tecnología	Referencia
1	Número de unidades generadoras, información técnica y operativas de la central y del embalse incluyendo nivel máximo y mínimo operativo, curva de volumen embalsado en función del nivel, volumen de regulación; caudal máximo y mínimo turbinable; factor de producción nivel del embalse-caudal; restricciones aguas debajo de existir, serie(s) de hidrología histórica; evaporación media mensual; y costos variables de operación y mantenimiento.	Hidroeléctrica	NT-PO Anexo 1 numeral 2
2	Tipos de combustibles (tales como combustible líquidos, gas natural, carbón), almacenamiento de combustibles, para el siguiente mes declaración de los Costos Variables de Generación incluyendo Consumo Específico de Combustible (medio y curva o rendimiento) según nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), y Costos de Arranque y Parada; tasa de indisponibilidad forzada prevista para generación nueva; cualquier restricción a la disponibilidad de combustibles. El ODS coordinará ensayos o una auditoría técnica para determinar la curva de rendimiento de cada unidad generadora según su grado de carga, y los Costos de Arranque y Parada.	Térmica	NT-PO Anexo 1 numeral 2
3	Potencia máxima neta, tiempos y restricciones de arranque y parada, de operación previstas y su disponibilidad (por ejemplo, mantenimiento o trabajos en pozos).	Geotérmica	NT-PO Anexo 1 numeral 2
4	Corresponde a la información de la generación térmica si combina la operación con quemado de combustible; y además tipo de biomasa, mezcla prevista (combustible – biomasa).	Biomasa	NT-PO Anexo 1 numeral 2
5	Estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de medición de viento; pronósticos de generación diaria y horaria para la Programación Semanal y el Predespacho, y de ser	Eólico	NT-PO Anexo 1 numeral 2

No.	Descripción	Tecnología	Referencia
	necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.		
6	Estadística de energía generable (horaria, semanal) con base en estadística de irradiación; pronósticos de generación diaria y horaria para Programación Semanal y Predespacho, y de ser necesario correcciones al pronóstico para Predespacho; costo variable de operación y mantenimiento.	Solar	NT-PO Anexo 1 numeral 2
7	La potencia máxima de inyección, capacidad de almacenamiento de energía mínimo, capacidad de almacenamiento de energía máximo, potencia máxima en modo de operación de descarga, tiempo máximo de regulación, eficiencia de carga y descarga, rampa en modo de operación de carga, rampa en modo de operación de descarga y por último, el Programa de Operación entregado por el propietario de la central	Híbrida	NT-PO Anexo 1 numeral 2
8	Actualización periódica, y mantenimientos no programados o de emergencia, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Mantenimientos.	Empresas generadoras /Empresa Transmisora	NT-PO Anexo 1 numeral 4

Tabla 1-2 Información por presentar según la tecnología de generación (fuente: NT-PO)

En este sentido, se ha identificado en el sitio web del CND la disponibilidad de formatos de declaración mensual, semanal y diaria, así como formularios para el registro de datos generales, técnicos y operativos por tecnología de generación. Desde una perspectiva regulatoria, la existencia de estos formatos constituye un mecanismo instrumental para estandarizar la remisión de información y reducir asimetrías en su presentación; no obstante, su sola disponibilidad no exime a los agentes de cumplir materialmente con el contenido, plazo y calidad exigidos por la normativa aplicable.

Asimismo, de acuerdo con el Anexo 3 Sección 8, de la NT-PO, todos los Coordinados tienen la obligación de presentar su declaración mensual de Costos Variables de Generación (CVG). Esta obligación resulta esencial para la validación de los insumos económicos que utiliza el ODS en la programación de la operación y en la determinación del despacho económico, particularmente en aquellas tecnologías cuya estructura de costos incide directamente en el orden de mérito y en la señal económica del mercado.

En la **Tabla 1-3** se desarrollan las particularidades sobre los CVG y se indica que información corresponde a cada tecnología de generación y presentan observaciones relacionadas con la modalidad de participación de las centrales generadoras en el MEN.

No.	Tecnología	Descripción	Observaciones
1	Hidroeléctrica	El costo variable para la optimización hidrotérmica y el despacho económico será el Valor del Agua calculado por el ODS junto con la Programación Semanal de acuerdo con lo que se establece en el Anexo 2 de la NT-PO.	Cuando se trata de centrales hidroeléctricas de pasada, dicho valor es nulo, en atención a que su capacidad de desplazar energía en el tiempo es limitada y, por tanto, su incidencia sobre la optimización del sistema no resulta significativa. En estos casos, el

No.	Tecnología	Descripción	Observaciones
			costo variable se integra por los costos de operación y mantenimiento.
2	Térmica	Los Costos Variables Térmicos estará dado por los precios de combustibles, costos de transporte, consumo específico con curva por nivel de carga, poder calorífico inferior del combustible (kcal / unidad de combustible), Costo Variable de Operación y Mantenimiento, y el Costo de Arranque y Parada. Esta estimación aplicara la metodología y formato dispuesto por el Anexo 3 de la NT-PO y la guía desarrollada por el Operador del Sistema.	Para las centrales térmicas con contratos preexistentes, la declaración de CVG debe presentarse conforme al anexo aplicable e incluir el precio de la energía previsto contractualmente.
3	Geotérmica	Corresponde al suministro del Costro Variable de Operación y Mantenimiento para el siguiente mes, incluyendo la documentación que lo valide.	Para las centrales con contratos preexistentes, el costo variable de despacho es nulo; sin perjuicio de ello, la central generadora debe informar el precio de la energía prevista en su contrato.
4	Eólico	Corresponde al suministro del Costro Variable de Operación y Mantenimiento para el siguiente mes, incluyendo la documentación que lo valide.	Para las centrales con contratos preexistentes, el costo variable de despacho es nulo; sin perjuicio de ello, la central generadora debe informar el precio de la energía prevista en su contrato.
5	Solar	Corresponde al suministro del Costro Variable de Operación y Mantenimiento para el siguiente mes, incluyendo la documentación que lo valide.	Para las centrales con contratos preexistentes, el costo variable de despacho es nulo; sin perjuicio de ello, la central generadora debe informar el precio de la energía prevista en su contrato.

Tabla 1-3 Disposición normativa del CVG de acuerdo con la tecnología de generación (fuente NT-PO Anexo 3)

Esta diferenciación normativa evidencia que la obligación de declarar no se agota en la determinación de un costo variable, sino que responde a la necesidad de asegurar información suficiente para la operación y para la correcta integración de cada tecnología al proceso de programación del sistema.

1.7 RESULTADOS

1.7.1 Verificación de la declaración de información operativa

En la presente sesión se describen los hallazgos relacionados con la declaración de información por parte de los Agentes Productores, de acuerdo con los diferentes horizontes de tiempo definidos en la normativa, con base en la información publicada por el CND en su página web.

1.7.1.1 Introducción

El Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de Operador del Sistema, es la entidad responsable de coordinar, supervisar y ejecutar el despacho económico de los recursos de generación, con el propósito de asegurar la continuidad, confiabilidad y calidad del suministro

eléctrico nacional. En este contexto, el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) establecen los procedimientos aplicables a la planificación operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como los plazos de entrega de información, los requerimientos técnicos y las obligaciones de los Coordinados y del Operador del Sistema.

Bajo este marco normativo, durante el primer trimestre del presente año la Dirección de Fiscalización realizó el análisis de las disposiciones aplicables a la planificación del despacho de los recursos de generación y a la operación del SIN, con el fin de establecer los criterios técnicos y regulatorios necesarios para fiscalizar el cumplimiento de la obligación de declarar información operativa, así como la consistencia y veracidad de la información reportada por los Coordinados.

En ese sentido, el presente informe tiene como objetivo presentar el estado de cumplimiento de la declaración de información operativa con base en los datos publicados por el CND en su sitio web. Este análisis permite definir una línea base para el proceso de fiscalización, delimitar los puntos de revisión prioritarios, establecer el alcance inicial del análisis y orientar las acciones regulatorias necesarias para la regularización de las actividades desarrolladas por los agentes que participan en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

1.7.1.2 Objetivos

Fiscalizar el cumplimiento en la presentación de la información por parte de los agentes productores, conforme a la calendarización establecida en la normativa vigente.

1.7.1.2.1 Objetivos específicos:

1. Verificar el cumplimiento en la presentación de información de los agentes productores en cada uno de los horizontes de tiempo definidos por la normativa vigente, identificando retrasos o incumplimientos.
2. Analizar los principales indicadores de incumplimiento según la tecnología de generación, a fin de determinar patrones y áreas críticas de riesgo.
3. Evaluar los indicadores de incumplimiento según la modalidad de participación de los agentes, con el propósito de identificar comportamientos y tendencias asociadas.

1.7.1.3 Antecedentes

En seguimiento al Informe Trimestral I de 2026 y con el propósito de establecer una línea base para el proceso de verificación, la Dirección de Fiscalización realizó una revisión preliminar de la información publicada por el Centro Nacional de Despacho (CND) en su sitio web oficial.

Como punto de partida, se identificó que en los informes de operación mensual, semanal y diaria el CND presenta un registro de agentes productores, en el cual consigna el estado de la información declarada para la elaboración de los estudios operativos correspondientes.

En la programación mensual, el CND reporta el estado de cumplimiento de la presentación de información bajo categorías de cumplimiento y no cumplimiento y, cuando corresponde, incluye referencias a la declaración de contactos, caudales de agua y disponibilidad de combustibles en los casos que corresponda, asociando las abreviaturas definidas por el propio operador del sistema. Asimismo, en la estructura del Informe de Planificación Operativa a Largo Plazo se identifica la clasificación comercial de las centrales generadoras según su modalidad de participación en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN), distinguiendo entre Contrato, MEO, Contrato/MEO y Sin Contrato/Sin MEO.

En relación con la programación semanal y el predespacho diario, se observó que el CND incorpora una hoja denominada “*Incumplimiento Centrales*”, en la cual identifica la tecnología de generación (hidroeléctrica regulable, hidroeléctrica de pasada, térmica, carbón, biomasa, solar, eólica y geotérmica), así como el nombre y la nomenclatura de cada central, junto con el estado de presentación de información clasificado como Completo, Incompleto o No cumplió. Adicionalmente, dicho registro contiene observaciones breves mediante las cuales el CND detalla la información efectivamente remitida por los agentes productores.

Posteriormente, se procedió a la recopilación de la información mensual, semanal y diaria correspondiente al período comprendido entre enero y mayo de 2026. Como resultado de esta actividad, se obtuvieron cinco (5) informes mensuales, veintidós (22) informes semanales y ciento cincuenta y un (151) informes de predespacho diario. Durante el procesamiento y cruce de la información por horizonte temporal, se identificaron inconsistencias en la denominación de algunas centrales generadoras, tales como el uso de más de un nombre para referirse a una misma central o la utilización de nomenclaturas diferentes para una misma instalación. En particular, en el informe mensual no fue posible validar con certeza la central asociada a determinadas nomenclaturas, debido a la ausencia de una correspondencia explícita entre dichas abreviaturas y las centrales generadoras respectivas. Esta situación constituye una oportunidad de mejora para el Operador del Sistema, en la medida en que la información publicada debe servir como herramienta confiable para la verificación del cumplimiento regulatorio y como insumo inicial del proceso de fiscalización.

Con base en la información recopilada y una vez efectuado el proceso de depuración de datos, se presentan a continuación los resultados relevantes de la evaluación del cumplimiento de la obligación de presentar información operativa por parte de los agentes productores, considerando para ello su modalidad de participación en el mercado y la tecnología de generación correspondiente.

Adicionalmente, y con el fin de sustentar adecuadamente el alcance del análisis, se amplió la revisión regulatoria incorporando las disposiciones específicas de la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) relativas a la información que debe ser presentada y a los datos técnicos exigibles según el horizonte de programación y la tecnología de generación.

1.7.1.4 Resultado del proceso

A continuación, se presentan los principales hallazgos derivados de la verificación del cumplimiento en la declaración de información operativa por parte de los agentes productores, con base en la información publicada por el CND en sus informes operativos mensuales, semanales y diarios. Para efectos de claridad, los resultados se organizan en tres criterios de análisis: cumplimiento general por horizonte temporal, cumplimiento según modalidad de participación en el mercado y cumplimiento según tecnología de generación.

1.7.1.4.1 Declaración de información

La declaración de información operativa constituye un insumo esencial para la planificación, programación y operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en la medida en que permite actualizar la base de datos del sistema y disponer de información sobre disponibilidades, restricciones, costos y demás variables requeridas para la toma de decisiones operativas.

Con base en lo anterior, el presente análisis evalúa el estado de cumplimiento de esta obligación en los tres horizontes temporales definidos en la normativa aplicable: mensual, semanal y diario o de predespacho. En cada horizonte se presenta el alcance del análisis, los principales resultados observados y su implicación técnica-regulatoria, con el fin de identificar patrones de cumplimiento, incumplimiento y remisión no completa.

El **Gráfico 1-1** presenta el estado de cumplimiento de la declaración de información operativa mensual correspondiente al período de enero a mayo de 2026. De acuerdo con los registros publicados por el CND, para dicho período se consideraron 113 centrales generadoras. Los resultados muestran un incumplimiento elevado y sostenido: en promedio, el 88.4 % de las centrales no presentó la declaración mensual en los plazos y términos establecidos en la normativa

aplicable, mientras que únicamente el 11.6 % registró cumplimiento. Desde una perspectiva técnica, este resultado refleja una deficiencia relevante en la disponibilidad de información para la planificación operativa de largo plazo y para la actualización oportuna de la base de datos del SIN.

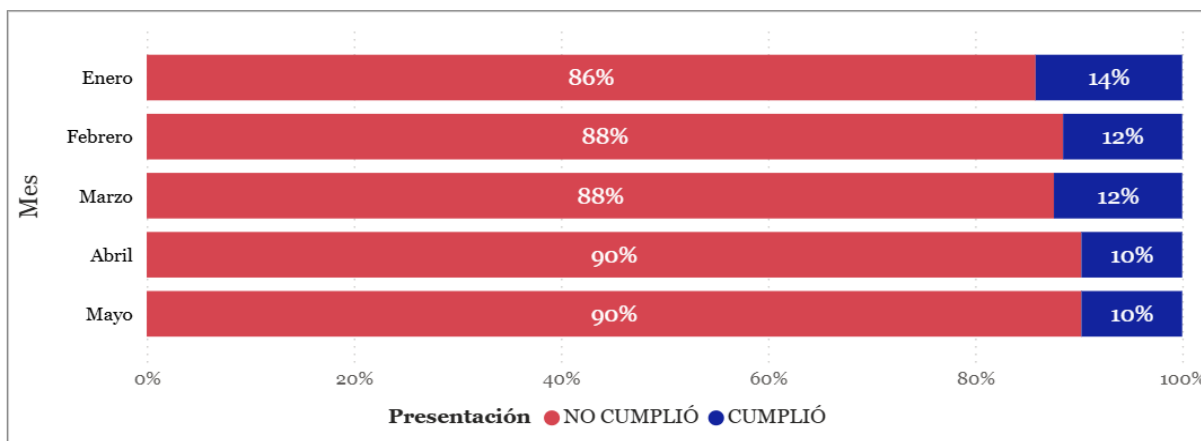


Gráfico 1-1 Declaración de información operativa mensual de las centrales generadoras (fuente Informe de Planificación Operativa a Largo Plazo enero-mayo 2026)

El **Gráfico 1-2** presenta el comportamiento de la declaración de información operativa semanal para el período comprendido entre la semana 1 y la semana 22 de 2026. Según los registros publicados por el CND, en dicho período se consideraron en promedio 104 centrales generadoras. Para este horizonte se incorpora un estado adicional denominado “Incompleto”, que en este informe se interpreta como remisión no completa. El análisis evidencia que, en promedio, el 34.6 % de las centrales registró incumplimiento, el 38.0 % presentó la información de manera completa y el 27.4 % la remitió de forma no completa.

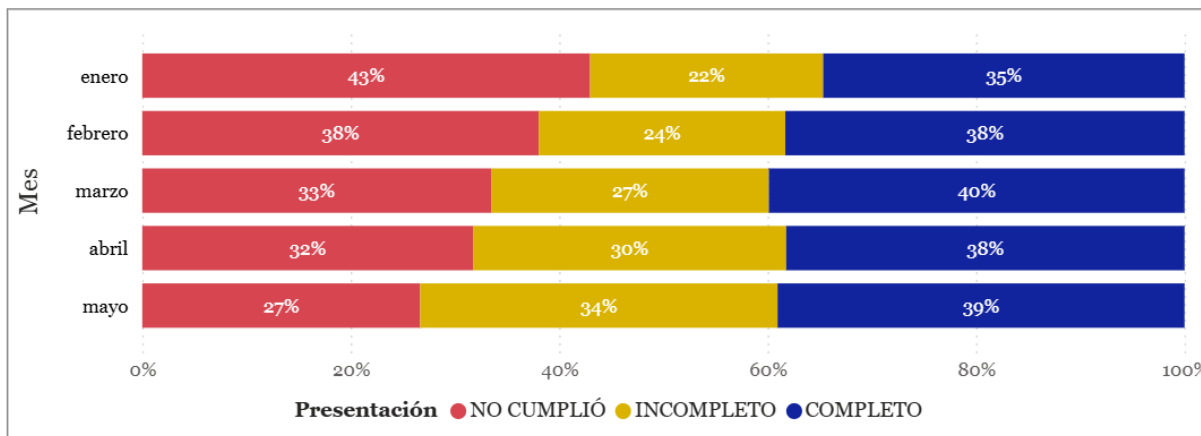


Gráfico 1-2 Declaración de información operativa mensual de las centrales generadoras (fuente Programación semanal enero-mayo 2026)

El **Gráfico 1-3** presenta el comportamiento de la declaración de información operativa diaria o de predespacho durante el período de enero a mayo de 2026, equivalente a 151 días de observación. Para este horizonte se incorpora un estado adicional denominado “Incompleto”, que en este informe se interpreta como remisión no completa. De acuerdo con los registros publicados por el CND, en dicho período se consideraron, en promedio, 105 centrales generadoras. Los resultados evidencian que, en promedio, el 27.2 % de las centrales registró incumplimiento, el 40.2 % presentó la información de forma completa y el 32.6 % la remitió de manera no completa.

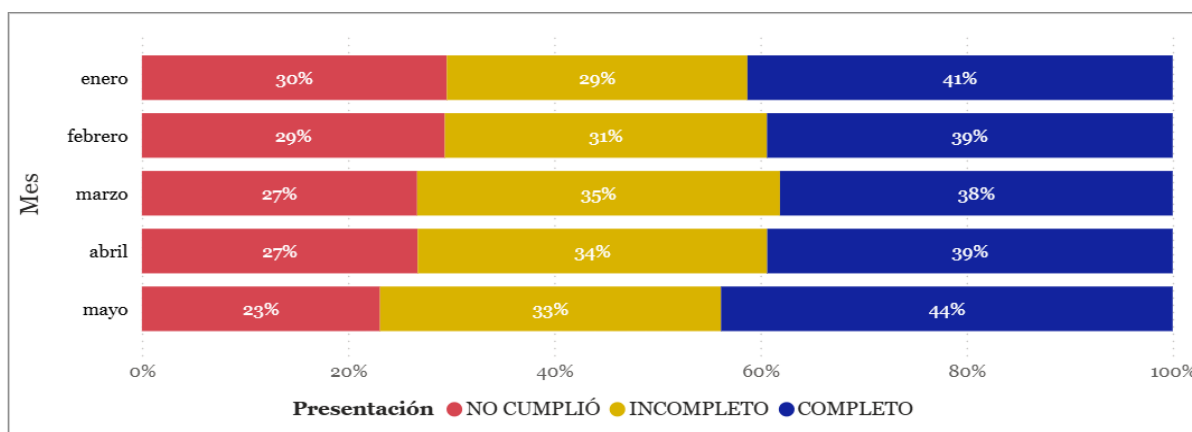


Gráfico 1-3 Declaración de información operativa diaria de las centrales generadoras (fuente Predespacho diario enero-mayo 2026)

Este comportamiento refleja el mejor desempeño relativo entre los tres horizontes analizados, no obstante, la proporción agregada de incumplimiento y remisión no completa continúa siendo materialmente relevante, dado que la información diaria es esencial para el predespacho, la validación de disponibilidades, la programación de servicios complementarios y la coordinación operativa previa al despacho físico de los recursos de generación.

En conjunto, los resultados de los **Gráficos 1-1, 1-2 y 1-3** muestran un incremento progresivo del nivel de cumplimiento a medida que el horizonte de programación se aproxima al tiempo real. La declaración mensual presenta el mayor nivel de incumplimiento, seguida por la declaración semanal, mientras que la declaración diaria o de predespacho muestra el mejor desempeño relativo.

No obstante, en los tres horizontes persisten niveles relevantes de omisión y de remisión no completa, lo cual limita la confiabilidad de los insumos utilizados por el Operador del Sistema para la planificación, programación y operación del SIN. Adicionalmente, la diferencia en la cantidad de centrales registradas en cada fuente sugiere variaciones en el universo de unidades

consideradas por cada informe o en los criterios de clasificación aplicados por el CND, aspecto que debe tenerse en cuenta al realizar comparaciones entre horizontes temporales.

1.7.1.4.2 Declaración según la modalidad de participación

El MEN está conformado por las transacciones de compra y venta de energía eléctrica realizadas por los agentes autorizados a través del Mercado de Contratos (MC) y del Mercado de Oportunidad (MEO). En este contexto, resulta pertinente analizar si el estado de cumplimiento de la declaración de información operativa presenta diferencias según la modalidad de participación de las centrales generadoras en el mercado.

Bajo este criterio, el análisis se desarrolla para los horizontes mensual, semanal y diario, considerando que la obligación de declarar información operativa aplica a todos los agentes, con independencia de su modalidad de participación en el MEN. Esta desagregación permite identificar si existen diferencias sistemáticas en el nivel de cumplimiento entre segmentos de mercado.

El **Gráfico 1-4** presenta el estado de cumplimiento de la declaración mensual de información operativa correspondiente a mayo de 2026, clasificado según la modalidad de participación de las centrales generadoras en el MEN. El análisis evidencia que, de las 60 centrales que participan bajo la modalidad de contrato, el 88 % registró incumplimiento. En el caso de las 39 centrales que participan en el mercado de oportunidad, el 95 % incumplió esta obligación. Asimismo, se identificaron 6 centrales habilitadas para participar en ambas modalidades de mercado, de las cuales el 67 % registró incumplimiento.

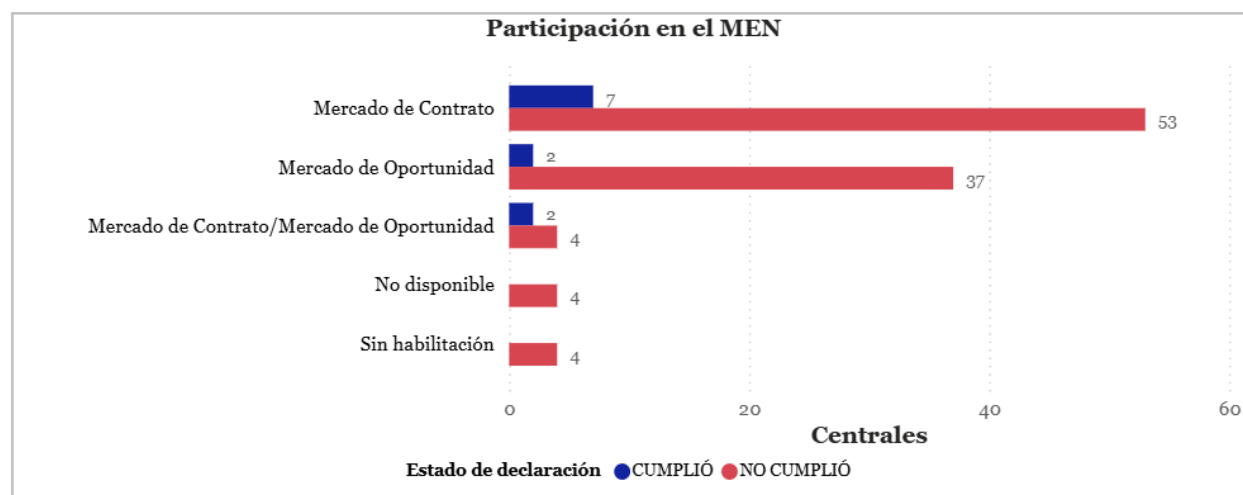


Gráfico 1-4 Declaración de información operativa mensual de las centrales generadoras según su modalidad de participación (fuente Programación mensual - mayo 2026)

Adicionalmente, dentro del listado analizado se incluyeron 4 centrales sin habilitación para realizar transacciones, respecto de las cuales se observó un 100 % de incumplimiento. También se identificaron centrales clasificadas como “No disponible”, para las cuales no fue posible determinar su modalidad de participación en el MEN; no obstante, dichas centrales igualmente registran incumplimiento en esta obligación de reporte.

El **Gráfico 1-5** presenta la distribución del estado de cumplimiento de la declaración semanal de información operativa, tomando como referencia la semana 22 de 2026 y la clasificación de modalidad de participación utilizada en los informes mensuales. Los resultados muestran que el mercado de contrato concentra 54 centrales generadoras, de las cuales el 40 % registró incumplimiento y el 46 % presentó información no completa. En el mercado de oportunidad se identifican 42 centrales generadoras, donde el 7 % incumplió con la declaración y el 21 % presentó información no completa. En cuanto a las centrales que participan en ambas modalidades, se observan 5 centrales, de las cuales el 40 % presentó información no completa, sin casos de incumplimiento. Por su parte, la categoría sin habilitación registra 3 centrales generadoras, todas en estado de incumplimiento.

En conjunto, la información semanal evidencia diferencias relevantes en el desempeño según la modalidad de participación. El mercado de oportunidad presenta el mejor nivel de cumplimiento relativo, mientras que el mercado de contrato y las centrales sin habilitación concentran mayores niveles de incumplimiento y remisión no completa.

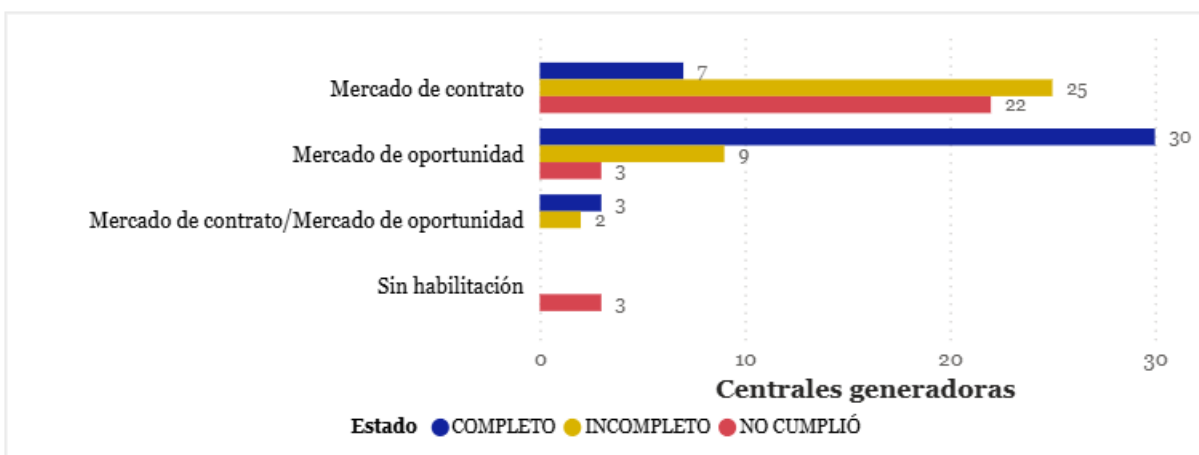


Gráfico 1-5 Declaración de información operativa semanal de las centrales generadoras según su modalidad de participación (fuente Programación semana 22 de 2026)

El **Gráfico 1-6** presenta la distribución de las centrales generadoras según su modalidad de participación y su estado de cumplimiento en la declaración de información operativa diaria, tomando como referencia el lunes 25 de mayo de 2026. Los resultados muestran que el mercado de contrato concentra 55 centrales generadoras, de las cuales el 29 % registró incumplimiento y el 44 % presentó información no completa. En el mercado de oportunidad se identifican 44 centrales generadoras, donde el 20 % incumplió con la declaración y el 19 % presentó información no completa. En cuanto a las centrales que participan en ambas modalidades, se observan 5 centrales, de las cuales el 60 % presentó información no completa, sin casos de incumplimiento. Por su parte, la categoría sin habilitación registra 3 centrales generadoras, todas en estado de incumplimiento.

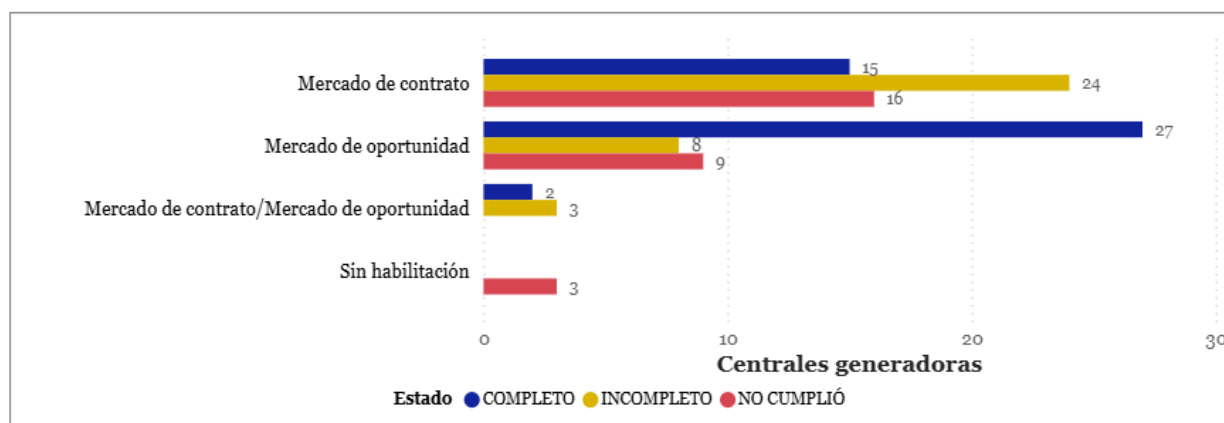


Gráfico 1-6 Declaración de información operativa diaria de las centrales generadoras según su modalidad de participación (fuente Predespacho diario del 25 de mayo de 2026)

En términos generales, la información evidencia diferencias claras en el desempeño según la modalidad de participación: el mercado de oportunidad presenta el mayor nivel de cumplimiento relativo, mientras que el mercado de contrato y las centrales sin habilitación concentran los mayores niveles de remisión no completa e incumplimiento.

1.7.1.4.3 Declaración según la tecnología de generación

La matriz de generación instalada en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) está compuesta por diversas tecnologías de generación. De acuerdo con el Informe de Planificación Operativa a Largo Plazo publicado por el CND, la clasificación utilizada comprende las siguientes categorías: térmica, hidroeléctrica con regulación mensual o anual, hidroeléctrica con regulación semanal o diaria, hidroeléctrica sin capacidad de regulación, solar, eólica, biomasa y geotérmica. Este criterio permite examinar si el nivel de cumplimiento difiere según las características técnicas y operativas de cada tecnología.

El **Gráfico 1-7** presenta el estado de cumplimiento de la declaración mensual de información operativa según tecnología de generación, con base en la información correspondiente a mayo de 2026. Los resultados muestran un marcado predominio del incumplimiento, concentrado principalmente en determinadas tecnologías. La generación hidroeléctrica sin capacidad de almacenamiento presenta el nivel más crítico, con 40 centrales generadoras, de las cuales el 98 % no cumplió con la declaración. En el caso de la generación hidroeléctrica con capacidad de almacenamiento semanal o diaria, se identificó un 100 % de incumplimiento, mientras que la hidroeléctrica con almacenamiento anual o mensual registra 4 centrales, de las cuales el 75 % presentó incumplimiento.

La tecnología térmica registra 27 centrales generadoras, de las cuales el 89 % incumplió con esta obligación. De manera similar, la generación fotovoltaica registra 19 centrales generadoras, en las que el 84 % incumplió con la declaración. En ambos casos, el comportamiento confirma que el incumplimiento no se limita a una sola tecnología, sino que se extiende a segmentos con distinta configuración operativa.

Finalmente, las tecnologías eólica y geotérmica registran 3 y 1 casos de incumplimiento, respectivamente, sin evidencia de cumplimiento en ambos casos. Desde una perspectiva regulatoria, la información evidencia un patrón transversal de bajo cumplimiento en la obligación de reporte, con mayor incidencia en tecnologías hidroeléctricas sin regulación y en tecnologías convencionales.

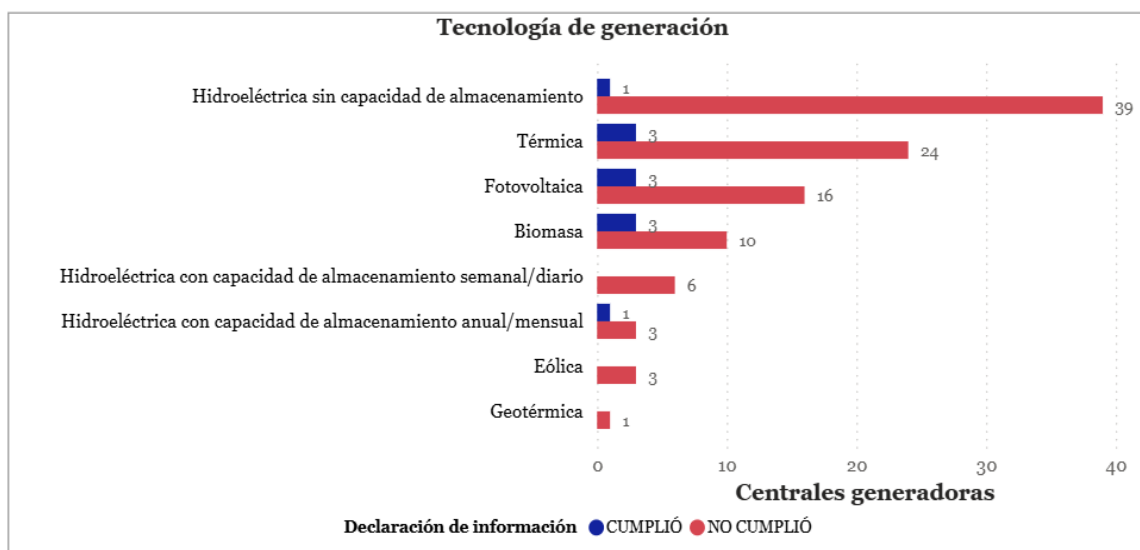


Gráfico 1-7 Declaración de información operativa mensual de las centrales generadoras según su tecnología de generación (fuente Programación mensual - mayo 2026)

El **Gráfico 1-8** presenta el comportamiento del cumplimiento de la declaración de información operativa semanal según tipo de tecnología, tomando como referencia la semana 22 de 2026 y la clasificación definida por el CND: hidroeléctrica de pasada, hidroeléctrica regulable, térmica, solar, biomasa, eólica, carbón y geotérmica. Los resultados muestran que la generación térmica presenta el mejor desempeño relativo, con 24 centrales generadoras, de las cuales el 4 % registró incumplimiento y el 4 % presentó información no completa. La hidroeléctrica regulable también muestra un comportamiento relativamente favorable, con 7 centrales generadoras, de las cuales el 14 % incumplió con la declaración y no se observan registros de información no completa. En contraste, la hidroeléctrica de pasada concentra los mayores niveles de desviación, con 35 centrales generadoras, de las cuales el 51 % registró incumplimiento y el 37 % presentó información no completa. La generación solar también muestra un desempeño desfavorable: de 19 centrales generadoras, el 79 % remitió información no completa y el 10 % incumplió con la declaración. Por su parte, la biomasa registra 14 centrales generadoras, de las cuales el 43 % incumplió y el 21 % presentó información no completa. En las tecnologías con menor participación, la generación eólica presenta registros de información no completa asociados a la no presentación de los costos de operación y mantenimiento, mientras que la tecnología carbón registra información no completa por falta de declaración del CVG. La generación geotérmica, por su parte, presenta cumplimiento de la declaración, sin otros estados asociados.

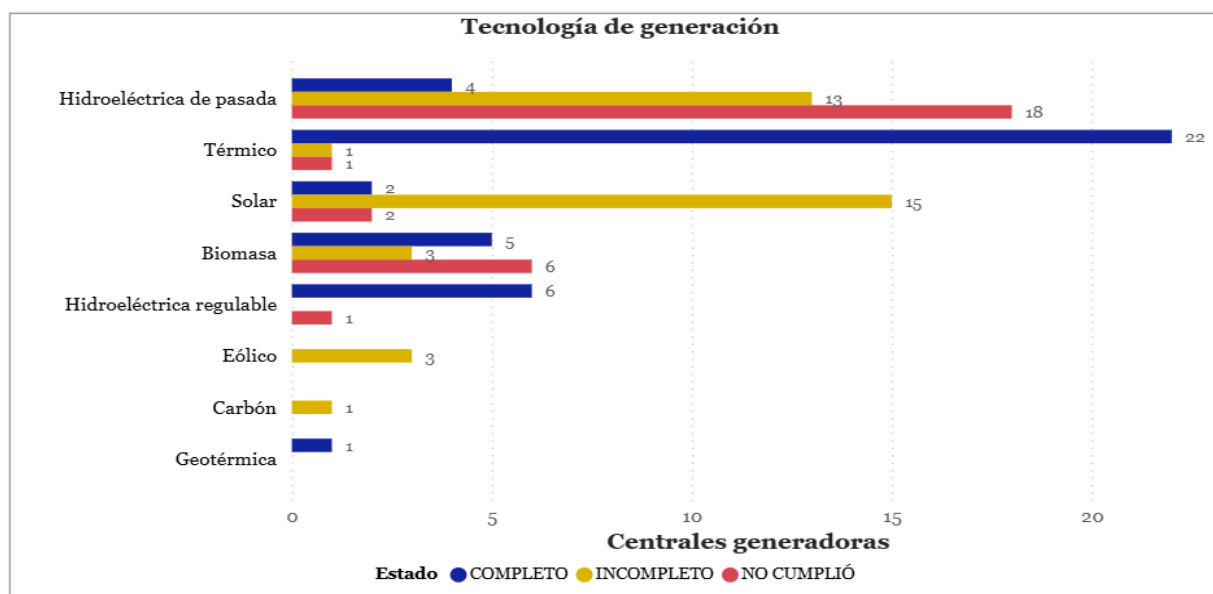


Gráfico 1-8 Declaración de información operativa semanal de las centrales generadoras según su tecnología de generación (fuente Programación semana 22 de 2026)

El **Gráfico 1-9** presenta el nivel de cumplimiento de la obligación de declaración de información operativa diaria o de predespacho final, tomando como referencia el lunes 25 de mayo de 2026. Los resultados muestran que la generación térmica presenta el mejor desempeño relativo, con 26 centrales generadoras, de las cuales el 11 % registró incumplimiento y el 4 % presentó información no completa. En contraste, la generación hidroeléctrica de pasada concentra uno de los desempeños más deficientes, con 36 centrales generadoras, de las cuales el 44 % incurrió en incumplimiento y el 36 % presentó información no completa. Asimismo, en la generación hidroeléctrica regulable se identificaron 7 centrales, de las cuales el 43 % registró incumplimiento, sin que destaque un volumen relevante de remisión no completa. La generación solar también muestra un desempeño desfavorable: de 19 centrales generadoras, el 68 % remitió información no completa y el 10 % incumplió con la declaración. Por su parte, la biomasa registra 14 centrales generadoras, de las cuales el 28 % incumplió y el 21 % presentó información no completa. En las tecnologías con menor participación, la eólica registra 3 casos de información no completa, mientras que el carbón y la geotermia presentan 1 caso de información no completa cada una.

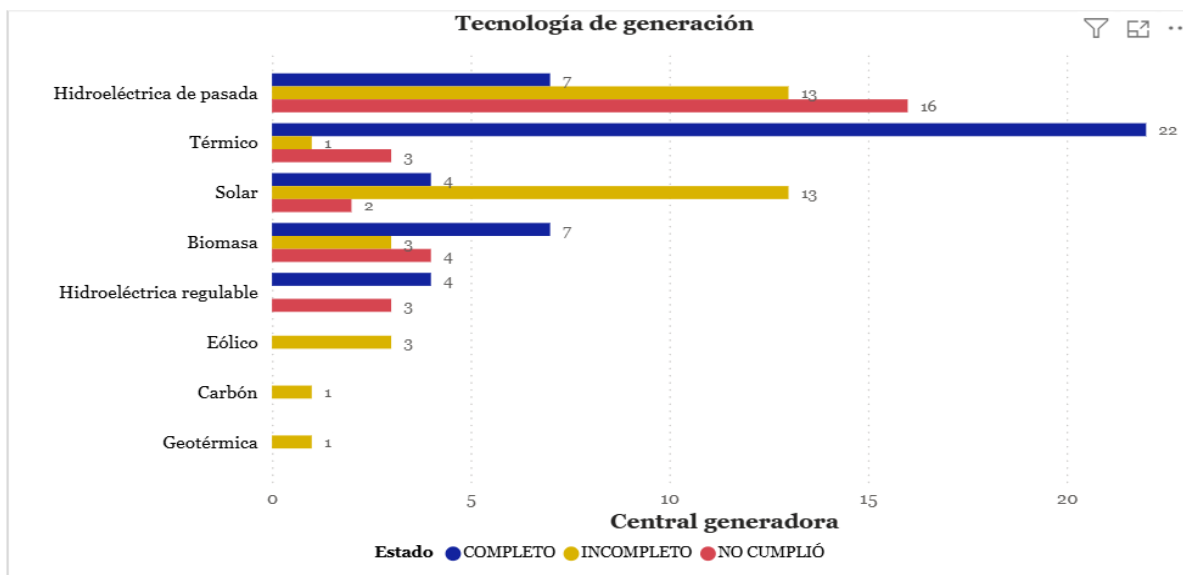


Gráfico 1-9 Declaración de información operativa diaria de las centrales generadoras según su tecnología de generación (fuente Predespacho diario del 25 de mayo de 2026)

De igual manera el **Gráfico 1-9** evidencia que el incumplimiento y la remisión no completa se concentran principalmente en la generación hidroeléctrica de pasada y en la generación solar, mientras que la generación térmica presenta el mejor nivel de cumplimiento relativo. Este patrón sugiere debilidades diferenciadas en la calidad y oportunidad del reporte, por lo que resulta

procedente fortalecer las acciones de supervisión, seguimiento y exigibilidad normativa con un enfoque segmentado por tecnología.

En conjunto, la información de los **Gráficos 1-7, 1-8 y 1-9** refleja un desempeño heterogéneo por tecnología en los distintos horizontes de declaración. La generación térmica presenta de forma consistente el comportamiento más favorable, mientras que las hidroeléctricas de pasada, la generación solar y, en determinados casos, la biomasa concentra los mayores niveles de incumplimiento y remisión no completa. Este comportamiento justifica acciones de fiscalización focalizadas en los segmentos con mayor recurrencia de desviaciones y con mayor incidencia potencial sobre la calidad de la programación operativa.

Adicionalmente, el presente análisis permitió identificar que, en el caso de las tecnologías eólicas y solares, el CND señala que el estado “incompleto” se debe, en su mayoría, a la falta de declaración de los Costos de Operación y Mantenimiento (CO&M). En concordancia con la NT-PO, cuando se cuenta con un contrato de suministro preexistente con la Empresa Distribuidora, se debe informar el precio de la energía pactado, dado que el costo variable para el Despacho Económico es nulo. En ausencia de un contrato preexistente, estas centrales deberán declarar sus costos de CO&M.

En el caso de las tecnologías térmicas, el CND indica que el estado “incompleto” se debe a la no presentación de los Costos Variables de Generación (CVG). Según la normativa, cuando existen contratos preexistentes, estas plantas deberán declarar sus CVG conforme a lo establecido en los anexos de la NT-PO, así como el costo de energía del contrato. Por el contrario, cuando no se cuenta con contratos preexistentes, deberán declarar únicamente los CVG.

Lo anterior evidencia una brecha de oportunidad para mejorar la calidad de la información tanto en la Programación Semanal como en el Predespacho Diario.

1.7.1.5 Conclusiones

De acuerdo con los resultados del análisis presentado, se concluye lo siguiente:

1. El análisis del cumplimiento de la declaración de información operativa evidenció que el nivel más crítico de incumplimiento entre los tres horizontes evaluados fue en el horizonte mensual. Durante el período de enero a mayo de 2026, en promedio, el 88.4 % de las centrales generadoras no presentó la información requerida en los plazos y términos establecidos, mientras que únicamente el 11.6 % registró cumplimiento. Este resultado

refleja una debilidad significativa en la disponibilidad de insumos para la planificación operativa de largo plazo y para la actualización oportuna de la base de datos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el horizonte semanal, aunque el nivel de cumplimiento mejora respecto del análisis mensual, persisten desviaciones relevantes. En promedio, el 34.6 % de las centrales registró incumplimiento, el 38.0 % presentó la información de forma completa y el 27.4 % la remitió de manera no completa. Este comportamiento evidencia que una proporción de los agentes no atiende de forma íntegra las obligaciones de reporte requeridas para la programación semanal.

El mejor desempeño relativo entre los tres horizontes analizados se observó en el horizonte diario o de predespacho. Sin embargo, los niveles de omisión y remisión no completa continúan siendo significativos. En promedio, el 27.2 % de las centrales incumplió con la obligación de reporte, el 40.2 % presentó información completa y el 32.6 % remitió información no completa. Esta situación limita la calidad de los insumos requeridos para el predespacho, la validación de disponibilidades y la programación de servicios complementarios.

2. El análisis por modalidad de participación evidencia que el cumplimiento de la declaración de información operativa no es uniforme entre los segmentos del MEN. Aunque el mercado de oportunidad presenta el mejor desempeño relativo en los horizontes semanal y diario, las centrales bajo contrato y aquellas sin habilitación para transacciones concentran niveles relevantes de incumplimiento y remisión no completa. Esta condición refleja debilidades en la observancia de las obligaciones de reporte, independientemente de la modalidad comercial, y limita la consistencia de los insumos utilizados por el Operador del Sistema para la planificación y programación de la operación. En consecuencia, se requiere fortalecer los mecanismos de supervisión, estandarización y seguimiento regulatorio, orientados a asegurar la oportunidad, integridad y trazabilidad de la información reportada por los agentes productores.
3. El análisis por tecnología de generación muestra un comportamiento heterogéneo del cumplimiento, asociado a las características técnicas, operativas y documentales de cada segmento. La generación térmica registra el mejor desempeño relativo en los horizontes semanal y diario; no obstante, persisten desviaciones vinculadas principalmente con la

declaración de Costos Variables de Generación (CVG). En contraste, la generación hidroeléctrica de pasada y la generación solar concentran los mayores niveles de incumplimiento y remisión no completa, afectando la calidad de los insumos requeridos para la Programación Semanal y el Predespacho Diario. Estos resultados evidencian la necesidad de aplicar una fiscalización diferenciada por tecnología, priorizando la verificación de la oportunidad, integridad y trazabilidad de la información, así como el cumplimiento de las obligaciones específicas de declaración de CVG y Costos de Operación y Mantenimiento (CO&M) previstas en la normativa vigente.

4. De forma comparativa, el análisis permite concluir que el nivel de cumplimiento mejora conforme el horizonte de programación se aproxima al tiempo real; sin embargo, persisten incumplimientos estructurales y patrones diferenciados por modalidad de participación y por tecnología de generación. La condición de información no completa constituye una brecha regulatoria relevante, especialmente en las tecnologías solar y eólica, donde se asocia principalmente a la falta de declaración de CO&M, y en las tecnologías térmicas, donde la principal causa corresponde a la no presentación de CVG. En consecuencia, resulta procedente fortalecer las acciones de supervisión y seguimiento con un enfoque focalizado en los segmentos con mayor recurrencia de desviaciones, así como promover medidas que mejoren la oportunidad, consistencia, integridad y trazabilidad de la información operativa reportada al Operador del Sistema.
5. En relación con la información publicada por el CND, se detectaron inconsistencias en la cantidad de centrales reportadas en los informes mensual, semanal y diario, evidenciándose falta de concordancia entre los registros, así como la utilización de denominaciones distintas para una misma central de generación. En particular, se constató el uso de al menos dos nomenclaturas diferentes para las centrales ACEYDESA y San Carlos.

1.7.1.6 Recomendaciones

De acuerdo con los resultados del análisis presentado se recomienda lo siguiente:

1. Emitir instrucciones al CND para que proceda con la homologación de la denominación de las centrales generadoras, estableciendo una nomenclatura única, estandarizada y consistente en todos los informes operativos, incluyendo la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal y el Predespacho Diario. Esta medida deberá

alinearse con lo dispuesto en la NT-PO e incorporar la asignación de un identificador único por central, el cual deberá ser comunicado oficialmente a todos los agentes y aplicado de forma uniforme en los registros y publicaciones.

2. Implementar una mesa de trabajo interinstitucional entre el CND y la CREE, con el propósito de evaluar las brechas identificadas y, en caso de que el CND determine que son necesarios ajustes a la NT-PO, proponer ajustes a esta en función de la realidad operativa y las necesidades actuales del SIN, en concordancia los CCSDM.
3. Emitir instrucciones a los agentes coordinados del SIN, reiterando de forma expresa el carácter obligatorio del cumplimiento de las disposiciones establecidas en la normativa vigente para la remisión de información operativa. Dicha comunicación deberá enfatizar que estas obligaciones son aplicables de manera transversal a todos los participantes del Mercado Eléctrico Nacional, independientemente de su modalidad de participación o tecnología de generación, precisando además los requisitos mínimos de completitud, consistencia y oportunidad de la información exigida en cada horizonte de programación.
4. Implementar un esquema de seguimiento continuo mediante la aplicación de una matriz de fiscalización que permita monitorear de forma sistemática el cumplimiento de los agentes, identificando desviaciones por tipo de incumplimiento, tecnología y horizonte operativo. Este esquema deberá ejecutarse de forma posterior a las acciones de comunicación antes descritas y servir como base para la priorización de medidas de supervisión y control.

1.7.1.7 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Remitir al CND oficio con las principales observaciones producto del procesamiento de datos de los informes operativos	Oficio	Correo	27	No iniciado

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
2	Remitir al CND un oficio comunicando los principales hallazgos del análisis realizado. Asimismo, se propondrá la estructuración de la mesa de trabajo entre ambas instituciones.	Oficio	Correo	27	No iniciado
3	Socializar con agentes productores, empresa distribuidora y empresa transmisora las obligaciones y responsabilidades sobre la presentación de información operativa en conformidad en lo dispuesto en la normativa vigente.	Socialización Comunicado Oficio	Material de publicidad Correo	37	No iniciado
4	Implementar acciones de monitoreo posterior a la emisión de comunicaciones relacionadas a presentación de información operativa.	Informe trimestral	Correo	40	No iniciado

1.7.2 Fiscalización de plan anual de auditorías técnicas (PAAT)

1.7.2.1 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). El CND debe seguir los pasos de la **Imagen 1-7** 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.

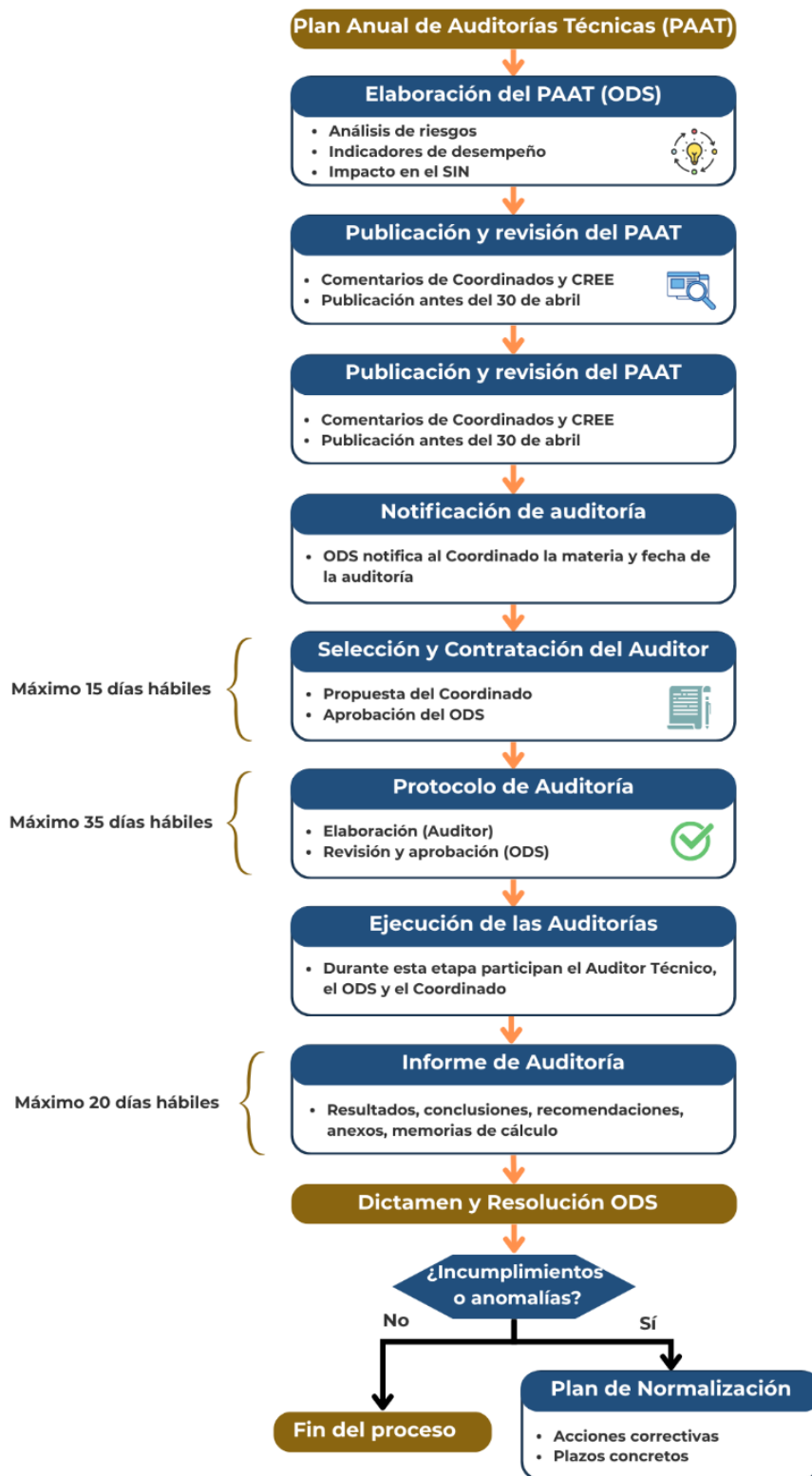


Imagen 1-7 Estructuración y ejecución del PAAT

1.7.2.2 Objetivos

Supervisar la elaboración y ejecución del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT), el cual se centra en los aspectos críticos de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y busca alcanzar su correcto desempeño.

1.7.2.2.1 Objetivos específicos

1. Verificar los procedimientos ejecutados por el CND en el marco de la elaboración y ejecución anual del PAAT, con el objetivo de asegurar el cumplimiento de las actividades programadas y la conformidad con los lineamientos normativos establecidos.
2. Revisar el porcentaje de ejecución del PAAT 2023 y 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.
3. Revisar los criterios de selección utilizados por el CND para elaborar el PAAT anual.

1.7.2.3 Antecedentes

El 29 de octubre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica remitió al CND el Oficio CREE-628-2024, mediante el cual solicitó el PAAT 2024 con el propósito de fiscalizar su cumplimiento, particularmente en lo relativo a las pruebas de Costos Variables de Generación programadas para los agentes coordinados, conforme a la planificación del CND. En respuesta, el CND remitió la documentación relacionada con los temas indicados en dicho oficio de forma parcial, al no compartir los informes de las auditorías realizadas.

Posteriormente, el 26 de febrero de 2025, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica remitió al CND el oficio CREE-064-2025, mediante el cual solicitó los PAAT 2023 y 2024, así como la planificación del PAAT 2025, con el fin de fiscalizar el cumplimiento de la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Esta solicitud fue atendida parcialmente por el CND, como se detalla en la sección **1.7.2.4.1**.

Para poder fiscalizar el proceso de ejecución del PAAT, la CREE elaboró un formato, el cual consiste en una matriz de seguimiento de las pruebas realizadas a los coordinados.

El 07 de octubre de 2025, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica remitió al CND el oficio CREE-371-2025 solicitando la creación de una mesa técnica entre la CREE y el CND con el objetivo de optimizar los procesos de fiscalización y supervisión del cumplimiento de la normativa vigente sobre el proceso de ejecución de las auditorías técnicas por parte de los actores del

subsector eléctrico. Misma que se llevó a cabo el martes 07 de octubre de 2025, a las 02:00 p.m. en las instalaciones del CND en la Subestación Suyapa.

Como resultado de la reunión, la CREE identificó la necesidad de contar con acceso a la información generada por el CND sobre las auditorías de CVG, lo cual motivó la emisión del Oficio CREE-580-2025 de fecha 11 de noviembre de 2025. En este documento, se solicita formalmente el acceso a la carpeta en la que el CND almacena y actualiza la información correspondiente a las auditorías de costos variables de generación realizadas y aquellas que estuvieran en proceso de ejecución. Asimismo, conforme con lo discutido en la referida reunión, mediante este Oficio la CREE aclara que su participación en los procesos de realización de auditorías técnicas tendrá carácter de acompañamiento técnico y regulatorio, sin interferir con las funciones operativas del CND, pero reiterando su facultad de supervisión conforme al artículo 8 de la LGIE. Asimismo,

Por otro lado, mediante el mismo oficio se solicitó al CND la remisión de los oficios que sustentan las auditorías técnicas y un informe consolidado sobre su estado, incluyendo ejecución, programación, avance, atrasos, así como los planes de normalización y su nivel de cumplimiento.

El 13 de noviembre de 2025, el CND respondió mediante la presentación de una manifestación sobre confidencialidad de la información. En ella, la institución destaca que, si bien los agentes del mercado pueden declarar información como reservada, existen también datos cuya naturaleza estratégica exige un tratamiento especial incluso sin solicitud expresa. El CND subrayó la necesidad de que la CREE emita criterios claros sobre la gestión de información sensible antes de habilitar el acceso solicitado, con el fin de armonizar las obligaciones de transparencia con la protección de la competencia y la estabilidad del mercado eléctrico.

La CREE mediante Oficio CREE CREE-033-2026 señaló que no está obligada a explicar sus criterios de confidencialidad, ya que actúa conforme al marco legal vigente. También se reiteró al CND la solicitud de acceso a la información de auditorías, expresando que es el CND quien debe identificar la información confidencial, así como aclarar la aplicabilidad de la Ley de Transparencia. Finalmente, se advirtió que no entregar la información podría constituir una infracción grave, y se otorgó un plazo de 10 días hábiles para remitir lo solicitado.

En respuesta a los Oficios CREE-580-2025 y CREE-033-2026, el CND otorgó acceso a la carpeta institucional del CND y remitió documentación adicional e información aclaratoria respecto al proceso del Plan Anual de Auditorías Técnicas.

Respecto al PAAT 2027, en el marco de las reuniones sostenidas en la mesa técnica, se estableció el compromiso del CND de presentar el PAAT 2027 según los requerimientos establecidos en la NT-IV y en los tiempos que dicha norma establece. Como parte de este proceso, se identificó la publicación del plan preliminar en la página web del CND en fecha 30 de marzo de 2026, el cual también fue remitido vía correo electrónico a esta Comisión. Finalmente, conforme con lo establecido en la NT-IV en fecha 17 de abril de 2026 esta Comisión remitió al CND los comentarios y observaciones técnicas al PAAT correspondiente al año 2027. Posteriormente, en fecha 13 de mayo de 2026 el CND informó mediante oficio la atención de dichas observaciones y la publicación del plan en su página web dentro de los plazos establecidos en la norma.

Asimismo, en fecha 24 de abril de 2026 la Secretaría General de la CREE, notificó al CND el Oficio CREE-149-2026 mediante el cual, considerando que inicialmente se había solicitado acceso únicamente a los expedientes relacionados con CVG, se requirió ampliar el acceso a los expedientes que contienen la información de todas las auditorías técnicas, así como la remisión de información completa de las auditorías realizadas y la atención de casos puntuales identificados en la primera revisión.

En fecha 04 de junio de 2026 la Secretaría General de la CREE notificó a la Dirección de Fiscalización la respuesta al Oficio CREE-149-2026.

1.7.2.4 Resultado del proceso

1.7.2.4.1 PAAT 2023 y PAAT 2024

Tras la primera revisión de la documentación recibida en respuesta al Oficio CREE-064-2025, se identificaron los siguientes hallazgos:

1. Información sobre la ejecución del PAAT 2023 y del PAAT 2024.

Se solicitó al CND que la información consignada en el formato Excel requerido por esta Comisión sobre la ejecución del PAAT 2023 y 2024 incluyera el respectivo respaldo documental; sin embargo, dicha solicitud no fue atendida. Esta omisión impidió 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 del 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.

4. 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.

En respuesta al Oficio CREE-580-2025 y Oficio CREE-033-2026 el CND remitió los expedientes de las auditorías de Costos Variables de Generación y el estado general de todas las auditorías técnicas de los años 2023 y 2024. Cabe resaltar que dicha revisión sigue en proceso, sin embargo, se identificaron los siguientes hallazgos:

- a) Ninguno de los expedientes compartidos, identificados con el nombre de la Central Generadora a la cual se le notificaron las pruebas (Coordinado), contiene la resolución o dictamen mediante el cual el CND aprueba o rechaza los Informes de Auditorías Técnicas de Costos Variables de Generación (CVG).
- b) A partir de la revisión de los expedientes de CVG se identificó que existen incumplimientos de los plazos establecidos en la Norma Técnica de Inspección y Verificación, tanto por parte de los Coordinados como por parte el CND. Dichos incumplimientos representan un retraso en la ejecución de la planificación del PAAT, lo

cual podría comprometer la eficiencia del proceso y generar impactos en la operación del sistema.

- c) Para las auditorías del PAAT 2023, el CND declara un 94 % de resoluciones emitidas en materia de Potencia Efectiva y Regulación Primaria de Frecuencia. Por otro lado, para las auditorías del PAAT 2024 el CND declara un 21 % de resoluciones emitidas para Potencia Efectiva, un 23 % para Regulación Primaria de Frecuencia, un 13 % para Mínimo Técnico y un 16 % para CVG. Cabe aclarar que, a la fecha no existe ningún Informe de Auditoría Técnica publicado en la página web del operador del sistema.
- d) Se identificaron casos puntuales de auditorías técnicas que tienen estados de “Protocolo en revisión”, “Informes en revisión”, “Proceso pausado”.
- e) Por otro lado, aunque en la información remitida por el CND se evidencia que existen planes de normalización solicitados a los Coordinados ninguno ha sido comunicado a esta Comisión tal como indica la NT-IV.

Cabe resaltar que la información solicitada en seguimiento a estos hallazgos fue solicitada por esta Comisión en fecha 24 de abril de 2026, sin embargo, la respuesta del CND fue recibida en fecha 04 de junio de 2026, por esto y por el volumen de la información, la misma está en proceso de revisión por parte de esta Dirección.

1.7.2.4.2 PAAT 2027

En el marco de las reuniones sostenidas con el CND, se hizo énfasis en la obligación de dar cumplimiento a lo establecido en la NT-IV, particularmente en lo relativo a la publicación en tiempo y forma del Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) 2027. En cumplimiento de lo establecido en la NT-IV, el CND publicó la versión inicial del PAAT 2027 en fecha 30 marzo de 2026 y lo remitió vía correo electrónico a la CREE en la misma fecha. La CREE formuló observaciones orientadas principalmente a: (i) fortalecer el análisis de incumplimientos en la sección de antecedentes, (ii) sustentar de forma individual la selección y priorización de centrales, incluyendo su impacto en el SIN y la metodología aplicada, (iii) mejorar la claridad y redacción en distintas secciones del informe, y (iv) precisar elementos de programación de las auditorías, tales como fechas de ejecución y justificación de pruebas simultáneas. En atención a dichas observaciones, el CND incorporó mejoras en el contenido del informe, particularmente en el análisis de antecedentes, criterios de priorización y redacción general; no obstante, algunas observaciones relacionadas con el nivel de detalle en la programación de fechas específicas y la

incorporación de ciertos contenidos metodológicos no fueron plenamente acogidas, argumentando limitaciones operativas, logísticas y el alcance del plan. Como resultado, se logró por parte del CND la publicación del PAAT 2027 en tiempo y forma, emitiéndose su versión final el 30 de abril de 2026.

Este logro contribuye a fortalecer la transparencia, la planificación oportuna y el cumplimiento normativo en el sector, asegurando que las auditorías técnicas se programen de manera adecuada y bajo los lineamientos establecidos, lo que favorece una mejor supervisión y control de las actividades reguladas.

Las auditorías contempladas en el PAAT 2027 son las siguientes:

3 Materias para contemplar en el PAAT 2027

Las materias por Auditar son:

- Mínimo Técnico (MT)
- Potencia Efectiva o Potencia Máxima (PE)
- Respuesta Primaria de Frecuencia (RPF)
- Costo Variable de Generación (CVG)

Nº	TECNOLOGÍA	ACRÓNIMO	NOMBRE	PROCESO	MATERIA
1	BIOMASA	MPP	MERENDÓN POWER PLANT	PAAT 2024	MT, PE, CVG
2	HIDROELÉCTRICA	CJN	EL CAJÓN	PAAT 2024	MT, PE, RPF, CVG
3	HIDROELÉCTRICA	PAT	PATUCA III	PAAT 2024	MT, PE, RPF, CVG
4	HIDROELÉCTRICA	RLN	RÍO LINDO	PAAT 2024	MT, PE, RPF, CVG
5	HIDROELÉCTRICA	VEG	LA VEGONA	PAAT 2024	MT, PE, RPF, CVG
6	HIDROELÉCTRICA	CRL	CAÑAVERAL	PAAT 2024	MT, PE, RPF, CVG
7	HIDROELÉCTRICA	NIS	EL NÍSPERO	PAAT 2024	MT, PE, RPF, CVG
8	HIDROELÉCTRICA	CYM	CUYAMEL	PAAT 2024	PE
9	SOLAR	CET	CINCO ESTRELLAS	PAAT 2024	MT, PE, CVG
10	SOLAR	PLL	EL POLLITO	PAAT 2024	MT, PE, CVG
11	SOLAR	LLJ	LAS LAJAS	PAAT 2024	MT, PE, CVG
12	TÉRMICA	LPT	LA PUERTA	PAAT 2024	MT, PE, RPF, CVG
13	BIOMASA	CKP	CARACOL KNITS	PAAT 2027	MT, PE, CVG
14	HIDROELÉCTRICA	CCG	CHACHAGUALA	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
15	HIDROELÉCTRICA	CUY	CUYAMAPA	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
16	HIDROELÉCTRICA	MRJ	MORJAS	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
17	HIDROELÉCTRICA	MEZ	MEZAPA	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
18	HIDROELÉCTRICA	AUR	LA AURORA	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
19	HIDROELÉCTRICA	CRN	CORONADO	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
20	SOLAR	CIH	CIHESA	PAAT 2027	MT, PE, CVG
21	SOLAR	PTS	PATUCA SOLAR	PAAT 2027	MT, PE, CVG
22	SOLAR/BATERIA	ERS	ENERESA	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
23	TÉRMICA	BSV	BRASSAVOLA	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG
24	TÉRMICA	TVI	TÉRMICA VILLANUEVA	PAAT 2027	MT, PE, RPF, CVG

Imagen 1-8 Extractos del PAAT 2027 (Fuente: CND)

1.7.2.4.3 Revisión de normativa

En el proceso de fiscalización del PAAT esta Dirección ha identificado oportunidades de mejora a la normativa vigente, en específico a la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV) en cuanto a los plazos establecidos para la ejecución y cierre de las auditorías técnicas, así como en las consecuencias del incumplimiento en la presentación de los Planes de Normalización por parte de los agentes del MEN y la notificación de estos a la CREE por parte del CND; y a la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) en cuanto al proceso de verificación de los CVG declarados mensualmente por las Empresas Generadoras, por lo que esta Dirección solicitará a la Dirección de Regulación la revisión y propuesta de modificación a dichas normas

técnicas, esto con la finalidad de fortalecer el marco regulatorio, mejorar su aplicabilidad práctica y asegurar un cumplimiento más eficiente y oportuno por parte de los agentes regulados.

Asimismo, en las reuniones sostenidas con el CND, este último ha expresado su preocupación respecto al cumplimiento de la NT-IV, debido a los plazos establecidos y a la publicación de los informes de auditoría. En este sentido, el CND ha manifestado su disposición de presentar una solicitud de modificación a dicha norma, con el propósito de ajustar los plazos y condiciones vigentes, en función de la experiencia operativa y las dificultades identificadas en su cumplimiento.

1.7.2.5 Conclusiones

1. Se evidencian retrasos e incumplimientos de los plazos en la ejecución de las auditorías técnicas establecidos en la normativa, tanto por parte del CND como de los Coordinados, lo que ha derivado en auditorías con estados inconclusos o en proceso, tales como “en revisión” o “pausado”. Esta situación ha impactado negativamente el nivel de avance, especialmente en el PAAT 2024, donde los porcentajes de resoluciones emitidas son considerablemente bajos en comparación con el año 2023.

Se suma a lo anterior la falta de comunicación oportuna de los planes de normalización a esta Comisión, lo cual representa un incumplimiento de la NT-IV.

2. Se reconoce como un avance importante la publicación del PAAT 2027 en tiempo y forma, lo cual fortalece la planificación, la transparencia y el cumplimiento de la normativa vigente.
3. Es necesario revisar la normativa técnica vigente, particularmente la NT-IV y la NT-PO, esto resulta fundamental para fortalecer el marco regulatorio y garantizar su adecuada aplicación en la práctica. Los hallazgos identificados evidencian que podrían existir mejoras en los plazos, procedimientos y obligaciones establecidas.

1.7.2.6 Recomendaciones

1. Continuar con el proceso de revisión de los expedientes de auditorías técnicas completos con el fin de identificar el nivel de cumplimiento de lo establecido en la normativa vigente. Asimismo, con el fin de identificar mejoras en los procesos y necesidades del CND.
2. Dar seguimiento al cumplimiento de las auditorías programadas en el PAAT 2027, verificando el cumplimiento de plazos y obligaciones por parte del CND y los Coordinados.

3. Remitir las observaciones a la Dirección de Regulación, con el propósito de que se analice y revise la normativa vigente, con el fin de incorporar mejoras y asegurar una fiscalización adecuada conforme a las funciones de esta Comisión.
4. Continuar con las reuniones de la Mesa Técnica entre el CND y la CREE con el fin de mejorar el entendimiento de la normativa y de los procesos, y asegurar el cumplimiento de la misma por parte del CND y demás agentes del MEN.

1.7.2.7 Matriz de seguimiento

No.	Recomendación	Tipo (acción o documento)	Medio de verificación	Fecha estimada (semana 2026)	Estado (Pendiente, en proceso, finalizado)
1	Continuar con la revisión de los expedientes del PAAT.	--	--	Semana 35	En proceso
2	Seguimiento PAAT 2027.	Oficio	Correo	--	Pendiente
3	Remitir observaciones a la Dirección de Regulación.	Memorándum	Correo	Semana 28	Pendiente

P12-PF02-PI02
INFORME DE FISCALIZACIÓN DE
ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN



Marzo 2026



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS
★ ★ ★ ★ ★

CRÉE
COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA

2.1 INTRODUCCIÓN

El Mercado Mayorista de Electricidad constituye el mecanismo mediante el cual se coordinan, en términos técnicos y económicos, las transacciones de energía, potencia y servicios complementarios entre los agentes participantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), asegurando el abastecimiento de la demanda eléctrica bajo criterios de eficiencia económica, seguridad operativa y transparencia.

En este contexto, la administración del mercado requiere la aplicación estricta de procedimientos regulatorios asociados a:

- Despacho económico;
- Medición comercial;
- Administración de contratos;
- Liquidación de transacciones;
- Control de desviaciones operativas;
- Provisión de servicios complementarios.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, en ejercicio de sus atribuciones legales de supervisión y fiscalización del subsector eléctrico, elabora el presente informe con el propósito de evaluar el cumplimiento de las disposiciones regulatorias aplicables a la administración del mercado mayorista, así como identificar posibles desviaciones, inconsistencias o debilidades en los procesos operativos y comerciales llevados a cabo por el Operador del Sistema y los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional.

2.2 OBJETIVOS

Fiscalizar la administración del Mercado Mayorista de Electricidad con el fin de verificar que los procesos de operación comercial, gestión de la información, despacho económico y cálculo y liquidación de transacciones se realicen conforme a lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), su Reglamento y la demás normativa aplicable.

2.2.1 Objetivos específicos

1. Fiscalizar el cumplimiento de la norma técnica de medición comercial.
2. Fiscalizar el cumplimiento de la normativa aplicable a los procesos de liquidación del mercado.
3. Fiscalizar el cumplimiento de la normativa aplicable a los contratos de abastecimiento y respaldo.
4. Supervisar el manejo de los sobrecostos de generación forzada.
5. Fiscalizar el cumplimiento de la normativa aplicable a los servicios complementarios.

2.3 MARCO LEGAL

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

2.3.1 Ley General de la Industria Eléctrica

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

1. Establece en el Artículo 3, literal D, que la CREE tiene facultades de:
 - i. Aplicar y fiscalizar el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias que rigen la actividad del subsector eléctrico, para lo cual podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas del Sector o los consumidores le hayan suministrado;
 - ii. Aplicar las sanciones que correspondan a las empresas y usuarios regulados por la Ley en caso de infracciones;
2. Establece en el Artículo 3, literal G, que contra las resoluciones adoptadas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), en el ejercicio de sus funciones, procederá el recurso de reposición ante la propia Comisión, el cual le pondrá fin a la vía administrativa, sin perjuicio de que las Partes de común acuerdo podrán poner fin a su controversia o disputa a través de la Conciliación y el Arbitraje.

3. Establece en el Artículo 8, literal A, que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), podrá realizar las inspecciones que considere necesarias con el fin de confirmar la veracidad de las informaciones que las empresas le hayan suministrado, conforme al procedimiento establecido en el Reglamento.
4. Establece en el Artículo 9, literal A, que el Operador del Sistema será una entidad de capital público, que formará parte de la estructura de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y que se reconoce en los contratos de suministro de energía eléctrica vigentes entre empresas privadas de generación de energía eléctrica y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), como Centro Nacional de Despacho (CND). El Operador del Sistema tendrá capacidad técnica para el desempeño de las funciones que le asigna la presente Ley y los Reglamentos, incluyendo personal experimentado en la operación de sistemas eléctricos y de mercados eléctricos.
5. Establece en el Artículo 9, literal C, que las empresas del subsector eléctrico deben suministrar, en los plazos y por los medios que defina el Reglamento, la información que el Operador del Sistema les solicite para el ejercicio de sus funciones.
6. Define en el Artículo 9, literal E, que las funciones adicionales del Centro Nacional de Despacho, en su calidad de operador del sistema, que para términos del presente informe se enlistan las siguientes:
 - i. Efectuar diariamente el Despacho Nacional, aprovechando la posibilidad de ventas y compras en el MER, de forma que se garantice la satisfacción de la demanda al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado eléctrico.
 - ii. Calcular los costos marginales de corto plazo de la energía de conformidad con un despacho en base a un orden de mérito y lo que establezcan los Reglamentos aplicables.
 - iii. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
 - iv. Determinar la potencia firme y la energía firme de cada una de las centrales generadoras en territorio nacional, aplicando los procedimientos que establezca el Reglamento;
 - v. Ordenar el funcionamiento de las instalaciones de generación cuya indisponibilidad no haya sido previamente autorizada por él, cuando se requiera para asegurar la continuidad del suministro eléctrico;

- vi. Dirigir los procedimientos para el restablecimiento del suministro eléctrico en situaciones de emergencia;
 - vii. Efectuar la liquidación financiera de las operaciones en el mercado de electricidad;
 - viii. 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;
7. Define en el Artículo 9, literal F, los procedimientos de impugnación de decisiones del operador del sistema. Cualquier empresa que se considere afectada por las decisiones del Centro Nacional de Despacho (CND), en su calidad de Operador del Sistema (ODS), podrá impugnarlas ante la Gerencia General de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). La resolución de la Gerencia General de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) podrá ser objeto del recurso ante la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). De no considerarse satisfecha la Empresa, las partes pueden acudir a un procedimiento de conciliación o de arbitraje conforme a lo dispuesto en el Artículo 27 de esta Ley.
8. Define en el Artículo 9, literal B, que el régimen de precios por el uso de la red de transmisión y de distribución será establecido en el Reglamento. El régimen de precios por el uso de la red de transmisión deberá ser similar al establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional para la Red de Transmisión Regional. Los precios por el uso de la red de transmisión y los precios por el uso de las redes de distribución por terceros deberán reflejar los mismos costos de inversión, operación y mantenimiento, respectivamente, de transmisión y de distribución, que se determinen para el cálculo de las tarifas, con base en las disposiciones del capítulo sobre el régimen tarifario de la presente Ley.

2.3.2 Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Nacional (ROM) tiene por objeto establecer las normas y procedimientos para la operación del Sistema Interconectado Nacional de Honduras y para la administración del Mercado Eléctrico Nacional de Honduras (MEN), incluyendo su relación con los sistemas eléctricos de los países vecinos, así como con el Sistema Eléctrico Regional y el Mercado Eléctrico Regional centroamericano.

Asimismo, este Reglamento desarrolla la Ley y su Reglamento en lo relativo a las funciones y responsabilidades del CND en su calidad de Operador del Sistema, así como las obligaciones y derechos de los agentes del MEN.

1. En su Artículo 9 define las obligaciones de los Agentes del MEN que para términos del presente informe se enlistan las siguientes:
 - a. Cumplir las instrucciones que dicte el ODS, salvo causas de fuerza mayor que impliquen un riesgo para la seguridad de las instalaciones o las personas las cuales podrán ser verificadas por el ODS.
 - b. Suministrar la información que el ODS les solicite para el ejercicio de sus funciones dentro de los plazos y por los medios que requiera el ODS.
 - c. Comunicar al ODS la información necesaria para la gestión de los mantenimientos, así como información a la mayor brevedad después de la ocurrencia de Indisponibilidades Forzadas.
 - d. Los Agentes Productores estarán obligados a poner a las órdenes del ODS toda la capacidad disponible de sus centrales. Esta obligación incluye la potestad del ODS de presentar ofertas de oportunidad en el MER con el fin de minimizar el costo de abastecer la demanda eléctrica nacional.
 - e. Presentar ante el ODS una garantía de pago suficiente para respaldar sus operaciones de compra de energía en el mercado de oportunidad.
 - f. Los Agentes Compradores deberán satisfacer sus obligaciones de contratación de potencia firme para asegurar la seguridad del suministro eléctrico nacional.
 - g. Disponer de los sistemas de medición y comunicación con el ODS necesarios para liquidar las transacciones comerciales y realizar la operación del sistema.
 - h. Suministrar los Servicios Complementarios requeridos por el ODS de acuerdo con los mecanismos definidos en este Reglamento y cumplir con los requisitos técnicos fijados para ello en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.
2. En su Artículo 10 define las funciones específicas del Operador del Sistema, para términos del presente informe se enlistan las siguientes:
 - a. Supervisar y controlar las operaciones del SIN en coordinación con los Agentes del MEN, operador de sistema y agentes transmisores de la región, bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y eficiencia económica.
 - b. Definir el Período Crítico del Sistema y determinar la Potencia Firme de Centrales Generadoras, así como el Requerimiento de Potencia Firme de los Agentes

Compradores mediante los procedimientos establecidos en este Reglamento y la metodología definida en la Norma Técnica de Potencia Firme.

- c. Impartir instrucciones de operación a los recursos de generación e instalaciones de transmisión, incluidas las interconexiones internacionales, con el objetivo de asegurar la continuidad del suministro eléctrico nacional y satisfacer las transacciones resultantes del MEN y el MER.
- d. Administrar diariamente el Mercado de Oportunidad para cada Periodo de Mercado, determinando el Despacho Económico e incorporando la posibilidad de efectuar transacciones en el MER, y calculando los Precios Nodales resultantes.
- e. Presentar ofertas de retiro e inyección regionales en los nodos de la RTR con el fin de reducir los costos de abastecer la demanda eléctrica nacional y hacer posible la exportación e importación de energía bajo criterios de eficiencia económica.
- f. Verificar los costos variables de las unidades generadoras de acuerdo con la metodología definida en la normativa correspondiente para tal efecto e informar a la CREE sobre aquellos generadores cuyos costos variables no cumplan con lo establecido en este Reglamento y las Normas Técnicas, o que no representen el costo real de generación.
- g. Coordinar, modificar y autorizar, en su caso, los planes de mantenimiento de las unidades de generación y de las instalaciones de transmisión.
- h. Elaborar una guía para el restablecimiento del servicio eléctrico y dirigir los procedimientos para el restablecimiento de este en caso de producirse la formación de islas o el colapso del sistema.
- i. Administrar y supervisar la provisión de Servicios Complementarios por parte de los Agentes del MEN de acuerdo con los procedimientos y requisitos definidos en el presente Reglamento.
- j. Calcular anualmente el costo base de generación a trasladar a las tarifas de los usuarios finales y proponerlo a la CREE para su aprobación.
- k. Elaborar y remitir mensualmente a la CREE y a los Agentes del MEN informes de funcionamiento de la operación del sistema y del MEN, así como realizar los informes solicitados por la Secretaría. Los contenidos de estos informes serán definidos por la CREE.
- l. Realizar la programación de la operación con diferentes horizontes temporales de acuerdo con lo establecido en el presente Reglamento asegurando una adecuada

- Programación Hidrotérmica que minimice los costos de suministro nacional y la garantice la seguridad de suministro.
- m. Liquidar las transacciones comerciales derivadas de la administración del Mercado Eléctrico Nacional de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y la correspondiente Norma Técnica.
 - n. Implantar y mantener un sistema de gestión de la 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.
3. Mediante el Artículo 18, modificado mediante acuerdo CREE-53-2021, establece que cada mes, el ODS determinará para cada Agente Productor la diferencia entre, por una parte, la potencia que haya tenido disponible en el mes, la que será como máximo igual a la potencia firme de las centrales de las que es titular determinada en el informe definitivo sobre potencia firme de centrales generadoras, más la potencia firme que esté comprando de otros Agentes Productores mediante contratos y, por otra parte, la potencia firme que ese Agente tenga comprometida en contratos de venta de potencia firme en ese mes. Asimismo, el ODS determinará cada mes para cada Agente Comprador la diferencia entre la potencia firme que ese Agente tenga contratada en ese mes, y su contribución al requerimiento máximo de potencia del sistema eléctrico en el mes, la que será como mínimo igual al valor determinado para él en el Informe Definitivo de los Requerimientos de potencia firme de Agentes Compradores. Las diferencias determinadas por el ODS constituyen desvíos de potencia firme.
 4. Mediante el Artículo 19, modificado mediante acuerdo CREE-53-2021, establece que los desvíos de potencia firme que se produzcan darán lugar en el corto plazo a transacciones entre los agentes en el mercado de oportunidad. El ODS elaborará cada mes, como parte del informe de transacciones comerciales, un Informe de Liquidación de Desvíos de Potencia Firme y lo remitirá a los Agentes Productores y a los Agentes Compradores.
 5. Que el Artículo 27 modificado mediante Acuerdo CREE-07-2025, establece que Predespacho nacional se realiza con detalle horario el día anterior al despacho físico de los recursos de generación, utilizando como base la demanda horaria prevista en cada nodo, recursos de generación e instalaciones de transmisión declaradas como disponibles teniendo en cuenta los límites operativos asociados a las restricciones de seguridad y los márgenes de reserva y potencia reactiva necesarios para la operación segura del sistema.

6. Que el Artículo 53 establece sobre la operación en tiempo real que el ODS podrá realizar modificaciones en el despacho de los recursos de generación en tiempo real por razones de seguridad del sistema. Estas modificaciones podrían ser causadas por restricciones físicas de transmisión, Indisponibilidades Programadas de instalaciones o el incumplimiento de otros criterios de seguridad y calidad. Asimismo, el ODS podrá requerir la provisión de Servicios Complementarios según lo establecido en el Título VI de este Reglamento.
7. Que el Artículo 56 establece que el ODS calculará el Posdespacho nacional el día siguiente a aquel en que se efectuó el suministro físico de electricidad basándose en la medición comercial, las unidades de generación y activos de transmisión que estuvieron efectivamente disponibles, así como las transacciones regionales realizadas. El ODS incluirá en el Posdespacho la energía inyectada en cada Período de Mercado por aquellas unidades despachadas como Generación Forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de este tipo de generación en la formación de los precios del Mercado de Oportunidad. Para realizar el Posdespacho, el ODS empleará las mismas herramientas de optimización empleadas para el cálculo del Predespacho. El objetivo del Posdespacho es calcular los Precios Nodales que el ODS utilizará para efectuar las liquidaciones de las transacciones comerciales en cada Período de Mercado. Adicionalmente, el ODS calculará las Desviaciones en Tiempo Real de cada uno de los Agentes del MEN respecto al Predespacho nacional definitivo. Se habilita al ODS a proponer a la CREE un mecanismo para trasladar el sobre costo de las Desviaciones en Tiempo Real a los Agentes del MEN cuyas inyecciones o retiros en un Período de Mercado se hayan desviado respecto de la energía programada para dicho período de acuerdo con el último Redespacho elaborado por el ODS. Este mecanismo deberá ser coherente con el mecanismo regional de gestión de Desviaciones en Tiempo Real administrado por el EOR y establecido en el Título IX del presente Reglamento. Asimismo, el ODS informará a los Agentes del MEN del resultado del Posdespacho diario, publicando en su sitio web los resultados de éste. Los Agentes del MEN dispondrán de un plazo de dos (2) días hábiles a partir de la notificación por parte del ODS para presentar reclamos. El reclamo debe incluir el motivo que lo fundamenta el cual deberá estar basado en incumplimientos a los criterios o procedimientos que se establecen en este Reglamento y sus Normas Técnicas. Transcurrido el plazo indicado sin reclamos por parte de un Agente del MEN, se considera

que este acepta toda la información recibida. El ODS deberá contestar los reclamos dentro de un plazo no mayor a cuatro (4) días hábiles.

8. En el Artículo 60. Obligación de proveer Servicios Complementarios. Los requerimientos impuestos como mínimos en este Reglamento y en la correspondiente Norma Técnica para la provisión de determinados Servicios Complementarios se consideran una obligación para los Agentes del MEN la cual no estará sujeta a remuneración adicional.
9. En el Artículo 61. Verificaciones e incumplimientos. El ODS verificará la prestación de estos servicios por parte de los Agentes del MEN y notificará a la CREE los incumplimientos a efecto de que adopte las sanciones correspondientes.
10. En el Artículo 62. Generación Forzada. Los sobrecostos originados por el despacho de Generación Forzada como causa del incumplimiento por parte de uno o varios Agentes del MEN con sus obligaciones de proveer los Servicios Complementarios serán cargados a estos Agentes del MEN. La Generación Forzada no podrá fijar precio en el Despacho Económico que determine los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.
11. En el Artículo 69. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos. Cuando un Agente del MEN no cumpla con la prestación del servicio de control de frecuencia asignada por el ODS, forzando a otros Agentes del MEN a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el Agente del MEN con incumplimiento deberá hacerse cargo de los sobrecostos resultantes, sin perjuicio de las posibles sanciones.
12. En el Artículo 73. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos. Cuando un Agente del MEN no cumpla con la prestación de servicio de control de voltaje asignada por el ODS forzando a otros Agentes del MEN a proveer medidas para solucionar dicho incumplimiento más allá de las obligaciones asignadas por el ODS, el Agente del MEN con incumplimiento deberá hacerse cargo de los sobrecostos resultantes, sin perjuicio de las posibles sanciones.
13. En el Artículo 76. Seguimiento de la prestación del servicio e incumplimientos. El ODS para efectuar el seguimiento de desempeño en la prestación del servicio de Arranque en Negro podrá ordenar la ejecución de pruebas de disponibilidad, tiempos de arranque, sincronización y toma de carga a las correspondientes unidades según se establezca en la Norma Técnica de Servicios Complementarios. Aquellos Agentes del MEN que incumplan con los requisitos establecidos para la provisión del servicio podrán ser sancionados.

14. En el Artículo 89. Pago de las pérdidas marginales de transmisión. En el MEN, los Ingresos Variables de Transmisión constituyen el mecanismo mediante el cual todos los Agentes del MEN contribuyen al pago de las pérdidas marginales y las rentas de congestión del Sistema Principal de Transmisión. La liquidación de los Ingresos Variables de Transmisión se hace por el ODS como parte del proceso de liquidación de las transacciones resultantes en el Mercado de Oportunidad y los contratos de energía vigentes entre Agentes del MEN, tal y como se establece en el Título X de este Reglamento.
15. En el Artículo 95 define que 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.
16. En el Artículo 101. Comunicación de contratos al ODS. Todos los Agentes del MEN deberán informar al ODS de todos los contratos que tengan suscritos en el tiempo y la forma que se determine en la Norma Técnica de Contratos. En relación con sus contratos de potencia firme, los Agentes del MEN deben enviar al ODS la información relativa a la Potencia Firme Contratada, la unidad o unidades generadoras que respaldan dicho contrato, el Agente Productor y Agente Comprador que suscriben dicho contrato y las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato. En relación con sus contratos de energía, los Agentes del MEN deben enviar al ODS la información que permita determinar de manera inequívoca la cantidad de energía contratada hora a hora, especificando el punto o puntos de inyección y el punto o puntos de retiro de ésta, el Agente Productor y Agente Comprador que suscriben dicho contrato, la forma en que las partes pagarán los Ingresos Variables de Transmisión, así como las fechas de comienzo y finalización de la vigencia del contrato.
17. En el Artículo 102. Liquidación de los contratos de energía y transacciones en el Mercado de Oportunidad. El ODS liquidará mensualmente las transacciones de energía en cada hora considerando los Precios Nodales resultado del Posdespacho, los contratos de energía vigentes entre Agentes del MEN y la energía medida en los nodos del Sistema Principal de Transmisión y puntos de conexión de los Agentes del MEN. El ODS calculará

para cada Agente Productor y nodo del Sistema Principal de Transmisión la diferencia entre su energía inyectada y su energía contratada. Cuando esta diferencia sea positiva, el Agente Productor tendrá un excedente de energía y cuando sea negativa, el Agente Productor tendrá un déficit de energía. En el Mercado de Oportunidad, los Agentes Productores venderán los excedentes o comprarán los déficits de energía de sus contratos al Precio Nodal en el nodo del Sistema Principal de Transmisión al que estén asociados dichos contratos. El ODS calculará para cada Agente Comprador y nodo del Sistema Principal de Transmisión la diferencia entre su energía retirada y su energía contratada. Cuando esta diferencia sea positiva, el Agente Comprador tendrá un déficit de energía y cuando sea negativa, el Agente Comprador tendrá un excedente de energía. En el Mercado de Oportunidad, los Agentes Compradores comprarán los déficits o venderán los excedentes de energía de sus contratos al promedio ponderado de los Precios Nodales en los nodos de demanda del Sistema Principal de Transmisión. Los Agentes del MEN con contratos de energía deberán contribuir al pago de los Ingresos Variables de Transmisión. Cada contrato deberá establecer la forma en que las partes pagarán al ODS el Ingreso Variable de Transmisión correspondiente. Este se calcula en cada hora como el producto de la cantidad contratada por la diferencia del Precio Nodal en el nodo de retiro menos el Precio Nodal en el nodo de inyección. El resultado neto de este proceso de liquidación de contratos y diferencias en el Mercado de Oportunidad son los Ingresos Variables de Transmisión recolectados por el ODS. Adicionalmente, el ODS liquidará las Desviaciones en Tiempo Real de cada uno de los Agentes del MEN respecto al Predespacho nacional definitivo.

18. En el Artículo 103. Liquidación de los peajes y otros cargos. El ODS liquidará mensualmente a los Agentes Compradores los cargos por uso de redes, los cargos de operación del sistema, los cargos por Servicios Complementarios, la tasa de regulación de la CREE a los Consumidores Calificados y los cargos del MER. El ODS liquidará mensualmente los sobrecostos de Generación Forzada conforme a lo establecido en el Artículo 62 de este Reglamento.
19. En el Artículo 104. Liquidación de los Desvíos de Potencia Firme. El ODS liquidará los Desvíos de Potencia Firme siguiendo lo establecido en el Artículo 19 del presente Reglamento.
20. En el Artículo 107. Garantías de pago. Todo Agente del MEN deberá depositar una garantía suficiente para cubrir los pagos por las transacciones en el Mercado de

Oportunidad y de los cargos establecidos en el Artículo 103, los que serán estimados para los siguientes cuarenta y cinco (45) días correspondientes a la liquidación del mercado efectuada por el ODS. Estas garantías podrán tomar diferentes formas todas ellas de ejecución inmediata según se detalla en la Norma Técnica de Liquidaciones y su cuantía será determinada por el ODS con base en información histórica y proyecciones futuras.

21. En el Artículo 113. Las bases de datos, procedimientos y modelos que utilice el ODS para los cálculos de las transacciones comerciales y precios deben ser auditables y accesibles a los Agentes del MEN y a la CREE.

2.3.3 Norma Técnica de Medición Comercial

La Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) entre sus objetos de aplicación para fines del presente informe incluye emplear y definir los procedimientos para la verificación, intervención y operación del SIMEC. Para términos del presente informe se toma en consideración lo dispuesto a continuación:

1. Que la NT-MC, en su Sección Definiciones, para términos del presente informe se toma en consideración lo siguiente:
 - a. Sistema de medición comercial: 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 Sistema de Medición Comercial (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.
 - d. Punto de Medición: Es el punto eléctrico en donde se mide la transferencia de energía, el cual deberá coincidir con el punto de conexión.
 - e. Punto de Conexión: Es el punto de conexión eléctrica que permite la transferencia de energía, y que puede ser: (i) en el cual los activos de un usuario o de un generador se conectan a la red de transmisión o a la red de distribución. (ii) el punto de conexión

eléctrico entre las redes de Empresas Transmisoras o Empresas Distribuidoras; (iii) el punto de conexión entre niveles de tensión de una misma Empresa Transmisora o Empresa Distribuidora.

2. La Sección 5, Define que el SIMEC estará conformado por:
 - a. Los equipos de medición instalados en los Puntos de Medición, con un sistema primario de medición y en paralelo un sistema de respaldo con las mismas características que el sistema primario de medición.
 - b. Los dispositivos y medios de comunicación que permiten la telemedición por parte del ODS y de cada responsable de los equipos de medición, de los datos almacenados en los medidores registradores.
 - c. La Terminal Portátil de Lectura - TPL.
 - d. El Concentrador de Mediciones.

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.

1. La 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.
2. 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;

- k. 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.
- 3. La subsección 10.2, establece el proceso para oficializar equipos de medición en un Punto de Medición de un Agente del MEN o en un enlace internacional o en otro Punto de Medición que es responsabilidad de una Empresa Transmisora, es el siguiente:
 - a. El responsable de los equipos de medición para el Punto de Medición debe solicitar a un Verificador de Equipos de Medición autorizado por el ODS la Verificación de que los equipos cumplen con los requisitos definidos en el anexo “Especificaciones para los Equipos de Medición y Sistemas de Comunicaciones” de esta Norma Técnica.
 - b. El Verificador de Equipos de Medición realiza la Verificación de los requisitos y, de comprobar el cumplimiento de todos los requisitos, otorga el certificado de Verificación y procede al sellado de los equipos.
 - c. Con el certificado de Verificación, el responsable de los Equipos de Medición debe solicitar al ODS la Oficialización de los equipos, o la confirmación de que se ha efectuado la Verificación periódica.
 - d. Dentro de cinco (5) días hábiles contados a partir de la fecha de recepción de la solicitud presentada por el responsable de los Equipos de Medición, el ODS comprobará la certificación para otorgar la Oficialización de los equipos de medición, o podrá solicitar información adicional de ser necesario.
 - e. Una vez comprobado, el ODS comunicará al responsable de los Equipos de Medición sobre la Oficialización de los equipos de medición.
 - f. El ODS podrá negar la Oficialización de los equipos de medición si no se cumple lo dispuesto en esta norma técnica. Cuando el ODS niegue el registro de un equipo de medición, notificará del hecho al Agente del MEN solicitante indicando los motivos de la negativa.
- 4. La subsección 10.3, define que la frecuencia de Verificación para los equipos de medición de 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.
- 5. La subsección 10.4, establece que El ODS notificará al responsable de los Equipos de Medición, la realización de una Verificación planificada, con una anticipación no menor a diez (10) días hábiles. Recibida esta notificación, el responsable de los Equipos de

Medición debe coordinar todas las acciones y actividades necesarias para realizar la Verificación. Así mismo el responsable de los Equipos de Medición deberá:

- a. Entregar al ODS el certificado de cumplimiento de la Verificación por parte del Verificador de Equipos de Medición a más tardar en diez (10) días después de realizada la prueba debidamente firmada por el verificador y el responsable de los Equipos de Medición; o,
 - b. En caso de que la Verificación no fuese exitosa, entregar el informe del verificador sobre los problemas detectados y el plan de acción para las correcciones.
 - c. El ODS podrá realizar, sin previo aviso, visitas de control no planificadas a las instalaciones donde están equipos de medición, con la finalidad de verificar que se mantenga las medidas de seguridad de los equipos de medición. Estas actividades estarán incluidas en el presupuesto anual del ODS, sin embargo, si producto de esta auditoría se comprueba incumplimiento de la normativa, los costos incurridos en la visita de control realizada por el ODS serán trasladados al responsable del Equipo de Medición auditado.
6. La subsección 10.5 define que los resultados de la Verificación de un Punto de Medición serán enviados al ODS por el Verificador de Equipos de Medición, con copia al responsable del Equipo de Medición. Si el resultado de la Verificación de un Punto de Medición es exitoso, el ODS ratificará la Oficialización de los equipos de medición.

Si el resultado de la Verificación es con observaciones del Verificador de Equipos de Medición por incumplimientos, el responsable de los Equipos de Medición informará al ODS las observaciones. El ODS establecerá el alcance de la Intervención requerida con base en las observaciones, definiendo un plazo para su ejecución dentro de los siguientes veinte (20) días calendarios para mantener la Oficialización de sus equipos de medición.

Si dentro de dicho plazo, el responsable de los Equipos de Medición cumple con los requerimientos en esta Norma Técnica, el ODS ratificará la Oficialización, de lo contrario no se oficializará el mismo, entretanto el Agente del MEN no podrá realizar transacciones

7. La subsección 12.3 define que las liquidaciones del mercado realizadas por el ODS tendrán como información base las mediciones obtenidas del SIMEC y la información en el registro de medidores del MEN, con las correcciones y sustituciones que establece esta Norma Técnica. La información para la liquidación de las transacciones y los cargos que liquida el ODS está asociada al Punto Frontera, Puntos de Medición y los

correspondientes factores de ajuste y determinada por el ODS mediante la aplicación del procedimiento de validación, cálculo y sustitución de mediciones conforme a lo detallado en el anexo “Procedimiento de Validación, Cálculo y Sustituciones de Mediciones” de esta Norma Técnica. El ODS debe enviar al EOR la información de medición comercial en los enlaces regionales del SIN con la periodicidad y requerimientos que establece el RMER.

8. El Anexo 3 de la presente norma define las especificaciones para los equipos de medición define los requisitos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipos de medición comercial.

2.3.4 Norma Técnica de Liquidación del Mercado

La Norma Técnica de Liquidación del Mercado tiene como objetivo principal garantizar que el Operador del Sistema (ODS) realice la liquidación de las transacciones del mercado de oportunidad de forma transparente, verificable y basada en información técnica validada, proveniente de los sistemas operativos del sistema eléctrico.

1. Artículo 6. Fundamentos de la liquidación. La liquidación de las transacciones en el Mercado de Oportunidad será efectuada por el ODS sobre la base de los registros del Sistema de Medición Comercial, de los Contratos de suministro entre los agentes y de la información del sistema de Control de Supervisión y Adquisición de Datos (“SCADA” por sus siglas en inglés). El período de liquidación corresponde a un Mes Calendario.
2. Artículo 7. Inyecciones no Autorizadas. Sin perjuicio de las sanciones que correspondan, la energía que sea inyectada al SIN por parte de agentes, sin que medie una instrucción de despacho por parte del ODS, será valorada a costo cero a efecto de la liquidación respectiva.
3. Artículo 8. Informe de liquidaciones. El ODS emitirá el Informe de Transacciones Comerciales (ITC) y lo publicará en su sitio de internet a más tardar siete (7) Días Hábiles después del último día de cada mes. En el ITC se detallará, para cada Participante, los importes acreedores y/o deudores resultantes de sus transacciones en el Mercado de Oportunidad durante el Mes Calendario anterior.
4. Artículo 9. Contenido del ITC. Todos los importes contenidos en el ITC estarán expresados en su equivalente en dólares de los Estados Unidos de América, que será la moneda de referencia para el cálculo de las transacciones y pago de los cargos respectivos. Los conceptos por incluir para cada tipo de Participante son los siguientes:
 - i. Transportistas:

- a. Cargos por conexión y uso de las redes de transmisión,
 - b. Cargos por infracciones,
 - c. Ajustes por revisión del ITC.
 - ii. Generadores, Comercializadores, Consumidores Calificados y Distribuidores.
 - a. Energía,
 - b. Desvíos de potencia,
 - c. Servicios complementarios,
 - d. Cargos por conexión y uso de las redes de transmisión,
 - e. Sobrecostos por generación forzada,
 - f. Sobrecostos de producción a requerimiento del agente,
 - g. Cargos por infracciones,
 - h. Ajustes por revisión del ITC.
5. Artículo 10. Reclamos al ITC. Los participantes podrán formular observaciones al ITC a partir de momento de la publicación del ITC en la página web del ODS y dentro de los siguientes cinco (5) Días Hábiles. A tal efecto. El ODS pondrá a disposición todos los registros utilizados para la determinación del ITC.

El ODS resolverá las observaciones planteadas al ITC dentro de los siguientes cinco (5) Días Hábiles después de finalizado el período para reclamación por parte de los Participantes. El ODS publicará la revisión del ITC a más tardar un Día Hábil después de vencido el plazo para subsanar, atendiendo las observaciones que resulten procedentes y que hayan sido presentadas por los Participantes dentro del plazo indicado en el párrafo anterior.

Los Participantes que hayan presentado observaciones al ITC, o se vieran afectados directamente como consecuencia de la revisión al ITC, podrán presentar nuevas observaciones dentro de los siguientes cinco (5) días Hábiles contados a partir de la publicación del ITC revisado. El ODS rechazará las observaciones improcedentes y/o extemporáneas, así como aquellas que no tenga relación directa con los resultados del ITC, sin incurrir en responsabilidad.

Si luego de realizar los análisis técnicos y jurídicos que correspondan, el ODS no estuviera de acuerdo con las observaciones presentadas a los resultados del ITC, o de su revisión si la hubiera, deberá elevar las actuaciones a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica en un plazo no mayor de diez (10) Días Hábiles a partir de la publicación del ITC, o de su

revisión si la hubiera, para que ésta determine lo procedente dentro de un término no mayor a los treinta (30) Días Hábiles.

6. Artículo 11. Facturación. Junto con el ITC, el ODS le remitirá a cada Participante acreedor una Instrucción de Facturación para cada uno de sus respectivos deudores. El ITC será considerado como la memoria de cálculo para la determinación de los montos deudores y acreedores.
7. Artículo 12. Pago. Los deudores deberán hacer sus pagos a más tardar 15 días después de la emisión de las facturas correspondientes, no importando si existiera alguna observación al ITC pendiente de resolución. Los ajustes que pudieran derivarse de alguna revisión al ITC se incluirán en el ITC subsiguiente.

Los saldos deudores resultantes de transacciones en el MER deberán ser pagados en los plazos establecidos en la Regulación Regional, para lo que el ODS notificará los requerimientos de pago correspondientes con base en el Documento de Transacciones Económicas Regionales. En caso de incumplimiento de pago en dichos plazos, el Ente Operador Regional podrá ejecutar las garantías respectivas y aplicar los cargos por intereses que correspondan. A más tardar el día siguiente de finalizado el plazo señalado en el primer párrafo de este artículo para que los deudores hagan los pagos establecidos en el ITC, cada acreedor debe notificar al ODS el cumplimiento del pago de cada uno de sus deudores o de los saldos pendiente de pago, si fuera el caso. En caso de existir saldos pendientes de pago por parte del deudor y que resulte en un acuerdo entre las partes para saldar dicha deuda, esta notificación debe indicar que el acreedor libera al ODS de cualquier responsabilidad con relación a los montos adeudados notificados por el acreedor y no implicará ninguna obligación de ejecución de la garantía.

8. Artículo 13. Ejecución de la Garantía. Una vez vencido el plazo en que los acreedores notifiquen la morosidad de sus deudores, el ODS ordenará al banco emisor de la garantía del Participante deudor que haga efectiva dicha garantía a favor del Participante acreedor para saldar los montos pendientes de pago.

2.3.5 Norma Técnica de Contratos

1. Que la sección 4.1 Características generales y objetivos, define lo que los contratos celebrados en el Mercado de Contratos (MC) serán bilaterales. En cualquier caso, las Empresas Distribuidoras sólo podrán comprar potencia firme y/o energía mediante

contratos que resulten de licitaciones públicas internacionales. Los beneficios principales del MC son:

- a. en cuanto al abastecimiento de energía, se adquieren compromisos contractuales que protegen a una o ambas partes de la volatilidad de precios de la energía en el Mercado de Oportunidad;
- b. en cuanto al abastecimiento de potencia, se cubren obligaciones de compra y permite respaldar potencia firme para proteger la garantía de suministro en el SIN; y,
- c. se crean condiciones que permiten el financiamiento de centrales generadoras al asegurar un flujo estable de ingresos para las Empresas Generadoras.

Todo Agente Comprador puede comprar potencia firme o energía mediante contratos en el MEN con Agentes Productores, o en el MER si está habilitado para hacerlo. Adicionalmente, los Consumidores Calificados pueden comprar por medio de contratos con Empresas Comercializadoras y con Empresas Distribuidoras. Cada Agente Productor puede vender potencia firme y energía mediante contratos a Agentes Compradores; vender o comprar mediante contratos a otros Agentes Productores como respaldo de sus compromisos contractuales; o vender o comprar mediante contratos en el MER, de conformidad con lo que establece el RMER.

2. Que la sección 4.2.1 Requisitos y restricciones generales, define que la duración y demás condiciones de los contratos de una Empresa Distribuidora para suministrar la demanda de sus Usuarios deben cumplir con lo establecido en la LGIE y su Reglamento, así como las demás reglamentaciones que emita la CREE para esos efectos.

En ocasiones, las transacciones que ocurran en virtud de un contrato podrán implicar realizar transacciones de energía y/o potencia en el Mercado de Oportunidad. En esos casos, se requiere que las partes contratantes cumplan con los requisitos establecidos para ese tipo de transacciones en la regulación aplicable.

Cada Agente del Mercado Eléctrico Nacional autorizado por el ODS a realizar transacciones en el MEN tiene la obligación de declarar sus contratos al ODS suministrando la información requerida para su administración en el MEN. El ODS es el responsable de verificar que la información declarada y suministrada cumple todos los requisitos y restricciones que establece esta Norma Técnica, así como de inscribir la información relevante del mismo en el Registro de Potencia Firme y Energía Contratada. La energía o potencia firme vendida en un Contrato Firme Regional no podrá volver a venderse en otro contrato, sea en el MEN o en el MER.

3. Que la sección 4.2.2. Requisitos y restricciones a los contratos para venta de energía, define lo siguiente:

Todo contrato para venta de energía y potencia firmado a partir de la vigencia de la LGIE es un compromiso comercial que no puede incluir condiciones que impongan restricciones al despacho económico o a la operación estable y segura del SIN. Esta restricción incluye que un contrato firmado posterior a la vigencia de la LGIE con generación renovable u otra tecnología no puede contener la obligación de pagar energía que no fue generada al ser limitada por el ODS según su orden de despacho, por restricciones de la red de transmisión o aplicación de los CCSDM, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Programación de la Operación.

El ODS realizará la Planificación Operativa de Largo Plazo, la Programación Semanal y el despacho económico sin tener en cuenta los compromisos acordados en contratos del MEN, excepto para Contratos Firmes Regionales cuyos intercambios se coordinarán con el EOR de acuerdo con lo que establece el RMER.

Para su administración e interacción con el Mercado de Oportunidad, cada contrato de compraventa de energía debe contener los valores, fórmulas o procedimiento para que el ODS pueda determinar de manera inequívoca la cantidad de energía contratada para cada Periodo de Mercado durante la duración del contrato, identificando los nodos de inyección y de retiro que correspondan.

4. Que la sección 4.2.3 Requisitos y restricciones a los contratos para venta de potencia firme, define lo siguiente:

Con independencia de la duración de un contrato, la Potencia Firme Contratada podrá variar cada mes. Un Agente Productor solamente puede vender potencia firme correspondiente a generación propia y la comprada en contratos de respaldo con otro Agente Productor que no la tenga comprometida en contratos vigentes. Asimismo, un Agente Productor podrá vender a agentes del MER situados fuera del SIN mediante Contratos Firmes Regionales, sujeto a que la energía firme contratada tenga la autorización del ODS. En el caso de un Contrato Firme Regional el ODS empleará la metodología y procedimiento de cálculo contenido en la Norma Técnica de Potencia Firme a efecto de convertir la compra de energía firme en una compra de potencia firme según como se reconoce en el MEN.

El Consumidor Calificado podrá cubrir su obligación de contratar su Requerimiento de Potencia Firme con uno o más contratos en el MEN o en el MER. La Empresa Distribuidora puede vender potencia firme a Consumidores Calificados que han optado por ser Agentes del Mercado Eléctrico Nacional, únicamente si cuenta con excedentes de Potencia Firme Contratada que resultan después de cubrir su obligación con sus Usuarios, sean estos Consumidores Calificados o no, y tomando en cuenta el margen de reserva que esté vigente. El ODS verificará este excedente cada doce (12) meses, por lo que la duración máxima permitida para un contrato de venta de potencia firme de la Empresa Distribuidora a un Consumidor Calificado que sea Agente del MEN es de doce (12) meses, pudiendo el contrato incluir una cláusula de renovación sujeto a que la Empresa Distribuidora continúe teniendo dicho excedente.

Para su administración e interacción con los desvíos de potencia mensuales, cada contrato que incluye la compraventa de potencia firme debe establecer los valores, fórmulas o procedimiento para que el ODS pueda determinar de manera inequívoca la cantidad de Potencia Firme Contratada para cada mes durante la duración del contrato.

2.3.6 Norma Técnica de Servicios Complementarios

Esta Norma tiene como objetivos:

- a. Establecer los requerimientos técnicos y operativos; así como el proceso de habilitación para la prestación del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.
- b. Establecer las obligaciones y los requisitos técnicos y operativos que deben cumplir las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras, Consumidores Calificados y Empresas Transmisoras para aportar al control de voltaje;
- c. Establecer el conjunto de acciones, sistemas y procedimientos a utilizar por el Operador del Sistema para mantener el voltaje del Sistema Interconectado Nacional (SIN) dentro de los niveles y condiciones requeridos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM);
- d. Establecer los mecanismos del Operador del Sistema para supervisar el cumplimiento de las obligaciones de control de voltaje de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y Empresas Transmisoras, y evaluar el desempeño del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.
- e. Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas Desconexión de Cargas.

El Artículo 3. Ámbito de la aplicación. El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva involucra a los siguientes:

- a) El Operador del Sistema.
- b) Todas las Empresas Generadora conectadas a la red de transmisión.
- c) Todas las Empresas Generadoras conectadas a la red de distribución y con una potencia instalada igual o mayor a 5 MW y cuya operación impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN.
- d) Toda Empresa Transmisora y equipamiento del sistema de transmisión nacional coordinado por el Operador del Sistema, incluyendo las instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR) ubicadas en el territorio de Honduras.
- e) Las Empresas Distribuidoras.
- f) Los Consumidores Calificados que actúen como Agentes del MEN que están conectados directamente a la red de transmisión.

Se excluyen de las obligaciones que establece esta norma técnica los casos siguientes:

- a) Las Empresas Generadoras conectadas a la red de distribución con potencia instalada menor que 5 MW, salvo que a criterio del Operador del Sistema dicha generación con independencia de la potencia instalada, impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN.
- b) Las Empresas Generadoras conectadas a la red de distribución solo cuando estas no impacten significativamente en la red de transmisión, en este caso las Empresas Generadoras se someterán a la instrucción del operador de distribución.

2.4 ANTECEDENTES

Con la entrada en vigencia de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) y su normativa asociada, se estableció un nuevo modelo de operación del subsector eléctrico nacional basado en principios de competencia, eficiencia económica, seguridad del suministro y transparencia en la formación de precios.

En este marco regulatorio, el Operador del Sistema, a través del Centro Nacional de Despacho (CND), asumió la responsabilidad de coordinar la programación de la operación del sistema eléctrico, administrar el mercado mayorista y realizar la liquidación de las transacciones económicas entre los agentes participantes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Como parte de las funciones regulatorias asignadas a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), corresponde a esta institución verificar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en:

- La Ley General De La Industria Eléctrica;
- El Reglamento de la LGIE;
- El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM);
- La Norma Técnica de Medición Comercial;
- La Norma Técnica de Liquidación del Mercado;
- La Norma Técnica de Contratos;
- La Norma Técnica de Servicios Complementarios;
- Las demás normativas aplicables al funcionamiento del Mercado Eléctrico.

En seguimiento a estas atribuciones, la Dirección de Fiscalización ha desarrollado procesos de revisión documental, análisis regulatorio y verificación técnica orientados a evaluar la correcta aplicación de los procedimientos de administración del mercado mayorista, particularmente en lo relativo a:

- Despacho económico;
- Medición comercial;
- Liquidación de transacciones;
- Registro y validación de contratos;
- Control de desvíos de potencia firme;
- Provisión de servicios complementarios;
- Trazabilidad de la información utilizada en los procesos de liquidación.

El presente informe se enmarca en las actividades institucionales de supervisión regulatoria, orientadas a fortalecer los mecanismos de control del mercado eléctrico nacional y a garantizar la correcta aplicación del marco normativo vigente.

2.5 ANÁLISIS REGULATORIO

2.5.1 *Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista*

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) constituye el instrumento normativo fundamental que regula la operación técnica del Sistema

Interconectado Nacional (SIN), la administración del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y las obligaciones operativas, informativas y comerciales de los agentes participantes.

Este marco normativo establece las reglas aplicables al despacho económico, la programación hidrotérmica, la determinación de precios nodales, la provisión de servicios complementarios, la contratación de potencia firme, el control de desviaciones y la liquidación de transacciones comerciales, así como las responsabilidades del Operador del Sistema (ODS) en su calidad de administrador del sistema eléctrico nacional.

Desde la perspectiva regulatoria, el ROM habilita a la CREE para ejecutar procesos sistemáticos de fiscalización orientados a verificar la consistencia entre la información declarada por los agentes del mercado y la operación real del sistema, así como la correcta aplicación de los procedimientos de despacho, cálculo de precios nodales, asignación de servicios complementarios y liquidación de transacciones económicas.

En este contexto, la fiscalización del cumplimiento del ROM debe estructurarse como un proceso integral que permita evaluar la disponibilidad real de generación declarada por los agentes, el cumplimiento de los programas de mantenimiento, la suficiencia de cobertura de potencia firme, la consistencia entre contratos reportados y transacciones liquidadas, la correcta asignación de sobre costos por generación forzada y la trazabilidad de los procesos de cálculo ejecutados por el ODS.

Asimismo, el ROM establece obligaciones específicas para el ODS relacionadas con la coordinación de la operación del sistema, la determinación de la potencia firme, la administración del mercado de oportunidad, la verificación de costos variables declarados por los agentes y la garantía de auditabilidad de los modelos y bases de datos utilizados en los procesos de despacho y liquidación.

En consecuencia, la fiscalización regulatoria del ROM constituye un mecanismo esencial para asegurar la transparencia del mercado eléctrico mayorista, la consistencia técnica de la operación del sistema y la correcta asignación de costos entre los agentes participantes, contribuyendo a la sostenibilidad operativa y económica del sistema eléctrico nacional.

2.5.1.1 Matriz de fiscalización propuesta

Área	Variable	Responsable	Instrumento
Liquidación	Posdespacho	ODS	Art. 56

Área	Variable	Responsable	Instrumento
Contratos	Energía y potencia	Agentes	Art. 101
Servicios complementarios	Frecuencia/voltaje	Generadores	Art. 60
Generación forzada	Sobrecostos	Agentes	Art. 62
Potencia firme	Cobertura contractual	Agentes	Art. 18
Desvíos	Liquidaciones	ODS	Art. 19
Medición	Equipos y registros	Agentes	Art. 95

Tabla 2-1 Matriz de fiscalización. (fuente: propia)

2.5.2 Norma Técnica de Liquidación del Mercado Eléctrico de Oportunidad

La Norma Técnica de Liquidación del Mercado Eléctrico de Oportunidad establece el marco procedimental para la determinación, el cálculo, la facturación y el pago de las transacciones económicas entre los agentes del mercado eléctrico nacional.

El objetivo principal de esta normativa es garantizar que el Operador del Sistema (ODS) realice la liquidación de las transacciones del mercado de oportunidad de forma transparente, verificable y basada en información técnica validada, proveniente de los sistemas operativos del sistema eléctrico.

1. Fundamentos regulatorios de la liquidación

La norma establece que la liquidación debe realizarse sobre la base de tres fuentes fundamentales de información:

- Sistema de Medición Comercial,
- Información de contratos entre agentes,
- Información operativa del sistema SCADA.

Desde el punto de vista regulatorio, esto implica que el proceso de liquidación debe garantizar lo siguiente:

- Consistencia entre la Medición Comercial y la operación real del sistema,
- Trazabilidad de la información utilizada,
- Integridad de los datos utilizados para calcular las transacciones.

Por lo tanto, la fiscalización debe verificar que la información utilizada por el ODS provenga efectivamente de estos sistemas y que exista un proceso formal de validación de datos.

2. Informe de Transacciones Comerciales (ITC)

El ITC constituye el documento central del proceso de liquidación del mercado.

La normativa establece que:

- Debe emitirse dentro de los siete (7) días hábiles posteriores al cierre del mes,
- Debe contener los saldos acreedores o deudores de cada participante del mercado.

El ITC funciona como:

- Memoria de cálculo de la liquidación,
- Base para la facturación entre agentes,
- Instrumento de transparencia del mercado.

Por lo tanto, en un proceso de fiscalización es necesario verificar:

- Metodología de cálculo del ITC,
- Consistencia entre datos de medición y resultados económicos,
- Cumplimiento de los plazos regulatorios de publicación.

3. Componentes de las transacciones económicas

La normativa establece que el ITC debe incluir diferentes conceptos dependiendo del tipo de agente del mercado.

Entre los principales componentes de liquidación se encuentran:

- Energía transada,
- Desvíos de potencia,
- Servicios complementarios,
- Cargos por uso de red,
- Sobrecostos de generación forzada,
- Cargos por infracciones,
- Ajustes posteriores del ITC.

4. Procedimiento de observaciones y resolución de controversias

La norma establece un mecanismo formal de revisión del ITC mediante el cual los agentes pueden presentar observaciones dentro de un plazo de cinco (5) días hábiles después de su publicación.

El ODS debe:

- Analizar las observaciones,

- Resolverlas dentro de un plazo regulatorio,
- Publicar una revisión del ITC.

En caso de desacuerdo, la controversia debe ser elevada a la CREE para su resolución.

La fiscalización debe evaluar:

- Si los reclamos fueron gestionados conforme a la normativa,
- Tiempos de respuesta del ODS,
- Criterios técnicos utilizados para resolver controversias.

5. Facturación, pago y garantías

El proceso de liquidación se completa mediante tres etapas adicionales:

- a) Facturación: los acreedores emiten facturas a los deudores basadas en las instrucciones derivadas del ITC.
- b) Pago: los pagos deben realizarse dentro de quince (15) días después de la emisión de las facturas, independientemente de la existencia de reclamos en proceso.
- c) Garantías: el sistema incorpora un mecanismo de garantías financieras que permite ejecutar el pago en caso de incumplimiento de un participante en el mercado.

2.5.2.1 Proceso de fiscalización de la liquidación del mercado

Etapas	Acción	Observaciones
Etapas 1: Planificación.	Actividades por realizar: • Definición del período de revisión. • Identificación de agentes involucrados. • Solicitud de información al ODS.	Documentos requeridos: a. ITC. b. Base de medición comercial. c. Registros de SCADA. d. Contratos de energía. e. Registro de reclamos. f. Registros de pagos.
Etapas 2: Validación de base de datos.	Revisión de: • Medición comercial. • Registros de SCADA. • Consistencia de medición vs despacho.	Objetivo: Garantizar que los datos utilizados para liquidar el mercado sean correctos.
Etapas 3: Verificación del cálculo del mercado.	Revisión de: • Energía transada. • Precios marginales.	Objetivo: Revisar la consistencia del cálculo del ITC.

Etapa	Acción	Observaciones
	• Desvíos. • Servicios complementarios. • Cargos por transmisión. • Sobrecostos.	
Etapa 4: Fiscalización de reclamos.	Revisión de: • Observaciones presentadas. • Plazos regulatorios. Criterios de resolución.	
Etapa 5: Verificación de facturación.	Revisión de: • Facturas emitidas. • Montos facturados. • Consistencia con ITC.	
Etapa 6: Verificación de pagos.	Revisión de: • Pagos realizados. • Saldos pendientes. • Morosidad.	
Etapa 7: Revisión de garantías.	Verificar: • Vigencia de garantías. • Suficiencia de garantías. • Ejecución de garantías.	

Tabla 2-2 Proceso de fiscalización de la liquidación del mercado. (fuente: propia)

2.5.3 Norma Técnica de Contratos

La Norma Técnica de Contratos tiene como objetivos principales:

- 1) Regular el registro y verificación de contratos eléctricos;
- 2) Definir los tipos de contratos del Mercado de Contratos;
- 3) Establecer los criterios para calcular energía y potencia contratada que afectan la liquidación del mercado.

La Norma establece cinco pilares importantes:

Registros de contratos:

- 1) Verificar obligaciones de contratación;
- 2) Calcular desvíos de potencia;
- 3) Determinar garantías financieras del mercado.

Restricciones contractuales:

- 1) No limitar despacho económico: los contratos no pueden imponer restricciones al despacho del sistema;
- 2) Prohibición de doble venta de potencia firme: la potencia comprometida no puede venderse dos veces y debe tener respaldo real de generación.

Validación del ODS:

- 1) Verificar información;
- 2) Validar los contratos;
- 3) Rechazar contratos que incumplan requisitos.

Categorías principales de los contratos:

Contratos de abastecimiento:

- 1) Compra lo generado;
- 2) Compra lo demandado;
- 3) Compra lo contratado.

Contratos de respaldos:

- 1) Acuerdos entre generadores para respaldar compromisos de potencia firme.

Contratos firmes regionales: permiten transacciones con el Mercado Eléctrico Regional (MER), se deben cumplir los requisitos siguientes:

- 1) Derechos de transmisión;
- 2) Validación del EOR;
- 3) Autorización del ODS.

2.5.3.1 Proceso de fiscalización de los contratos

Etapa	Acción	Observaciones
Etapa 1: Identificación de los contratos.	Solicitar al ODS: Registro de potencia firme y	Resultado esperado: Base de datos completa de contratos



Etapa	Acción	Observaciones
	energía contratada, - Listado de contratos vigentes, - Contratos regionales. Clasificar contratos por tipo: - Abastecimiento, - Respaldo, - Regionales. Verificar: - Agentes participantes.	del mercado.
Etapa 2: Verificación regulatoria de contratos.	Revisión de: - Contenido contractual: - Nodos de inyección, - Nodos de retiro, - Duración, - Perfil de energía, - Perfil de potencia firme. - Validación de potencia firme: - Respaldo físico, - Capacidad instalada, - Contratos de respaldo. - Restricciones al despacho: - No obliga pago de energía no generada, - No restringe despacho del ODS.	Objetivo: Garantizar que los datos utilizados para liquidar el mercado sean correctos.
Etapa 3: Fiscalización del registro de contratos.	Revisión de: - Contratos declarados oportunamente, - Modificaciones registradas, - Terminaciones registradas.	Plazos regulatorios: 10 días (respaldo), 30 días (abastecimiento).
Etapa 4: Fiscalización operativa del mercado.	Comparar: Energía contratada,	Herramientas: Mediciones comerciales,

Etapa	Acción	Observaciones
	- Energía generada, - Energía consumida.	- Pre despacho, - Pos despacho.
Etapa 5: Verificación de desvíos.	Desvíos de energía: - Comparar energía generada vs energía contratada. Desvíos de potencia firme: - Comparar potencia comprometida vs potencia disponible.	
Etapa 6: Evaluación de impacto regulatorio.	Analizar: - Riesgos de abastecimiento, - Sobrecontratación de potencia, - Concentración de contratos, - Exposición al mercado spot.	
Etapa 7: Informe de fiscalización.	El informe debe incluir: - Contratos analizados, - Incumplimientos detectados, - Impacto en el mercado, - Recomendaciones regulatorias.	

Tabla 2-3 Proceso de fiscalización de los contratos. (fuente: propia)

2.5.4 Norma Técnica de Servicios Complementarios.

La Norma Técnica de Servicios Complementarios tiene como objeto:

- Establecer los requerimientos técnicos y operativos; así como el proceso de habilitación para la prestación del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva;
- Establecer las obligaciones y los requisitos técnicos y operativos que deben cumplir las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras, Consumidores Calificados y Empresas Transmisoras para aportar al control de voltaje;
- Establecer el conjunto de acciones, sistemas y procedimientos a utilizar por el Operador del Sistema para mantener el voltaje del Sistema Interconectado Nacional (SIN) dentro de los niveles y condiciones requeridos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM);

- d) Establecer los mecanismos del Operador del Sistema para supervisar el cumplimiento de las obligaciones de control de voltaje de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y Empresas Transmisoras, y evaluar el desempeño del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.
- e) Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas.

2.5.5 Norma Técnica de Medición Comercial

La Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) establece un marco técnico y procedimental integral destinado a garantizar la confiabilidad, exactitud y trazabilidad de la información de medición utilizada en el MEN.

En este sentido, la NT-MC regula de forma explícita:

- a. Los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir los equipos de medición y sus sistemas de comunicación asociados;
- b. Los procedimientos de verificación, certificación, intervención y operación del Sistema de Medición Comercial (SIMEC);
- c. Las disposiciones para el manejo, custodia e integridad de la información de medición;
- d. Los procedimientos, plazos y acciones aplicables en situaciones de falta de medición.

La NT-MC establece que la oficialización de los equipos de medición constituye un requisito previo indispensable para que un Agente del MEN pueda ser autorizado a realizar transacciones en el mercado. De igual forma, asigna a las Empresas Transmisoras la responsabilidad de oficializar los equipos asociados a enlaces internacionales, reconociendo su rol estratégico en la medición de intercambios regionales.

El procedimiento de oficialización se encuentra claramente estructurado y secuenciado, delimitando responsabilidades tanto para los responsables de los equipos de medición como para el ODS. Este procedimiento comprende:

1. Solicitud de verificación al verificador autorizado.
2. Ejecución de la verificación y emisión del certificado correspondiente.
3. Solicitud formal de oficialización ante el ODS.
4. Revisión de la certificación por parte del ODS dentro de un plazo máximo de cinco (5) días hábiles.

5. Comunicación de la oficialización o, en su defecto, de la negativa debidamente motivada.

Asimismo, la NT-MC define el procedimiento de verificación, que se complementa con las disposiciones sobre visitas de control, estableciendo plazos y obligaciones claramente definidos. El ODS debe notificar con al menos diez (10) días hábiles de anticipación la realización de una verificación planificada, mientras que el responsable de los Equipos de Medición debe coordinar las actividades necesarias y entregar los resultados dentro de los plazos establecidos.

En caso de una verificación no exitosa, la norma exige la presentación de un informe técnico y un plan de acción correctivo, lo cual introduce un enfoque de mejora continua y subsanación progresiva, sin menoscabo de las facultades de control del ODS y de la autoridad reguladora.

2.5.5.1 Proceso de fiscalización de la medición comercial

A continuación, se presenta en la siguiente tabla la fiscalización de la NT-MC sobre los aspectos relacionados al proceso de oficialización de los equipos de medición.

Etapas	Acción	Observaciones (Información a requerir)
Etapa 1: Planificación.	Actividades por realizar: • Verificar inventario de puntos registrados en SIMEC. • Validar estado de oficialización de cada punto. • Requerir expediente de procesos oficialización otorgados por el CND.	Documentos requeridos: 1. Resoluciones de oficialización. 2. Actas de verificación. 3. Comunicaciones realizadas. 4. Expedientes de cada responsable de equipos de medición.
Etapa 2: Validación de base de datos.	Revisión de: • Consistencia entre registros publicados por el CND, resoluciones y expedientes. • Requerir información complementaria.	Objetivo: Garantizar trazabilidad y consistencia de la información.
Etapa 3: Elaboración de análisis	• Analizar el proceso de oficialización en la muestra seleccionada. • Verificar cumplimiento de plazos normativos del ODS y del Agente.	Objetivo: Analizar la información y verificar la aplicación de la NT-MC.

Etapa	Acción	Observaciones (Información a requerir)
	Evaluar congruencia con el Plan Anual de Verificaciones. Identificar oficializaciones con vigencia menor a 2 años. • Evaluar seguimiento del CND a observaciones. • Identificar riesgos para la liquidación del MEN.	
Etapa 5: Informe de resultados y recomendaciones	• Elaborar informe técnico-regulatorio. • Clasificar hallazgos (procedimentales, técnicos, sistemáticos). • Formular recomendaciones y acciones correctivas.	Resultado: Hallazgos documentados. Recomendaciones para responsables de equipos y ODS. Insumos para regularización o sanción.
Etapa 7: Seguimiento y control	• Verificar implementación de acciones correctivas. • Evaluar actualización de SIMEC y nuevas oficializaciones.	Objetivo: Cerrar el ciclo de fiscalización.

Tabla 2-4 Proceso de fiscalización de la NT-MC. (fuente: elaboración propia)

2.6 RESULTADOS

2.6.1 Fiscalización de la Norma Técnica de Medición Comercial

2.6.1.1 Introducción

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y la Norma Técnica de Medición Comercial (NT-MC) establecen el marco técnico y regulatorio aplicable al Sistema de Medición Comercial (SIMEC), incluyendo los requisitos que deben cumplir los equipos de medición comercial, los procedimientos de verificación y oficialización, así como las responsabilidades del Operador del Sistema y de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). Estas disposiciones tienen como finalidad asegurar que las mediciones utilizadas en la liquidación de las transacciones comerciales sean confiables, trazables y verificables, evitando que deficiencias técnicas, operativas o administrativas puedan incidir en la correcta determinación de los cargos y transacciones del mercado.

En este contexto, la Dirección de Fiscalización desarrolló una revisión del proceso de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial aplicado por el Centro Nacional de Despacho (CND), contrastándolo con el procedimiento previsto en la NT-MC. Para ello, se realizaron requerimientos de información orientados a obtener los expedientes asociados a los puntos de medición comercial oficializados, con el propósito de verificar la existencia de certificados de verificación, comunicaciones de oficialización, registros de medidores y demás documentación que permita evaluar la trazabilidad del proceso y el cumplimiento de los plazos y requisitos regulatorios aplicables.

A partir de la información disponible, la presente sección expone el alcance inicial de la fiscalización sobre la gestión de los equipos de medición comercial, identifica los elementos normativos relevantes y delimita los aspectos que requieren verificación adicional para completar el análisis. En particular, se busca determinar si el proceso seguido por el CND cuenta con respaldo documental suficiente, si se ajusta a las etapas establecidas en la NT-MC y si permite garantizar la integridad de la información utilizada como base para la liquidación de las transacciones comerciales del MEN.

2.6.1.2 Objetivos

Presentar los resultados del proceso de fiscalización de las disposiciones normativas establecidas sobre la oficialización y los procesos de verificación de los equipos de medición comercial en atención a que dichos procesos constituyen un elemento esencial para la autorización, validación y correcta liquidación de las transacciones en el MEN.

2.6.1.2.1 Objetivos específicos

1. Fiscalizar el cumplimiento del procedimiento de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) y en la Norma Técnica de Medición Comercial.
2. Verificar el estado de la oficialización de los equipos de medición comercial reportado por el Centro Nacional de Despacho (CND), en su función de operador del sistema, conforme a las obligaciones, competencias y responsabilidades definidas en el marco regulatorio vigente.

2.6.1.3 Antecedentes

La NT-MC establece que, para oficializar un punto de medición, el Operador del Sistema debe solicitar a los responsables de los equipos de medición los resultados de su verificación. Con el fin de asegurar el correcto funcionamiento de los equipos de medición comercial y el cumplimiento de las disposiciones técnicas y regulatorias aplicables, dichos equipos deben ser verificados y oficializados cada dos (2) años, conforme a la programación que defina el Operador del Sistema. Durante el segundo trimestre de 2025, la Dirección de Fiscalización validó la información publicada por el Centro Nacional de Despacho (CND) en el Informe Mensual de Medición y en el Sistema de Medición Comercial (SIMEC), correspondiente a mayo de 2025. Como resultado de dicha revisión, se observó que el Operador del Sistema mantenía un registro de trescientos cincuenta y seis (356) puntos de medición comercial.

No obstante, en el escrito de fecha 12 de mayo de 2025 remitido en respuesta al Oficio CREE-160-2025, el CND reportó un total de trescientos cincuenta y un (351) puntos de medición comercial correspondientes a agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y a Empresas Transmisoras. Del total informado, se identificó que el veinticuatro por ciento (24 %) contaba con oficialización vigente, el setenta y tres por ciento (73 %) no se encontraba oficializado y el dos por ciento (2 %) presentaba oficialización vencida. Este análisis se realizó con base en la información correspondiente a noventa y ocho (98) empresas generadoras, una (1) empresa distribuidora, dos (2) empresas transmisoras y un (1) consumidor calificado (ver **Imagen 2-1**).

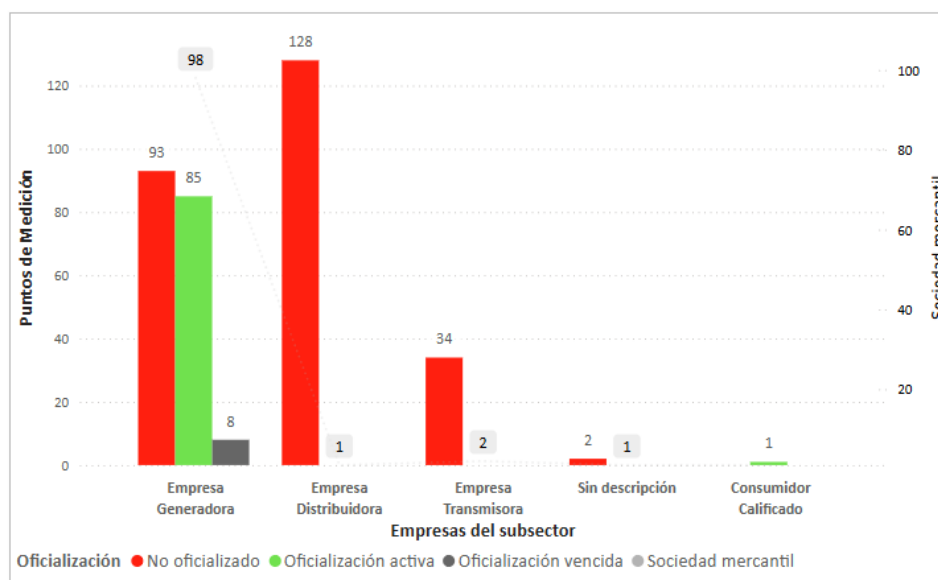


Imagen 2-1 Distribución de los puntos de medición de los agentes del MEN y Empresas Transmisoras (fuente Segundo Informe Trimestral del Producto Final 2 de 2025)

En seguimiento a estos resultados, mediante comunicaciones remitidas el 3 de diciembre de 2025, la Dirección de Fiscalización requirió a la Empresa Distribuidora y a la Empresa Transmisora la elaboración, presentación y ejecución de una planificación asociada a la verificación y oficialización de los puntos de medición comercial correspondientes a sus instalaciones. Sin embargo, a la fecha de elaboración del presente informe, no se ha recibido respuesta a dichos requerimientos.

En este contexto, durante el tercer y cuarto trimestre de 2025, la Dirección de Fiscalización llevó a cabo ocho (8) procesos de inspección con el objetivo de verificar la aplicación y el cumplimiento de las disposiciones normativas relativas a la verificación y oficialización de los equipos de medición comercial de empresas generadoras.

Como resultado de los procesos de inspección, se verificó la aplicación de la normativa vigente por parte del CND en lo relativo al uso de los formatos técnicos establecidos para atender los requerimientos definidos en la normativa aplicable. No obstante, se identificaron hallazgos asociados al desfase en la calendarización propuesta para algunas de las centrales inspeccionadas, así como a la falta de seguimiento oportuno a las observaciones emitidas por el CND durante los procesos de verificación. De las ocho (8) centrales inspeccionadas, se identificó lo siguiente:

1. Cinco (5) centrales de generación, equivalentes al 63 %, concluyeron el proceso de verificación y cuentan con oficialización vigente;
2. Dos (2) centrales, equivalentes al 25 %, realizaron el proceso de verificación; sin embargo, este resultó con observaciones, por lo que su oficialización se encuentra vencida;
3. Una (1) central, equivalente al 12 %, no ha realizado el proceso de verificación y permanece con oficialización vencida.

Asimismo, en seguimiento a las observaciones contenidas en los informes de inspección, la Dirección de Fiscalización remitió el Memorándum DF-141-2025, de fecha 5 de diciembre de 2025, a la Dirección de Regulación, mediante el cual solicitó criterios relacionados con la definición de puntos de medición y puntos de conexión, así como el análisis de disposiciones normativas vinculadas a los equipos de alimentación externa de respaldo.

En respuesta, esta Dirección recibió el Memorándum DR-01-2026, de fecha 21 de enero de 2026, mediante el cual la Dirección de Regulación atendió las consultas formuladas. No obstante, para efectos de su aplicación, la Dirección de Fiscalización requirió información complementaria mediante el Memorándum MM-DF-020-2026.

Finalmente, considerando el análisis más reciente contenido en el Informe Mensual de Medición y SIMEC (IMMYS) correspondiente a febrero de 2026, se identificó un registro de trescientos cincuenta y siete (357) puntos de medición comercial. De estos, setenta y siete (77), equivalentes al veintidós por ciento (22 %), cuentan con oficialización vigente; veinticinco (25), correspondientes al siete por ciento (7 %), presentan oficialización vencida; y doscientos cincuenta y cinco (255), equivalentes al setenta y uno por ciento (71 %), no cuentan con oficialización.

Con la finalidad de validar e implementar medidas para regularizar el proceso de oficialización de los equipos de medición comercial, se remitió al CND un requerimiento mediante el expediente FO3-MC-2024, de fecha 25 de febrero de 2026, solicitando los expedientes completos de los procesos de oficialización emitidos por dicha entidad. El CND, mediante Oficio GD-136-03-2026, de fecha 11 de marzo, remitió respuesta y documentación en seguimiento a lo solicitado. Posteriormente, esta Comisión revisó la información recibida e identificó que la documentación presentada no cumplía con la estructura requerida en el escrito.

En vista de lo anterior, se realizó un segundo requerimiento, de fecha 21 de abril de 2026, en el cual se especificó la documentación mínima que debían contener los expedientes solicitados. En respuesta, el CND presentó nuevamente documentación mediante el Oficio GD-219-05-2026. Seguidamente, la Dirección de Fiscalización revisó la información presentada, contenida en sesenta y cuatro (64) carpetas correspondientes a noventa y ocho (98) puntos de medición comercial. No obstante, al contrastarla con lo descrito en el PAV 2025-2026, actualización abril de 2026, se identificó documentación faltante asociada a procesos correspondientes a la planificación 2023-2024, actas de verificación, documentos de oficialización y comunicaciones relacionadas con la notificación de procesos de verificación.

Con el objeto de verificar el proceso de verificación y oficialización de los equipos de medición comercial, se emitió el requerimiento de fecha 29 de mayo de 2026, en el cual se detalla, por cada carpeta y punto de medición, la información pendiente de presentación.

Una vez revisada y procesada la información recibida que el CND remita en respuesta a esta Comisión, se procederá a verificar los procesos efectuados, en contraste con el procedimiento establecido en la NT-MC.

2.6.1.4 Matriz de seguimiento

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
1	Fiscalización de la Normativa de Medición Comercial	Elaboración de documentos que permitan advertir a los agentes del MEN y a la Empresa Transmisora sobre las obligaciones de estos respecto a la NT-MC.	Se elaborará un comunicado mediante el cual se proporcionarán recomendaciones y advertencias sobre el cumplimiento de la normativa a los agentes del MEN. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
3	Fiscalización de la Normativa de Medición Comercial	Remisión de oficio a la empresa distribuidora y transmisora para dar seguimiento al proceso transitorio de oficialización e integración de los puntos de medición.	Remisión de Requerimiento a la Empresa Distribuidora el 03 de diciembre de 2025, mediante el cual se requiere al agente del MEN planificar e informar a esta Comisión sobre el proceso de verificación de los equipos de medición comercial. Remisión de Requerimiento a la Empresa Transmisora el 03 de diciembre de 2025, mediante el cual se requiere al actor del MEN planificar e informar a esta Comisión sobre el proceso de verificación de los equipos de medición comercial. Al cierre del primer trimestre no se cuenta con respuesta a la información requerida por parte de las empresas requeridas.	En proceso
5	Arrendamiento Laeisz El Progreso	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso



No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
6	Chumbagua	Validar el punto de conexión de la central generadora, con la Empresa Distribuidora	En fecha 05 de febrero de 2026 se comparte el oficio CREE-049-2025 a la Empresa Distribuidora solicitando información para realizar el seguimiento correspondiente. En respuesta la ENEE remitió el Oficio GD-128-03-2026 en fecha 06 de marzo de 2026. No obstante, la información recibida no cumple con el requerimiento realizado. Se elaborará un nuevo oficio en el siguiente trimestre.	En Proceso
		Solicitar información de seguimiento sobre la reubicación del punto de medición comercial de la central generadora.	En fecha 05 de febrero de 2026 se comparte el oficio CREE-049-2025 a la Empresa Distribuidora solicitando información para realizar el seguimiento correspondiente. En respuesta la ENEE remitió el Oficio GD-128-03-2026 en fecha 06 de marzo de 2026. No obstante, la información recibida no cumple con el requerimiento realizado. Se elaborará un nuevo oficio en el siguiente trimestre.	En Proceso
		Remisión de los principales resultados del informe de inspección.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
7	Arrendamiento Laeisz Villanueva	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
8	Churune	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
9	Tres Valles	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la	En proceso

No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
			información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
10	LUFUSSA VALLE	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
11	Fray Lázaro	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las	En proceso



No.	INFORME	RECOMENDACIÓN	SEGUIMIENTO	ESTADO
			consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado
12	ECOPALSA	Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre la coincidencia del punto de conexión y medición de las centrales generadoras.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de solicitud de opinión técnica a la Dirección de Regulación sobre aplicación del aspecto normativo sobre la capacidad y duración para la alimentación externa de los equipos de medición comercial.	El 08 de diciembre de 2025, se envió el Memorándum DF-141-2025 a la Dirección de Regulación de esta Comisión, donde se exponen los casos, documentación técnica y consultas. La Dirección de Regulación en respuesta a lo solicitado presento el Memorándum DR-001-2026, atendiendo las consultas realizadas. No obstante, esta Dirección solicitó a la Dirección de Regulación una ampliación a la información presentada mediante el Memorándum MM-DF-041-2026.	En proceso
		Remisión de instrucción al CND, sobre la aplicación de la NT-MC, conforme a las recomendaciones técnicas de la CREE.	Se elaborará un oficio en seguimiento a las acciones recomendadas. Se realizará el seguimiento de estas acciones en el siguiente trimestre.	No iniciado

2.6.2 Generación Forzada

2.6.2.1 Objetivo general

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

2.6.2.1.1 Objetivos específicos

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

2.6.2.2 Marco legal

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

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante Decreto Legislativo 404-2013, publicada en el diario oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y reformada mediante Decreto Legislativo 46-2022, establece que su objeto es regular las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras. Cabe mencionar que la Ley General de la Industria Eléctrica:
 - a. Define en su artículo 1 la distribución como el transporte de la energía desde la red eléctrica de alta tensión hasta las instalaciones de los consumidores finales; las redes de distribución están formadas por instalaciones de tensión inferior a sesenta mil voltios más los transformadores y equipos asociados para conectarlas a la red de transmisión.

- b. Establece en su artículo 18 que en ningún caso se 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.
- 2. Que el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM) publicado mediante acuerdo CREE-074 de fecha 03 de julio de 2020:
 - a. Define la Generación Forzada como la energía producida por aquellas unidades generadoras obligadas a operar fuera del Despacho Económico por causa de restricciones técnicas, operativas, de calidad o de confiabilidad.
 - b. Establece en su artículo 56 sobre el posdespacho nacional y regional que el operador del sistema (ODS) incluirá en el posdespacho la energía inyectada en cada periodo de mercado por aquellas unidades despachadas como generación forzada a costo variable nulo, no interviniendo los costos de este tipo de generación en la formación de los precios del mercado de oportunidad.
 - c. Establece en su artículo 62 que los sobre costos originados por el despacho de generación forzada como causa del incumplimiento por parte de uno o varios agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) con sus obligaciones de proveer servicios complementarios (SSCC) serán cargados a estos agentes. Asimismo, establece que la generación forzada no podrá fijar precio en el Despacho Económico que determine los Precios Nodales en el Sistema Principal de Transmisión.
 - d. Establece en su artículo 103 sobre la liquidación de los peajes y otros cargos que el ODS liquidará mensualmente los sobre costos de generación forzada conforme a lo establecido en el artículo 62 del ROM.
- 3. Que la Norma Técnica de Programación de la Operación (NT-PO) aprobada mediante acuerdo CREE-077 de fecha 3 de julio de 2020 define a la generación forzada como la energía producida por unidades o centrales generadoras requeridas por el operador del sistema (ODS) a operar fuera del Despacho Económico debido a restricciones técnicas u operativas determinadas por el ODS para cumplir con los requerimientos de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM). En particular, la NT-PO:
 - a. Establece en su sección 9.4 sobre el modelo de optimización que el ODS realizará el estudio de planificación operativa de largo plazo teniendo en cuenta las restricciones previstas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de acuerdo con

los estudios de seguridad operativa que realice el ODS como parte de la planificación operativa de largo plazo y las previsiones de generación forzada para cumplir dichas restricciones.

- b. Define en su sección 10.1 sobre los alcances y objetivos que la programación semanal que el ODS tiene la función de actualizar las restricciones del sistema principal de transmisión y otras restricciones para cumplir con los CCSDM, y las previsiones de requerimientos de generación forzada.
- c. Establece en su sección 10.6 sobre el informe de programación semanal y cronograma que dicho informe del ODS incluirá los requerimientos previstos de generación forzada.
- d. Establece en su sección 11.5 sobre el modelo diario de despacho económico que el ODS realizará el predespacho (inicial y final) para el día siguiente utilizando un modelo diario de Despacho Económico cumpliendo con los CCSDM, modelando la red de transmisión mediante un flujo de potencia en corriente continua y representación de las pérdidas de transmisión como dato la generación horaria de la generación forzada requerida en la programación semanal o los estudios de seguridad.
- e. Establece en su sección 11.7.1 sobre la administración de la congestión, que el ODS buscará identificar y administrar las congestiones previstas de transmisión mediante la representación en el modelo diario de Despacho Económico de restricciones adicionales y/o Generación Forzada para cumplir con los CCSDM, determinadas en los Estudios de Seguridad Operativa o mediante la experiencia en la operación del SIN en condiciones de congestión reiterada.
- f. Establece en su sección 11.7.2 sobre resultados que el ODS informará, junto con los resultados del Predespacho, las condiciones de congestión previstas, las restricciones de transmisión incorporadas al modelo diario de Despacho Económico, el motivo y la Generación Forzada causada por dichas restricciones o para resolver la congestión.
- g. Establece en su sección 11.8 sobre la administración del exceso de generación que para cada hora el ODS calculará la máxima generación despachable con criterio económico, como la demanda horaria prevista menos la generación forzada requerida por el cumplimiento de los CCSDM y márgenes de SSCC para dicha hora.

- h. Establece en su sección 11.9.2 sobre las ofertas al mercado de oportunidad del Mercado Eléctrico Regional (MER) que para cada hora del día siguiente la oferta de inyección al mercado de oportunidad del MER incluirá generación disponible en el SIN, excluyendo la generación forzada por los CCSDM.
- i. Establece en su sección 11.12 sobre el predespacho final que el ODS publicará en su página web antes de las 18:00 horas el predespacho final para el día siguiente incluyendo generación forzada.
- j. Establece en su sección 11.13 sobre los resultados de predespacho que el ODS debe de informar a los Coordinados el predespacho final con los datos y resultados del despacho previsto para el día siguiente incluyendo cada Generación Forzada con el motivo que la justifica.
- k. Indica en su sección 11.13 sobre resultados de predespacho que el ODS informará la asignación de SSCC para control de frecuencia y el despacho de reactivo para el control de voltaje y la Generación Forzada por SSCC con la información que establece la Norma Técnica de Servicios Complementarios (NT-SSCC).
- l. Establece en su sección 13.1 sobre el posdespacho operativo que el ODS informará a los coordinados los resultados de la Operación en Tiempo Real de cada día a través del informe posdespacho Operativo, incluyendo requerimientos previstos de Generación Forzada calculando los correspondientes sobrecostos.
- m. En su sección 14.5 sobre administración de incumplimientos menciona que, si un incumplimiento de un coordinado provoca Generación Forzada, el ODS debe asignar a dicho Coordinado como compensación el pago del sobrecosto por Generación Forzada.
- n. En su Anexo 5 sobre los CCSDM establece que el ODS deberá tomar acciones inmediatas para evitar esta condición y recuperar la condición de Operación Normal, incluyendo medidas bajo el Servicio Complementario de control de voltaje y requerir Generación Forzada fuera de Despacho Económico; y si el usuario conectado a distribución está siendo afectando por el voltaje durante una condición de Operación normal en el SIN, el ODS esa autorizado, coordinado con el centro de control de la empresa distribuidora, a tomar acciones más rápidas tales como convocar Generación Forzada.

2.6.2.3 Antecedentes

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

Memorándum DT-014-2023

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

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

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

Informe de revisión de sobrecostos generación forzada (marzo – junio 2023)

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

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

Dictamen Técnico emitido por el Departamento de Tarifas

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

Acuerdo CREE-153-2023

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

Seguimiento de la revisión de sobrecostos operativos por generación forzada

En enero de 2024, debido a la necesidad de dar seguimiento a los análisis correspondientes, el Directorio de Comisionados, mediante el punto de acta CREE-Ex-04-2024, instruyó a la Secretaría General la apertura del expediente FO1-GF-2024, que contenía las investigaciones sobre los sobrecostos de generación forzada de los años 2023 y 2024. Asimismo, se instruyó a las Direcciones de Regulación y Fiscalización para realizar el seguimiento de dichos análisis. Como parte de estas acciones, las direcciones realizaron reuniones conjuntas con el personal del CND los días 26 de enero y 4 de marzo de 2024, con el objetivo de discutir, establecer y aclarar criterios que determinan las causas de los sobrecostos por generación forzada.

Informe de revisión de sobrecostos generación forzada para el año 2023

En fecha 20 de diciembre de 2024, se presentó el informe denominado “Revisión de los sobrecostos por generación forzada en el año 2023”, en el cual se dio por concluida la revisión de los sobrecostos de generación forzada del año 2023, cuyo monto ascendió a USD 2,478,350.58 para el período de enero a noviembre, de acuerdo con los informes de transacciones comerciales publicados por el operador del sistema. Asimismo, se recomendó utilizar como cargo real del sobrecosto por generación forzada para el año 2024 un monto de USD 2,456,849.99, equivalente al 99 % del total atribuido a los usuarios de la empresa distribuidora para el período de enero a noviembre de 2024, esto con base en las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho, quedando sujetas a revisión por parte de estas direcciones.

Acuerdo CREE-127-2024

En fecha 27 de diciembre de 2024, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) emitió el Acuerdo CREE-127-2024, titulado “APROBACIÓN DEL TRASLADO DEL SOBRE COSTO DE GENERACIÓN FORZADA PARA LOS USUARIOS FINALES DE LA EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE)”. En este documento, se hace referencia al dictamen técnico emitido por el Departamento de Tarifas y se recomienda, entre otras medidas, trasladar a los usuarios finales el monto de los costos de sobrecostos de generación forzada que no son resultado de ineficiencias de la ENEE, conforme con lo establecido en el informe técnico elaborado por el Departamento de Fiscalización y el Departamento de Planificación y Mercados, así como el sobrecosto por generación forzada previsto para 2025.

Posteriormente, el 5 de febrero del 2025, se emitió un requerimiento de información al CND como parte del proceso de revisión de ambas direcciones, solicitando los datos necesarios para analizar los sobrecostos correspondientes a 2024. Además, para propósitos de esta Comisión, se le solicito

registrar los eventos de generación forzada a partir del mes de enero de 2025 en un formato definido por ambas direcciones de esta Comisión, quedando sin efecto los formatos de plantillas anteriores.

Cabe mencionar que en la documentación no se incluían las plantillas correspondientes a los eventos de generación de los meses de octubre a diciembre de 2024. Por ello, se solicitó al Departamento de Tarifas la información presentada por el Centro Nacional de Despacho relativa a las plantillas de generación forzada.

2.6.2.4 Procedimiento

El procedimiento de validación llevado a cabo por la Dirección de Fiscalización y el Departamento de Planificación y Mercados consistió en recopilar, procesar y ajustar los datos remitidos por el CND en respuesta al requerimiento FO1-GF-2024. Como parte de los anexos remitidos, se analizaron y procesaron las plantillas de generación forzada ubicadas en la carpeta denominada “Plantilla de GF”, correspondientes a los meses de enero a septiembre del año 2024, así como las plantillas remitidas por el CND al Departamento de Tarifas, correspondientes a los meses de octubre a diciembre, que contienen los motivos por los cuales las centrales incurrieron en un sobrecosto por inyectar energía como generación forzada. Además, se compararon los sobrecostos calculados por el CND con los obtenidos a partir de la información recopilada por los Departamentos de Planificación, Mercados y Fiscalización. El cálculo para la verificación de un sobrecosto se define de la siguiente manera:

$$SC_i = E_i * (CVG_i - c) > 0$$

Dónde:

SC_i es el sobrecosto en USD en el que incurre la central en la hora i

E_i es la energía inyectada en MWh por la central en la hora i

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

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

Este cálculo fue contrastado con otras fuentes provenientes del mismo enlace compartido por el CND, en particular, con las plantillas ubicadas en la carpeta denominada "Energía", que contienen la energía inyectada como generación forzada y los montos de sobrecosto correspondientes a cada hora. Cabe señalar que esta fuente no incluye los criterios ni los motivos que justificaron la

convocatoria de la generación forzada, por lo que su uso se limitó únicamente a comparar los montos de sobrecosto por hora. Como fuente adicional de comparación, se revisaron los montos totales de sobrecosto de los Informes de Transacciones Comerciales (ITC) publicados en la página web del CND. Una vez establecido el criterio de cálculo de los sobrecostos, se procedió a la verificación operativa del evento mediante la revisión en tiempo real de las bitácoras de la operación.

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

N.º	Contenido de las plantillas de revisión	Fuente
1	Fecha y hora	“Plantilla de GF” del CND
2	Criterio con el que se llamó a la central para inyectar como generación forzada (CV, RCT, etc.).	“Plantilla de GF” del CND
3	Responsable de la generación forzada.	“Plantilla de GF” del CND
4	Central que inyectó como generación forzada.	“Plantilla de GF” del CND
5	Nodo de la central que inyectó como generación forzada.	Datos del departamento de Planificación y Mercados
6	Abreviatura / nomenclatura del nodo.	Datos del departamento de Planificación y Mercados
7	Costo variable de generación [USD/MWh]	Predespachos / Redespachos publicados por el CND
8	Costo marginal [USD/MWh]	Costos marginales publicados por el CND
9	Zona	Datos del departamento de Planificación y Mercados
10	Sobrecosto CND [USD]	“Plantilla de GF” del CND
11	Sobrecosto calculado [USD]	Cálculo propio
12	Diferencia del sobrecosto CND-Calculado [USD]	Cálculo propio
13	Generación en MWh	Datos del departamento de Planificación y Mercados
14	Evento de bitácora	Bitácoras de operación
15	Actualizaciones adicionales en bitácoras.	Bitácoras de operación
16	Responsable de la generación forzada determinado por el análisis de esta Comisión.	Producto del análisis

N.º	Contenido de las plantillas de revisión	Fuente
17	Verificación de si la generación forzada se debe a una ineficiencia o a un incumplimiento.	Producto del análisis
18	Comentarios	Producto del análisis

Tabla 2-5. Contenido de la plantilla de revisión de sobrecostos por generación forzada.

A partir de las plantillas proporcionadas por el CND, se definieron los ítems 1, 2, 3, 4 y 10 detallados en la **Tabla 2-5**, los cuales corresponden a los siguientes datos: fecha y hora de la generación forzada, motivo o criterio que justificó dicha generación, responsable de la convocatoria, central llamada para inyectar como generación forzada y monto del sobrecosto asociado. En particular, el ítem 2 fue determinado por el CND con base en los criterios establecidos en la **Tabla 2-6**.

Criterios de Calidad	
Voltaje	CV
Frecuencia	CF
Criterio de Seguridad	
Reserva de Capacidad de Transmisión	RCT
Contingencia Múltiple	CM
Contingencia Extrema	CE
Corriente de Cortocircuito y Protecciones	CCP
Criterios de Desempeño	
Regulación Primaria de Frecuencia	RPF
Regulación Secundaria de Frecuencia	RSF
Regulación de Voltaje	RV
Otros	
Transición	TR
Incumplimiento	INC
Variabilidad en GRV	GRV

Tabla 2-6. Criterios para convocar a la generación forzada.

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

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

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

Los criterios utilizados para validar lo anteriormente descrito, específicamente a la asignación de responsables y criterio o motivos de la generación forzada se describen en la **Tabla 2-7**.

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

Tabla 2-7. Criterios para el análisis de casos de generación forzada.

En la Imagen 2-2 Procedimiento para la validación de la información proporcionada por el CND asociada a los sobrecostos de generación forzada asignados a la ENEE, en su calidad de empresa distribuidora. **Imagen 2-2** se describe el procedimiento para validar la información proporcionada por el CND, relacionada con los sobrecostos de generación forzada asignados a la

ENEE en su calidad de empresa distribuidora, los cuales se trasladan a la demanda a través de la tarifa.

Cabe destacar que este procedimiento también se aplicó en 2023 y ya había sido revisado.

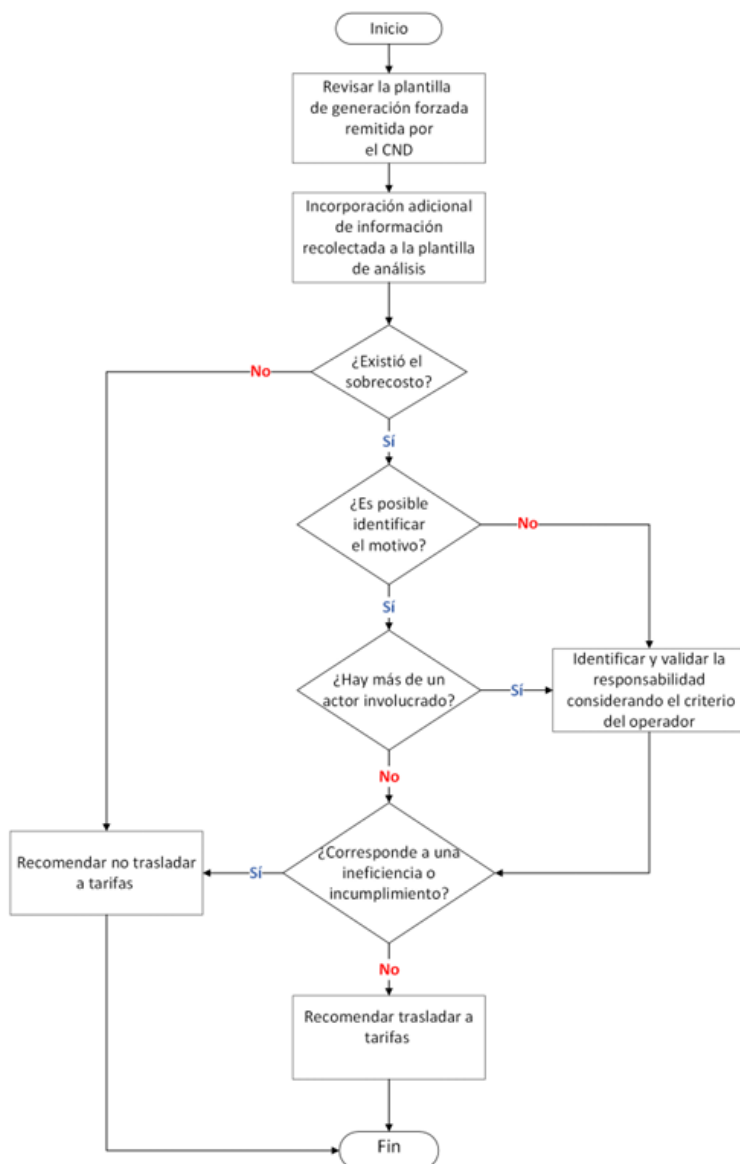


Imagen 2-2 Procedimiento para la validación de la información proporcionada por el CND asociada a los sobre costos de generación forzada asignados a la ENEE, en su calidad de empresa distribuidora.

Es importante señalar que, en los casos en que la bitácora no identificó el motivo, se aplicó el criterio definido por el CND, ya sea en cumplimiento de los CCSDM o por un incumplimiento por parte de un agente productor. Aunque la información registrada en la bitácora sirve como

referencia para discriminar cada caso, no constituye la fuente definitiva para establecer los criterios, ya que las descripciones pueden variar según el despachador de turno.

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

2.6.2.5 Resultados

A continuación, se muestran los resultados obtenidos tras analizar 5,439 eventos de generación forzada correspondientes al año 2024. En primera instancia, se identifica un sobre costo de USD 2.64 millones por generación forzada atribuible a la demanda, de acuerdo con las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho (CND). El desglose mensual de estos datos se presenta en la **Tabla 2-8**.

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

Tabla 2-8. Sobrecostos por generación forzada atribuidos a la demanda y a otros actores del Men (2024).

La **Gráfico 2-1** resume las principales causas identificadas por el CND que han motivado la convención de generación forzada durante el período analizado. A diferencia de 2023, cuando el control de voltaje (CV) fue la principal causa de la generación forzada, en 2024 la reserva de

capacidad de transmisión (RCT) destaca como el principal factor del sobrecosto, seguida por el CV. Otras causas incluyen las transiciones asociadas al arranque y a la parada de unidades de generación, la reserva secundaria de frecuencia, factores relacionados con la generación renovable variable y, finalmente, incumplimientos por parte de agentes productores.

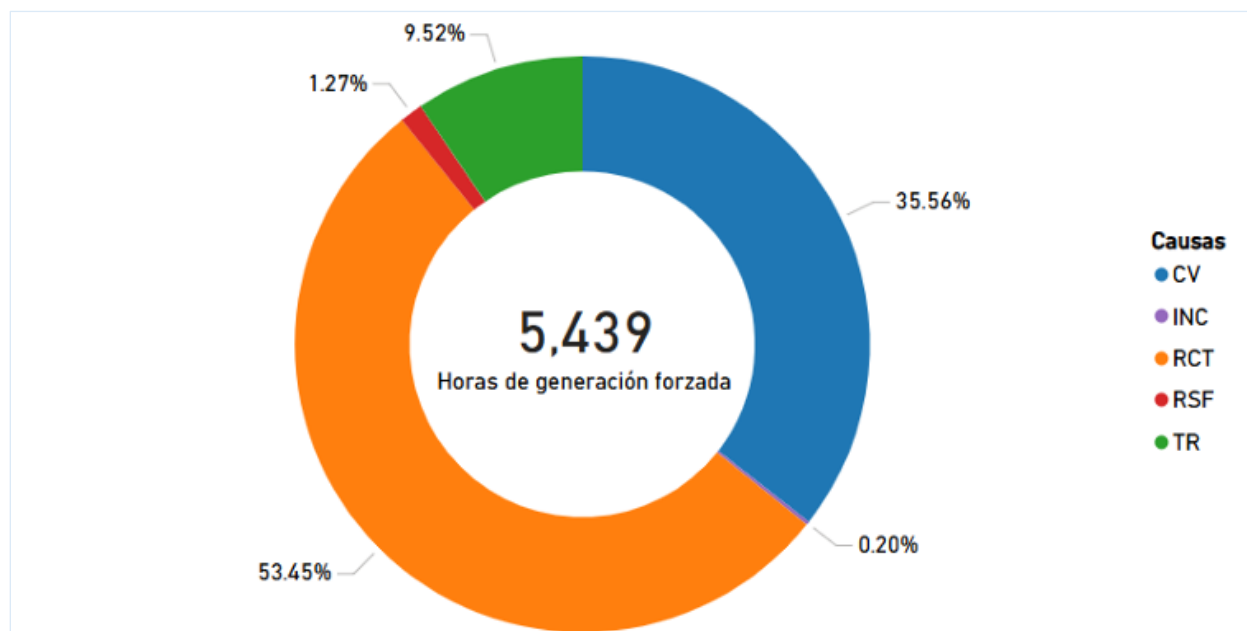


Gráfico 2-1 Causas por las que se convocó generación forzada (2024)

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

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

Adicionalmente, se verificó la correcta asignación de la responsabilidad por el sobrecosto. Para ello, se emplearon los criterios establecidos en la **Tabla 2-7** lo que dio lugar a una propuesta de reasignación de montos, como se muestra en la **Gráfico 2-2**.

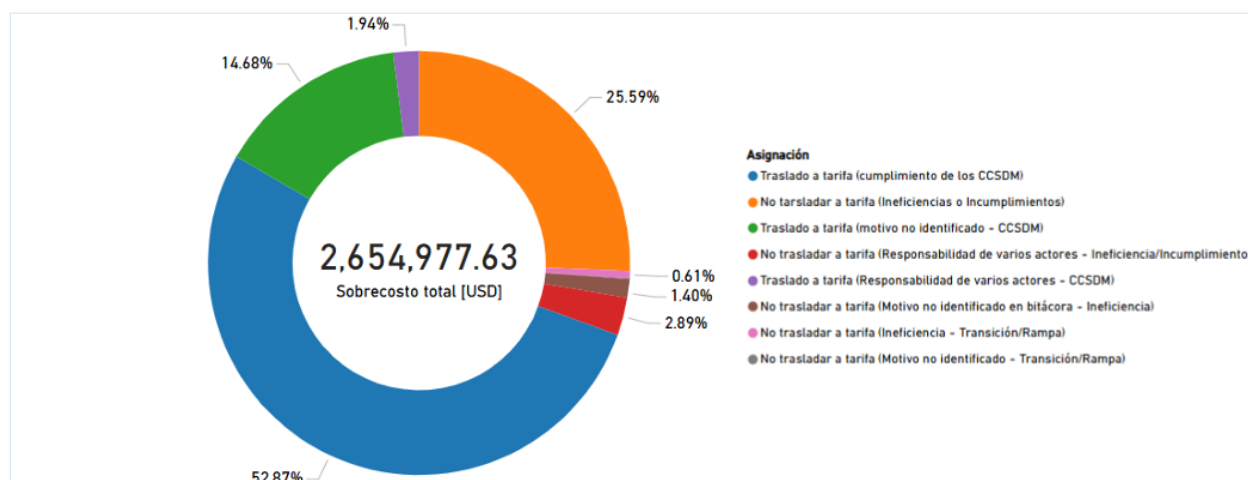


Gráfico 2-2 Reasignación de sobrecostos por generación forzada (2024)

En seguimiento de lo anterior, mediante el análisis se validó que, en el año 2024, el monto de USD 2,654,977.63 por concepto de sobrecostos de generación forzada se distribuye de la siguiente manera:

- 69.49 %: Sobrecostos atribuibles al cumplimiento de los CCSDM, no relacionados con ineficiencias. (USD 1,844,823.74)
- 30.51 %: Sobrecostos derivados de ineficiencias operativas o administrativas atribuibles a la distribuidora, transmisora, agentes productores, o una combinación de estos actores. (USD 810,153.89)

A continuación, se muestra una tabla detallada de la reclasificación:

Mes	Trasladar a la tarifa- responsabilidad de la distribuidora (USD)	No trasladar a la tarifa / agentes productores (USD)	No trasladadas a la tarifa / ENEE-T (USD)	No trasladadas a la tarifa / ENEE-D (USD)	Sobrecosto total (USD)
Enero	69,592.02	3,355.38	25,531.39	0.00	98,478.79
Febrero	32,181.64	710.75	4,768.66	911.37	38,572.42
Marzo	469,399	7,043.23	33,353.36	14,703.57	524,499.98
Abril	403,204.85	2,378.19	38,939.08	66,360.18	510,882.29
Mayo	475,222.11	991.78	5,727.49	0.00	481,941.38
Junio	316,549.26	1,952.67	3,033.29	4,187.15	325,722.37
Julio	43,073.27	745.79	78,036.23	797.31	122,652.61
Agosto	5,143.71	1,574.11	144,193.23	300.80	151,211.86
Septiembre	4,149.02	1,341.79	81,959.26	0.00	87,450.07

Mes	Trasladar a la tarifa- responsabilidad de la distribuidora (USD)	No trasladar a la tarifa / agentes productores (USD)	No trasladadas a la tarifa / ENEE-T (USD)	No trasladadas a la tarifa / ENEE-D (USD)	Sobrecosto total (USD)
Octubre	5,936.54	795.82	71,766.23	762.39	79,260.98
Noviembre	20,371.50	232.07	37,170.20	0.00	57,773.77
Diciembre	0.00	72.92	176,458.19	0.00	176,531.11
Total	1,844,823.74	21,194.50	700,936.64	88,022.76	2,654,977.63

Tabla 2-9. Reclasificación por mes y responsable (2024).

En el **Gráfico 2-3** muestra el desglose de los casos reclasificados:

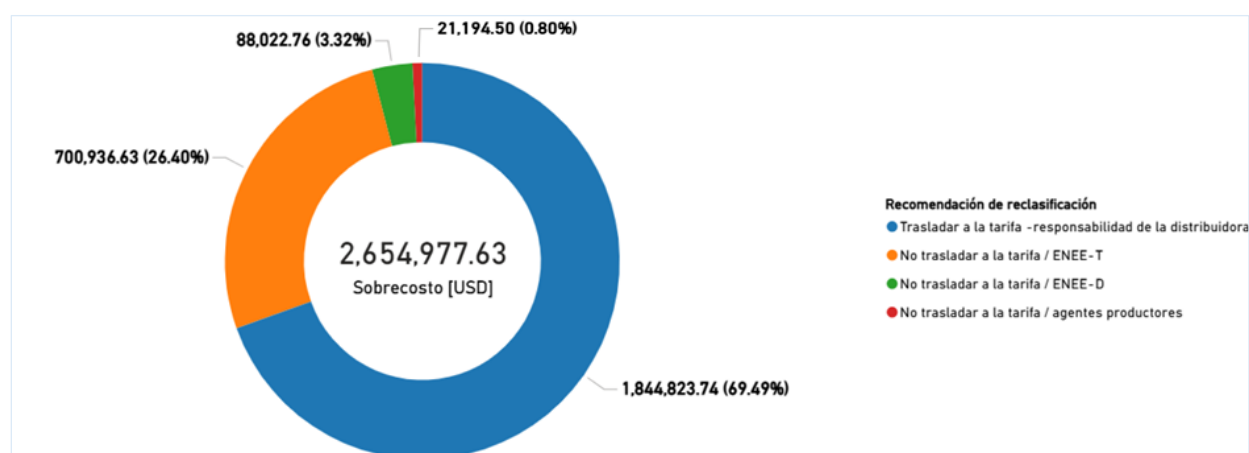


Gráfico 2-3 Desglose de casos reclasificados (2024)

1. Sobrecargas en los transformadores y en las líneas de la red de transmisión. Estos casos se han clasificado como ineficiencias atribuibles a la empresa transmisora. Dicha clasificación se relaciona con ineficiencias administrativas derivadas de la falta de desarrollo de los proyectos estipulados en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión, considerados obligatorios para tal fin.
2. Congestionamientos en los transformadores de la red de distribución que afectan la red de transmisión. Estas se han catalogado como ineficiencias imputables a la empresa distribuidora, responsable de la operación y la administración de la red de distribución, conforme a lo establecido en el artículo 1 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).
3. Sobrecostos por ineficiencias o incumplimientos de los agentes productores. Los casos en los que se generaron sobrecostos debido a fallas en centrales generadoras o a incumplimientos atribuidos a las centrales generadoras responsables de dicha generación

forzada. Es importante mencionar que hay eventos en los que la responsabilidad se atribuye a varios agentes productores.

2.6.2.6 Conclusiones

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

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

2.6.2.7 Recomendaciones

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

1. En 2024, estas direcciones recomendaron utilizar, como cargo real por el sobrecosto de generación forzada, un monto de USD 2,456,849.99, equivalente al 99 % del total asignado a los usuarios de la empresa distribuidora para el periodo de enero a noviembre de 2024, según las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho. Dichas plantillas quedaron sujetas a revisión por parte de estas direcciones, la cual ya ha concluido. Como resultado de esta revisión, se recomienda ajustar el monto del cargo real por sobrecosto de generación forzada para 2024 a USD 1,881,963.18, lo que equivale al 70.88 % del total del sobrecosto por generación para el periodo de enero a diciembre de 2024, basado en las plantillas presentadas por el Centro Nacional de Despacho, dicho monto queda sujeto a

cambios en caso de ser solicitado con la justificación debida por el Centro Nacional de Despacho.

2. Requerir al CND que cumpla con la publicación de los responsables de los sobrecostos de generación forzada en el Informe de Transacciones Comerciales, conforme a lo establecido en el artículo 9 de la Norma Técnica de Liquidaciones del Mercado Eléctrico de Oportunidad. Asimismo, se advierte que el incumplimiento de la disposición anterior constituye una infracción de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).

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

Yo, Juan José Pérez, en mi calidad de Director de Fiscalización de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), por medio de la presente certifico que el Informe “P12-PF02 INFORME DE FISCALIZACIÓN DE PROCESOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA Y ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA” se compone de **135 páginas**, las cuales forman parte íntegra del mismo, otorgándole la validez legal correspondiente con firma electrónica avanzada, certificando y garantizando la autenticidad, integridad y no repudio del documento, en cumplimiento con lo establecido en el artículo 3, numeral 2 y 4, así como el artículo 6 de la Ley sobre Firmas Electrónicas (Decreto No. 149-2013), asegurando que el contenido del presente informe no ha sido alterado desde su firma y que la identidad del firmante ha sido debidamente verificada a través del Proveedor de Servicios de Certificación de Firma Electrónica de la CREE “**HONDUCERT S.A. SUB CA**” autorizado por la Dirección General de Propiedad Intelectual del Instituto de la Propiedad.

En fe de lo anterior, firmo y sello digitalmente este documento en la Ciudad de Tegucigalpa M. D. C., a los 02 días del mes de julio del año 2026.

