



# 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

# COPIA

GTM-NotaS2022-33

Guatemala, 16 de marzo de 2022

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



Estimado Ingeniero Álvarez:

Deseándole éxitos en sus labores diarias, por este medio nos dirigimos a usted en seguimiento a la información remitida el 28 de febrero de 2022 por el Administrador del Mercado Mayorista mediante el oficio con número de referencia GG-108-2022, el cual contiene el informe de la Programación de Largo Plazo versión provisoria que corresponde al Año Estacional 2022-2023, por lo que, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 52 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, 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 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.

AMM RECIBIDO 16MAR'22 14:21

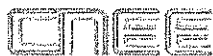
**Rodrigo Estuardo Fernández Ordóñez**  
Presidente

**Ingeniero José Rafael Argüeta Monterroso**  
Director

**Ingeniero Ángel Jesús García Martínez**  
Director

Adjunto:

- Anexo Técnico al oficio GTM-NotaS2022-33
- Presentación "Aspectos Relevantes y Observaciones a la PLP Versión Provisoria 2022-2023"





## COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4°. 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-NotaS2022-33

## OBSERVACIONES A LA VERSIÓN PROVISORIA DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO AÑO ESTACIONAL 2022 – 2023

### Preámbulo de las observaciones al informe:

Las observaciones que a continuación se presentan, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 52 del RAMM, 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	2.3.2.2	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: Análisis del Comportamiento histórico de la Demanda.

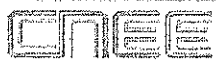
Se le solicita al AMM que, dentro del análisis del comportamiento histórico, presente una comparación con otras variables exógenas diferentes al PIB, considerando que en la comparación entre el PIB y la potencia la correlación se ha reducido significativamente en los últimos años, de acuerdo con lo informado por el AMM.

### Observación 2: Formulación del modelo de proyección mensual de la demanda de potencia y energía

- En el numeral 1.1.2.1 se indica que los 20 modelos estimados se utilizaron para la "PLP 2021-2022", cuando lo correcto sería que se utilizaron para la PLP 2022-2023.
- Se le solicita al AMM que, debido a la situación derivada de la pandemia COVID-19, se realice una actualización del modelo ampliando la muestra desde enero 2010 a enero 2022, ya que el informe de la PLP indica que se utilizó una muestra de 11 meses (febrero 2021 a enero 2022).
- En el numeral 1.1.2.2 se indica que se realizó una actualización del modelo utilizado para la PLP 2021-2022 con una ampliación de la muestra de enero de 2001 a enero de 2022. Se recomienda que se indique a que muestra y/o modelo pertenece la ecuación 2, ya que no se aclara si la muestra utilizada es de enero 2001 a enero 2022, febrero 2021 a enero 2022, o si el modelo es una actualización del utilizado en la PLP 2021-2022 o la RPLP 2021-2022.

### Observación 3: Ajuste a la proyección de demanda de potencia y energía por la recuperación post-COVID

Considerando las actualizaciones a la proyección del PIB para 2021 realizadas por el Banco de Guatemala, y las proyecciones de crecimiento publicadas por el Fondo Monetario Internacional, se le recomienda al AMM realizar un análisis de sensibilidad, tomando en cuenta un crecimiento económico sostenido y de acuerdo con las referidas publicaciones; esto debido a que en el informe, solo se han presentado los datos de las instituciones monetarias, pero no una proyección de demanda de potencia y energía que resulte de estas premisas.



**Observación 4: Oferta**

- a) En la página 35, en la sección de la tabla 4 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Hidroeléctricas) en la fila 5 se indica como nombre del GDR "Hidroeléctrica Guaracán". Se solicita al AMM que confirme si en realidad se trata del GDR Hidroeléctrica Guayacán, y se corrija si es el caso.
- b) En la misma página, las filas 17, 18 y 19 se sobreponen, y se observa que, de Hidroeléctrica Las Uvitas, se salta a Hidroeléctrica Mopá, cortando la información de un GDR en medio. Se solicita al AMM que corrija esta tabla.
- c) En la página 36, en la tabla 5, se observa que el nombre de las columnas no corresponde con la información que se indica en la tabla, desde la sección que indica Potencia Efectiva al Sistema (MW). Se solicita al AMM que corrija esta tabla.
- d) En la misma tabla 5, al listar y sumar los valores indicados de Turbinas de Vapor, se tiene un total de 471.248 MW, lo cual no concuerda con los 470.82 MW que se indican en la página 32, tabla 2 Oferta total por tecnología, para las Turbinas de Vapor. Se solicita al AMM que se revise la congruencia entre la información presentada en ambas tablas.
- e) En la página 36, en la tabla 8, se lista y contabiliza la unidad ARIZONA VAPOR para motores recíprocos. Sin embargo, en la misma página y en la tabla 5 también se lista y contabiliza para Turbinas de Vapor. Se solicita al AMM que, tomando en consideración que el ciclo combinado de Arizona restringe a que el funcionamiento de Arizona Vapor dependa de las unidades de motores de combustión de Arizona, se liste y contabilice Arizona Vapor solamente en la Tabla de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional de Motores de Combustión Interna.
- f) En la página 38, en la tabla 12, se informa al respecto de la potencia de placa (MW) y la Potencia Efectiva al Sistema (MW), sin embargo, los GDR Fotovoltaicos, tienen en la columna de Potencia de Placa (MW) valores que corresponden al número de unidades. Se solicita al AMM que realice la revisión de esta tabla y realice los cambios que correspondan.
- g) En la página 38, en la tabla 13, de igual forma se informa al respecto de la potencia de placa (MW) y la potencia efectiva al sistema (MW), sin embargo, se indica en la columna de Potencia de Placa (MW) valores que corresponden al número de aerogeneradores con los que cuenta la central. Se solicita al AMM que realice la revisión de esta tabla y realice el cambio en los títulos de las columnas que correspondan.
- h) En comparación con las versiones anteriores de la Programación de Largo Plazo o la Reprogramación de Largo Plazo, no se publicó en el informe una tabla con la oferta de los GDR térmicos. Se solicita al AMM que confirme si para el año estacional 2022-2023 ya no se toma en consideración la potencia efectiva de este tipo de centrales, y las razones para este criterio.
- i) Al comparar las versiones anteriores de la Programación de Largo Plazo o la Reprogramación de Largo Plazo, se observa que, para el presente año estacional, la central Aguacapa no prestará el servicio de RRO. Se solicita al AMM que comparta las razones remitidas por el participante para no continuar prestando dicho servicio.

**Observación 5: Costos Variables de Energía por central**

- a) En la página 42 se presenta la proyección de precios de carburantes, para el período desde mayo 2022 – abril 2023. Sin embargo, la información publicada no corresponde con la información que está publicada en el Short Term Energy Outlook -STEO- de la EIA publicado en febrero de 2022, para los siguientes códigos de proyección: WTIPUUS para WT, DSWHUUS para Diesel Fuel, RFTCUUS para Bunker, NGHHUUS para Gas Natural

- CLEUDUS para Carbón. Se le solicita al AMM que se apegue a lo establecido en la literal a) del numeral 2.2.1 de la NCC2 en la utilización del STEO, y que informe a esta Comisión cuales son las proyecciones de precios que está utilizando, informando el código que corresponde a cada energético utilizado. Adjunto se compara la información publicada por el AMM, con la información extraída del STEO para el mes de febrero, extraído del siguiente sitio de internet <https://www.eia.gov/outlooks/steo/outlook.php>.
- En la página 44, en la sección de la Tabla 14 Costos Variables proyectados, en la fila 1, se indica TUL-B2 en la columna de mnemotécnico y luego Tulula Bloque 4. Se solicita al AMM que confirme si en efecto se trata del Bloque 4 de Tulula, y cambie el mnemotécnico, o caso contrario, se indique el bloque correcto al que se refiere.
  - Proyección de costos de combustibles**, Considerando lo establecido en la literal c) del artículo 44 de la Ley General de Electricidad y el numeral 12.6.10 de la Norma de Coordinación Comercial No. 12, se le solicita al AMM incluir y ampliar en la Programación de Largo Plazo Versión Definitiva, el Informe Técnico contenido en la nota GG-154-2022, relacionado Análisis de la invasión de Rusia a Ucrania y su impacto en sector eléctrico de Guatemala.
  - La información contenida en la PLP VD tiene que ser consecuente y consistente con el Informe Técnico de la nota GG-154-2022 y las premisas del despacho trimestral.

#### Observación 6: Modelación de la Máquina de Falla

En la modelación de la máquina de falla, se observa que, si está en la base de datos lo mismo que se indica en el informe de la PLP, excepto en el caso del escalón entre 2% y 5%. Se le recomienda al AMM utilizar el mismo costo operativo correspondiente que se indica en el informe de la PLP para este escalón (356.25 USD/MWh).

Escalón de reducción de demanda [RD]	Escalón de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente [\$/MWh]
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS	285.00
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	356.25
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	427.50
RD > 10%	100% x CENS	1781.25

*Tabla 16 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2022 a abril 2022*

Parámetros

Unidad monetaria: \$

Tasa de descuento anual (p.a.): 0.12

Penalidad violación de fluencia mínima (\$/hm<sup>3</sup>): 0

Penal. vertimiento (K\$/hm<sup>3</sup>): 0

Considerar costos de emisión en los costos técnicos

---

Energía no suministrada:

Segmento (%)	Costo (\$/MWh)
4	285
5	356.5
5	427.5
50	1781.25

ENS variable en el tiempo

Por otro lado, el AMM debería evaluar que, ante escenarios de precio altos de combustibles, se vea más probable el alcanzar el costo del primer escalón.

#### Observación 7: Contratos de Respaldo de Potencia

En el informe publicado por el AMM, al compararlo con las anteriores publicaciones de la PLP y la RPLP, se puede observar que en la tabla de la página 46, no se comparte la información relacionada con la potencia que se compromete en los contratos de Respaldo de potencia. Se solicita al AMM que publique la información de la potencia correspondiente a cada contrato.

#### Observación 8: Validación de la Información

En atención de lo informado en la sección 1.11, en la tabla de la página 49, al respecto de la no validación de la información declarada por los participantes para la Metodología de Costos Variables de Generación, de las centrales Palo Gordo, Sociedad Anónima; Energía del Caribe, Sociedad Anónima; Orazul Energy Guatemala y Compañía, S.C.A.; e Industrias de Biogás, Sociedad Anónima, se le solicita al AMM el cumplimiento del numeral 1.2.4.1, y por lo tanto que remita el informe al que se hace referencia en el segundo párrafo del referido numeral, para que

esta Comisión pueda proceder a resolver prontamente cuando no exista compatibilidad entre la información suministrada por los participantes y los criterios del AMM.

**Observación 9: Calendario de Pruebas de Potencia Máxima**

- a) En las páginas 66 y 67 se incluyen dos tablas con columnas que incluyen la potencia (MW) y una fecha, para diversas unidades y centrales generadoras. Debido a que no se incluyó el título en el Informe, se le solicita al AMM que revise la ubicación e identificación de los títulos de las secciones que conforman el Informe de la PLP.
- b) En la tabla de la página 66, en la fila 10, se indica como mnemotécnico ISI-B, y como nombre de la central "Generadora San Isidro Carbón". Se le solicita al AMM la revisión de esta fila, considerando que el mnemotécnico debe coincidir con el nombre de la central, y en caso se trate de biomasa, correspondería indicar si se trata del periodo de (zafra) o (no zafra), como el resto de las centrales cogeneradoras.

**Observación 10: Mantenimientos**

Considerando lo establecido en los numerales 1.2.3.1 y 1.2.3.2 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1, informe a esta Comisión si algún participante incumplió con declarar la información de mantenimientos en el plazo, o en los términos, establecidos en la normativa vigente para la Programación de Largo Plazo.

**ESTUDIOS ELÉCTRICOS (Observaciones a la Base de Datos y el Informe)****Observación 11: Archivos de las Bases de Datos para estudios eléctricos**

No se incluyó en la versión provisoria 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 a dicha base de datos, como lo establece el artículo 52 del RAMM. Por lo cual, nuevamente 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 puedan ser replicados por la CNEE, para régimen permanente y transitorio.

Al respecto, 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 dentro de los archivos que como mínimo se requiere sean enviados a esta Comisión son los siguientes: \*.sav, \*.raw Versión 32 o superior, \*.seq, \*.dvr, \*.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, GTM-NotaS209-169, GTM-NotaS2020-55 y GTM-NotaS2021-40, por lo que consideramos que ha existido suficiente tiempo para realizar una implementación gradual de esta observación.

**Observación 12: Modificaciones y actualizaciones a la Base de Datos**

Confirmar que fue realizada 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 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, para realizar la verificación correspondiente, 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.

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 13: Restricciones y topología más adecuadas del sistema de transmisión**

Con relación a las restricciones permanentes del sistema de transmisión y 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 que presente de forma integrada y resumida todas las restricciones permanentes y topología más adecuada del SNI, 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, listarlas las que ha tomado en cuenta.

**Observación 14: 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 (Sobrecarga, Colapso de Voltaje, Bajo Voltaje, Alto Voltaje), 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



## 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 15: Transformadores de potencia por alcanzar su capacidad nominal**

Para una mejor comprensión de los Participantes del Mercado Mayorista, que no son usuarios habituales del programa PSSE, nuevamente se solicita al AMM que en el informe se incluya un apartado en el cual se identifiquen y listen las subestaciones en las cuales se observa, como resultado de los estudios, que los transformadores de potencia están por alcanzar su capacidad nominal, así como los que su capacidad nominal es rebasada, conforme su criterio técnico y lo establecido en el artículo 44 c) de la LGE. Lo anterior ya ha sido observado en las notas GTM-NotaS2018-228, nota GTM-NotaS2019-47, GTM-NotaS2020-55 y nota NotaS2021-40.

### **Observación 16: Compensación Reactiva**

En los estudios se indica que la zona Oriental, es dependiente de la generación local por el déficit de potencia reactiva, ante ciertos mantenimientos o contingencias se hace necesario despachar generación forzada o restricción de demanda. No obstante, lo anterior, en los estudios no se identifica la necesidad de instalación de bancos de capacitores aún ante contingencias en las que se presentan bajo voltajes. Por lo anterior se solicita al AMM indicar las inversiones que, desde el punto de vista operativo, recomienda que sean realizadas para dar soluciones al déficit de reactiva antes mencionado y reducir la necesidad de generación forzada y restricciones para la demanda.

### **Observación 17: Obras de transmisión consideradas en los estudios**

En los estudios se indica que fueron consideradas algunas obras de transmisión que durante el año estacional 2022-2023 serán puestas en operación. No obstante, lo anterior, en el apartado de análisis de generación forzada se indica que fueron consideradas únicamente las instalaciones que ya se encuentran en operación.

Con el objeto de cumplir con el literal c) del artículo 55 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se recomienda al AMM realizar una sensibilidad para los estudios de flujo de carga, contingencias y análisis de generación forzada sobre un escenario sin las obras de transmisión que serán puestas en operación durante el año estacional en mención y que se detallan en la sección 1.10 del informe de la Versión Provisoria de la Programación de Largo Plazo para el año estacional 2022 – 2023.

Adicionalmente, en virtud que en la programación provisoria no se incorpora el apartado de estabilidad transitoria, se recomienda realizar una sensibilidad considerando los límites de banda muerta previstos en el MER y México.

### **Observación 18: Reserva Rodante del Sistema Nacional Interconectado**

Explique, con base técnica y normativa, los motivos por cuales en los estudios de seguridad operativa de la Versión Provisoria la Programación de Largo Plazo 2022-2023 no se incluyó el objetivo de "Verificar el desempeño de la Reserva Rodante" que si se encontraba incluido en los estudios de seguridad operativa de la Versión Provisoria la Programación de Largo Plazo 2021-2022.

### **Observación 19: 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 2021-2022 (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 cuales de estas observaciones implicaron ajustes a la Versión Provisoria y cuáles no.





## 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

### **Observación 20: Sobre las obras del Plan de Expansión de Transmisión 2022-2052 aprobado por el Ministerio de Energía y Minas**

Considerando que dentro del informe de la versión provisoria de la Programación de Largo Plazo para el año estacional 2022-2023 se identifican necesidad de refuerzos en el sistema nacional interconectado como, por ejemplo, un banco de reactores en la subestación Uspantán, se solicita al AMM que indique si existen propuesta en el Plan de Expansión de Transmisión 2022-2052, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas mediante el Acuerdo Ministerial 08-2022, que puedan ser alternativas para superar las restricciones que se han identificado en los estudios eléctricos.

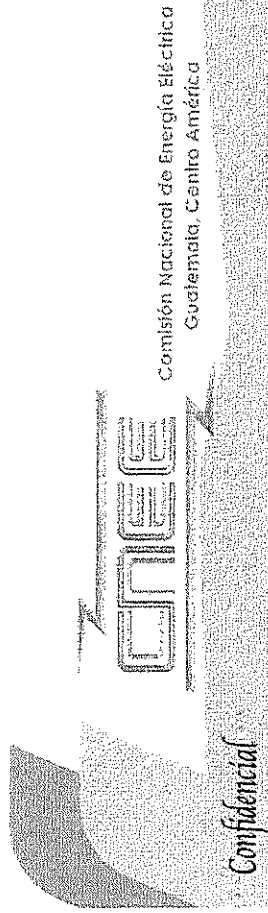




# Aspectos Relevantes y Observaciones a la PLP Versión Provisoria 2022-2023

Marzo 2022

Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados  
Eléctricos

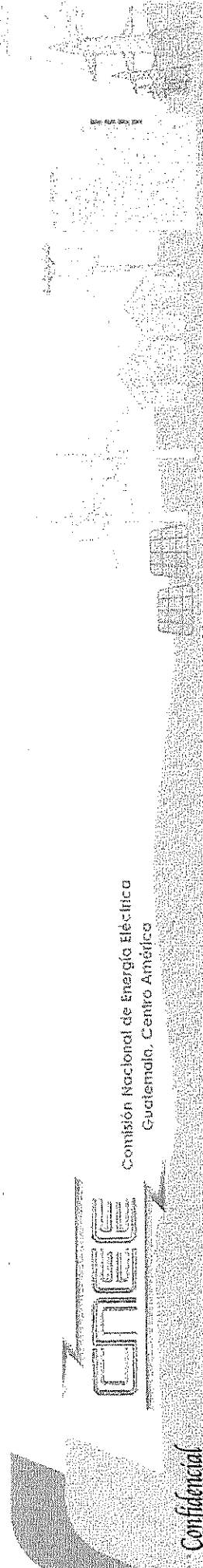


# Información y Criterios



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



## Proyección de la demanda de potencia y energía del S.N.I + Exportaciones

	PROYECCIÓN / ESTIMACIÓN	CRECIMIENTO
DEMANDA DE ENERGÍA S.N.I	12,521.28 GWh	3.29 %
DEMANDA DE POTENCIA S.N.I	1,887.67 MW	1.67 %
EXPORTACIONES AL MER	1,068 GWh	-35.59%
EXPORTACIONES AL MEM	31 GWh	-74.37%

- El AMM continuo utilizando 9 bloques de demanda. (Al respecto se solicita que indiquen el análisis para no utilizar más bloques)
- El AMM estima que la demanda máxima de potencia ocurra en marzo de 2023.
- El AMM tomó en cuenta la situación derivada de la Pandemia COVID-19, por lo que realizó un ajuste a la proyección de demanda de potencia y energía por la recuperación post COVID-19 y realizo una actualización del modelo con una ampliación de la muestra de enero 2001 a enero 2022.
- El AMM estima una reducción de las exportaciones al MER y al MEM, respecto a la estimación realizada para el año estacional en curso.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Importaciones

Se considera para todo el Año Estacional la siguiente oferta de importación:

1. 120 MW de potencia, regida por el despacho económico al costo variable estimado según la metodología de costos variables presentada por Energía del Caribe.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Oferta Total por Tecnología

RPLP VD 2021-2022

Tecnología	MW Efectivo	Porcentaje
Hidráulica	1515.9	44.8%
GDR	6.5	0.2%
Turbinas de Vapor	470.8	13.9%
Turbinas de Gas	106.3	3.1%
Motores Reciprocantes	418.4	12.4%
Ingenios Zafra	630.8	18.7%
Geotérmica	33.4	1.0%
Fotovoltaica	92.0	2.7%
Eólica	107.4	3.2%
Total	3381.5	

PLP VP 2022 -2023

Tecnología	MW Efectivo	Porcentaje
Hidráulica	1420.761	42%
GDR	113.653	3%
Turbinas de Vapor	470.820	14%
Turbinas de Gas	106.318	4%
Motores Reciprocantes	418.415	12%
Ingenios Zafra	630.783	18%
Geotérmica	33.378	1%
Fotovoltaica	80.000	2%
Eólica	107.400	3%

Total (PLP VP 2022 -2023) 3,291.431 MW  
 Se redujo 2.66% respecto a la RPLP VD 2021-2022.

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
 Guatemala, Centro América



Confidencial



## Potencia Efectiva Motores Bunker y Turbinas de Diesel

### Motores de Combustión Interna (Búnker)

Central/Unidad	RPLP VD 21-22 MW	PLP VP 22-23 MW
Arizona	160.572	160.5720
PQP	56.858	56.8584
Las Palmas	20.808	20.8080
GENOR	39.902	39.9020
Generadora del Este	64.385	64.3850
Electro Generación	14.447	14.4470
Térmica	14.067	14.0670
Térmica B2	30.532	30.5320
Electro Generación Cristal Bunker	3.158	3.1580
GENOSA	13.6851	13.6851
<b>Total</b>	<b>418.4141</b>	<b>418.4145</b>

### Turbinas

Central/Unidad	Recurso	RPLP VD 21-22 MW	PLP VP 22-23 MW
Tampa	Diesel	69.627	69.627
Escuintla Gas 5	Diesel	34.105	34.105
Actún Can Gas Natural	Gas Natural	2.586	2.586
<b>Total</b>		<b>106.318</b>	<b>106.318</b>



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Potencia Disponible RRA

Central/Unidad	RPLP VD 21-22	PLP VP 22-23	Recurso
TAM-G1	34.9268	34.6174	Diesel
TAM-G2	36.972	32.7176	
PQP-B1	5.6788	5.7091	
PQP-B3	5.6788	5.7392	
PQP-B4	5.667	5.6613	
PQP-B5	5.6788	5.7092	
PQP-B6	5.6788	5.6938	
PQP-B7	5.6788	5.7475	Bunker
PQP-B8	5.5328	5.6517	
PQP-B9	5.61	5.6043	
PQP-B10	5.575	5.5677	
LPA-4	14.9864	15.3094	
LPA-5	4.7731	5.32	

Central/Unidad	RPLP VD 21-22	PLP VP 22-23	Recurso	
ARI-O1	15.4462	15.4557		
ARI-O2	15.6353	15.0983		
ARI-O3	15.6919	15.2195		
ARI-O4	15.2442	15.6993		
ARI-O5	15.5671	15.827		
ARI-O6	15.7643	15.3949		
ARI-O7	14.8284	15.7255		
ARI-O8	15.775	15.6715	Bunker	
ARI-O9	15.4116	15.907		
ARI-O10	15.7849	14.8049		
TDL-B8	7.5983	6.8373		
TDL-B12	9.9839	9.0377		
ELG-B1	8.074	7.2068		
ELG-B2	8.1442	7.084		
<b>Total</b>	<b>331.3864</b>	<b>324.0176</b>		

**Disminución del 2.22% respecto de la RPLP VD 21-22**

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



Confidencial



# Unidades habilitadas para RRO

Unidad	Recurso	PLP VD 21-22 [MW]	PLP VP 22-23 [MW]
AGU-H2		6.05	-
AGU-H3		6.05	-
JUR-H1		5.69	5.69
JUR-H2		5.69	5.69
JUR-H3		5.69	5.69
CHX-H1		12.08	12.08
CHX-H2		12.08	12.08
CHX-H3		12.08	12.08
CHX-H4		12.08	12.08
CHX-H5		12.08	12.08
LVA-H1		5	5
LVA-H2		5	5
PVI-H1		10	11.40
PVI-H2		10	11.40
XAC-H1		11	11
XAC-H2		11	11
XAD-H1		7.92	7.92
XAD-H2		7.92	7.92

Unidad	Recurso	PLP VD 21-22 [MW]	PLP VP 22-23 [MW]
CAN-H1		6.45	6.45
CAN-H2		6.45	6.45
OXE-H1		5	5
OXE-H2		5	5
OX2-H1		5.49	5.49
OX2-H2		5.49	5.49
OX2-H3		5.49	5.49
REN-H1		-	8
REN-H2		-	8
REN-H3		-	8
RE4-H1		-	9.85
RE4-H2		-	9.50
LPA-B4		5.2	5.2
ARI-O1		5.15	5.15
ARI-O2		5.15	5.15
ARI-O3		5.15	5.15
ARI-O4		5.15	5.15
ARI-O5		5.15	5.15

Unidad	Recurso	PLP VD 21-22 [MW]	PLP VP 22-23 [MW]
ARI-O6		5.15	5.15
ARI-O7		5.15	5.15
ARI-O8		5.15	5.15
ARI-O9		5.15	5.15
ARI-O10		5.15	5.15

287.53 MW para RRO  
Aumentó 34.05 MW

Aguacapa no prestará el servicio  
de RRO

Renace prestara el servicio

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



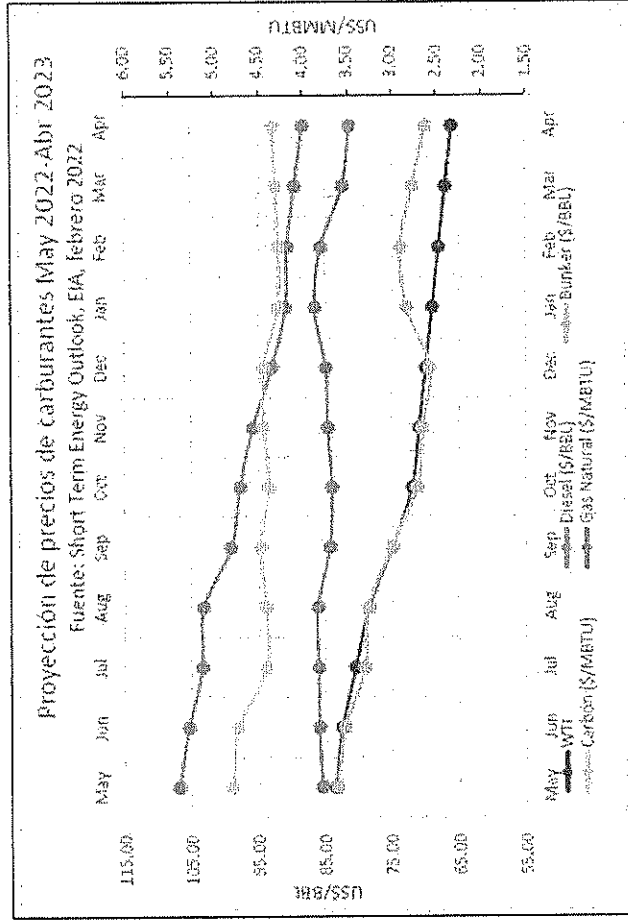
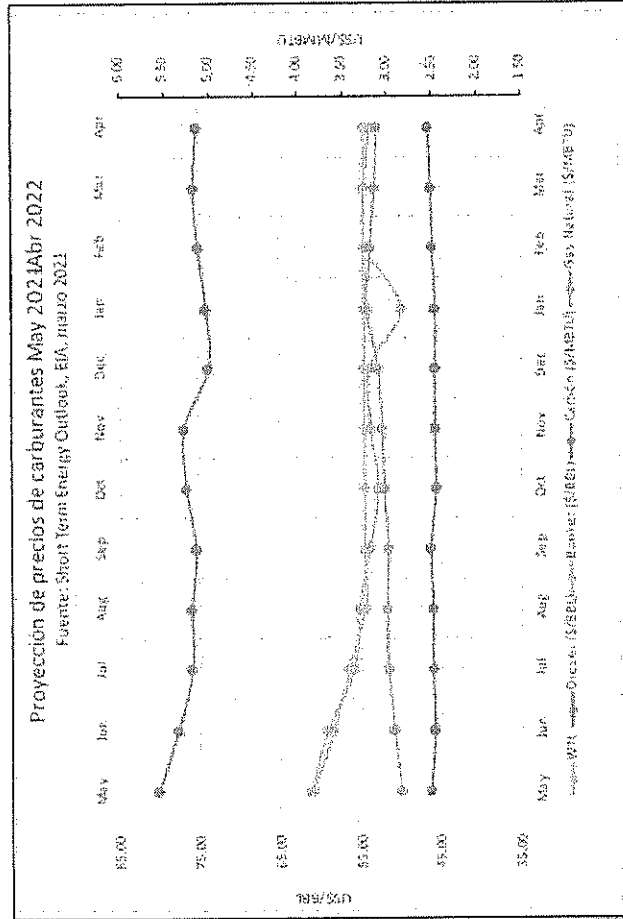
Confidencial



# Proyección de costos de combustibles

PLP VD 2021-2022

PLP VP 2022 -2023

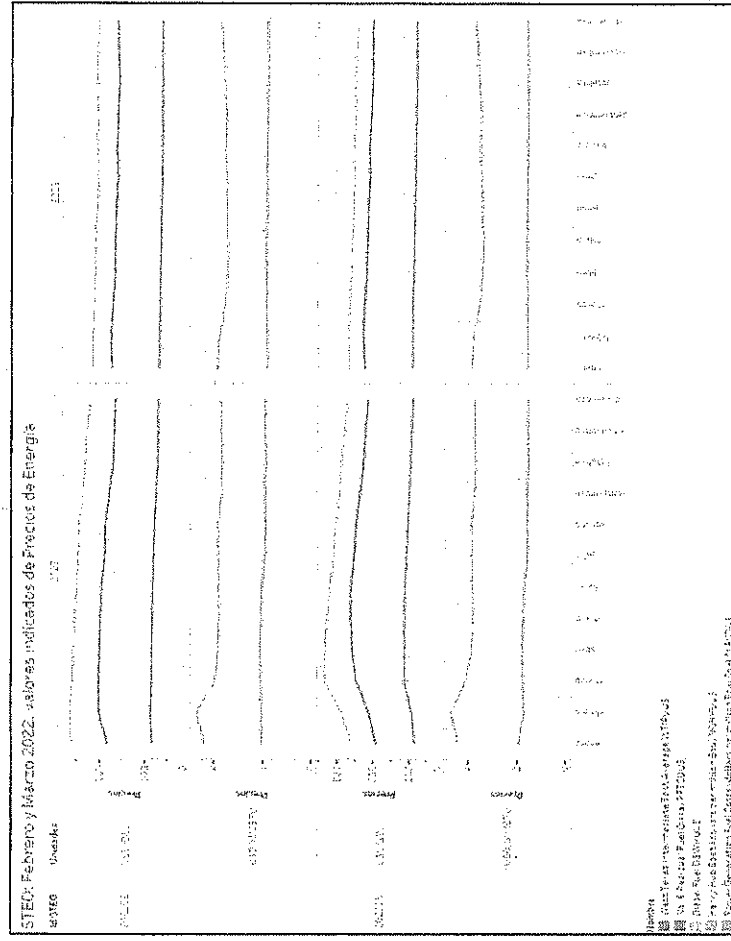
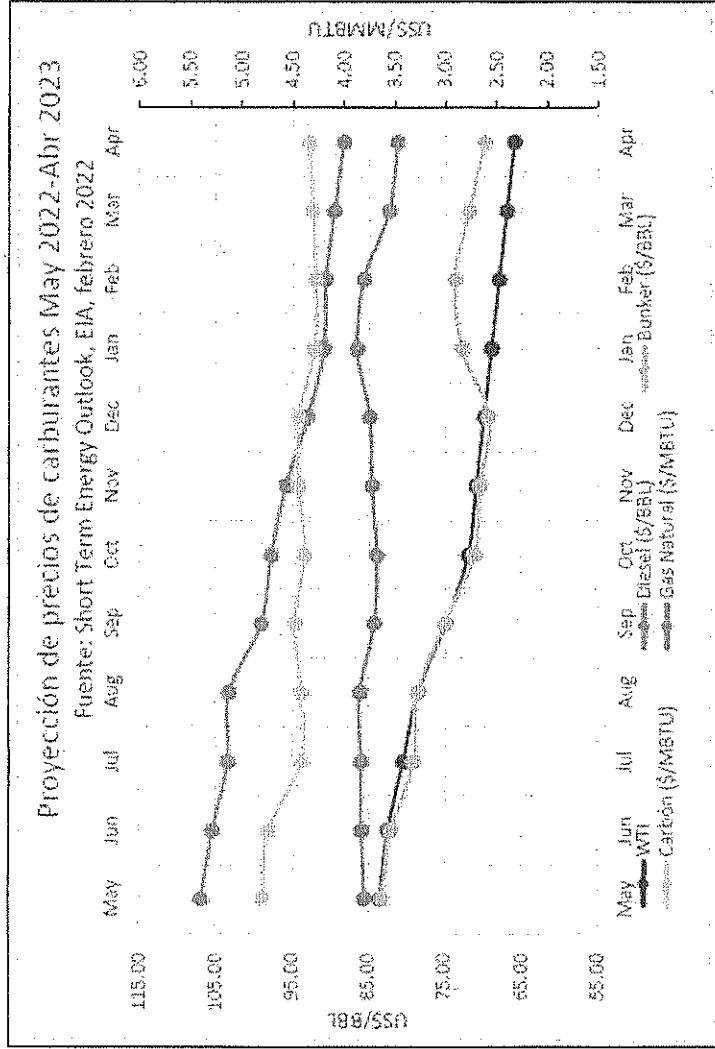


**CNEC**  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Observación: Uso de la información del STEO Energy Information Administration (EIA)



PLP VP 2022 -2023



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



Literal a) numeral 2.2.1 NCC-2

# Analisis de la invasión de Rusia a Ucrania y su impacto

Incluir en la PLP VD y ampliar el Informe Técnico de la nota GG-154-22.

La PLP VD tiene que ser consecuente y consistente con el Informe Técnico de la nota GG-154-22 y las premisas del despacho trimestral.



Confidencial



# Costos Variables de Energía por central térmica proyectado

MUNDO	PLANTA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
SJO-C	SAN JOSE	70.38	69.69	66.28	66.29	66.94	65.96	66.60	64.89	64.79	65.70	65.43		
JEN-C	JAGUAR ENERGY	96.02	95.20	91.17	91.18	91.96	90.79	91.48	89.53	89.41	89.70	90.17		
ISI-C	SAN ISIDRO	90.41	108.77	102.71	102.73	103.89	102.14	103.18	100.24	100.06	100.62	101.21		
ACG-G	ACTUN CAN GAS	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33		
ARI-O	ARIZONA	135.98	134.37	130.21	129.50	124.54	119.07	118.02	121.35	122.64	120.12	117.24		
EDC-1	ENERGIA DEL CARIBE	43.58	43.84	43.88	43.95	42.86	42.65	43.02	44.19	43.65	41.89	41.02		
LPA-B	LAS PALMAS	129.61	128.10	124.17	123.51	118.83	113.68	112.88	115.82	117.04	114.67	111.95		
ELO-B	ELECTRO GENERACION	146.87	145.00	140.16	139.34	133.57	127.21	125.99	129.86	131.37	128.43	125.08		
TDL-B	GENERADORA DEL ESTE	146.29	144.44	139.61	138.80	133.04	126.72	125.49	129.36	130.85	127.93	124.60		
MAG-B5	MAGDALENA GRUPO 5	177.01	174.76	168.98	168.00	161.09	153.48	171	171	171	171	171		
MAG-B6	MAGDALENA GRUPO 6	90.11	89.04	83.75	83.76	84.78	83.25	8.17	7.99	7.98	8.02	8.05		
MAG-B7	MAGDALENA GRUPO 7	90.98	89.90	84.55	84.57	85.60	84.05	8.23	8.24	8.04	8.07	8.11		



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



Confidencial

# Modelación de la Máquina de Falla

RPLP VD 2021-2022

PLP VP 2022-2023

Escalón de reducción de demanda [RD]	Escalón de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente (USD/MWh)
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS	285.60
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	356.25
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	427.50
RD > 10%	100% x CENS	1781.26

*Tabla 14 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2021 a abril 2021*

Escalón de reducción de demanda [RD]	Escalón de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente (\$/MWh)
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS	285.60
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	356.25
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	427.50
RD > 10%	100% x CENS	1781.26

*Tabla 16 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2022 a abril 2022*

**Observación**  
Se observó que, si está en la base de datos los valores que se indica en el informe de la PLP, excepto en el caso del escalón entre 2% y 5%. Se le recomienda al AMM utilizar el mismo costo operativo correspondiente para este escalón (356.25 USD/MWh).

Parámetros

Unidad monetaria	5
Tasa de descuento anual (p.u.)	0.12
Ponderación relación demanda mínima (\$/h.m3) €	0
Penal. variable (\$/h.m3)	0
Considerar costos de emisión en los costos térmicos	0

Energía no suministrada

Segmento (%)	Costo (\$/MWh)
2	285
3	356.5
5	427.5
90	1781.26

ETS variable en el tiempo

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



Confidencial

# CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA

Agente Comprador	Agente Vendedor	Fecha inicio	Fecha Fin
CONSORCIO ENERGÉTICO MAAYATAAN, S. A.	GENERADORA DEL ESTE, S. A.	01/12/2021	23/10/2022
COMERCIALIZADORA COMERTITLAN, S. A.	OXEC II, S. A.	01/01/2022	30/06/2022
COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S.A.	ENERGIAS SAN JOSE, S. A.	01/01/2022	31/12/2022
EDECSA-GT, S. A.	GENEPAL, S. A.	01/02/2022	31/12/2022
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA, S. C. A.	BORAX, S. A.	11/02/2022	31/12/2022
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	COMERCIALIZADORA ELECTRONOVA, S. A.	01/01/2022	31/12/2022

## Observación

No se indica la potencia del contrato,  
anteriormente si se ha incluido



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro Américo

Confidencial



## MANTENIMIENTOS

Hidroeléctrica Chixoy que tiene programado mantenimiento mayor una unidad a la vez, una unidad en mayo 2022 y las restantes cuatro durante los primeros meses de 2023, (31 ene - 7 de mayo), por lo que durante estos periodos contará con el 80 % de su capacidad instalada.

Central Generadora Eléctrica San José San José realizará su mantenimiento mayor en dos fases: 12 días, iniciando el 19 de noviembre de 2022 y 21 días iniciando el 21 de enero de 2023..

La Central Generadora Jaguar informa la realización de su mantenimiento mayor así:

UNIDAD / EQUIPO	DÍAS	FECHA DE INICIO	OBSERVACIONES
JEN-C1	15	13-jun-22	8 días de traslape con JEN-C2
JEN-C2	15	20-jun-22	
JEN-C1	20	19-sep-22	13 días de traslape con JEN-C2
JEN-C2	20	26-sep-22	



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro, América

Confidencial



# CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA

PLP VP 2021-2022

Nomenclatura	Central	Potencia (MW)	Fecha
SJO-C	San José	139.8700	25/05/2022
PNT-B3	Pantaleón Bloque 3 (No Zafra)	54.4780	8/06/2022
MAG-B6	Magdalena Bloque 6 (No Zafra)	57.9190	14/06/2022
MAG-B7	Magdalena Bloque 7 (No Zafra)	57.7380	14/06/2022
PGO-B2	Palo Gordo Bloque 2 (No Zafra)	43.0000	21/06/2022
SAA-B2	Santa Ana Bloque 2 (No Zafra)	57.8700	28/06/2022
XAC-H	Hidro Xacbal	100.0040	21/09/2022
XAD-H	Xacbal Delta	58.4040	21/09/2022
OX2-H	Oxec II	60.0030	14/09/2022
AGU-H	Aguacapan	79.7421	27/09/2022



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial





# MANTENIMIENTOS MAYORES

## Térmicas

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera (Días)	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia indisponible (MW)
Jaguar Energy	JEN-C1	15	13/06/2022	27/06/2022	138.58
Jaguar Energy	JEN-C2	15	20/06/2022	04/07/2022	140.93
Jaguar Energy	JEN-C1	20	19/09/2022	08/10/2022	138.58
Jaguar Energy	JEN-C2	20	26/09/2022	15/10/2022	140.93
San Isidro	ISI-B1	21	19/11/2022	9/12/2022	57.56
San José	SJO-C1	21	14/10/2022	03/11/2022	15.80
San José	SJO-C1	12	19/11/2022	30/11/2022	139.87
San José	SJO-C1	21	21/01/2023	10/02/2023	139.87
San José	SJO-C1	21	15/04/2023	05/05/2023	15.80
Generadora Santa Lucía	GSL-C1	46	04/09/2022	19/10/2022	44.89
Generadora Santa Lucía	GSL-C1	6	30/10/2022	04/11/2022	44.89
Madalena Bloque 6	MAG-B6	21	03/09/2022	23/09/2022	57.92
Madalena Bloque 7	MAG-B7	21	08/10/2022	28/10/2022	57.74
Pantaleón Bloque 3	PNT-B3	25	05/07/2022	29/07/2022	55.35
Santa Ana Bloque 2	SAA-B2	34	19/09/2022	22/10/2022	57.87

Del 08/10/22 al 15/10/22 se tendrá fuera 301.43 MW



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# MANTENIMIENTOS MAYORES

## Hidroeléctricas

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera [Días]	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Indisponible [MW]
Renace 2	RE2-H3	10	25/04/2022	4/05/2022	28.5
Renace 2	RE2-H2	10	06/03/2023	15/03/2023	27.5
Renace 2	RE2-H	15	20/03/2023	03/04/2023	114.00
Renace 2	RE2-H4	10	20/03/2023	29/03/2023	27.50
Renace 2	RE2-H1	10	27/03/2023	05/04/2023	27.50
Renace 3	RE3-H1	15	20/03/2023	03/04/2023	66.0
Xacbal	XAC-H2	60	22/03/2022	20/05/2022	50.00
Xacbal	XAC-H	15	12/12/2022	26/12/2022	100.0
Xacbal	XAC-H1	15	18/03/2023	01/04/2023	50.0
Xacbal	XAC-230	4	31/03/2023	03/04/2023	100.0
Xacbal	XAC-H2	15	02/04/2023	16/04/2023	50.0
Xacbal Delta	XAD-H	61	6/03/2022	5/05/2022	58.40
Xacbal Delta	XAD-H	15	12/12/2022	26/12/2022	58.40
Xacbal Delta	XAD-H1	15	23/01/2023	06/02/2023	29.2
Xacbal Delta	XAD-H2	15	07/02/2023	21/02/2023	29.2
Xacbal Delta	XAD-230	4	31/03/2023	03/04/2023	58.4

Central	Unidad/Equipo	Tiempo Fuera [Días]	Fecha Salida	Fecha Entrada	Potencia Indisponible [MW]
Aguacapa	AGU-H1	30	12/11/2022	11/12/2022	26.58
Aguacapa	AGU-H2	30	14/01/2023	27/02/2023	26.58
Aguacapa	AGU-H	20	04/03/2023	23/03/2023	79.74
Aguacapa	AGU-H1	25	04/03/2023	28/03/2023	26.58
Aguacapa	AGU-H3	45	08/04/2023	22/05/2023	26.58
Chixoy	CHX-H1	25	12/04/2022	06/05/2022	57.50
Chixoy	CHX-H5	21	07/05/2022	27/05/2022	57.40
Chixoy	CHX-H1	28	31/01/2023	27/02/2023	57.50
Chixoy	CHX-H2	21	28/02/2023	20/03/2023	57.51
Chixoy	CHX-H3	21	21/03/2022	10/04/2023	56.59
Chixoy	CHX-H4	25	11/04/2023	05/05/2023	57.58
Jurún Marinalá	JUR-H3	15	11/02/2023	25/02/2023	20.16
Jurún Marinalá	JUR-H2	15	28/02/2023	14/03/2023	20.13
Jurún Marinalá	JUR-H1	15	18/03/2023	01/04/2023	20.13
Palo Viejo	PVI-H	4	30/11/2022	03/12/2022	88.19
Palo Viejo	PVI-H	8	15/04/2023	22/04/2023	88.19

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



Confidencial



## VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Casos en los cuales no se finalizó la validación:

Tema	Central
Caudales Semanales	Renace IV
Energía prevista centrales eólicas	San Antonio El Sitio
Energía previsible con probabilidad de excedencia del 95 % para centrales geotérmicas	Ortitián, Orzunil
Actualización de Parámetros Operacionales	El Recreo, El Recreo II
Metodologías de Calculo de Valor de Agua	Chixoy
Metodologías de Costo Variables de Generación	Palo Gordo B1, Palo Gordo B2, Energía del Caribe, Arizona, Las Palmas Bunker, Biogás del Vertedero El Trébol.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Resultados



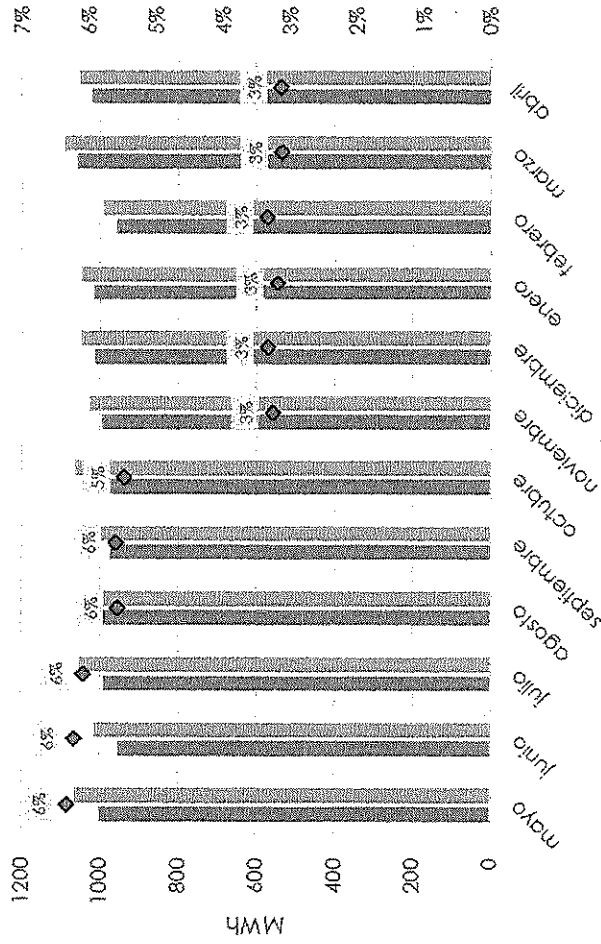
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial

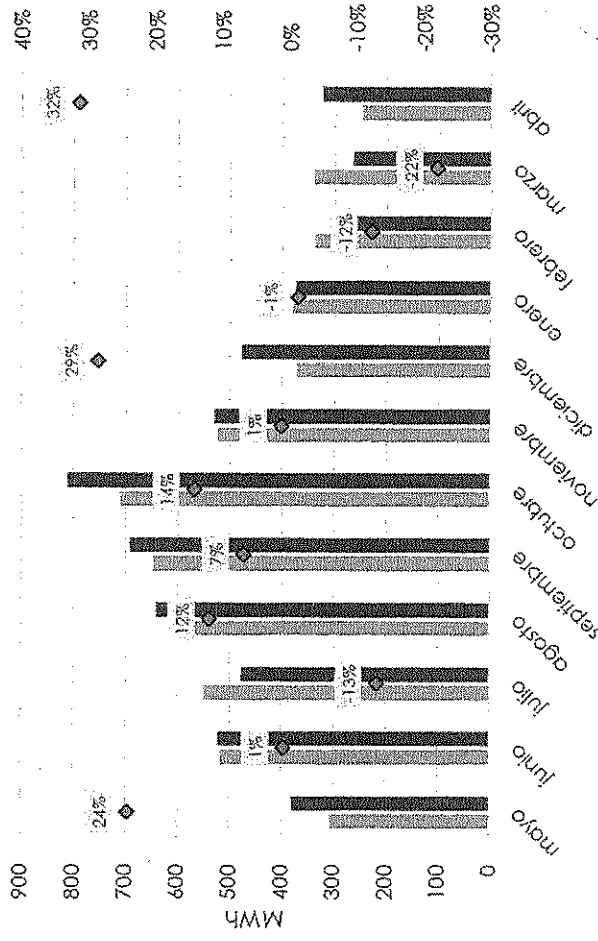


# Programa de despacho 2022-2023

**Demanda de SNI**



**Plantas Hidráulicas**



■ PLP VD y RPLP VD 2021-2022 ■ PLP VP 2022-2023 ◆ Diferencia

■ PLP VD y RPLP VD 21-22 ■ PLP VP 22-23 ◆ Diferencia

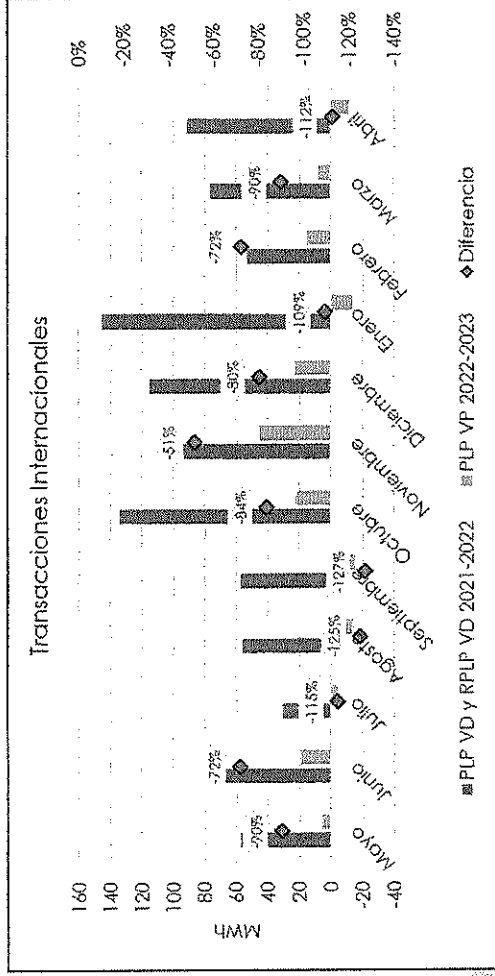
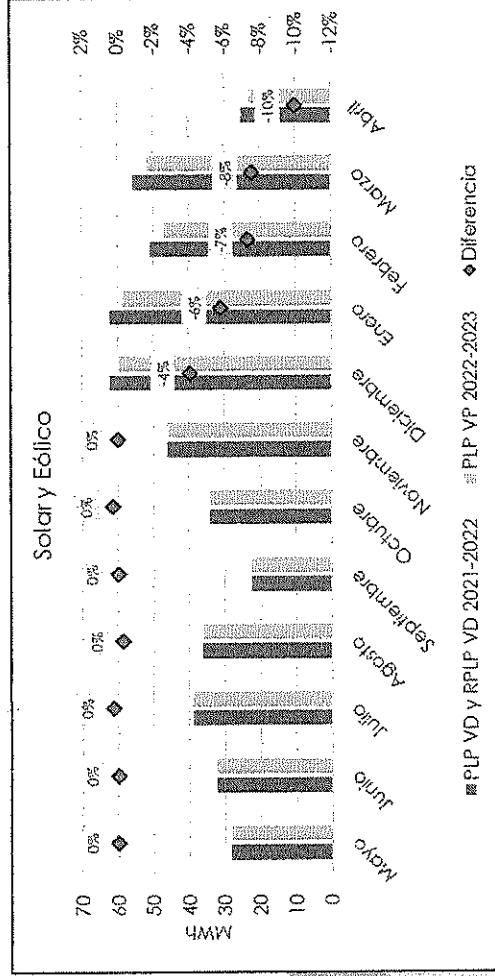
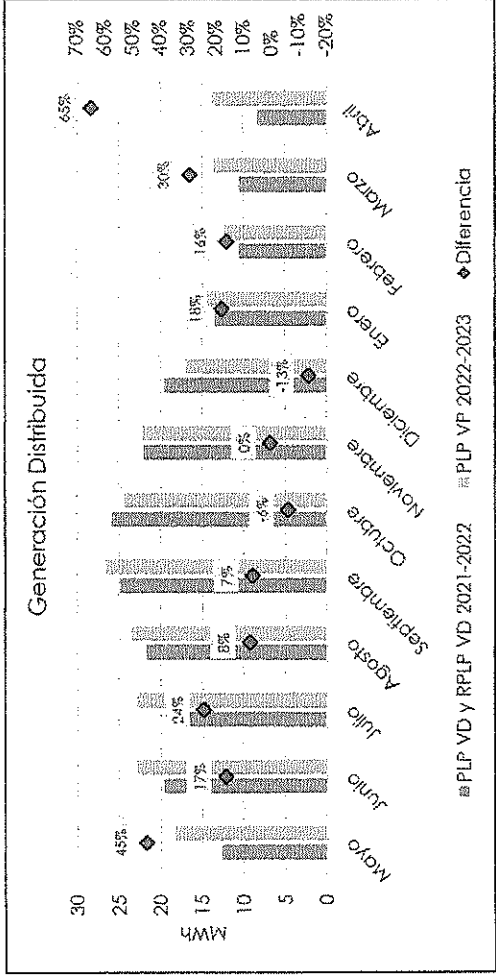
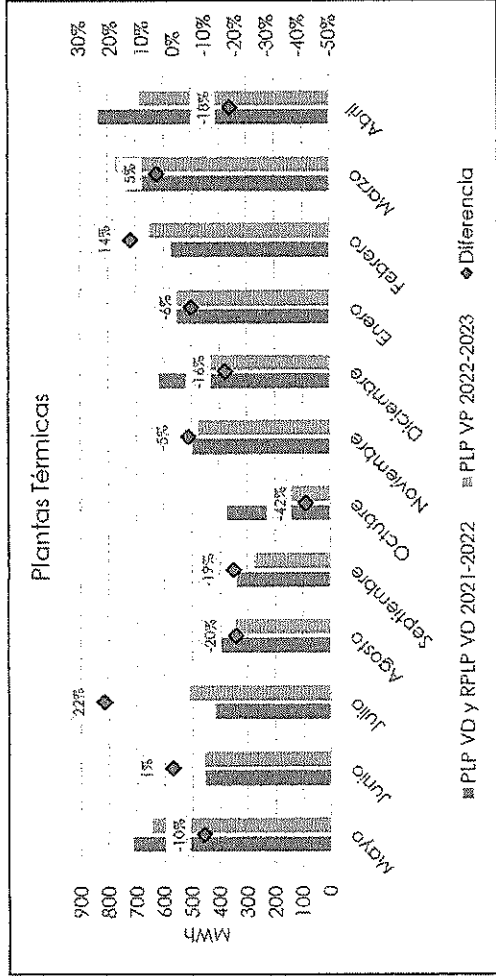


Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Programa de despacho 2022-2023

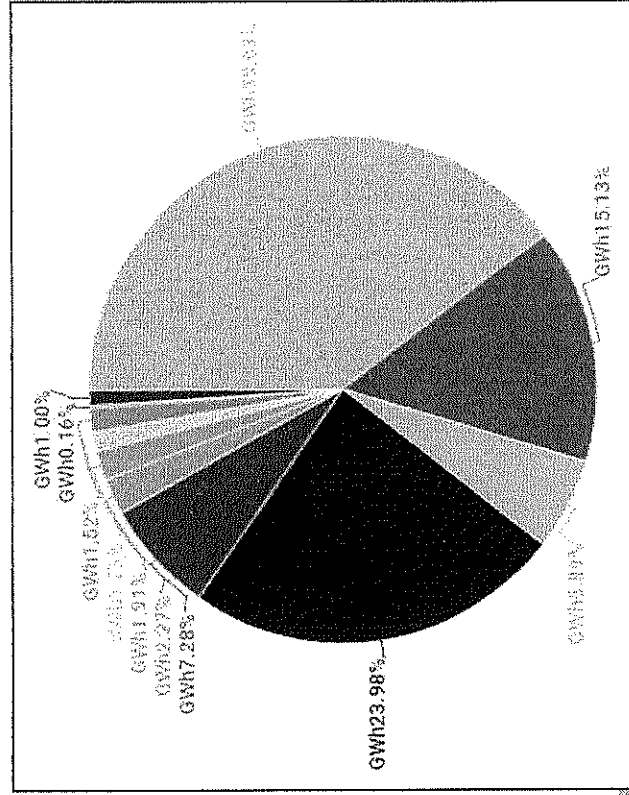


Continúa

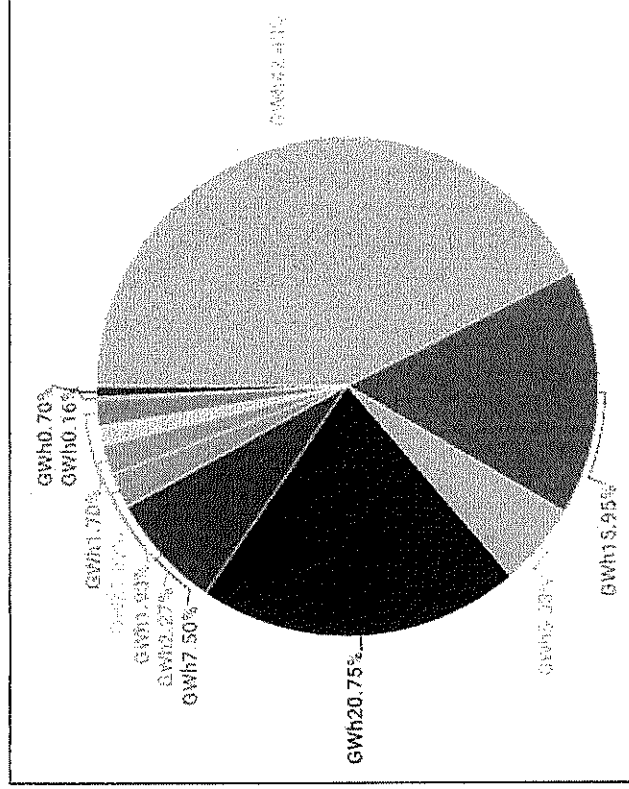


# Matriz de Generación Prevista

PLP VD 2021-2022



PLP VP 2022-2023



- HIDRO
- COG. BIOMASA
- CARBÓN COG. ZAFRA
- CARBÓN
- IMP. E. DEL CARIBE
- EÓLICO
- GEOTÉRMICO
- SOLAR
- GEN. DIST.
- GAS
- MOTORES

Confidencial

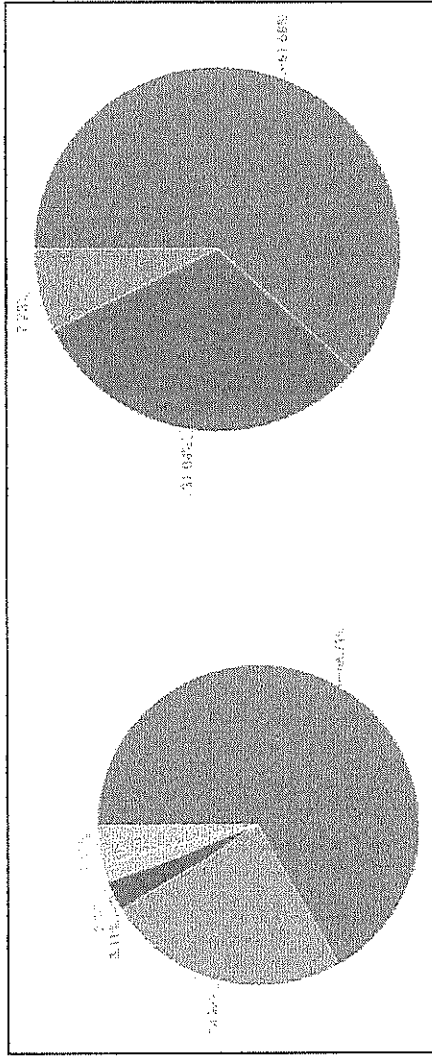




Matriz de generación prevista por recursos renovables

Matriz de generación prevista por tipo de recurso

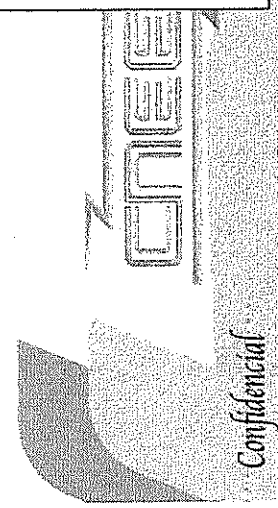
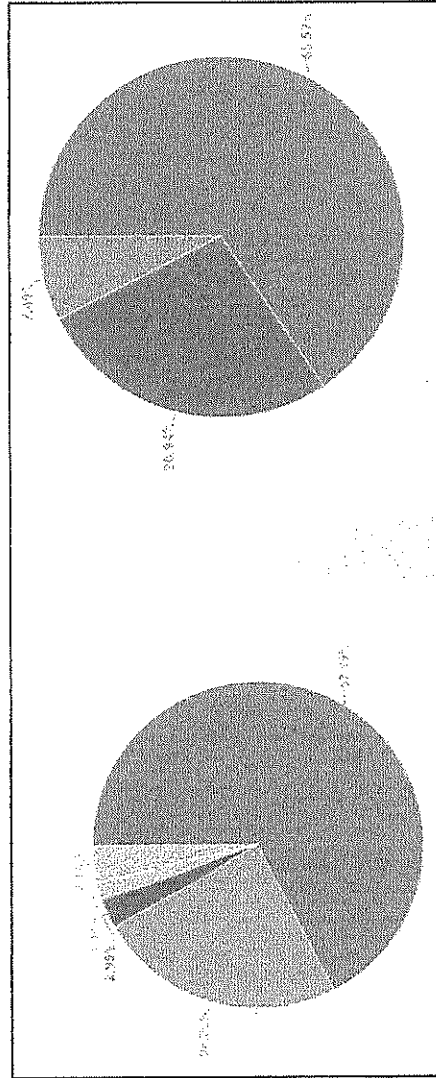
PLP VD 2021-2022



- HIDRO+GDR
- BIOMASA
- GEOTÉRMICO
- SOLAR
- EÓLICO

- RENOVBLE
- NO RENOVABLE
- IMP. MÉXICO

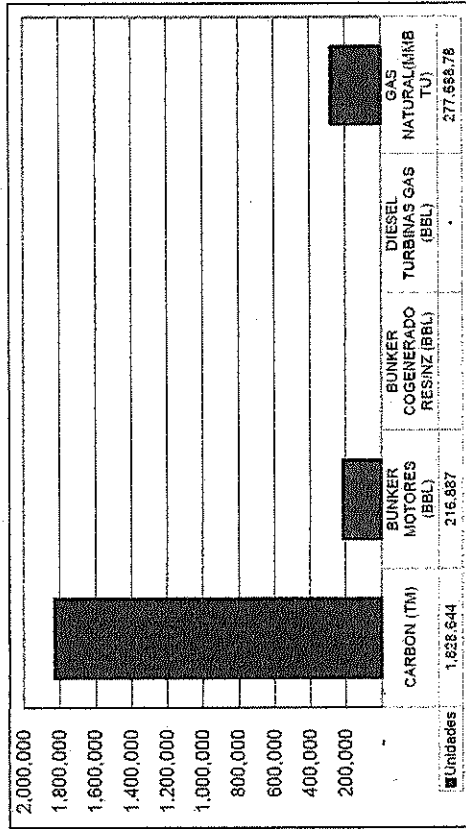
PLP VP 2022-2023





# REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE

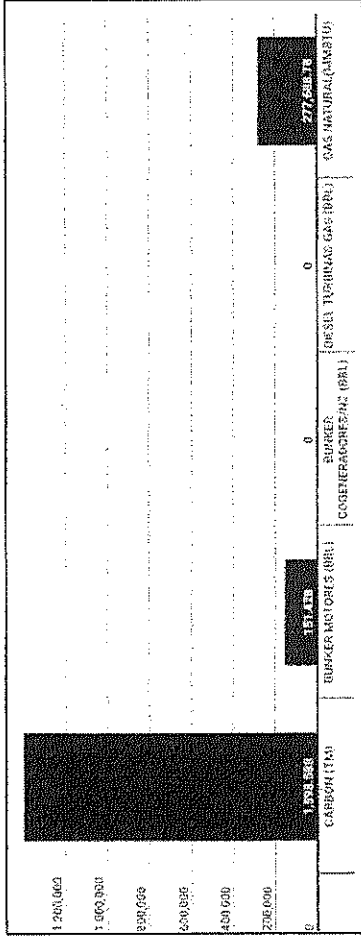
PLP VD 2021-2022



## Diferencias:

Carbón: -230.588 TM  
 Bunker Motores: -151.428 BBL  
 Gas Natural: 0 MMBTU

PLP VP 2022-2023



## Diferencias porcentuales:

Carbón: -12.58 %  
 Bunker Motores: -30.18 %  
 Gas Natural: 0.00%

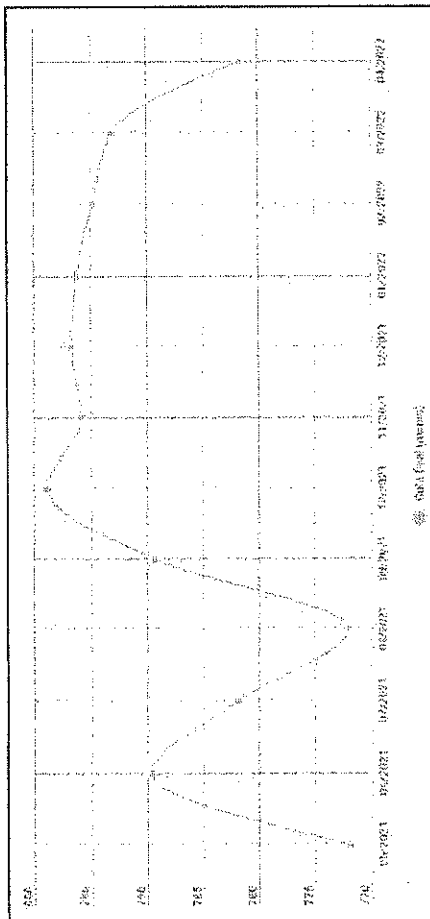
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
 Guatemala, Centro América

Confidencial

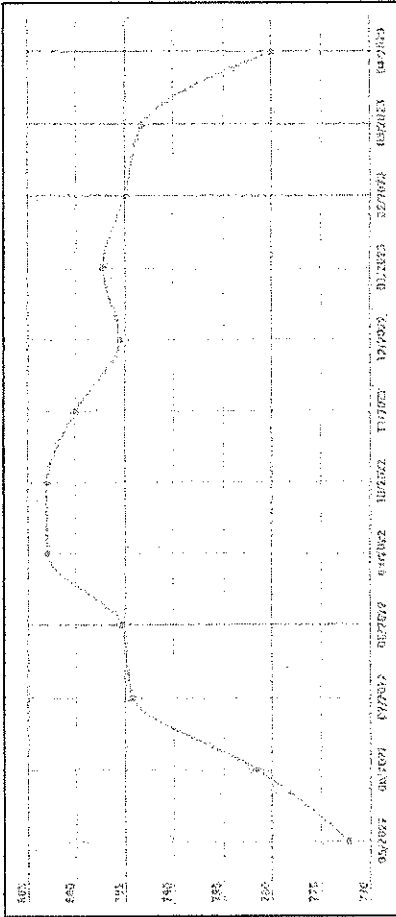


COTAS DEL EMBALSE ANUAL CORRESPONDIENTES  
AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE

PLP VD 2021-2022



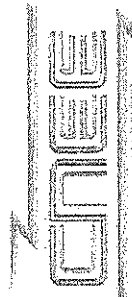
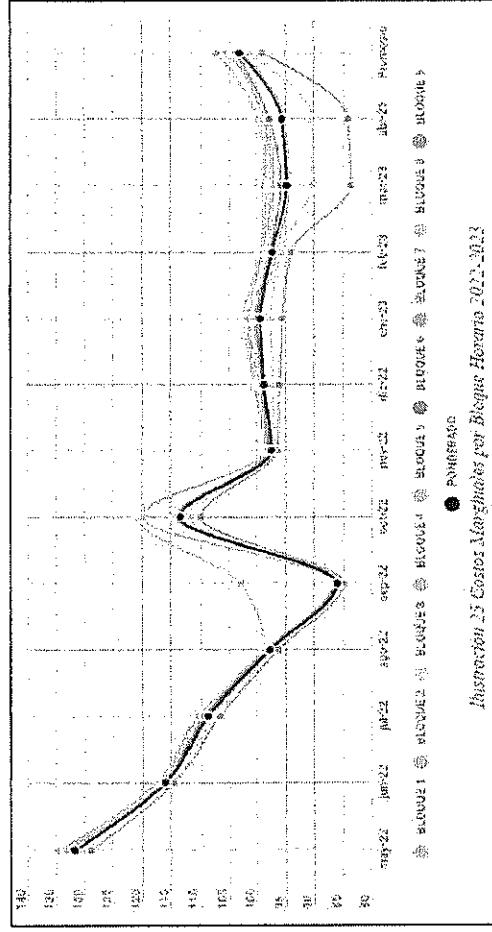
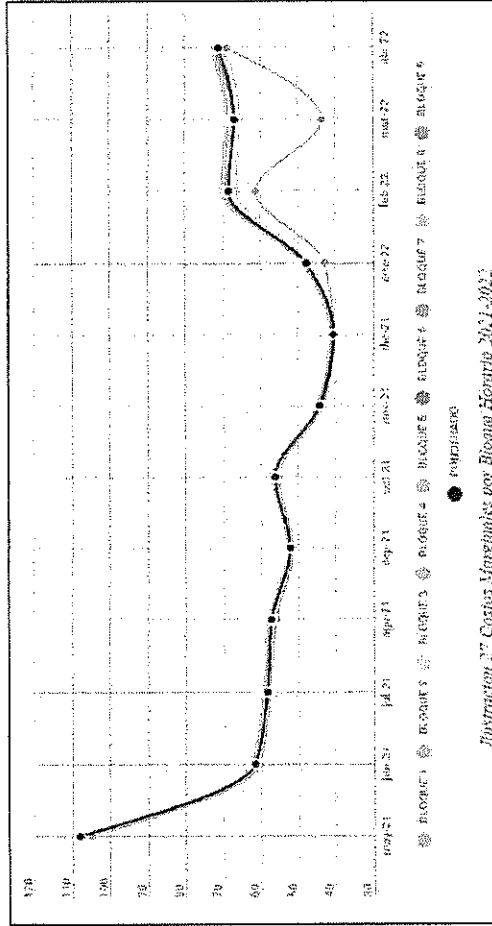
PLP VP 2022-2023



# COSTOS MARGINALES POR BLOQUE HORARIO (US\$/MWh)

PLP VD 2021-2022

PLP VP 2022-2023



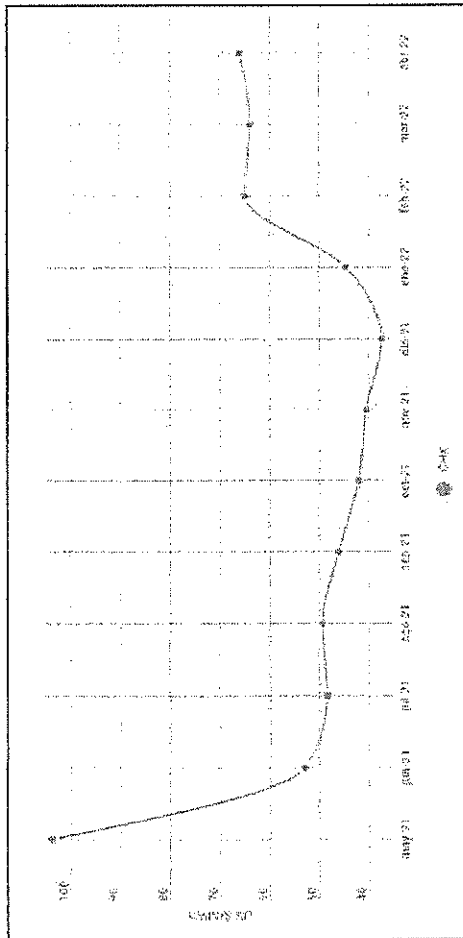
Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial

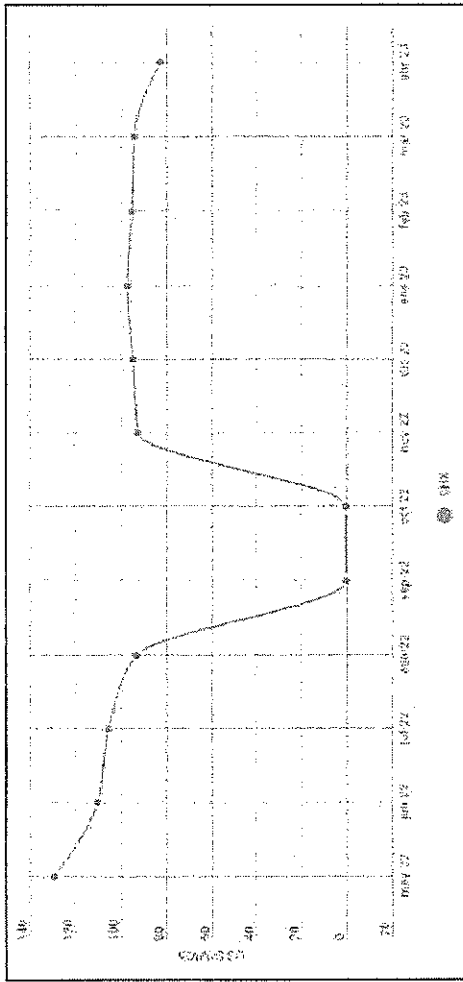


# COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL AGUA, DE LA CENTRAL CON EMBALSE DE REGULACIÓN ANUAL

PLP VD 2021-2022



PLP VP 2021-2022



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial

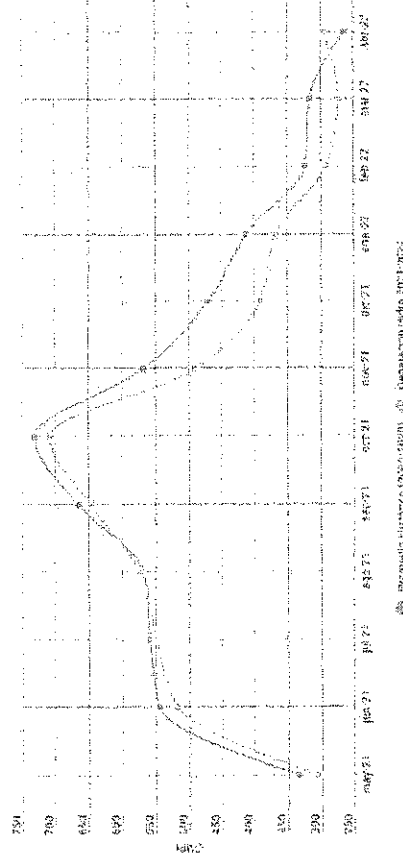


# PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PARQUE GENERADOR HIDRÁULICO

PLP VD 2021-2022

Para el periodo no se identifica vertimiento en la Central Hidroeléctrica Chixoy.

Para el parque generador hidráulico se prevé una producción de 5,404.76 GWh, generación que está abajo de la generación promedio histórica registrada de 2000 a 2020. A continuación, se presenta una gráfica en donde se puede observar la generación promedio y la generación esperada para el año 2021-2022.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

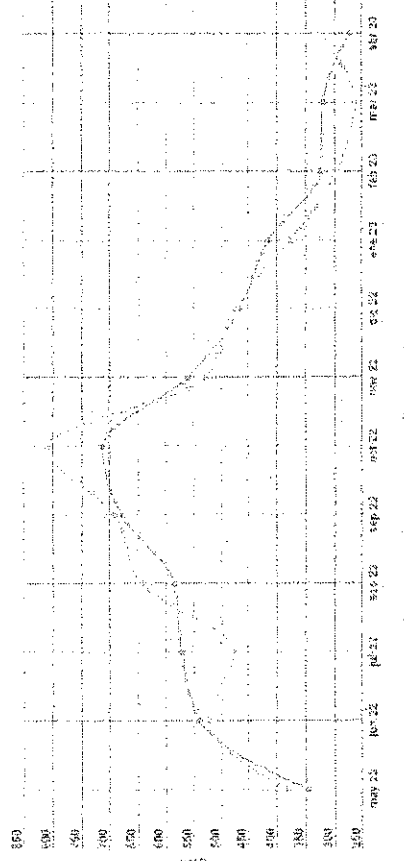
Confidencial



PLP VP 2022-2023

La identificación de la escasez de la oferta hidroeléctrica se realiza mediante una comparación entre la producción esperada y la producción promedio histórica registrada del año 2000 a 2021.

Para el parque generador hidráulico se prevé una producción de 5,785.896 GWh, generación que está muy cercada al promedio histórico registrado de 2000 a 2021, se identifica riesgo de vertimiento para hidroeléctrica Chixoy en los meses de septiembre y octubre. A continuación, se presenta una gráfica en donde se puede observar la generación promedio y la generación esperada para el año 2022-2023.

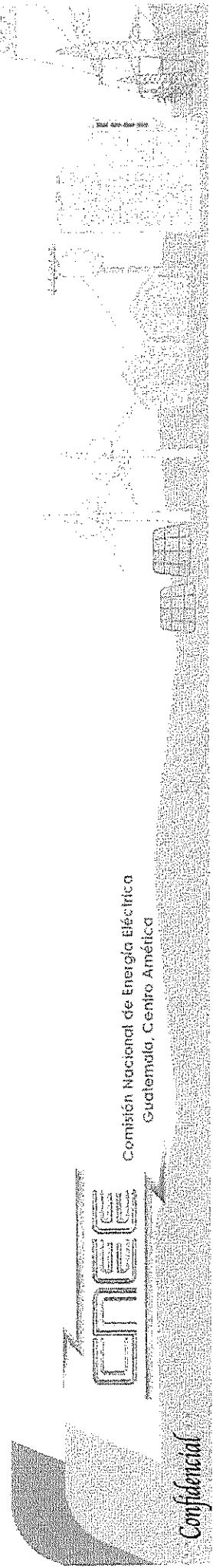


# Estudios Eléctricos



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Estudios de seguridad Operativa

*Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional mayo 2022*  
- abril 2023

Los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo, tienen como fin mostrar las condiciones esperadas de operación en el Sistema Nacional Interconectado (SNI), para el Año Estacional en estudio. Como resultado de los estudios realizados se han identificado zonas en los cuales se tendrán restricciones de transporte, para lo cual será necesario según sea el caso, reducir generación, generación forzada, para ciertos mantenimientos se puede llegar a requerir la restricción de generación y posible reducción de demanda, para evitar sobrecarga en equipos o para mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos establecidos en las Normas Técnicas.

En la zona central del sistema, la principal restricción está asociada los niveles de voltaje en la red de 69 kV por los niveles de crecimiento de demanda y la transmisión de potencia reactiva desde los centros de generación; algunos transformadores se encuentran con su capacidad muy cercana a la nominal y en algunos casos es rebasada.

La zona oriental del sistema es dependiente de la generación local por el déficit de potencia reactiva, ante ciertos mantenimientos o contingencias se hace necesario despachar generación forzada o restricción de demanda.

En la zona occidental del sistema, se observa el decaimiento de los niveles de voltaje a valores muy cercanos del límite de 0.95 P.U. del nominal por el crecimiento natural de la demanda. Para la época lluviosa y seca se hace necesaria la actuación de esquemas de desconexión automática de generación y carga para reducir la posibilidad de sobrecargas y bajos voltajes ante contingencias.

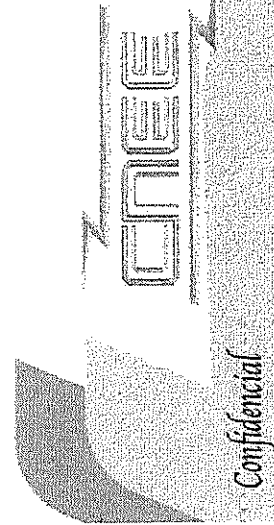
Confidencial



# Obras que se prevé serán conectadas en el año estacional 2022-2023

Septiembre 2022	
ETCEE	Coahuapetate
ETCEE	La Esperanza
ETCEE	Cruz ahemantic
TEEDN	Los Angeles
TRELEC	Cabajas
TEEDN	Coahuapetate II
TRELEC	Impanzo
TRECSA	Las Cruces
TRELEC	Prochete
ETCEE	Quezaltenango
ETCEE	San Agustín
ETCEE	Retalhuleu
ETCEE	Coahán
TRELEC	Palenque
TRELEC	Palenque
TRELEC	Sector Industrial
TRECSA	Corcuera
TRELEC	La Castellana
TRELEC	El Sitio
Agente	Subestación

TRELEC	Villayo	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
TRELEC	Guadalupe	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
TRELEC	Amatula	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
TRELEC	Montecristo	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
TRELEC	Santa Cruz	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
TRELEC	Villa Lobos	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
TRELEC	Barra de Chiquila	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
TRELEC	Rodriguez Escobar	Transformador 69/13.8 KV 20/28 MVA
ETCEE	Escuintla	Transformador 230/69/13.8 KV 100 MVA
TEEDN	Santo Tomas de Castilla	Subestación eléctrica 69/13.8 KV 10/14 MVA
TRECSA	San Juan Rio Viejo	Subestación eléctrica 230/69/13.8 KV 20/28 MVA
ETCEE	Guatemala Sur	Reemplazo transformadora 130/69/13.8KV 105 MVA
TRELEC	Los Proceres	Reconstrucción línea de transmisión
TRECSA	La Cruz	LT Las Cruces - Palenque 230 KV cat. 1 y 2
ETCEE	Escuintla - Totul	línea de transmisión 230 KV 2/0 MVA
Agente	Subestación	Aplicación



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial





# Objetivos de los Estudios

## Objetivos

- Determinar las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado durante el año estacional comprendido entre mayo 2,022 y abril 2,023.
- Ubicar los nodos en la red que operaran fuera del rango de tensión.
- Determinar los equipos del SNI que pueden resultar con sobrecarga, en los distintos escenarios de demanda en el período estacional.
- Determinar las unidades generadoras que deberán operar para evitar la sobrecarga de equipos en el sistema eléctrico.
- Identificar las necesidades de ampliación y reconfiguración del S.N.I.
- Implementar restricciones de generación por sobrecargas en elementos de transmisión.

No se incluyo el objetivo de "Verificar el desempeño de la Reserva Rodante" que si se encontraba incluido en los estudios de seguridad operativa de la Versión Provisoria la Programación de Largo Plazo 2021-2022

Confidencial



# **Demanda Máxima**

## **7.2 Sensibilidad de Generación Local**

### **7.2.1 Septiembre 2,022 Demanda Máxima**

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 1,819.3 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 1,745.4 MW y 73.9 MW de pérdidas, adicional a esto se le agrega una exportación de 0 MW y 0 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y 0 MW importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 4.0620018689%.

### **7.2.2 Marzo 2,023 Demanda Máxima**

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 1,887.7 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 1,818.9 MW de demanda local y 68.8 MW de pérdidas, adicional a esto se le agrega una exportación de 0 MW y 0 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y 0 MW importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.644646925 %.

Confidén



# Sobre la instalación de Bancos de Capacitores

## Estudio Septiembre 2,022

### Demanda Máxima

En condiciones normales de operación, los voltajes de las subestaciones eléctricas se mantienen dentro del rango establecido en las normas técnicas.

## Estudio Marzo 2,023

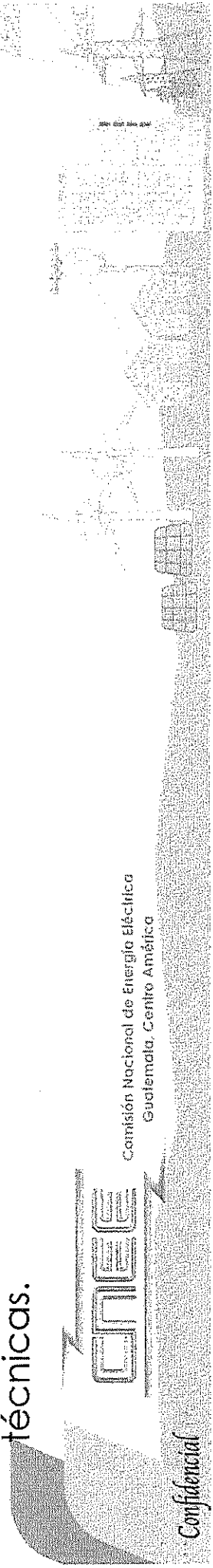
### Demanda Máxima

En condiciones normales de operación, los voltajes de las subestaciones eléctricas se mantienen dentro del rango establecido en las normas técnicas.



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Sobre la instalación de Bancos de Reactores

7.4.1 Septiembre 2,022

## 7.4.1.1 Demanda Mínima

Tomando como base el estudio de demanda mínima, el monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para la subestación Uspantán es:

Tabla 2.3 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
1845	USP-230	Uspantán	-30.0 MVAR

El AMM sugiere que estos elementos de compensación sean dimensionados en etapas, de tal manera que sea eficiente su uso y se pueda conectar/desconectar etapa por etapa en función del requerimiento de voltaje hasta alcanzar el máximo requerimiento.

Comisión Nacional de E.  
Guatemala, Centro



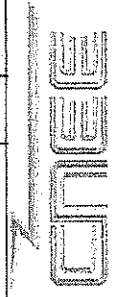
Confidencial



# Resumen de las contingencias

Contingencia	SEP22 1900	SEP22 1100	SEP22 0300	MAR23 1900	MAR23 1100	MAR23 0300
CENCE692	SC	SC		SC	SC	
3WT ESP230/69	SC			SC / BV		
LBREI69	BV	BV				
GRUGST69	CV	CV		CV	CV	
ALBISA230				BV		
ESPXEL69D	SC / BV			BV		
ROOSI69D	CV	CV				
SOLAL69	BV			BV		
ALXEL69	SC / BV			BV		
CHMSIG69	CV	CV		CV	CV	
MORLU69				BV		
3W MOR230/69				BV		
PANMOR230				BV		
COUSI69	CV	CV				

Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América



Confidencial



Contingencia	SEP22 1900	SEP22 1100	SEP22 0300	MAR23 1900	MAR23 1100	MAR23 0300
GNONOV69						BV
COALI669				CV	CV	BV
LBRLI669				CV	CV	BV
CRISMOC692	SC			SC	SC	
PAINAS230				CV		BV
LBRESP230	BV			SC		
MONMOM684	CV	CV				
PGOSIQ230	SC					
ESP5MR69				CV	CV	
LCRM4269	BV					
LBRR50230	SC					
MONROO69	CV	CV				
GTSI669				CV	CV	

SC= Sobrecarga, CV=Colapso de Voltaje, BV=Bajo Voltaje.  
El CV correspondiente del momento de los sucesos en el sistema de potencia.

# Unidades requeridas por restricciones operativas

## 7.12.4 Resumen

Tabla 5.3. Centrales requeridas por restricciones operativas o para control de potencia reactiva y tensión u operación en isla.

Central Generadora	
Termica	TER-B2
	TER-B3
	TER-B4
Actun Can	ECR-B2
	GEN-B1
Genor	GEN-B2
	GEN-B3
	GEN-B4



Comisión Nacional de Energía Eléctrica  
Guatemala, Centro América

Confidencial



# Sobre la Generación Forzada

No. Generación Forzada	Indisponibilidad en el Sistema de Transporte	Condición Persistente	Análisis	Simulaciones
1 TER-B3, TER-B4	LT Chimaltenango - Guatemala Sur 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad de esta línea de transmisión, se colapsa la tensión en parte del occidente del S.N.I. afectando principalmente las SE Chimaltenango, Cruz de Santiago, Patzún, Sobolá, Alaska, Quiche, Zacualpa, Totmáin, La Noria, Cocales, Totoncapán. La generación forzada es necesaria para evitar el colapso de tensión y regular la tensión en el área de influencia.	Anexo D.3.1.
2 TER-B4	LT Sobolá - Alaska 69 kV	No	Por medio de mantenimientos autorizados AMM-ENE22-TRN247 y AMM-FEB22-TRN78, el transportista ETCEE instalo y puso en operación un capacitor de 10.8 MVar en SE Chimaltenango, mejorando la regulación de tensión en la subestación y en el área de influencia.	Anexo D.3.2.
3 TER-B3	LT Sobolá - Patzún 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad de esta línea de transmisión, se pierde un vínculo con el occidente del S.N.I., dependiendo del escenario de demanda, el voltaje de SE Cruz de Santiago queda por debajo o muy cercano a 0.95 P.U. La generación forzada es necesaria para mejorar la regulación de tensión.	Anexo D.3.3.
4 EGR-B2	LT Rito Dulce - Populón 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad de esta línea de transmisión, la demanda de SE Populón y SE Petén es alimentada de manera radial desde SE Sayaxché. Es necesaria la generación forzada para regular la tensión y evitar el colapso de tensión.	Anexo D.3.4.
5 EGR-B2	LT Visión de Águila - Chisec 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad de esta línea de transmisión, la demanda de SE Chisec y SE Sayaxché es alimentada de manera radial desde SE Petén. Es necesaria la generación forzada para regular la tensión y evitar el colapso de tensión.	Anexo D.3.5.
6 GEN-B2, GEN-B3	LT Panaluya - San Agustín 230 kV, LT Panaluya - Morales 230 kV, LT La Entrada - Panaluya, LT Morales - La Ruidosa 69 kV, SE Morales 230 kV, SE Panaluya 230 kV, Panaluya 230/69 kV 150 MVA, Morales 230/69 kV 150 MVA	Si	Ante la indisponibilidad de estas subestaciones y líneas de transmisión, se pierde el soporte de potencia reactiva proporcionado por SE Morales y SE Panaluya. Es necesaria la generación forzada para regular tensión y evitar el colapso de tensión en el área de influencia.	Anexo D.3.6.
7 GEN-B2, GEN-B3	Capacitor SE Puerto Barrios	Si	Transportista ETCEE reporta problemas para cerrar el banco de capacitores 69kV en SE Puerto Barrios. Se convoco generación forzada para regular tensión en SE Puerto Barrios y en el área de influencia.	Anexo D.3.7.
8 GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3, GEN-B4	LT La Ruidosa - Genor 69 kV	Si	Al estar indisponible la línea de transmisión, la única forma de alimentar la demanda de SE Puerto Barrios es desde SE Genor, formando una isla.	



Confidencial

# Otras observaciones

- 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.
- Con relación a las restricciones permanentes del sistema de transmisión y 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 que presente de forma integrada y resumida de todas las restricciones permanentes y topología más adecuada del SNI, en caso las hubiera.
- Se solicita que el informe identifique y liste las subestaciones en las cuales los transformadores de potencia están por alcanzar su capacidad nominal o su capacidad esté rebasada, conforme su criterio técnico y lo establecido en el artículo 44 c) de la LGE.
- Dentro de los objetivos de los estudios de seguridad operativa se encuentra verificar el desempeño de la Reserva Rodante; sin embargo, dentro de los estudios no se incluye el análisis de dicho aspecto. Por lo anterior, se solicita al AMM incorporar la metodología utilizara para verificar el desempeño de la Reserva Rodante y el apartado que contenga los resultados, así como toda la información relativa que fue de base para efectuar dicho análisis.