

GTM-NotaS2025-108

Guatemala, 14 de marzo de 2025

Ingeniero  
Jorge Fernando Álvarez Girón  
Gerente General  
Administrador del Mercado Mayorista -AMM-  
24 avenida 15-40 zona 10, Ciudad

AMM RECIBIDO 19MAR'25 11:57

Estimado Ingeniero Álvarez:

Deseándole éxitos en sus actividades diarias, por este medio nos dirigimos a usted en seguimiento a la información remitida por el Administrador del Mercado Mayorista, mediante el oficio con número de referencia GG-132-2025, que contiene el informe de la Versión Provisoria de la Programación de Largo Plazo correspondiente al Año Estacional 2025-2026, por lo que remitimos los requerimientos y observaciones del referido informe, detallados en los Anexos I y II de la presente nota.

Con relación a lo anterior, consideramos necesario que se atiendan las observaciones remitidas conforme lo que establece la base legal y regulatoria relacionada, y se emita el pronunciamiento respectivo previo al 1 de mayo del presente año.

Sin otro particular, nos suscribimos, atentamente.

  
**Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez**  
Presidente

ADMINISTRADOR DEL MERCADO  
MAYORISTA  
  
Ana Luz Hernández

  
**Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz**  
Directora



  
**Licenciado Jorge Guillermo Arauz Aguilar**  
Director

Adjunto:

- Anexo I Observaciones
- Anexo II e Infograma PLP 2025-2026 mediante código QR

**Anexo I**  
**GTM-Notas2025-108**

**Preámbulo de las observaciones al informe:**

Las observaciones que a continuación se presentan, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 52 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, son producto de la revisión de las referencias regulatorias sobre la elaboración de la Programación de Largo Plazo contenidas en el RAMM y en las Normas de Coordinación que se indican a continuación:

RAMM
Artículo 25
Artículo 41
Artículo 52
Artículo 53
Artículo 54
Artículo 55
Artículo 59
Artículo 63
Artículo 76
Artículo 87

Norma	Numeral	Norma	Numeral
NCC-1	1.2	NCC-10	10.13.1
NCC-1	A1.2.4	NCC-10	10.13.2
NCC-2	2.3.2.1	NCC-11	11.2
NCC-2	2.3.2.2	NCC-11	11.3
NCC-2	2.5	NCC-11	11.4
NCC-2	2.6.1	NCC-13	13.6.2
NCC-3	3.2.1	NCC-13	13.9
NCC-3	3.6	NCC-13	13.12.1
NCC-4	4.4.3	NCC-14	14.2
NCC-8	8.2.2.2	NCC-14	A14.2.2.4
NCC-8	A8.3.3	NCO-1	1.2.7
NCC-8	A8.3.6	NCO-3	A.3.2.3
NCC-9	9.5	NCO-4	Anexo 4.2



**Sobre el cumplimiento del marco regulatorio y normativo, se solicita que atienda las siguientes observaciones:**

**Requerimiento No. 1. Requerimiento del oficio GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2023-194.**

Los requerimientos realizados mediante los oficios GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2023-194 siguen vigentes, sobre los cuales el AMM no ha informado ninguna acción a la CNEE.

En lo que se refiere al Programa de Despacho Trimestral es importante resaltar y observar que, considerando los informes remitidos mediante los oficios GG-330-2023, GG-640-2023, GG-149-2024 y GG-177-2024, es imperativo actualizar las disposiciones normativas, para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica como función del AMM. Así mismo, es necesario que haya congruencia entre la información utilizada para la Programación de Despacho Trimestral del período Mayo – Julio 2025 y la Programación de Largo Plazo 2025-2026, lo cual ya ha sido requerido y observado mediante desde el año 2022.

En lo que se refiere a los Riesgos de desabastecimiento se observa que, si es posible que el AMM incluya los riesgos de desabastecimiento en la Programación de Largo Plazo, tomando en cuenta el análisis realizado mediante la nota GG-149-2024, entre otras, en las cuales ha emitido la opinión a la que se refiere el artículo 17 del RAMM.

**Requerimiento No. 2 Validación de la información utilizada para la Programación de Largo Plazo**

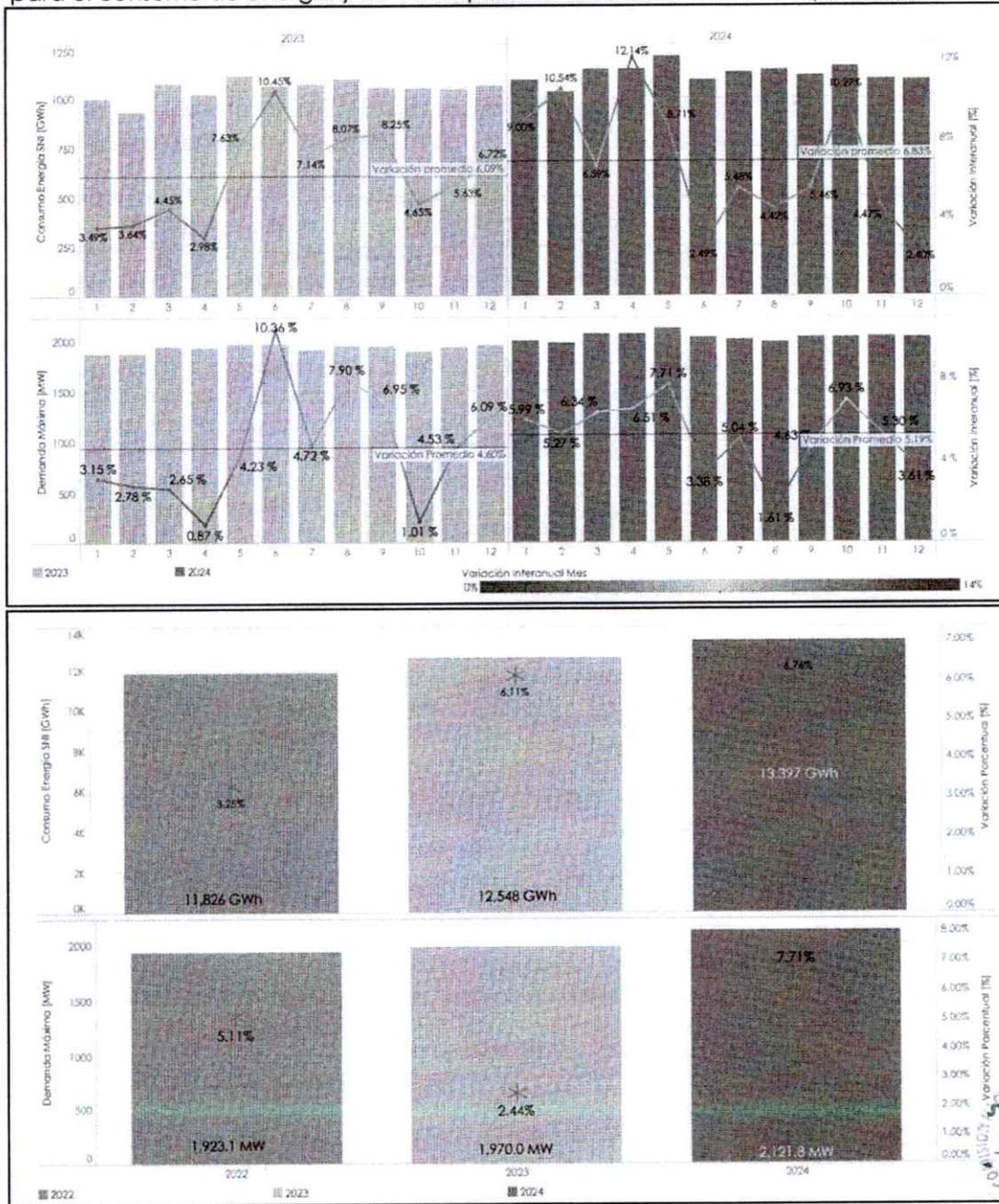
Antes del inicio del Año Estacional 2025-2026 debe remitir a la CNEE aquellos casos con los cuales no fue posible validar la información declarada por los Participantes, de conformidad con el segundo párrafo del numeral 1.2.4.1 de la NCC-1, por lo cual no deben quedar ningún proceso de validación después de la referida fecha.

**Requerimiento No. 3 Precio de Referencia de la Potencia**

De conformidad con la normativa vigente, el AMM debe analizar anualmente el PREFP y proponer las modificaciones correspondientes, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.6.3 de la NCC-3. En tal sentido, se solicita remitir el análisis realizado y la propuesta de modificación del PREFP, aplicando la metodología vigente o, en su defecto, exponer las razones técnicas y jurídicas que justifiquen no informar esta situación a la CNEE junto con la Programación de Largo Plazo. Cabe destacar que no procede omitir la aplicación de la metodología vigente por encontrarse en proceso de modificación alguna normativa que se refiera a dicho aspecto, tal como se indicó en la nota GG-108-2025 del 21 de febrero del presente año.

**Adicionalmente, se solicita que atienda lo siguiente:**  
**Observación 1: Sobre la demanda de energía y potencia**

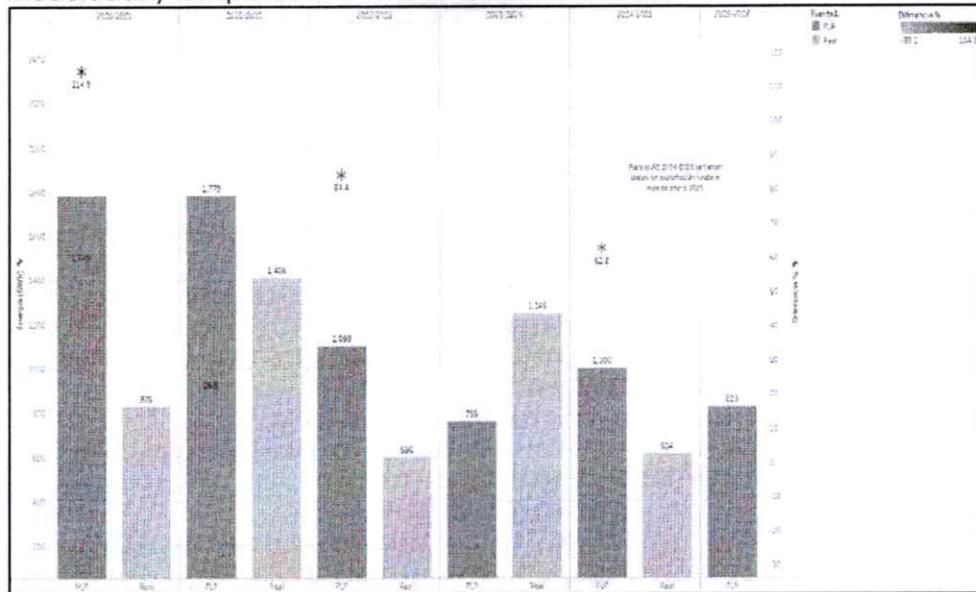
- a) Dado el crecimiento acelerado de la demanda de Energía y Potencia de los últimos años, incluya un análisis de variables o parámetros de escenarios que consideren distintos niveles de crecimiento, mayores a los que se indican en el informe de 3.83% para el consumo de energía y de 1.89% para la demanda máxima de potencia.



- b) Aclarar o explicar cuál es el criterio estadístico que sustenta utilizar el promedio mensual de tres distintos modelos, para determinar la serie estimada final de la Energía y cuál es el criterio estadístico que sustenta utilizar el promedio mensual de tres distintos modelos,

- para determinar la serie estimada final de la Potencia; en lugar de utilizar un único modelo de pronóstico o utilizar el máximo valor mensual de los tres distintos modelos, tanto para la Energía como para la Potencia, dado que la información del informe no permite visualizar los beneficios de dichas metodologías.
- c) Remita la información de entrada o utilizada como base de datos, la memoria de cálculo y los resultados obtenidos utilizando el modelo de red neuronal indicado en el informe, tanto para la Energía como para la Potencia.
  - d) Al respecto de la base de datos de E-Views remitida:
    - d.i) Remita la base de datos ejecutada, que contenga todos los resultados presentados en la sección 4. Anexos.
    - d.ii) La memoria de cálculo con la cual se determinó el valor promedio de los modelos comparados y utilizados para la estimación de la serie final de Energía y de Potencia.
  - e) Se solicita una explicación y un sustento técnico, económico y normativo sobre el cálculo del Coeficiente Adicional de Demanda (CAD) que justifique el uso del porcentaje de pérdidas de transmisión correspondiente a la demanda máxima de septiembre de 2025, en lugar del que correspondería a marzo de 2026. En este sentido, existe una diferencia importante entre emplear un valor puntual de máximas pérdidas para el año estacional —como propone el AMM— y utilizar el valor puntual de las pérdidas máximas coincidente con el mes de la demanda máxima proyectada, que en el presente caso es para marzo de 2026. Al mantener el criterio no normativo del AMM, se sobreestima la demanda máxima proyectada más el CAD, lo que conlleva la imposición de MW adicionales a la Demanda, sin ser realmente necesarios. Por otra parte, incluso al utilizar el valor puntual de pérdidas de marzo de 2026 (3.35368674%), la demanda máxima proyectada más el CAD abarcaría todos los valores de demanda en todos los meses del año estacional, cumpliendo así el objetivo de la metodología establecida en la normativa vigente, que consiste en cubrir el requerimiento máximo del sistema durante el año estacional.
  - f) Asimismo, se observa en los datos del CAD que, para el porcentaje de reservas, se utilizan valores promedio, mientras que, para el porcentaje de pérdidas, se opta por un valor puntual e instantáneo. Esto pone de manifiesto una diferencia metodológica que no está adecuadamente explicada ni sustentada y que, de aplicarse como criterio técnico y no fundamentado en la normativa, conduce a una sobreestimación de la Demanda Firme calculada, por la acción de quien la calcula. De la revisión de la aplicación de los criterios no normativos del AMM resultan varias interrogantes que es necesario darles respuesta:
    - f.i) Indique los motivos por los cuales es procedente utilizar un valor puntual e instantáneo y no un promedio simple o un promedio ponderado del resultado de los estudios eléctricos.
    - f.ii) Indique por qué no es procedente utilizar el historial de pérdidas de transmisión en lugar del resultado de una simulación.
    - f.iii) Aclare por qué no es pertinente determinar el porcentaje de pérdidas y reservas necesarias que sean coincidentes con el mes para el que se determina la demanda máxima proyectada del sistema.
  - g) Modelado de las exportaciones: Con base en lo establecido en la literal (k) del numeral 1.2.1 y literales (d) y (e) del numeral 1.2.3.1, ambos de la NCC-1, la Programación de Largo Plazo no debe incluir la estimación de exportaciones o importaciones de oportunidad. En todo caso, lo modelado en la base de datos o el contenido en el informe debería, según corresponda:
    - g.i) Representar a las exportaciones de oportunidad como una demanda elástica y no inelástica como fue incluida, por las características de respuesta al precio.

- g.ii) Explicar la metodología de cálculo, los criterios o premisas para determinar que el valor de exportación para el horizonte de la Programación de Largo Plazo será de 823.12 GWh, dado que no está sustentado en lo descrito en el informe.
- g.iii) Establecer un indicador de seguimiento sobre los criterios utilizados para el modelado, ya que se han presentado diferencias entre las exportaciones modeladas y las que efectivamente se han realizado.



**Observación 2: Sobre el modelado de la oferta disponible**

- a) Explique los criterios técnicos que justifican el modelado de los siguientes elementos en la oferta incluida en la base de datos de SDDP:
  - a.i) El caudal mínimo turbinable que se incluye en la configuración de centrales hidroeléctricas, considerando que esto es una restricción que produce generación forzada.
  - a.ii) La restricción de generación de 30 MW para la central hidroeléctrica Chixoy, considerando que la restricción de caudal mínimo turbinable también se modela por un monto de 7.5 m<sup>3</sup>/s, por lo que se están modelando dos restricciones operativas que se fundamentan en el mismo origen, sin justificar los efectos de cada una en el modelo.
  - a.iii) La restricción individual de almacenamiento para volumen mínimo y volumen operativo máximo del embalse de Chixoy para los meses desde mayo a diciembre de 2026, considerando que el volumen mínimo indicado es de 79.2938 hm<sup>3</sup> y el volumen máximo es de 317.435 hm<sup>3</sup>, en ese sentido explicar detalladamente la justificación técnica para restringir el embalse a un volumen entre 129.53 hm<sup>3</sup> y 135.42 hm<sup>3</sup> en el mes de abril 2026, considerando que en el modelo se incluyó para el horizonte del estudio un número determinado de años adicionales, cabe mencionar que dicha restricción en el modelado tiene implicaciones en el costo operativo, generando un incremento en este, por lo que esta restricción resulta en una solución subóptima, asimismo se está modificando también en el mes de máximo requerimiento térmico.

Base de datos	Costo: Total Operativo (USD)	Costo: Oferta de Reserva Conjunta (USD)
PLP VP 2025-2026 (con restricción de CHX)	518,036,438	45,611,250

PLP VP 2025-2026 (sin restricción de CHX)	511,102.813	45,611,918
---	-------------	------------

- b) Remita en formato editable de Excel, la memoria de cálculo de la metodología utilizada para la proyección de los precios de los combustibles para el horizonte de planificación, detallando los criterios utilizados para ajustar lo publicado en el STEO, así mismo, remita una sensibilidad del cálculo de los CVG utilizando la tendencia de la proyección del STEO, considerando que en el informe el AMM publica el resultado de un cálculo que considera la proyección del STEO junto con otros parámetros y funciones sin indicar el peso o relevancia de cada una.
- c) Explicar si utiliza el costo de los inventarios de combustible a la fecha de la programación, para determinar el costo variable de generación a partir de mayo 2025, y no solo la tendencia de STEO. En ese sentido, es importante que la proyección de los Costos Variables de Generación considere el costo de los inventarios de combustible, considerando que incluso se tienen inventarios que fueron adquiridos mediante la Situación de Emergencia declarada por el Ministerio de marzo a junio de 2024.
- d) Informe si los participantes generadores con recursos eólicos y geotérmicos cumplieron con remitir la información contenida en la literal (a) viñeta 7 y viñeta 8 del numeral 1.2.3.1 de la NCC-1, adjuntando copia de la información remitida, e indique si los métodos de estimación fueron validados por el AMM.
- e) Informe si las unidades listadas en la tabla de Reserva Rápida remitieron la información de características técnicas o alguna modificación al respecto, adjuntando la documentación de respaldo correspondiente.
- f) Se solicita que se especifique si las centrales listadas ya han realizado la prueba de potencia máxima y, en caso afirmativo, se indique la fecha de realización. En caso contrario, explique los motivos por los cuales no fueron programadas en la versión provisional de la Programación de Largo Plazo.

Pruebas de Potencia Máxima Mayores a 30 MW NO Calendarizadas			
NEMO	CENTRAL	POTENCIA (MW)	FECHA
ARI-O	ARIZONA	158.627	1/06/2021
SJO-C	SAN JOSÉ	139.87	14/02/2018
TAM-G	TAMPA	69.627	06/11/2020
TDL-B1, B2 y B3	GENERADORA DEL ESTE	63.62	12/08/2020

- g) Como un asunto confirmado adicionalmente en el proceso de verificación del despacho, se solicita que se calcule y utilice un criterio de disponibilidad histórica para el despacho de las centrales de generación, lo anterior, haciendo uso de la información de los registros de indisponibilidad de las centrales de generación. Esto tomando en cuenta que el software SDDP permite modelar este criterio y que existen suficientes datos históricos al respecto de la disponibilidad de las centrales durante todo el año estacional; es decir, actualmente solo se asume que dicha disponibilidad se reduce por su mantenimiento, lo cual es una de las causas de la imprecisión de los resultados. Esto ya ha sido observado en los oficios GTM-NotaS2020-55, GTM-NotaS2020-173, GTM-NotaS2020-185, GTM-NotaS2021-116, GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2023-194, GTM-NotaS2024-84 y GTM-NotaS2024-378.
- h) Al respecto de la información que corresponde a las indisponibilidades, se solicita que también incluya las modificaciones que se le hayan notificado por un participante o que formen parte de la planificación en la oferta de generación, ya sea ingresos o retiros de unidades o centrales, tal como lo realiza con las instalaciones de transmisión, lo cual ya ha sido solicitado en los oficios GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2024-84.
- i) Informe sobre la operación planificada para el próximo año estacional con la sensibilidad del ingreso de la Planta Generadora Costa Sur, la cual actualmente se consideró indisponible en el informe de la PLP, sin embargo, resultó adjudicada en un proceso de licitación abierta con las distribuidoras.

**Observación 3: Sobre los riesgos de vertimiento y de desabastecimiento**

En virtud que el informe no incluye la cuantificación de los riesgos de vertimiento y de desabastecimiento se considera necesario lo siguiente:

- a) Incluya en el informe de la versión definitiva de la Programación los análisis de condiciones hidrológicas con el método de años análogos que fue remitido en el oficio GG-361-2024, en atención de la observación 4 del oficio GTM-NotaS2024-84. Considerando que el AMM ha utilizado procedimientos de proyección basados en métodos de análisis de las cuencas hidrológicas para la proyección de caudales y no los caudales sintéticos del software SDDP, se considera necesario solicitar que, debido a la incertidumbre asociada con los procedimientos de proyección, informe en la versión definitiva sobre la probabilidad de ocurrencia de los caudales utilizados; esta probabilidad corresponderá al nivel de incertidumbre que tiene el único escenario presentado en la versión provisoria de la PLP.
- b) Para cumplir el objetivo de planificación del parque generador, se solicita que indique en la versión definitiva un resumen de las razones técnicas por las cuales se mantienen o se modifican las premisas de condiciones hidrológicas informadas entre las versiones provisoria y definitiva incluyendo el nivel de confianza y de significancia asociada con el modelo de pronóstico utilizado que justifica los cambios en los pronósticos de caudales entre las versiones provisoria y definitiva, y en futuras publicaciones, con especial atención para las siguientes cuencas: Río Negro, Río Cahabón, Río Samalá y el sistema para Jurún Marinalá, lo cual ya ha sido observado mediante las notas GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-84.
- c) Indique si les ha informado a los participantes con plantas generadoras hidroeléctricas sobre el método utilizado para el modelado de los caudales de sus unidades y/o centrales o confirme que el método fue declarado por cada uno de los participantes.
- d) Tomando en cuenta que se ha observado que es posible realizar evaluaciones de riesgo, en atención a las opiniones contenidas en las notas GG-149-2024 y otras en las cuales el AMM se ha referido al artículo 17 del RAMM, se realizan las siguientes observaciones:
  - d.i) Indique cuales son las hipótesis evaluadas respecto a los riesgos operativos y del mercado, especificando las evaluaciones de los riesgos que llevaron a decidir o concluir que el escenario publicado es el que cumple con los objetivos del artículo 54 del RAMM; al respecto, se solicita que informe cual es el nivel de incertidumbre de las proyecciones, y cuáles son las probabilidades estimadas de cada escenario evaluado, lo cual ya ha sido observado en el oficio GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194, GTM-NotaS2024-84 y GTM-NotaS2024-378.
  - d.ii) Se considera necesario que incluya un análisis de variables o parámetros para los que pudieran evaluarse distintos escenarios e hipótesis, considerando que sobre las fuentes de incertidumbre para la modelación es posible calcular una probabilidad, o realizar una estimación en función de la incertidumbre de las variables de la ocurrencia de cada escenario, incluyendo la probabilidad asociada a cada escenario evaluado, tanto para la PLP versión definitiva como para las futuras Programaciones de Largo Plazo, lo cual ya ha sido indicado en los oficios GTM-NotaS2020-55, GTM-NotaS2020-173, GTM-NotaS2020-185, GTM-NotaS2021-116, GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194, GTM-NotaS2024-84 y GTM-NotaS2024-378.
  - d.iii) Indique claramente que de los resultados del despacho modelado y publicado en el informe no existen riesgos de desabastecimiento de energía eléctrica para el horizonte del informe de la PLP, e identifique los potenciales riesgos que conllevarían al AMM a solicitar la declaración de una situación de emergencia durante el referido horizonte de la PLP.



- e) Sensibilidad en la proyección de los costos de combustible: La normativa vigente establece que dentro de las simulaciones para el cálculo de la Oferta Firme Eficiente - OFE- se debe utilizar como proyección de los costos de combustibles, la publicación «Short Term Energy Outlook» -STEO- de la institución «U.S. Energy Information Administration», asimismo es pertinente que se consulten otras fuentes de información con proyecciones de precios de combustibles y que se tomen en cuenta las interrupciones en las cadenas de suministro y los plazos de finalización de contratos de combustible, para el presente caso considerando que la información de la proyección de costos de combustibles fue el resultado de un análisis del AMM, por lo que se recomienda realizar sensibilidades considerando la situación actual en los mercados internacionales de combustibles, lo cual ya fue solicitado mediante los oficios GTM-NotaS2020-60, GTM-NotaS2021-116, GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194, GTM-NotaS2024-84 y GTM-NotaS2024-378. Es fundamental que el AMM implemente las medidas y acciones indicadas en la presente observación antes de proceder con la aplicación del Artículo 17 del RAMM.
- f) Se ha observado mediante la comparación entre la información publicada en las bases de datos de la PLP, y los resultados de demanda de energía y potencia, exportaciones, generación despachada, y precios, diferencias significativas las cuales el AMM puede explicar y utilizar como indicadores para mejorar el ejercicio de planificación, en su función de garantizar el suministro de energía eléctrica. En ese sentido, se incluye en el Anexo II el enlace de descarga del Infograma comparativo de la PLP 2025-2026 con la información histórica, para que se emita el pronunciamiento necesario que justifique las variaciones entre lo planificado y la ejecución real.

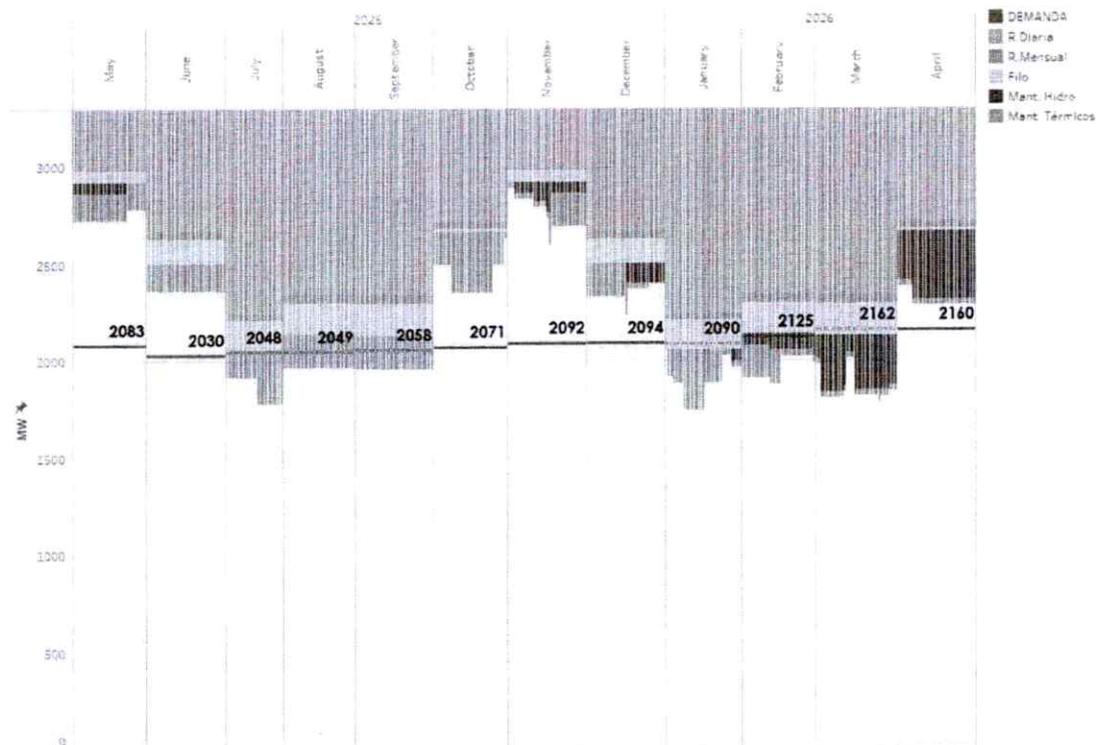
**Observación 4: Sobre la determinación de Servicios Complementarios y cuantificación de los márgenes de reserva**

- a) El AMM sigue sin cumplir la instrucción contenida en la resolución GJ-ResolFin2023-249 para la presente programación, la cual se encuentra firme y vigente, al no incluir los estudios técnicos-económicos para cuantificar y fundamentar los márgenes de reserva, entre ellos la Reserva Fría.
- b) Precio modelado de la RRO: Explique paso a paso cuáles son los criterios y la metodología de cálculo del precio de la RRO que ha incluido en la base de datos de la PLP. En ese sentido, es importante que el informe refleje cuales son los criterios utilizados y que remita copia de los archivos que permitan a la CNEE reproducir el resultado.

**Observación 5: Sobre la elaboración de los programas de mantenimientos**

- a) Se observa que en el informe no se hace referencia al análisis y la metodología aplicada para la programación de los mantenimientos mayores (de transporte y generación) buscando minimizar el sobrecosto de operación, como lo establece el artículo 64 del RAMM, esto es un elemento que el AMM no ha implementado y que forma parte de la reglamentación vigente. En ese sentido, es importante que se incluya como parte de la versión definitiva, los resultados del análisis de mantenimientos mayores que fueron aceptados por el AMM, así mismo, que estos no trasgreden los márgenes de reserva operativos requeridos; esto ya ha sido observado para que sea tomado en cuenta en los oficios GTM-NotaS2020-55, GTM-NotaS2020-185, GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-84 y GTM-NotaS2024-378.
- b) Con relación a lo anterior, se solicita el análisis técnico que justifica que se minimiza el sobrecosto de operación, que fundamenta los mantenimientos durante los meses de enero a marzo de 2026 que se programaron para varias unidades de Chixoy, Xacbal Delta y Jaguar.

- c) El AMM deberá buscar, conforme sus facultades, modular los mantenimientos en el periodo de estudio para que la mayor oferta de generación se encuentre disponible en los meses más críticos, agradecemos confirmar que se está aplicando este lineamiento de seguridad operativa.
- d) Considerando los mantenimientos mayores programados y la potencia indisponible de las centrales para cada mes del año estacional utilizando el factor de planta para la oferta renovable, y la proyección de la demanda de 2048 MW para el mes de julio de 2025, se solicita elaborar una sensibilidad para el período mayo, junio y julio de 2025 considerando contingencias y/o fallas de larga duración de unidades o centrales de generación.



**Observación 6: Modelación de la Máquina de Falla**

Para la modelación de la Máquina de Falla, el AMM puede aplicar lo establecido en el numeral A1.2.4.3.5 de la NCC-1, debido a que actualmente existen unidades con CVG calculados por el AMM, que son superiores al costo del primer escalón de la Máquina de Falla calculado de conformidad con el numeral 4.4.3 de la NCC-4, cabe indicar que el AMM deberá evaluar como criterio técnico que, ante escenarios de precios altos de combustibles, se vuelve más probable el alcanzar el costo del primer escalón.

**Observación 7: Sobre los elementos identificados mediante la verificación del despacho del Mercado Mayorista**

Emita su pronunciamiento indicando, con fundamento técnico y normativo, los motivos por los cuales no fueron considerados en la elaboración de la PLP los resultados y recomendaciones del proceso de verificación del cumplimiento de las obligaciones y funciones del Administrador del Mercado Mayorista enfocado en el Despacho, remitidos mediante el oficio GTM-NotaS2024-461, específicamente aquellos indicados en el Anexo 1



que se refieren al cumplimiento de la regulación vigente. Asimismo, se solicita que se atienda lo siguiente para la base de datos de SDDP:

- a) Revisar los archivos desactualizados dentro de la base de datos que no afectan la simulación.
- b) Realizar la simulación del horizonte de la PLP sin incluir la tasa de descuento, en todo caso el AMM puede realizar una sensibilidad incluyéndola para la referencia de los participantes al realizar una simulación de más de un año estacional, elemento que ya fue observado también mediante el oficio GTM-NotaS2024-378.
- c) Realizar la simulación sin utilizar el factor de sensibilidad para modelar las pérdidas de transmisión en la base de datos por la incertidumbre en la proyección de la demanda, y por los elementos que actualmente resultan con sobrecargas sin que se identifique el origen de estas sobrecargas al ejecutar el despacho.
- d) Identificar para la estrategia de solución la tolerancia relativa a un valor en miles de dólares que represente la precisión con la cual se espera llegar a un resultado de la optimización, en lugar de utilizar el tiempo máximo de ejecución como parámetro para determinar una solución.
- e) Realizar el modelado de plantas de filo de agua o de despacho diario con parámetros de diseño, por ejemplo, utilizando el factor de empuntamiento, o modelarlas como recursos renovables con escenarios de producción alto, esperado y bajo.
- f) Realizar el uso adecuado del índice de indisponibilidad histórica, no bajo el criterio de modelar la Reserva Rodante Regulante sino trabajando con una ventana de registros históricos, por ejemplo, de los últimos 3 años, con el objetivo de reflejar los impactos de los eventos de las centrales o unidades.
- g) Realizar el modelado de los parámetros de arranque y tiempos en línea específicamente para las centrales de vapor, con el fin de representar adecuadamente la variable *Central Commitment*.

**Observación 8: Sobre los estudios eléctricos, la evaluación de Sistemas Secundarios y otras restricciones operativas en el Sistema Nacional Interconectado**

- a. La evaluación de sistemas secundarios realizada por el AMM incluido en la versión provisoria debe incluir las siguientes aclaraciones:
  - a.i) En cuanto a los ajustes que procedan por la entrada en servicio de la línea Champerico-La Máquina, se debe analizar esta modificación derivado de lo resuelto en la resolución CNEE-2-2024.
  - a.ii) Sobre el Sistema Secundario de Transmisión ETCEE – El Porvenir a Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE Región Occidente, se debe analizar qué elementos son de uso exclusivo de El Porvenir y cuales pasarían a formar parte del sistema de subtransmisión.
  - a.iii) Sobre el Sistema Secundario de Transmisión Mayan Golf – La Libertad, en caso resulte que la inyección que hace el generador no cambie la dirección del flujo preponderante, se debe analizar qué elementos pasan a formar parte del Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC Región Central, indicando con detalle las premisas que el AMM consideró para dicho análisis y las criterios o circunstancias operativas que fueron relevantes para la recomendación.
- b. Esquemas de control suplementario: Informe si los esquemas que se mencionan en el informe han sido actualizados respecto a la evaluación realizada para el año estacional 2024-2025; asimismo, indique la periodicidad de actualización de la parametrización de dichos esquemas, dado que se observa un desfase sobre la actualización de estos.
- c. Para el caso de las contingencias que producen sobrecargas, colapso o violaciones de voltaje, se recomienda que en el informe de la Programación de Largo Plazo se agregue la recomendación correspondiente para que, los agentes propietarios de dichas instalaciones realicen los mantenimientos con la frecuencia adecuada, con el

objeto de minimizar el riesgo de que dichas instalaciones puedan presentar indisponibilidades.

- d. Para los nodos que actualmente presentan valores inferiores cercanos a 0.95 p.u., se recomienda que, en el informe, se indique si son necesarias algunas acciones, como compensación reactiva y otra alternativa, que pueda subsanar dicha problemática, y que los mismos no provoquen algún tipo de inconvenientes en el futuro.
- e. De la base de datos de PSSE, se observó que algunas cargas actualmente presentan valores de factor de potencia menores a 0.90. Por lo anterior, es importante que, en el informe de programación de largo plazo, se indique si los nodos en donde se conectan las referidas cargas, es necesaria la compensación reactiva.
- f. Para el caso de transformadores que se observaron en sobrecarga, indicar las recomendaciones pertinentes que, desde el punto de vista operativo, debe ser realizado por el agente propietario de las instalaciones, para evitar dichas sobrecargas.
- g. Considerando la puesta en operación de los proyectos que se incluirán a partir del año estacional 2025-2026, se solicita al AMM realizar un análisis de sensibilidad considerando que estos proyectos no estén disponibles a partir de las fechas programadas, para lo cual deberá indicar aquellos elementos que se consideran vitales para el correcto funcionamiento del SNI.
- h. Se reitera la solicitud, en cuanto a incluir un apartado de recomendaciones, en el cual se presente de forma resumida y se integren todas las acciones, consideraciones e inversiones, que a mejor criterio del AMM, son necesarias para la prestación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica; en ese sentido, el AMM deberá incluir una propuesta de acciones a seguir para la implementación de las medidas que mejoren el funcionamiento del SNI en relación con los parámetros de calidad de energía que se recomiendan en el informe, asimismo considerando las opiniones que ha realizado para la ejecución de obras para el SNI. Es importante atender esta observación, en virtud que durante el año 2025 se realizará el proceso de la emisión del Plan de Expansión del Sistema de Transporte que debe ser publicado en enero de 2026.
- i. Proyección de la demanda de la base de datos para Estudios Eléctricos: Explique paso a paso cuales son los criterios, la metodología aplicada y las fuentes de información para la proyección de todas y cada una de las cargas (P y Q) incluidas en la base de datos correspondiente a los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la PLP 25-26. En ese sentido, se solicita remita los archivos y la base de información que permita a la CNEE reproducir los valores incluidos en la base de datos.
- j. Modificaciones y actualizaciones a la base de datos de Estudios Eléctricos: Se realizó una comparación de la base de datos de los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa -ESO- para la PLP 24-25 con la base de datos de los ESO para la PLP 25-26. Al respecto, se han encontrado diferencias en elementos modelados, conforme al Anexo II, por lo que se solicita que se expliquen los motivos de cada una de las diferencias.

En ese sentido, se reitera la solicitud de que en cada versión de la PLP (provisoria, definitiva, reprogramación provisoria y reprogramación definitiva) o en la información se hace llegar a la CNEE, se incluya un apartado específico donde se listen las modificaciones y actualizaciones en la Base de Datos, en comparación con la inmediata anterior, indicando las modificaciones en el modelado de elementos y las causas que lo originan. En ese sentido, deberá incluir entre otros y sin ser limitativo, lo siguiente:

- j.i) Modificación y/o actualización de la topología del sistema de transmisión.



- j.ii) Variaciones significativas y redistribución de las demandas que son conectadas por los Distribuidores y Grandes Usuarios, que se conectan a las instalaciones del sistema de transmisión.
- j.iii) La identificación de los nuevos elementos que fueron incorporados al Sistema Nacional Interconectado tales como: generadores, líneas, equipos de compensación reactiva y transformadores.
- k. Es importante indicar al AMM que dentro de los estudios eléctricos tome en consideración las conexiones temporales que han sido aprobadas por esta Comisión mediante las siguientes resoluciones:
  - k.i) GJ-ResolFin2025-32, instalación de transformador 138/13.8 kV 28 MVA en Subestación Eléctrica Huehuetenango
  - k.ii) GJ-ResolFin2025-17, instalación de un transformador de potencia 69/13.8 kV de 28 MVA en Subestación Eléctrica La Esperanza

**Observación 9: Sobre la información publicada en el informe de la versión provisoria y las observaciones de los participantes**

Se solicita que remita a la Comisión, copia de las observaciones que fueron realizadas por los participantes a la versión provisoria, indicando si fueron aceptadas o no, y el razonamiento para aceptarlas o rechazarlas.

**Anexo II**  
**GTM-NotaS2025-108**

**Observaciones a la base de datos de Estudios Eléctricos para la Programación de Largo  
Plazo**



<https://goo.su/jaQxl>

Contraseña:  
2025-PLP-0b\$ervaciones

**Infograma de la Programación de Largo Plazo 2025-2026**



<https://goo.su/zziAKx>

Contraseña:  
2025-PLP-0b\$ervaciones