

GTM-Notas2024-84

COPIA

Guatemala, 14 de marzo de 2024

ANM RECIBIDO 14MAR'24 14:44

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

ADMINISTRADOR DEL MERCADO
MAYORISTA
RECIBIDO
14 MAR 2024
Esperanza Flores

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-155-2024, que contiene el informe de la Versión Provisoria de la Programación de Largo Plazo correspondiente al Año Estacional 2024-2025, 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 aquí 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


Ingeniera Claudia Marcela Peláez Pérez
Directora


Licenciado Jorge Guillermo Araúz Aguilar
Director



Adjunto:

- Anexo I Observaciones
- Anexo II e Infograma PLP 2024-2025 mediante código QR

Anexo I
GTM-NotaS2024-84

**OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO
2024-2025**

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 2024 y la Programación de Largo Plazo 2024-2025, 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 2024-2025 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.

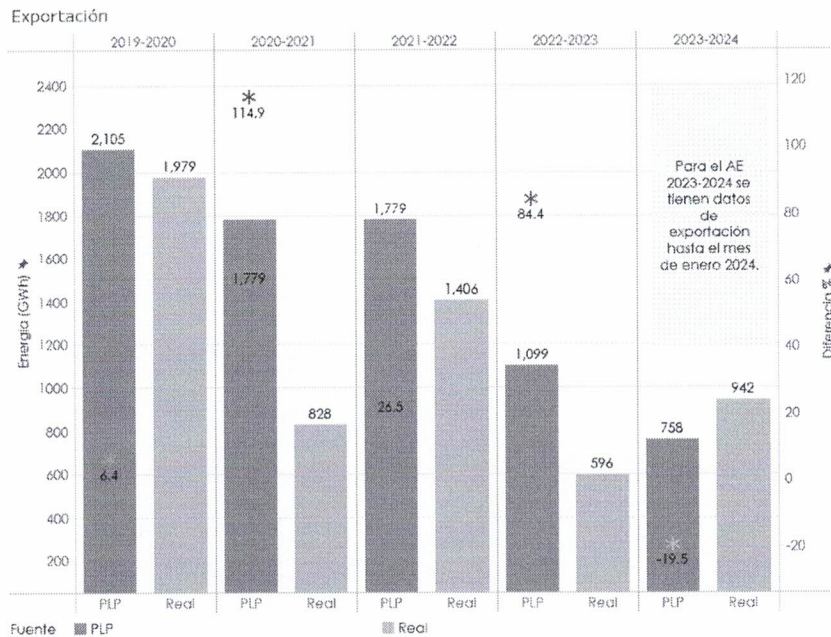
Adicionalmente, se solicita que atienda lo siguiente:

Observación 1: Sobre la demanda de energía y potencia

- a) Aclarar o explicar cuál es criterio estadístico que sustenta utilizar el máximo valor mensual de cuatro distintos modelos, para determinar la serie estimada final de la Energía y cual es el criterio estadístico que sustenta utilizar el máximo valor mensual de tres distintos modelos, para determinar la serie estimada final de la Potencia; en lugar de utilizar un único modelo de pronóstico, tanto para la Energía como para la Potencia, dado que la información del informe no permite visualizar los beneficios de dichas metodologías.
- b) Indicar cuáles son los tres modelos considerados, para tomar el máximo dato mensual para determinar la serie estimada final, dado que la sección 1.1.2.2 dice que se utilizaron al menos cinco modelos, pero no dice cuáles son los 3 entre: SARIMA(4,1,7)(2,1,1)₁₂; TRAMO-SEATS(ARIMA(0,1,1)(0,1,1)); X13(ARIMA(0,1,1)(0,1,1)); modelo de rezagos autorregresivos y distribuidos con variables exógenas y suavizamiento exponencial ETS (M, M, M); modelo de inteligencia artificial Red neuronal con 59 capas ocultas y regularización Bayesiana.
- c) Explique detalladamente el procedimiento utilizado para la elaboración del modelo de pronóstico utilizando redes neuronales, especificando cuales fueron las capas de entradas consideradas en los modelos; así mismo, haga llegar los archivos, explicaciones o bases de datos que le permitan a la CNEE reproducir los resultados.
- d) Al respecto de la base de datos de E-Views remitida:
 - d.i) Consideramos importante explique paso a paso el procedimiento mediante el cual se obtuvieron los resultados presentados en la sección 6. Anexos de la PLP VP 2024-2025, asimismo, que remita la base de datos ejecutada.



- d.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, en la cual se emplearon 4 modelos, y de Potencia, en la cual se emplearon 3 modelos.
- e) Explique detalladamente en la versión definitiva el valor de Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda -CAD-, incluyendo el valor en MW que corresponde a las pérdidas y a cada reserva, asimismo incluya el valor de DMP que fue utilizado para este cálculo. En todo caso, haga llegar, en archivo editable, los cálculos que sustentan el valor del CAD.
- f) 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:
- f.i) Representar a las exportaciones de oportunidad como una demanda elástica y no inelástica como fue incluida, por las características que tienen.
 - f.ii) Claramente indicar los criterios o premisas para determinar que el valor de exportación para el horizonte de la Programación de Largo Plazo será de 999.75 GWh, dado que no está sustentado.
 - f.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 para la configuración de centrales hidroeléctricas, considerando que esto es una restricción de generación forzada.
 - a.ii) La restricción de generación de 30 MW para la central hidroeléctrica Chixoy, considerando la restricción de caudal mínimo turbinable que también se modela por un monto de 7.5 m³/s, básicamente existe doble restricción.
 - a.iii) La restricción individual de almacenamiento para volumen mínimo y volumen operativo máximo del embalse de Chixoy para los meses desde abril a diciembre de 2025, considerando que el volumen mínimo indicado es de 79.2938 hm³ y el volumen máximo es de 317.435 hm³, explicar detalladamente la justificación técnica para restringir el embalse a un volumen entre 129.53 hm³ y 135.42 hm³ en el mes de abril 2025. Es posible que esta restricción incremente el costo operativo respecto al costo operativo que resultaría sin incluir dicha restricción, porque no se está permitiendo que el modelo optimice el embalse.
- b) Remita en formato editable de Excel, la metodología utilizada para la proyección de los precios de los carburantes 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 proyección del STEO sin ajustes, considerando que la información publicada es el resultado de un cálculo que considera la proyección junto con otros parámetros y funciones determinados por el AMM.
- 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 2024, 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.
- 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) 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 PLP (MW)	BD SDD PLP (MW)
CHOLOMA	9.653	9.597
PANAN	7.522	7.547
PALÍN II	4.222	4.249
HIDROELÉCTRICA EL CAFETAL	8.55	8.507
HIDROELÉCTRICA FINCA LORENA	4.456	4.479
HIDROELÉCTRICA EL CORALITO	1.927	1.94
GENOR	39.418	39.743
TULULÁ	5.667	4.685
TULULÁ 4	10.186	11.085
GENERADORA COSTA SUR	0	30.231

En todo caso, es importante que informe sobre la disponibilidad de Generador Costa Sur.

- g) Incluya la información que corresponde a las modificaciones 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 y GTM-NotaS2023-62.



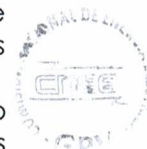
- h) Explique y aclare porque tiene razones fundadas para incluir en la programación las cinco unidades búnker de Las Palmas y, en su caso, para no incluir, las unidades del generador Ocultún y OOXol.
- i) Aclare si fueron consideradas como oferta disponible Central Hidroeléctrica El Edén y Central Planta Extractora de Aceite Palma Sur, indique su fecha de inicio de operación comercial.
- j) Indique cual es el margen de error que tiene el despacho resultante del SDDP, por no incluir los generadores que a continuación se listan:

CENTRAL	Informe PLP (MW)	BD SDD PLP (MW)
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL	0.784	NO APARECE
GAS METANO GABIOSA	1.056	NO APARECE
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL FASE II	2.627	NO APARECE
BIOMASA SANTA ANA	1.062	NO APARECE

- k) 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
GEN-B	GENOR	39.902	12/05/2020
GSL-C	GENERADORA SANTA LUCIA NZ	45.234	23/06/2021
ISI-B	GENERADORA SAN ISIDRO	57.561	1/07/2019
LVA-H	HIDROELÉCTRICA LAS VACAS	41.219	5/11/2020
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5 Z	45.109	10/02/2021
PGO-B2	PALO GORDO BLOQUE 2 Z	31.836	28/03/2022
PNT-B3	PANTALEON BLOQUE 3 Z	56.16	6/01/2021
SAA-B2	SANTA ANA BLOQUE 2 Z	45.406	12/12/2019
TER-B2	TERMICA B2	30.532	26/05/2020

- l) 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 las versiones provisoria y definitiva. Este aspecto ya ha sido observado en la nota GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2023-194, asimismo que indique el nivel de confianza y de significancia de los pronósticos de caudales la versión definitiva de la PLP, y en futuras publicaciones.
- m) 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.



Observación 3: Sobre los resultados del despacho

a) Se solicita la consistencia en las bases de datos de SDDP y lo publicado en el informe de la Programación de Largo Plazo 2024-2025 versión definitiva, o en todo caso se indique la razón por la cual los resultados de la optimización y lo publicado en el informe presentan variaciones, sobre lo siguiente:

a.i) El programa de despacho que se presenta a continuación presenta las siguientes variaciones, por lo que es necesario aclarar la información publicada.

Fecha	Central	Programa Despacho BD SDDP	Programa Despacho Informe PLP 2024-2025	Diferencia [GWH]
2025 marzo	Chixoy	75.94834	98.56	-22.6117
2025 abril	Chixoy	112.1721	90.87	21.3021
2025 marzo	Arizona	22.128013	0.66	21.4680
2025 abril	Arizona	19.663603	41.66	-21.9964

a.ii) La cota de Chixoy presenta las siguientes variaciones, por lo que es necesario aclarar la información publicada.

Mes	Cota (msnm) Publicado	Cota (msnm) SDDP
Enero	800.21	800.28
Marzo	790.67	792.92

a.iii) La generación de energía del parque generador hidroeléctrico presenta las siguientes variaciones, por lo que es necesario aclarar la información publicada.

Descripción	Informe PLP (GWh)	BD SDD PLP (GWh)
Generación hidráulica	6,337.99	6,340.92

Observación 4: Sobre los riesgos de vertimiento y de desabastecimiento

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-330-2023, en atención de la observación 3 del oficio GTM-NotaS2023-62. 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) 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 ha emitido la opinión a la que se refiere el artículo 17 del RAMM, se realizan las siguientes observaciones:

b.i) Con relación a las condiciones hidrológicas informadas, indique los resultados de la aplicación de la metodología de años análogos, así mismo, en la versión definitiva publique un resumen de las razones técnicas por las cuales se mantienen o se modifican las premisas de condiciones hidrológicas entre la versión provisoria y la versión 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, en especial 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 y GTM-NotaS2023-194.

b.ii) 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 y GTM-NotaS2023-194.
En todo caso,

- b.iii) 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 y GTM-NotaS2023-194.
- c) 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, que tiene efectos en los precios 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 y GTM-NotaS2023-194.
- d) Considerando el riesgo que supone que se presenten condiciones hidrológicas desfavorables debido al fenómeno de El Niño durante los meses de mayo, junio y julio de 2024, y el riesgo de vertimiento que supone el fenómeno de La Niña durante el trimestre agosto, septiembre y octubre de 2024, se solicita que se realice un análisis de sensibilidades evaluando al menos dos escenarios hidrológicos adicionales respecto del que se utiliza en el despacho publicado en la PLP, indicando la probabilidad asociada a cada escenario evaluado, lo anterior ya ha sido observado en las notas GTM-NotaS2020-55, GTM-NotaS2020-173, GTM-NotaS2021-116, GTM-NotaS2022-92, GTM-NotaS2023-62 y GTM-NotaS2023-194.
- e) 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 2054 MW para el mes de mayo de 2024, se solicita una sensibilidad para el período mayo, junio y julio 2024 considerando contingencias y/o fallas de larga duración de unidades o centrales de generación.

Observación 5: Sobre la determinación de Servicios Complementarios y cuantificación de los márgenes de reserva

- a) El AMM no cumplió la instrucción contenida en la resolución GJ-ResolFin2023-249, la cual se encuentra firme y vigente, dado que la Resolución CNEE-50-2024.
- 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.
- c) Se solicita aclarar la información sobre el modelado de la RRO en la base de datos de SDDP, ya que el informe publicado indica el margen habilitado de RRO por



central, sin embargo, los valores contenidos en la base de datos difieren con lo publicado.

CENTRAL	Informe PLP	BD SDDP PLP
Las Palmas	5.01 MW unidad 1, 5.18 MW unidad 2 y 3 5.20 MW unidad 4	No modela la unidad 4
Arizona	5.15 MW por cada unidad (10)	No modela las unidades 3, 5 y 9
El Manantial	4.516 MW por cada unidad (3)	Solo modela una unidad con 9.032 MW

Es importante que en el informe se aclare cuando se refiere al margen de reserva de RRO habilitado es para subir o para bajar, conforme lo establecen las normas.

Observación 6: 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 regulación 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 y GTM-NotaS2023-194.
- 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 el mes de marzo de 2025 que se programaron para las unidades Renace I, II, III y IV, asimismo de las unidades 3 de Chixoy, HidroXacbal, Aguacapa, HidroCanada, Palo Viejo y Arizona.

Observación 7: 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 atender las siguientes solicitudes:
 - a.i) El AMM no cumplió con el requerimiento del GTM-NotaS2024-53.
 - a.ii) Tomando en cuenta que el AMM ha expresado que la Base de Datos solo incluye las instalaciones existentes, indique la base técnica y regulatoria, que justifica considerar en la evaluación las instalaciones futuras de la línea de transmisión La Máquina – Champerico 69 kV dentro del Sistema Secundario de Transmisión Los Brillantes – San Isidro, dado que la línea en proceso de construcción tiene una demora considerable.
 - a.iii) Informe en el análisis el detalle de los elementos que son de uso exclusivo del participante productor, y cuáles se recomiendan que califiquen como parte del Sistema Secundario de Subtransmisión ETCEE-Región Occidente, dentro del análisis del Sistema Secundario de Transmisión ETCEE-El Porvenir.
 - a.iv) Se solicita que el AMM verifique en campo los datos declarados para el Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC-Aceros Suarez y Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC-Clientes Industriales, considerando lo establecido en la resolución CNEE-42-2022, e informe a la CNEE sobre la topología física de estos sistemas.
 - a.v) Indique la base técnica y regulatoria, que justifica considerar los elementos indicados en la figura 42 para el Sistema Secundario de Subtransmisión TRELEC – Empresa Puerto Quetzal, incluyendo documentación remitida por las partes que fue considerada en la evaluación del sistema.



- b) Esquemas de control suplementario: informar si las barras que se mencionan en el informe han sido actualizadas respecto a la evaluación realizada para el año estacional 2023-2024; así mismo, indique la periodicidad de actualización de la parametrización de dichos esquemas, dado que se observa un desfase sobre la actualización de los mismos.
- c) Compensación reactiva:
- c.i) Respecto a la sensibilidad realizada en el área de Petén, se observó que este no incluye el proyecto Modesto Méndez, por lo que se deberán realizar los estudios con la inclusión del referido proyecto.
 - c.ii) Asimismo, se solicita un análisis relacionado con la necesidad de compensación reactiva que considere las opiniones que el AMM ha emitido dentro de los procesos de acceso y ampliación a la capacidad de Transporte, por ejemplo, entre otros, para el caso de Ocós. En estos casos, el AMM, a partir de varias resoluciones en donde se autoriza el Acceso o Ampliación a la capacidad de transporte, ya tiene herramientas para determinar los montos de compensación reactiva en el Sistema, por lo cual, informe las acciones que ha realizado para requerir a los participantes los equipos de compensación reactiva necesarios para una operación segura.
- d) Recomendaciones derivadas de los resultados de los estudios eléctricos:
- d.i) Considerando la puesta en operación de los proyectos que se incluirán a partir del año estacional 2024-2025, 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.
 - d.ii) 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, lo cual ya fue observado dentro del oficio GTM-NotaS2023-62; 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.
- e) Restricciones y topología más adecuadas del sistema de transmisión:
- e.i) Para los nodos cercanos a sobrepasar los límites de tensión establecidos en el marco regulatorio, indicar las acciones propuestas a seguir para solventar las posibles restricciones.
 - e.ii) Indicar si existe una condición de riesgo y las medidas que deben ejecutarse para prevenir una sobrecarga que pueda vulnerar el estado de la red, considerando los transformadores conectados a plantas de generación que fueron identificados como próximos a operar con sobrecarga.
 - e.iii) Con relación a las restricciones permanentes del sistema de transmisión y las topologías más adecuadas del SNI, que han sido determinadas conforme lo establecido en el literal g), numeral 1.2.1 y numeral 1.2.2.2, ambos de la NCC-1, se recomienda al AMM incluir un apartado en todas las versiones de la PLP (provisoria, definitiva, reprogramación provisoria y reprogramación definitiva) que presente y describa, de forma integrada y resumida, todas las restricciones permanentes y topologías más adecuadas del SNI, asimismo que incluyan estos estudios desde la versión provisoria.
- f) 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 á 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 24-25. 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. Considerando lo manifestado en su respuesta mediante el oficio GG-330-2023, a la Observación 13 del oficio GTM-NotaS2023-62, se reitera el requerimiento.

- g) Modelado de líneas de transmisión y transformadores: Informe sobre los elementos de líneas de transmisión y transformadores para los cuales no cuenta con información declarada por los transportistas para modelar los límites de operación (Rate A o Rate B), considerando lo manifestado en su respuesta mediante el oficio GG-330-2023 a la Observación 14 del oficio GTM-NotaS2023-62.
- h) 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 24-23 con la base de datos de los ESO para la PLP 23-24. 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:

- h.i) Modificación y/o actualización de la topología del sistema de transmisión.
- h.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.
- h.iii) La identificación de los nuevos elementos que fueron incorporados al Sistema Nacional Interconectado tales como: generadores, líneas, equipos de compensación reactiva y transformadores.
- h.iv) Al informe "comparación BBD PLP.pdf", agregar una columna donde se indique la causa que motivó el cambio en los parámetros eléctricos en los elementos reportados.

Observación 8: Sobre la información publicada en el informe de la versión provisoria y las observaciones de los participantes

- a) 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.
- b) Se solicita que se corrijan los errores de forma en los títulos de las gráficas y tablas publicadas, asimismo que se realicen las siguientes aclaraciones:
 - b.i) En la página 115, en la tercera tabla, se observa que se repiten los valores de generación para el mes de febrero de 2025. Se solicita que se realice la modificación correspondiente para la publicación de la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva.
 - b.ii) En la página 117, en la tercera tabla, se observa que se encuentran publicados valores de marzo de 2024 en lugar de marzo 2025. Se solicita que aclare si los valores publicados corresponden al año 2024 o 2025.
 - b.iii) En relación con lo anterior, se solicita que especifique cuáles de los valores de febrero son los correctos.



ANEXO II
GTM-NotaS2024-84

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



Enlace: <https://tinyurl.com/47a3rzs>

Infograma de la Programación de Largo Plazo 2024-2025

<https://tinyurl.com/4zjybx7>

Contraseña: PLP-CNEE-AE-24/25

