

COPIA



**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

**CNEE-45034-2020**  
**GTM-NotaS2020-55**

Guatemala, 18 de marzo de 2020

Ingeniero  
José Luis Herrera Gálvez  
Gerente General  
Administrador del Mercado Mayorista  
24 avenida 15-40 zona 10, Nivel 4  
Ciudad



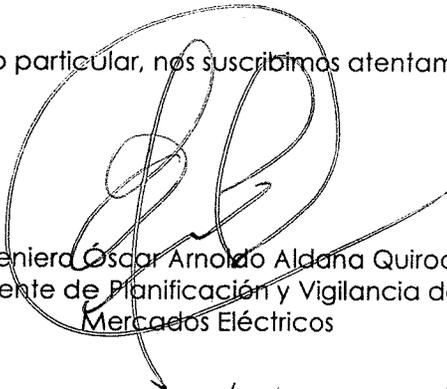
11:15

Estimado Ingeniero Herrera:

Atentamente, en seguimiento a la información remitida por el Administrador del Mercado Mayorista mediante nota con número de referencia GG-142-2020, la cual contiene el informe de la Programación de Largo Plazo que corresponde al Año Estacional 2020-2021, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 52 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.6.3 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 Único de la presente nota.

En relación a lo anterior, consideramos necesario solicitar que se analicen y se atiendan las observaciones aquí remitidas conforme lo que establece la base legal relacionada, asimismo, se ponga a disposición de esta Comisión las observaciones que fueron consideradas como justificadas para elaborar la Versión Definitiva del Informe de la Programación de Largo Plazo y las que no, incluyendo la explicación técnica correspondiente.

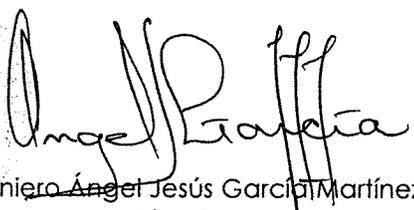
Sin otro particular, nos suscribimos atentamente.



Ingeniero Óscar Arnaldo Aldana Quiroa  
Gerente de Planificación y Vigilancia de  
Mercados Eléctricos



Ingeniero José Rafael Argueta Monterroso  
Director



Ingeniero Ángel Jesús García Martínez  
Director



## 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

### Anexo Único a oficio GTM-Notas2020-55

## OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO AÑO ESTACIONAL 2020 – 2021

### Preámbulo de las OBSERVACIONES AL INFORME:

Las observaciones que a continuación se presentan, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 52 del RAMM y del numeral 1.2.6.3 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, son producto de la revisión de las referencias conducentes a la Programación de Largo Plazo contenidas en el RAMM y en las Normas de Coordinación que se indican a continuación:

RAMM	Norma	Numeral	Norma	Numeral
Artículo 25	NCC-01	1.2	NCC-09	9.5
Artículo 41				
Artículo 52	NCC-01	A1.2.4	NCC-10	10.13.1
Artículo 53	NCC-02	2.3.2.1	NCC-10	10.13.2
Artículo 54	NCC-02	2.3.22	NCC-11	11.2
Artículo 55	NCC-02	2.5	NCC-11	11.3
Artículo 76	NCC-02	2.6.1	NCC-11	11.4
Artículo 87	NCC-03	3.2.1	NCC-13	13.6.2
Artículo 63	NCC-08	A.8.3.6	NCC-13	13.9

### Observación 1: Condiciones Hidrológicas, Estimación para el SNI

- i. Consideramos importante que el informe de la PLP VD (Versión Definitiva) incluya la explicación con mayor detalle técnico, en la sección titulada "Estimación S.N.I", del numeral 1.3 "Condiciones Hidrológicas", que permita una mejor comprensión del tema para todos los Participantes sobre el nuevo procedimiento utilizado para la determinación de caudales a utilizar con la que obtuvo los resultados probables de la operación del Mercado Mayorista. Adicionalmente, indique a esa Comisión como este nuevo procedimiento cumple con lo establecido en el artículo 54 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.2.1 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, tomando en cuenta que se evidencia un cambio en la metodología utilizada para la estimación de caudales, pasando de la utilización de un modelo estocástico a partir de la simulación de 50 escenarios hidrológicos mediante series sintéticas de caudales, a la utilización de modelos estadísticos para la estimación de caudales simulando alrededor de 1,500 modelos por central hidroeléctrica para obtener una ecuación con la mejor aproximación basados en las series históricas.
- ii. El Informe de la PLP VD debería indicar si, de los 1,500 modelos simulados por central hidroeléctrica, se seleccionó un modelo para cada una de las centrales, siendo el que mejor se ajusta a su comportamiento histórico, o se seleccionó un único modelo que se ajusta al comportamiento histórico de todas las centrales hidroeléctricas; en ese mismo sentido, indique a esta Comisión, la manera en la cual fueron evaluados los 1,500 modelos simulados por central hidroeléctrica, y los criterios que fueron



## 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

tomados en cuenta para seleccionar los modelos que mejor se ajustan a las series históricas de cada central hidroeléctrica, o según sea el caso, el modelo que mejor se ajusta a la serie histórica de todas las centras hidroeléctricas.

### Observación 2: 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.

### Observación 3: Oferta

- i. Se reitera la recomendación de dejar constancia explícita en la sección 1.2 respecto a los cambios en la oferta considerada para realizar el despacho, particularmente las modificaciones, entradas o salidas de capacidad de generación. Es necesario adicionarlo dentro del informe, ya bien, de forma discursiva o a través de una tabla.
  - a. A manera de ilustración, se identifican las siguientes modificaciones de capacidad efectiva, respecto del archivo de capacidad instalada publicado hasta diciembre 2019.

HIDROELÉCTRICAS	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)		
	Diciembre 2019	PLP, Enero 2020	ΔP
RENACE	63.238	66.788	3.55
MONTECRISTO	12.728	13.042	0.314
RENACE II	111.160	113.964	2.804
HIDROELECTRICA LAS FUENTES II	14.165	13.635	-0.53

GENERADORES DISTRIBUIDOS RENOVABLES	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)		
	Diciembre 2019	PLP, Enero 2020	ΔP
GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	1.042	2.524	1.482
GENERADORA DEL ATLANTICO BIOMASA	0.882	1.275	0.393

TURBINAS DE VAPOR	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)		
	Diciembre 2019	PLP, Enero 2020	ΔP
LA LIBERTAD	17.382	17.794	0.412

INGENIOS AZUCAREROS	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)		
	Diciembre 2019	PLP, Enero 2020	ΔP
MAGDALENA	86.510	90.289	3.779
PANTALEÓN BLOQUE 3	54.478	49.415	-5.063
MADRE TIERRA	30.603	29.939	-0.664
TULULÁ	8.909	3.785	-5.124
TULULÁ 4	10.784	10.854	0.070

GEOTÉRMICAS	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)		
	Diciembre 2019	PLP, Enero 2020	ΔP
ORZUNIL	16.351	17.027	0.676



## 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

- ii. Confirme que el AMM ha verificado la capacidad para prestar el servicio de RRO de las centrales listadas en la sección denominada "Oferta" (página 29 del archivo que contiene el Informe), lo anterior considerando que la central Hidroeléctrica Aguacapa no ha participado en el servicio de RRO durante los últimos 5 años, según los registros de esta Comisión. Asimismo, se menciona en el Informe que Las Palmas y Arizona son centrales habilitadas para prestar el servicio de esta reserva; no obstante, en la lista contenida en dicha tabla, no aparece el margen habilitado para estas centrales por lo que se solicita que se incluyan en el Informe de la PLP VD.
- iii. No se incluyó en la versión provisoria publicada la determinación de la necesidad de los Servicios Complementarios, así como los estudios técnicos económicos para cuantificar los márgenes de reserva, lo cual restringe que los Participantes del Mercado Mayorista puedan realizar observaciones a dichos estudios, como lo establece el artículo 52 del RAMM. La información relacionada debe ser parte integral de la PLP en su versión provisoria, atendiendo lo establecido en los artículos 54 c) y 55 c) del RAMM, así como el numeral 1.2.1, literal h), y el numeral 1.2.6.1 de la NCC-1. Esta observación ha sido realizada para los informes anteriores en los oficios GTM-NotaS2019-47, GTM-NotaS2016-17 y GTM-NotaS2017-15, GTM-NotaS2018-51 y hasta la fecha no ha sido atendida por el AMM.
- iv. Confirme que utilizó el mismo método, para modelar las centrales GDR's, que fue descrito en la observación 1 del Anexo 1 del oficio GG-840-2019. Es importante que en el informe se listen los costos variables utilizados para las referidas centrales, así como se indique cual es el punto de conexión donde se están modelando cada una, siendo consistente con lo contenido en la Base de Datos del SDDP.
- v. Explique el motivo por el cual se asume que el coeficiente de producción de la Central Hidroeléctrica Chixoy es constante (3.80534 MW/m<sup>3</sup>/s), cuando el mismo varía en función de la cota que tenga. Esto, tomando en cuenta la información modelada de dicha central en la Base de Datos del SDDP.

### Observación 4: Costos Variables de Energía por Central

- i. El informe debe expresamente indicar la declaración de las fechas de inicio y fin de zafra, para el caso de cada uno de los ingenios, o, en su caso, la estimación que el AMM realizó para dichas fechas, como parte de las premisas.
- ii. Indique la razón por la cual, en el Informe no se presentan los costos variables de generación de las centrales listadas a continuación; así mismo, indicar si la información relacionada a los referidos costos fue presentada por los Participantes en cuestión.
  - i. San José
  - ii. ECOE-CFE
  - iii. Palo Gordo
  - iv. Magdalena Bloque 4
  - v. Trinidad 3, Trinidad 4 y Trinidad 5
  - vi. El Pilar Bloque 1, Bloque 2 y Bloque 3
  - vii. Costa Sur
  - viii. La Libertad



## 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

### **Observación 5: Contratos de Respaldo de Potencia**

Se recomienda que se incluya en el informe dentro de la tabla contenida en el apartado 1.8, la cantidad de potencia que fue contratada durante la vigencia del contrato, en el mismo sentido de lo indicado en el numeral 13.6.2 de la NCC-13.

### **Observación 6: Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda -CAD-**

Indique la razón por la cual el AMM adoptó marzo de 2020 para el cálculo del porcentaje de pérdidas del coeficiente de requerimiento adicional de la demanda.

### **Observación 7: Obras de transmisión consideradas para la realización de los estudios eléctricos**

Se recomienda que en el Informe se indiquen las fechas que estimó el AMM que estarán en operación las obras de transmisión indicadas en los cuadros contenidos en el numeral 1.9 de referido informe; así mismo, se indique si referidas fechas fueron informadas por los participantes en cuestión y validadas por el AMM.

### **Observación 8: Validación de la Información**

- i. Confirme si, en virtud de lo establecido en el numeral 1.2.4 de la NCC-1 y el numeral 1.2.7 de la NCO-1, toda la información utilizada para la elaboración de la Programación de Largo Plazo 2020 – 2021, en su versión provisoria, fue validada por el AMM y que no existe incompatibilidad en la información, a excepción de los casos indicados en el numeral 1.10 de informe de la referida PLP.
- ii. Informe sobre si se aplicó lo establecido en el numeral 1.2.3.5 de la NCC-1 a algún Participante.
- iii. Conforme lo establecido en el numeral 1.2.4.1 de la NCC-1, en relación a los casos en que se presentaron inconsistencias, mismos que son indicados en la sección 1.10 denominada "Validación de la Información" del Informe de la PLP VP 2020-2021, para cada caso indique si ya ha finalizado el proceso de validación; si la respuesta es afirmativa, indique el momento en que se informará a esta Comisión dichos casos; en caso la respuesta es negativa, indique el detalle de dicho proceso y los pasos que quedan por realizar dentro del proceso de validación.

### **Observación 9: Programa de Despacho de Carga del SNI año estacional 2020-2021**

Se recomienda que dentro del Informe de la PLP VD 2020-2021 se incluya la descripción de la metodología de cálculo empleada para determinar el requerimiento de combustibles para el año estacional 2020-2021.

### **Observación 10: Requerimiento de Reserva Rodante Operativa**

En la sección 9 de los Estudios Eléctricos se colocaron los márgenes proyectados de RRO y dentro de la sección de oferta se menciona que entre las centrales que pueden prestar el servicio de esta Reserva hay plantas con combustible Búnker. Por lo anterior, se recomienda que se incluya una estimación de la prestación de dicho servicio de manera que las centrales puedan prever su participación y contar con el recurso correspondiente. Lo



## 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

anterior, tomando en cuenta el mejor criterio que estime pertinente el AMM, pudiendo ser la réplica de los resultados del último año, así como se utiliza en el caso de las exportaciones.

### **Observación 11: Evaluación de escenarios y confiabilidad de la generación**

Confirme si, en virtud de la literal a) del artículo 54 del RAMM y lo informado a esta comisión a través de la observación 5 del anexo 1 del oficio del AMM identificado como GG-840-2019, entre las hipótesis que utiliza el AMM para la PLP es que la única variable aleatoria relevante que considera el AMM es la hidrología, y por lo cual es a la única variable a la que se le realiza un estudio de los posibles escenarios que pueda presentar.

### **Observación 12: Confiabilidad de la generación**

Se solicita que se incluya un criterio de disponibilidad histórica para el despacho de las centrales de generación. Lo anterior pudiendo hacer uso del coeficiente de disponibilidad de las centrales de generación que se utiliza para el cálculo de su Oferta Firme. Esto tomando en cuenta que el modelo del SDDP permite utilizar dicho criterio y que existe suficiente evidencia histórica que muestra que las centrales no cuentan con el 100% de disponibilidad durante todo el año estacional; es decir, no es correcto que se asuma que dicha disponibilidad se ve reducida únicamente por su mantenimiento.

Asimismo, si el AMM contara con información sobre modificaciones en la oferta de generación (Ingresos o retiros de unidades o centrales de generación) debiera incluirlas dentro de la programación, tal como lo realiza con las instalaciones de transmisión que se tienen previstas.

### **Observación 13: Valor del agua y Cota de Chixoy**

- i. Se recomienda que dentro del Informe de la PLP VD 2020-2021 se incluya el significado del Costo de Oportunidad del Agua y el Valor de agua, esto para clarificación de las secciones 2.4 y 2.6 del Informe de la PLP VP 2020-2021 y mejor interpretación de los resultados.
- ii. Asimismo, es necesario que se indique si a criterio del AMM, es correcto suponer que la cota de Chixoy se mantendrá en 803 msnm durante 7 meses (de agosto 2020 a febrero 2021), tomando en cuenta que esto implicaría que, de llenarse el embalse, no se generaría; o que los aportes al embalse son exactamente lo que se generaría al observar las condiciones de vertimiento únicamente para septiembre y octubre de 2020.

### **Observación 14: Pruebas de potencia máxima**

- i. Explique la forma en la cual el calendario de pruebas de potencia máxima incluido en el Informe de la PLP VP 2020-2021, cumple con minimizar el costo total de operación para que el efecto económico en el Despacho sea el menor posible, lo anterior, conforme lo que establece la literal a) del numeral 2.3.2.1 de la NCC-2.
- ii. Se recomienda incluir dentro del informe de la PLP VP 2020-2021, el valor del último resultado de la prueba de potencia máxima realizada a las centrales calendarizadas para el año estacional en cuestión y la fecha en que se realizó. Esta recomendación fue incluida en la nota con referencia GTM-NotaS2019-47.



## 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

### **Observación 15: Mantenimientos mayores**

Explique cómo garantiza que la programación de los mantenimientos mayores (de transporte y generación) minimiza el sobrecosto de operación, como lo establece el artículo 63 del RAMM. En ese sentido, el AMM debería incluir, como parte de la versión definitiva, una referencia expresa en donde la configuración de los mantenimientos incluidos en la PLP (referencia a lo que establece el literal b) del artículo 55 y artículo 63 del RAMM y el literal c) del numeral 1.2.4.2 de la NCC-1), no transgreden los márgenes de reserva operativos requeridos.

Asimismo, se solicita que se incluya dentro del Informe de la PLP VD, un indicador del excedente de capacidad disponible en el SNI, siendo dicho excedente calculado como la diferencia entre la generación disponible (descontando mantenimientos y tomando en cuenta la disponibilidad del recurso primario en el caso de las centrales renovables y no su capacidad efectiva instalada) y la demanda prevista.

### **Observación No. 16: Mantenimientos de Transmisión**

Se recomienda que incorpore dentro del Informe de la PLP VD, el cálculo de las reducciones de la capacidad de transporte asociada a cada mantenimiento de las instalaciones de transmisión. Dichas reducciones a la capacidad de transporte deben entenderse en el sentido de lo que establece el artículo 50 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

### **ESTUDIOS ELÉCTRICOS (Observaciones a la Base de Datos)**

#### **Observación 17: Archivos de las Bases de Datos para estudios eléctricos**

No se incluyó en la versión provisoria publicada la base de datos utilizada para los efectos de lo establecido en el artículo 55 c) del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y el numeral 1.2.5 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1 lo cual restringe que los Participantes del Mercado Mayorista y la Comisión puedan realizar observaciones dicha base de datos, como lo establece el artículo 52 del RAMM, por lo cual se solicita que sean remitidos en cada una de las versiones de la Programación de Largo Plazo (Provisoria, Definitiva, Reprogramación Provisoria y Reprogramación Definitiva), la totalidad de los archivos de la Base de Datos, para que los resultados relacionados con los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa de la RPLP, puedan ser replicados por la CNEE, para régimen permanente y transitorio. Según el software utilizado, los archivos deben ser ordenados y separados por tipo de estudio y según corresponda a cada análisis y escenarios considerados, debiendo incluir archivos auxiliares como rutinas, subrutinas (Internas y Externas), acompañando un informe que contenga la parametrización utilizada y a través de la cual se obtuvieron los resultados contenidos en la Programación de Largo Plazo. Para PSSE 33 dentro de los archivos que como mínimo se requiere sean enviados a esta Comisión son los siguientes: \*.sav, \*.raw Versión 32, \*.seq, \*.dyr, \*.idv, \*.sld del S.N.I utilizado, \*.sld de los sistemas secundarios, archivos CONEC y ET, \*.py, \*.sub, \*.con, \*.mon, \*.dxf, \*.pv, \*.ccv, conec.flx, conet.flx, \*.snp, \*.bat. Lo anterior ya ha sido observado en las notas GTM-NotaS2018-51, nota GTM-NotaS2019-47 y GTM-NotaS209-169.

#### **Observación 18: Modificaciones y actualizaciones a la Base de Datos**

Confirme que realizó la revisión y actualización de los elementos, parámetros eléctricos y topología de la Base de Datos que es utilizada para la realización de los estudios eléctricos, para los efectos de cumplir con el artículo 53 y 55 c) del RAMM y el numeral 1.2.2.2 y 1.2.2.3



## 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

de la NCC-1. En ese sentido, la PLP VD debe incluir la información en la cual se listen las modificaciones y actualizaciones en las bases de datos, en comparación con la inmediata anterior, incluyendo entre otros y sin ser limitativo lo siguiente:

- a. Modificación y/o actualización de la topología del sistema de transmisión.
- b. 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.
- c. La identificación de los nuevos elementos que fueron incorporados al Sistema Nacional Interconectado tales como: generadores, líneas, equipos de compensación reactiva y transformadores.
- d. La identificación de las ampliaciones y actualización de los Esquemas de Control Suplementarios; así como los nuevos esquemas que fueron incorporados, conforme lo establecido en la Norma de Coordinación Operativa No. 4.

### Observación 19: Bases de Datos SDDP y PSSE

Confirme si los parámetros utilizados para conformar las bases de estudios eléctricos (software PSSE), fueron validados y comparados con los consignados en la base de datos empleada para la proyección del despacho anual de las centrales (software SDDP).

### Observación 20: Restricciones y topología más adecuadas del sistema de transmisión

Con relación a las restricciones permanentes del sistema de transmisión y topologías más adecuadas del SIN, 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 que presente de forma integrada y resumida de todas las restricciones permanentes y topología más adecuada del SIN, en caso las hubiera.

Adicionalmente, respecto a las restricciones se solicita que confirme si ha considerado en el informe las opiniones que el AMM ha emitido durante evaluaciones de acceso y ampliación a la capacidad de Transporte, conforme el artículo 49 del RLGE y la NTAUCT, tomando en cuenta que en dichas evaluaciones el AMM identificó restricciones importantes y actualmente los proyectos ya están operando en el Sistema Nacional Interconectado, entre los cuales se encuentran la siguiente:

**Acceso a la capacidad de transporte proyecto Renace IV Fase II:** en el mismo por parte del AMM se indicó lo siguiente: "Ante la apertura de la línea de transmisión Tactic-Renace 230 kV: Se pierden aproximadamente 240.0 MW de generación en el SIN. En el escenario en que Guatemala importa 240 MW de México, los transformadores LBR 400/230 kV 225 MVA se cargan con 103 % de su límite térmico a 75 grados centígrados...".

Respecto a la topología, de igual forma se deben considerar los aspectos observados en las evaluaciones de acceso y ampliación a la capacidad de Transporte, tomando en cuenta que por parte del AMM ha sido manifestado lo siguiente:

**Acceso a la capacidad de transporte proyecto Oxec II y modificación del punto de conexión de Oxec I:** "Sin embargo, debe tenerse presente que debe evitarse configuraciones en paralelo entre redes de 230 kV y 69 kV de manera directa, que luego podrían configurarse como un anillo para el flujo de potencia, ya porque



## 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

eventuales fallas en las líneas de 230 kV pueden causar sobrecargas en las líneas de menor voltaje con las que cierren el anillo para el flujo de potencia y, por tanto, agravar los efectos de la falla sobre el Sistema Nacional Interconectado".

### **Observación 21: Consideraciones de Mantenimientos**

Tomando en cuenta lo establecido en el numeral 1.2.3.1 c) de la NCC-1 que literalmente indica "Planes de Mantenimiento Mayor, así como todos los demás mantenimientos de las instalaciones y equipos de transmisión que, de acuerdo a los estudios eléctricos realizados por el AMM, afecten la capacidad de transporte, la calidad del servicio del sistema eléctrico o representen desconexión de generación que reduzcan las reservas a niveles de riesgo. También deberá informar los cambios de topología de la red y adiciones o retiros de equipos principales que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte de energía o la calidad del servicio en el sistema de transmisión...", se solicita remitir o incluir en el informe lo siguiente, para los efectos de cumplir con el artículo 53 y 55 c) del RAMM y el numeral 1.2.5 de la NCC-1:

- i. Listar los cambios en la topología, debiendo señalar aquellos que pudieran modificar la capacidad de transporte.
- ii. Listar la adición o retiros de los equipos principales, que pudieran modificar permanentemente la capacidad de transporte, y en el caso de no existir retiros deberá ser indicado.
- iii. Identificar los mantenimientos mayores en instalaciones y equipos de transmisión que pueden producir efectos adversos a la capacidad de transporte, la calidad del servicio del sistema eléctrico y/o que pueden producir la desconexión de generación que reduzca las reservas a niveles de riesgo. También es necesario identificar los mantenimientos mayores programados, conforme lo establecido en el numeral 1.2.4.2 (c) (4) de la NCC-1, que literalmente establece "*Si no se obtuviera un acuerdo el AMM elaborará el programa de Mantenimiento Mayor que satisfaga las restricciones mencionadas, el cual deberá ser respetado por todos los Participantes*".
- iv. Identificar las instalaciones que indica la segunda viñeta del numeral 1.2.3.1 c) de la NCC-1.

### **Observación 22: Transformadores de potencia por alcanzar su capacidad nominal**

Se solicita que el informe identifique y liste las subestaciones en las cuales los transformadores de potencia están por alcanzar su capacidad nominal, conforme su criterio técnico y lo establecido en el artículo 44 c) de la LGE.

### **Observación 23: Informe denominado "Informe Preliminar de Evaluación de Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Secundarios de Subtransmisión, correspondiente a la Programación de Largo Plazo 2020-2021"**

Se recomienda que se exponga claramente los criterios utilizados para la definición de los siguientes sistemas y/o adiciones de instalaciones de transmisión al Sistema Principal:

- I. Sistema Secundario de Transmisión Miriam – Santa Ana.
- II. Debido a la conexión de la subestación Santa Isabel, se modificar la topología de conexión en líneas de transmisión de la región sur de la red de TRELEC. Lo que según



## 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

el AMM ocasiona que se forme una malla la cual estaría conectando las subestaciones Pantaleón, Santa Lucía, Miriam y Cocales.

### Observación 24: Regulación de tensión

Es necesario que el AMM, confirme si fueron considerados las subestaciones de la tabla siguiente, para la identificación de inversiones necesarias, tomando en cuenta los resultados de los análisis realizados en el año 2019 por el AMM y la CNEE en virtud de los artículos 12 y 24 de las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones -NTCSTS-; en caso contrario, se recomienda al AMM considere referidas subestaciones para la identificación de inversiones que sean necesarias para mejorar la calidad del servicio en el área de influencia.

Agente	Subestación	Punto de medición
ETCEE	Raaxha	Salida GRAL. 69 kV
ETCEE	El Rancho	Barra 34.5 kV
ETCEE	Chimaltenango	Trafo II 69/34.5 kV
ETCEE	Sayache	Trafo 69/34.5 kV
TRELEC	Kaminal	F71771
TRELEC	Cambay	F71775

Adicionalmente, indique si en los refuerzos que se plantean, a su consideración contribuyen para mejorar los índices de calidad de la prestación del servicio de transporte, conforme lo que establecen las NTCSTS.

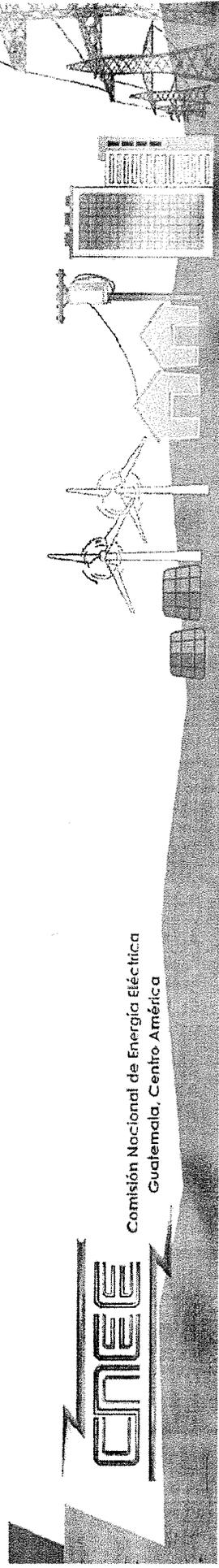
### Observación 25: Publicidad de la Información

Se solicita que el Administrador del Mercado Mayorista publique o incluya en la Versión Definitiva de la Programación de Largo Plazo 2020-2021 (y remita a esta Comisión) copia de todas las observaciones que le fueron enviadas por los Participantes del Mercado Mayoristas y la correspondiente explicación técnica, indicando cuáles de estas observaciones implicaron ajustes a la Versión Provisoria y cuáles no. Esta observación ha sido incluida en las notas GTM-NotaS2016-17, GTM-NotaS2017-15, GTM-NotaS2018-51, GTM-NotaS2018-228 y GTM-NotaS2019-47.

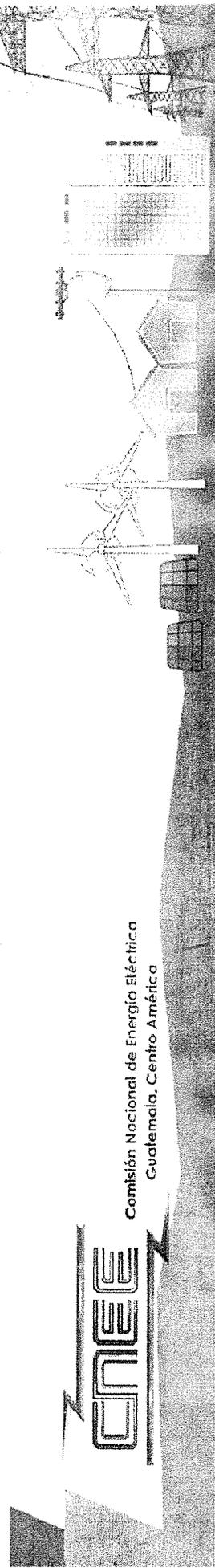
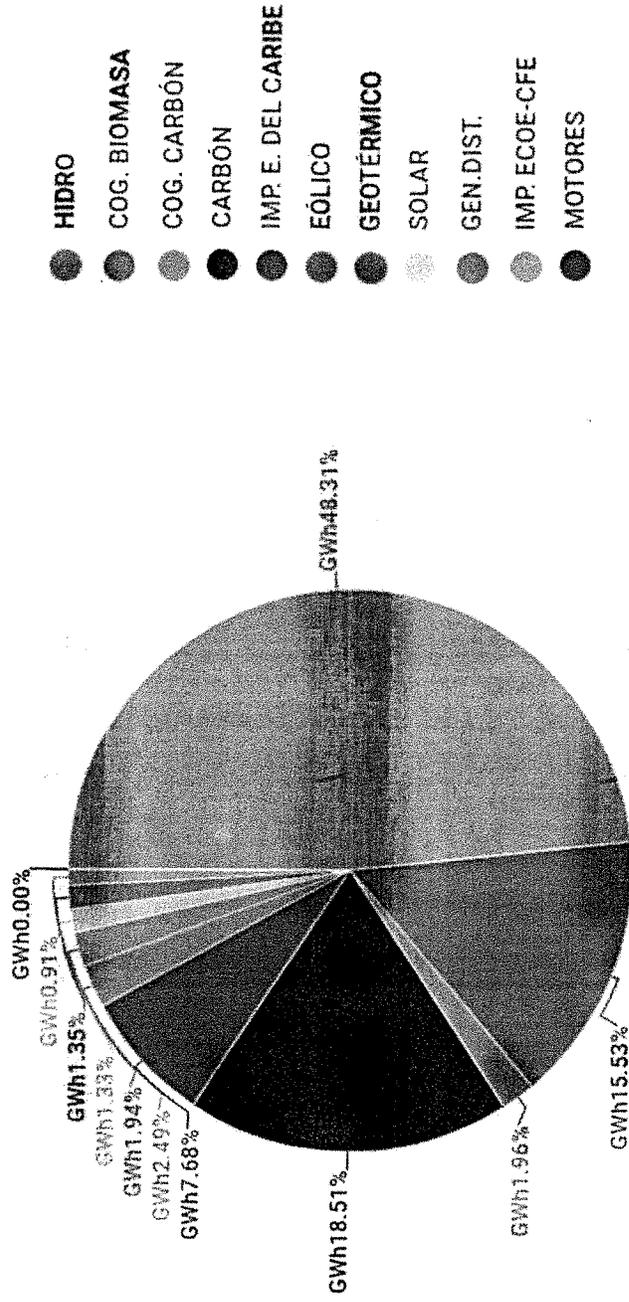
# Aspectos Relevantes y Observaciones a la PLP Provisoria 2020-2021

Marzo 2020

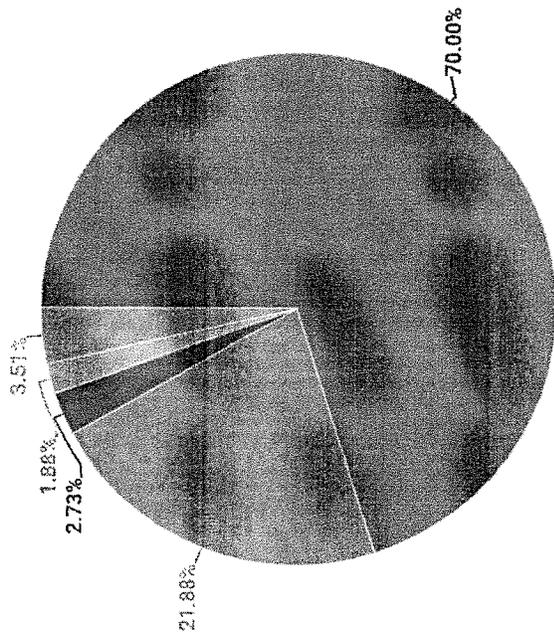
Comisión Nacional de Energía Eléctrica



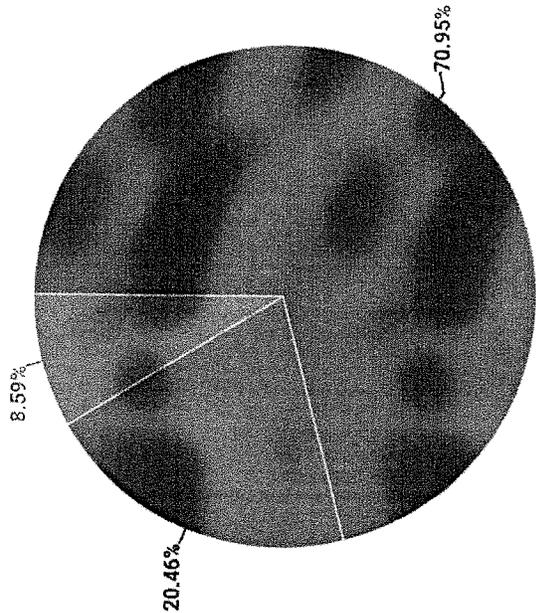
# Matriz de Generación Prevista



Matriz de generación prevista por recursos renovables



Matriz de generación prevista por tipo de recurso

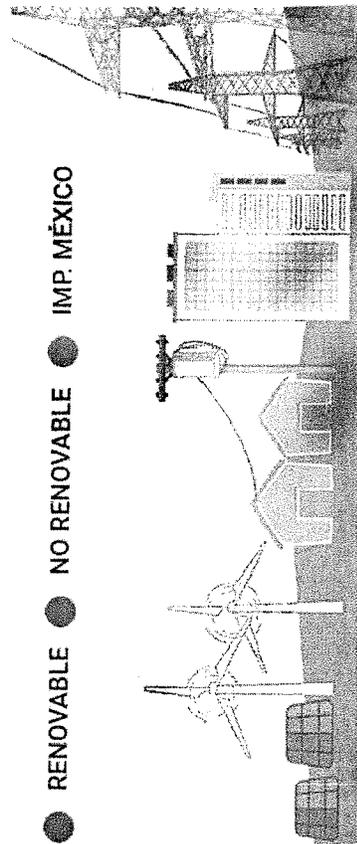


HIDRO+GDR ● BIOMASA ● GEOTÉRMICO ● SOLAR ● EÓLICO

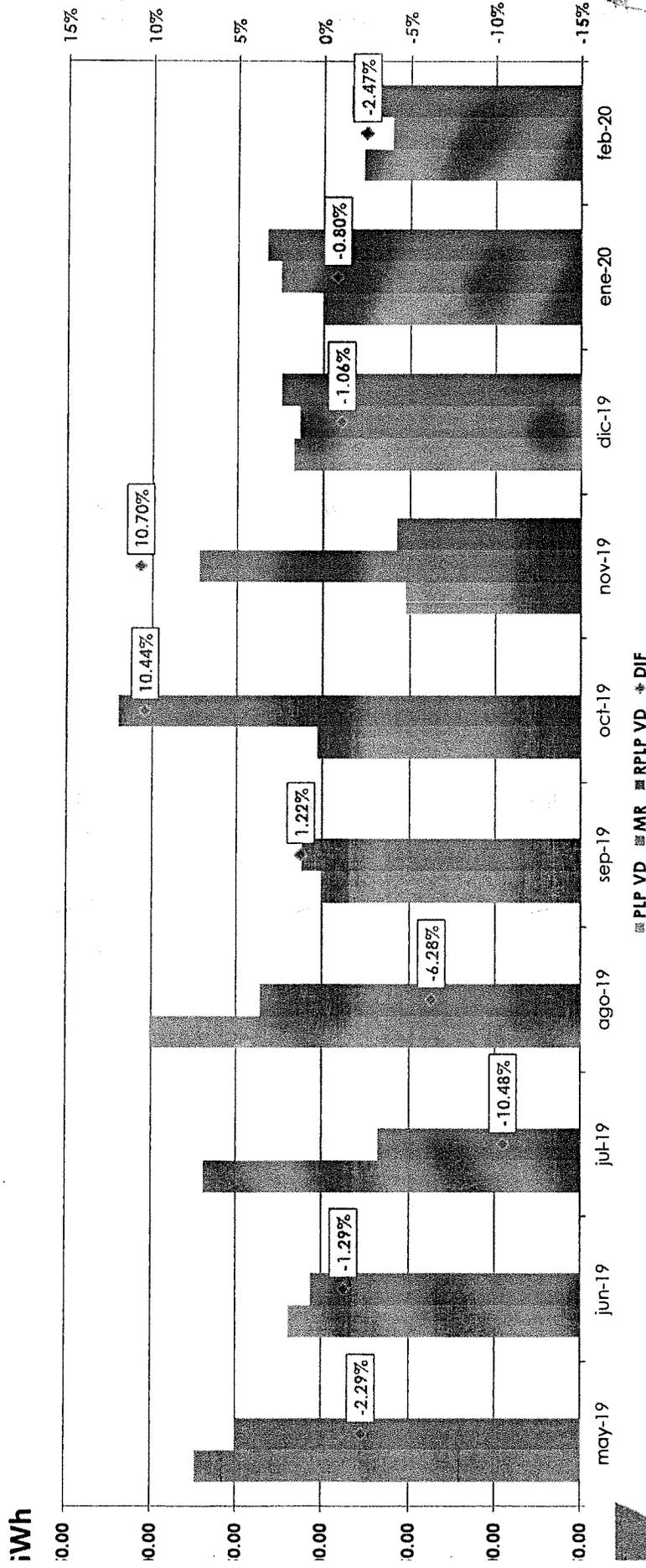
● RENOVABLE ● NO RENOVABLE ● IMP. MÉXICO



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

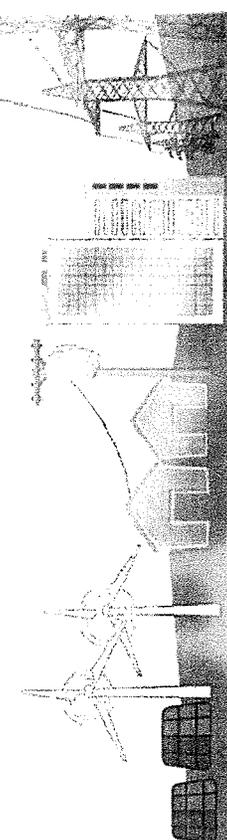


# Generación Real vs PLP VD (2019-2020)

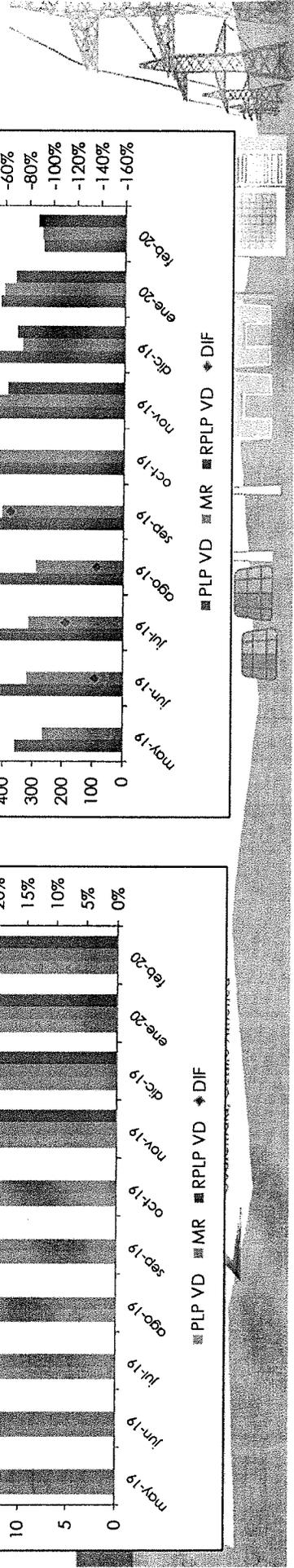
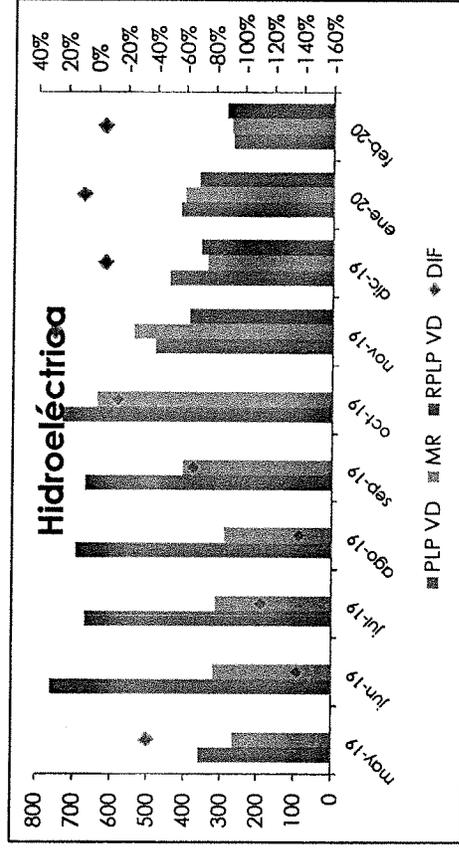
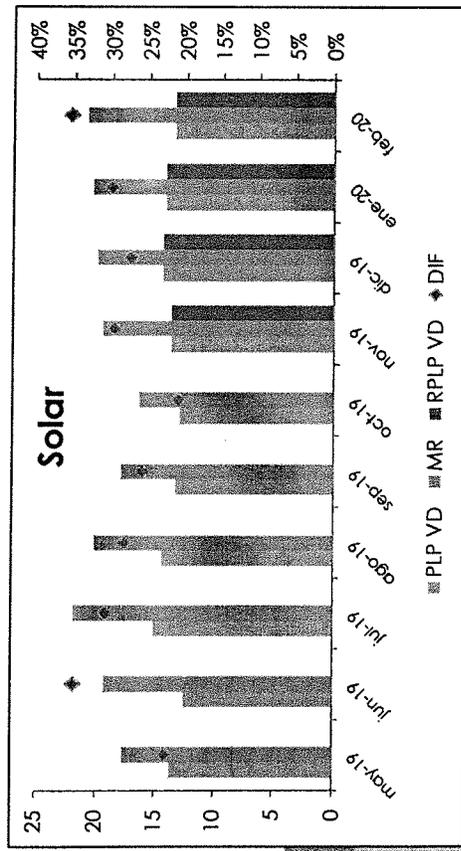
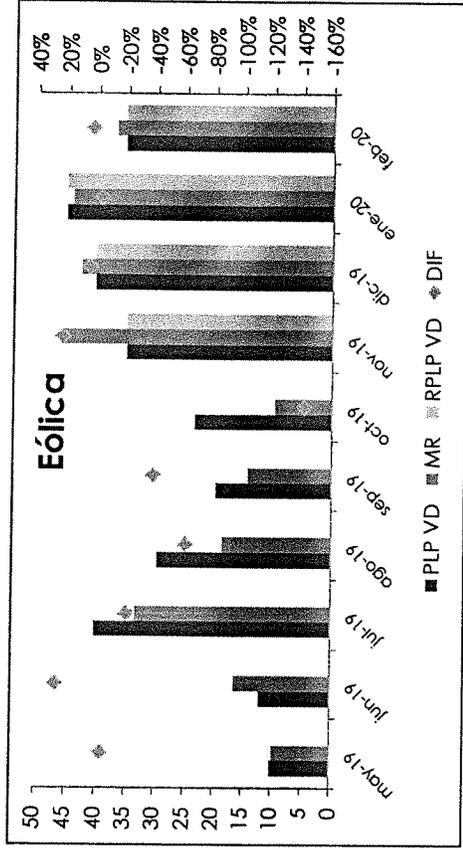
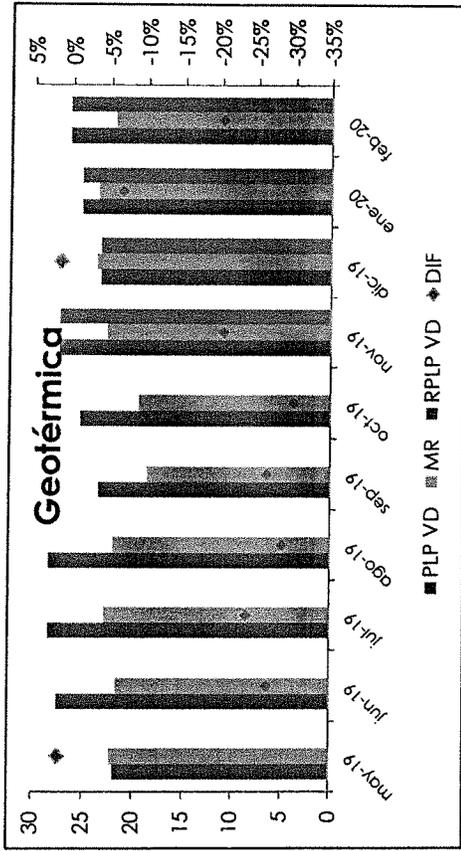


Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

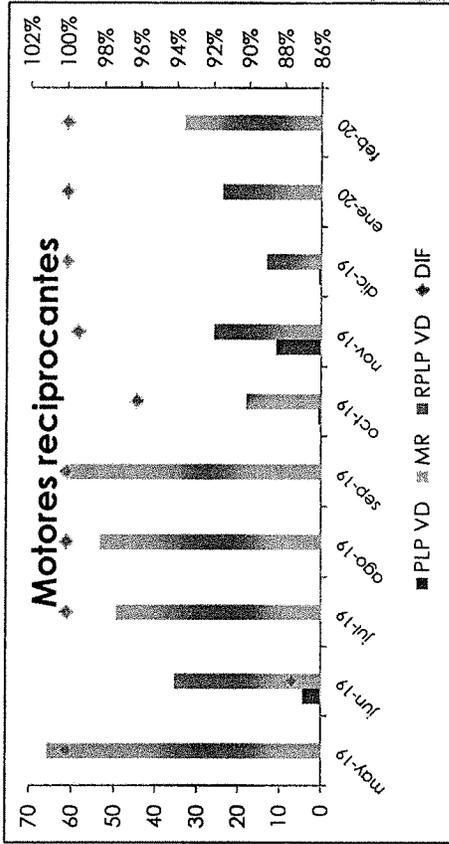
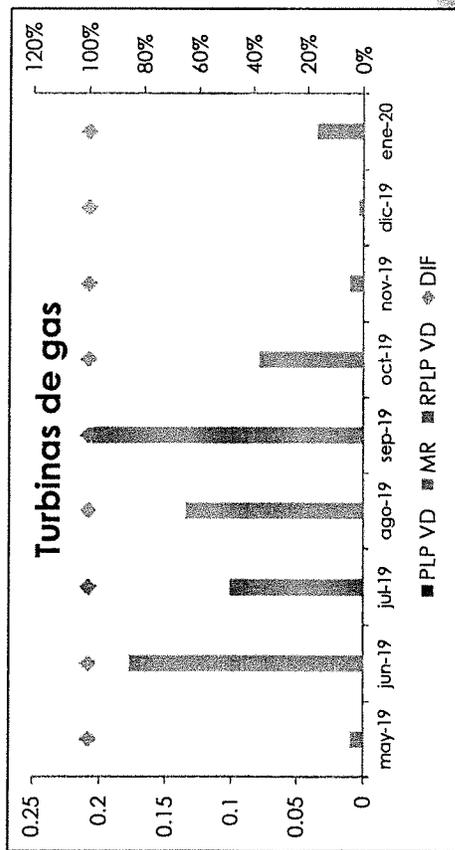
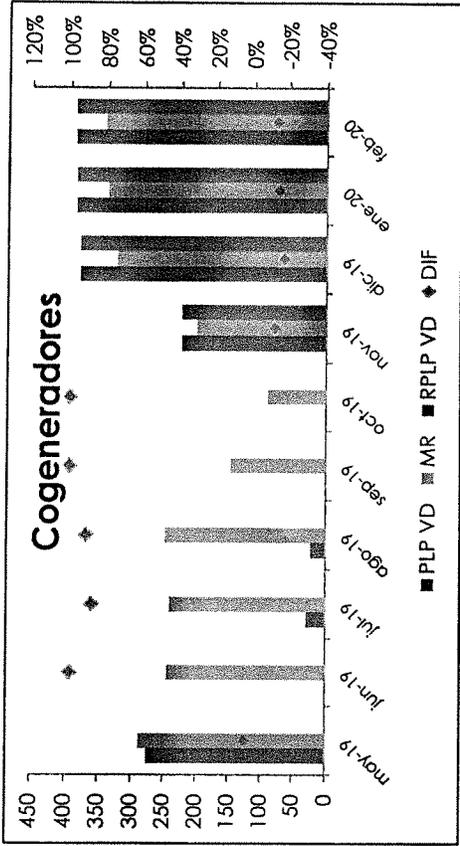
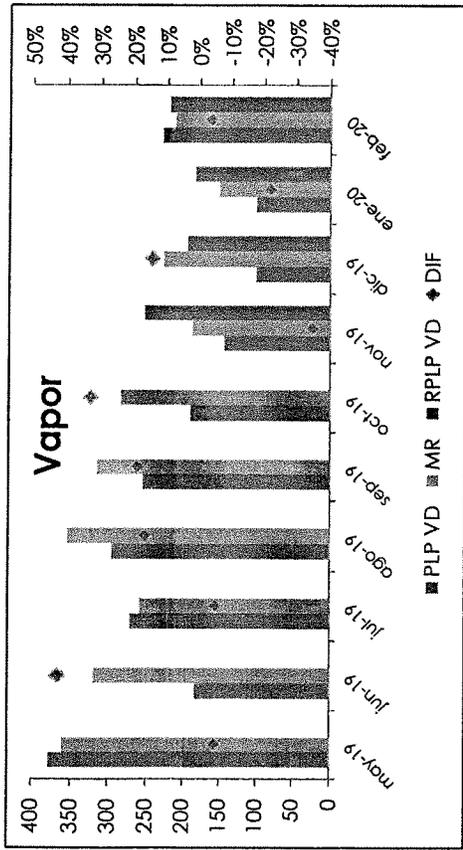
PLP VD MR RPLP VD DIF



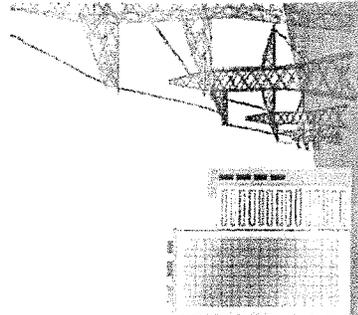
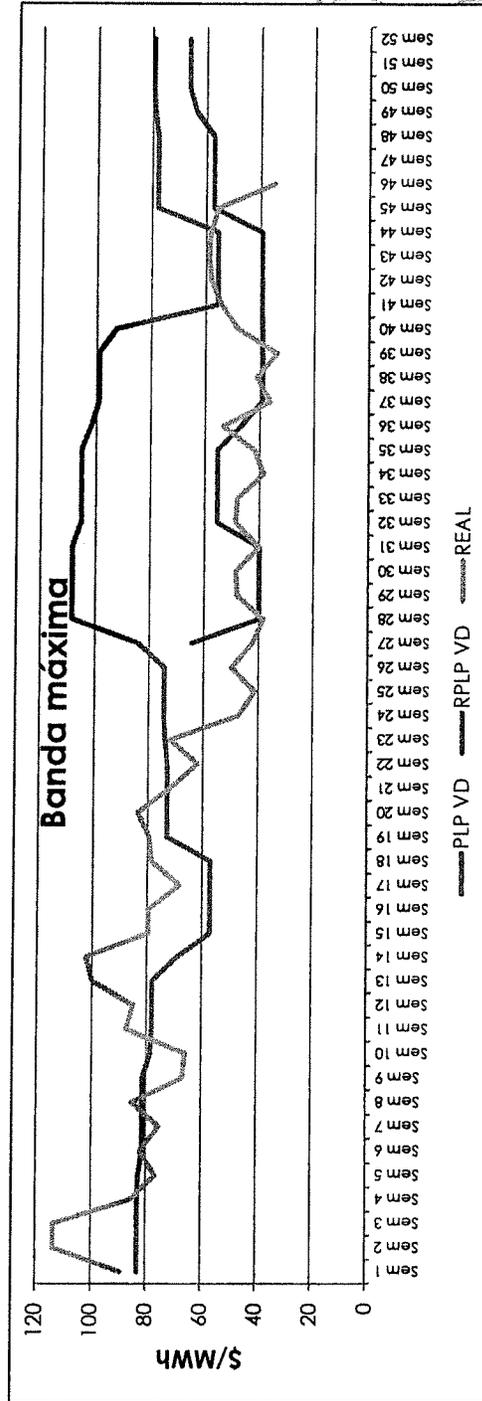
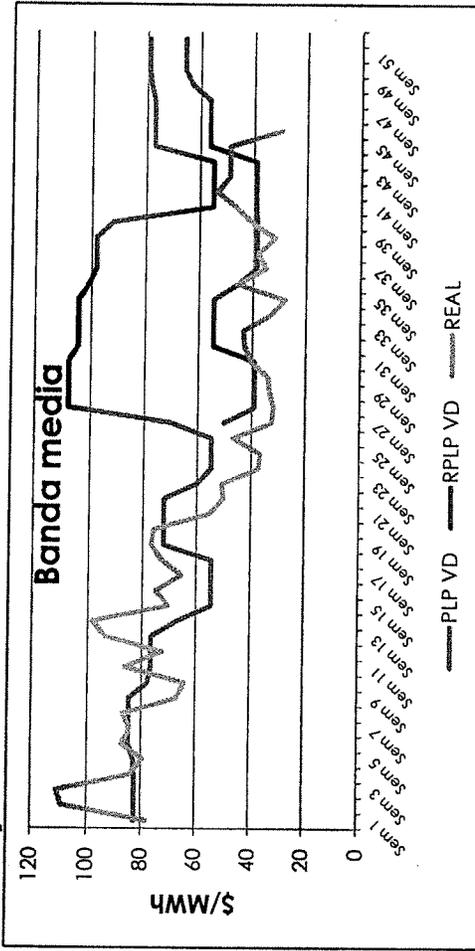
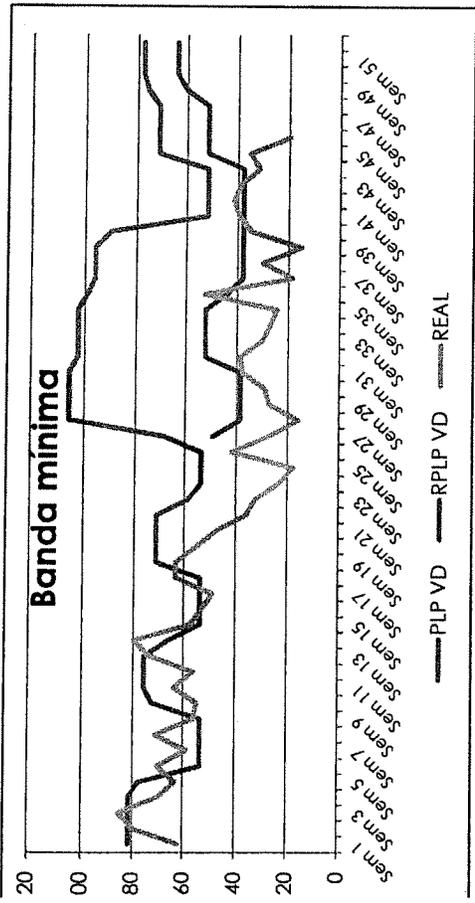
# Generación Real vs PLP VD (2019-2020)



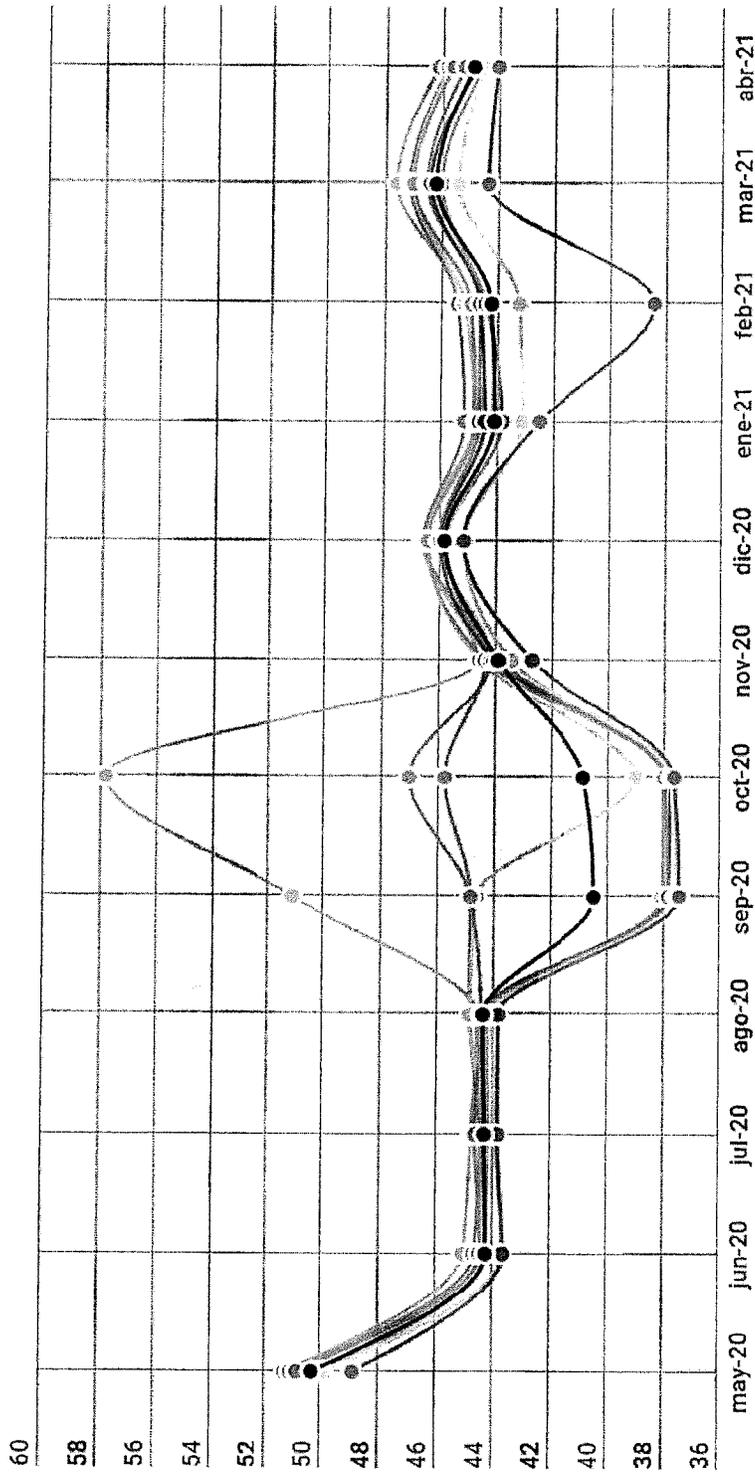
# Generación Real vs PLP VD (2019-2020)



# PLP Real vs PLP VD (2019-2020)

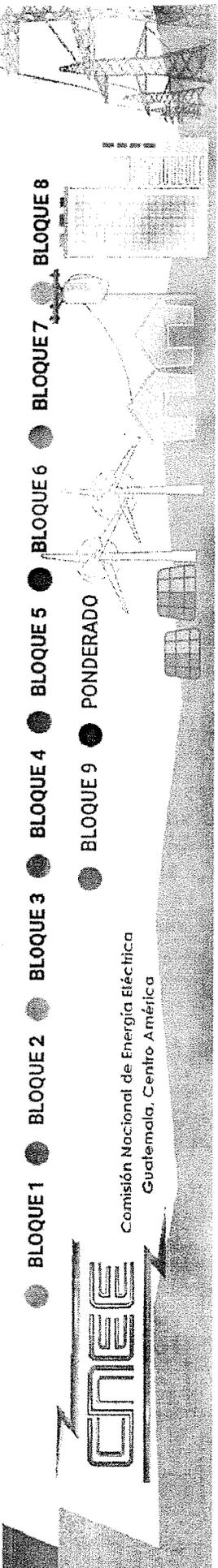


# DE proyectado



BLOQUE 1
  BLOQUE 2
  BLOQUE 3
  BLOQUE 4
  BLOQUE 5
  BLOQUE 6
  BLOQUE 7
  BLOQUE 8
  BLOQUE 9
  PONDERADO


 Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
 Guatemala, Centro América

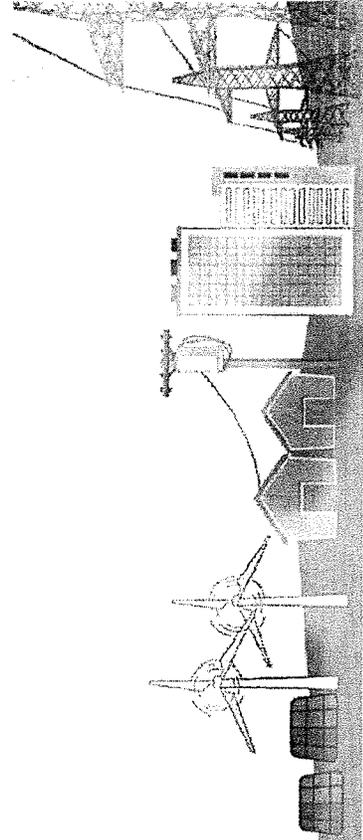


# Demanda y Energía Proyectada + Exportaciones

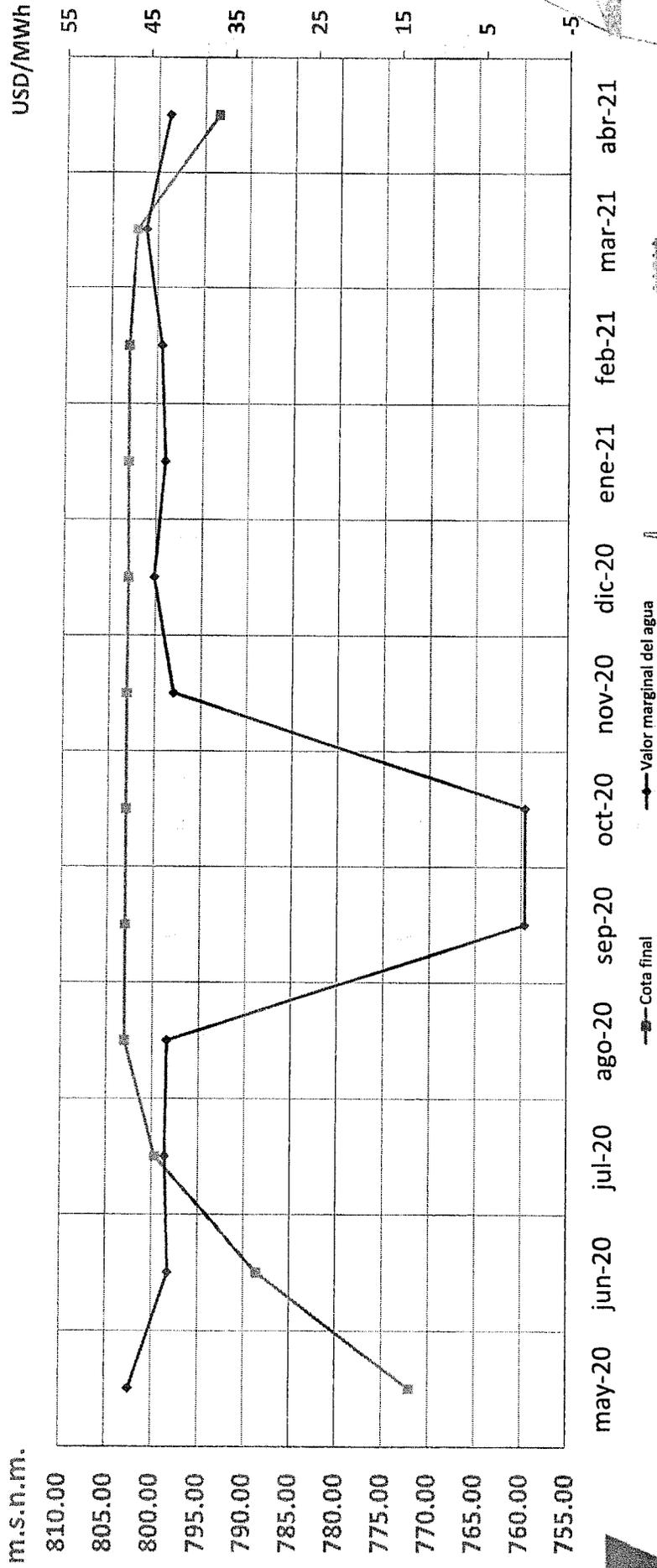
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA DEL S.N.I	11,518.16 GWh
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL S.N.I	1,822.95 MW
EXPORTACIONES ANUALES ESTIMADAS AL MER	1,657.98 GWh
EXPORTACIONES ANUALES ESTIMADAS AL MEM	120.79 GWh.



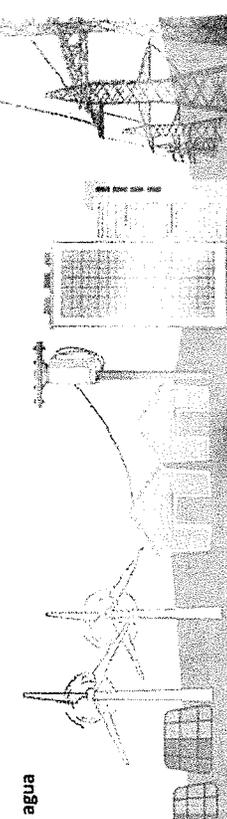
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# Cotas y Valor de agua



**CNEE**  
 Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
 Guatemala, Centro América



# MANTENIMIENTOS MÁS RELEVANTES

Hidroeléctrica Chixoy, tiene programado mantenimiento mayor durante los primeros meses de 2021, (2 febrero - 17 mayo), una a la vez durante 21 días cada una por lo que durante este lapso contará con el 80 % de su capacidad instalada.

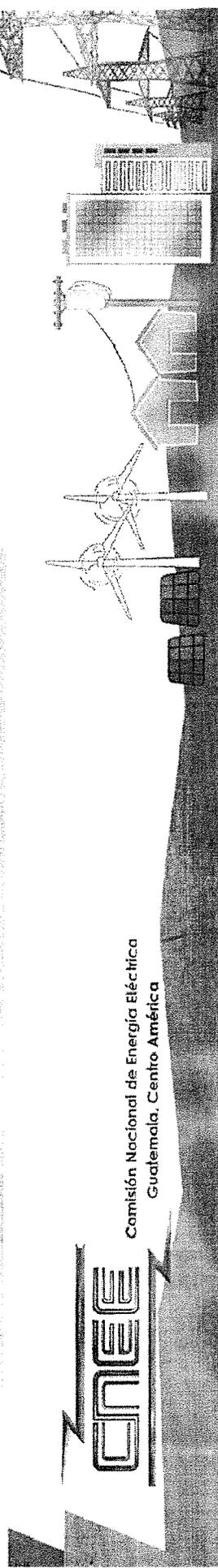
La Central Generadora Eléctrica San José que informa la realización de su mantenimiento mayor en una etapa, una con duración de 25 días iniciando el 14 de noviembre.

## Jaguar Energy:

Jaguar Energy	JEN-01	20	11-oct-20	30-oct-20	133.578	66.52	Mantenimiento Mayor de la unidad
Jaguar Energy	JEN-02	20	20-oct-20	08-nov-20	140.928	67.65	Mantenimiento Mayor de la Unidad
Jaguar Energy	JEN-01	15	11-nov-21	25-nov-21	133.578	49.89	Mantenimiento Mayor de la Unidad.
Jaguar Energy	JEN-02	15	19-nov-21	02-dic-21	140.928	50.79	Mantenimiento Mayor de la Unidad



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



# Estado de Mantenimientos de Transmisión

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (Días)	Entidad
Subestación Guate Sur, Banco de transformación 2 138/69 kv case R	21	ETCEE
Subestación GIS Brillantes 400kv	15	ETCEE
Banco de capacitores de 69 de 69 kv, Subestación Melendrez	18	ETCEE
Subestación Guate Sur, Banco de transformación 2 138/69 kv case T	21	ETCEE
Banco de capacitores de 69 kv, Subestación Coatepeque	18	ETCEE
Banco de capacitores de 69 kv, Subestación San Marcos	18	ETCEE
Centro Guatemala 2-El Sitio 69 kv	10	TRELEC
Encenso, Subestación 69 kv	20	TRELEC
URAU691	15	TRELEC
Chixoy II, subestación 230 kv	15	Mantenimientos Transmisora de Energía Renovable



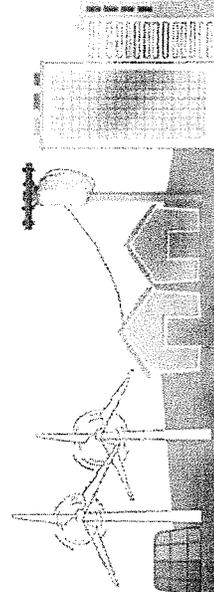
# Márgenes de Reservas y CAD

Mes	RRR [MW]			RRO [MW]			Reserva Rodante [MW]		
	max	med	min	max	med	min	max	med	min
MAYO	54.70	47.50	26.10	36.50	47.50	34.80	91.20	95.00	60.90
JUNIO	53.40	48.20	29.30	35.60	48.20	39.00	89.00	96.40	68.30
JULIO	52.30	46.90	28.10	34.90	46.90	37.50	87.20	93.80	65.70
AGOSTO	52.60	48.70	28.90	35.10	48.70	38.50	87.70	97.40	67.40
SEPTIEMBRE	52.80								66.00
OCTUBRE	53.00								66.10
NOVIEMBRE	53.70								67.80
DICIEMBRE	54.20								65.50
ENERO	53.80								64.70
FEBRERO	54.20	47.60	28.10	36.10	47.60	37.50	90.30	95.20	65.50
MARZO	54.80	47.90	28.80	36.50	47.90	38.40	91.30	95.80	67.20
ABRIL	55.10	47.90	30.30	36.70	47.90	40.40	91.80	95.80	70.60

Coeficiente de requerimiento adicional de la  
 Demanda **CAD = 9.0999%**  
 El año anterior fue de 9.1652%



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
 Guatemala, Centro América

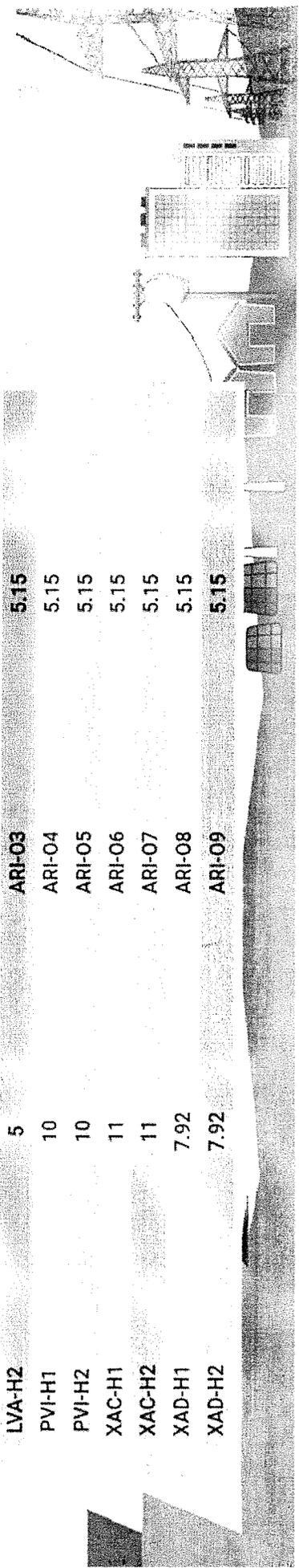


# entrales que aportan RRO

UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO ± [MW]	UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO ± [MW]
AGU-H2	6.05	OXE-H1	5
AGU-H3	6.05	OXE-H2	5
CAN-H1	6.45	ARI-O10	5.15
CAN-H2	6.45		
CHX-H1	12.08	LPA-B1	5.22
CHX-H2	12.08	LPA-B2	5.2
CHX-H3	12.08	LPA-B3	5.27
CHX-H4	12.08	LPA-B4	5.2
CHX-H5	12.08	ARI-O1	5.15
JUR-H1	5.69	OX2-H1	5.49
JUR-H2	5.69	OX2-H2	5.49
JUR-H3	5.69	OX2-H3	5.49
LVA-H1	5	ARI-O2	5.15
LVA-H2	5	ARI-O3	5.15
PVI-H1	10	ARI-O4	5.15
PVI-H2	10	ARI-O5	5.15
XAC-H1	11	ARI-O6	5.15
XAC-H2	11	ARI-O7	5.15
XAD-H1	7.92	ARI-O8	5.15
XAD-H2	7.92	ARI-O9	5.15

**TOTAL DE POTENCIA  
PARA RRO**

**269.17 MW**



# entrales que aportan RRA

PLANTA / UNIDAD	Potencia Disponible de RRA [MW] para el año estacional
TAM-G1	33.4796
TAM-G2	36.9683
POP-B1	5.6759
POP-B2	5.0381
POP-B3	5.6765
POP-B4	<b>5.6759</b>
POP-B5	5.6754
POP-B6	5.6754
POP-B7	5.6623
POP-B8	5.5152
POP-B9	5.6765
POP-B10	5.6737
LPA-B1	13.9295
LPA-B2	14.2089
LPA-B3	14.5015
LPA-B4	14.5857
LPA-B5	4.9838
ARI-01	15.6041
ARI-02	15.8102
ARI-03	15.9059
ARI-04	15.5781
ARI-05	15.7478
ARI-06	15.8361
ARI-07	15.0861
ARI-08	15.7767
ARI-09	15.4325
ARI-010	16.0331
S&S-D	16.8431

**TOTAL DE POTENCIA PARA RRA**

**362.2559 MW**

