

COPIA



**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

GTM-NotaS2022-130

MM RECIBIDO 20SEP'22 14:23

Guatemala, 20 de septiembre de 2022

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

ADMINISTRADOR DEL MERCADO  
MAYORISTA



Sofía Sazo

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-661-2022, el cual contiene el informe de la Reprogramación de Largo Plazo versión provisoria que corresponde al Año Estacional 2022-2023, por lo que, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 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 observaciones a la versión provisoria del referido informe, las cuales se detallan en el Anexo Técnico de la presente nota.

En relación a lo anterior, consideramos necesario que se analicen y se atiendan las observaciones aquí remitidas conforme lo que establece la regulación vigente.

Sin otro particular, nos suscribimos, atentamente.

Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez  
Presidente

Ingeniera Claudia Marcela Peláez Peláez  
Directora



Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
Director

Adjunto:

- Anexo Técnico al oficio GTM-NotaS2022-130
- Enlace de descarga: Presentación Resumen Reprogramación Anual Estacional 2022-2023



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### Anexo Técnico al Oficio GTM-Notas2022-130

## OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA REPROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL 2022-2023

### 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, las cuales son producto de la revisión de las referencias regulatorias al Ajuste 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

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

### Observación 1: Ajustes a la Programación de Largo Plazo

- Con base en lo establecido en el artículo 59 del RAMM, haga llegar el análisis que realizó de los registros y resultados de la operación del S.N.I y del Mercado Mayorista, que le llevó a realizar ajustes a la Programación de Largo Plazo.
- Liste cuales son los ajustes o variaciones que realizó a las bases de datos utilizadas en la Reprogramación Anual Estacional 2022-2023, respecto a la Programación de Largo Plazo 2022-2023 versión definitiva.
- Indique los resultados del cálculo de nuevos Factores de Pérdidas Nodales de Energía, en atención a lo indicado en el artículo 59 del RAMM.

### Observación 2: Demanda

- Modelación de la Demanda: Se recomienda evaluar la utilización de los 21 bloques que permite el SDDP, en lugar de los 9 bloques que se usan actualmente, para la modelación de la demanda; lo anterior con el objeto de tener una estimación con mayor precisión, lo cual ya ha sido observado en los oficios GTM-Notas2020-55, GTM-Notas2020-173, GTM-Notas2020-185, GTM-Notas2021-40, y GTM-Notas2021-116, tomando en cuenta que no ha hecho de conocimiento de esta Comisión que 9 bloques son técnica y estadísticamente suficientes en lugar de 21.
- La demanda estimada para el período de noviembre 2022 a abril de 2023, en la base de datos de SDDP, es de 6,266.98 GWh, en el informe publicado se indica que es de 6,265.98 GWh, por lo tanto, se solicita que, en la Versión Definitiva, exista coherencia entre lo publicado en el informe con lo utilizado en la base de datos de SDDP.
- Se solicita que aclare cuales fueron los criterios, métodos de proyección o premisas utilizadas para considerar que las exportaciones para el horizonte de la Reprogramación Anual Estacional, serán por un valor de 201.82 GWh como demanda inelástica, considerando lo indicado en la PLP 2022-2023 Versión Definitiva sobre las exportaciones esperadas para el mismo periodo, tomando en cuenta que dicho valor incide, entre otros



# COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4<sup>a</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

resultados, en la determinación de las necesidades de combustible y el uso del embalse de Chixoy.

- d) El proyecto de EViews "base de datos eviews RAE 2022-2023 vp.wf1" remitido a la CNEE, no fue el utilizado para los datos publicados, ya que no fue posible replicar los resultados debido a las causas listadas a continuación, por lo que se solicita que se remita el proyecto utilizado tanto en la Versión Provisoria, como en la Versión Definitiva:
  - i. Para la estimación del modelo SARIMA para la energía, el proyecto contiene una serie de datos hasta mayo de 2022; de acuerdo con lo publicado en el informe, se utilizó una serie de datos hasta julio de 2022, utilizando el modelo remitido a la CNEE, se obtienen los resultados que se comparan con lo informado por el AMM:

Observación CNEE					Publicación AMM				
Dependent Variable: DLOG(ENERGIA) Method: ARIMA Generalized Least Squares (BFGS) Date: 09/08/22 Time: 08:39 Sample: 2002M01 2022M05 Included observations: 245 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 84 iterations Coefficient covariance computed using outer product of gradients d.f. adjustment for standard errors & covariance					Dependent Variable: DLOG(ENERGIA) Method: ARIMA Generalized Least Squares (BFGS) Date: 09/20/22 Time: 13:45 Sample: 2002M01 2022M07 Included observations: 247 Failure to improve objective (non-zero gradients) after 85 iterations Coefficient covariance computed using outer product of gradients d.f. adjustment for standard errors & covariance				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-0.000869	0.002055	-0.422440	0.6731	C	0.003318	0.070187	0.043555	0.9853
IMAE	0.001090	0.000314	3.469746	0.0006	IMAE_HT_AD	-8.24E-05	0.000347	-0.237355	0.8126
AR(1)	-0.877660	0.542255	-1.618539	0.1059	AR(1)	-0.548770	0.784494	-0.700786	0.4841
AR(2)	0.521985	0.245399	2.127084	0.0345	AR(2)	0.518708	0.413682	1.253875	0.2111
AR(3)	0.777384	0.391887	1.983695	0.0485	AR(3)	0.253462	0.482728	0.535422	0.5929
AR(4)	0.425351	0.239168	1.778460	0.0765	AR(4)	0.093534	0.233175	0.401131	0.6887
AR(5)	0.023029	0.140544	0.163854	0.8709	AR(5)	-0.069785	0.111791	-0.543736	0.5871
AR(6)	-0.098477	0.089985	-1.407493	0.1608	AR(6)	-0.092547	0.070120	-1.319936	0.1882
SAR(12)	1.000000	6.24E-06	160143.2	0.0000	SAR(12)	1.003000	5.17E-06	193408.9	0.0000
MA(1)	0.464850	0.538658	0.862978	0.3890	MA(1)	0.125472	0.766971	0.163595	0.8702
MA(2)	-0.995386	0.050980	-19.52517	0.0000	MA(2)	-0.862749	0.118937	-7.253811	0.0000
MA(3)	-0.468244	0.541239	-0.865133	0.3879	MA(3)	-0.002723	0.745834	-0.003651	0.9971
SMA(12)	-0.993689	0.071499	-13.90049	0.0000	SMA(12)	-0.995636	0.031082	-32.03227	0.0000
R-squared	0.879640	Mean dependent var	0.003289		R-squared	0.872712	Mean dependent var	0.003144	
Adjusted R-squared	0.873415	S.D. dependent var	0.049361		Adjusted R-squared	0.865184	S.D. dependent var	0.049417	
S.E. of regression	0.017562	Akaike info criterion	-4.712189		S.E. of regression	0.018077	Akaike info criterion	-4.620923	
Sum squared resid	0.071854	Schwarz criterion	-4.526408		Sum squared resid	0.075467	Schwarz criterion	-4.436218	
Log likelihood	590.2432	Hannan-Quinn criter.	-4.637376		Log likelihood	593.8840	Hannan-Quinn criter.	-4.516559	
F-statistic	141.2986	Durbin-Watson stat	1.989897		F-statistic	133.8954	Durbin-Watson stat	1.950629	
Prob(F-statistic)	0.000000				Prob(F-statistic)	0.003000			

- ii. En el proyecto remitido a la CNEE, la serie de datos de la variable exógena IMAE\_HT\_AD utilizada por el AMM para la modelación de la energía, no fue remitida, adicionalmente, al comparar la serie de datos con la información publicada por el Banco de Guatemala<sup>1</sup>, se observa que esta variable es resultado de un proceso de ajuste por parte del AMM, por lo tanto, se solicita que emita la metodología utilizada para la serie de datos IMAE\_HT\_AD.
- iii. Para la modelación de la potencia, no fue remitida la serie de datos de las variables exógenas de Horno y Temperatura, utilizada en el proyecto, se solicita que remita el proyecto con la información completa que fue utilizada.
- iv. En la sección 1.1.2.1 Energía, el informe indica que: "[...] El modelo de mejor ajuste fue el modelo SARIMA (7,1,5)(1,1,1)<sub>12</sub> con el IMAE como variable exógena y suavizamiento exponencial ETS (M, M, M) [...]"; sin embargo la Ecuación 1 indica que el modelo fue SARIMA (6,1,3)(1,1,1)<sub>12</sub>, por lo tanto, se solicita que realicen las aclaraciones que correspondan en la Versión Definitiva

### Observación 3: Condiciones Hidrológicas

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 reprogramación, versión provisoria.

<sup>1</sup> <https://www.banguat.gob.gt/es/page/indice-mensual-de-la-actividad-economica-ima-e-ano-de-referencia-2013>



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

### Observación 4: Oferta

- a) En la base de datos de SDDP, las centrales listadas a continuación no fueron simuladas, aunque en el informe se consideran como parte de la Oferta Disponible; por lo tanto, se solicita la aclaración al respecto de las unidades o centrales faltantes, y se informe en la Versión Definitiva, las razones para no modelar alguna de las unidades o centrales de las tablas que indican la Oferta.

CENTRAL	Informe RPLP (MW)	BD SDDP RPLP (MW)
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL	0.784	NO APARECE
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL FASE II	2.627	NO APARECE
BIOMASA SANTA ANA	1.062	NO APARECE
CHICHAÍC*	0.456	NO APARECE
GAS METANO GABIOSA	1.056	NO APARECE

- b) En la base de datos de SDDP, las centrales listadas a continuación tienen una variación entre la capacidad efectiva informada en la Reprogramación Anual Estacional, y la utilizada en la referida base de datos. Se solicita que el AMM mantenga congruencia entre la información publicada y la información utilizada en la base de datos, adicionalmente que aclare cual de los valores es el que se encuentra vigente.

CENTRAL	Informe RPLP (MW)	BD SDDP RPLP (MW)
JAGUAR ENERGY	282.616	282.06
MAGDALENA BLOQUE I	12.329	12.528
ORZUNIL	17.0265	17.955
PQP	56.8584	56.8184
GDR	59.127	56.003

- c) Considerando que los resultados del despacho de recursos renovables no hidráulicos no tuvo variación (o sea, es igual a la estimada para el mismo período en la Programación de Largo Plazo 2022 – 2023 en su versión definitiva), se solicita que 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, o, en su caso, que la estimación realizada previamente y los métodos de estimación siguen siendo válidos para el AMM.
- d) En la página 41 del informe, indica que la Reserva Rápida se cubrirá con ofertas de Arizona, Electrogenación, Las Palmas, Tampa y Textiles del Lago, sin embargo, en la base de datos de SDDP se observa que las unidades de dichas plantas se modelan como existentes (o sea, es oferta disponible para el despacho), por lo tanto, se solicita al AMM que explique el método que utiliza para modelación de la Reserva Rápida en la PLP y RPLP, para hacer coherente la prestación del servicio de Reserva Rápida con la oferta disponible para el despacho (Que las unidades sean oferta disponible tiene como consecuencia que no haya Reserva Rápida o viceversa).
- e) El AMM informó a la CNEE mediante el oficio GG-451-2022, que la central hidroeléctrica Aguacapa no presta el servicio de RRO, por lo tanto, se solicita que aclare el comentario en la Reprogramación Anual Estacional, página 42, que indica: "[...] Se considera que el servicio de RRO será prestado por las centrales habilitadas para tal efecto: Aguacapa [...]", en ese sentido, confirme en el informe si Aguacapa estará disponible para prestar o no el servicio de RRO.
- f) El informe publicado indica el margen habilitado de RRO, aunque en la base de datos de SDDP existen diferencias con los valores del informe. Al respecto, se solicita que emita las aclaraciones respecto a las diferencias observadas, las cuales se listan en la tabla siguiente:



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Central	Informe RPLP	SDDP RPLP
Jurún Marinalá	5.69 MW cada unidad	Solo modela la primera unidad
Chixoy	12.08 MW cada unidad	Modela la primera unidad con 36.24 MW
Las Vacas	5 MW cada unidad	No se modela ninguna unidad
Palo Viejo	11.4 MW cada unidad	Modela la primera unidad con 20 MW
Xacbal Delta	7.92 MW cada unidad	Modela la primera unidad con 10 MW
Hidro Canadá	6.45 MW cada unidad	Solo modela la primera unidad
Oxec I	5 MW cada unidad	Solo modela la primera unidad
Oxec II	5.49 MW cada unidad	Modela la primera unidad con 10.98 MW
Renace	8 MW cada unidad	No se modela ninguna unidad
Renace 4	H1= 9.85 MW y H2= 9.5 MW	No se modela ninguna unidad
Las Palmas B4	5.2 MW	No se modela la unidad
Arizona	5.15 cada unidad	No se modela ninguna unidad

- g) Se solicita que el AMM aclare cuales son las premisas y/o criterios técnicos o económicos que utiliza para asignar los valores de precios de Reserva Rodante Operativa, los cuales son modelados en la base de datos de SDDP, ya que el informe no contiene ninguna referencia al respecto.

### Observación 5: Precios de Combustibles

Aclarar, explicar o remitir los parámetros y las funciones utilizados para el cálculo de la relación a la que hace referencia el numeral 1.7.1 del informe, dado que la información publicada no permite reproducir el cálculo. Asimismo, consideramos importante recomendarle que realice una sensibilidad u otro escenario en la cual evalúe el despacho considerando la proyección del STEO sin ajustes, y lo compare con la proyección que resulta de los valores referenciados en el numeral 1.7.1 del informe ya mencionado, tomando en cuenta que este análisis puede ser complementario para lo que se refiere a la observación 8 y 9 del presente anexo.

### Observación 6: Costos Variables de Generación

La información publicada en la sección 1.7.2 Costos Variables de Generación por Central, página 46, difiere de la información contenida en la base de datos de SDDP, lo cual se puede observar en la siguiente tabla. Se solicita al AMM que realice las aclaraciones al respecto, para que exista congruencia entre lo publicado en el informe y lo contenido en la base de datos de SDDP, al indicar el valor correspondiente de los costos variables de cada central.

Turbinas de vapor	Informe RPLP						SDDP RPLP					
	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
MAG-B5	289.14	289.14	289.14	7.71	7.71	7.71	289.14	289.14	289.14	2.85	2.85	2.85
TND-B5	52.1	52.11	52.36	52.16	52.33	52.38	4.64	4.64	4.64	4.64	4.64	4.64
PGO-B2	10.06	10.06	10.06	10.06	10.06	10.06	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96	7.96
Motores Reciprocantes	Informe RPLP						SDDP RPLP					
	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr
ARI-O	158.58	155.9	161.73	164.29	162.98	160.42	157.39	154.73	160.5	163	161.74	159.21
GAT-B	130.86	130.86	130.86	130.86	130.86	130.86	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39

### Observación 7: Requerimientos de combustible para noviembre 2022- abril 2023

- a) Los datos publicados en el informe de la Reprogramación Anual Estacional respecto a los requerimientos de carbón y búnker, no corresponden con la información que resultó de la ejecución del despacho en la base de datos del SDDP, cuando se utilizan los valores de eficiencia de cada central, conforme las Metodologías de Costos Variables de Generación para el año estacional 2022-2023. Por lo tanto, consideramos necesario pueda realizar aclaraciones respecto de los parámetros adicionales que utiliza para estimar el requerimiento de combustibles publicado o, en su caso, aclare las diferencias siguientes:



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4<sup>o</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

Combustible	Informe RPLP	SDDP RPLP	Diferencia
Carbón [TM]	619,437.00	506,563.16	112,873.84
Bunker Motores [BBL]	110,560.00	98,371.76	12,188.24

- b) Se solicita al AMM que remita la metodología para calcular el requerimiento de combustible de Gas Natural para las centrales Actún Can Gas y Energía del Caribe, dado que al utilizar los mismos criterios del numeral anterior las diferencias resultantes son importantes.

### Observación 8: Evaluación de escenarios y confiabilidad de la generación

- a) Confirme si, en virtud de la literal a) del artículo 54 del RAMM, entre las hipótesis que utiliza el AMM para esta Reprogramación Anual Estacional, utilizó alguna otra variable aleatoria relevante adicional a las condiciones hidrológicas, se reitera la solicitud al respecto de indicar la probabilidad asociada a cada escenario evaluado, evaluando al menos dos escenarios de condiciones hidrológicas adicionales respecto del que se utiliza en el despacho publicado, lo cual ya ha sido observado en el oficio GTM-NotaS2020-55, GTM-Notas2020-173, GTM-NotaS2020-185, GTM-NotaS2021-116 y GTM-NotaS2022-92.
- b) Se considera necesario que se haga 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 y GTM-NotaS2022-92.
- c) Sensibilidad en la proyección de los costos de combustible: Como complemento de la Observación 5, 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", se entiende que para el presente caso al no ser utilizada la Reprogramación para el cálculo de la OFE, entonces es posible llevar a cabo un análisis de 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 y GTM-NotaS2022-92. Por lo tanto, ya que el AMM ya ha utilizado una proyección de combustible ajustada, con base en el STEO y los costos de combustibles declarados por los participantes, y considerando los fines y objetivos del informe que establece el RAMM y las Normas de Coordinación, esta Comisión recomienda que el AMM lleve a cabo las sensibilidades que estime pertinentes, mediante la consulta de otras fuentes de información con proyecciones de precios de combustibles que consideren los efectos de la invasión de Rusia a Ucrania y los efectos geopolíticos relacionados, las disrupciones en las cadenas de suministro, y los plazos de finalización de contratos de combustible, con el objetivo de obtener otros posibles escenarios de despacho de generación, y de costos marginales, indicando la probabilidad de ocurrencia con base en la incertidumbre de cada escenario.
- d) En relación con las literales a, b y c de la presente observación, se solicita que indique cuáles son las hipótesis evaluadas respecto a los riesgos operativos y del mercado, especificando las evaluaciones sobre 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.
- e) Se solicita que se incluya un criterio de disponibilidad histórica para el despacho de las centrales de generación, lo anterior, haciendo uso de los registros de disponibilidad de las centrales de generación que consigna en cada posdespacho. Esto tomando en cuenta



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

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 las imprecisiones de los resultados. Esto ya ha sido observado en los oficios GTM-Notas2020-55, GTM-Notas2020-173, GTM-Notas2020-185, GTM-Notas2021-116.

- f) El informe debería incluir la información que cuenta sobre modificaciones en la oferta de generación, ya sea ingresos o retiros de unidades o centrales, tal como lo realiza con las instalaciones de transmisión. Para el caso de los retiros es importante se consigne las razones informadas por el participante.

### Observación 9: Riesgos de desabastecimiento

Con base en lo establecido en la literal b) del artículo 54 del RAMM, aunque el informe hace referencia a detectar y cuantificar los riesgos de vertimiento, no indica expresamente sobre los riesgos de desabastecimiento de dicho artículo, por lo cual, se recomienda tomar en cuenta e incluir lo siguiente para la versión definitiva:

- a) **Sensibilidad sobre desabastecimiento de combustible:** Se recomienda que se realice al menos un escenario en el cual se modelen restricciones de suministro o abastecimiento de combustibles (considerando que el software SDDP permite modelar dichas restricciones), tomando en cuenta la coyuntura actual y la incertidumbre sobre el precio y el abastecimiento en el mercado internacional.
- b) Se solicita que el AMM establezca claramente cuál es el requerimiento de combustible que debe haber disponible en la época más crítica, de los escenarios que resulten de las diversas hipótesis que evalúe, indicando cual es la aversión al riesgo asociada a dicho requerimiento. Además, es importante que determine e indique cuales son los riesgos asociados con una necesidad de mayores requerimientos de combustibles, a los requerimientos publicados en el Informe en su Versión Definitiva.
- c) En la línea de las conclusiones expresadas en el informe técnico del oficio GG-747-2021 en el cual literalmente se indica que *"Para los escenarios simulados considerando que es necesaria la generación térmica, la garantía de abastecimiento de la demanda depende de que se garantice el suministro suficiente y oportuno de combustible"*; queda constancia que ya ha realizado análisis de sensibilidades derivado de los riesgos del suministro de combustibles, por lo tanto se solicita que se evalúen dos escenarios, uno esperado y uno pesimista para el horizonte de la Reprogramación Anual Estacional, evaluando el pesimista bajo la hipótesis de que no exista un suministro normal de combustible, concluyendo al respecto de esta sensibilidad los requerimientos de combustibles, e indicando cual es la aversión del riesgo asociado al desabastecimiento de la demanda para cada escenario.
- d) Se observa que no se ha valorado el nivel de incertidumbre que tienen las Transacciones Internacionales no firmes o de oportunidad que han sido incluidas en la versión provisoria, asumiéndolas como parte de la oferta o de la demanda, por lo tanto, para incluirlas debería tener asociada una probabilidad de ocurrencia, dado que incluirlas de la manera que han sido modeladas, repercuten en los requerimientos de combustibles y en el uso del agua en el embalse de Chixoy, entre otros resultados.

### Observación 10: Mantenimientos Mayores

- 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 sobre costo de operación, como lo establece el artículo 64 del RAMM. En ese sentido, es importante que se incluya, como parte de la versión definitiva, una referencia sobre las modificaciones de los mantenimientos mayores que fueron aceptados por el AMM, respecto de la Versión Definitiva de la PLP 2022-2023, y que los



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4<sup>a</sup>. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

mismos no transgreden los márgenes de reserva operativos requeridos; esto ya ha sido observado para que sea tomado en cuenta, en los oficios GTM-NotaS2020-55 y GTM-NotaS2020-185.

- b) Se solicita al AMM que aclare si el tiempo de mantenimiento mayor de las subestaciones Tactic y Los Brillantes contenido en la sección 1.5 es el mismo que se ha tomado en cuenta para las tablas de la sección 2.9 de centrales hidroeléctricas y mantenimientos de ETCEE, dado que al realizar la comparación los períodos de tiempo son diferentes.

### Observación 11: Pruebas de Potencia Máxima

Considerando las condiciones hidrológicas favorables que han sucedido en los meses desde junio 2022 hasta agosto 2022, informe sobre las pruebas de potencia máxima realizadas y remita los resultados de las que se llevaron a cabo a las centrales hidroeléctricas que han tenido condiciones, conforme la normativa vigente, para ejecutar dichas pruebas.

### Observación 12: Resultados

En el informe de la Reprogramación Anual Estacional, se incluye el valor promedio del costo marginal de la demanda de cada etapa evaluada, sin embargo, estos valores difieren de los resultados de la ejecución de la base de datos de SDDP. Por lo tanto, se solicita que se realice la aclaración sobre las diferencias encontradas con lo publicado en el informe, y se remitan las bases de datos de SDDP que efectivamente fueron utilizadas tanto en la versión provisoria como en la versión definitiva.

### Observación 13 Programación de Despacho Trimestral

- a) Los programas de despacho trimestral han sido utilizados para la planificación de los generadores, se considera necesario continuar realizando estas programaciones. En ese sentido, se recomienda que se proponga la inclusión de esta programación en las normas de coordinación, sugiriendo la inclusión de los siguientes alcances:
  - I. Indicar el mínimo requerimiento de combustibles, considerando los escenarios evaluados.
  - II. Incluir las probabilidades asociadas a los escenarios realizados y el escenario que considere de mayor probabilidad.
- b) Se considera necesario que haya congruencia entre la información emitida tanto en la Programación De Despacho Trimestral del período Octubre-Diciembre 2022, como en la Reprogramación Anual Estacional Versión Definitiva, esto ya ha sido observado en el oficio GTM-NotaS2022-92.

### Observación 14: Errores de forma del Informe

- a) En la ilustración 10 Modelos de predicción El Niño Oscilación Sur, el encabezado menciona desde agosto 2022, y el párrafo anterior a esta ilustración dice que a partir de julio 2022, asimismo la gráfica indica que las predicciones inician desde el trimestre Agosto, Septiembre, Octubre -ASO-, y finalizan en el trimestre Abril, Mayo, Junio -AMJ- por lo que se recomienda que se tenga coherencia en las descripciones de las gráficas.
- b) En la sección 1.9 Contratos de Respaldo de Potencia, el encabezado de la última columna indica Potencia (MW), se solicita que aclare si las unidades correctas son MW o si acaso la información de esta columna se trata de kW, y se tome en cuenta para la Versión Definitiva.



## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010  
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: [cnee@cnee.gob.gt](mailto:cnee@cnee.gob.gt) FAX (502) 2290-8002

### Observación 15: Sistemas Secundarios de Transmisión

Se solicita que remita la actualización del informe técnico de evaluación de Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Subtransmisión 2022-2023, ya que a esta Comisión le corresponde la determinación del peaje de estos sistemas, para el período de dos años de vigencia a partir de enero 2023.

### Observación 16 Publicidad de la Información

Se solicita que publique o incluya en la Versión Definitiva de la Reprogramación Anual Estacional, y remita a la Comisión, copia de las observaciones que fueron remitidas por los participantes a la versión provisoria, indicando si fueron aceptadas o no, y el razonamiento para aceptarlas o rechazarlas.

### ADJUNTO PRESENTACIÓN RESUMEN REPROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL 2022-2023

Enlace de descarga 1: <https://www.cnee.gob.gt/tmp/GTM/RPLP-VP-22-23.pptx>