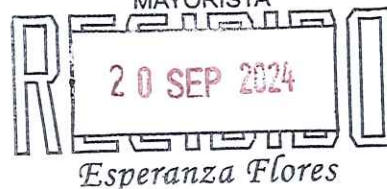


GTM-Notas2024-378

Guatemala, 19 de septiembre de 2024  
ADMINISTRADOR DEL MERCADO  
MAYORISTA

Ingeniero  
Jorge Fernando Álvarez Girón  
Gerente General  
24 avenida 15-40 Zona 10  
Ciudad



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-518-2024, el cual contiene el informe de la Versión Provisoria de la Reprogramación Anual Estacional correspondiente al período 2024-2025, por lo que, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 52 y 59 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.8.3 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, tenemos a bien remitir los requerimientos y observaciones a la versión provisoria del referido informe, las cuales se detallan en el Anexo Técnico de la presente nota.

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

Sin otro particular, nos suscribimos, atentamente.



Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz  
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
Director

**Anexo Técnico**  
**GTM-NotaS2024-378**

**OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA REPROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL  
2024-2025**

**Preámbulo de las observaciones al informe:**

Las observaciones que a continuación se presentan son en cumplimiento a lo establecido en el artículo 52 y 59 del RAMM y el numeral 1.2.8.3 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 -NCC-1-, las cuales son producto de la revisión de las referencias regulatorias al Ajuste de la Programación de Largo Plazo, y de la Reprogramación Anual Estacional del numeral 1.2.8 de la NCC-1, 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, se solicita que atienda las siguientes observaciones:**

**Requerimiento No. 1. Programación de Despacho Trimestral**

Se reitera que los requerimientos presentados a través de los oficios GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-84 continúan vigentes, sobre los cuales el AMM aún no ha informado de ninguna acción a la CNEE. Con relación a el Programa de Despacho Trimestral, es fundamental destacar que, considerando los informes remitidos mediante los oficios GG-330-2023, GG-640-2023, GG-149-2024, GG-177-2024 y GG-361-2024 resulta imperativo actualizar las disposiciones normativas que incluyan y desarrollen, dentro de dicho programa, los requerimientos de combustibles, considerando diferentes sensibilidades y probabilidades de ocurrencia, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado, tomando en cuenta que el período de esta programación finaliza en un mes crítico para el sistema.

Además, es importante que exista coherencia entre la información utilizada para la Programación de Despacho Trimestral, correspondiente al periodo octubre-diciembre de 2024, y la Reprogramación Anual Estacional, observación que ha sido formulada y solicitada desde el año 2022.

**Requerimiento No. 2 Bloques de demanda**

De conformidad con lo establecido en el artículo 53 del RAMM y el pronunciamiento indicado en el oficio GG-640-2023, se solicita que implemente en la versión definitiva y en las programaciones siguientes un análisis con una resolución de 24 horas de la demanda, derivado que mantener los 9 bloques no permite evidenciar potenciales períodos críticos desde el punto de vista del despacho. Esta situación ha sido requerida previamente mediante los oficios GTM-NotaS2020-55, GTM-NotaS2020-173, GTM-NotaS2020-185, GTM-NotaS2021-40, GTM-NotaS2021-116, GTM-NotaS2022-130, GTM-NotaS2023-62 y GTM-

NotaS2023-194 tomando en cuenta que, en consideración de esta Comisión no ha sido debidamente sustentada la utilización de los 9 bloques para representar la demanda.

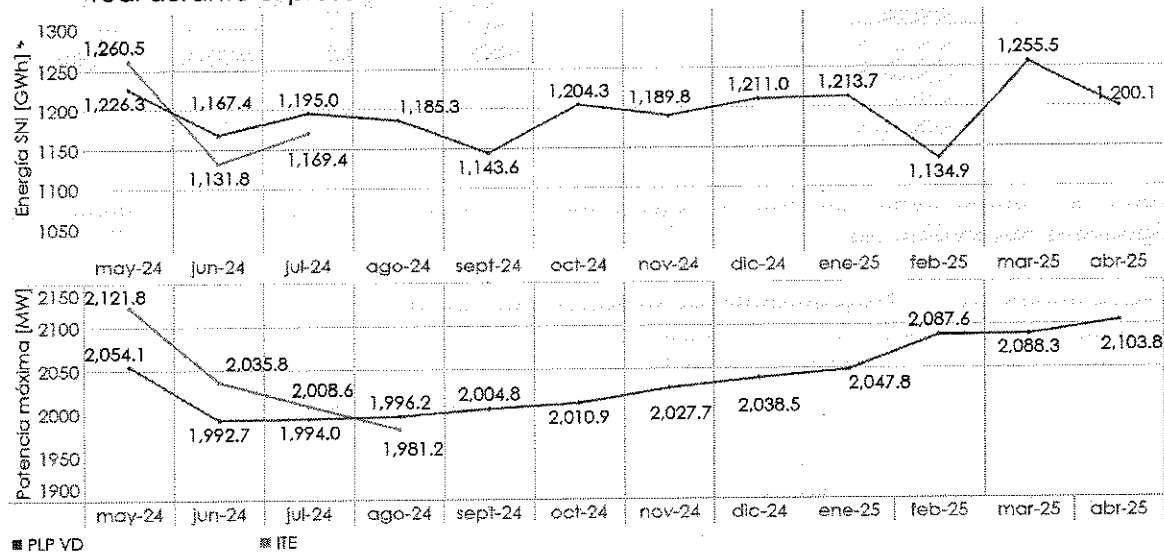
**Requerimiento No. 3 Riesgos de desabastecimiento**

De conformidad con lo establecido en el literal c) del artículo 44 de la LGE y el literal b) del artículo 54 del RAMM, y considerando las posibles condiciones climatológicas adversas y crecimiento de la demanda, es imperativo que el AMM incorpore y cuantifique los riesgos de desabastecimiento en la Reprogramación Anual Estacional, que no están presentes en la versión provisoria. Medianamente el AMM ha valorado los riesgos de desabastecimiento con el análisis contenido en el oficio GG-149-2024, entre otros riesgos, sin embargo, se requiere que para esta programación y la subsiguientes sea más exhaustivos y concluyente.

**Adicionalmente, se solicita que atienda lo siguiente:**

**Observación 1: Demanda de Energía y Potencia**

a) Remita un análisis cuantitativo (se ilustran las diferencias) 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 2024-2025, respecto a la Programación de Largo Plazo 2024-2025 Versión Definitiva.
- c) Confirme si el procedimiento remitido mediante el informe técnico GG-361-2024 respecto a la elaboración del modelo de pronóstico utilizando redes neuronales es el mismo que empleó en la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva 2024-2025. En caso contrario, especifique los cambios en el modelado y parámetros para la realización de la Reprogramación Anual Estacional Versión Provisoria.
- d) Al respecto de la base de datos de E-Views remitida:
  - i. Consideramos importante que remita la base de datos ejecutada, mediante el cual se obtuvieron los resultados presentados en la sección 6. Anexos de la Reprogramación Anual Estacional VP 2024-2025, asimismo, sea remitida la base de datos ejecutada correspondiente a cada una de las siguientes Programaciones de Largo Plazo y Reprogramaciones de Largo Plazo.

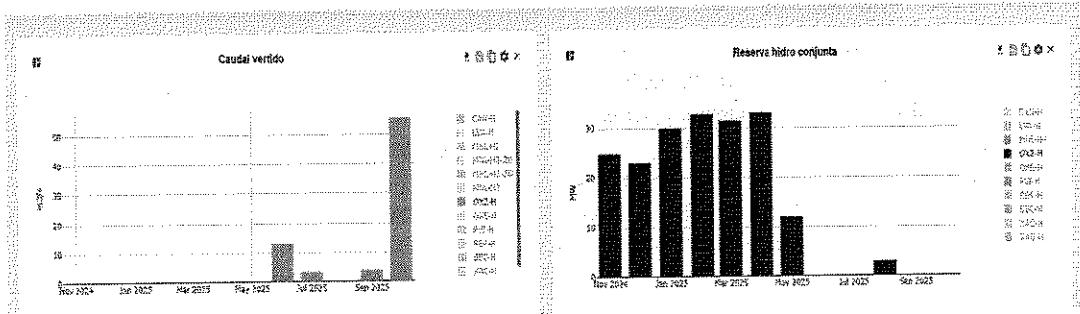
- ii. La memoria de cálculo con la cual se determinó el valor máximo de los modelos comparados y utilizados para la estimación de la serie final de Energía y de Potencia.
- e) De conformidad con lo establecido en el artículo 53 del RAMM y para dar mayor claridad en los modelos matemáticos de optimización 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, así como también, las ecuaciones o restricciones que representan cada una de las reglas definidas en la normativa, o sea, que funcionalidades del modelo SDDP utiliza o tiene activas, en el entendido que el AMM no tiene activas todas funcionalidades de dicho modelo, para la elaboración de la reprogramación.

### **Observación 2: Exportaciones**

- a) Se reitera la observación que, no se deben incluir las estimaciones de exportaciones o importaciones de oportunidad en la base de datos del SDDP, lo cual fue mencionado en la GTM-NotaS2024-84, ya que, entre otros, considerar intercambios de oportunidad con otros mercados no permite evidenciar si la demanda nacional se puede cubrir completamente con la producción nacional, con el objetivo de identificar posibles escenarios de desabastecimiento.
- b) Indique cuáles fueron los ajustes en los criterios o premisas utilizados para considerar que la exportación para el horizonte de la Reprogramación Anual Estacional tendrá un comportamiento diferente respecto al estimado en la Programación de Largo Plazo 2024-2025.
- c) Conforme a lo indicado en la literal anterior, emita su pronunciamiento sobre las diferencias entre lo planificado en la PLP y los resultados de la operación en las interconexiones. Asimismo, realice una sensibilidad sin considerar las interconexiones, a tal efecto, se adjunta escenario (Sensibilidad 5), el cual no considera las interconexiones, como sugerencia para que el AMM, en cumplimiento de su responsabilidad, realice los análisis correspondientes, ya que el AMM es el responsable de realizar la PLP, así como de sus ajustes, de acuerdo con lo estipulado en los artículos 52 y 59 del RAMM.
- d) En todo caso, al atender el AMM la observación 10 del presente anexo, podría incluir las transacciones internacionales como demanda elástica en un escenario particular, otorgándole al mismo una probabilidad de ocurrencia.

### **Observación 3: Condiciones Hidrológicas**

- a) Remita su pronunciamiento respecto al hecho de que, se observa en la base de datos del SDDP que el costo de vertimiento es igual a cero para todas las centrales hidroeléctricas, es decir, verter no tiene consecuencias económicas dado que al modelo le resulta igual verter en cualquier hora, por lo que, no se tendría una minimización del costo total operativo. Otro de los inconvenientes al no asignarle valores a los vertimientos, es que, se podrían estar asignando reservas a caudales en vertimiento, contrario a lo indicado en el artículo 76 del RAMM. La siguiente gráfica ilustra el hecho de que una central a la cual se le asignó reserva también se considera que estará en vertimiento para el mismo mes, en la base de datos del SDDP de la Reprogramación Anual Estacional 2024-2025, tal y como se ilustra a continuación.



- b) 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 que el AMM aplica, 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 reprogramación, versión provisoria. Con relación a las condiciones hidrológicas informadas, indique los resultados de la aplicación de la metodología de años análogos, 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.
- c) Remita la información declarada por Chixoy al respecto del nivel del embalse, en caso este la haya declarado, asimismo la justificación técnica de los parámetros que han cambiado para modificar el pronóstico del nivel del embalse para los meses de febrero, marzo y abril 2025.
- d) Explique y detalle los criterios técnicos que justifican incluir el modelado en la base de datos de SDDP, la restricción individual de almacenamiento para el volumen mínimo y el volumen operativo máximo del embalse de Chixoy, correspondiente a los meses de abril a diciembre de 2025, considerando que el volumen mínimo indicado es de 79.2938 hm<sup>3</sup> y el volumen máximo es de 129.534 hm<sup>3</sup>, se solicita la justificación técnica para restringir el embalse a un volumen máximo indicado, dado que dicha limitación parece contradecir el objetivo de la Programación de Largo Plazo, que es optimizar las variables operativas. Con esta restricción, podría aumentar el costo operativo en comparación con un escenario sin la misma, al no permitir que el modelo optimice adecuadamente la gestión del embalse. Cabe señalar que esta observación ya fue planteada en el oficio GTM-NotaS2024-84 para ser tomada en consideración.
- e) Conforme a lo indicado en la literal anterior, realice una sensibilidad sin considerar el volumen meta de Chixoy. Al respecto se adjunta escenario (Sensibilidad 4) el cual no considera la restricción del embalse de Chixoy (volumen meta), como una sugerencia para que el AMM, en cumplimiento de su responsabilidad, realice los análisis correspondientes, de acuerdo con lo estipulado en los artículos 52 y 59 del RAMM.
- f) Indique el motivo por el cual se considera que en junio de 2025 el caudal entrante para Chixoy será de 189 m<sup>3</sup>/s, según se observa en la base de datos de SDDP, ya que durante los últimos años los valores proyectados por parte del INDE han resultado ser menores, según la información anual presentada con base en el artículo 35 del RAMM. Asimismo, enumere los años en los cuales los caudales

entrantes para Chixoy fueron como mínimo 189 m<sup>3</sup>/s e identificar si dichos años presentaron condición de niña, niño o neutral.

- g) 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 entre la versión provisoria de la Programación de Largo Plazo y su versión definitiva, lo cual ya ha sido observado en la nota GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2023-194, asimismo, entre la Programación de Largo Plazo versión definitiva y la Reprogramación de Largo Plazo versión provisoria.

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

- a) 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 SDD PLP (MW)
GRANJA PEDRO DE ALVARADO	1.5	1
GRANJA SOLAR LAS PILAS	3.5	3.6
PARQUE SOLAR OBISPO	5	4.88
SAN ANTONIO EL SITIO	52.8	50
VIENTO BLANCO	23.1	21

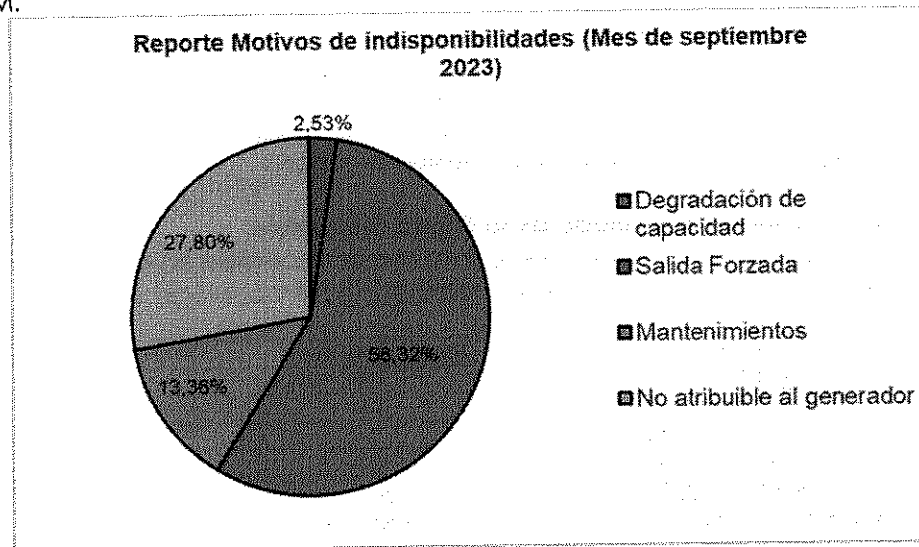
- b) Indique si consideró la variación de la oferta de los ingenios. Asimismo, remita copia de las comunicaciones que hayan realizado los participantes al respecto de ingresos o retiros de centrales al momento de la elaboración de la Reprogramación Anual Estacional.
- c) Indique los criterios para considerar en la Reprogramación Anual Estacional Versión Provisoria a la central hidroeléctrica OXEC como oferta disponible tomando en cuenta su indisponibilidad.
- d) Se solicita que se especifique si las centrales listadas han llevado a cabo la prueba de Potencia Máxima conforme a la calendarización publicada en la PLP VD hasta la fecha 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 Reprogramación Anual Estacional. Asimismo, explique los motivos por los cuales no se calendarizo ninguna prueba de Potencia Máxima a las centrales Hidráulicas.

Pruebas de Potencia Máxima Mayores a 30 MW NO Calendarizadas en la RAE			
NEMO	CENTRAL	POTENCIA (MW)	FECHA
REN-H	RENACE	65.1591	2/07/2024
RE2-H	RENACE II	107.197	2/07/2024
RE3-H	RENACE III	67.016	2/07/2024
RE4-H	RENACE IV	51.234	2/07/2024

Asimismo, indique los motivos por los cuales se recalendarizó dicha prueba para las centrales San José y Tampa.

- e) 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, se ilustran las indisponibilidades para el mes de septiembre de 2023. Esto tomando en cuenta que el software SDDP permite modelar este criterio y que existe 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, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-84. Al respecto se adjunta

escenario (Sensibilidad 2), el cual incluye las indisponibilidades históricas, como una sugerencia para que el AMM, en cumplimiento de su responsabilidad, realice los análisis correspondientes, de acuerdo con lo estipulado en los artículos 52 y 59 del RAMM.



**Observación 5: Costos Variables de Generación y validación de la información**

- Remita en formato editable de Excel, la información de la proyección de precios de Combustibles Nov 2024 – Abr 2025, 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.
- En atención del literal anterior, se solicita que evalúe el resultado de los Costos Variables de Generación -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.
- 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. De no haberse logrado dicho acuerdo, explique las razones por las cuales no se informó sobre la no validación de esta información en la Reprogramación Anual Estacional Versión Provisoria.

**Observación 6: Abastecimiento de combustible**

Se solicita que el AMM tome en consideración las restricciones y riesgos asociados al suministro de combustible, derivados de la incertidumbre en los precios y la disponibilidad en el mercado internacional. Asimismo, es fundamental que el AMM establezca los requisitos de volúmenes mínimos de combustible que deben estar garantizados durante períodos críticos, contemplando diferentes escenarios, con el objetivo de garantizar el suministro continuo de energía eléctrica.

En este sentido, es imperativo que el AMM realice un análisis de las restricciones y riesgos vinculados al abastecimiento de combustible. A partir de dicho análisis, el AMM deberá incorporar en su programación y ajustes las medidas y acciones necesarias para garantizar el suministro eléctrico como el abastecimiento de combustible, anticipándose a una posible



declaración de emergencia en el Sistema Nacional Interconectado, conforme lo estipulado en el artículo 17 del RAMM. Es fundamental que el AMM implemente dichas medidas y acciones antes de proceder con lo establecido en el artículo relacionado.

**Observación 7: Determinación de la Máquina de Falla**

- a) Se solicita verificar la consistencia entre las bases de datos de SDDP y la información publicada en el Informe de Reprogramación Anual Estacional, versión provisoria. En particular, se requiere una explicación detallada sobre las variaciones observadas en el valor del Costo de Falla (US\$/MWh) utilizado en la optimización en comparación con el publicado en el informe.

Informe RAE Costo de Falla (US\$/MWh)	BD SDDP Costo de Falla (US\$/MWh)
1,887.07	1,883.07

- b) Considerando que actualmente existen unidades con CVG calculados por el AMM, que son superiores al costo del primer escalón calculado de conformidad con el numeral 4.4.3 de la NCC-4 para la modelación de la máquina de falla, cabe indicar que el AMM deberá evaluar que, ante escenarios de precios altos de combustibles, se vuelve más probable el alcanzar el costo del primer escalón. En todo caso, el AMM debería aplicar lo establecido en el A1.2.4.3.5 de la NCC-1 para los fines de la reprogramación de largo plazo.
- c) Informe si el AMM va a remitir alguna propuesta en atención a lo indicado en la Observación 6 de la nota GTM-Notas2023-62, tomando en consideración que para otros aspectos regulatorios ha tomado la iniciativa de realizar propuestas.
- d) Explique detalladamente sobre las variaciones observadas en el valor del Costo de Falla (US\$/MWh) utilizado para la realización de la Programación Diaria del 2 de mayo de 2024 y los valores publicados en la Programación de Largo Plazo 2024-2025, si para el 2 de mayo de 2024 debió utilizar el costo de la PLP VD.

Segmento (%)	BD 2-may-2024 Costo de Falla (US\$/MWh)	BD PLP VD 2024-2025 Costo de Falla (US\$/MWh)
2	400	300.85
3	450	376.06
5	500	451.28
90	550	1880.32

**Observación 8: Determinación de los servicios complementarios y cuantificación de los márgenes de reserva.**

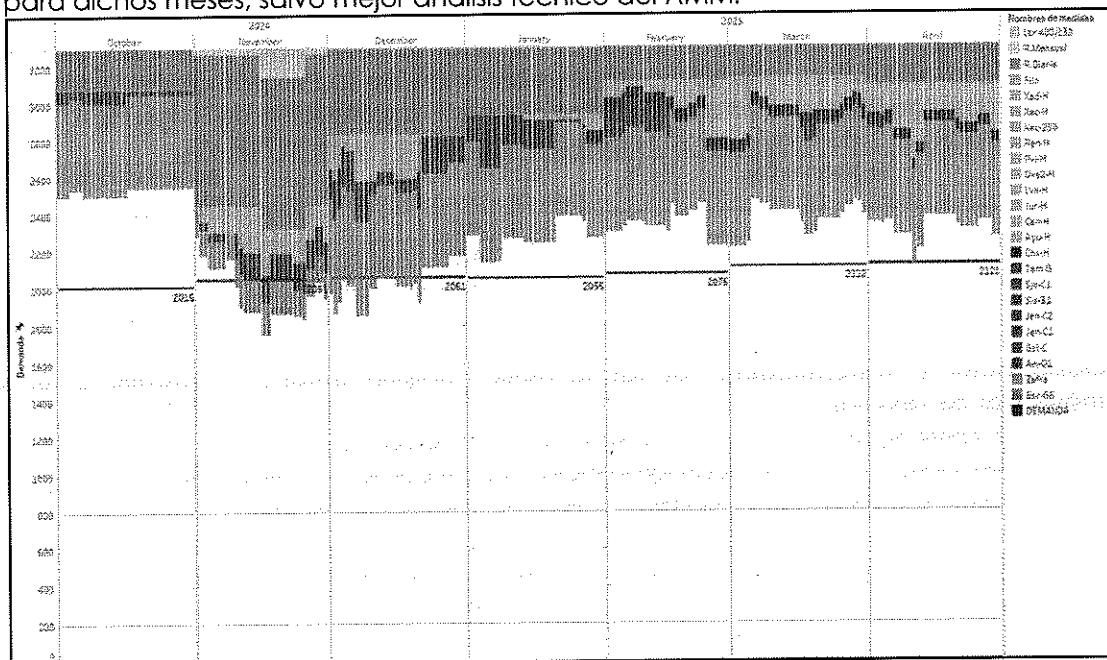
- a) El AMM sigue sin cumplir la instrucción contenida en la resolución GJ-ResolFin2023-249 para la presente reprogramación, la cual se encuentra firme y está vigente.
- b) Indique el estado actual del proceso de aplicación del Servicio Complementario de Reserva Fría. Además, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 54, literal c), y 55, literal a), del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, especifique si los estudios técnicos y económicos han determinado la necesidad de implementar dicho servicio de Reserva Fría.
- c) De conformidad con el numeral A.8.3.3 de la NCC-8, informe si las unidades listadas en la tabla de Reserva Rápida de la versión provisoria y definitiva en la Reprogramación Anual Estacional remitieron la información de características técnicas o alguna modificación al respecto, adjuntando la documentación de respaldo correspondiente.
- d) Explique porque fueron incluidas en la Reprogramación Anual Estacional, la Unidad 1 de la central hidroeléctrica Renace y la Unidad 2 de la central hidroeléctrica Jurún Marinalá para la prestación del servicio de RRO, considerando que dichas unidades se encuentran indisponibles desde 2023.



- e) En atención de lo establecido en el literal d) del Artículo 54 y del literal a) del Artículo 55, ambos del RAMM, remita el análisis técnico que justifica que no sean actualizados los márgenes de reserva rodante operativa, considerando el numeral A4.2.2 de la NCO-4.

**Observación 9: Mantenimientos**

- a) Se reitera la importancia de incluir como parte de la versión definitiva el análisis y la metodología aplicada para la programación de los mantenimientos mayores, tanto de transporte como de generación, con el objetivo de minimizar el sobrecosto de operación, tal como lo establece el artículo 64 del RAMM. Este análisis debe incluir los resultados de los mantenimientos mayores que fueron aceptados por el AMM, asegurando que no vulneren los márgenes de reserva operativos requeridos. Cabe señalar que esta observación ha sido previamente formulada para que sea tomada en cuenta en los oficios GTM-NotaS2020-55, GTM-NotaS2020-185, GTM-NotaS2023-62, GTM-NotaS2023-194 y GTM-NotaS2024-84.
- b) Con relación al inciso anterior, se solicita el análisis técnico que sustente la minimización del sobrecosto operativo y el impacto en el despacho, justifique la programación de los mantenimientos de las unidades San José, Arizona, Escuintla Gas 5, San Isidro, Térmica, Genosa, Aguacapa, HidroCanada, Jurún Marinalá, Renace y Xacbal, previstos para los meses de noviembre y diciembre de 2024, ya que como se muestra en la siguiente gráfica, la oferta nacional no cubrirá la demanda nacional para dichos meses, salvo mejor análisis técnico del AMM.



- c) Asimismo, se solicita información sobre el mantenimiento de la línea de transmisión Los Brillantes-México.
- d) El AMM debería buscar, conforme sus facultades, modular los mantenimientos en el período de estudio para que la mayor oferta de generación se encuentre disponible en los meses más críticos (noviembre, diciembre, abril y mayo), agradecemos confirmar que se está aplicando este lineamiento de seguridad operativa.

**Observación 10: Evaluación de escenarios y confiabilidad de la generación**

En virtud de las previsiones que se tienen para los meses de verano del año 2025, es pertinente lo siguiente:

- a) 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 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.
- b) 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, para la Reprogramación Anual Estacional versión definitiva, y 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.
- c) 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.
- d) 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 combustible 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 tanto se recomienda realizar sensibilidades considerando la situación actual en los mercados internacionales, que tiene efectos en los precios de combustible, 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.
- e) Se solicita que explique el motivo para incluir una tasa de descuento en la PLP considerando que no se encuentra dentro de la normativa y al considerar una sensibilidad al respecto cambia el resultado del despacho. Se adjunta escenario (Sensibilidad 3) al respecto, como una sugerencia para que el AMM, en cumplimiento de su responsabilidad, realice los análisis que correspondientes, de acuerdo con lo estipulado en los artículos 52 y 59 del RAMM.

**Observación 11: Sobre los estudios eléctricos y restricciones operativas en el SNI**

- a) En cada versión provisoria es imperativo que el AMM remita las bases de datos de los estudios eléctricos de seguridad operativa que permitan a la CNEE analizar las premisas y criterios con los que fueron elaborados para realizar observaciones más oportunas a los resultados de estos. No enviarlas limita a la Comisión completar el análisis y revisión correspondiente. Este requerimiento no ha sido atendido por el AMM

en varias programaciones emitidas por lo cual se requiere que, en adelante, tanto para la Programación como para la Reprogramación de Largo Plazo, en sus versiones provisorias, se remitan dichas bases de datos de forma conjunta con los informes correspondientes.

- b) Es importante identificar los elementos del SNI que se encuentran, o que a corto plazo estarán en condición de sobrecarga y las acciones a seguir para subsanarlo, para lo cual es importante que la demanda que se modele sea acorde a los valores que se esperan en cada nodo en función de la proyección de demanda de potencia activa y reactiva estimada.
- c) Explique cuál es la política operativa que el AMM ha implementado para llevar a cabo las maniobras en los bancos de reactores de la red radial de 230 kV a las que se refiere en el numeral 1.10.1.1 del informe.
- d) Indique los puntos de la red de 69 kV en los cuales, en el corto plazo, es necesaria la instalación de compensación reactiva, en atención a lo indicado en el numeral 19 de la sección 1.10.1.8 del informe; asimismo, indique los valores de compensación reactiva necesarios a instalar en el caso de la sensibilidad en la que se considera fuera la subestación Modesto Méndez, conforme lo indicado en el numeral 1.10.1.3. Explique adicionalmente, el método de proyección de la potencia reactiva en cada nodo del sistema para evaluar la seguridad operativa, incluyendo como pondera y evalúa con dicha proyección si se cumple el factor de potencia de 0.9 inductivo en todos los escenarios.
- e) Sobre los escenarios de demanda considerados para el análisis, indique los que identifica como los más críticos y su razonamiento al respecto, asimismo, confirme si los mismos reducen su criticidad a partir de las obras a las que se refiere en el numeral 1.10.1.9 del informe o indique si existen obras adicionales que deban considerarse para el efecto.
- f) Indique las subestaciones en la Zona Occidental en las cuales se identificó la necesidad de aumentar la capacidad de transformación, asimismo, mencione las transferencias de carga que deben ser realizadas para evitar condiciones de sobrecarga.
- g) De las obras identificadas en el numeral 1.10.1.6 del informe, identifique las más críticas o relevantes para la operación seguridad y con calidad del SNI y explique la razón para cada una de ellas. Asimismo, realice el mismo análisis para las obras identificadas en el numeral 1.10.1.9 del informe.
- h) Para cada esquema de control suplementario listado en el numeral 1.10.1.7 del informe, indique y correlacione las obras o grupo de obras necesarias a implementar para que la contingencia o condición que estos atienden sea superada.
- i) Identificar los puntos de conexión de los distribuidores y grandes usuarios que históricamente no han cumplido con el factor de potencia establecido en el artículo 23.2 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones, asimismo, indique la compensación reactiva necesaria para subsanar el factor de potencia de estos nodos y quien es el responsable de implementarla.
- j) Considerando los elementos del SNI con alta recurrencia de fallas, indique si estos presentan una condición que no permita el correcto funcionamiento del SNI e indique las medidas y acciones necesarias que permitan solucionarlo.
- k) En cuanto a los refuerzos que deben ser agregados para la Zona Central, según lo indicado por el AMM en su informe, es necesario mencionar que algunas ampliaciones ya fueron aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, las cuales se detallan a continuación:

Ampliaciones indicadas por el AMM	Ampliaciones aprobadas por la CNEE	Numeral	Resolución
Arazola	Reemplazo de transformador 14 a 28 MVA	3.6	CNEE-18-2021

Las Flores	Reemplazo de transformador 14 a 28 MVA	3.8	CNEE-18-2021
Rodríguez Briones	Instalación segundo transformador 14 MVA	3.17	CNEE-18-2021
San Isidro	Reemplazo de transformador 14 a 28 MVA	3.14	CNEE-18-2021
Santa María Márquez	Instalación segundo transformador 14 MVA	3.27	CNEE-18-2021
Santa María Cauque	Reemplazo de transformador 14 a 28 MVA	3.16	CNEE-18-2021
Santa Lucía	Instalación segundo transformador 14 MVA	3.26	CNEE-18-2021
Kaminal	Instalación segundo transformador 14 MVA	3.7	CNEE-42-2024
San Juan Sacatepéquez	Reemplazo de transformador 14 a 28 MVA	3.3	CNEE-18-2021

- l) Considerando las ampliaciones autorizadas indicadas en la tabla anterior, indicar si estas atienden algunas de las necesidades identificadas en el informe de Reprogramación Anual Estacional 2024-2025 en su versión provisoria.
- m) El AMM debería determinar listar que inversiones en el sistema nacional interconectado pueden sustituir algunos esquemas de control suplementarios implementados y considerados dentro de los estudios de seguridad operativa.

### Observación 12: 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 2024-2025

Enlace de descarga: <https://tinyurl.com/OBSRAEVP>  
Contraseña: \$9v64PJP