

GTM-NotaS2025-437

Guatemala, 19 de septiembre de 2025

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

ADMINISTRADOR DEL MERCADO  
MAYORISTA  
**RECIBIDO**  
19 SEP 2025  
Esperanza Flores

Estimado Ingeniero Álvarez:

Deseándole éxitos en sus labores 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-410-2025, el cual contiene el informe de la Versión Provisoria de la Reprogramación Anual Estacional correspondiente al período 2025-2026.

En ese sentido, es de especial importancia para la Comisión que, en esta planificación del despacho para el horizonte de noviembre de 2025 a abril de 2026, se realice un análisis de riesgos de desabastecimiento, considerando una aceleración en el crecimiento de la demanda de energía y potencia. Asimismo, se debe evaluar un pronóstico de condiciones de caudales y precipitación menores al promedio, con el fin de informar con suficiente antelación a los participantes productores y consumidores sobre los requerimientos de combustibles, el programa de mantenimientos e incluso riesgos de desabastecimiento lo anterior, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 52, 54 y 59 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y en el numeral 1.2.8.3 de la Norma de Coordinación Comercial Número 1.

Con relación a lo anterior, adjuntamos a la presente el detalle de los requerimientos y observaciones a la versión provisoria del referido informe, mediante los Anexos I y II, para que se atiendan conforme a lo que establece la regulación y la normativa aplicable, y se emita el pronunciamiento respectivo previo al 1 de noviembre del presente año.

Sin otro particular, nos suscribimos, atentamente.

  
**Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez**  
Presidente

  
**Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz**  
Directora

  
**Licenciado Jorge Guillermo Arcoz Aguilar**  
Director



**AMM RECIBIDO 19SEP'25 14:46**

**Anexo I**  
**GTM-Notas2025-437**

**OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA REPROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL  
2025-2026**

**Preámbulo de las observaciones al informe:**

Las observaciones que a continuación se presentan se fundamentan en las disposiciones de los artículos 52 y 59 del RAMM y en el numeral 1.2.8.3 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 -NCC-1-, que se refieren a los Ajustes de la Programación de Largo Plazo y de las observaciones que se emiten a la versión provisoria, asimismo con base en las regulaciones 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

Norma	Numeral	Norma	Numeral
NCC-1	1.2-	NCC-9	9.5
NCC-1	A1.2.4	NCC-8	A.8.4.3
NCC-2	2.3.2.1	NCC-10	10.13.1
NCC-2	2.3.2.2	NCC-10	10.13.2
NCC-2	2.5	NCC-13	13.6.2
NCC-2	2.6.1	NCC-13	13.9
NCC-4	4.4.3	NCO-1	1.2.7

**Sobre el cumplimiento del marco regulatorio y normativo, es necesario que atienda lo siguiente:**

**Requerimiento No. 1. Resultados probables de la operación del Mercado Mayorista**

Se reitera el requerimiento que el AMM determine, detecte y cuantifique cuales son los riesgos de desabastecimiento, de conformidad con el artículo 54 b) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en virtud que no existe detección y cuantificación dentro de escenario realizado.

Asimismo, los requerimientos realizados mediante los oficios GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194, GTM-NotaS2024-84, GTM-NotaS2024-378 y GTM-NotaS2025-108 sobre dicho aspecto siguen vigentes, sobre los cuales el AMM no ha informado ninguna acción a la CNEE. Al respecto, es fundamental actualizar la normativa del Programa de Despacho Trimestral para garantizar el suministro eléctrico, lo cual es una función del AMM, sobre lo cual se tiene constancia mediante los informes remitidos mediante los oficios GG-330-2023, GG-640-2023, GG-149-2024, GG-177-2024 y GG-235-2025 de que existe esta necesidad de actualización normativa, asimismo, se reitera que la información que sea utilizada para el Programa de Despacho Trimestral de octubre a diciembre de 2025 sea coincidente con la utilizada en la versión definitiva de la Reprogramación Anual Estacional 2025-2026.

**Adicionalmente, se solicita que atienda las siguientes observaciones:**

**Observación 1: Sobre los riesgos de desabastecimiento**

- a) En el informe de la RAE Versión Provisoria, no se observa un análisis que identifique los riesgos asociados a los posibles casos en los cuales pueda existir escasez en la oferta hidroeléctrica, asimismo no se observa un análisis de los riesgos asociados a un crecimiento mayor de la demanda de potencia derivado de altas temperaturas u olas de calor, y por lo tanto no se observa en el despacho una evaluación sobre la

necesidad adicional de otros recursos de generación para abastecer la totalidad de la demanda nacional, sin exportaciones; en ese sentido, indique si los escenarios que ha evaluado son representativos de las condiciones hidrológicas críticas y de crecimiento de la demanda, considerando que se estima una producción en el parque hidráulico menor al promedio histórico para el periodo de noviembre 2025 – abril 2026 y que los pronósticos climáticos indican que se esperan condiciones de fase Neutral o de La Niña débil.

- b) En el referido informe, tampoco se observa que se modelen restricciones y análisis sobre los riesgos asociados al suministro y almacenamiento de combustible, considerando que en el despacho incluido actualmente en la RAE la generación hidroeléctrica se estima menor que la planificada en la PLP, lo que ha significado un mayor despacho de la generación térmica, aunque la capacidad de descarga en puertos y de almacenamiento en las plantas generadoras no es una variable que pueda actualizarse de forma semanal, en ese sentido, se le solicita al AMM que emita el análisis de riesgos asociados a la incertidumbre en los precios de combustibles, su disponibilidad en el mercado internacional, y de los riesgos debido a impedimentos logísticos asociados a la importación del combustible a Guatemala, con el fin de mitigar un escenario de indisponibilidad de oferta de despacho hídrico y térmico simultáneamente.
- c) Del análisis del despacho incluido en la versión provisoria de la Reprogramación Anual Estacional, se observan elementos que ameritan realizar un análisis de sensibilidades de parte del AMM en su función de garantizar el suministro de energía eléctrica. Se solicita realizar un análisis de la condición de contingencia n-1 de las unidades generadoras térmicas críticas para el sistema, bajo el criterio de que estas son aquellas cuyo despacho en el sistema se realiza durante los meses de febrero, marzo y abril, despachadas alrededor del valor máximo de su capacidad, con el fin de identificar riesgos vinculados al abastecimiento de combustible de otras centrales generadoras y la existencia, o no, de riesgos de desabastecimiento en caso de una falla de larga duración. A partir de dichos análisis, el AMM deberá incorporar en su programación los ajustes, las medidas y las acciones necesarias para garantizar el suministro eléctrico.

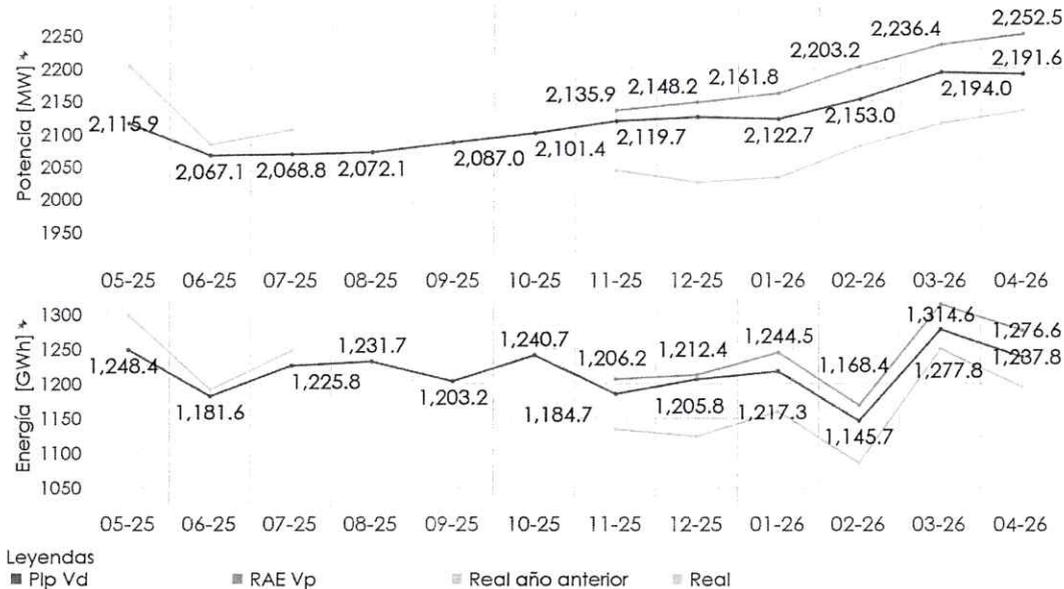
### **Observación 2: Sobre los resultados del despacho y confiabilidad de la generación**

En virtud de las previsiones que se tienen para los meses de verano del año 2026, es pertinente lo siguiente:

- a) De conformidad con lo establecido en el artículo 53 del RAMM y para dar mayor claridad en los modelos matemáticos de optimización usados en los procesos de la programación, se solicita que implemente en la versión definitiva y en las programaciones siguientes la formulación matemática que representa la función de mínimo costo utilizada por los modelos de despacho, incluyendo las ecuaciones o restricciones que representan cada una de las reglas definidas en la normativa, es decir, indicando que funcionalidades o criterios del modelo SDDP utiliza o tiene activas, en el entendido que el AMM no utiliza todas las funcionalidades de dicho modelo, para la elaboración de la reprogramación y la planificación de largo plazo.
- b) Se solicita que indique cuales son las hipótesis evaluadas respecto a los riesgos operativos, especificando las evaluaciones de los riesgos que llevaron a decidir o concluir que el escenario publicado en la RAE 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 y GTM-NotaS2024-84.

- c) 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 y de la ocurrencia de cada escenario, para la Reprogramación Anual Estacional versión definitiva, y 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 y GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-84.
- d) Se reitera la solicitud al respecto de indicar la probabilidad asociada a cada escenario evaluado, evaluando escenarios de condiciones hidrológicas adicionales respecto del que se utiliza en el despacho publicado, lo cual ya ha sido observado en el oficio GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2023-194.

### Observación 3: Sobre las premisas de la demanda de Energía y Potencia



- a) Remita un análisis cuantitativo (se ilustran las diferencias en la gráfica anterior) y cualitativo de lo planificado para la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva y la operación real durante el presente año estacional.
- b) Identifique, enumere y explique cuales son los ajustes o variaciones que realizó a las bases de datos, metodologías de cálculo y modelos utilizadas en la Reprogramación Anual Estacional 2025-2026, respecto de la Programación de Largo Plazo 2025-2026 Versión Definitiva.
- c) Explique y confirme que el procedimiento remitido mediante el informe técnico GG-235-2025 que se refiere al modelo de pronóstico utilizando redes neuronales es el mismo que empleó en la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva 2025-2026, en caso contrario, especifique los cambios en el modelado y parámetros para la realización de la Reprogramación Anual Estacional Versión Provisoria y Versión Definitiva.
- d) Al respecto de la base de datos de E-Views remitida aclare lo siguiente:
  - El informe de la RAE identifica que se utilizó un modelo distinto para el pronóstico de potencia, haciendo referencia al modelo ARIMA (4,1,4)(1,1,1)<sub>12</sub>, sin embargo, en

la base de datos se observó que los resultados del pronóstico ARIMA (2,1,1)(1,1,1)<sub>12</sub> con IMAE son los que corresponden con lo indicado en el informe.

- ii. Remita el procedimiento y los criterios para determinar los valores promedio de los modelos comparados y utilizados para la estimación de la serie final de Energía y de Potencia.
- e) Remita la metodología de cálculo para determinar la estimación del volumen de las exportaciones a El Salvador y a Honduras, asimismo el criterio para determinar el precio de 350 USD/MWh que fue incluido dentro de la demanda elástica.

**Observación 4: Sobre el modelado de la Oferta Disponible**

- a) Como se ha indicado en observaciones tanto a versiones de la Programación de Largo Plazo, como de la Reprogramación Anual Estacional de años anteriores, 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. 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, GTM-NotaS2023-194, GTM-NotaS2024-84, GTM-NotaS2024-378, y GTM-NotaS2025-108.
- b) Informe sobre el estado de los procesos de habilitación comercial de la central generadora Puerto Quetzal Power (PQP), considerando que al participante productor le fue remitido el oficio por parte de la CNEE identificado como GTM-NotaS2025-430 indicándole lo siguiente «nos permitimos informarle que en virtud de que dichas instalaciones estuvieron en operación hasta el año 2022, no es necesario realizar el trámite de aceptación correspondiente.», asimismo informe sobre el estado de habilitación comercial con la central Generadora Costa Sur (GCS), e incluya el estado de los procesos de habilitación comercial de las centrales solares fotovoltaicas que estén en proceso de iniciar su operación en el SNI dentro del horizonte de noviembre 2025 y abril 2026.
- c) Informe sobre las pruebas de Potencia Máxima que fueron incluidas en la PLP, indicando si hasta la fecha de publicación de la Versión Provisoria estas fueron realizadas conforme a la calendarización publicada en el referido informe, o en caso contrario indique la fecha en que fue realizada la prueba, asimismo, explique los motivos por los cuales las pruebas no fueron realizadas y por las cuales no fueron reprogramadas en la versión provisional de la RAE.
- d) Aclare el valor de lo publicado como oferta disponible en el informe, considerando que existen diferencias entre lo publicado y el modelado en la base de datos de SDDP:

CENTRAL	Informe RAE (MW)	BD SDDP RAE (MW)
Orzunil (Bloques del 1 al 8)	17.969	16.357
Oritlán (Bloques del 1 al 3)	20.245	21.245
Yolanda	58.892	57.176
Palo Gordo (PGO-B)	(No fue incluido)	30.924

- e) Se solicita que se aclare y se revise el bloque de potencia de Generación Distribuida Renovable (GDR) de centrales hidroeléctricas representadas como bloque conjunto en la base de datos del SDDP, ya que la totalidad de lo modelado como bloque de GDR difiere de lo indicado en el informe de la RAE:

Plantas Generadoras no registradas de forma independiente en el SDDP	Potencia Efectiva (MW)
Hidroeléctrica Cueva María	2.100
Hidroeléctrica Cueva María II	2.850
Hidroeléctrica Los Cerros	1.250

Hidroeléctrica Covadonga	1.500
Hidroeléctrica Jesúsbon Maravillas	0.750
Hidroeléctrica El Prado	0.500
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas	0.438
Hidroeléctrica Sacjá	2.000
Hidroeléctrica San Joaquín II	0.950
Hidroeléctrica Luarda	1.020
Hidroeléctrica Finca Las Margaritas Fase II	1.600
Hidroeléctrica El Libertador	2.161
Hidroeléctrica Las Victorias	1.000
Hidroeléctrica El Zambo	0.980
Hidroeléctrica Monte María	0.691
Hidroeléctrica Generadora Eléctrica La Paz	0.950
Ixtalito	1.615
Hidroeléctrica Guayacán	2.926
Hidroeléctrica Tuto Dos	0.960
Hidroeléctrica El Panal	2.500
Central Hidroeléctrica Pacayas	5.000
Hidroeléctrica Samuc	1.200
Hidroeléctrica Concepción	0.150
Hidroeléctrica San José	0.430
Hidroeléctrica Peña Flor Los Sitios	0.499
Hidroeléctrica Santa Anita	1.560
Hidroeléctrica Las Uvitas	1.839
Hidroeléctrica El Conacaste	3.000
Hidroeléctrica El Brote	3.700
Hidroeléctrica Mopá	0.975
Hidroeléctrica El Corozo	0.900
Hidroeléctrica Miraflores	0.837
Hidroeléctrica La Ceiba	0.700
Hidroeléctrica Carmen Amalia	0.686
Pequeña Hidroeléctrica Samuc 2	1.680
Hidroeléctrica El Triángulo	0.960
Planta de Generación Nueva Hydrocon	1.000
Hidroeléctrica La Viña	0.290
Hidroeléctrica Cutzán	1.950
Pequeña Central Hidroeléctrica Cholivá	0.700
Hidroeléctrica Hidroxocobil	1.400
Hidroeléctrica Hidrosan I	2.000
Hidroeléctrica La Mejana	2.000
Hidrosan 2	1.500
Los Encuentros Planta 1	1.250
Suministro de Electricidad Guayasamín	1.800
Hidroeléctrica El Edén	1.000
Hidroeléctrica Sulín S. A. (GDR San Antonio)	2.000
<b>Potencia conjunta de GDR-H no registrado como independiente en el SDDP (MW)</b>	<b>69.747</b>
<b>Total, GDR-H en el SDDP (MW)</b>	<b>63.633</b>

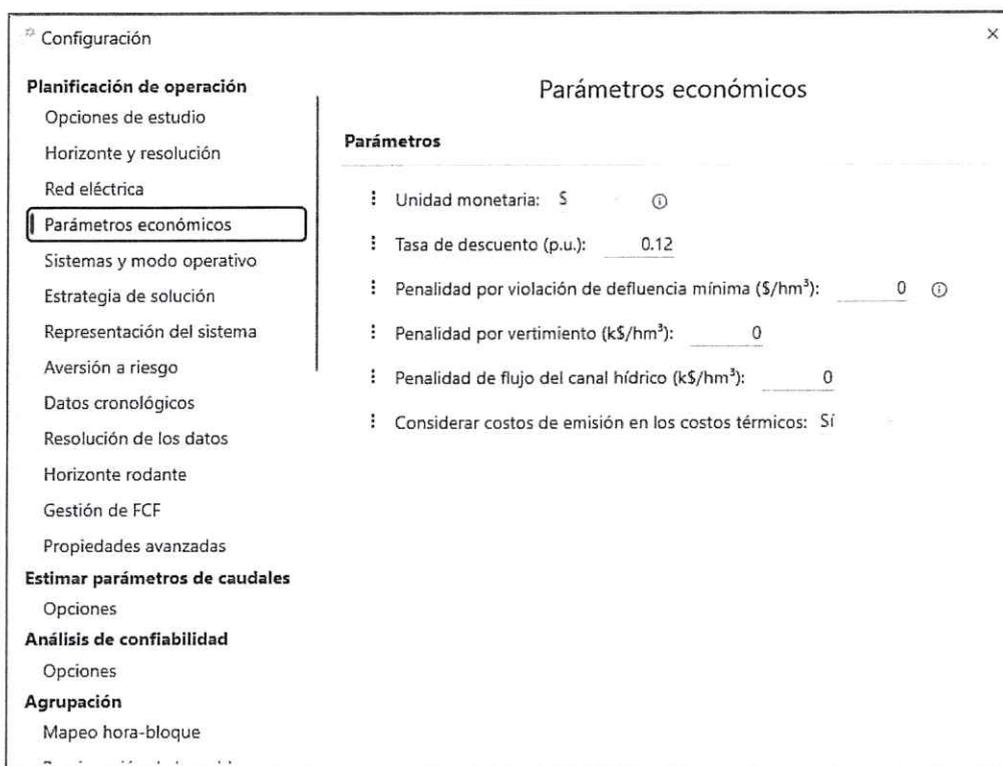
- f) Aclare el valor de lo publicado sobre los resultados del despacho de carga del SNI, considerando que existe una diferencia entre lo publicado y el resultado del despacho al ejecutar la base de datos de SDDP incluida en la versión provisoria de la RAE:

Central	Informe RAE (GWh)	BD SDDP RAE (GWh)
Jaguar Energy, U1	478.06	576.29

#### Observación 5: Sobre el modelado de las condiciones hidrológicas

- a) Indique, con fundamento técnico y normativo, el criterio que justifica incluir un costo de vertimiento igual a cero para todas las centrales hidroeléctricas, lo cual se observa en la base de datos del SDDP, por lo cual para el despacho existe una condición en

la cual verter no tiene consecuencias económicas, es decir, que al modelo le resulta igual verter en una etapa u en otra, por lo que, no se tendría una minimización del costo total operativo. En el Informe Técnico GG-667-2024, relacionado con las respuestas de las observaciones a la Versión Provisoria de la Reprogramación Anual Estacional 2024-2025, se indicó que «[...] El modelo de optimización para la Programación de Largo Plazo ya contiene un valor de penalidad interno de vertimiento en  $k\$/hm^3$  para todas las centrales hidroeléctricas, el cual es diferente de cero[...]», en este sentido, en dado caso haya utilizado de nuevo este criterio, se solicita aclarar el por qué se utiliza un único valor de penalidad de vertimiento y no corresponde a un valor distinto para cada central hidroeléctrica, asimismo, indicar dicho valor y remitir su metodología de cálculo en formato editable.



**Configuración**

**Planificación de operación**

- Opciones de estudio
- Horizonte y resolución
- Red eléctrica
- Parámetros económicos**
- Sistemas y modo operativo
- Estrategia de solución
- Representación del sistema
- Aversión a riesgo
- Datos cronológicos
- Resolución de los datos
- Horizonte rodante
- Gestión de FCF
- Propiedades avanzadas

**Estimar parámetros de caudales**

- Opciones

**Análisis de confiabilidad**

- Opciones

**Agrupación**

- Mapeo hora-bloque

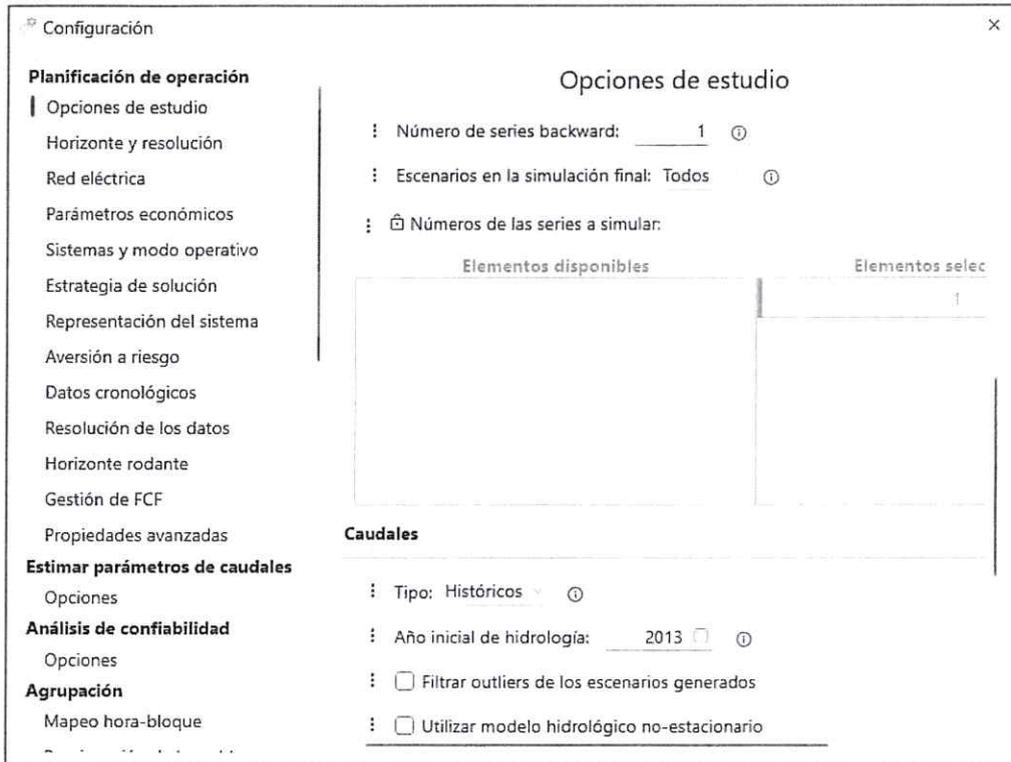
**Parámetros económicos**

**Parámetros**

- Unidad monetaria: \$
- Tasa de descuento (p.u.): 0.12
- Penalidad por violación de defluencia mínima (\$/hm<sup>3</sup>): 0
- Penalidad por vertimiento (k\$/hm<sup>3</sup>): 0
- Penalidad de flujo del canal hídrico (k\$/hm<sup>3</sup>): 0
- Considerar costos de emisión en los costos térmicos: Sí

- b) Explique la justificación técnica para incluir una tasa de descuento en el modelado de la RAE, para que de acuerdo con lo estipulado en los artículos 52 y 59 del RAMM se emita el análisis que respalde incluir este parámetro que no está desarrollado en las Normas de Coordinación, lo cual puede observarse en la figura anterior.
- c) Explique los criterios técnicos que justifican el modelado de los siguientes elementos en la oferta incluida para las centrales hidroeléctricas en la base de datos de SDDP:
- El caudal mínimo turbinable que se incluye en la configuración de centrales hidroeléctricas, considerando que esto es una restricción que produce generación forzada
  - La restricción de generación de 30 MW para la central hidroeléctrica Chixoy, considerando que también se incluye la restricción de caudal mínimo turbinable, que se modela por un monto de 7.5 m<sup>3</sup>/s, ya que se están modelando dos restricciones operativas sin justificar los efectos de cada una en el despacho.

- iii. Remita la información declarada sobre el nivel del embalse por EGEE para Chixoy, indique si fue validada por el AMM, asimismo la justificación técnica de los parámetros que han cambiado para las modificaciones en el resultado del nivel del embalse para el horizonte de la RAE.
- d) Informe sobre la probabilidad de ocurrencia de los caudales utilizados en la RAE, considerando que se ha utilizado, la metodología de años análogos iniciando en el año 2013, asimismo indique el nivel de confianza y de significancia asociada con el modelo de pronóstico utilizado que justifica los cambios en los pronósticos de caudales entre la PLP y la Reprogramación, en especial para la cuenca de Río Negro, Río Cahabón, Río Samalá y Jurún Marinalá, asimismo que justifique utilizar este método y no los caudales sintéticos que genera SDDP, esta probabilidad corresponderá al nivel de incertidumbre que tiene el único escenario presentado en la Reprogramación.



**Configuración**

**Planificación de operación**

- Opciones de estudio
- Horizonte y resolución
- Red eléctrica
- Parámetros económicos
- Sistemas y modo operativo
- Estrategia de solución
- Representación del sistema
- Aversión a riesgo
- Datos cronológicos
- Resolución de los datos
- Horizonte rodante
- Gestión de FCF
- Propiedades avanzadas

**Estimar parámetros de caudales**

- Opciones

**Análisis de confiabilidad**

- Opciones

**Agrupación**

- Mapeo hora-bloque

**Opciones de estudio**

- Número de series backward:
- Escenarios en la simulación final: Todos
- Números de las series a simular:

Elementos disponibles	Elementos seleccionados
	1

**Caudales**

- Tipo: Históricos
- Año inicial de hidrología:
- Filtrar outliers de los escenarios generados
- Utilizar modelo hidrológico no-estacionario

- e) Para cumplir el objetivo de planificación del parque generador, se solicita que indique en la versión definitiva de la RAE 2025-2026 un resumen de las razones técnicas por las cuales se mantienen o se modifican las premisas de condiciones hidrológicas entre la versión provisoria de la RAE y su versión definitiva, asimismo con la versión definitiva de la PLP, lo cual ya ha sido observado en la nota GTM-NotaS2022-92, GMT-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-378.

#### Observación 6: Costos Variables de Generación -CVG-

- a) Remita en formato editable de Excel la información de la proyección de precios de Combustible Nov 2025 – Abr 2026, considerando que la información publicada es el resultado de un cálculo que considera el STEO junto con otros parámetros y funciones determinadas por el AMM e indique la metodología utilizada para ajustar la

- proyección del STEO. Para la proyección de carbón, indicar el valor del poder calorífico utilizado para ajustar los valores de proyección.
- b) En atención del literal anterior, se solicita que evalúe el resultado de los CVG considerando la proyección del STEO sin ajustes y la proyección del STEO ajustada, y que presente en la versión definitiva los resultados de las variaciones de los CVG utilizando ambas proyecciones, justificando la significancia de la proyección del AMM.
  - c) Indique si se alcanzó un acuerdo en la validación de la información correspondiente a las unidades y centrales de generación a las cuales no se les validó la información, en atención a lo estipulado en el numeral 1.2.4.1 de la NCC-1, conforme fue reportado en el informe de la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva del presente año estacional. De no haberse logrado dicho acuerdo, informe sobre el estado de la validación de la información utilizada en la Reprogramación Anual Estacional Versión Provisoria.
  - d) Análisis del impacto de la proyección de los costos de combustible: La normativa vigente establece que dentro de la planificación de largo plazo, 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*», en ese sentido es pertinente que se consulten otras fuentes de información con proyecciones de precios de combustible y que se tomen en cuenta las interrupciones en las cadenas de suministro y los plazos de finalización de contratos de combustible, considerando que la información de la proyección de costos de combustibles fue el resultado de un análisis del AMM, por lo tanto se recomienda realizar sensibilidades de estos costos considerando la situación actual en los mercados internacionales, asimismo el volumen de inventario y de almacenamiento de combustible posible que fue declarado por los participantes, lo cual ya fue solicitado mediante el oficio GTM-NotaS2020-60, GTM-NotaS2021-116, GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-84.

**Observación 7: Sobre la determinación de Servicios Complementarios y cuantificación de los márgenes de reserva**

- a) Se solicita que remita la evaluación de la prestación del servicio complementario de Reserva Fría, debiendo incluir los estudios técnicos-económicos para cuantificar y fundamentar los márgenes de la Reserva Fría de 125.773 MW con un precio de 8.90 USD/MWh, y las ofertas presentadas por los participantes para el Año Estacional 2025-2026.
- b) Explicar los criterios técnicos y/o económicos que fundamentan el modelado de la RRO, adicionalmente, explicar la metodología de cálculo del promedio de las unidades ofertadas por mes por agente y de los precios promedio mensual de las unidades ofertadas, considerando lo requerido al AMM mediante el oficio GTM-NotaS2025-108 y el modelado incluido en la base de datos de SDDP.

**Observación 8: Sobre la elaboración de los programas de mantenimientos**

- a) El informe debe especificar la metodología o el análisis utilizados para programar los mantenimientos mayores de transporte y generación. Esto con la finalidad de cumplir el Artículo 64 del RAMM, que exige al AMM minimizar el sobre costo de operación. En ese sentido, remita a esta Comisión un análisis detallado los mantenimientos mayores aceptados por el AMM, mediante el cual se concluya y se garantice que no se comprometen los márgenes de reserva operativa necesarios. Esta observación se

sostiene tal como se ha referido en los oficios GTM-NotaS2020-55, GTM-NotaS2020-185, GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194, GTM-NotaS2024-84, GTM-NotaS2024-378, y GTM-NotaS2025-108.

- b) Se le solicita al AMM que presente un análisis utilizando la función incluida en la Base de Datos de SDDP para determinar el cronograma de mantenimientos de generación y transporte que resultaría de optimizar las restricciones actuales de mantenimientos, a efectos de cuantificar los impactos en el costo total de la operación que estos representen para el sistema eléctrico nacional.

#### **Observación 9: Sobre los estudios eléctricos y restricciones operativas en el SNI**

- a) Sobre las necesidades identificadas de compensación reactiva, repotenciación de líneas de transmisión y transformadores, para las zonas central, oriental, y occidental, se requiere ampliar la información de las necesidades identificadas para dicha región. Demostrando una categoría por orden de prioridades de obras a desarrollar, y, de ser necesario, el pronunciamiento de los agentes responsables de las obras críticas para la seguridad operativa del SNI.
- b) Es imperativo que el informe técnico de la RAE amplíe el contexto de los estudios de seguridad operativa para los escenarios de demanda mínima, media y máxima contenidos en la sección 1.12.1. Se requiere una explicación detallada de los mecanismos de mitigación, tales como la reducción de la generación y la desconexión de la demanda, para abordar contingencias operativas que provoquen sobrecargas y comprometan la estabilidad de la tensión.
- c) Se requiere evaluar la solución técnico-económica óptima y segura para los transformadores que se encuentran operando por encima de su capacidad nominal con base en lo que se observa en la sección 1.12.1.1 del informe, se solicita que se represente una solución robusta y de largo plazo. El análisis debe considerar no solo el costo de nuevos equipos, sino también el costo de la interrupción del servicio durante el proceso de sustitución.
- d) Informe sobre los motivos que justifican las diferencias entre los parámetros modelados en la base de datos de estudios de seguridad operativa, y aquellos modelados en la base de datos de SDDP que se utiliza para el cálculo de los Factores de Pérdidas Nodales, considerando las diferencias observadas en el ANEXO II que comparó las bases de datos utilizados para los años estacionales 2024-2025 y 2025-2026.
- e) Relacionado con la observación anterior, sobre las modificaciones y actualizaciones a la base de datos de Estudios Eléctricos, se compararon las bases de datos de los Estudios de Seguridad Operativa (ESO) para la PLP 2024-2025 Versión Definitiva y la RAE 2025-2026, sobre las cuales se han encontrado diferencias que se detallan en el ANEXO II del presente oficio. Al respecto, se requiere que el AMM remita lo siguiente:
  - e.i) Detalle de la modificación y/o actualización de la topología del sistema de transmisión
  - e.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
  - e.iii) Identificación de los nuevos elementos que fueron incorporados al Sistema Nacional Interconectado tales como: generadores, líneas, equipos de compensación reactiva y transformadores.

#### **Observación 10: Sobre la información publicada**

Se solicita que se incluya en la Versión Definitiva de la RAE, y remita a la Comisión, copia de las observaciones que fueron remitidas por los Participantes a la versión provisoria, indicando si fueron aceptadas o rechazadas, junto con la justificación correspondiente

para cada caso. Además, se requiere que toda la información sea presentada en estricto cumplimiento de la normativa vigente, ya que, de acuerdo con lo estipulado en los literales b) y c) del artículo 6 del RAMM, esto constituye un derecho de los Participantes.

## ADJUNTO

### PRESENTACIÓN RESUMEN REPROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL 2025-2026

Enlace de descarga: <https://gpvme.short.gy/GTM-NotaS2025-437>  
Contraseña: RAE2526\*

**ANEXO II**  
**GTM-NotaS2025-437**

**Observaciones a la base de datos de Estudios Eléctricos para la Reprogramación Anual Estacional Versión Provisoria**

De la revisión de la base de datos de la Reprogramación Anual Estacional (RAE) 2025-2026 Versión Provisoria con la Programación de Largo Plazo (PLP) 2024-2025 Versión Definitiva, se incluyen los siguientes comentarios y observaciones para que el AMM remita sus aclaraciones correspondientes.

Es necesario observar adicionalmente, que la base de datos de la Reprogramación Anual Estacional (RAE) 2025-2026 no presenta diferencia alguna con la base de datos remitida mediante la Programación de Largo Plazo (PLP) 2025-2026 versión definitiva.

**1. Comparación de la longitud de las líneas de transmisión**

Al realizar la comparación de la longitud de las líneas, se pudo observar que para algunos casos se presentaron variaciones en cuanto a los kilómetros que fueron considerados para las bases de la RAE 2025-2026 vs PLP 2024-2025; tal como se describe en la siguiente tabla:

No.	Barra A		Barra B		Año 2026 (km)	Año 2025 (km)
1	1132	[SIQ-230 230.00]	1168	[PNT-230 230.00]	10	7.2
2	1143	[GOE-69 69.000]	12049	[CQU-69 69.000]	8	9.4
3	1143	[GOE-69 69.000]	12240	[SJS-69 69.000]	6.6	6.8
4	1165	[LUN-230 230.00]	1219	[MAG-230 230.00]	28.8	28.7
5	1204	[CEN-69 69.000]	12015	[AUR-69 69.000]	4	4.7
6	1429	[CHS-69 69.000]	14011	[RAA-691 69.000]	52.9	48
7	1431	[RIO-69 69.000]	14052	[MDM-69 69.000]	22.8	23
8	1442	[POP-69 69.000]	14052	[MDM-69 69.000]	65.8	65.6
9	1702	[PLA-69 69.000]	14011	[RAA-691 69.000]	24.4	29
10	1715	[TFM-69 69.000]	14014	[CBA-69 69.000]	13.5	13.7
11	12015	[AUR-69 69.000]	12315	[PAM-69 69.000]	2.4	2.6
12	12023	[CDO-692 69.000]	12215	[KER-69 69.000]	3.3	3.1
13	12057	[ESI-69 69.000]	12091	[INC-691 69.000]	2.9	3.6
14	12281	[MIA-69 69.000]	12297	[MAG-69D 69.000]	4.3	6.1

De lo anterior, el AMM deberá establecer cuál de los valores entre las dos bases es la correcta y fundamentar su respuesta. Asimismo, deberá indicar el procedimiento para la validación de información remitida por los agentes.

## 2. Comparación de la capacidad para líneas de transmisión y transformadores:

Al utilizar la herramienta de PSSE, se observó que hubo cambios al considerar las bases RAE 2025-2026 vs PLP 2024-2025, en cuanto a la capacidad de las líneas de transmisión y transformadores siguientes:

Líneas de transmisión				Año 2026			Año 2025		
Barra A		Barra B		RATE1	RATE2	RATE3	RATE1	RATE2	RATE3
1301	[CHM-69 69.000]	1361	[CHM-34 34.500]	10	14	0	28	28	0
1429	[CHS-69 69.000]	14036	[FBC-69 69.000]	66.7	78.8	0	78.9	78.9	0
1496	[PET-34 34.500]	1754	[SEP-13 13.800]	10	14	0	11.2	11.2	0
1649	[CHI-H 0.4000]	1726	[COB-132 13.800]	1	1	0	0.8	0.8	0
12008	[ANT-691 69.000]	12503	[ANT-13 13.800]	28	28	0	20	28	0
12009	[APA-69 69.000]	12504	[APA-13 13.800]	20	28	0	14	14	0
12023	[CDO-692 69.000]	12215	[KER-69 69.000]	28.9	28.9	0	56.8	56.8	0
12052	[CVI-69 69.000]	12512	[CVI-13 13.800]	20	28	0	14	14	0
12145	[PRT-69 69.000]	12284	[IZT-69 69.000]	63.6	63.6	0	50.7	50.7	0
12214	[HFL-69 69.000]	12518	[HFL-13 13.800]	15	25	0	14	14	0
12272	[PLI-69 69.000]	12560	[PLI-13 13.800]	15	28	0	20	28	0
12279	[SMC-69 69.000]	12563	[SMC-13 13.800]	20	28	0	14	14	0
12281	[MIA-69 69.000]	12297	[MAG-69D 69.000]	66.9	79.2	0	94.4	94.4	0
12281	[MIA-69 69.000]	12565	[MIA-13 13.800]	15	25	0	20	28	0
12286	[NAR-69 69.000]	12568	[NAR-13 13.800]	20	28	0	14	14	0
12313	[ALA-69 69.000]	12314	[ALA-13 13.800]	20	28	0	10	14	0

Para el caso de los transformadores:

Líneas de transmisión				Año 2026			Año 2025		
Barra A		Barra B		RATE1	RATE2	RATE3	RATE1	RATE2	RATE3
1107	[GES-231 230.00]	3WINDTR	[GES26-B1] WND 1	195	195	0	195	234	0
1107	[GES-231 230.00]	3WINDTR	[GES26-B2] WND 1	195	195	0	195	234	0
1155	[GES-69 69.000]	3WINDTR	[GES26-B1] WND 2	195	195	0	195	234	0
1155	[GES-69 69.000]	3WINDTR	[GES26-B2] WND 2	195	195	0	195	234	0
1507	[GES-13T 13.800]	3WINDTR	[GES26-B1] WND 3	68.2	68.3	0	68.2	81.9	0
1509	[GSU-131T 13.200]	3WINDTR	[GSU16-B1] WND 3	42	42	0	35	35	0
1511	[GSU-132T 13.200]	3WINDTR	[GSU16-B2] WND 3	42	42	0	35	35	0
1522	[GES-132T 13.800]	3WINDTR	[GES26-B2] WND 3	68.2	68.3	0	68.2	81.9	0

De lo anterior, el AMM deberá establecer cuál de los valores entre las dos bases es la correcta y fundamentar su respuesta. Asimismo, deberá indicar el procedimiento para la validación de información remitida por los participantes.

### 3. Comparación de impedancias:

En cuanto a los parámetros de resistencia e impedancia para las líneas de transmisión y transformadores se observaron cambios para la época seca en demanda máxima de las bases RAE 2025-2026 vs PLP 2024-2025 entre los siguientes elementos:

Barra A		Barra B		CKT	Año 2026			Año 2025		
					R	X	B	R	X	B
1115	[JUR-138 138.00]	1609	[JUR-H1 13.800]	1	-0.00000	0.351	0	-0.00000	0.38745	0
1115	[JUR-138 138.00]	1610	[JUR-H2 13.800]	1	-0.00000	0.351	0	-0.00000	0.38745	0
1115	[JUR-138 138.00]	1611	[JUR-H3 13.800]	1	-0.00000	0.351	0	-0.00000	0.38745	0
1132	[SIQ-230 230.00]	1168	[PNT-230 230.00]	1	0.00121	0.007	0.02377	0.00087	0.00504	0.01721
1140	[PAC-230 230.00]	1219	[MAG-230 230.00]	1	0.00440	0.025	0.08673	0.00440	0.02543	0.08678
1143	[GOE-69 69.000]	12049	[CQU-69 69.000]	1	0.01569	0.07	0.00157	0.01827	0.0813	0.00183
1143	[GOE-69 69.000]	12240	[SJS-69 69.000]	1	0.02236	0.06	0.00121	0.02268	0.06191	0.00125
1162	[LPA-232 230.00]	1958	[LPA-C1 13.200]	1	-0.00000	0.44	0	-0.00000	0.14466	0
1162	[LPA-232 230.00]	1959	[LPA-C2 13.200]	1	-0.00000	0.44	0	-0.00000	0.14466	0
1165	[LUN-230 230.00]	1219	[MAG-230 230.00]	1	0.00347	0.02	0.06843	0.00346	0.01997	0.06814
1170	[SNT-231 230.00]	1171	[SNT-230 230.00]	1	0.00208	0.011	0.01421	0.00019	0.00103	0.00208
1204	[CEN-69 69.000]	12015	[AUR-69 69.000]	1	0.00898	0.035	0.00116	0.00918	0.04073	0.00092
1204	[CEN-69 69.000]	12057	[ESI-69 69.000]	1	0.01404	0.065	0.00136	0.01403	0.06473	0.00136
1204	[CEN-69 69.000]	12095	[KAM-69 69.000]	1	0.00595	0.028	0.00058	0.00697	0.0066	0.0038
1301	[CHM-69 69.000]	1361	[CHM-34 34.500]	1	-0.00000	0.603	0	-0.00000	0.3505	0
1304	[ESP-69 69.000]	1334	[ESP-132 13.800]	2	-0.00000	0.304	0	BRANCH NOT FOUND		
1348	[HUE-133 13.800]	1822	[HUE-138 138.00]	1	-0.00000	0.303	0	BRANCH NOT FOUND		
1429	[CHS-69 69.000]	14011	[RAA-691 69.000]	1	0.13561	0.433	0.00971	0.13720	0.4333	0.0088
1429	[CHS-69 69.000]	14036	[FBC-69 69.000]	1	0.14180	0.518	0.01054	0.14185	0.50748	0.01075
1430	[JAL-69 69.000]	1494	[RGR-69 69.000]	1	0.14687	0.68	0.0126	0.14680	0.67957	0.01257
1431	[RIO-69 69.000]	14052	[MDM-69 69.000]	1	0.06506	0.206	0.00042	0.06574	0.20779	0.00422
1434	[MOY-138 138.00]	1474	[MOY-13 13.800]	1	0.01636	0.306	0	-0.00000	0.30643	0
1442	[POP-69 69.000]	14052	[MDM-69 69.000]	1	0.18778	0.594	0.01207	0.18710	0.59141	0.01202
1494	[RGR-69 69.000]	14016	[CMT-69 69.000]	1	0.05623	0.256	0.0049	0.06581	0.25524	0.0049
1496	[PET-34 34.500]	1754	[SEP-13 13.800]	1	-0.00000	0.856	0	-0.00000	0.725	0
1649	[CHI-H 0.4000]	1726	[COB-132 13.800]	1	-0.00000	6.24	0	-0.00000	6.6667	0
1702	[PLA-69 69.000]	14011	[RAA-691 69.000]	1	0.06983	0.242	0.00404	0.08289	0.26178	0.00532
1715	[TFM-69 69.000]	14014	[CBA-69 69.000]	1	0.03878	0.134	0.00225	0.03930	0.13618	0.00228
12008	[ANT-691 69.000]	12503	[ANT-13 13.800]	1	0.01301	0.438	0	0.01301	0.44536	0
12009	[APA-69 69.000]	12504	[APA-13 13.800]	1	0.01211	0.434	0	0.04930	0.66241	0
12015	[AUR-69 69.000]	12315	[PAM-69 69.000]	1	0.00532	0.02	0.00045	0.00500	0.02217	0.0005
12023	[CDO-692 69.000]	12215	[KER-69 69.000]	1	0.02799	0.035	0.00053	0.01217	0.02864	0.00055
12049	[CQU-69 69.000]	12154	[ROO-691 69.000]	1	0.01523	0.053	0.00114	BRANCH NOT FOUND		
12052	[CVI-69 69.000]	12512	[CVI-13 13.800]	1	-0.00000	0.426	0	0.07600	0.63593	0

12057	[ESI-69 69.000]	12091	[INC-691 69.000]	1	0.00556	0.025	0.00066	0.00697	0.03237	0.00073
12057	[ESI-69 69.000]	12092	[INC-692 69.000]	2	0.00697	0.032	0.00074	BRANCH NOT FOUND		
12057	[ESI-69 69.000]	12100	[LCA-69 69.000]	1	0.00497	0.022	0.0005	0.00496	0.02203	0.0005
12087	[HIN-69 69.000]	12575	[HIN-132 13.800]	2	0.05009	0.581	0	BRANCH NOT FOUND		
12091	[INC-691 69.000]	12095	[KAM-69 69.000]	1	0.00943	0.044	0.00106	BRANCH NOT FOUND		
12100	[LCA-69 69.000]	12315	[PAM-69 69.000]	1	0.00344	0.013	0.00029	0.00300	0.01334	0.0003
12110	[MCR-69 69.000]	12527	[MCR-13 13.800]	1	0.01211	0.434	0	0.01882	0.44536	0
12145	[PRT-69 69.000]	12284	[IZT-69 69.000]	1	0.02623	0.067	0.00133	0.02778	0.05126	0.00124
12152	[RBR-692 69.000]	12569	[RBR-132 13.700]	1	-0.00000	0.706	0	BRANCH NOT FOUND		
12178	[SMM-69 69.000]	12574	[SMM-132 13.800]	2	0.05009	0.581	0	BRANCH NOT FOUND		
12214	[HFL-69 69.000]	12518	[HFL-13 13.800]	1	-0.00000	0.571	0	0.07600	0.63593	0
12272	[PLI-69 69.000]	12560	[PLI-13 13.800]	1	-0.00000	0.551	0	-0.00000	0.44536	0
12274	[ARR-69 69.000]	12561	[ARR-13 13.800]	1	0.01211	0.434	0	0.00760	0.44536	0
12279	[SMC-69 69.000]	12563	[SMC-13 13.800]	1	0.01211	0.434	0	0.00411	0.06507	0
12281	[MIA-69 69.000]	12297	[MAG-69D 9.000]	1	0.00842	0.037	0.00084	0.01311	0.05405	0.00114
12281	[MIA-69 69.000]	12565	[MIA-13 13.800]	1	-0.00000	0.517	0	0.00061	0.44536	0
12286	[NAR-69 69.000]	12568	[NAR-13 13.800]	1	0.01211	0.434	0	0.00760	0.06359	0
12313	[ALA-69 69.000]	12314	[ALA-13 13.800]	1	0.01211	0.434	0	-0.00000	0.73	0
12315	[PAM-69 69.000]	12316	[PAM-13 13.800]	1	0.01211	0.434	0	-0.00000	0.44536	0
14014	[CBA-69 69.000]	14015	[CBA-34 34.500]	1	0.02280	0.71	0	-0.00000	0.50702	0
14016	[CMT-69 69.000]	14017	[CMT-13 13.800]	1	0.05009	0.581	0	-0.00000	0.50968	0
14036	[FBC-69 69.000]	14037	[FBC-13 13.800]	1	0.03029	0.927	0	-0.00000	0.927	0

Los siguientes elementos representan valores de impedancias retirados de la base de datos del año 2025-2026 en comparación al año estacional 2024-2025:

Barra A	Barra B	CKT	Año 2026			Año 2025		
			R	X	B	R	X	B
1102	[ALB-230 230.00]	1151	[ESC-691 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.1636	0
1151	[ESC-691 69.000]	12177	[LLR-69 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.01769	0.07294	0.00154
1151	[ESC-691 69.000]	12282	[SAA-693 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.01884	0.07688	0.00164
1304	[ESP-69 69.000]	1348	[HUE-133 13.800]	2	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.30357	0
1305	[HUE-69 69.000]	1327	[IXY-69 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.13308	0.46148	0.00773
1334	[ESP-132 13.800]	1820	[ESP-138 138.00]	1	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.3025	0
1410	[PBA-69 69.000]	1424	[GEN-69 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.00602	0.02085	0.00035
12057	[ESI-69 69.000]	12091	[INC-691 69.000]	2	BRANCH NOT FOUND	0.00557	0.0251	0.00066
12068	[GER-69 69.000]	12569	[RBR-132 13.700]	1	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.7114	0
12087	[HIN-69 69.000]	12575	[HIN-132 13.800]	1	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.7114	0
12178	[SMM-69 69.000]	12574	[SMM-132 13.800]	1	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.7114	0

De lo anterior, el AMM deberá establecer cuál de los valores entre las dos bases es la correcta y fundamentar su respuesta.

Asimismo, deberá indicar el procedimiento para la validación de información remitida por los participantes, en virtud que, la modificación de los parámetros afecta el porcentaje pérdidas para la determinación de la Demanda Firme, los factores de pérdidas nodales, las necesidades de compensación reactiva, entre otros.

#### 4. Comparación de las impedancias de los transformadores 3WNDTR

En cuanto a la comparación de la impedancia de los transformadores de las bases RAE 2025-2026 vs PLP 2024-2025, se observó que para los mismos hay diferencias en los elementos ubicados entre las siguientes barras:

Barra A		Barra B		CKT	Año 2026			Año 2025		
					R	X	B	R	X	B
1114	[GSU-138 138.00]	3WNDTR	[GSU16-B1 ] WND 1	1	0.00028	0.11898	0	0.00000	-0.0029	0
1114	[GSU-138 138.00]	3WNDTR	[GSU16-B2 ] WND 1	1	0.00031	0.11986	0	0.00000	-0.0029	0
1137	[GOE-230 230.00]	3WNDTR	[GOE 230/69A ] WND 1	1	0.00028	-0.00629	0	0.00000	-0.07959	0
1143	[GOE-69 69.000]	3WNDTR	[GOE 230/69A ] WND 2	1	0.00022	0.07125	0	-0.00000	0.14471	0
1156	[GSU-692 69.000]	3WNDTR	[GSU16-B1 ] WND 2	1	0.00048	-0.00317	0	-0.00000	0.11824	0
1156	[GSU-692 69.000]	3WNDTR	[GSU16-B2 ] WND 2	1	0.00051	-0.00253	0	-0.00000	0.11824	0
1509	[GSU-131T 13.200]	3WNDTR	[GSU16-B1 ] WND 3	1	0.00224	0.1291	0	-0.00000	0.12414	0
1511	[GSU-132T 13.200]	3WNDTR	[GSU16-B2 ] WND 3	1	0.00209	0.12846	0	-0.00000	0.12414	0
1542	[GOE-13T 13.800]	3WNDTR	[GOE 230/69A ] WND 3	1	0.00091	0.04904	0	-0.00000	0.20418	0

Los siguientes elementos representan valores de impedancias retirados de la base de datos del año 2025-2026 en comparación al año 2024-2025:

Barra A		Barra B		CKT	Año 2026			Año 2025		
					R	X	B	R	X	B
1541	[MDM-13T 13.800]	3WNDTR	[MDM 230/69A ] WND 3	1	BRANCH NOT FOUND			0.01279	1.89893	0
14052	[MDM-69 69.000]	3WNDTR	[MDM 230/69A ] WND 2	1	BRANCH NOT FOUND			-0.00979	-1.23373	0

De lo anterior, el AMM deberá establecer cuál de los valores entre las dos bases es la correcta y fundamentar su respuesta. Asimismo, deberá indicar el procedimiento para la validación de información remitida por los agentes.

## 5. Comparación de los parámetros de secuencia 0, para líneas de transmisión y transformadores

Se observaron cambios en los parámetros de secuencia 0 de las bases PLP 2025-2026 vs 2024-2025, para el caso de las líneas de transmisión ubicadas entre las siguientes barras:

Barra A	Barra B	CKT	Año 2026			Año 2025		
			R	X	B	R	X	B
1132 [SIQ-230 230.00]	1168 [PNT-230 230.00]	1	0.00728	2367860	0.01337	0.00527	0	0.00968
1140 [PAC-230 230.00]	1219 [MAG-230 230.00]	1	0.02658	0.086	0.04878	0.02659	0.08645	0.04881
1143 [GOE-69 69.000]	12049 [CQU-69 69.000]	1	0.07138	0.231	0.00071	0.08382	0.26792	0.00083
1143 [GOE-69 69.000]	12240 [SJS-69 69.000]	1	0.06768	0.192	0.00057	0.06917	0.19836	0.00059
1165 [LUN-230 230.00]	1219 [MAG-230 230.00]	1	0.02097	0.068	0.03849	0.02088	0.06789	0.03833
1170 [SNT-231 230.00]	1171 [SNT-230 230.00]	1	0.00441	0.014	0.02871	0.00040	0.00124	0.00162
1204 [CEN-69 69.000]	12015 [AUR-69 69.000]	1	0.01489	0.144	0.0003	0.04229	0.13448	0.00043
1204 [CEN-69 69.000]	12095 [KAM-69 69.000]	1	0.02260	0.095	0.00031	0.01155	0.11154	0.00023
1304 [ESP-69 69.000]	1334 [ESP-132 13.800]	2	0.00000	0	0	BRANCH NOT FOUND		
1348 [HUE-133 13.800]	1822 [HUE-138 138.00]	1	-0.00000	0.303	0	BRANCH NOT FOUND		
1429 [CHS-69 69.000]	14011 [RAA-691 69.000]	1	0.39132	1.682	0.00516	0.40319	1.68288	0.00468
1429 [CHS-69 69.000]	14036 [FBC-69 69.000]	1	0.47938	2.015	0.00791	0.48425	2.03461	0.00504
1430 [JAL-69 69.000]	1494 [RGR-69 69.000]	1	0.60757	2.024	0.00594	0.60727	2.02272	0.00595
1431 [RIO-69 69.000]	14052 [MDM-69 69.000]	1	0.19087	0.798	0.00223	0.19284	0.80636	0.00225
1442 [POP-69 69.000]	14052 [MDM-69 69.000]	1	0.55084	2.303	0.00642	0.54887	2.29503	0.0064
1494 [RGR-69 69.000]	14016 [CMT-69 69.000]	1	0.23545	0.776	0.00228	0.10261	0.99094	0.00209
1702 [PLA-69 69.000]	14011 [RAA-691 69.000]	1	0.23599	0.781	0.0027	0.24359	1.01674	0.00283
1715 [TFM-69 69.000]	14014 [CBA-69 69.000]	1	0.13107	0.434	0.0015	0.13282	0.43942	0.00152
12015 [AUR-69 69.000]	12315 [PAM-69 69.000]	1	0.00882	0.085	0.00018	0.02299	0.07329	0.00022
12023 [CDO-692 69.000]	12215 [KER-69 69.000]	1	0.01249	0.121	0.00025	0.03260	0.09358	0.00026
12049 [CQU-69 69.000]	12154 [ROO-691 69.000]	1	0.05753	0.172	0.00051	BRANCH NOT FOUND		
12057 [ESI-69 69.000]	12091 [INC-691 69.000]	1	0.02491	0.082	0.00037	0.03025	0.10233	0.00043
12057 [ESI-69 69.000]	12092 [INC-692 69.000]	2	0.03025	0.102	0.00043	BRANCH NOT FOUND		
12057 [ESI-69 69.000]	12100 [LCA-69 69.000]	1	0.02279	0.073	0.00022	0.02279	0.07303	0.00022
12087 [HIN-69 69.000]	12575 [HIN-132 13.800]	2	0.00000	0	0	BRANCH NOT FOUND		
12091 [INC-691 69.000]	12095 [KAM-69 69.000]	1	0.03819	0.145	0.00064	BRANCH NOT FOUND		
12100 [LCA-69 69.000]	12315 [PAM-69 69.000]	1	0.00570	0.055	0.00012	0.01380	0.04411	0.00013
12145 [PRT-69 69.000]	12284 [IZT-69 69.000]	1	0.07726	0.211	0.00061	0.06636	0.23215	0.00062
12152 [RBR-692 69.000]	12569 [RBR-132 13.700]	1	0.00000	0	0	BRANCH NOT FOUND		
12178 [SMM-69 69.000]	12574 [SMM-132 13.800]	2	0.00000	0	0	BRANCH NOT FOUND		
12281 [MIA-69 69.000]	12297 [MAG-69D 69.000]	1	0.03875	0.123	0.00037	0.04686	0.21332	0.00056

Para el caso de transformadores:

Barra A			Barra B			CKT	Año 2026			Año 2025		
							R	X	B	R	X	B
1114	[GSU-138 138.00]	3WNDTR	[GSU16-B1 ]	WND 1	1	-0.00000	0.11898	0	-0.00000	-0.0029	0	
1114	[GSU-138 138.00]	3WNDTR	[GSU16-B2 ]	WND 1	1	-0.00000	0.11986	0	-0.00000	-0.0029	0	
1137	[GOE-230 230.00]	3WNDTR	[GOE 230/69A ]	WND 1	1	-0.00000	-0.00629	0	-0.00000	-0.07959	0	
1143	[GOE-69 69.000]	3WNDTR	[GOE 230/69A ]	WND 2	1	-0.00000	0.07124	0	-0.00000	0.14471	0	
1156	[GSU-692 69.000]	3WNDTR	[GSU16-B1 ]	WND 2	1	-0.00000	-0.00318	0	-0.00000	0.11824	0	
1156	[GSU-692 69.000]	3WNDTR	[GSU16-B2 ]	WND 2	1	-0.00000	-0.00253	0	-0.00000	0.11824	0	

Los siguientes elementos representan parámetros de secuencia 0 retirados de la base de datos del año estacional 2025-2026 en comparación al año 2024-2025:

Barra A	Barra B	CKT	Año 2026			Año 2025			
			R	X	B	R	X	B	
1102	[ALB-230 230.00]	1151	[ESC-691 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.1636	0	
1151	[ESC-691 69.000]	12177	[LLR-69 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.06234	0.28787	0.00076	
1151	[ESC-691 69.000]	12282	[SAA-693 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.06679	0.30696	0.00081	
1304	[ESP-69 69.000]	1348	[HUE-133 13.800]	2	BRANCH NOT FOUND	0.00000	0	0	
1305	[HUE-69 69.000]	1327	[IXY-69 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.44928	1.48824	0.00516	
1334	[ESP-132 13.800]	1820	[ESP-138 138.00]	1	BRANCH NOT FOUND	-0.00000	0.3025	0	
1410	[PBA-69 69.000]	1424	[GEN-69 69.000]	1	BRANCH NOT FOUND	0.02033	0.06727	0.00023	
12057	[ESI-69 69.000]	12091	[INC-691 69.000]	2	BRANCH NOT FOUND	0.02491	0.08185	0.00043	
12068	[GER-69 69.000]	12569	[RBR-132 13.700]	1	BRANCH NOT FOUND	0.00000	0	0	
12087	[HIN-69 69.000]	12575	[HIN-132 13.800]	1	BRANCH NOT FOUND	0.00000	0	0	
12178	[SMM-69 69.000]	12574	[SMM-132 13.800]	1	BRANCH NOT FOUND	0.00000	0	0	
1541	[MDM-13T 13.800]	3WNDTR	[MDM 230/69A ]	WND 3	1	BRANCH NOT FOUND		0.00000	0
14052	[MDM-69 69.000]	3WNDTR	[MDM 230/69A ]	WND 2	1	BRANCH NOT FOUND		-0.00000	-0.01105

De lo anterior, el AMM deberá establecer cuál de los valores entre las dos bases es la correcta y fundamentar su respuesta. Asimismo, deberá indicar el procedimiento para la validación de información remitida por los agentes.