

VERSION PROVISORIA

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO

MAYO 2022 - ABRIL 2023

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA



Contenido

1. PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO MAYO 2022- ABRIL 2023.....	8
1.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL S.N.I.....	8
1.1.1. Análisis del Comportamiento Histórico de la Demanda.....	8
1.1.2. Formulación del modelo de Proyección Mensual de la Demanda de potencia y energía.....	9
1.2. DISGREGACIÓN DE LA DEMANDA	13
1.3. CONDICIONES HIDROLÓGICAS.....	14
1.3.1. Metodologías Utilizadas.....	14
1.3.2. Análisis de Condiciones Globales y Locales	15
1.3. OFERTA.....	31
1.4. MANTENIMIENTOS.....	40
1.5. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	41
1.6.1. Exportaciones.....	41
1.6.2. Importaciones	41
1.7. COSTOS VARIABLES DE ENERGÍA POR CENTRAL	42
1.8. MODELACIÓN DE LA MÁQUINA DE FALLA.....	44
1.9. CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA	45
1.10. EVENTUALES OBSERVACIONES Y RESTRICCIONES.....	46
1.10.1. Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD).....	48
1.11. VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	48
1.12. CRITERIOS APLICADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA DE LARGO PLAZO	49
2. RESULTADOS.....	50
2.1. PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL S.N.I. AÑO ESTACIONAL 2022-2023.....	50
2.2. COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL 2022-2022.....	59

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

2.3.	REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE 2022-2023	60
2.4.	COTAS DEL EMBALSE ANUAL CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE.....	61
2.5.	COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO (US\$/MWh).....	62
2.6.	COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL AGUA DE LA CENTRAL CON EMBALSE ESTACIONAL	64
2.7.	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE RIESGO DE VERTIMIENTO Y ESCASES DE OFERTA HIDROELÉCTRICA	64
2.8.	CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA	65
2.9.	MANTENIMIENTOS MAYORES	68
3.	CONCLUSIONES	100
4.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	101
5.	CÁLCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS	101
5.1.	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 80%	102
5.2.	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 95%	104
6.	Anexos.....	106
	Energía.....	106
	Estimación del modelo SARIMA para energía.....	106
7.	ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA.....	279
	Etapa.....	280
7.1	Estudios de Flujos de Carga y Corto Circuito.....	281
7.1.1.	Estudio septiembre 2,022	281
7.1.2.	Estudio marzo 2,023.....	283
7.2	Sensibilidad de Generación Local	284
7.2.1	Septiembre 2,022 Demanda Máxima	284
7.2.2	Marzo 2,023 Demanda Máxima	284
7.3	Instalación de Bancos de Capacitores	284
7.3.1	Estudio Septiembre 2,022.....	284
7.3.2	Estudio Marzo 2,023.....	285
7.4	Análisis de Bancos de Reactores	286
7.4.1	Septiembre 2,022.....	286
7.4.2	Marzo 2,023.....	287

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

7.5	Factores de Pérdidas Nodales de Referencia (Indicativos)	288
7.5.1	Septiembre 2,022	290
7.5.2	Marzo 2,023	298
7.6	Análisis de Contingencias	305
7.6.1	Septiembre 2,022	309
7.6.2	Resultados Demanda Máxima	322
7.6.3	Resultados Demanda Media	326
7.7	Demanda Mínima	328
7.7.1	marzo 2,023	329
7.8	Resultados Demanda Máxima	341
7.9	Resultados Demanda Media	345
7.10	Resultados de Demanda Mínima	347
7.11	Resumen de resultados	348
7.12	Unidades Requeridas por Restricciones Operativas	350
7.12.1	Criterios	350
7.12.2	Registros	351
7.12.3	Análisis	352
7.12.4	Resumen	353

Ilustraciones

Ilustración 1	Comportamiento de la demanda de Energía y Potencia 1990 a 2021	8
Ilustración 2	Energía vs. PIB	9
Ilustración 3	Potencia vs. PIB	9
Ilustración 4	Ajuste a la proyección del PIB 2021 por recuperación post COVID-19	12
Ilustración 5	Proyección de crecimiento del PIB 2020-2022 región centroamericana	13
Ilustración 6	Anomalía de calor (°C) en la capa superior (0 a 300m) Pacífico Ecuatorial centro-oriental (180°-100°W) (NOAA, -, 2022)	15

ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Ilustración 7 Evolución de la Temperatura Superficial del Mar semanalmente (NOAA, -, 2022)	16
Ilustración 8 Anomalía de Temperatura Superficial del Mar (°C) en la región Niño 3.4 (NOAA, -, 2022).....	16
Ilustración 9 Índice de Oscilación del Sur Mensual en los últimos 12 meses (Bureau of Meteorology, 2022)	17
Ilustración 10 Índice de pendiente de la Termoclina (Climate Prediction Center (CPC), 2022)	17
Ilustración 11 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) desde marzo 2020 versus lo observado hasta enero 2022. (IRI, 2022)	18
Ilustración 12 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) desde febrero 2022. (IRI, 2022)	19
Ilustración 13 Pronósticos de North American Multi-Model Ensemble (NMME) de anomalías climáticas de la Temperatura Superficial del Mar para mayo a julio 2022, para junio a agosto 2021, julio a septiembre 2022 y agosto a octubre 2022	21
Ilustración 14 Pronóstico de probabilidad de precipitación para abril a junio 2022 de los modelos europeos	22
Ilustración 15 Pronóstico de probabilidad de precipitación para mayo a julio 2022 de los modelos europeos	23
Ilustración 16 Ensamble de Pronóstico Anomalía estacional según NOAA, para los meses de julio a septiembre del año 2022	24
Ilustración 17 Anomalía de precipitación en Guatemala para los meses de marzo hasta agosto 2021 ...	27
Ilustración 18 Mapa de Guatemala con ubicación de centrales hidroeléctricas (AMM, 2020)	28
Ilustración 19 Mapa de Guatemala con ubicación de centrales hidroeléctricas (AMM, 2020)	29
Ilustración 20 Composición de la energía mayo 2022 - abril 2023.....	59
Ilustración 21 Composición de la energía renovable mayo 2022 - abril 2023.....	59
Ilustración 22 Composición de la energía mayo 2022 - abril 2023.....	59
Ilustración 23 Requerimiento de Combustible	60
Ilustración 24 Cota final del embalse de regulación anual.....	61
Ilustración 25 Costos Marginales por Bloque Horario 2022-2023	62
Ilustración 26 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional	64
Ilustración 27 Producción de energía Parque Generador Hidráulico S.N.I.....	65



ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Tablas

Tabla 1 Probabilidad de pronósticos de El Niño Oscilación del Sur (ENSO) basados en el análisis del modelo “Mid_month” (IRI, 2022).....	19
Tabla 2 Oferta total por tecnología	32
Tabla 3 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Hidroeléctricas).....	33
Tabla 4 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Hidroeléctricas)	35
Tabla 5 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Vapor).....	36
Tabla 6 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas)	36
Tabla 7 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas Natural)	36
Tabla 8 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Motores de Combustión Interna)	36
Tabla 9 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Cogeneradores)	37
Tabla 10 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Geotérmicas)	37
Tabla 11 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Solar)	37
Tabla 12 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Fotovoltaico).....	38
Tabla 13 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Eólica)	38
Tabla 14 Costos Variables Proyectados.....	44
Tabla 15 Criterio de CENS.....	45
Tabla 16 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2022 a abril 2022	45
Tabla 17 Costo Marginal por bloque horario semanal (\$/MWh).....	63
Tabla 18 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Eólicas).....	68
Tabla 19 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Eólicas).....	68
Tabla 20 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Turbinas de Gas).....	69
Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Geotérmicas)	70
Tabla 22 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Turbinas de Vapor 100% Carbón).....	71



ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA

Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Turbinas de Vapor)	71
Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Motores de Combustión Interna)	75
Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores 2022-abril 2023 (Interconexión).....	75
Tabla 26 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Hidroeléctrica)	87
Tabla 27 Mantenimiento de transformadores ETCEE.....	89
Tabla 28 Rotación de Transformadores ETCEE	89
Tabla 29 Nuevos Campos en subestaciones ETCEE	89
Tabla 30 Compensación Reactiva ETCEE.....	90
Tabla 31 Mantenimientos TRELEC	90
Tabla 32 Ampliaciones a la red TRELEC.....	91
Tabla 33 Mantenimientos TREO	92
Tabla 34 Mantenimientos Transmisora de Energía Renovable.....	92
Tabla 35 Mantenimientos Empresa Propietaria de la Red.....	94
Tabla 36 Mantenimientos Orazul Energy Guatemala TRANSCO	95
Tabla 37 Mantenimientos de TRECSA.....	98
Tabla 38 Mantenimientos de EEBIS	100

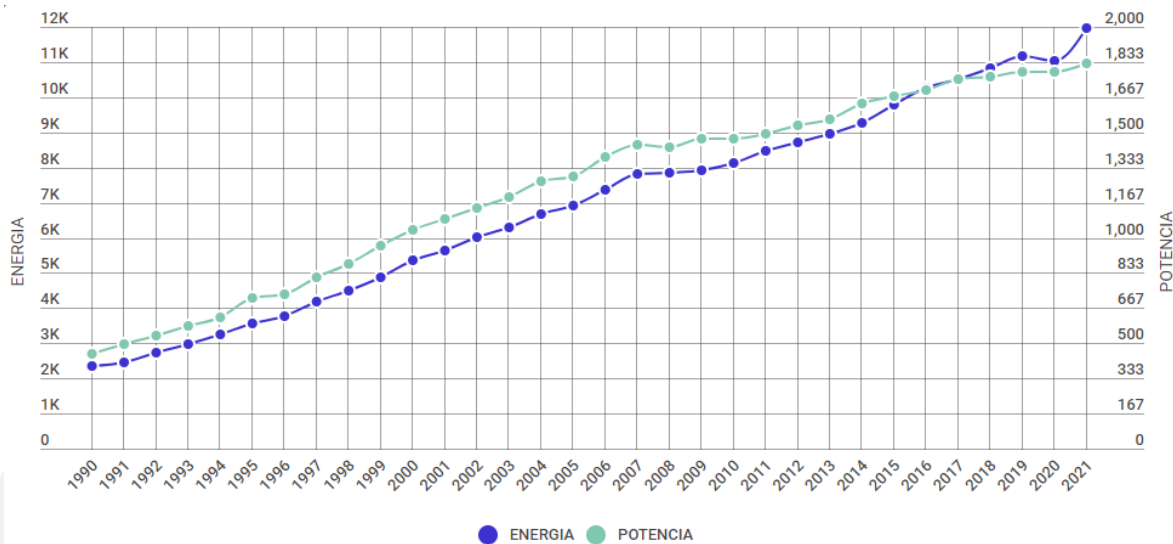
1. PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO MAYO 2022- ABRIL 2023

1.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL S.N.I

1.1.1. Análisis del Comportamiento Histórico de la Demanda.

Durante el periodo de 1990 a 2021 la demanda de energía eléctrica ha experimentado un crecimiento relativamente constante, presentando en los últimos años una leve estabilización siendo el año 2020 un año crítico por la pandemia del COVID-19. En promedio, la demanda de energía ha experimentado un crecimiento de 5.46%, mientras que la potencia de 4.68%. Debido a la crisis económica mundial de 2008, tanto la demanda de energía como la de potencia presentaron comportamientos atípicos, lo cual provocó a partir de ese momento cierto estancamiento en el crecimiento, alcanzando valores de 1.83% para la potencia y de 3.52% para la energía durante el periodo de 2010 a 2021. En este último año, la potencia tuvo un crecimiento de 2.37%, y la energía de 8.63%, crecimiento que no se observada desde la década de los años 90s. Lo anterior se muestra en la *Ilustración 1*

Ilustración 1 Comportamiento de la demanda de Energía y Potencia 1990 a 2021



En la *Ilustración 2* y en la *Ilustración 3* se muestra el comparativo de crecimiento interanual entre la potencia y el crecimiento del Producto Interno Bruto -PIB- a precios constantes de 2001¹. Como se puede observar existe una correlación directa entre el comportamiento de la potencia y la energía con la evolución del PIB especialmente para la energía. Sin embargo, se puede observar que para la potencia

¹ Tomado del Banco de Guatemala, 2021. Valores 2020 y 2021 son calculados con tasa de crecimiento de la base 2013.

dicha correlación se ha reducido significativamente en los últimos años, al punto de presentar tendencias opuestas en el comportamiento de ambos indicadores.

Ilustración 2 Energía vs. PIB

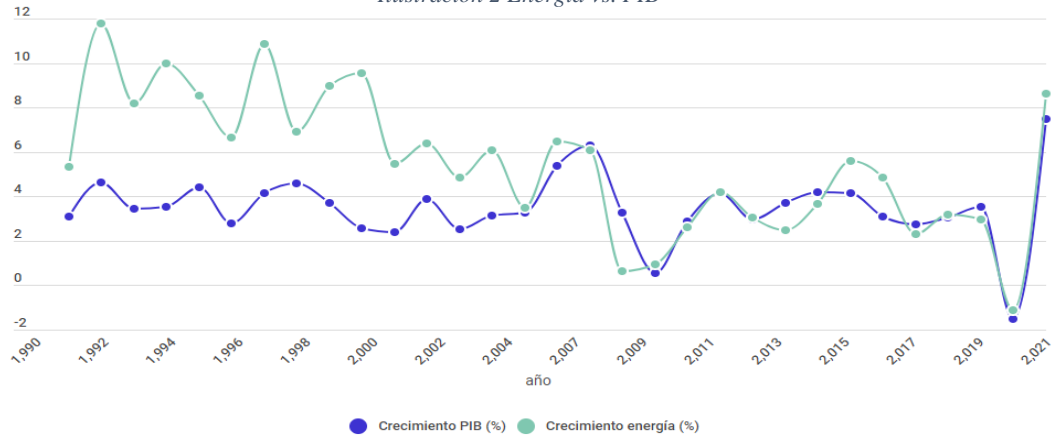
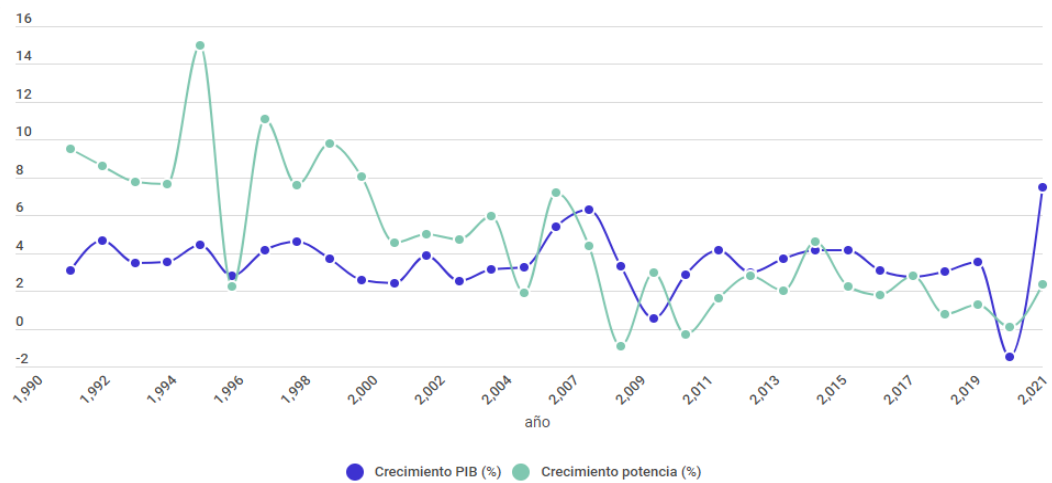


Ilustración 3 Potencia vs. PIB



1.1.2. Formulación del modelo de Proyección Mensual de la Demanda de potencia y energía.

Para la determinación de la proyección anual de demanda para la potencia y la energía, se estimaron diferentes modelos econométricos de regresión simple, regresión múltiple con variables como población, usuarios conectados, precio spot, componentes desagregados del PIB, demanda de grandes consumidores, periodo de Semana Santa, demandas atípicas de Grandes Usuarios y temperatura. Asimismo, se utilizaron diferentes muestras donde se contrastaron los criterios de información para la selección de la muestra para la estimación del modelo.

La herramienta utilizada fue el programa estadístico E-views.

1.1.2.1. Energía

Para la determinación de la demanda de energía se realizó una evaluación de pronóstico dentro y fuera de la muestra de los 20 modelos estimados para la PLP 2021-2022 con el IMAE² como variable exógena. La muestra utilizada fue de febrero de 2021 a enero de 2022 con periodicidad mensual. De igual forma, se evaluó el modelo para determinado para la RPLP 2021-2022 tomando en cuenta la fuerte recuperación de la demanda de energía para el segundo semestre de 2021. El modelo de mejor ajuste fue el modelo SARIMA (3,1,1) (1,1,1)₁₂ con el IMAE como variable exógena.

La serie de tiempo correspondiente al IMAE fue validada con las técnicas de evaluación de pronósticos: error cuadrático medio (*RMSE por sus siglas en inglés*), error medio absoluto (*MAE por sus siglas en inglés*), etc., dentro de la muestra 2001-2021. El modelo seleccionado fue el modelo de suavizamiento exponencial Holt-winters aditivo, el cual fue seleccionado entre 18 diferentes modelos estimados de la variable que presentó un estimador estadísticamente significativo.

El modelo SARIMA seleccionado fue el utilizado para la proyección de demanda de energía de la PLP 2022-2023, el cual se estimó con la serie transformada en diferencia y en logaritmo y fue optimizado entre 1089 diferentes combinaciones SARIMA. Éste cuenta con un componente tendencial y un componente estacional para una periodicidad mensual (12 periodos), el cual fue validado según los criterios de Gauss-Markov para estimación mediante mínimos cuadrados ordinarios (MCO). El modelo seleccionado se presenta en la *ecuación 1*.

Ecuación 1 Modelo SARIMA (3,1,1) (1,1,1)₁₂ para la determinación de la demanda de energía

$$\nabla \nabla_{12}^1 \text{Energía} = c + \text{IMAE} + \phi_1 \text{Energía}_{t-1} + \phi_n \text{Energía}_{t-n} + \beta_1 \text{Energía}_{t-1} + \dots + \beta_n \text{Energía}_{t-n} + \theta_1 \text{Energía}_{t-12} + \varphi_{12} \varepsilon_{t-12} + \varepsilon_t$$

Donde,

ϕ = Estimadores del elemento autorregresivo del componente regular

β = Estimadores del elemento media móvil del componente regular

θ = Estimadores del elemento autorregresivo del componente estacional

φ = Estimadores de la media móvil del componente estacional

c = Constante

La demanda de energía estimada asciende a 12,521.28 GWh con un crecimiento esperado de 3.29% respecto al Año Estacional 2021-2022, que se espera en 12,122.36 GWh³.

² Tomado del Banco de Guatemala, 2022.

³ Valor actualizado a febrero de 2022 con el modelo de pronóstico de energía para el Año Estacional 2022-2023.

El detalle de los resultados de los modelos y las pruebas se presenta en el **Anexo** del presente reporte.

1.1.2.2. Potencia

El comportamiento de la demanda de potencia durante 2021 ha experimentado una recuperación de la tendencia observada en los últimos cinco años. Por lo anterior, para la determinación de la proyección de potencia para el Año Estacional 2022-2023, se realizó una evaluación de pronóstico fuera de la muestra de los mejores modelos estimados para la PLP 2021-2022 y para el periodo de febrero 2021 a enero 2022. De igual forma, se realizó una evaluación de pronóstico fuera de la muestra de los mejores modelos estimados para la RPLP 2021-2022. El modelo de mejor ajuste fue el modelo TRAMO/SEATS (0,1,1)(0,1,1)₁₂, el cual se presenta en la *ecuación 2*.

Ecuación 2 Modelo TRAMO/SEATS (0,1,1)(0,1,1)₁₂ para la determinación de la demanda de potencia

$$\nabla \nabla_{12}^1 \text{Potencia} = c + \theta_1 \text{Potencia}_{t-1} + \theta_2 E_{t-12} + \varphi_1 \text{Potencia}_{t-1} + \varepsilon_t$$

Donde,

θ = Estimadores del elemento media móvil del componente regular

φ = Estimadores de la media móvil del componente estacional

c = Constante

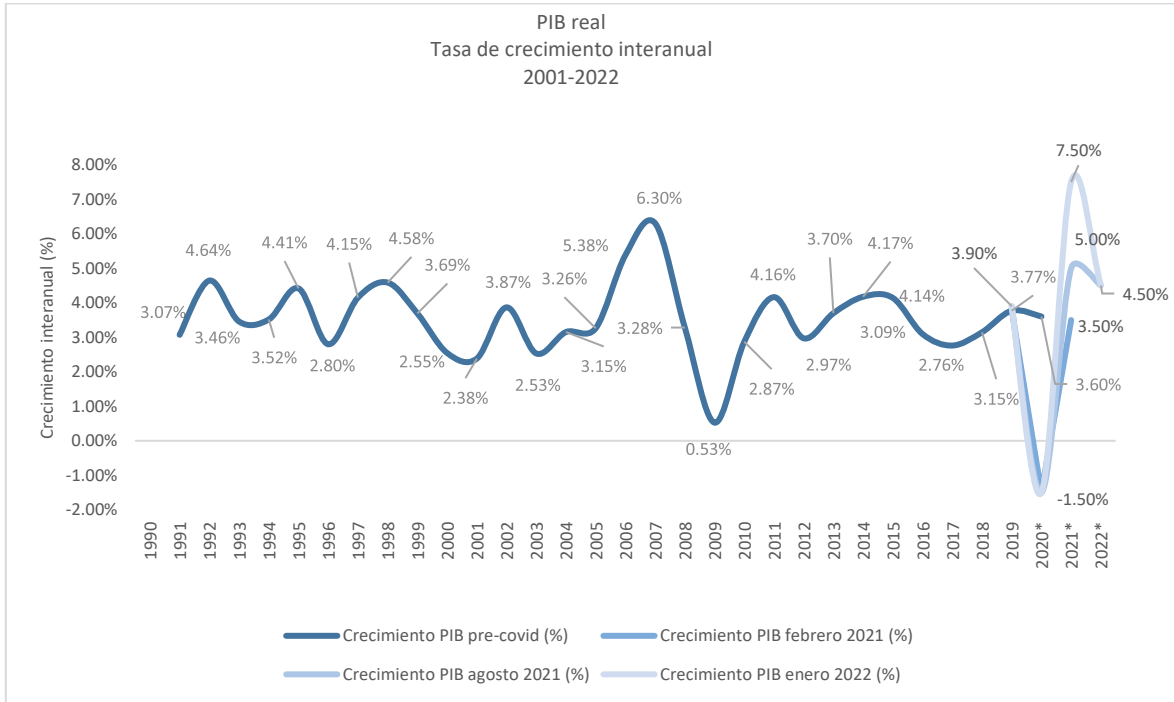
Por lo que se procedió a realizar una actualización del modelo utilizado para la PLP 2021-2022 con una ampliación de la muestra de enero de 2001 a enero de 2022. De igual forma, se utilizaron modelos de rezagos autorregresivos y distribuidos con variables exógenas de temperatura y aporte de hornos de arco eléctrico, modelos de suavizamiento exponencial para la validación del modelo de potencia.

El mes en que se prevé la PMG es marzo de 2023 a las 19:00 horas por un monto estimado de 1,887.67 MW, reflejando un crecimiento esperado de 1.67% respecto a la PMG del Año Estacional 2021-2022 de 1,856.74 MW, que se espera ocurrirá en abril de 2022.

1.1.3 Ajuste a la proyección de demanda de potencia y energía por la recuperación post COVID-19

El Banco de Guatemala, ha publicado tres actualizaciones a la proyección del PIB para 2021, donde la proyección del PIB se ha incrementado a un crecimiento de 7.5% para 2021 y de 4.5% para 2022 *Ilustración 4*⁴:

Ilustración 4 Ajuste a la proyección del PIB 2021 por recuperación post COVID-19

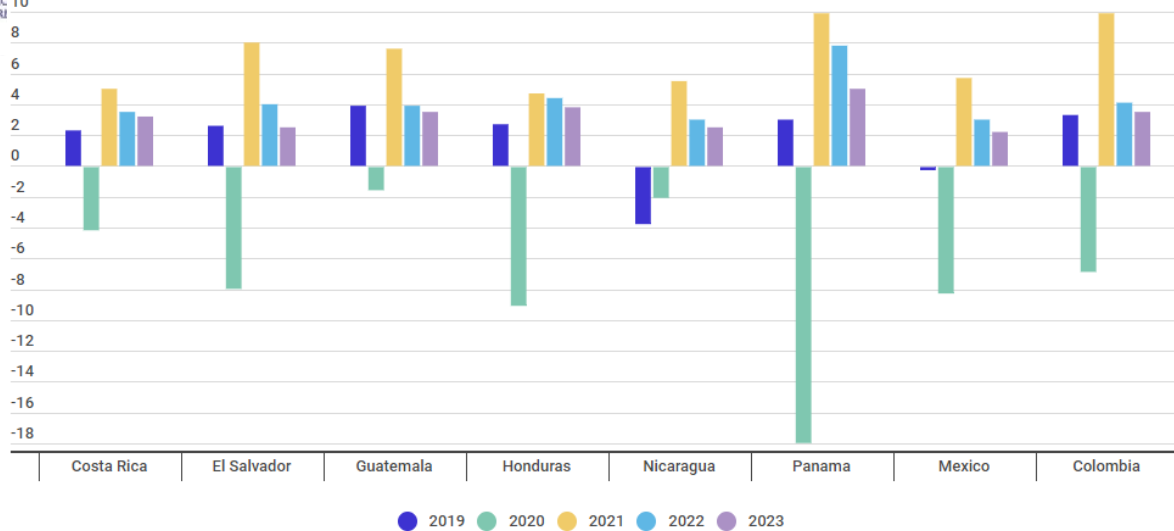


Por otra parte, el Fondo Monetario Internacional publicó en octubre de 2021 sus actualizaciones de crecimiento económico para Guatemala de 2020 a 2022, donde se puede observar que el país tendrá un crecimiento considerable durante los próximos dos años 2022 y 2023 como se puede observar en la *Ilustración 5*⁵

⁴ Elaboración propia con datos del BANGUAT, 2020.

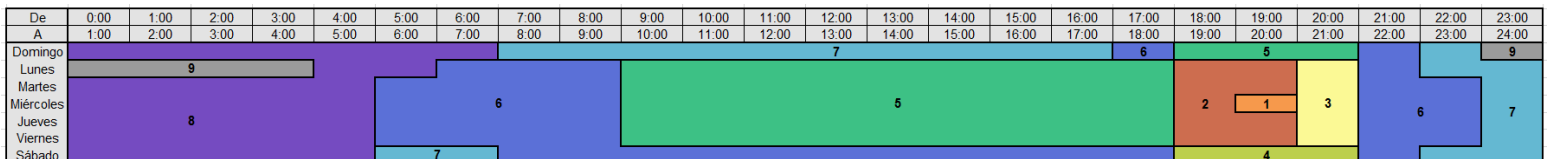
⁵ Elaboración propia con datos del Banco Mundial, 2022.

Ilustración 5 Proyección de crecimiento del PIB 2020-2022 región centroamericana



1.2. DISGREGACIÓN DE LA DEMANDA

Para la correcta representación de la demanda en la optimización del despacho, esta fue representada en 9 bloques, los cuales representan los escalones de demanda, a continuación, se presenta la disgregación de estos para una semana.



1	Hora de demanda Máxima del mes
2	Horas pico y previas a días hábiles
3	Horas post picos
4	Pico Sábado
5	Media entre semana
6	Transición mínima-media y pico-mínima y media sábados
7	Media domingo y mínimo noche
8	Demanda mínima
9	Demanda mínima lunes

1.3. CONDICIONES HIDROLÓGICAS

1.3.1. Metodologías Utilizadas

Para realizar los pronósticos de caudales fue necesario realizar un análisis de las cuencas, algunas de ellas presentaron un mejor ajuste entre los datos registrados de lluvia y caudal histórico por lo que se utilizó el modelo lluvia-escorrentía, mientras que aquellas cuencas en donde aún existe escasa información de caudales se utiliza la metodología de años análogos y finalmente para las centrales para las que se tiene una historia de caudales que se debe mejorar se realizaron análisis estadísticos. Estas metodologías se explican brevemente a continuación:

1.3.1.1. Modelación Lluvia-Escorrentía

Para poder realizar el análisis de lluvia de los primeros seis meses se utilizaron los modelos globales de la NOAA llamados North America Multi-Model Ensemble (NNME) que es un ensamble de 8 modelos distintos que utilizan historia desde 1982, sin embargo, los modelos globales no proporcionan información para una región específica por lo que se utiliza la técnica de downscaling que extrapola los efectos de los procesos climáticos de gran escala a escalas locales y para ello se utiliza la herramienta Climate Predictability Tool (CPT) que es una herramienta creada por el International Research Institute (IRI) con el fin de poder realizar pronósticos climáticos estacionales que realiza un pronóstico utilizando la Temperatura Superficial del Mar (TSM) o predictores similares.

Posteriormente de realizar el pronóstico de lluvia se realiza la modelación hidrológica para cada central hidroeléctrica, esta modelación es una representación simplificada de un sistema mediante ecuaciones matemáticas y físicas. Para poder realizar este análisis es importante conocer los factores que intervienen en el ciclo hidrológico y se analiza como un sistema cerrado con un balance de masa en donde las masas entrantes (precipitaciones, evapotranspiración, etc.) y las masas salientes (caudal).

El modelo hidrológico Sacramento se utiliza para optimizar las características de humedad en el suelo, distribuidos en diferentes niveles, con características racionales de percolación, para una eficiente simulación de descargas para distribución de lluvias lógicamente a distintas profundidades y estados de energía en el suelo. Este modelo calcula la descarga total de la precipitación (P) y la evapotranspiración potencial (ETP) en función de los parámetros y condiciones iniciales.

1.3.1.2. Modelación con Años Análogos

La modelación por medio de años análogos se realiza para los seis meses posteriores correspondientes al período de esta Programación de Largo Plazo, esta consiste en identificar los patrones oceánicos y atmosféricos de años anteriores con condiciones similares a las condiciones actuales y pronosticadas. Entre los patrones oceánicos que tienen mayor incidencia en el clima de nuestro país son:

- El fenómeno El Niño Oscilación del Sur (ENOS), en la fase El Niño (fase cálida) y la fase La Niña (fase fría)
- Temperatura Superficial del Mar en la región del Océano Atlántico Tropical

1.3.1.3. Modelación Estadística

Esta modelación se realiza para el periodo analizado de cada una de las centrales hidroeléctricas con la herramienta estadística E-Views, desarrollado por Quantitative Micro Software, con el fin de hallar la ecuación matemática que provea la mejor aproximación estadística de los caudales pronosticados en base a los caudales históricos.

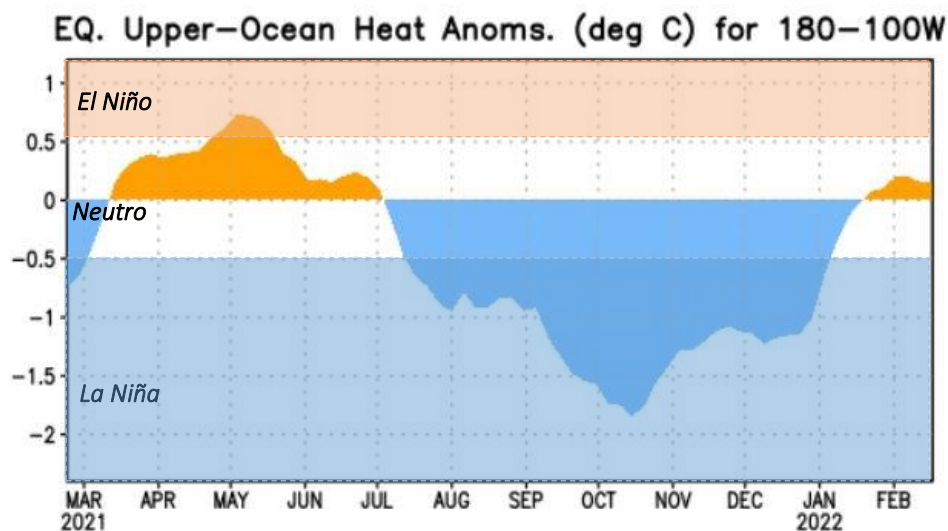
1.3.2. Análisis de Condiciones Globales y Locales

1.3.2.1. Condiciones Oceanográficas y Atmosféricas

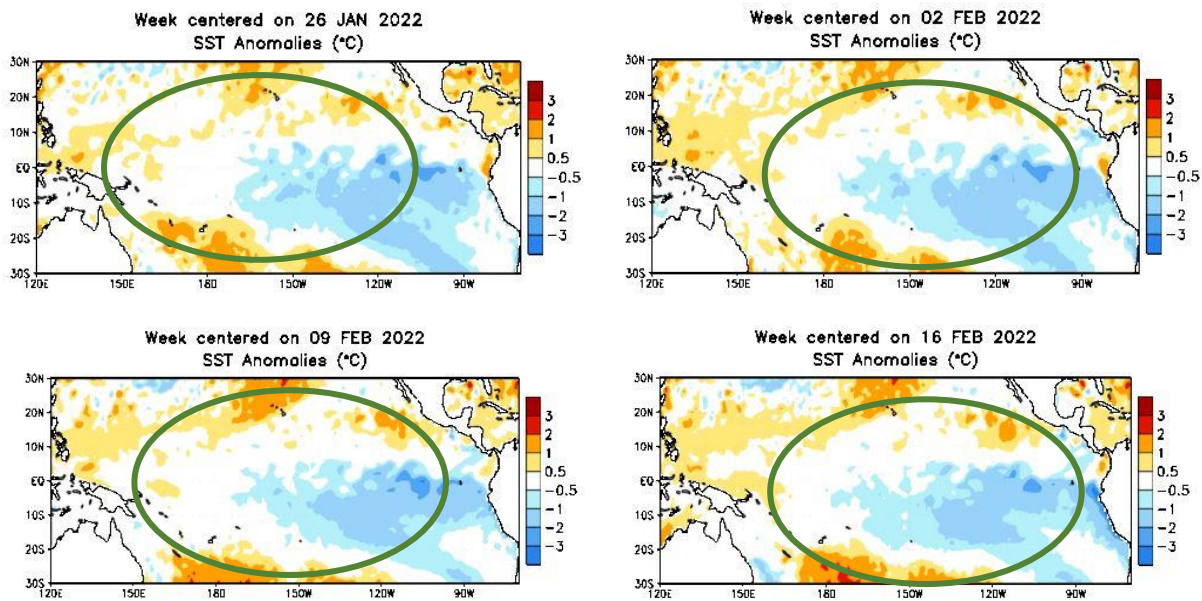
1.3.2.1.1. Condiciones actuales

Las condiciones oceanográficas muestran que la Temperatura Superficial del Mar (TSM) del Pacífico Ecuatorial se ha incrementado en los últimos meses como se observa en la Ilustración 6 manteniéndose la anomalía cercana a 0.2°C lo que significa que las temperaturas se han mantenido cercanas al promedio en la mayor parte del Océano, Según el Climate Prediction Center (CPC, por sus siglas en inglés) las condiciones océano atmosféricas han sido consistentes manteniendo condiciones neutras del fenómeno El Niño a partir del mes de enero del 2022 (NOAA, -, 2022). La entidad International Research Institute for Climate and Society (IRI, por sus siglas en inglés) tiene la misma expectativa que la temperatura superficial del Mar comience a incrementarse y permanecer en la región de la fase Neutra.

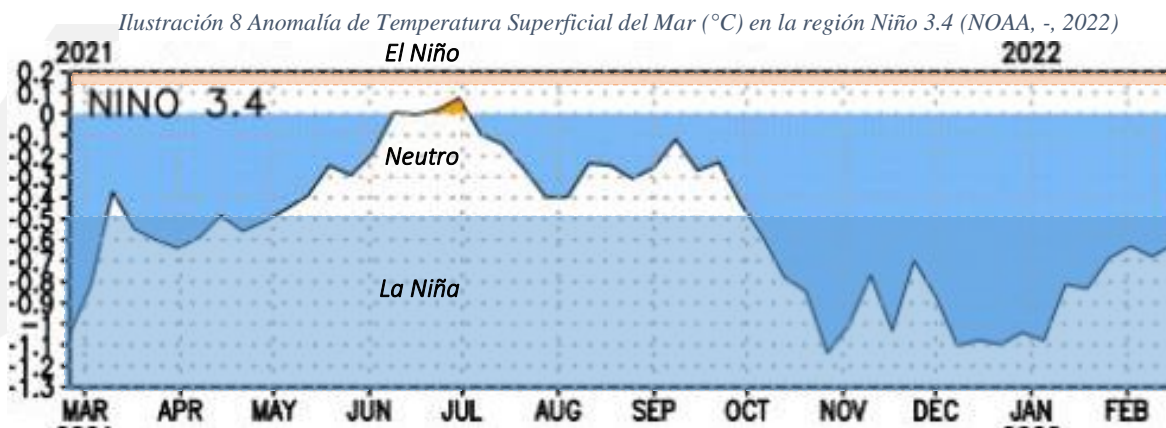
Ilustración 6 Anomalía de calor (°C) en la capa superior (0 a 300m) Pacífico Ecuatorial centro-oriental (180°-100°W) (NOAA, -, 2022)



En la *Ilustración 7* se muestra la evolución de la Temperatura Superficial del Mar en detalle semanal desde la semana del 26 de enero al 16 de febrero de 2022. La escala de color al lado derecho muestra la variación de la anomalía en grados centígrados, se puede observar que las celdas frías prevalecen con un debilitamiento.

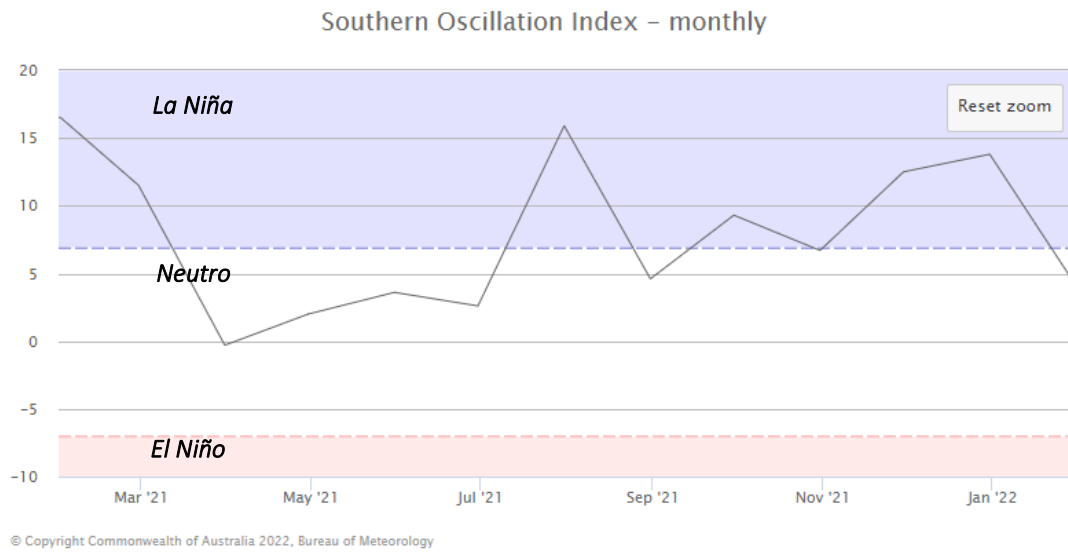


La región Niño 3.4 es uno de los indicadores para determinar el establecimiento de las fases del fenómeno El Niño, en la *Ilustración 8* se muestra el comportamiento de la anomalía prevalece negativa desde inicios de julio de 2021 y a partir del mes de octubre de 2021 se ha mantenido por debajo de -0.5°C . Este comportamiento ha provocado que las condiciones se mantengan en condición La Niña. (NOAA, -, 2022).



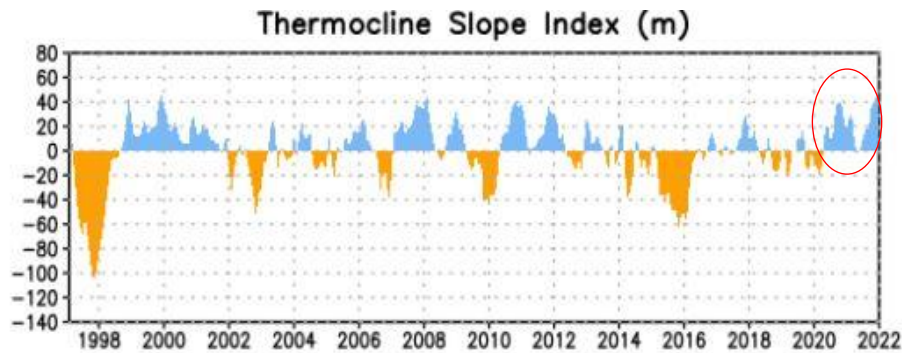
En la *Ilustración 9* se muestra el Índice de Oscilación del Sur según el histórico del Bureau of Meteorology que nos indica que desde julio 2021 ha permanecido en condición de la fase La Niña, continuando con la misma tendencia en los primeros meses del año 2022 acercándose a condiciones Neutras.

Ilustración 9 Índice de Oscilación del Sur Mensual en los últimos 12 meses (Bureau of Meteorology, 2022)



El Índice de la pendiente de la Termoclina es otro índice que nos muestra la fase del fenómeno El Niño y podemos observar en la *Ilustración 10* que la pendiente fue positiva marcando la fase La Niña.

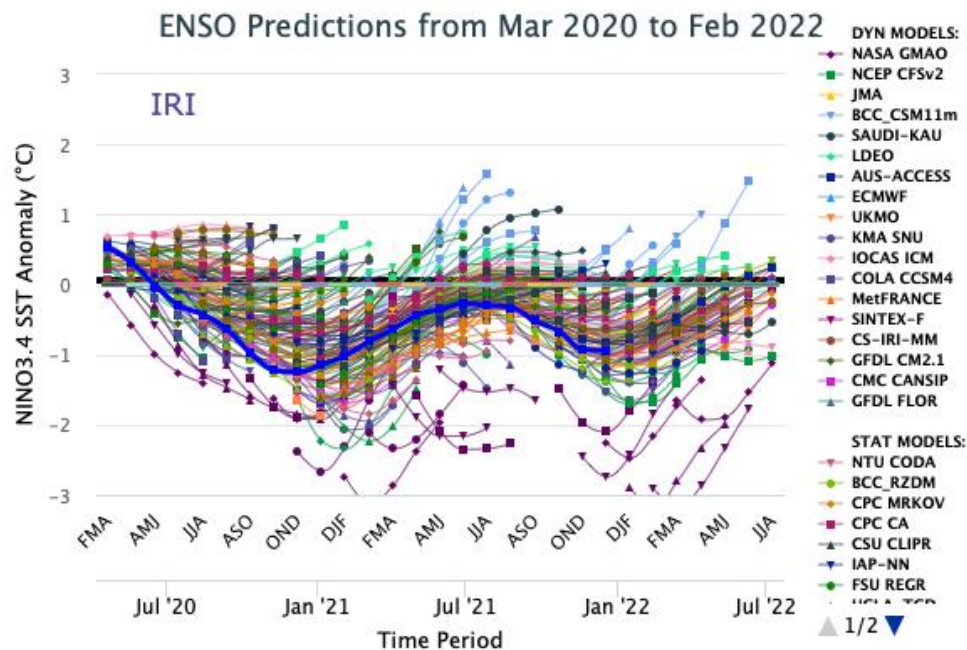
Ilustración 10 Índice de pendiente de la Termoclina (Climate Prediction Center (CPC), 2022)



1.3.2.1.2. Expectativa Global de El Niño Oscilación del Sur (ENSO)

El organismo International Research Institute for Climate and Society (IRI, por sus siglas en inglés), que realiza estimaciones mediante super computadoras para determinar lo que se puede esperar de la anomalía de la temperatura superficial del mar en la región El Niño 3.4 para los siguientes meses. Estos pronósticos son evaluados conforme a lo ocurrido, como se muestra en la *Ilustración 11* la línea de color azul más gruesa muestra lo que ha sucedido desde marzo de 2020 hasta febrero de 2022 y las líneas de menor grosor de colores que se grafican, son los pronósticos de los diferentes modelos realizados. Lo que podemos observar es que la tendencia de lo que ha ocurrido en los últimos meses ha sido acorde a lo pronosticado por los modelos tanto estadísticos como los modelos dinámicos.

Ilustración 11 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) desde marzo 2020 versus lo observado hasta enero 2022. (IRI, 2022)

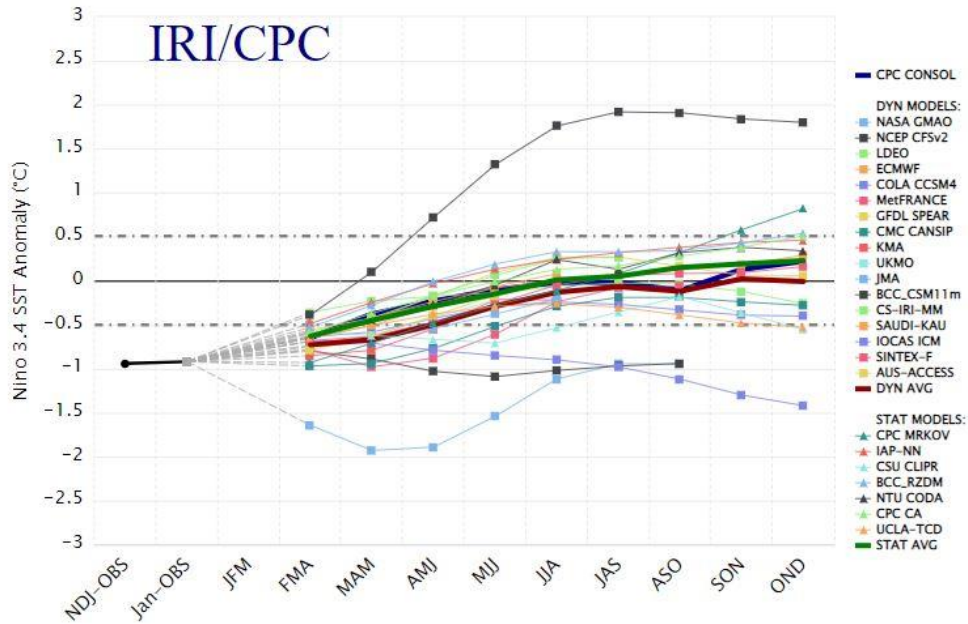


En la *Ilustración 12* se muestran los resultados de los modelos dinámicos y estadísticos desde febrero de 2022 hasta el trimestre octubre-noviembre-diciembre, en donde se puede observar que la media de los modelos estadísticos (STAT AVG) permanecerá en la región Neutro hasta la finalización del pronóstico octubre-noviembre-diciembre 2022. Según los modelos dinámicos (DYN AVG) también muestra una tendencia muy similar a la de los modelos estadísticos y permanece la expectativa de las condiciones Neutras.

También se puede observar que uno de los modelos sugiere que se podrá presentar la fase El Niño y tres modelos sugieren que el año podría finalizar en la fase La Niña, por lo que se continuaran monitoreando las variables descritas anteriormente.

Ilustración 12 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) desde febrero 2022. (IRI, 2022)

Model Predictions of ENSO from Feb 2022



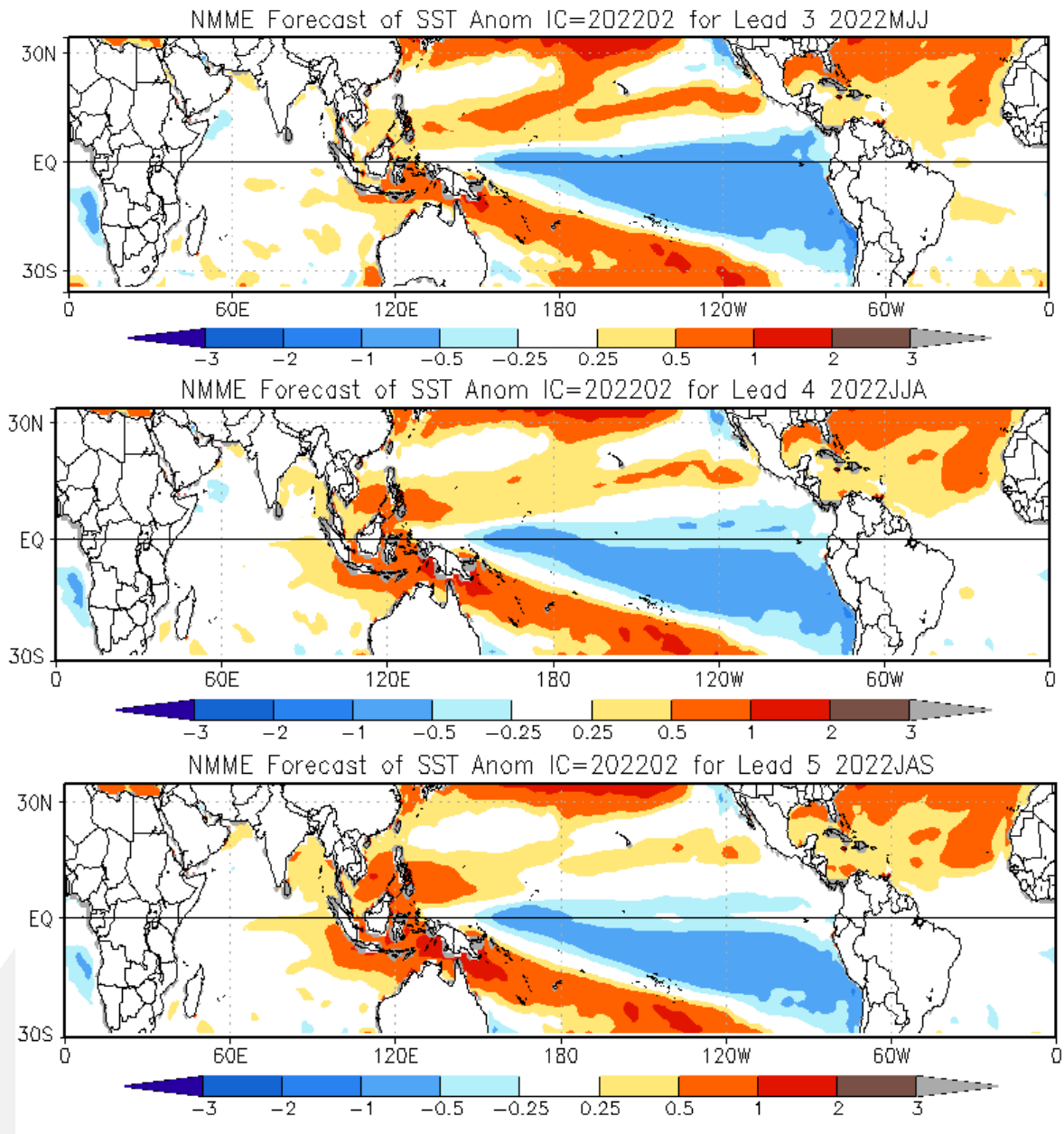
En la *Tabla 1* se muestran las probabilidades de ocurrencia de las fases del fenómeno El Niño basado en el promedio de los modelos dinámicos, estadísticos y de la CPC. La probabilidad de la fase La Niña permanece elevada hasta el trimestre marzo- abril- mayo 2022 y luego las probabilidades se incrementan a favor de la fase Neutra hasta el final del pronóstico.

Tabla 1 Probabilidad de pronósticos de El Niño Oscilación del Sur (ENSO) basados en el análisis del modelo “Mid_month” (IRI, 2022)

Season	La Niña	Neutral	El Niño
FMA	79	21	0
MAM	62	38	0
AMJ	40	60	0
MJJ	30	65	5
JJA	27	59	14
JAS	27	54	19
ASO	29	49	22
SON	30	43	27
OND	31	39	30



Derivado de estos pronósticos se realizan los pronósticos de la expectativa de lluvia con los diferentes modelos y con los resultados la NOAA realiza los ensambles de modelos llamados North America Multi-Model Ensemble (NNME) sobre las anomalías climáticas mensuales de Temperatura Superficial del Mar en donde se muestra la evolución esperada en detalle trimestral para los periodos mayo-julio 2022 hasta julio-septiembre 2022. En ellas se observa que la región del Pacífico Ecuatorial se encuentra en estado neutro con expectativa que se disipen las celdas frías. (CPC -NOAA, 2022)



El organismo European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), realiza un ensamble de las medias de los modelos europeos. Este mostró que, para el periodo de abril a junio 2022, según la Ilustración 14; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se espera una probabilidad de excedencia entre 60% a 70% hasta 80% a 90% principalmente en la región de la Bocacosta y Occidente. En el área norte de la región climática Valles de Oriente y en el oriente de la región climática de Franja

Transversal del Norte se puede esperar aún menor probabilidad de excedencia (40% a 60%) en relación con el promedio histórico de precipitación. Por último, en la *Ilustración 15* se observa que las condiciones para el segundo periodo mayo a julio 2022 se pronostican similares a la anterior con probabilidades entre 40% a 60% hasta 80% a 90% con probabilidad de excedencia de la tendencia histórica de precipitación a nivel nacional.

Ilustración 14 Pronóstico de probabilidad de precipitación para abril a junio 2022 de los modelos europeos

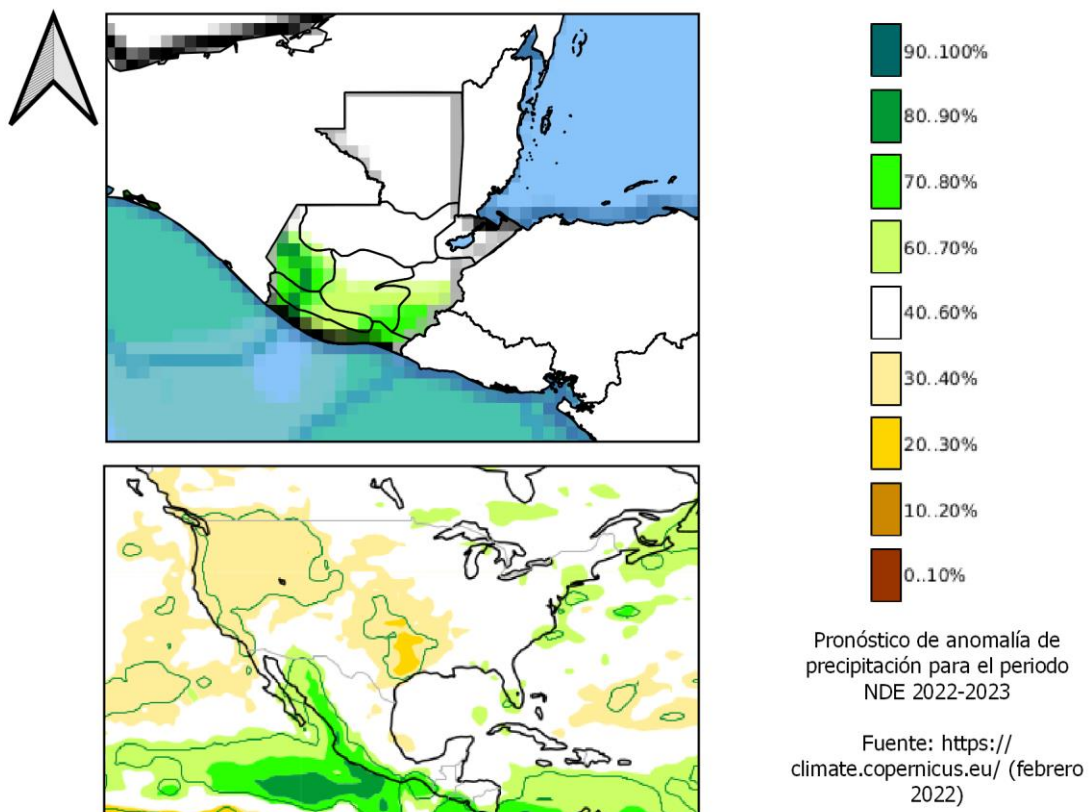
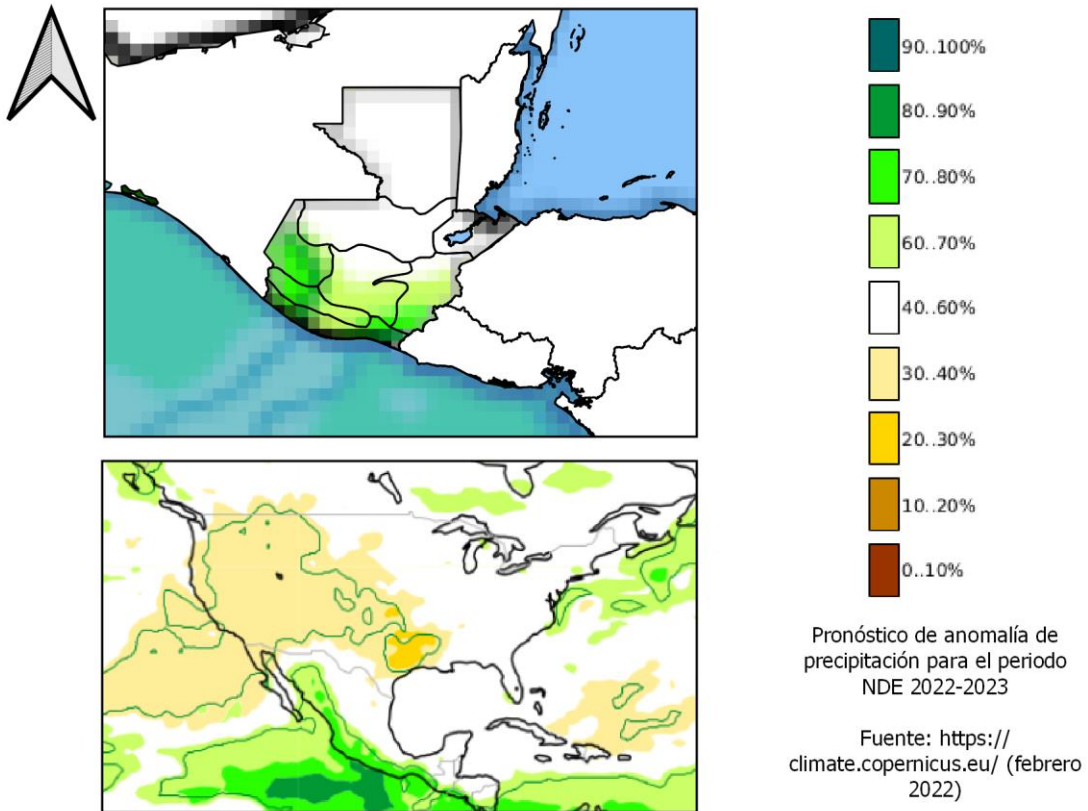


Ilustración 15 Pronóstico de probabilidad de precipitación para mayo a julio 2022 de los modelos europeos

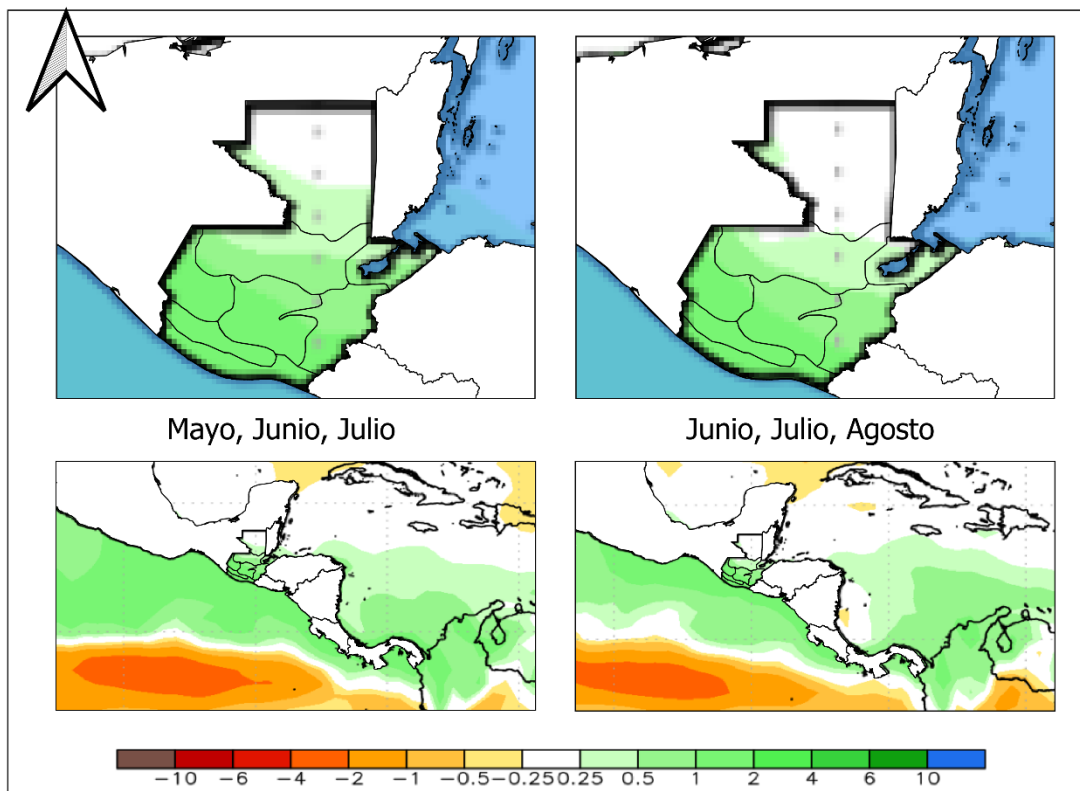


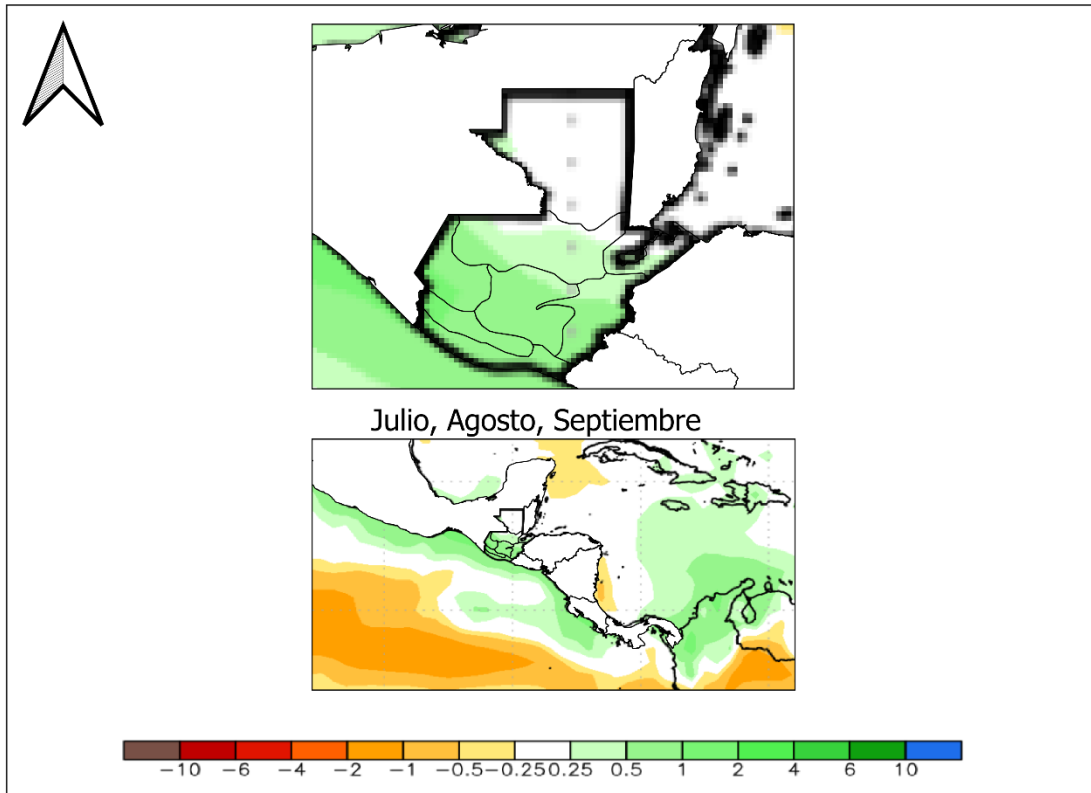
Los pronósticos de anomalías de precipitación emitido por la *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA, 2022), como se observa en la *Ilustración 16*, para el periodo mayo-julio 2022 se presentan precipitaciones cercanas al promedio histórico para las regiones climáticas de Petén y la parte norte de la Franja Transversal del Norte.

En la región sur de la Franja Transversal del Norte, Caribe, Altiplano Central, Valles del Oriente, Occidente, Pacífico y Bocacosta se espera una tendencia a lluvias superiores al promedio histórico desde mayo hasta septiembre.

Por otro lado, se espera que para los meses de junio a septiembre la Franja Transversal del Norte, Caribe y Valles del Oriente permanezca en condiciones promedio con tendencia a disminuir

Ilustración 16 Ensamble de Pronóstico Anomalía estacional según NOAA, para los meses de julio a septiembre del año 2022





Es importante mencionar que todas las habilidades de pronóstico generalmente disminuyen a medida que aumenta el periodo de tiempo de proyección, pues aumenta la incertidumbre, por lo que se recomienda mantenerse alerta sobre el comportamiento de las variables mencionadas.

1.1.1. Condiciones hidrológicas para la región

Al aumentar la resolución de las imágenes mediante el método de downscaling, considerando la orografía del país, todos los factores climatológicos anteriormente mencionados, se obtiene que los años análogos considerados los cuales son:

Período	Años Análogos
Febrero – abril 2022	2021, 2018, 2012, 2001, 2000 y 1996
Mayo – julio 2022	2021, 2018, 2012, 2006, 2001, 1996, 1986, 1984 y 1981
Agosto – septiembre 2022	2018, 2006, 2003, 2001, 1996 y 1984
Octubre – diciembre 2022	2003, 1989, 2014

Como se observa en la *Ilustración 17* los diferentes mapas muestran los resultados de la realización de mejora de la resolución del pronóstico de anomalía de lluvia, basado en el análisis de correlación canónica de datos locales con el Ensamble de modelos del North American Multi-Model Ensemble (NMME/NOAA)

De los mapas de anomalía se observa que para el mes de mayo las lluvias que se esperan en la región Bocacosta y Franja transversal de Norte presentan anomalías de lluvia positiva, lo que significa que se esperan lluvias por arriba del promedio histórico. Por otra parte, en las regiones del Occidente, Altiplano Central, Valles del Oriente, Caribe se esperan condiciones cercanas al promedio histórico mientras que para la región Pacífico y Petén se esperan condición de anomalía negativa, lo que significa que se esperan lluvias por abajo del promedio histórico.

Para el mes de junio se esperan anomalías positivas para la región de la parte central de la Bocacosta y parte noreste de la Franja Transversal del Norte, lo que se puede interpretar como lluvias esperadas serán por arriba del promedio histórico. En contraste, la Franja Transversal del Norte se esperan condiciones promedio y el resto de las regiones del país presentan anomalías esperadas negativas, por lo que se esperan que las lluvias estén por debajo del promedio histórico.

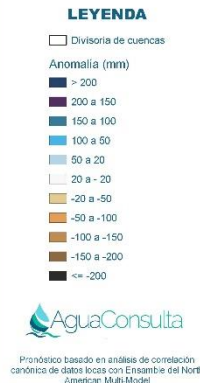
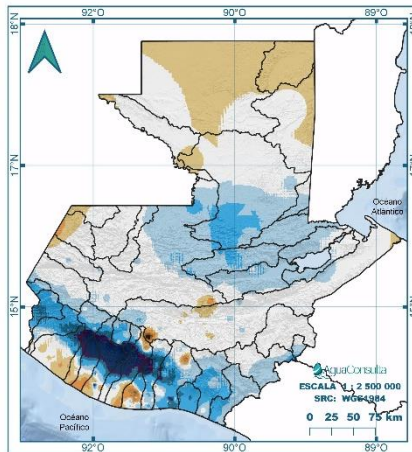
Para el mes de julio se observa que la región noreste de la Franja Transversal del Norte y el centro de la Bocacosta se esperan anomalías positivas propiciando condiciones favorables para la generación, sin embargo, también se observa que algunas regiones correspondientes a Valles del Oriente, Pacífico y Altiplano Central se verán afectadas por anomalías negativas. La región Occidente y el resto de la Franja Transversal se esperan condiciones promedio.

Para el mes de agosto se observa que las condiciones serán favorables comparadas con el mes de julio esperándose anomalías positivas en la mayor parte del país exceptuando la región de Peten, Caribe y el Altiplano Central.

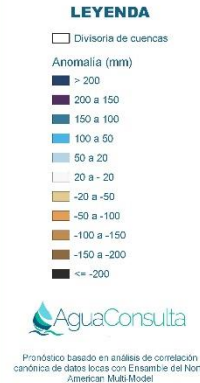
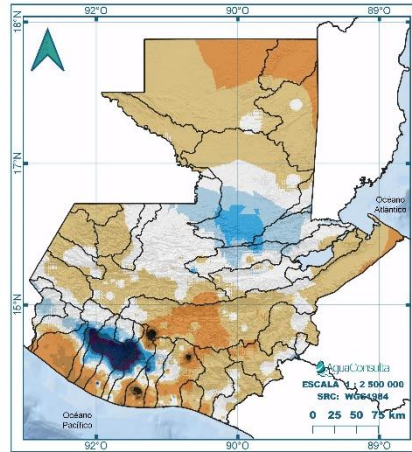
Para el mes de septiembre se esperan anomalías positivas gran parte de la Franja Transversal del Norte y el centro de la Bocacosta, mientras el resto del país se verán afectadas por anomalías negativas, lo que denota lluvias por debajo del promedio histórico.

Ilustración 17 Anomalía de precipitación en Guatemala para los meses de marzo hasta agosto 2021

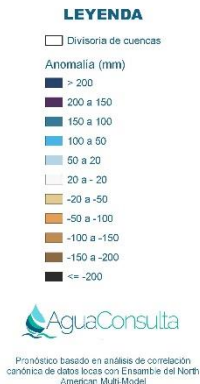
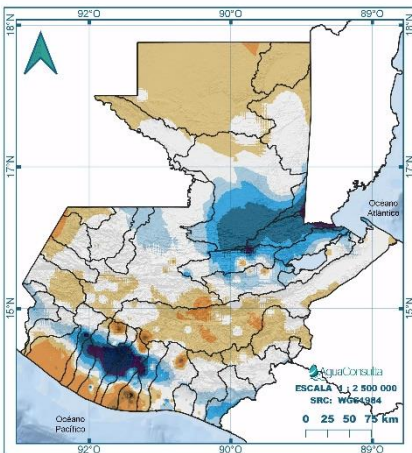
PRONÓSTICO DE ANOMALÍA DE LLUVIA MAYO 2022



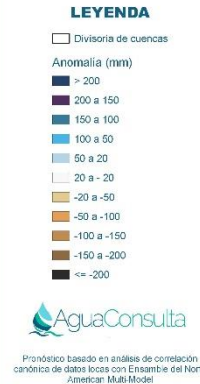
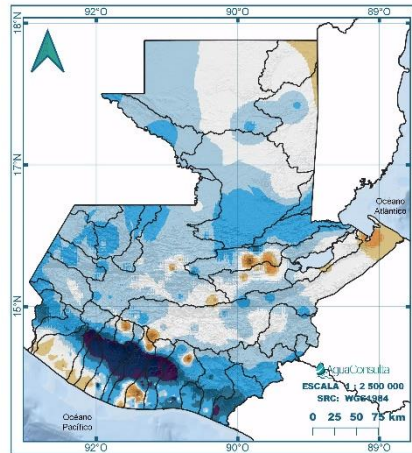
PRONÓSTICO DE ANOMALÍA DE LLUVIA JUNIO 2022



PRONÓSTICO DE ANOMALÍA DE LLUVIA JULIO 2022



PRONÓSTICO DE ANOMALÍA DE LLUVIA AGOSTO 2022



PRONÓSTICO DE ANOMALÍA DE LLUVIA SEPTIEMBRE 2021

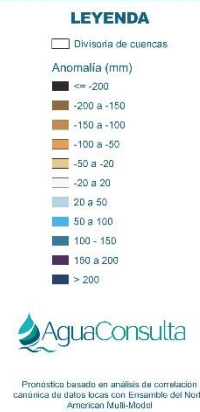
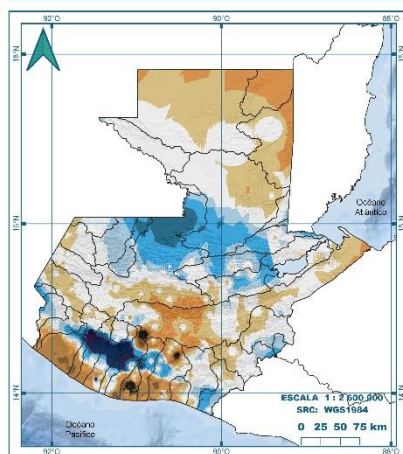
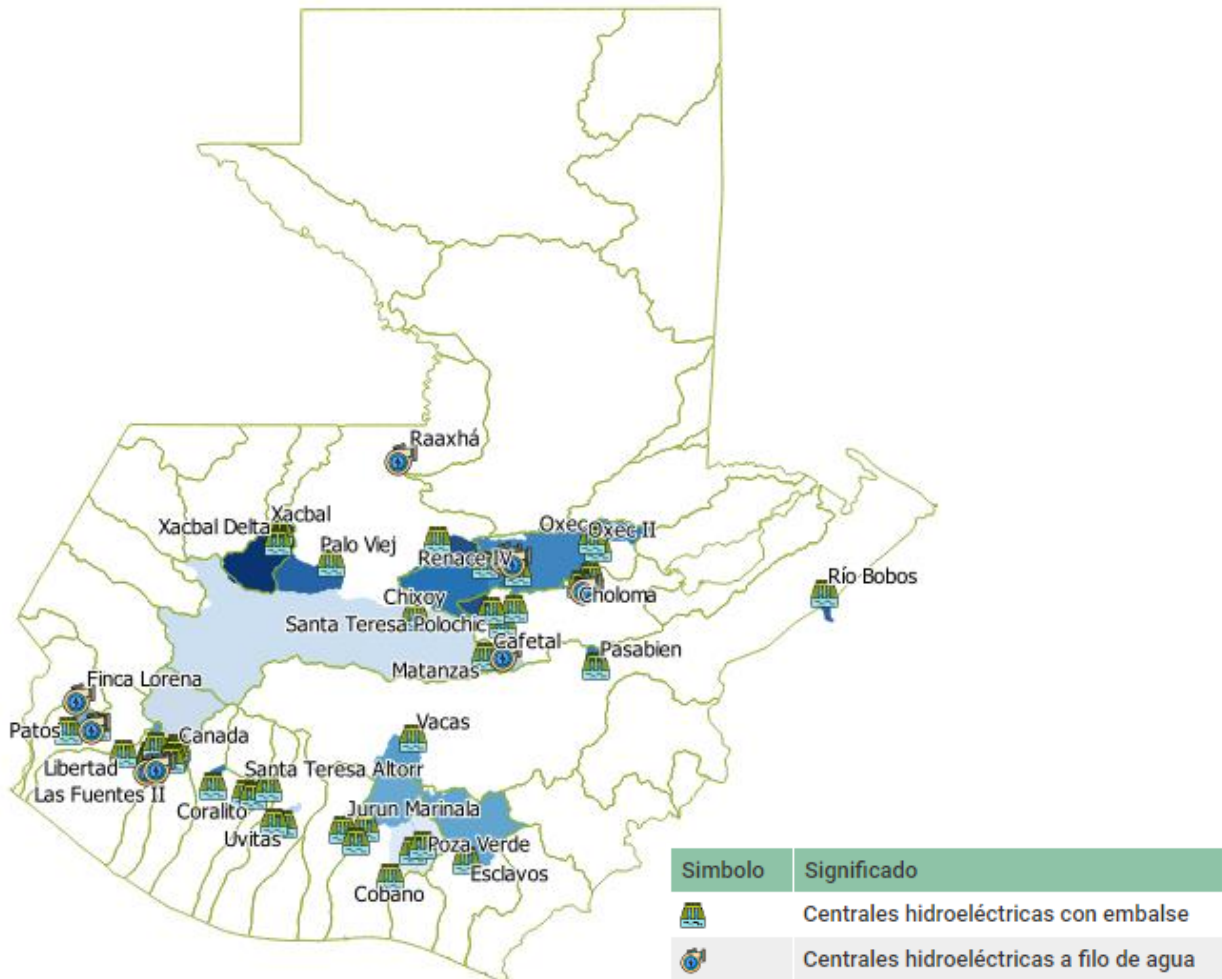


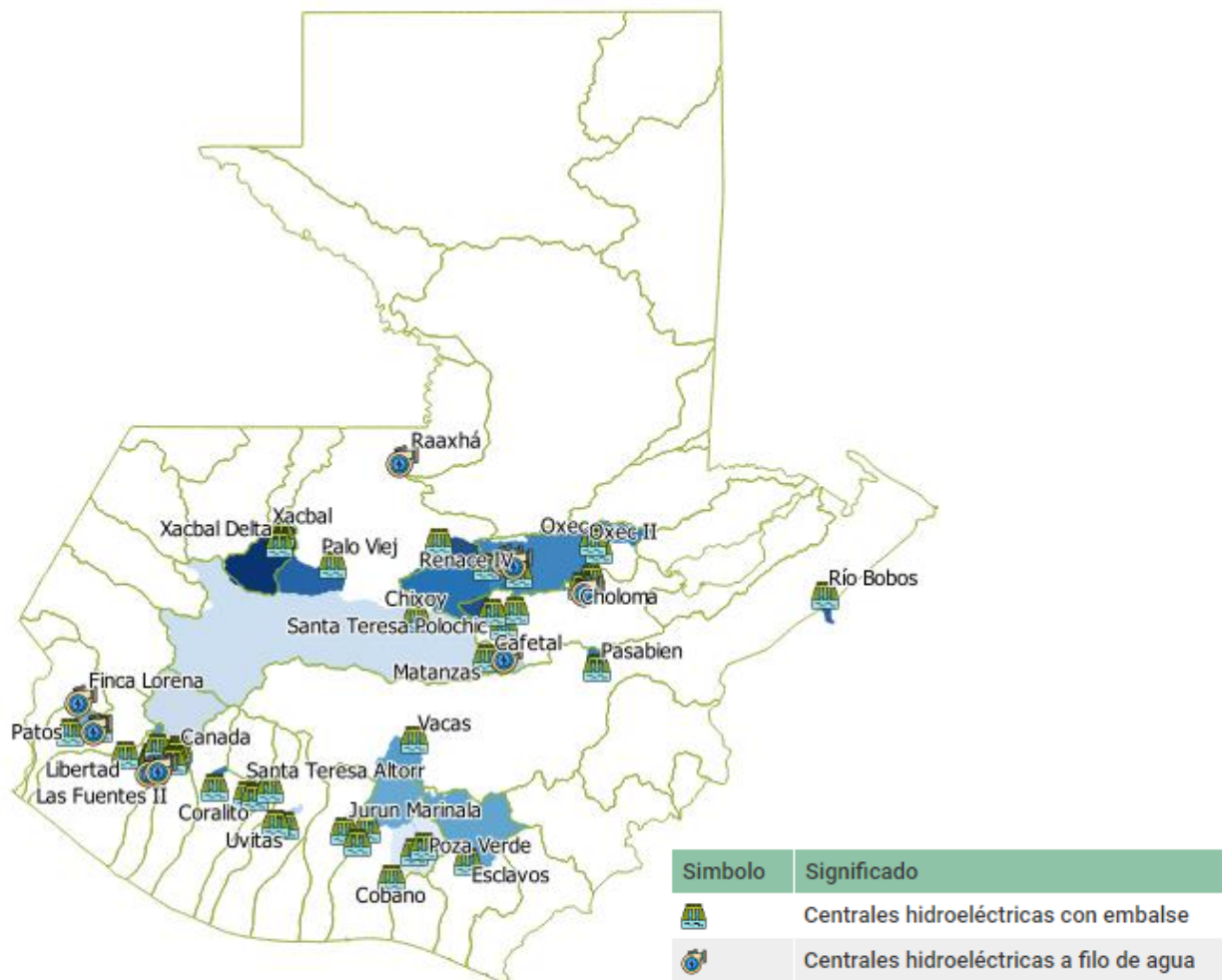
Ilustración 18 Mapa de Guatemala con ubicación de centrales hidroeléctricas (AMM, 2020)



1.1.2. Estimación para el S.N.I.

Teniendo en cuenta el pronóstico mencionado anteriormente se toma con mayor probabilidad de condiciones cercanas al promedio histórico para las regiones del país para esta Programación de Largo Plazo Versión Provisoria se procedió a utilizar el conjunto de modelos estadísticos para la estimación de caudales para cada central hidroeléctrica con el fin de obtener una ecuación con la mejor aproximación basados en las series históricas, tales como parámetros estadísticos (tendencia central, dispersión y forma), longitud, tendencia, distribución, homogeneidad e independencia, considerando tendencias temporales y espaciales, presentando el resultado de las series hidrológicas, que en su promedio representan una producción en algunas regiones por abajo del promedio y en otras por arriba del promedio histórico del parque generador hidráulico. Para este año estacional se espera una producción de energía hidroeléctrica cercana al promedio histórico 2000-2021.

Ilustración 19 Mapa de Guatemala con ubicación de centrales hidroeléctricas (AMM, 2020)



1.1.3. Metodología de pronóstico

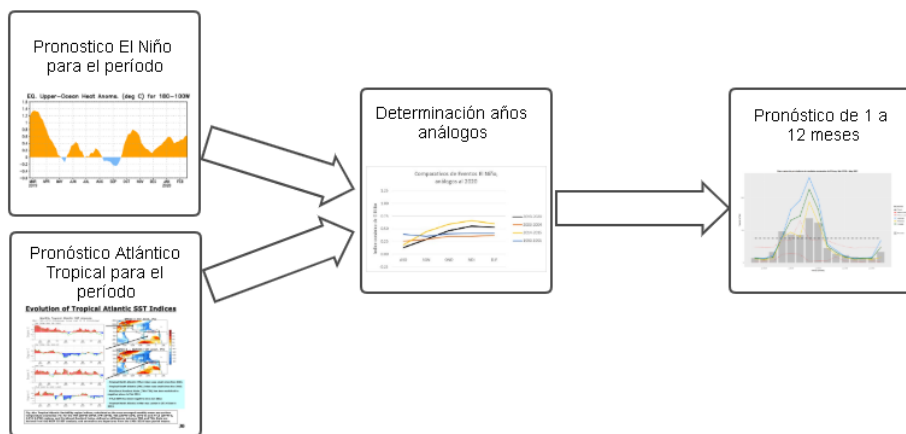
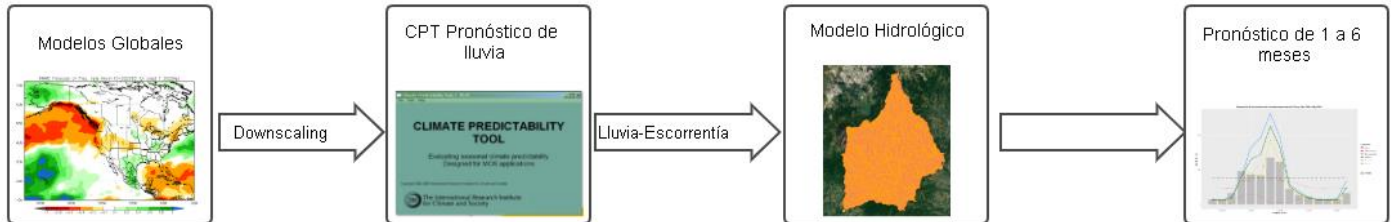
Se realizan los análisis mediante tres distintas metodologías dependiendo de la información histórica disponible de caudales, de la validación con el modelo lluvia-escorrentía y del período de pronóstico.

Las cuencas que han presentado un mejor ajuste entre los datos registrados de lluvia y caudal histórico se han implementado un modelo lluvia-escorrentía, mientras que aquellas cuencas que no presentan un buen ajuste se evalúan por medio de la metodología de “años análogos” y finalmente las centrales que aún se están estudiando se realiza la modelación mediante modelos ARMA.

En términos temporales, para los primeros seis meses de pronóstico de caudal, se basó (en algunas cuencas) en el modelo lluvia-escorrentía. La lluvia se estimó basado en la técnica de downscaling de los

modelos globales del NNME utilizando la herramienta estadística CPT. Para el tiempo superior a los seis meses se utilizó la técnica de los años “análogos”.

En las siguientes gráficas se muestra la secuencia para realizar el pronóstico de los caudales.



El North American Multi-Model Ensemble (NMME) es un sistema experimental de pronóstico estacional multimodelo, que consta del acople de modelos de Estados Unidos y Canadá entre los cuales están incluidos NOAA / NCEP, CPC / GFDL, IRI, NCAR, NASA y CMC de Canadá.

Estos modelos en general generan pronóstico de lluvia a escala global, utilizando resolución a muy alta escala, generando el mismo pronóstico de lluvia para cuencas pequeñas (como en Guatemala), por lo que es necesario mejorar la resolución utilizando técnicas para mejorar la resolución downscaling.

CPT es un programa computacional desarrollado por el Institute research for Climate and Society (IRI) diseñado para hacer pronósticos climáticos estacionales que permite validar modelos y realizar actualizaciones de los pronósticos utilizando las correcciones del modelo de salida (MOS por sus siglas en inglés) a las predicciones climáticas de los modelos de circulación general (GCM por sus siglas en inglés), o para generar pronósticos utilizando información correspondiente a las temperaturas de la superficie del mar o predictores similares.

El modelo hidrológico es una representación simplificada de un sistema real complejo al que llamamos prototipo, de manera matemática, el sistema real está representado por una expresión analítica.

En un modelo hidrológico, el sistema físico real que generalmente representamos es la “cuenca hidrográfica” y cada uno de los componentes del ciclo hidrológico. De esta manera un modelo matemático nos ayudará a tomar decisiones en materia de hidrología, por lo que es necesario tener conocimiento de entradas (lluvias, evapotranspiración, etc.) al sistema y salidas (caudal) a partir del sistema, para verificar si el modelo es representativo del prototipo.

El modelo hidrológico Sacramento fue desarrollado en los años 70 para optimizar las características de humedad en el suelo, distribuidos en diferentes niveles, con características racionales de percolación, para una eficiente simulación de descargas. Este modelo calcula la descarga total de la precipitación (P) y la evapotranspiración potencial (ETP) en función de los parámetros y condiciones iniciales.

El Modelo Sacramento es un modelo conceptual que tiene en cuenta la humedad del suelo. Es un intento de parametrizar las características de la humedad del suelo en una forma que distribuya lógicamente la humedad aplicada en varias profundidades y estados de energía en el suelo y que tenga características racionales de percolación.

Para la aplicación del modelo hidrológico se utilizó información de precipitación total (mm), temperatura media (°C) y caudales medios diarios (m³/s), se evaluaron los registros correspondientes a las principales centrales hidroeléctricas, con un periodo de registro que inician desde 1963 al 2000, y finalizan en el 2019.

La técnica de “años análogos” identifica patrones oceánicos y atmosféricos de años en el pasado los cuales tienen similitud con las condiciones actuales y/o pronosticadas.

Dentro de los patrones oceánicos que más influyen en las características climáticas de Guatemala, es El ENOS, denominado como El Niño (ENOS en fase cálida) y La Niña (ENOS en fase fría); además de la temperatura de la superficie de mar en la región del Océano Atlántico Tropical.

Y finalmente la metodología utilizando el modelo autorregresivo de medias móviles (ARMA por sus siglas en inglés), analiza los datos históricos que no se modelaron con ninguna de las metodologías anteriormente mencionadas, por lo que se utiliza la herramienta E-Views, que permite modelar cada una de las cuencas con base a su histórico de caudales entrantes para realizar un pronóstico. E-Views evalúa cada modelo modificando el orden del autorregresivo y orden de la media móvil considerando la estacionalidad de los datos realizando alrededor de 1,500 iteraciones como máximo, por lo que el modelo óptimo fue el utilizado para la proyección de caudales.

1.3. OFERTA

Para la realización de esta programación se considera el parque generador disponible a enero de 2022, que en total suma una capacidad efectiva de 3,381.527 MW, presentando por tecnología los siguientes valores:

Tabla 2 Oferta total por tecnología

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%

A continuación, se presenta el detalle de esta⁶:

⁶ Las centrales que presenten un (*) representan las centrales instaladas previas a la gestión del AMM

HIDROELÉCTRICAS	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
CHIXOY*	5	286.5770	27 de noviembre de 1983	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	
HIDRO XACBAL	2	100.0040	8 de agosto de 2010	Chajul	Quiché	
PALO VIEJO	2	88.1920	31 de mayo de 2012	San Juan Cotzal	Quiché	
AGUACAPA*	3	79.7420	22 de febrero de 1982	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	
JURÚN MARINALÁ*	3	60.3750	12 de febrero de 1970	Palín	Escuintla	
RENACE	3	65.1591	marzo de 2004	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	
HIDRO CANADA	2	45.9280	23 de noviembre de 2003	Zunil	Quetzaltenango	
LAS VACAS	3	41.2190	mayo de 2002	Chinautla	Guatemala	
EL RECREO	2	25.3090	julio de 2007	El Palmar	Quetzaltenango	
SECACAO*	1	16.2040	11 de noviembre de 1998	Senahú	Alta Verapaz	
LOS ESCLAVOS*	2	13.4560	17 de agosto de 1966	Cuilapa	Santa Rosa	
MONTECRISTO	2	13.0420	mayo de 2006	Zunil	Quetzaltenango	
PASABIEN	2	12.6010	22 de junio de 2000	Río Hondo	Zacapa	
MATANZAS	1	11.8080	1 de julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	
POZA VERDE	3	9.8810	22 de junio de 2005	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	
RIO BOBOS*	1	10.3100	10 de agosto de 1995	Morales	Izabal	
CHOLOMA	1	9.6530	11 de diciembre de 2011	Senahú	Alta Verapaz	
SANTA TERESA	2	16.5370	9 de octubre de 2011	Tucurú	Alta Verapaz	
PANAN	3	7.5220	31 de julio de 2011	San Miguel Panán	Suchitepéquez	
SANTA MARÍA*	3	6.0290	25 de junio de 1927	Zunil	Quetzaltenango	
PALÍN II	2	4.2220	julio de 2005	Palín	Escuintla	
CANDELARIA	1	4.4010	mayo de 2006	Senahú	Alta Verapaz	
SAN ISIDRO	2	3.4210	julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	
EL SALTO*	2	3.5750	1938	Escuintla	Escuintla	
CHICHAÍC*	2	0.4560	26 de julio de 1979	Cobán	Alta Verapaz	
VISION DE AGUILA	2	2.0590	29 de diciembre de 2013	Cobán	Alta Verapaz	
EL MANANTIAL I	3	3.4510	22 de febrero de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
EL MANANTIAL II	8	22.9540	22 de febrero de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
EL COBANO	2	8.8510	29 de marzo de 2015	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	
OXEC	2	24.2870	1 de noviembre de 2015 8 de noviembre de 2015	Cahabón	Alta Verapaz	
HIDROELECTRICA LA LIBERTAD	1	9.4940	20 de marzo de 2016	Colomba	Quetzaltenango	
RENACE II	4	107.1970	3 de abril de 2016	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	
RAAXHA	2	5.0220	15 de mayo de 2016 y 19 de junio de 2016	Chisec	Alta Verapaz	
HIDROELECTRICA LAS FUENTES II	2	13.6350	22 de mayo de 2016	El Palmar	Quetzaltenango	
HIDROELECTRICA EL CAFETAL	2	8.5500	29 de mayo de 2016	Purulhá	Baja Verapaz	
HIDROELECTRICA FINCA LORENA	2	4.4560	14 de agosto de 2016	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	
RENACE III	3	67.0160	27 de noviembre de 2016	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	
EL RECREO II	2	21.9850	30 de octubre 2016	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
XACBAL DELTA	2	58.4040	30 de julio de 2017	Chajul	Quiché	
EL MANANTIAL III	1	0.4370	8 de octubre de 2017	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
OXEC II	3	60.0030	28 de agosto de 2018, 16 de septiembre de 2018 y 23 de septiembre de 2018	Cahabón	Alta Verapaz	
RENACE IV	2	51.2340	24 de enero de 2019	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	
EL MANANTIAL IV	3	16.1030	16 de junio 2019	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	

Tabla 3 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Hidroeléctricas)

GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE (HIDRO)	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
HIDROELÉCTRICA SANTA ELENA	2	0.5600	1 de diciembre de 2008	Escuintla	Escuintla	
KAPLAN CHAPINA	1	1.7020	1 de junio 2009	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	
HIDROELÉCTRICA CUEVA MARÍA	3	2.1000	1 de octubre de 2009	Cantel	Quetzaltenango	
HIDROELÉCTRICA CUEVA MARÍA II	2	2.8500	1 de octubre de 2009	Zunil	Quetzaltenango	
HIDROELÉCTRICA LOS CERROS	1	1.2500	1 de febrero de 2010	El Rodeo	San Marcos	
HIDROELÉCTRICA COVADONGA	2	1.5000	1 de julio de 2010	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
HIDROELÉCTRICA JÉSBON MARAVILLAS	2	0.7500	1 de agosto de 2010			
HIDROELÉCTRICA EL PRADO	1	0.5000	1 de diciembre de 2010	Colomba	Quetzaltenango	
HIDROELÉCTRICA FINCA LAS MARGARITAS	5	0.4380	1 diciembre de 2010	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	
HIDROPOWER SDMM	1	2.0830	1 de abril de 2011	Escuintla	Escuintla	
HIDROELÉCTRICA LA PERLA	1	3.7860	1 de octubre de 2011	Tucurú	Alta Verapaz	
HIDROELÉCTRICA SACJA	2	2.0000	1 de octubre 2011	Purulhá	Baja Verapaz	
HIDROELÉCTRICA SAN JOAQUIN II	1	0.9500	1 de enero 2012	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	
HIDROELÉCTRICA LUARCA	2	1.0200	16 de junio 2012	Mazatenango	Suchitepéquez	
HIDROELÉCTRICA FINCA LAS MARGARITAS FASE II	1	1.6000	22 de agosto de 2012	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	
HIDROELÉCTRICA EL LIBERTADOR	1	2.1610	24 de noviembre de 2013			
HIDROELÉCTRICA LAS VICTORIAS	2	1.0000	26 de febrero de 2013	Masagua	Escuintla	
HIDROELÉCTRICA CORALITO	1	1.9400	1 de julio de 2013	Santa Bárbara	Suchitepéquez	
HIDROELÉCTRICA EL ZAMBO	1	0.9800	28 de julio de 2013	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	

HIDROELÉCTRICA MONTE MARÍA	2	0.6910	1 de enero de 2014	Alotenango	Sacatepéquez	
HIDROAGUNÁ	1	2.0550	5 de abril de 2014	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	
HIDROELÉCTRICA GENERADORA ELÉCTRICA LA PAZ	2	0.9500	17 de agosto de 2014	Masagua	Escuintla	
IXTALITO	1	1.6150	14 de septiembre de 2014	Nuevo Progreso	San Marcos	
HIDROELÉCTRICA GUARACÁN	2	2.8750	9 de noviembre de 2014	Taxisco	Santa Rosa	
HIDROELÉCTRICA TUTO DOS	1	0.9600	18 de noviembre de 2014	La Libertad	Huehuetenango	
SANTA TERESA	1	2.0580	16 de enero de 2015	San Lucas Tolimán	Sololá	
HIDROELÉCTRICA EL PANAL	1	2.5000	12 de febrero de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	
CENTRAL HIDROELÉCTRICA PACAYAS	2	5.0000	25 de marzo de 2015	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	
HIDROELÉCTRICA SAMUC	1	1.2000	14 de mayo de 2015	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	
HIDROELÉCTRICA CONCEPCIÓN	1	0.1500	19 de julio de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
HIDROELÉCTRICA SAN JOSÉ	1	0.4300	30 de julio de 2015	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	
HIDROELÉCTRICA PEÑA FLOR LOS SITIOS	1	0.4990	27 de octubre de 2015	Pueblo Nuevo	Suchitepéquez	
HIDROELÉCTRICA SANTA ANITA	1	1.5600	21 de diciembre de 2015	Villa Canales	Guatemala	
HIDROELÉCTRICA CERRO VIVO	1	2.1130	24 de enero de 2016	Chinautla	Guatemala	
HIDROELÉCTRICA MAXANAL	1	2.0640	16 de febrero de 2016	Santa Bárbara	Suchitepéquez	
HIDROELÉCTRICA LAS UVITAS	1	1.7900	16 de marzo de 2016	Yepocapa	Chimaltenango	
HIDROELÉCTRICA EL	-	0.0000	20 de noviembre de 2016			
HIDROELÉCTRICA MOPÁ	1	0.9750	20 de noviembre de 2016	Génova	Quetzaltenango	
HIDROELÉCTRICA LOS PATOS	2	4.7660	29 de noviembre de 2016 y 25 de junio de 2017	Pajapita	San Marcos	
HIDROELÉCTRICA EL COROZO	2	0.9000	23 de enero de 2017	Samayac	Suchitepéquez	
HIDROELÉCTRICA MIRAFLORES	1	0.8370	12 de febrero de 2017	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	
HIDROELÉCTRICA LA CEIBA	1	0.7000	16 de febrero de 2017	Colomba	Quetzaltenango	
HIDROELÉCTRICA CARMEN AMALIA	1	0.6860	7 de marzo de 2017	Colomba	Quetzaltenango	
XOLHUITZ	1	2.2600	7 de marzo de 2017	Nuevo Progreso	San Marcos	
PEQUEÑA HIDROELÉCTRICA SAMUC 2	1	1.6800	21 de marzo de 2017	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	
HIDROELÉCTRICA EL TRIÁNGULO	1	0.9600	16 de mayo de 2017	Los Amates	Izabal	
PLANTA DE GENERACIÓN NUEVA HIDROCON	1	1.0000	26 de mayo de 2017	Alotenango	Sacatepéquez	
HIDROELÉCTRICA LA VIÑA	1	0.2900	23 de junio de 2017	Colomba	Quetzaltenango	
EL SALTO MARINALÁ	3	4.9390	25 de junio de 2017	Escuintla	Escuintla	
HIDROELÉCTRICA CUTZÁN	1	1.9500	13 de julio de 2017	Chicacao	Suchitepéquez	
PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHOLIVÁ	1	0.7000	15 de enero de 2018	Acatenango	Chimaltenango	
HIDROELÉCTRICA HIDROXOCOBIL	1	1.4000	31 de julio de 2018	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
HIDROELÉCTRICA HIDROSAN I	1	2.0000	20 de noviembre de 2018	Acatenango	Chimaltenango	
HIDROELÉCTRICA LA MEJANA	2	2.0000	2 de febrero de 2019	El Rodeo	San Marcos	
HIDROSAN 2	2	1.5000	2 de enero de 2020	Acatenango	Chimaltenango	
LOS ENCUENTROS PLANTA 1	1	1.2500	11 de noviembre de 2020	Patzún	Chimaltenango	

Tabla 4 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Hidroeléctricas)

TURBINAS DE VAPOR	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE	
SAN JOSÉ	1	139	139.87	01 enero de 2000	Masagua	Escuintla	Carbón
LA LIBERTAD	1	20	17.794	17 agosto 2008	Villa Nueva	Guatemala	Carbón
ARIZONA VAPOR	1	12.5	3.771	29 septiembre 2008	Puerto San José	Escuintla	N/A
GENERADORA COSTA SUR	1	30.2	30.307	11 de agosto de 2013	Guanagazapa	Escuintla	Carbón
JAGUAR ENERGY	2	300	279.506	21 de junio de 2015 y 2 de agosto de 2015	Masagua	Escuintla	Carbón/Petcoke

Tabla 5 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Vapor)

TURBINAS DE GAS	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
TAMPA*	2	69.6270	1995			Diesel
ESCUINTLA GAS 5*	1	34.1050	noviembre de 1985	Escuintla	Escuintla	Diesel

Tabla 6 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas)

TURBINAS DE GAS NATURAL	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
ACTUN CAN GAS GENERACION	1	2.5860	9 de agosto de 2020	San Benito	Petén	Gas Natural

Tabla 7 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas Natural)

MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
ARIZONA	10	158.6270	abril/mayo 2003	San José	Escuintla	Bunker
ARIZONA VAPOR	1	1.9450	29 septiembre 2008	San José	Escuintla	
PUERTO QUETZAL POWER*	10	56.8584	1993	San José	Escuintla	Bunker
LAS PALMAS	5	20.8080	septiembre de 1998	Escuintla	Escuintla	Bunker
GENOR	4	39.9020	octubre 1998	Puerto Barrios	Izabal	Bunker
GENERADORA DEL ESTE*	10	64.3850	1996	Amatitlán	Guatemala	Bunker
ELECTRO GENERACIÓN	2	14.4470	noviembre de 2003	San Benito	Petén	Bunker
TERMICA	2	14.0670	30 de abril de 2017	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
TERMICA B-2	2	30.5320	26 de noviembre de 2017	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	1	3.1580	13 de octubre de 2016	San Benito	Petén	Bunker
GENOSA	3	13.6851	14 de julio de 2013	San José	Escuintla	Bunker

Tabla 8 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Motores de Combustión Interna)

INGENIOS AZUCAREROS	Unidades	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Municipio	Departamento	Combustible
MAGDALENA BLOQUE 1*	1	12.3290	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
MAGDALENA BLOQUE 3*	1	13.0260	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
MAGDALENA BLOQUE 4*	1	21.8940	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
MAGDALENA BLOQUE 5*	1	45.1090	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
MAGDALENA BLOQUE 6	1	49.1610	15 de marzo de 2013	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Carbón
MAGDALENA BLOQUE 7	1	47.1780	14 de marzo de 2014	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Carbón
PANTALEÓN*	Varias	24.8340	1991	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN BLOQUE 3	1	50.8550	31 de julio de 2016	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Carbón
LA UNIÓN*	Varias	51.4050	1995	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
SANTA ANA BLOQUE 1*	Varias	21.3750	1995	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
SANTA ANA BLOQUE 2	1	45.4060	18 de enero de 2015	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Carbón
MADRE TIERRA *	2	29.9390	1996	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
GENERADORA SANTA LUCIA	1	4.8910	9 de noviembre de 2014	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Carbón
TULULÁ	2	5.6670	febrero de 2001	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker
TULULÁ 4	1	10.1860	24 de mayo 2013	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker
TRINIDAD 3	1	13.9420	noviembre 2011, octubre 2012	Masagua	Escuintla	Biomasa/Bunker
TRINIDAD 4	1	35.1640	1 de mayo de 2015	Masagua	Escuintla	Biomasa/Carbón
TRINIDAD 5	1	44.7670	30 octubre de 2016	Masagua	Escuintla	Biomasa/Carbón
EL PILAR 3	1	12.2020	1 de marzo de 2013	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu	Biomasa
PALO GORDO BLOQUE 2	1	33.8920	8 de noviembre de 2015	San Antonio Suchitepéquez	Suchitepéquez	Biomasa/Carbón
GENERADORA SAN ISIDRO	1	57.5610	1 de mayo de 2016	Champerico	Retalhuleu	Biomasa/Carbón

Tabla 9 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Cogeneradores)

GEOTÉRMICAS	Unidades	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Municipio	Departamento	Combustible
ORZUNIL	7	17.0265	20 de agosto de 1999	Zunil	Quetzaltenango	Geotérmica
ORTITLAN	2	16.3510	01 julio 2007	San Vicente Pacaya	Escuintla	Geotérmica

Tabla 10 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Geotérmicas)

SOLAR FOTOVOLTAICA	Potencia de Placa (MW)	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Municipio	Departamento	Combustible
HORUS 1	8	50.0000	9 de febrero de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	Fotovoltaica
HORUS 2	3	30.0000	26 de julio de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	Fotovoltaica

Tabla 11 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Solar)

GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE (FOTOVOLTAICA)	Potencia de Placa (MW)	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Municipio	Departamento	Combustible
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO	5	5.0000	1 de mayo de 2014	Estanzuela	Zacapa	Fotovoltaica
GRANJA SOLAR TAXISCO	4	1.5000	15 de marzo de 2017	Taxisco	Santa Rosa	Fotovoltaica
GRANJA SOLAR EL JOBO	4	1.0000	15 de marzo de 2017	Taxisco	Santa Rosa	Fotovoltaica
GRANJA SOLAR LA AVELLANA	4	1.0000	15 de marzo de 2017	Moyuta	Jutiapa	Fotovoltaica
GRANJA PEDRO DE ALVARADO	4	1.5000	15 de marzo de 2017	Moyuta	Jutiapa	Fotovoltaica
GRANJA SOLAR BUENA VISTA	5	1.5000	30 de agosto de 2017	Jutiapa	Jutiapa	Fotovoltaica
GRANJA SOLAR XELA 1		0.5000		Quetzaltenango	Quetzaltenango	

Tabla 12 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Fotovoltaico)

EÓLICAS	Potencia de Placa (MW)	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Municipio	Departamento	Combustible
SAN ANTONIO EL SITIO	16	52.8000	19 de abril de 2015	Villa Canales	Guatemala	Eólica
VIENTO BLANCO	7	23.1000	6 de diciembre de 2015	San Vicente Pacaya	Escuintla	Eólica
LAS CUMBRES	15	31.5000	25 de marzo de 2018	Agua Blanca	Jutiapa	Eólica

Tabla 13 Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (Eólica)

Batimetría de Chixoy según lo informado por el Agente propietario de la central en el “INFORME DE BATIMETRÍA PLANDA HIDROELÉCTRICA CHIXOY”, correspondiente al año 2018, según la siguiente tabla:

Tabla cota-volumen-área utilizada para PLP 2021-2022	Nivel (msnm)	Volumen (m ³)	Volumen (Hm ³)	Area (Km ²)
	772	79,293,872.04	79.294	3.877
	780	113,590,706.68	113.591	4.94
	788	162,349,362.25	162.349	7.539
	796	237,143,111.97	237.143	10.997
	803	317,435,676.01	317.436	12.205
Volumen útil	772-803	238,141,803.97	238.142	

Se considera que el servicio de Reserva Rápida (RRa), se cubrirá con ofertas de las siguientes centrales:

PLANTA / UNIDAD	Potencia Disponible de RRa [MW] para el año estacional	PLANTA / UNIDAD	Potencia Disponible de RRa [MW] para el año estacional
TAM-G1	34.6174	ARI-01	15.4557
TAM-G2	32.7176	ARI-02	15.0983
PQP-B1	5.7091	ARI-03	15.2195
PQP-B3	5.7392	ARI-04	15.6993
PQP-B4	5.6613	ARI-05	15.8270
PQP-B5	5.7092	ARI-06	15.3949
PQP-B6	5.6938	ARI-07	15.7255
PQP-B7	5.7475	ARI-08	15.6715
PQP-B8	5.6517	ARI-09	15.9070
PQP-B9	5.6043	ARI-10	14.8049
PQP-B10	5.5677	TDL-B8	6.8373
LPA-4	15.3094	TDL-B12	9.0377
LPA-5	5.3200	ELG-B1	7.2068
		ELG-B2	7.0840

Se considera que el servicio de RRO será prestado por las centrales habilitadas para tal efecto: Aguacapa, Jurún Marinalá, Chixoy, Las Vacas, Palo Viejo, Xacbal, Xacbal Delta, El Canadá, Oxec, Oxec 2, Las Palmas Renace I, Renace II, Renace III, Renace IV y Arizona.

A continuación, se detalla el margen de reserva habilitado de RRO por unidad generadora, al momento de la realización de la PLP.

UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO ± [MW]	UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO ± [MW]
JUR-H1	5.69	OXE-H2	5.00
JUR-H2	5.69	OX2-H1	5.49
JUR-H3	5.69	OX2-H2	5.49
CHX-H1	12.08	OX2-H3	5.49
CHX-H2	12.08	REN-H1	8.00
CHX-H3	12.08	REN-H2	8.00
CHX-H4	12.08	REN-H3	8.00
CHX-H5	12.08	RE4-H1	9.85
LVA-H1	5.00	RE4-H2	9.50
LVA-H2	5.00	LPA-B4	5.20
PVI-H1	11.40	ARI-01	5.15
PVI-H2	11.40	ARI-02	5.15
XAC-H1	11.00	ARI-03	5.15
XAC-H2	11.00	ARI-04	5.15
XAD-H1	7.92	ARI-05	5.15
XAD-H2	7.92	ARI-06	5.15
CAN-H1	6.45	ARI-07	5.15
CAN-H2	6.45	ARI-08	5.15
OXE-H1	5.00	ARI-09	5.15
		ARI-010	5.15

1.4. MANTENIMIENTOS

La programación de mantenimientos de generación se realizó respetando, en lo posible, las fechas propuestas por los Agentes, considerando las ventanas de tiempo propuestas, atendiendo lo especificado en la Normativa vigente (Artículo 55, literal b y artículo 63 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista y numeral 1.2.4.2 de la Norma de Coordinación Comercial No. 1) y considerando como premisa básica el mantener la mayor disponibilidad del parque generador. Dentro los mantenimientos con mayor relevancia se encuentran:

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	

El programa completo de mantenimientos mayores se encuentra en la sección 2.9 de este informe.

1.5. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

1.6.1. Exportaciones

Se estima una exportación anual hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER) de 1,068 GWh, incluyendo los Contratos Firmes del MER y las transacciones de oportunidad, no se estiman importaciones del MER.

Se estima una exportación hacia el Mercado Eléctrico Mexicano (MEM) de 31 GWh.

El procedimiento de estimación e integración es el siguiente:

Se obtienen las mediciones comerciales horarias para la energía que ha sido exportada hacia el MER/MEM para cada uno de los nodos frontera, para el año 2021, se hace un ordenamiento de estas mediciones, congruente con el formato de la carga horaria, luego se integra la misma de la forma definida en el numeral 1.2. En términos generales la estimación se limita a replicar lo exportado en el año citado, e integrarlo de forma que lo exige la Programación de Largo Plazo. Se han realizado ensayos para estimar las posibles transacciones de energía hacia el MER utilizando estudios coordinados de despacho de carga regionales, pero la experiencia nos ha demostrado que no es adecuado utilizar estos resultados, debido a que los mismos son resultado de una optimización hidrotérmica y las transacciones reales se ven limitadas por condiciones fuera del ámbito de la optimización, por ejemplo: voluntades políticas y restricciones financieras.

1.6.2. Importaciones

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

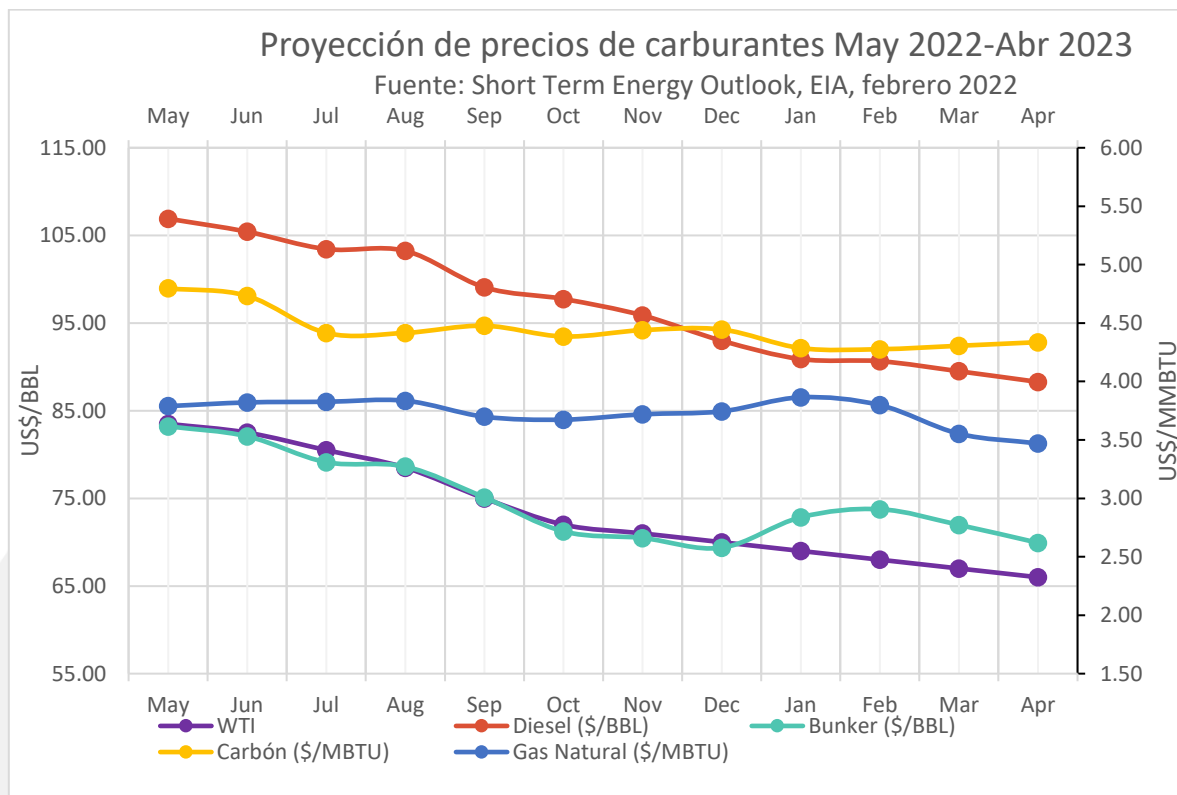
1. 120 MW de potencia, regida por el despacho económico al costo variable estimado según la metodología de costos variables presentada por Energía del Caribe.

1.7. COSTOS VARIABLES DE ENERGÍA POR CENTRAL

Para la determinación de los costos variables de generación de cada unidad, se consideran la proyección de costos de combustibles según el Short Term Energy Outlook de la Energy Information Administration, publicado febrero de 2022, de la forma establecida en la Norma de Coordinación Comercial No. 2, numeral 2.2.1, con la única variación de utilizar como costo base para la proyección los más recientes costos declarados del periodo de enero-febrero de 2022.

En el caso de los ingenios cogeneradores sin la posibilidad de utilizar carbón para generación y Trinidad bloque 3, los costos variables proyectados en época de no zafra son elevados, esto se debe a que no se prevé despacho para estos bloques en época de no zafra por lo que continúan con costos altos de inventario de combustible.

Para las centrales Tampa, Escuintla Gas 3, Escuintla Gas 5 y S&S, debido al bajo despacho esperado no se hace variación alguna sobre los costos en inventario de combustibles actuales.



Los costos de las centrales generadoras térmicas se calcularon utilizando las metodologías de integración de costos presentadas por los agentes representantes, los cuales se muestran a continuación:

MNEMO	PLANTA	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
TURBINAS DE VAPOR													
SJO-C	SAN JOSE	70.38	69.69	66.28	66.29	66.94	65.96	66.54	66.60	64.89	64.79	65.10	65.43
JEN-C	JAGUAR ENERGY	96.02	95.20	91.17	91.18	91.96	90.79	91.48	91.55	89.53	89.41	89.78	90.17
LLI-C	LA LIBERTAD	104.68	103.63	98.44	98.46	99.46	97.95	98.84	96.33	96.18	96.65	97.16	97.00
GCS-C	COSTA SUR	89.73	88.87	84.62	84.63	85.45	84.21	84.94	85.02	82.89	82.76	83.15	83.56
ISI-C	SAN ISIDRO	90.41	108.77	102.71	102.73	103.89	102.14	103.18	103.28	100.24	100.06	100.62	101.21
COGENERADORES													
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	237.01	237.01	237.01	237.01	237.01	237.01	12.62	12.62	12.62	12.62	12.62	12.62
PNT-B3	PANTALEÓN BLOQUE 3	170.90	168.70	157.86	157.89	159.97	156.83	11.66	11.66	11.66	11.66	11.66	11.66
SAA-B	SANTA ANA	248.01	248.01	248.01	248.01	248.01	248.01	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59
SAA-C	SANTA ANA CARBÓN	134.90	133.21	124.86	124.88	126.49	124.07	39.52	39.56	38.41	38.34	38.55	38.77
MAG-B1	MAGDALENA GRUPO 1	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94	181.94
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	177.08	174.84	169.02	168.04	161.10	153.48	13.85	13.85	13.85	13.85	13.85	13.85
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63	0.63
MAG-B5	MAGDALENA GRUPO 5	177.01	174.78	168.98	168.00	161.09	153.48	7.71	7.71	7.71	7.71	7.71	7.71
MAG-B6	MAGDALENA GRUPO 6	90.11	89.04	83.75	83.76	84.78	83.25	8.17	8.18	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	8.05	8.04	8.07	8.11
LUN-B	LA UNION	154.16	154.16	154.16	154.16	154.16	154.16	7.34	7.34	7.34	7.34	7.34	7.34
MTI-B	MADRE TIERRA ZAFRA	2.77	109.06	109.06	109.06	109.06	109.06	2.77	2.77	2.77	2.77	2.77	2.77
TUL-B1	TULULA BLOQUE 1	229.00	226.10	218.57	217.30	208.32	198.44	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87	5.87

TUL-B2	TULULA BLOQUE 4	281.12	277.51	268.12	266.54	255.35	243.05	4.53	4.53	4.53	4.53	4.53	4.53
TND-B3	TRINIDAD 3	319.04	314.92	294.53	294.59	298.51	292.60	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59	2.59
TND-B4	TRINIDAD 4	157.31	155.28	145.27	145.30	147.22	144.32	3.62	3.62	3.62	3.62	3.62	3.62
TND-B5	TRINIDAD 5	146.96	145.05	135.63	135.65	137.47	134.74	54.69	54.75	52.96	52.85	53.18	53.53
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	13.02	13.02	13.02	13.02	13.02	13.02
PGO-B2	PALO GORDO	103.71	102.46	96.26	96.27	97.47	95.67	10.06	10.06	10.06	10.06	10.06	10.06
GSL-C	SANTA LUCÍA	95.56	94.65	90.18	90.19	91.05	89.76	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10	2.10
GAT-V	GEN. DEL ATLANTICO VAPOR	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99	18.99
MOTORES RECIPROCANTES													
ARI-O	ARIZONA	135.98	134.37	130.21	129.50	124.54	119.07	118.02	116.44	121.35	122.64	120.12	117.24
PQP-B	PUERTO QUETZAL POWER	138.55	136.88	132.54	131.81	126.63	120.94	119.84	118.20	123.31	124.66	122.03	119.03
LPA-B	LAS PALMAS	129.61	128.10	124.17	123.51	118.83	113.68	112.68	111.20	115.82	117.04	114.67	111.95
GEN-B	GENOR	138.92	137.30	133.11	132.40	127.40	121.90	120.84	119.25	124.19	125.50	122.96	120.06
TDL-B	GENERADORA DEL ESTE	146.29	144.44	139.61	138.80	133.04	126.72	125.49	123.67	129.36	130.85	127.93	124.60
ELG-B	ELECTRO GENERACION	146.87	145.00	140.16	139.34	133.57	127.21	125.98	124.15	129.86	131.37	128.43	125.08
GGO-B	GENOSA	132.03	130.36	126.02	125.29	120.12	114.44	113.34	111.70	116.81	118.15	115.53	112.53
TER-B1	TERMICA 1 Y 2	144.14	142.29	137.49	136.68	130.96	124.67	123.46	121.65	127.30	128.79	125.88	122.57
TER-B2	TERMICA 3 Y 4	139.70	137.91	133.25	132.46	126.92	120.81	119.63	117.87	123.36	124.80	121.99	118.77
ECR-B2	ACTUN CAN BUNKER	129.58	128.27	124.87	124.30	120.24	115.78	114.92	113.64	117.64	118.70	116.64	114.29
GAT-B	GEN. DEL ATLANTICO BIOGAS	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99	56.99
EDC-I	ENERGÍA DEL CARIBE	43.58	43.84	43.88	43.95	42.86	42.65	43.02	43.22	44.19	43.65	41.69	41.02
TURBINAS DE GAS													
TAM-G	TAMPA	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16	194.16
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53	258.53
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	33.33

Tabla 14 Costos Variables Proyectados

1.8. MODELACIÓN DE LA MÁQUINA DE FALLA

El déficit se modela en escalones simulando máquinas térmicas ficticias adicionales denominadas Máquinas de Falla, se simulan cuatro máquinas de fallas de acuerdo con los escalones especificados en la NCC-4, las máquinas de falla que representan a los escalones de déficit se modelan con un costo operativo correspondiente al escalón de reducción de demanda según la siguiente tabla:

Escalon de reducción de demanda [RD]	Escalon de costo de falla en % del valor del CENS
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS
RD>10%	100% x CENS

Tabla 15 Criterio de CENS

Donde:

$$CENS = \text{Costo de energía no servida}$$

Según la NCC4, se adopta un CENS igual a diez veces el cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en Baja Tensión sin cargo por demanda de la ciudad de Guatemala, teniendo en cuenta esta disposición los costos operativos para máquinas de falla son los siguientes:

Escalon de reducción de demanda [RD]	Escalon 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	1781.26

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

1.9. CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA

Para el período mayo 2022- abril 2023 se muestran los contratos vigentes:

Agente Comprador	Agente Vendedor	Fecha inicio	Fecha Fin
CONSORCIO ENERGÉTICO MAAYAT'AAN, 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

1.10. EVENTUALES OBSERVACIONES Y RESTRICCIONES

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.

Las obras de transmisión que se consideraron para la realización de este estudio eléctrico son:

Septiembre 2022		
ETCEE	Coatepeque	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	La Esperanza	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Quetzaltenango	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TEEDN	Los Amates	Subestación eléctrica 69/34.5 kV 10/14 MVA
TRELEC	Cabañas	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
TEEDN	Coatepeque II	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Incienso	SE y transformadores 230/69/13.8 kV 150 MVA
TRECSA	Las Cruces	SE y LT Las Cruces - Guatemala Sur 230 kV ckt1 y 2
TRELEC	Inciate	SE Maniobras
ETCEE	Quezaltepeque	Rotación de transformadores 69/13.8kV 5/6.25 MVA
ETCEE	San Julián	Rotación de transformadores 69/13.8kV 10/14 MVA
ETCEE	Retalhuleu	Rotación de transformadores 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Cobán	Rotación de transformadores 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Palestina	LT Palestina - San Gaspar 69 kV
TRELEC	Palestina	LT Palestina - Palín 69 kV ckt. 2
TRELEC	Sector Industrial	LT Aurora - Sector Industrial 69 kV
TRECSA	Covadonga	Banco de reactores 230 kV 30 MVAr
TRELEC	La Castellana	Ampliación SE y Reconductorado
TRELEC	El Sitio	Ampliación SE y Reconductorado
Agente	Subestación	Ampliación
Marzo 2023		
TRELEC	Milagro	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Guadalupe	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Arrazola	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Montecristo	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Santa Lucia	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Villa Lobos	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Ciudad Quetzal	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Rodriguez Briones	Transformador 69/13.8 kV 10/14 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	Interfaz Rio Dulce	Subestación eléctrica 230/34.5 kV 20/28 MVA
ETCEE	Guatemala Sur	Reemplazo transformadores 138/69/13.2kV 105 MVA
TRELEC	Los Proceres	Reconductorado líneas de transmisión
TRECSA	Las Cruces	LT Las Cruces - Palestina 230 kV ckt.1 y 2
ETCEE	Guatemala Norte	Banco de reactores 230 kV 20 MVAr
Agente	Subestación	Ampliación



En los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo del Año Estacional se encuentra el detalle de lo aquí indicado en las secciones correspondientes.

1.10.1. Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD).

En la NCC3, numeral 3.2.1 se define al CAD, como el porcentaje de pérdidas y reservas necesarias que haya determinado el Administrador del Mercado Mayorista en la Programación de Largo Plazo, el cual es de:

Porcentaje de pérdidas: 4.8026 %

Porcentaje de reservas: 6.8%

Total: 11.6026% en demanda máxima de septiembre.

1.11. VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información recibida para la realización de la Programación de Largo Plazo fue sometida al proceso de validación según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 1, numeral 1.2.4, dicho proceso fue finalizado para los datos presentados, a excepción de los siguientes casos:

CAUDALES SEMANALES		
Renace, S.A.	Renace IV	Caudales semanales
ENERGÍA PREVISTA CENTRALES EÓLICAS		
Eólico San Antonio El Sitio, S.A.	San Antonio El Sitio	Cálculo para la energía prevista
ENERGÍA PREVISIBLE CON PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA DEL 95 % PARA CENTRALES GEOTÉRMICAS		
Ortitlán, Limitada	Ortitlán	Cálculo para la energía previsible
Orzunil I de Electricidad, Limitada	Orzunil	Cálculo para la energía previsible
ACTUALIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES		
Genepal, S.A.	El Recreo	Turbinamiento máximo, Potencia Activa instalada, Potencia Activa Máxima, Potencia Reactiva Mínima, Cota de la presa a las 00:00 horas, Nivel máximo excepcional en crecida y Tiempo de respuesta hasta alcanzar la Potencia mínima e Intervalo de arranque entre unidades.
Genepal, S.A.	El Recreo II	Nivel máximo y mínimo normal de operación del embalse.
Genepal, S.A.	El Recreo II	Turbinamiento máximo, Potencia Activa Máxima, Potencia Reactiva Mínima, Cota de la presa a las 00:00 horas, Nivel máximo excepcional en crecida, Cantidad máxima de arranques diarios por unidad, Tiempo de sincronización, Tiempo de respuesta hasta alcanzar la Potencia máxima y mínima, Tiempo mínimo de operación en línea, Tiempo mínimo entre parada y arranque, Estatismo permanente y Banda muerta ajustable.
METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE VALOR DEL AGUA		
EGEE	Chixoy	Metodología de cálculo de valor del agua
METODOLOGÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN		
Ingenio Palo Gordo, S.A.	Palo Gordo B1	Eficiencias con Biomasa y Carbón
Ingenio Palo Gordo, S.A.	Palo Gordo B2	Eficiencias con Biomasa y Carbón
Energía del Caribe, S.A.	Energía del Caribe	Costo de Internación y Costo de O&M
Orazul Energy Guatemala y Cía., S.C.A	Arizona	Costo de O&M
Orazul Energy Guatemala y Cía., S.C.A	Las Palmas Bunker	Costo de O&M
Industrias de Biogás, S.A.	Biogás del Vertedero El Trébol	Disponibilidad de combustible

1.12. CRITERIOS APLICADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA DE LARGO PLAZO

- 1.3.1. Se respeta la Legislación actual del Subsector Eléctrico.
- 1.3.2. Se despacha de forme económica el bloque de 120 MW de Energía del Caribe, en base al costo variable según metodología presentada.
- 1.3.3. Se consideran las restricciones de la red actual y los resultados de los estudios eléctricos.
- 1.3.4. Se considera la disponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas, mediante el programa de mantenimiento presentado por los mismos, el cual fue revisado por el AMM.

2. RESULTADOS

2.1. PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL S.N.I. AÑO ESTACIONAL 2022-2023

	mayo-22		junio-22		julio-22		agosto-22		septiembre-22		octubre-22		SUBTOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS HIDRÁULICAS	379.1	925.2	522.2	1137.8	477.0	1084.6	640.9	1168.4	690.6	1362.9	810.5	1352.4	3520.4
CHIXOY	138.6	197.7	101.3	176.6	33.6	95.3	187.7	197.0	148.6	265.5	230.8	278.2	840.63
AGUACAPA	14.97	77.40	26.4	77.4	27.8	77.4	32.0	77.4	41.4	77.4	37.6	77.4	180.11
JURUN	21.71	58.60	30.3	52.9	29.6	58.6	29.2	58.6	29.3	52.9	33.3	52.9	173.41
RENACE 1	13.37	18.40	23.3	61.9	29.0	63.3	27.0	63.3	34.6	63.3	36.0	63.3	163.29
RENACE 2	20.68	100.72	40.3	87.6	47.4	90.4	43.5	104.1	55.5	104.1	72.3	104.1	279.57
RENACE 3	11.54	59.40	24.4		28.9	65.1	26.4		32.0	65.1	40.3	65.1	163.51
RENACE 4	9.34	25.80	13.08	49.70	14.25		17.65	33.20	18.43	49.70	19.75	49.70	92.50
ESCLAVOS	3.79	13.10	5.8	13.1	6.4	13.1	6.7	13.1	8.3	13.1	8.1	13.1	39.07
PEQUEÑAS HIDRÁULICAS*	4.70	8.20	4.6	9.3	4.8	9.3	4.8	9.3	4.9	9.3	4.6	8.9	28.29
PALIN II	0.30	0.40	2.75	3.83	3.05	4.10	3.05	4.10	2.95	4.10	3.05	4.10	15.15
RIO BOBOS	2.77	6.78	3.4	8.7	2.9	9.7	2.9	8.4	2.9	8.3	3.1	6.8	17.90
SECACAO	1.13		8.1	12.1	10.6	15.7	10.9	15.7	11.2	15.7	11.3	15.7	53.27
PASABIEN	2.66	6.31	5.7	12.2	4.7	12.2	5.0	12.2	6.1	12.2	6.9	12.2	31.09
POZA VERDE	2.11	7.12	3.5	9.0	3.6	9.6	5.0	9.6	5.8	9.6	5.1	9.6	25.28
LAS VACAS	7.68	32.30	9.7	40.0	9.7	24.5	10.0	26.0	11.8	32.0	11.0	32.3	59.85
MATANZAS + SAN ISIDRO	3.86	14.82	7.1	9.9	7.7	14.8	9.3	14.8	8.6	14.8	9.7	14.8	46.24
EL CANADÁ	15.32	44.60	22.5	34.8	19.3	44.6	19.9	44.6	22.3	44.6	19.4	38.8	118.65
CANDELARIA	0.31		2.2	3.3	2.9	4.3	3.0	4.3	3.0	4.3	3.1	4.3	14.47
MONTECRISTO	4.35	12.70	6.4	9.9	5.5	12.7	5.7	12.7	6.3	12.7	5.5	11.0	33.69
EL RECREO	9.97	24.60	14.49	24.60	10.23	24.60	10.37	24.60	12.57	24.60	11.96	24.60	69.58
EL RECREO 2	8.66	21.30	12.55	21.30	8.92	21.30	8.97	21.30	10.84	21.30	10.61	21.30	60.56
XACBAL	13.65	65.80	29.43	97.10	39.17	97.10	43.17	97.10	50.25	97.10	51.64	97.10	227.30
XACBAL DELTA	7.96	3.38	12.42	56.70	16.55	56.70	22.38	56.70	26.26	56.70	32.39	56.70	117.95
PANAN	2.87	7.30	5.13	7.30	3.74	7.30	4.76	7.30	5.16	7.30	5.34	7.30	27.00



SANTA TERESA	3.27		6.68	16.10	6.53	16.10	5.87	0.24	7.59	16.10	5.78	7.77	35.71
CHOLOMA	1.54		4.47	9.37	4.38	3.79	4.29	9.37	4.14	9.37	3.70	9.37	22.51
LA PERLA	0.71		1.04	3.68	1.14	3.68	0.98		1.39	3.68	1.20	3.68	6.47
PALO VIEJO	14.32	27.30	30.89	85.60	30.45	85.60	27.48	85.60	31.47	80.90	39.27	75.60	173.87
HIDROPOWER	0.68	0.91	1.10	1.82	1.14	2.02	1.12	2.02	1.13	2.02	1.07	2.02	6.24
VISIÓN DE ÁGUILA	0.15		0.47	2.00	0.37	2.00	0.54	2.00	0.83	2.00	0.56	2.00	2.92
AGUNÁ	0.65	1.67	1.20	1.66	1.25	1.67	1.25	1.67	1.44	2.00	1.25	1.67	7.02
GUAYACÁN	0.27	2.79	0.52	2.79	0.55	2.79	0.40	2.79	0.78	2.79	0.95	2.79	3.47
EL CÓBANO	1.90	8.59	3.24	8.59	2.44	8.59	3.27	8.59	3.81	8.59	3.99	8.59	18.65
EL CORALITO	0.81	1.88	0.85	1.88	0.79	1.88	0.97	1.88	0.92	1.88	1.01	1.88	5.36
EL MANANTIAL	4.50	17.90	8.05	33.80	7.14	40.47	7.72	40.47	10.92	40.47	11.63	40.47	49.97
IXTALITO	0.56	1.57	0.90	1.57	0.84	1.57	0.82	1.57	1.05	1.57	0.96	1.57	5.13
OXEC	1.90		4.81	6.68	6.97	10.50	6.53	2.42	5.10	18.60	6.50	18.60	31.80
OXEC II	10.77	11.30	16.99	29.90	17.55	14.50	12.82	34.60	29.49	47.30	28.21	47.30	115.83
CERRO VIVO	0.56	0.76	0.66	0.92	0.61	0.82	0.60	0.81	0.68	0.95	0.75	1.01	3.87
LA LIBERTAD	1.72	9.22	3.45	9.22	3.80	9.22	4.43	9.22	5.02	9.22	4.28	9.22	22.70
LAS FUENTES II	1.84	6.59	3.30	6.61	2.80	13.20	3.12	13.20	4.30	13.20	4.59	13.20	19.94
EL CAFETAL	1.73	6.69	4.31	8.30	4.25	8.30	4.92	8.30	5.72	8.30	5.39	8.30	26.31
RAAXHA	0.69		1.98	4.88	2.61	4.88	2.42	4.88	2.41	4.88	2.79	4.88	12.90
FINCA LORENA	2.20	4.33	3.04	4.33	2.30	4.33	2.90	4.33	3.11	4.33	3.22	4.33	16.78
SANTA TERESA ALTORR	0.61	2.00	0.65	2.00	0.70	2.00	0.66	2.00	0.71	2.00	0.75	2.00	4.08
LOS PATOS	1.58	4.63	3.08	4.63	2.90	4.63	2.92	4.63	2.96	4.63	3.03	4.63	16.47
EL SALTO MARINALÁ	2.00	4.80	2.82	4.80	2.77	4.80	2.64	4.80	2.97	4.80	3.29	4.80	16.50
MAXANAL	0.47		0.57	2.00	0.43		0.51	2.00	0.77	2.00	0.74	2.00	3.49
XOLHUITZ	0.62	2.19	1.04	2.19	0.76	2.19	1.06	2.19	1.23	2.19	1.21	2.19	5.91
KAPLAN CHAPINA	0.23	1.65	0.40	1.65	0.35	1.65	0.47	1.65	0.63	1.65	0.71	1.65	2.79
LAS UVITAS	0.55	1.74	0.84	1.74	0.87	1.74	0.97	1.74	1.17	1.74	0.94	1.74	5.34

	mayo-22		junio-22		julio-22		agosto-22		septiembre-22		octubre-22		SUBTOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS TÉRMICAS	641.8	875.0	454.0	615.0	506.8	615.6	344.2	478.5	272.4	351.5	215.0	421.8	2434.16
TURBINAS DE VAPOR	381.7	513.0	264.5	370.5	326.9	383.2	182.1	255.5	193.9	271.9	109.4	147.1	1458.45
SAN JOSE	101.0	135.8	97.8	135.8	101.0	135.8	101.0	135.8	97.8	135.8	89.6	120.5	588.25
JAGUAR	204.1	274.4	111.9	158.7	191.0	200.5	66.6	100.3	75.2	106.7			648.82
LA LIBERTAD	13.0	17.5	12.6	17.5	13.0	17.5							38.64
LAS PALMAS II													
ARIZONA VAPOR													
COSTA SUR	21.9	29.4	21.2	29.4	21.9	29.4	14.4	19.4	21.0	29.4	19.8	26.6	120.19
SAN ISIDRO	41.6	55.9	21.0	29.1									62.55
GEOTÉRMICAS	23.8	32.0	19.8	27.5	23.8	32.0	23.8	32.0	20.2	28.1	20.9	28.2	132.21
ORZUNIL	12.0	16.1	11.6	16.1	12.0	16.1	12.0	16.1	11.4	15.9	9.1	12.3	68.01
ORTITLAN	11.8	15.9	8.2	11.4	11.8	15.9	11.8	15.9	8.8	12.2	11.8	15.9	64.19
COGENERADORES(T.VAPOR)	212.6	280.6	154.5	214.5	147.3	197.9	134.5	188.5	51.4	49.0	65.8	48.3	766.03
CONCEPCION													
PANTALEON	8.7												8.68
PANTALEON 3	22.5	49.3											22.52
SANTA ANA													
SANTA ANA 2													
MAGDALENA	5.8												5.77
MAGDALENA (U1,U4,U5,U6,U7)	84.05	113.0	80.8	112.3	83.5	112.3	83.5	112.3	46.0	49.0	55.3	48.3	433.30
LA UNION	25.2	33.8											25.15
MADRE TIERRA	6.4		11.9	16.6									18.29
TULULA													
TRINIDAD	3.6												3.56
EL PILAR													
PALO GORDO	30.2	40.7	30.1	41.7	31.1	41.7	18.2	32.3	4.1				113.65
SANTA LUCÍA	26.4	43.9	31.6	43.9	32.7	43.9	32.7	43.9	1.3		10.5		135.12
GEN. ATLÁNTICO VAPOR													

MOTORES RECIPROCANTES	21.8	46.8	13.5		6.9		2.1		5.03		17.0	195.7	66.40
ARIZONA	5.540	10.3	13.544		6.93		2.079		5.03		6.753	153.9	39.88
PQP													
LAS PALMAS 1													
LAS PALMAS 2													
LAS PALMAS 3													
LAS PALMAS 4	9.7	14.9									4.0	14.9	13.72
LAS PALMAS 5	3.5	5.3									2.2123	5.3	5.70
GENOR													
GEN. DEL ESTE (6,7,8,12)													
GEN. DEL ESTE (3,4,9)													
GEN. DEL ESTE (10,11,13)													
ELECTROGENERACIÓN													
ACTUN CAN	2.2	3.1									0.8	3.1	3.00
TÉRMICA	0.2												0.19
COENESA													
GENOSA	0.634	13.3									3.3	18.6	3.90
GEN. DEL ATLÁNTICO GAS													
TURBINAS DE GAS	1.9	2.5	1.8	2.5	1.9	2.5	1.9	2.5	1.8	2.5	1.9	2.5	11.08
TAMPA													
STEWART & STEVENSON													
LAGUNA GAS 2													
ESCUINTLA GAS 3													
ESCUINTLA GAS 5													
ACTUN CAN GAS	1.9	2.5	1.8	2.5	1.9	2.5	1.9	2.5	1.8	2.5	1.9	2.5	11.08

	mayo-22		junio-22		julio-22		agosto-22		septiembre-22		octubre-22		SUBTOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA
SOLAR + EÓLICA	28.2	10.7	32.3	5.0	39.0		36.1	79.2	22.3	22.7	34.2	2.9	192.01
HORUS	14.415		14.237		15.020		14.650		13.713		12.689		84.72
EL SITIO	5.504	0.200	6.752	0.150	9.927		8.933	30.500	3.505		8.846		43.47
VIENTO BLANCO	2.851		4.284	0.021	6.050		4.891	18.800	2.372		5.305	0.021	25.75
LAS CUMBRES	5.446	10.500	7.023	4.790	7.975		7.613	29.900	2.692	22.700	7.317	2.900	38.07

	mayo-22		junio-22		julio-22		agosto-22		septiembre-22		octubre-22		SUBTOTAL
GENERACIÓN DISTRIBUIDA	18.2	21.3	22.8	28.6	22.9	27.4	23.4	28.0	26.5	33.6	24.3	29.7	138.13

	mayo-22		junio-22		julio-22		agosto-22		septiembre-22		octubre-22		SUBTOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH
TRANS. INTERNACIONALES	5.6	1.5	19.0	-7.5	-4.5	-75.4	-13.9	-50.8	-15.3	-48.5	22.1	-24.5	12.92
ECOE-INDE													
ENERGÍA DEL CARIBE	86.7	116.5	83.9	116.5	86.7	116.5	86.7	116.5	83.9	116.5	86.7	116.5	514.49
IMPORTACIONES (-)	86.7	116.5	83.9	116.5	86.7	116.5	86.7	116.5	83.9	116.5	86.7	116.5	514.49
EXPORTACIONES (+)	92.2	118.0	102.9	109.0	82.1	41.1	72.8	65.7	68.6	68.0	108.8	92.0	527.40

	mayo-22	junio-22	julio-22	agosto-22	septiembre-22	octubre-22	SUBTOTAL						
DEMANDA S.N.I.	1,061.7	1,830.6	1,012.3	1,793.9	1,050.2	1,803.1	1,058.6	1,804.8	1,027.1	1,819.3	1,061.9	1,831.3	6,271.8
TOT. GEN.+ IMPORT.	1,154.0	1,948.6	1,115.2	1,902.8	1,132.3	1,844.1	1,131.3	1,870.5	1,095.7	1,887.2	1,170.7	1,923.3	6,799.2
RRO	69.6	68.2	68.5	68.6	69.1	69.6							

	enero-22	febrero-22	marzo-22	abril-22	mayo-22	junio-22	julio-22	agosto-22	septiembre-22	octubre-22	noviembre-22	diciembre-22	enero-23	febrero-23	marzo-23	abril-23	SUBTOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS HIDRÁULICAS	529.4	1132.4	477.1	1113.1	374.8	951.2	296.6	844.6	263.9	772.1	323.8	837.8	2265.5	5785.9				
CHIXOY	119.537	256.0	124.476	258.0	51.716	161.7	66.336	177.8	65.408	93.1	146.096	211.9	573.57	1414.20				
AGUACAPA	22.86	61.10	17.52	68.30	16.37	62.40	11.96	52.50	12.86	23.30	12.36	57.60	93.93	274.04				
JURUN	15.80	58.60	13.54	52.90	14.06	58.30	13.39	41.70	13.69	41.00	15.26	52.30	85.74	259.15				
RENACE 1	33.12	63.30	26.31	40.50	24.64	63.30	15.76	63.30	11.97	15.80	9.63	14.50	121.42	284.71				
RENACE 2	48.89	104.07	43.82	69.20	47.01	104.07	26.64	40.40	18.40	55.40	15.14	67.80	199.88	479.45				
RENACE 3	25.92	25.20	23.10	65.10	25.53	37.50	15.11	65.10	11.19	2.87	8.16		109.01	272.51				
RENACE 4	18.60	49.70	15.23	33.70	12.90	49.70	7.83		8.39	49.70	5.62		68.57	161.06				
ESCLAVOS	2.31		2.71		2.38		1.82	3.15	1.65	6.55	2.07	8.07	12.93	52.00				
PEQUEÑAS HIDRÁULICAS*	3.18	5.95	4.07	7.59	4.12	6.19	1.85	4.41	1.40	4.98	3.27	7.50	17.88	46.17				
PALIN II	1.66	2.30	1.42	1.91	1.47	1.98	1.40	2.09	1.45	1.95	1.59	2.20	8.99	24.14				
RIO BOBOS	3.42	8.34	4.99	8.40	6.08	10.00	3.65	8.22	4.41	8.40	3.23	8.68	25.77	43.68				
SECACAO	9.61	15.70	8.18	7.00	7.04	12.00	5.35		5.48	15.70	4.43	11.01	40.09	93.36				
PASABIEN	5.46	9.38	4.73	12.20	4.81	12.20	2.99	12.20	3.32	12.20	1.81	9.38	23.13	54.22				
POZA VERDE	4.05	6.50	2.63	9.59	2.55	9.59	2.00	3.45	1.73	9.59	1.58	9.59	14.54	39.81				
LAS VACAS	5.79	27.00	5.68	24.30	5.26	26.70	4.24	10.00	4.97	31.00	6.05	24.10	31.99	91.84				
MATANZAS + SAN ISIDRO	7.67	14.82	7.75	14.82	6.57	14.82	4.95	14.82	4.43	14.82	4.12	14.82	35.49	81.73				
EL CANADÁ	15.17	41.60	13.08	37.40	13.64	33.60	9.89	30.70	10.56	23.00	10.70	19.10	73.03	191.68				
CANDELARIA	2.61	4.27	2.22	1.90	1.91	3.27	1.45		1.49	4.27	1.20	2.42	10.89	25.36				
MONTECRISTO	4.31	11.80	3.71	10.60	3.87	9.53	2.81	8.72	3.00	6.54	3.04	5.42	20.74	54.43				
EL RECREO	10.12	22.50	8.69	22.60	7.86	24.60	5.74	21.10	6.47	15.90	6.93	24.60	45.81	115.39				
EL RECREO 2	8.86	19.60	7.71	19.60	7.02	21.30	5.12	18.30	2.56	3.44	6.11	21.30	37.37	97.93				
XACBAL	34.94	56.10	26.82	50.10	22.73	46.90	18.79	97.10	15.57	73.60	12.76	66.30	131.60	358.91				
XACBAL DELTA	19.00		12.72	29.30	10.61	48.50	11.86	35.40	8.93	54.90	8.19	51.00	71.31	189.26				
PANAN	4.22	7.30	2.45	7.30	1.86	6.12	1.31	7.30	1.23	7.30	1.28	7.30	12.35	39.35				
SANTA TERESA	5.72	12.00	4.89	1.89	3.57	9.39	3.07	15.90	2.68	3.03	2.22	15.00	22.15	57.86				

CHOLOMA	2.64	9.37	1.61	9.37	1.74		0.98		0.63	4.84	0.41	9.37	8.01	30.52
LA PERLA	1.16	3.68	0.87	3.70	0.59		0.55		0.53	3.68	0.51	3.68	4.21	10.68
PALO VIEJO	35.18	82.80	28.72	77.30	25.22		16.16	31.20	14.18	85.60	8.15	42.80	127.61	301.48
HIDROPOWER	1.16	2.02	1.15	2.02	1.10	2.02	1.08	2.02	1.17	2.02	0.96	2.02	6.61	12.85
VISIÓN DE ÁGUILA	0.73	2.00	0.50	2.00	0.60	2.00	0.48	2.00	0.37	2.00	0.20		2.87	5.79
AGUNÁ	1.05	1.46	0.86	2.00	0.52	1.67	0.31	2.00	0.32	1.67	0.28	2.00	3.34	10.36
GUAYACÁN	0.55	2.79	0.44	2.79	0.27	2.79	0.19	1.99	0.16	2.16	0.19	2.79	1.80	5.26
EL CÓBANO	2.39	8.59	1.91	8.59	1.53	8.59	1.23	8.59	1.31	3.88	1.13	4.58	9.50	28.15
EL CORALITO	0.88	1.88	0.86	1.88	0.69	1.88	0.56	1.88	0.75	1.88	0.63	1.88	4.36	9.72
EL MANANTIAL	6.24	24.51	4.48	37.72	3.58	0.08	2.62	0.21	2.18		2.58		21.68	71.65
IXTALITO	0.70	1.57	0.40	1.57	0.24	1.57	0.16	1.57	0.18	1.57	0.17	1.57	1.85	6.99
OXEC	5.10	18.60	6.18	9.29	5.06	12.30	4.61		2.94	7.34	0.73	6.10	24.62	56.42
OXEC II	17.61	34.80	25.55	43.70	15.34	34.40	13.18	11.80	7.49	32.00	6.60	14.60	85.76	201.59
CERRO VIVO	0.51	0.71	0.45	0.61	0.45	0.60	0.39	0.58	0.44	0.59	0.42	0.59	2.66	6.53
LA LIBERTAD	2.68	9.22	1.23	9.22	0.84		0.44		0.42	9.22	0.53	6.76	6.14	28.84
LAS FUENTES II	2.36	8.83	1.64	11.50	1.44	13.20	1.04	13.20	0.78		0.95		8.22	28.15
EL CAFETAL	3.46	8.30	2.76	8.30	1.83	8.30	1.47	8.30	1.14	8.30	0.85	4.30	11.52	37.83
RAAXHA	2.31	4.88	2.39	4.88	2.64	4.88	1.77	4.88	1.48	4.88	0.82		11.41	24.31
FINCA LORENA	2.78	4.33	1.96	4.33	1.58	4.33	0.99	4.33	1.16	3.91	1.38	4.33	9.86	26.64
SANTA TERESA ALTORR	0.71	2.00	0.69	2.00	0.68	2.00	0.63	2.00	0.72	2.00	0.65	1.53	4.08	8.16
LOS PATOS	2.29	4.63	1.16	4.63	0.61	4.63	0.38	4.63	0.29	4.63	0.38	4.63	5.11	21.58
EL SALTO MARINALÁ	1.69	4.80	1.23	4.80	1.44	4.80	1.27	4.18	1.20	4.05	1.55	4.80	8.38	24.87
MAXANAL	0.58	2.00	0.46	2.00	0.36	2.00	0.25	1.57	0.33	2.00	0.35	2.00	2.33	5.81
XOLHUITZ	0.64	2.19	0.41	2.19	0.30	2.19	0.16	2.19	0.21	2.19	0.20	2.19	1.92	7.84
KAPLAN CHAPINA	0.38	1.65	0.22	0.85	0.17	1.65	0.15		0.14	1.65	0.16	1.65	1.22	4.02
LAS UVITAS	0.76	1.74	0.54	1.74	0.38	1.74	0.25	1.74	0.15	1.74	0.15	1.74	2.24	7.58



	noviembre-22		diciembre-22		enero-23		febrero-23		marzo-23		abril-23		SUBTOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS TÉRMICAS	473.15	688.66	515.64	720.96	582.97	817.70	647.77	884.54	769.24	1090.55	681.52	1031.57	3670.29	6104.45
TURBINAS DE VAPOR	157.28	244.25	126.82	184.41	181.91	271.75	254.13	309.79	343.45	504.39	303.65	456.75	1367.24	2825.70
SAN JOSE	58.66	81.50	101.03	135.80	65.18	87.60	58.66		101.03	135.80	86.73	135.46	471.30	1059.55
JAGUAR	80.26	137.25			82.01	137.25	172.91	274.39	198.40	274.39	185.79	274.39	719.37	1368.20
LA LIBERTAD			3.90	19.21	12.83	17.50	10.55	17.50	8.94	17.50	10.25	17.50	46.46	85.10
LAS PALMAS II														
ARIZONA VAPOR														
COSTA SUR	18.36	25.50	21.89	29.40	21.89	29.40	12.01	17.90	13.41	28.00	20.88	29.40	108.44	228.63
SAN ISIDRO									21.67	48.70			21.67	84.22
GEOTÉRMICAS	22.99	32.00	21.10	28.40	24.11	32.40	18.60	27.70	21.10	28.40	22.99	32.00	130.90	263.10
ORZUNIL	11.56	16.10	11.96	16.10	12.30	16.50	7.93	11.80	11.96	16.10	11.56	16.10	67.28	135.29
ORTITLAN	11.43	15.90	9.14	12.30	11.81	15.90	10.67	15.90	9.14	12.30	11.43	15.90	63.62	127.81
COGENERADORES(T.VAPOR)	287.65	399.60	360.91	485.04	372.57	500.74	365.94	544.54	397.76	534.65	347.43	530.01	2132.25	2898.28
CONCEPCION														
PANTALEON			15.62	21.00	17.94	24.10	16.20	24.10	17.94	24.10	17.36	24.10	85.06	93.74
PANTALEON 3	30.81	42.80	36.73	49.40	36.73	49.40	33.18	49.40	36.73	49.40	35.55	49.40	209.74	232.25
SANTA ANA	9.46	13.10	15.44	20.80	15.44	20.80	13.95	20.80	15.44	20.80	8.47	20.80	78.20	78.20
SANTA ANA 2	20.10	27.90	32.80	44.10	32.80	44.10	29.62	44.10	32.80	44.10	17.99	43.00	166.11	166.11
MAGDALENA	7.28	10.10	9.41	12.60	9.41	12.60	8.50	12.60	9.41	12.60	9.11	12.60	53.12	58.88
MAGDALENA (B1,B4,B5,B6,B7)	87.79	122.00	85.40	114.80	85.40	114.80	106.57	158.60	117.99	158.60	112.38	156.13	595.53	1028.82
LA UNION	22.76	31.60	37.13	49.90	37.13	49.90	33.54	49.90	37.13	49.90	28.75	49.90	196.44	221.59
MADRE TIERRA	18.14	25.20	12.28	16.50	21.63	29.10	19.53	29.10	21.63	29.10	20.93	29.10	114.13	132.42
TULULA	5.54	7.69	11.45	15.39	11.45	15.39	10.34	15.39	11.45	15.39	4.06	15.65	54.30	54.30
TRINIDAD	56.87	79.00	67.81	91.10	67.81	91.10	61.25	91.10	67.81	91.10	65.62	91.10	387.16	390.71
EL PILAR	5.97	8.29	8.81	11.80	8.81	11.80	7.96	11.80	1.42	1.91			32.98	32.98
PALO GORDO	19.96	27.80	24.48	32.90	24.48	32.90	22.11	32.90	24.48	32.90	23.80	33.48	139.32	252.97



SANTA LUCÍA	2.96	4.12	3.53	4.75	3.53	4.75	3.19	4.75	3.53	4.75	3.42	4.75	20.17	155.29
GEN. DEL ATLÁNTICO VAPOR														
MOTORES RECIPROCANTES	3.42	10.30	4.94	20.60	2.52	10.30	7.41		5.06	20.60	5.65	10.30	29.00	95.40
ARIZONA	3.42	10.30	4.94	20.60	2.52	10.30	7.41		5.06	20.60	5.65	10.30	29.00	68.88
PQP														
LAS PALMAS 1														
LAS PALMAS 2														
LAS PALMAS 3														
LAS PALMAS 4														13.72
LAS PALMAS 5														5.70
GENOR														
GEN. DEL ESTE (6,7,8,12)														
GEN. DEL ESTE (3,4,9)														
GEN. DEL ESTE (10,11,13)														
ELECTROGENERACIÓN														
ACTUN CAN														3.00
TÉRMICA														0.19
COENESA														
GENOSA														3.90
GEN. DEL ATLÁNTICO GAS														
TURBINAS DE GAS	1.81	2.51	1.87	2.51	1.87	2.51	1.69	2.51	1.87	2.51	1.81	2.51	10.90	21.97
TAMPA														
STEWART & STEVENSON														
LAGUNA GAS 1														
LAGUNA GAS 2														
ESCUINTLA GAS 3														
ESCUINTLA GAS 5														
ACTUN CAN GAS	1.81	2.51	1.87	2.51	1.87	2.51	1.69	2.51	1.87	2.51	1.81	2.51	10.90	21.97

	noviembre-22		diciembre-22		enero-23		febrero-23		marzo-23		abril-23		SUBTOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
GENERACIÓN DISTRIBUIDA	22.1	28.0	16.9	19.6	15.8	17.9	12.2	14.6	13.6	14.6	13.7	15.7	94.19	232.31
SOLAR+EÓLICA	45.9	26.7	59.6		58.6	2.3	47.0	90.9	51.4	6.9	22.6	5.3	285.1	477.1
HORUS	11.051		14.538		14.143		13.582		16.208		13.726		83.25	167.97
EL SITIO	15.270		20.644		20.648	0.700	15.113	43.300	15.293		3.452		90.42	133.89
VIENTO BLANCO	8.003	4.410	8.946		9.761		7.398	20.900	7.246		1.802		43.16	68.91
LAS CUMBRES	11.571	22.300	15.490		14.097	1.640	10.892	26.700	12.673	6.870	3.577	5.260	68.30	106.37

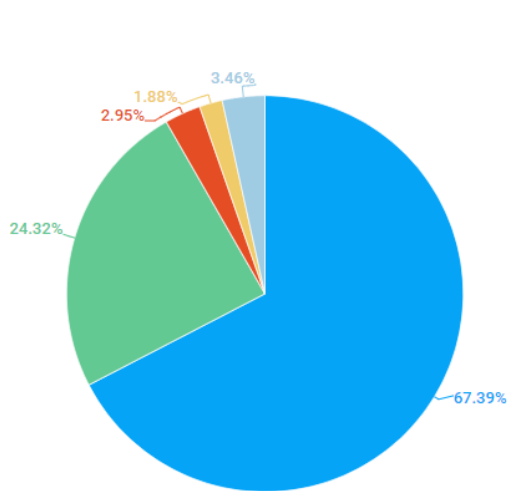
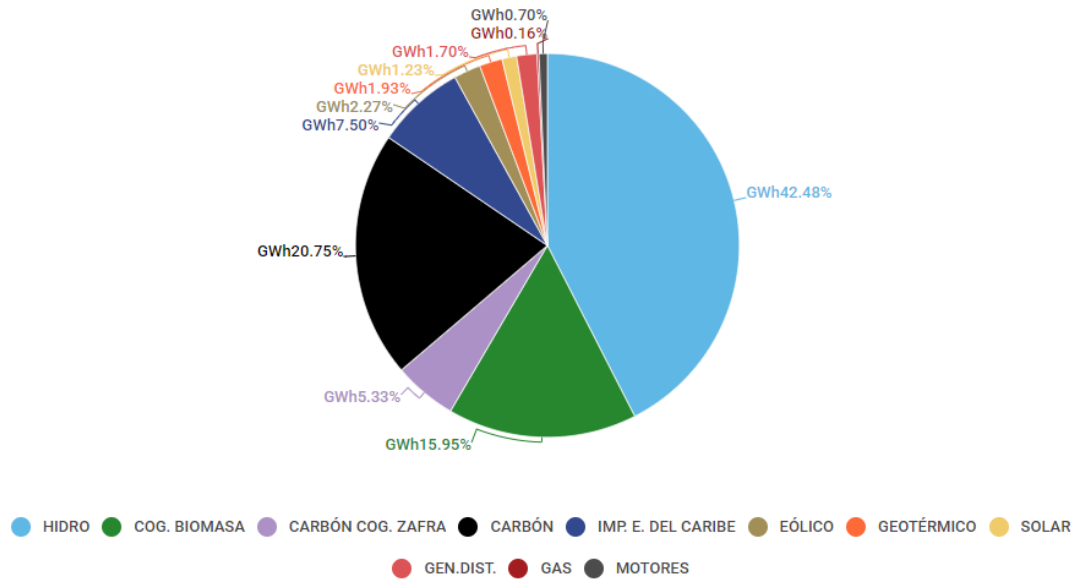
	noviembre-22		diciembre-22		enero-23		febrero-23		marzo-23		abril-23		SUBTOTAL	TOTAL
TRANS.INTER.(NETO)	45.3		13.9	22.8	-12.5	-13.7	-57.5	14.7	-31.6	7.8	-3.5	-11.3	16.5	65.6
ECOE-INDE														
ENERGÍA DEL CARIBE	83.9		116.5	86.7	116.5	86.68	116.5	78.29	116.5	86.68	116.5	83.9	116.5	506.10
TOTAL IMPORTACIONES	83.9		116.5	86.7	116.5	86.7	116.5	78.3	116.5	86.7	116.5	83.9	116.5	506.10
EXPORTACIONES (+)	129.2		130.4	109.5	104.0	72.9	59.0	93.0	84.9	94.5	113.0	72.6	133.0	571.69
TRANS.INTER.(NETO)	45.3		13.9	22.8	-12.5	-13.7	-57.5	14.7	-31.6	7.8	-3.5	-11.3	16.5	65.6

	noviembre-22		diciembre-22		enero-23		febrero-23		marzo-23		abril-23		SUBTOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
DEMANDA S.N.I.	1025.2	1861.9	1046.5	1866.2	1045.9	1846.7	988.8	1866.2	1090.4	1887.7	1052.8	1873.9	6249.50	12,521.3
TOT. GEN.+IMPORT.	1,154.4	1,992.3	1,156.0	1,970.2	1,118.8	1,905.7	1,081.8	1,951.1	1,184.8	2,000.7	1,125.4	2,006.8	6,821.2	13,620.4
RRO		70.8		70.9		70.2		70.9		71.7		71.2		

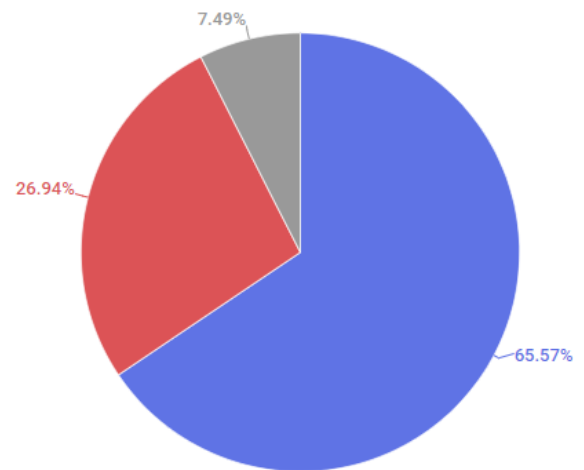
Nota: Las transacciones internacionales que se estiman en los cuadros de resultados del programa de despacho, corresponden para las importaciones a la energía proveniente de México y para las exportaciones a la energía que se estima se enviará al Mercado Eléctrico Regional y el Mercado Mayorista Mexicano.

2.2. COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL 2022-2023

Ilustración 20 Composición de la energía mayo 2022 - abril 2023



HIDRO+GDR BIOMASA GEOTÉRMICO SOLAR EÓLICO



RENOVABLE NO RENOVABLE IMP. MÉXICO

Ilustración 21 Composición de la energía renovable mayo 2022 - abril 2023

Ilustración 22 Composición de la energía mayo 2022 - abril 2023

2.3. REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE 2022-2023

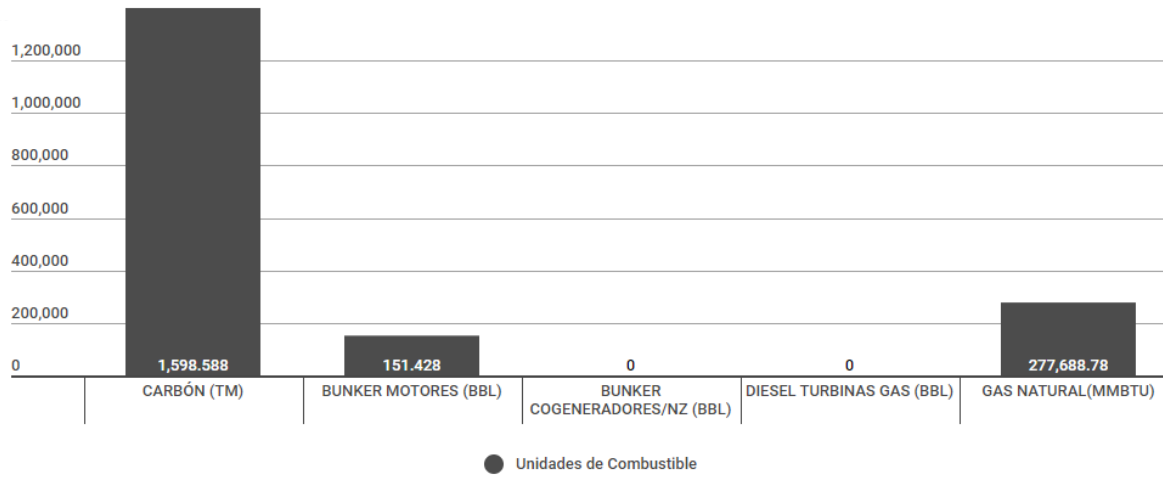
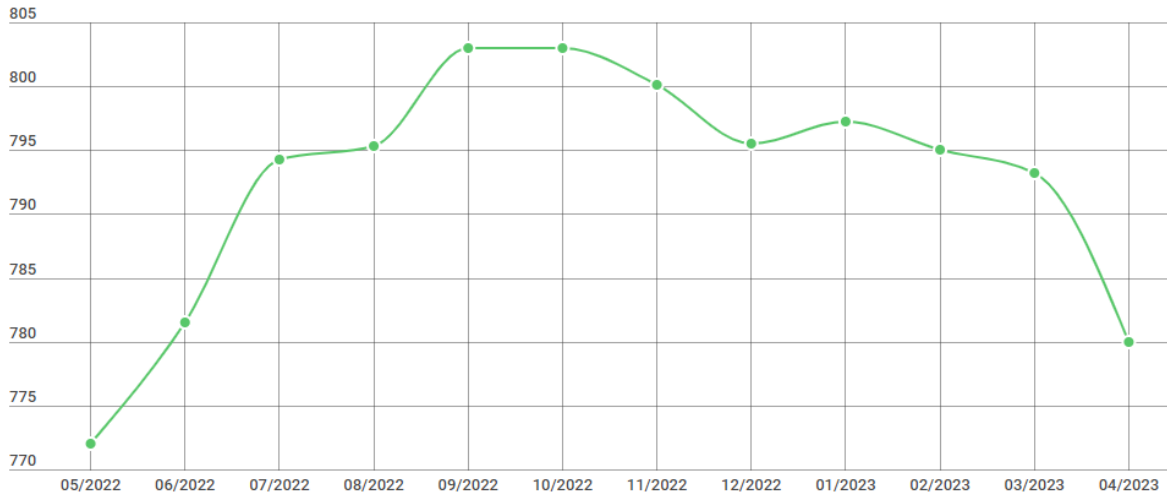


Ilustración 23 Requerimiento de Combustible

2.4. COTAS DEL EMBALSE ANUAL CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE

Ilustración 24 Cota final del embalse de regulación anual



● Cota final (msnm)

ETAPA	Cota Inicial (msnm)	Cota final (msnm)	Vertimiento (m3/s)
05/2022	781.65	772.00	0.00
06/2022	772.00	781.46	0.00
07/2022	781.46	794.29	0.00
08/2022	794.29	795.35	0.00
09/2022	795.35	803.00	1.08
10/2022	803.00	803.00	38.94
11/2022	803.00	800.12	0.00
12/2022	800.12	795.52	0.00
01/2023	795.52	797.26	0.00
02/2023	797.26	795.02	0.00
03/2023	795.02	793.22	0.00
04/2023	793.22	780.00	0.00

2.5. COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO (US\$/MWh)

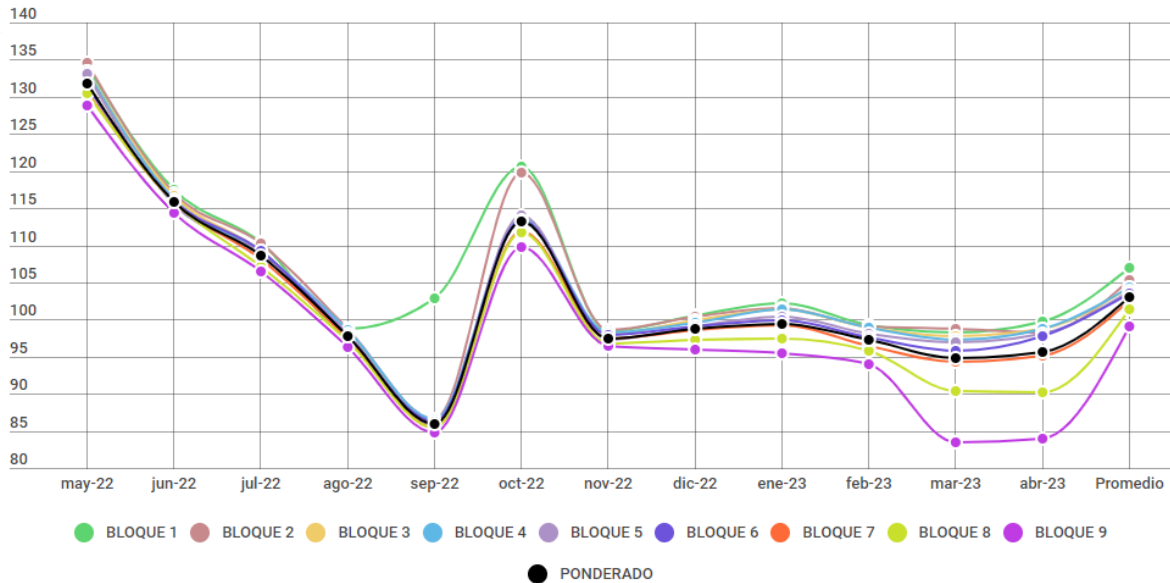


Ilustración 25 Costos Marginales por Bloque Horario 2022-2023

	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	BLOQUE 6	BLOQUE 7	BLOQUE 8	BLOQUE 9	PONDERADO
may-22	134.0	134.5	133.5	133.5	133.1	131.5	130.6	130.5	128.8	131.82
jun-22	117.4	117.0	116.6	116.2	115.5	116.0	115.8	115.8	114.4	115.83
jul-22	110.4	110.3	109.3	109.1	108.9	109.3	108.1	107.1	106.5	108.56
ago-22	98.8	98.7	98.2	98.5	98.1	97.8	97.4	97.1	96.2	97.72
sep-22	102.9	86.5	86.3	86.5	85.8	86.3	85.5	85.4	84.8	85.86
oct-22	120.6	119.7	113.6	113.7	114.0	113.3	111.9	111.7	109.8	113.26
nov-22	98.4	98.6	98.1	98.2	97.3	97.9	97.4	96.7	96.4	97.45
dic-22	100.6	100.4	99.9	99.5	99.1	99.1	98.5	97.3	95.9	98.68
ene-23	102.2	101.6	101.3	101.3	100.4	99.9	99.2	97.4	95.5	99.45
feb-23	99.2	99.1	98.9	98.9	98.1	97.6	96.5	95.7	94.0	97.27
mar-23	98.2	98.7	97.7	97.3	96.9	95.8	94.3	90.3	83.4	94.77
abr-23	99.8	98.2	98.8	98.8	98.0	97.7	95.1	90.2	84.0	95.58
Promedio	106.9	105.3	104.3	104.3	103.8	103.5	102.5	101.3	99.1	103.0

Semana	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Semana	Bloque 1 (18:00-22:00)	Bloque 2 (6:00-18:00)	Bloque 3 (22:00-6:00)	Semana	Bloque 1	Bloque 2
Del	Al	Del	Al					Del	Al	Del
25/09/2022	1/10/2022	86.92	85.91	85.46	26/03/2023	1/04/2023	97.44	26/09/2021	2/10/2021	86.92
29/05/2022	4/06/2022	123.67	122.78	122.05	27/11/2022	3/12/2022	98.86	30/05/2021	5/06/2021	121.27
28/08/2022	3/09/2022	93.42	92.76	92.14	26/02/2023	4/03/2023	98.57	29/08/2021	4/09/2021	91.80
31/07/2022	6/08/2022	99.91	99.48	98.63	29/01/2023	4/02/2023	99.61	1/08/2021	7/08/2021	98.30
1/05/2022	7/05/2022	133.29	132.22	130.53	30/10/2022	5/11/2022	103.20	2/05/2021	8/05/2021	133.29
3/07/2022	9/07/2022	107.61	106.97	105.22	1/01/2023	7/01/2023	100.98	4/07/2021	10/07/2021	106.63
2/10/2022	8/10/2022	119.91	117.44	115.59	2/04/2023	8/04/2023	98.44	3/10/2021	9/10/2021	124.03
5/06/2022	11/06/2022	116.46	115.71	115.69	4/12/2022	10/12/2022	99.77	6/06/2021	12/06/2021	116.46
4/09/2022	10/09/2022	86.92	85.91	85.46	5/03/2023	11/03/2023	97.44	5/09/2021	11/09/2021	86.92
7/08/2022	13/08/2022	98.30	97.91	97.15	5/02/2023	11/02/2023	98.57	8/08/2021	14/08/2021	98.30
8/05/2022	14/05/2022	133.29	132.22	130.53	6/11/2022	12/11/2022	98.17	9/05/2021	15/05/2021	133.29
10/07/2022	16/07/2022	109.58	108.91	107.55	8/01/2023	14/01/2023	100.98	11/07/2021	17/07/2021	109.58
9/10/2022	15/10/2022	115.78	113.50	111.82	9/04/2023	15/04/2023	98.32	10/10/2021	16/10/2021	115.78
12/06/2022	18/06/2022	116.46	115.71	115.69	11/12/2022	17/12/2022	99.77	13/06/2021	19/06/2021	116.46
11/09/2022	17/09/2022	86.92	85.91	85.46	12/03/2023	18/03/2023	97.44	12/09/2021	18/09/2021	86.92
14/08/2022	20/08/2022	98.30	97.91	97.15	12/02/2023	18/02/2023	98.57	15/08/2021	21/08/2021	98.30
15/05/2022	21/05/2022	133.29	132.22	130.53	13/11/2022	19/11/2022	98.17	16/05/2021	22/05/2021	133.29
17/07/2022	23/07/2022	109.58	108.91	107.55	15/01/2023	21/01/2023	100.98	18/07/2021	24/07/2021	109.58
16/10/2022	22/10/2022	115.78	113.50	111.82	16/04/2023	22/04/2023	98.32	17/10/2021	23/10/2021	115.78
19/06/2022	25/06/2022	116.46	115.71	115.69	18/12/2022	24/12/2022	99.77	20/06/2021	26/06/2021	116.46
18/09/2022	24/09/2022	86.92	85.91	85.46	19/03/2023	25/03/2023	97.44	19/09/2021	25/09/2021	86.92
21/08/2022	27/08/2022	98.30	97.91	97.15	19/02/2023	25/02/2023	98.57	22/08/2021	28/08/2021	98.30
22/05/2022	28/05/2022	133.29	132.22	130.53	20/11/2022	26/11/2022	98.17	23/05/2021	29/05/2021	133.29
24/07/2022	30/07/2022	109.58	108.91	107.55	22/01/2023	28/01/2023	100.98	25/07/2021	31/07/2021	109.58
23/10/2022	29/10/2022	115.78	113.50	111.82	23/04/2023	29/04/2023	98.32	24/10/2021	30/10/2021	115.78
26/06/2022	2/07/2022	116.46	115.71	115.69	25/12/2022	31/12/2022	99.77	27/06/2021	3/07/2021	116.46

Tabla 17 Costo Marginal por bloque horario semanal (\$/MWh)

2.6. COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL AGUA DE LA CENTRAL CON EMBALSE ESTACIONAL

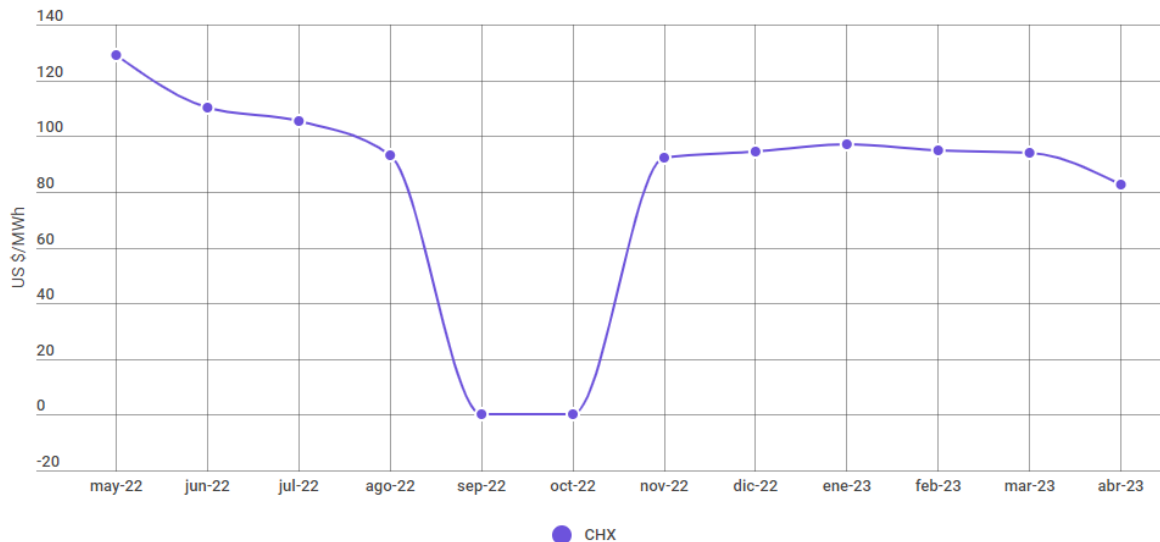


Ilustración 26 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional

2.7. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE RIESGO DE VERTIMIENTO Y ESCASES DE OFERTA HIDROELÉCTRICA

Para identificar y cuantificar el riesgo de vertimiento se utiliza la metodología que se ha denominado Balance Hídrico, la cual se define de la siguiente manera: “el almacenamiento al final de la etapa t , inicio de la etapa $t + 1$, es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total, el cual se totaliza con la sumatoria del turbinamiento, vertimiento y riego, más el volumen afluente, el cual es la sumatoria de los caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba”. Lo anterior se resume en la siguiente fórmula:

$$st_i = vt_i - ut_i + at_i - rt_i + \sum [ut_m + st_m] - vt + 1_i$$

$$m \in u_i$$

$$\text{Para } i = 1, \dots, I$$

Donde:

i indexa las plantas hidroeléctricas

I número de plantas

$vt + 1_i$ Volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t

vt_i Volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa t

at_i Caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t

rt_i Riego en la planta i en la etapa t

ut_i Volumen turbinado en la etapa t

st_i Volumen vertido en la etapa t

mCu_i Conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i

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.

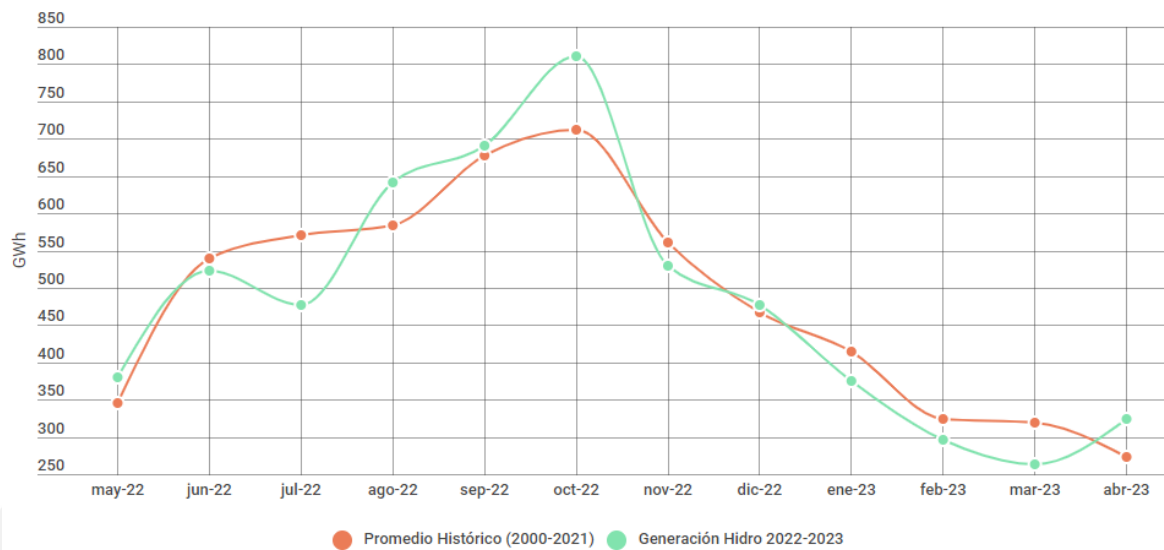


Ilustración 27 Producción de energía Parque Generador Hidráulico S.N.I.

Nemotécnico	Central	Potencia (MW)	Fecha
GCS-C	Generadora Costa Sur	30.3070	17/05/2022
BVT-B	Biogas del Vertedero El Trébol	3.4110	18/05/2022
SJO-C	San José	139.8700	25/05/2022
MTI-B	Madre Tierra (No Zafra)	17.0660	1/06/2022
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
ISI-B	Generadora San Isidro Carbón	57.5610	6/07/2022
TND-B4	Trinidad Bloque 4 (No Zafra)	42.2080	13/07/2022
LUN-B	La Unión (No Zafra)	23.8460	19/07/2022
TUL-B4	Tululá Bloque 4 (No Zafra)	10.7840	20/07/2022
MAG-B5	Magdalena Bloque 5 (No Zafra)	42.8720	26/07/2022
SAA-B	Santa Ana (No Zafra)	24.1750	27/07/2022
TND-B5	Trinidad Bloque 5 (No Zafra)	44.7520	3/08/2022
MAG-B3	Magdalena Bloque 3 (No Zafra)	15.8320	9/08/2022
TUL-B1	Tululá Bloque 1 (No Zafra)	8.9090	17/08/2022
TND-B3	Trinidad Bloque 3 (No Zafra)	20.5090	23/08/2022
HUV-H	Hidroeléctrica Las Uvitas	1.7900	30/08/2022



CHO-H	Choloma	9.6530	6/09/2022
LFU-H	Las Fuentes II	13.6350	7/09/2022
MNL-H1	El Manantial I	3.4510	7/09/2022
MNL-H2	El Manantial II	22.9540	7/09/2022
MNL-H3	El Manantial III	0.4370	7/09/2022
MNL-H4	El Manantial IV	16.1030	7/09/2022
LES-H	Hidroeléctrica Los Esclavos	13.4560	8/09/2022
HCV-H	Hidroeléctrica Cerro Vivo	2.1130	13/09/2022
OX2-H	Oxec II	60.0030	14/09/2022
STS-H	Santa Teresa	16.5370	20/09/2022
XAC-H	Hidro Xacbal	100.0040	21/09/2022
XAD-H	Xacbal Delta	58.4040	21/09/2022
HKC-H	Hidroeléctrica Kaplan Chapina	1.7020	22/09/2022
PVE-H	Poza Verde	9.8808	22/09/2022
AGU-H	Aguacapa	79.7421	27/09/2022
CBN-H	El Cóbano	8.8510	27/09/2022
CAN-H	Hidrocanada	45.9280	28/09/2022
MTO-H	Montecristo	13.0420	28/09/2022
RC2-H	El Recreo II	21.9850	28/09/2022
REC-H	El Recreo	25.3090	28/09/2022
SMA-H	Santa María	6.0290	28/09/2022
SAL-H	El Salto	3.5750	4/10/2022
HPT-H	Hidroeléctrica Los Patos	4.7660	6/10/2022
HST-H	Hidroeléctrica Santa Teresa	2.0580	11/10/2022
OXE-H	Oxec	24.2870	12/10/2022
MTZ-H	Matanzas	11.8080	18/10/2022
SIS-H	San Isidro	3.4210	18/10/2022
PAS-H	Pasabien	12.6010	19/10/2022
VDA-H	Visión de Águila	2.0590	26/10/2022
MAG-B6	Magdalena Bloque 6 (Zafra)	49.1610	13/12/2022
MAG-B7	Magdalena Bloque 7 (Zafra)	47.1780	13/12/2022
SAA-B	Santa Ana (Zafra)	21.3750	14/12/2022
SAA-B2	Santa Ana Bloque 2 (Zafra)	45.4060	14/12/2022
ORT-G	Ortitlan	16.3505	20/12/2022
TND-B3	Trinidad Bloque 3 (Zafra)	13.9420	21/12/2022
TND-B4	Trinidad Bloque 4 (Zafra)	35.1640	21/12/2022
TND-B5	Trinidad Bloque 5 (Zafra)	44.7670	21/12/2022
ZUN-G	Orzunil	17.0265	27/12/2022
LUN-B	La Unión (Zafra)	51.4050	28/12/2022
PGO-B2	Palo Gordo Bloque 2 (Zafra)	33.8920	18/01/2023
MTI-B	Madre Tierra (Zafra)	29.9390	24/01/2023
GSL-C	Generadora Santa Lucía (Zafra)	4.8910	24/01/2023

2.9. MANTENIMIENTOS MAYORES

2.9.1. MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
HORUS I	HRU-F1	4	6-feb-23	9-feb-23	0.000	0.00	Mantenimiento anual subestación Horus
HORUS II	HRU-F2	4	6-feb-23	9-feb-23	0.000	0.00	Mantenimiento anual subestación Horus

Tabla 18 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Eólicas)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
LAS CUMBRES	LCU-E	3	6-sep-22	8-sep-22	31.500	2.27	Mantenimiento preventivo 138kV
VIENTO BLANCO	VBL-E	3	19-jun-22	21-jun-22	23.100	1.66	Mantenimiento de subestación
VIENTO BLANCO	VBL-E	3	18-sep-22	20-sep-22	23.100	1.66	Mantenimiento de subestación
VIENTO BLANCO	VBL-E	3	11-dic-22	13-dic-22	23.100	1.66	Mantenimiento de subestación
VIENTO BLANCO	VBL-E	3	12-mar-23	14-mar-23	23.100	1.66	Mantenimiento de subestación

Tabla 19 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Eólicas)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
ESCUINTLA GAS 5	ESC-G5	10	13-jul-22	22-jul-22	34.110	8.19	Mantenimiento Mecánico Preventivo Intermedio a Sistemas auxiliares de Unidad Gas 5 y mantenimiento mecánico preventivo mayor a sistema de pulverización de combustible de la turbina. Mantenimiento preventivo menor a Generador Eléctrico. Mantenimiento preventivo a equipo de subestación.
TAMPA	TAM-G	3	11-feb-23	13-feb-23	69.627	5.01	Mantenimiento de subestación y torre de enfriamiento.
TAMPA	TAM-G2	22	7-mar-23	28-mar-23	34.769	18.36	Mantenimiento de generador.

Tabla 20 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Turbinas de Gas)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
ORTITLAN	ORT-G1	7	19-jun-22	25-jun-22	8.180	1.37	Mantenimiento Trimestral.
ORTITLAN	ORT-G2	10	19-jun-22	28-jun-22	8.180	1.96	Mantenimiento Trimestral.
ORTITLAN	ORT-G1	7	18-sep-22	24-sep-22	8.180	1.37	Mantenimiento Trimestral.
ORTITLAN	ORT-G2	7	18-sep-22	24-sep-22	8.180	1.37	Mantenimiento Trimestral.
ORTITLAN	ORT-G1	7	11-dic-22	17-dic-22	8.180	1.37	Mantenimiento Trimestral.
ORTITLAN	ORT-G2	7	11-dic-22	17-dic-22	8.180	1.37	Mantenimiento Trimestral.
ORTITLAN	ORT-G1	7	12-mar-23	18-mar-23	8.180	1.37	Mantenimiento Trimestral.
ORTITLAN	ORT-G2	7	12-mar-23	18-mar-23	8.180	1.37	Mantenimiento Trimestral.
ORZUNIL	ZUN-G2	6	9-may-22	14-may-22	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G1	6	6-jun-22	11-jun-22	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G5	6	11-jul-22	16-jul-22	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G6	6	15-ago-22	20-ago-22	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G4	8	19-sep-22	26-sep-22	2.430	0.47	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G	8	10-oct-22	17-oct-22	17.030	3.27	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G3	6	14-nov-22	19-nov-22	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G7	6	10-dic-22	15-dic-22	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G	8	13-feb-23	20-feb-23	17.030	3.27	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G1	6	13-mar-23	18-mar-23	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.
ORZUNIL	ZUN-G2	6	17-abr-23	22-abr-23	2.430	0.35	Mantenimiento Preventivo.

Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Geotérmicas)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
GENERADORA SANTA LUCIA	GSL-C1	6	1-may-22	6-may-22	4.891	0.70	Adecuaciones para cambio de combustible por fin de zafra.
GENERADORA SANTA LUCIA	GSL-C1	46	4-sep-22	19-oct-22	44.889	49.56	Mantenimiento mayor anual.
GENERADORA SANTA LUCIA	GSL-C1	6	30-oct-22	4-nov-22	44.889	6.46	Adecuaciones para cambio de combustible previo inicio de zafra.
MAGDALENA BLOQUE 6	MAG-B6	21	3-sep-22	23-sep-22	57.919	29.19	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación (caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador, y subestación de potencia 13.8/230 kV).
MAGDALENA BLOQUE 7	MAG-B7	21	8-oct-22	28-oct-22	57.738	29.10	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación (caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador, y subestación de potencia 13.8/230 kV).
PALO GORDO BLOQUE 2	PGO-B2	30	25-ago-22	23-sep-22	43.000	30.96	Revisión de Generador Brush, Turbina TGM y reparaciones varias en caldera Isgec.
PALO GORDO BLOQUE 2	PGO-230	2	17-ago-22	18-ago-22	43.000	2.06	Ajuste de borneras, limpieza de aisladores y verificación de relevadores.
PALO GORDO BLOQUE 2	PGO-231	1	18-ago-22	18-ago-22	43.000	1.03	Ajuste de borneras, limpieza de aisladores y verificación de relevadores.
PANTALEON BLOQUE 3	PNT-B3	25	5-jul-22	29-jul-22	55.346	33.21	Mantenimiento mayor turbina, generador, caldera, subestacion y equipos auxiliares.
SANTA ANA BLOQUE 2	SAA-B2	34	19-sep-22	22-oct-22	57.870	47.22	Mantenimiento mayor de turbogenerador TGEC-1, Caldera, subestacion 230KV y equipos auxiliares.
TRINIDAD BLOQUE 3	TND-B3	31	1-oct-22	31-oct-22	13.940	10.37	Mantenimiento mayor de la unidad de generación TND-B3.
TRINIDAD BLOQUE 4	TND-B4	30	1-sep-22	30-sep-22	35.160	25.32	Mantenimiento mayor a la unidad de generación TND-B4.
TRINIDAD BLOQUE 5	TND-B5	31	1-oct-22	31-oct-22	44.770	33.31	Mantenimiento mayor a la unidad de generación TND-B5.

24 avenida 15-40 zona 10, Ciudad de Guatemala

Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Turbinas de Vapor)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
ARIZONA	ARI-02	35	30-may-22	3-jul-22	16.000	13.44	Mantenimiento Mayor.
ARIZONA	ARI-010	35	22-ago-22	25-sep-22	16.000	13.44	Mantenimiento Mayor.
ARIZONA	ARI-08	35	7-nov-22	11-dic-22	16.000	13.44	Mantenimiento Mayor.
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B1	7	2-sep-22	8-sep-22	7.500	1.26	Mantenimiento eje de levas, cojinete y culatas en general.
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B2	7	22-oct-22	28-oct-22	7.500	1.26	Mantenimiento eje de levas, cojinete y culatas en general.
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B2	15	4-feb-23	18-feb-23	7.500	2.70	Overhaul de 15,000 horas.
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B1	15	5-mar-23	19-mar-23	7.500	2.70	Overhaul de 15,000 horas.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B12	7	8-may-22	14-may-22	10.000	1.68	Mantenimiento volante motor y cambio coupling generador.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B8	7	12-jun-22	18-jun-22	7.500	1.26	Mantenimiento eje de levas, cojinete y culatas en general.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B6	3	18-jul-22	20-jul-22	5.000	0.36	Mantenimiento bomba Force sistema lubricación motor.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B3	7	19-ago-22	25-ago-22	5.000	0.84	Mantenimiento tejas centrales eje cigüeñal.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B4	7	30-sep-22	6-oct-22	5.000	0.84	Cambio de manifold gases de escape.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B9	7	14-oct-22	20-oct-22	7.500	1.26	Cambio cojinete lado NBE generador eléctrico.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B7	3	7-nov-22	9-nov-22	5.000	0.36	Reparación soporte en block para intercooler y turbo-compresor.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B10	11	16-dic-22	26-dic-22	7.500	1.98	Cambio de corona de pistones en cilindros.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B11	11	16-dic-22	26-dic-22	7.500	1.98	Cambio de corona de pistones en cilindros.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B13	11	16-dic-22	26-dic-22	10.000	2.64	Cambio de corona de pistones en cilindros.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B6	11	16-dic-22	26-dic-22	5.000	1.32	Mantenimiento actuador y sistema de inyección general.

GENERADORA DEL ESTE	TDL-B7	11	16-dic-22	26-dic-22	5.000	1.32	Mantenimiento actuador y sistema de inyección general.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B11	3	23-mar-23	25-mar-23	7.500	0.54	Cambio disco de inercia en tiempo de motor.
GENERADORA DEL ESTE	TDL-B10	3	10-abr-23	12-abr-23	7.500	0.54	Ultrasonido válvulas de escape de todas las culatas.
GENOR	GEN-B1	8	23-oct-22	30-oct-22	20.000	3.84	Mantenimiento a transformador MT1.
GENOR	GEN-B3	10	1-nov-22	10-nov-22	10.000	2.40	Mantenimiento inspección 4,000 horas.
GENOR	GEN-B1	10	20-nov-22	29-nov-22	10.000	2.40	Mantenimiento inspección 4,000 horas.
GENOR	GEN-B4	10	4-dic-22	13-dic-22	10.000	2.40	Mantenimiento inspección 4,000 horas.
GENOSA	GGO-B2	7	8-ago-22	14-ago-22	4.560	0.77	Mantenimiento a generador.
GENOSA	GGO-B3	7	7-nov-22	13-nov-22	4.560	0.77	Mantenimiento a generador.
GENOSA	GGO-B1	7	6-feb-23	12-feb-23	4.560	0.77	Mantenimiento a generador.
INGENIO LA UNIÓN	LUN-B1	30	1-ago-22	30-ago-22	23.600	16.99	Mantenimiento del precalentador del aire, refractario de paredes y techo de caldera 6, mantenimiento menor de turbina y generador, mantenimiento menor de la torre de enfriamiento. Mantenimiento de la Subestación de 69kV y Subestación de Interconexión La Unión 69/230kV.
MADRE TIERRA	MTI-B1	15	1-may-22	15-may-22	29.939	10.78	Cambio de tecnología y pruebas de caldera.
MADRE TIERRA	MTI-B1	37	13-ago-22	18-sep-22	17.066	15.15	Mantenimiento mayor anual.
MADRE TIERRA	MTI-B1	6	30-oct-22	4-nov-22	17.066	2.46	Mantenimiento para cambio de tecnología.
MADRE TIERRA	MTI-B1	7	25-dic-22	31-dic-22	12.939	2.17	Mantenimiento conductores de Bagazo.

MAGDALENA BLOQUE 1	MAG-B1	14	7-may-22	20-may-22	12.329	4.14	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación (Caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia en 69 kV).
MAGDALENA BLOQUE 3	MAG-B3	21	4-jun-22	24-jun-22	15.832	7.98	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación (Caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia en 69 kV).
MAGDALENA BLOQUE 5	MAG-B5	30	6-ago-22	4-sep-22	42.872	30.87	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación (Caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia 13.8/230 KV, línea de transmisión interna 230 kV).
PANTALEON BLOQUE 1	PNT-B1	30	1-jun-22	30-jun-22	22.056	15.88	Mantenimiento mayor turbina, generador, caldera, subestación y equipos auxiliares.
PUERTO QUETZAL POWER	PQP-B	1	20-jul-22	20-jul-22	56.860	1.36	Mantenimiento a Subestacion Eléctrica.
PUERTO QUETZAL POWER	PQP-B	1	23-nov-22	23-nov-22	56.860	1.36	Mantenimiento a Subestacion Eléctrica.
PUERTO QUETZAL POWER	PQP-B	1	29-mar-23	29-mar-23	56.860	1.36	Mantenimiento a Subestacion Eléctrica.
SANTA ANA BLOQUE 1	SAA-B1	34	15-ago-22	17-sep-22	24.175	19.73	Mantenimiento mayor a turbogenerador TGC-1, Caldera, subestación y equipos auxiliares.
TÉRMICA I	TER-B1	7	1-ago-22	7-ago-22	7.120	1.20	Por inspección de turbos y mantenimiento a enfriados de aceite.
TÉRMICA I	TER-B2	7	8-ago-22	14-ago-22	6.950	1.17	Por inspección de turbos y mantenimiento a enfriados de aceite.
TÉRMICA II	TER-B3	7	7-nov-22	13-nov-22	15.240	2.56	Por inspección de turbos y mantenimiento a enfriados de aceite.

TÉRMICA II	TER-B4	7	14-nov-22	20-nov-22	15.290	2.57	Por inspección de turbos y mantenimiento a enfriados de aceite.
TÉRMICA I y II	TER-B	7	6-feb-23	12-feb-23	44.600	7.49	Por cambio en cables de sistema eléctrico y PLC's de sistema de control.
TULULÁ BLOQUE 1	TUL-B1	30	4-jul-22	2-ago-22	5.667	4.08	Mantenimiento General Caldera y Turbina.
TULULÁ BLOQUE 4	TUL-B4	30	4-ago-22	2-sep-22	10.186	7.33	Mantenimiento General Caldera y Turbina.

Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Motores de Combustión Interna)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
ENERGÍA DEL CARIBE	LBR 400/230 B	10	10-oct-22	19-oct-22	120.000	28.80	Mantenimiento anual periódico de líneas de transmisión (sección aérea y subterránea)

Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores 2022-abril 2023 (Interconexión)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
AGUACAPA	AGU-H1	30	12-nov-22	11-dic-22	26.580	19.14	Montaje de Compuerta de bloqueo para el desfogue de la Unidad No. 1.
AGUACAPA	AGU-H2	45	14-ene-23	27-feb-23	26.580	28.71	Mantenimiento mayor Unidad No. 2 (Comprende trabajos para el desmontaje, montaje y puesta en servicio de inyectores nuevos "A" y "B" de la Unidad Generadora). Montaje de Compuerta de bloqueo para el desfogue de la Unidad No. 2. Instalación Regulador de Velocidad Unidad No. 2.
AGUACAPA	AGU-H	20	4-mar-23	23-mar-23	79.740	38.28	Montaje de Compuerta de bloqueo para el sistema de evacuación de agua para el enfriamiento primario de la Unidad No. 1. Instalación de seccionadores de las bahías de Pacífico, acoplamiento, servicios auxiliares y seccionadores de barra de la Unidad No. 1, Unidad No. 2 y Unidad No. 3. Instalación de seccionadores de la bahía Pacífico, acoplamiento y servicios auxiliares.
AGUACAPA	AGU-H1	25	4-mar-23	28-mar-23	26.580	15.95	Mantenimiento mayor Unidad No. 1 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", y mantenimiento de Sistemas Auxiliares). Instalación Regulador de Velocidad Unidad No. 1 Mantenimiento a transformador de Bloque U1.

Localidad	Código	Capacidad (MW)	Inicio	Fin	Valor (Q12)	Valor (Q13)	Descripción
AGUACAPA	AGU-H3	45	8-abr-23	22-may-23	26.580	28.71	Mantenimiento mayor Unidad No. 3 (Comprende trabajos para el desmontaje, montaje y puesta en servicio de inyectores nuevos "A" y "B" de la Unidad Generadora). Montaje de Compuerta de bloqueo para el desfogue de la Unidad No. 3. Instalación Regulador de Velocidad Unidad No. 3.
CANDELARIA	CND-H	35	4-may-22	7-jun-22	4.300	3.61	Mantenimiento a Subestación y equipos en casa de máquinas.
CANDELARIA	CND-H	30	18-abr-23	17-may-23	4.400	3.17	Mantenimiento anual a subestación y casa de máquinas.
CHIXOY	CHX-H1	25	12-abr-22	6-may-22	57.497	34.50	Mantenimiento mayor de Unidad Generadora.
CHIXOY	CHX-H5	21	7-may-22	27-may-22	57.402	28.93	Mantenimiento mayor de Unidad Generadora.
CHIXOY	CHX-H1	28	31-ene-23	27-feb-23	57.500	38.64	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares.
CHIXOY	CHX-H2	21	28-feb-23	20-mar-23	57.510	28.99	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares.
CHIXOY	CHX-H3	21	21-mar-23	10-abr-23	56.590	28.52	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares.
CHIXOY	CHX-H4	25	11-abr-23	5-may-23	57.580	34.55	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares.
CHOLOMA	CHO-H	15	14-mar-23	28-mar-23	9.700	3.49	Mantenimiento a Subestación Eléctrica, Casa de máquinas y embalse.
EL CAFETAL	CAF-01	6	2-may-22	7-may-22	8.487	1.22	Mantenimiento mayor a unidades generadoras, pruebas eléctricas y mecánicas. Inspección intermedia a presa y estructuras accesorias según lo requerido por la NSP. Mantenimiento general de presa. Mantenimiento y pruebas eléctricas y mecánicas a transformador elevador e interruptor de potencia de subestación elevadora y de switcheo. Mantenimiento de línea, Chapeo, poda, limpieza de aisladores.

HIDROELÉCTRICA LA PERLA	HLP-H	6	16-may-22	21-may-22	3.700	0.53	<ul style="list-style-type: none"> - Inspección intermedia a presa y estructuras accesorias según lo requerido por la NSP. - Mantenimiento de equipos de presa y embalse. - Limpieza de presa y embalse. - Mantenimiento mayor a unidad generadora. - Mantenimiento y pruebas eléctricas y mecánicas a transformador elevador. - Mantenimiento de línea de 13.8 kV, chapeo, poda y limpieza de aisladores.
HIDROELÉCTRICA MAXANAL	HMA-H	6	20-feb-23	25-feb-23	2.064	0.30	Limpieza presa y embalse.
HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA	HST-H	7	23-abr-23	29-abr-23	2.058	0.35	Mantenimiento general turbina, generador, subestación, obras civil, pruebas eléctricas, mantenimiento preventivo línea de transmisión interna.
HIDROPOWER SDMM	HHS-H1	20	15-may-22	3-jun-22	2.000	0.96	Mantenimiento mayor a Unidad No. 1.
JURÚN MARINALÁ	JUR-H	25	7-nov-22	1-dic-22	0.000	0.00	Dragado del cauce del río Michatoya para mejorar la capacidad de conducción hidráulica. Por lo que en el horario de 7:00 a 12:00, se requiere el despachando desde compuertas Amatitlán con el caudal máximo de un metro cúbico por segundo.
JURÚN MARINALÁ	JUR-H3	15	11-feb-23	25-feb-23	20.160	7.26	Mantenimiento Mayor Anual de la Unidad
JURÚN MARINALÁ	JUR-H2	15	28-feb-23	14-mar-23	20.130	7.25	Mantenimiento Mayor Anual de la Unidad
JURÚN MARINALÁ	JUR-H1	15	18-mar-23	1-abr-23	20.080	7.23	Mantenimiento Mayor Anual de la Unidad Y cambio de válvula esférica de la unidad No. 1
LA LIBERTAD	LIB-H	8	2-abr-23	9-abr-23	9.554	1.83	Mantenimiento mayor anual de equipo electromecánico y subestaciones.
LAS FUENTES	LFU-H	14	21-nov-22	4-dic-22	14.000	4.70	Limpieza de balsa regulación y revisión turbina.
LAS FUENTES	LFU 69/6A	1	23-nov-22	23-nov-22	14.000	0.34	Limpieza y mantenimiento de aparellaje eléctrico
LAS FUENTES	LFU-69	1	24-nov-22	24-nov-22	14.000	0.34	Limpieza y mantenimiento de aparellaje eléctrico

EL CANADÁ	CAN-H	5	2-dic-22	6-dic-22	45.928	5.51	Inspección de inyectores y rodetes U1 y U2. Limpieza de presa Canadá. Actualización de fibra Óptica.
EL CANADÁ	CAN-H	15	5-mar-23	19-mar-23	45.928	16.53	Mantenimiento general a Subestación 69 kV Santa María y Canadá; Mantenimiento a línea de transmisión; Dragado de embalse; Pruebas eléctricas a generadores U1 y U2.
EL CÓBANO	AGUCBN13	31	15-mar-23	14-abr-23	10.000	7.44	Cambio de transformador 13.8 Kv/230 kV, punto entrega El Cobano y servicios auxiliares Aguacapa.
EL CÓBANO	CBN 13/6.6A	6	15-mar-23	20-mar-23	10.000	1.44	Mantenimiento general de transformador.
EL CÓBANO	CBN-H1	10	15-mar-23	24-mar-23	10.000	2.40	Mantenimiento general Unidad No. 1.
EL CÓBANO	CBN-H2	10	15-mar-23	24-mar-23	10.000	2.40	Mantenimiento general Unidad No. 2.
EL MANANTIAL 1	MNL-01	14	7-nov-22	20-nov-22	3.450	1.16	Mantenimiento anual para la limpieza del embalse Cuache.
EL MANANTIAL 2	MNL-02	14	21-nov-22	4-dic-22	22.951	7.71	Mantenimiento anual para la limpieza del embalse Ocosito.
EL MANANTIAL 3	MNL-03	14	21-nov-22	4-dic-22	0.437	0.15	Mantenimiento anual para la limpieza del embalse Viña.
EL MANANTIAL 4	MNL-04	14	7-nov-22	20-nov-22	16.103	5.41	Mantenimiento anual para la limpieza del embalse Montebello.
EL PORVENIR	POR-H	15	3-may-22	17-may-22	2.146	0.77	Mantenimiento preventivo semestral y Cambio de transformador en subestación 69/13.8 KV
EL PORVENIR	POR-H	12	28-nov-22	9-dic-22	2.150	0.62	Mantenimiento preventivo semestral, incluye mantenimiento de la Subestación con duración de 2 días.
EL SALTO MARINALÁ	HSM-H3	6	11-feb-23	16-feb-23	1.000	0.14	Mantenimiento Anual Mayor a Turbina, Generador, Transformador y Equipos Auxiliares de Unidad 3.
EL SALTO MARINALÁ	HSM-H2	6	20-feb-23	25-feb-23	2.000	0.29	Mantenimiento Anual Mayor a Turbina, Generador, Transformador y Equipos Auxiliares de Unidad 2.

EL SALTO MARINALÁ	HSM-H	4	9-mar-23	12-mar-23	5.000	0.48	Mantenimiento a Barra de 13.8 kV, transformador de servicios auxiliares, seccionadores del poste de Acometida y Limpieza de Presas y Desarenador.
EL SALTO MARINALÁ	HSM-H1	6	9-mar-23	14-mar-23	2.000	0.29	Mantenimiento Anual Mayor a Turbina, Generador, Transformador y Equipos Auxiliares de Unidad 1.
FINCA LORENA	FLO-H	3	1-mar-23	3-mar-23	4.200	0.30	Se realizarán trabajos de mantenimiento Mecánico, Eléctrico e Hidráulico en Casa de Máquinas, Subestación y Boca Toma.
HIDROAGUNA	HAG-H	5	17-may-22	21-may-22	2.000	0.24	Mantenimiento a embalse y equipo electromecánico.
HIDROAGUNA	HAG-H	5	13-jun-22	17-jun-22	2.000	0.24	Limpieza de embalse
HIDROAGUNA	HAG-H	5	23-jul-22	27-jul-22	2.000	0.24	Mantenimiento a Equipo electromecánico.
HIDROAGUNA	HAG-H	5	23-ago-22	27-ago-22	2.000	0.24	Mantenimiento a Embalse.
HIDROAGUNA	HAG-H	5	4-oct-22	8-oct-22	2.000	0.24	Mantenimiento a Equipo electromecánico.
HIDROAGUNA	HAG-H	8	12-nov-22	19-nov-22	2.000	0.38	Limpieza de embalse.
HIDROAGUNA	HAG-H	5	23-ene-23	27-ene-23	2.000	0.24	Mantenimiento de Equipo electromecánico.
HIDROAGUNA	HAG-H	5	20-mar-23	24-mar-23	2.000	0.24	Limpieza de embalse.
HIDROELÉCTRICA EL SALTO	SAL-H1	20	2-may-22	21-may-22	1.790	0.86	Puesta en servicio de Válvula mariposa para la planta.
HIDROELÉCTRICA EL SALTO	SAL-H2	93	2-nov-22	2-feb-23	1.790	4.00	Mantenimiento y reparación del grupo turbina generador y sus equipos auxiliares de la Unidad No. 2.
HIDROELÉCTRICA EL SALTO	SAL-H	36	7-ene-23	11-feb-23	3.580	3.09	Mantenimiento mayor anual de la planta.
HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	HGY-H	15	21-feb-23	7-mar-23	2.900	1.04	Mantenimiento de Embalse, subestación y casa de máquinas.
HIDROELÉCTRICA KAPLAN CHAPINA	HKC-H	15	5-dic-22	19-dic-22	1.702	0.61	Mantenimiento mayor de turbina y generador por fabricante.

LAS VACAS	LVA-H	6	23-may-22	28-may-22	41.219	5.94	Limpieza, mantenimiento de embalse y equipo electromecánico.
LAS VACAS	LVA-H	12	4-jul-22	15-jul-22	41.219	11.87	Limpieza, mantenimiento de embalse y equipo electromecánico.
LAS VACAS	LVA-H	6	22-ago-22	27-ago-22	41.219	5.94	Limpieza de embalse
LAS VACAS	LVA-H	6	12-sep-22	17-sep-22	41.219	5.94	Limpieza, mantenimiento de embalse y equipo electromecánico.
LAS VACAS	LVA-H	6	24-oct-22	29-oct-22	41.219	5.94	Limpieza de embalse
LAS VACAS	LVA-H	6	14-nov-22	19-nov-22	41.219	5.94	Limpieza, mantenimiento de embalse y equipo electromecánico
LAS VACAS	LVA-H	6	12-dic-22	17-dic-22	41.219	5.94	Limpieza, mantenimiento de embalse y equipo electromecánico
LAS VACAS	LVA-H	6	23-ene-23	28-ene-23	41.219	5.94	Limpieza de embalse
LAS VACAS	LVA-H	6	13-mar-23	18-mar-23	41.219	5.94	Limpieza de embalse
LAS VACAS	LVA-H	6	24-abr-23	29-abr-23	41.219	5.94	Limpieza de embalse
LOS ESCLAVOS	LES-H	21	2-nov-22	22-nov-22	13.460	6.78	Mantenimiento mayor anual preventivo de equipos electromecánicos en casa de máquinas, presa, subestación, cámara de carga, limpieza del embalse y suministro, montaje y puesta en operación de equipo para apertura y cierre de compuertas en presa.
LOS ESCLAVOS	LES-H2	70	13-feb-23	23-abr-23	6.710	11.27	Mantenimiento mayor correctivo a grupo turbina de unidad generadora No. 2.
MATANZAS	MTZ-H	10	11-jun-22	20-jun-22	11.808	2.83	Dragado de presa Matanzas; Cambio de Inyector 2; Pruebas de aislamiento del Generador; Mantenimiento general a Subestación 69 kV Matanzas;
MONTECRISTO	MTO-H	5	29-nov-22	3-dic-22	13.042	1.57	Cambio de válvula mariposa U1. Inspección de Generadores.
MONTECRISTO	MTO-H	15	5-mar-23	19-mar-23	13.042	4.70	Mantenimiento a subestación Montecristo; Mantenimiento a líneas transmisión 69 kV y 13.8 kV; Pruebas eléctricas a generadores U1 y U2.

OXEC	OXE-H	20	8-jun-22	27-jun-22	25.000	12.00	Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en Central Hidroeléctrica Oxec II.
OXEC	OXE-H2	10	28-jun-22	7-jul-22	12.500	3.00	Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina.
OXEC 2	OX2-H3	42	15-abr-22	26-may-22	20.000	20.16	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina
OXEC 2	OX2-H2	42	26-abr-22	6-jun-22	20.000	20.16	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina
OXEC 2	OX2-H	2	8-jun-22	9-jun-22	60.000	2.88	Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en Central Hidroeléctrica Oxec II.
PALÍN II	PAL-H1	96	1-mar-22	4-jun-22	2.110	4.86	Mantenimiento y reparación del grupo turbina generador de la unidad No. 1 de la Planta Palín II.
PALÍN II	PAL-H2	38	18-abr-22	25-may-22	4.222	3.85	Mantenimiento mayor anual de las Unidad No. 2 Reparación cimientto del muro del desarenador de la presa de Palín II.
PALÍN II	PAL-H	38	18-abr-23	25-may-23	4.220	3.85	Mantenimiento mayor anual de la Unidad 1 y 2.
PALO VIEJO	PVI-H	4	30-nov-22	3-dic-22	88.192	8.47	Inspección y/o reparación de canales de conducción de agua; Inspección de Rodetes y Generadores U1 y U2.
PALO VIEJO	PVI-H	8	15-abr-23	22-abr-23	88.192	16.93	Reparación de canales de conducción de agua; Inspección de geomembrana en embalse; Pruebas eléctricas a los generadores U1 y U2; Pruebas y Calibración de protecciones; Mantenimiento a Subestación Uspantan; Inspección de cilindros válvula esférica; Inspección de Turbinas U1 y U2.

PANÁN	PNA-H	5	22-ene-23	26-ene-23	7.522	0.90	Limpieza de generador, revisión de rodamientos, ajustes de alavés de turbina, calibraciones a las protecciones del generador, Limpieza de sedimentos del embalse, revisión de compuertas abatibles, calibración de los relevadores equipos de protección SEL, limpieza a toda la estructura, mediciones eléctricas a los equipos.
PASABIÉN	PAS-H	21	25-abr-22	15-may-22	12.000	6.05	Mantenimiento Anual.
PASABIÉN	PAS-H1	7	14-nov-22	20-nov-22	6.301	1.06	Revisión y limpieza de unidades.
PASABIÉN	PAS-H2	7	21-nov-22	27-nov-22	6.301	1.06	Revisión y limpieza de unidades.
PASABIÉN	PAS-H	21	24-abr-23	14-may-23	12.000	6.05	Mantenimiento Anual.
POZA VERDE	PVE-H3	15	10-may-22	24-may-22	2.963	1.07	Cambio de estator de Unidad No. 3 y mantenimiento de generador.
POZA VERDE	PVE-H2	15	23-may-22	6-jun-22	2.963	1.07	Mantenimiento mayor de Generador No. 2.
POZA VERDE	PVE-H2	15	7-nov-22	21-nov-22	2.963	1.07	Mantenimiento de transformador elevador de Unidad No. 2.
POZA VERDE	PVE-H	7	8-nov-22	14-nov-22	8.889	1.49	Mantenimiento mayor de embalse.
RAAXHÁ	RAA-H2	9	23-abr-22	1-may-22	2.500	0.54	Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina.
RECREO	REC-H1	5	19-nov-22	23-nov-22	13.500	1.62	Revisión de Rodete tipo Pelton y reparación en sitio, según sea necesario.
RECREO	REC-H2	5	3-dic-22	7-dic-22	13.500	1.62	Revisión de Rodete tipo Pelton y reparación en sitio, según sea necesario.
RECREO	REC-H	15	25-feb-23	11-mar-23	25.309	9.11	Mantenimiento general a la presa, en casa de máquinas a los grupos turbina-generador 1 y 2, servicios auxiliares, transformadores y equipos de subestación elevadora, equipos en Subestación San Martín y línea 69 kV.
RECREO 2	RC2-H1	5	19-nov-22	23-nov-22	12.000	1.44	Revisión de Rodete tipo Francis y reparación en sitio, según sea necesario.

RECREEO 2	RC2-H1	5	19-nov-22	23-nov-22	12.000	1.44	Revisión de Rodete tipo Francis y reparación en sitio, según sea necesario.
RECREEO 2	RC2-H2	5	3-dic-22	7-dic-22	12.000	1.44	Revisión de Rodete tipo Francis y reparación en sitio, según sea necesario.
RECREEO 2	RC2-H	30	25-feb-23	26-mar-23	21.985	15.83	Mantenimiento general al área de toma, tanque de carga y entrada al túnel, grupos turbina-generador 1 y 2, servicios auxiliares, transformador y equipos de subestación elevadora, Subestación Las Victorias y línea 69 kV.
RENACE	REN-H1	30	2-may-22	31-may-22	22.000	15.84	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE	REN-H3	10	6-may-22	15-may-22	22.000	5.28	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE	REN-H	10	16-may-22	25-may-22	66.000	15.84	Mantenimiento a embalse y equipos auxiliares.
RENACE	REN-H2	10	24-may-22	2-jun-22	22.000	5.28	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 2	RE2-H3	10	25-abr-22	4-may-22	28.500	6.84	Revisión y ajustes de equipos electromecánicos
RENACE 2	RE2-H2	10	6-mar-23	15-mar-23	27.500	6.60	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 2	RE2-H	15	20-mar-23	3-abr-23	114.000	41.04	Mantenimiento a equipos auxiliares.
RENACE 2	RE2-H4	10	20-mar-23	29-mar-23	27.500	6.60	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 2	RE2-H1	10	27-mar-23	5-abr-23	27.500	6.60	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 2	RE2-H3	10	10-abr-23	19-abr-23	27.500	6.60	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 3	RE3-H3	14	25-abr-22	8-may-22	22.000	7.39	Revisión y ajustes de equipos electromecánicos.
RENACE 3	RE3-H2	15	6-mar-23	20-mar-23	22.000	7.92	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 3	RE3-H	15	20-mar-23	3-abr-23	66.000	23.76	Mantenimiento a equipos auxiliares.
RENACE 3	RE3-H1	15	20-mar-23	3-abr-23	22.000	7.92	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.

RENACE 3	RE3-H3	15	10-abr-23	24-abr-23	22.000	7.92	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 4	RE4-H	10	9-may-22	18-may-22	55.000	13.20	Mantenimiento a equipos auxiliares.
RENACE 4	RE4-H1	10	9-may-22	18-may-22	27.000	6.48	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 4	RE4-H2	10	19-may-22	28-may-22	27.000	6.48	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 4	RE4-H1	10	5-dic-22	14-dic-22	27.000	6.48	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RENACE 4	RE4-H2	10	15-dic-22	24-dic-22	27.000	6.48	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
RIO BOBOS	RBO-H	10	2-may-22	11-may-22	10.000	2.40	Mantenimiento Mayor programado para la Central de Hidroeléctrica Rio Bobos, mantenimiento a Generador, mantenimiento a embalse, mantenimiento de servicios auxiliares.
RIO BOBOS	RBO-H	5	27-jun-22	1-jul-22	10.000	1.20	Mantenimiento de Embalse y equipos auxiliares.
RIO BOBOS	RBO-H1	5	1-ago-22	5-ago-22	10.000	1.20	Mantenimiento a Generador y Turbina.
RIO BOBOS	RBO-H	5	5-sep-22	9-sep-22	10.000	1.20	Limpieza de embalse.
RIO BOBOS	RBO-H	10	17-oct-22	26-oct-22	10.000	2.40	Limpieza de embalse y auxiliares
RIO BOBOS	RBO-H	5	26-nov-22	30-nov-22	10.000	1.20	Mantenimiento de turbina.
RIO BOBOS	RBO-H1	5	26-dic-22	30-dic-22	10.000	1.20	Mantenimiento a generador.
RIO BOBOS	RBO-H	5	1-feb-23	5-feb-23	10.000	1.20	Limpieza de embalse.
RIO BOBOS	RBO-H	5	27-mar-23	31-mar-23	10.000	1.20	Limpieza de embalse.
RIO BOBOS	RBO-H1	5	27-abr-23	1-may-23	10.000	1.20	Mantenimiento a turbina y generador.
SAN ISIDRO	SIS-H	10	11-jun-22	20-jun-22	3.421	0.82	Dragado de canal de conducción Chilascó; Reemplazo fibra óptica Casa de máquinas San Isidro- Casa de máquinas Matanzas; Pruebas eléctricas a transformadores de potencia.
SANTA MARÍA	SMA-H3	7	24-oct-22	30-oct-22	2.010	0.34	Mantenimiento Preventivo Semestral de la Unidad.

SANTA MARÍA	SMA-H2	19	2-nov-22	20-nov-22	2.010	0.92	Mantenimiento Preventivo Semestral de la Unidad.
SANTA MARÍA	SMA-H1	7	21-nov-22	27-nov-22	2.010	0.34	Mantenimiento Preventivo Semestral de la Unidad.
SANTA MARÍA	SMA-H	36	12-feb-23	19-mar-23	6.030	5.21	Mantenimiento Preventivo anual del embalse.
SANTA MARÍA	SMA-H3	7	20-feb-23	26-feb-23	2.010	0.34	Mantenimiento Preventivo Semestral de la Unidad.
SANTA MARÍA	SMA-H1	7	20-mar-23	26-mar-23	2.010	0.34	Mantenimiento Preventivo Semestral de la Unidad.
SANTA MARÍA	SMA-H2	33	27-mar-23	28-abr-23	2.010	1.59	Mantenimiento Preventivo Mayor de la Unidad.
SANTA TERESA	STS-H	10	10-oct-22	19-oct-22	16.200	3.89	Mantenimiento a equipos auxiliares.
SANTA TERESA	STS-H1	10	10-oct-22	19-oct-22	8.200	1.97	Mantenimiento a unidad para revisión de equipos.
SANTA TERESA	STS-H2	30	17-oct-22	15-nov-22	8.200	5.90	Mantenimiento de unidad para revisión de equipos
SECACAO	SEC-H	35	4-may-22	7-jun-22	16.400	13.78	Mant. Sub. Interconexión, Embalse, Equipos en casa de máquinas.
SECACAO	SEC-H	30	18-abr-23	17-may-23	16.400	11.81	ETCEE se coordinará apertura de la sub. Telemán para realizar trabajos de mto. en la subestación.
VISIÓN DE ÁGUILA	VDA-H1	9	4-may-22	12-may-22	1.500	0.32	Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina.
VISIÓN DE ÁGUILA	VDA-H	3	13-may-22	15-may-22	2.000	0.14	Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en Central Hidroeléctrica Visión de Águila.
VISIÓN DE ÁGUILA	VDA-H2	10	16-may-22	25-may-22	0.500	0.12	Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina.
XACBAL	XAC-H2	60	22-mar-22	20-may-22	50.000	72.00	Mantenimiento preventivo unidad 2, equipos de medición, transformador de potencia y campo de unidad 2 en la subestación.

XACBAL	XAC-H	15	12-dic-22	26-dic-22	100.000	36.00	Mantenimiento dragado del embalse de la presa derivadora
XACBAL	XAC-H1	15	18-mar-23	1-abr-23	50.000	18.00	Mantenimiento preventivo grupo turbogenerador 1
XACBAL	XAC-230	4	31-mar-23	3-abr-23	100.000	9.60	Mantenimiento preventivo subestación Xacbal 230kV/34.5kV
XACBAL	XAC-H2	15	2-abr-23	16-abr-23	50.000	18.00	Mantenimiento preventivo grupo turbogenerador 2
XACBAL DELTA	XAD-H	61	6-mar-22	5-may-22	58.400	85.50	Mantenimiento mitigacion efectos ETA/IOTA.
XACBAL DELTA	XAD-H	15	12-dic-22	26-dic-22	58.400	21.02	Mantenimiento preventivo Presa Delta
XACBAL DELTA	XAD-H1	15	23-ene-23	6-feb-23	29.200	10.51	Mantenimiento preventivo grupo turbogenerador 1
XACBAL DELTA	XAD-H2	15	7-feb-23	21-feb-23	29.200	10.51	Mantenimiento preventivo grupo turbogenerador 2
XACBAL DELTA	XAD-230	4	31-mar-23	3-abr-23	58.400	5.61	Mantenimiento preventivo subestación Delta 230kV

Tabla 26 Programa de mantenimientos mayores mayo 2022-abril 2023 (Hidroeléctrica)

2.9.2. MANTENIMIENTOS ETCEE

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Guatemala Norte, Banco de Capacitores 1 y 2 de 69 kV	7	14-nov-22	1-nov-22	21-mar-23	Cambio de celdas capacitivas
Guatemala Sur, Banco de Transformación No.1 de 138/69 kV	5	21-abr-23	14-abr-23	13-oct-23	Cambio de transformadores de potencia
Guatemala Sur, Banco de Transformación No. 2 de 138/69 kV	5	28-abr-23	21-abr-23	21-oct-23	Cambio de transformadores de potencia
Guatemala Este, Banco de Transformación No. 2 de 230/69 kV	4	18-jul-22	4-may-22	24-oct-22	Mantenimiento a cambiadores de tap del banco de transformación.
Mantenimiento 20 años a las GIS, Subestacion Tactic	35	14-nov-22	4-sep-22	6-mar-23	Mantenimiento de los 20 años a los modulos GIS en la Subestacion Tactic.
Mantenimiento a sistemas de control a las GIS, Subestacion Tactic	35	14-nov-22	4-sep-22	6-mar-23	Mantenimiento al cambio de la configuracion de las tarjetas DBC
Subestación El Progreso; Línea de transmisión: El Progreso – Ipala.	4	11-oct-22	9-ago-22	5-dic-22	Mantenimiento de media vida del interruptor y su respectivo mecanismo de operación, del sistema oriental.
Subestación Ipala; Línea de transmisión: Ipala – El Progreso.	4	18-oct-22	16-ago-22	12-dic-22	Mantenimiento de media vida del interruptor y su respectivo mecanismo de operación, del sistema oriental.
Subestación Ipala; Línea de transmisión: Ipala – Rio Grande.	4	25-oct-22	23-ago-22	19-dic-22	Mantenimiento de media vida del interruptor y su respectivo mecanismo de operación, del sistema oriental.
Subestación Sayaxché; Línea de transmisión: Sayaxché – Chisec.	4	1-nov-22	30-oct-22	26-dic-22	Mantenimiento de media vida del interruptor y su respectivo mecanismo de operación, del sistema oriental.
Sub. Puerto Barrios, Banco de Transformación No.1 de 69 kV/13.8 kV	10	2-ago-22	10-may-22	16-oct-22	Reparación de Fuga de aceite en uno de los radiadores y Regeneración del aceite mineral del transformador
Mantenimiento a interruptor de potencia 138 kV salida a Pasaco en Moyuta	4	18-feb-22	19-nov-21	25-mar-22	Reparación de mecanismos de apertura y cierre de las 3 fases
Mantenimiento a interruptor de potencia 138 kV salida a Jutiapa en Moyuta	4	4-mar-22	4-feb-22	22-abr-22	Reparación de mecanismos de apertura y cierre de las 3 fases
Mantenimiento 10 años a las GIS, Subestacion Brillantes	27	12-oct-22	10-jul-22	5-dic-22	Mantenimiento de los 10 años a los modulos GIS en la Subestacion Brillantes

Subestación	Voltaje	Capacidad(MVA)	Previsión Puesta en Servicio	Fecha mas tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Escuintla I	230/69/13.8	100	nov-22	Escuintla I	230/69/13.8
Guatemala Sur, Banco de Transformación No. 1	138/69/13.2	105	abr-23	Guatemala Sur, Banco de Transformación No. 1	138/69/13.2
Guatemala Sur, Banco de Transformación No. 2	138/69/13.2	105	abr-23	Guatemala Sur, Banco de Transformación No. 2	138/69/13.2
Guatemala Sur, Reserva Bancos 1 y 2	138/69/13.2	35	oct-23	Guatemala Sur, Reserva Bancos 1 y 2	138/69/13.2
Xela	69/13.8kV	20/28	jun-22	Xela	69/13.8kV
La Esperanza	69/13.8kV	20/28	jul-22	La Esperanza	69/13.8kV
Coatepeque	69/13.8kV	20/28	ago-22	Coatepeque	69/13.8kV

Tabla 27 Mantenimiento de transformadores ETCEE

Origen	Destino	Voltaje	Capacidad inicial(MVA)	Final (MVA)	Fecha
Ixpanpajul No. 2	Coban	69/34.5kV	5/7	10/14	may-22
Ixtahuacan	San Julian	69/13.8 kV	5/7	10/14	abr-22
La Maquina	Quezaltepeque	69/13.8 kV	2.5	5/6.25	may-22
Xela	Retalhuleu	69/13.8 kV	10/14	20/28	sep-22

Tabla 28 Rotación de Transformadores ETCEE

Campo	Voltaje	Capacidad	Km. Línea	Fecha estimada de puesta en operación
Camotán en SE Rio Grande	69 kV	---	---	mar-23
Jalapa en SE Rio Grande	69 kV	---	---	mar-23
Rio Grande en SE Jalapa	69 kV	---	---	mar-23

Tabla 29 Nuevos Campos en subestaciones ETCEE

Equipo	Voltaje(kV)	Capacidad(MVAR)	Previsión de Puesta en Servicio
Guatemala Norte	230	20	oct-22

Tabla 30 Compensación Reactiva ETCEE

2.9.3. MANTENIMIENTOS TRELEC

Equipo	↕	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha Temprana de Comienzo	Fecha Preferida de Comienzo	Fecha Tardía de Comienzo	Motivo del mantenimiento
El Sitio, subestación 69kV		2	31-ago-22	25-sep-22	28-oct-22	Puesta en Operacion Comercial El Sitio
Palín TRELEC - Palín ETCEE 69 kV (Palín - San Gaspar 69 kV)		2	30-jun-22	10-ago-22	28-sep-22	ampliación de la subestación PALESTINA y puesta en operación comercial
La Castellana, subestación 69kV		2	30-jun-22	28-jul-22	27-ago-22	Puesta en operación Comercial La Castellana
Guadalupe (barra II) - Los Proceres 69 kV		10	28-dic-22	4-ene-23	11-ene-23	Cambio de conductor línea Guadalupe - Próceres
Santa Isabel 230/13.8 kV		2	26-feb-22	7-may-22	13-ago-22	Mantenimiento General de equipos de subestación
S/E Santa Isabel 69 kV		2	26-feb-22	7-may-22	13-ago-22	Mantenimiento General a equipos de subestacion
Guatemala Norte - Guatemala 2		2	25-jun-22	21-jul-22	22-ago-22	Puesta en operación comercial nodos Incinate
Guatemala Norte - Guatemala 3		2	25-jun-22	21-jul-22	22-ago-22	Puesta en operación comercial nodos subestación Incinate
Subestación Guadalupe		2	19-nov-22	26-nov-22	3-dic-22	Aumento de capacidad de transformación
Milagro 69kV		2	19-nov-22	26-nov-22	3-dic-22	Aumento de capacidad de Transformación
Mixco - San Lucas 69 kV		7	15-mar-22	1-abr-22	15-abr-22	Sustitución de estructuras
Los Lirios 69/13.8 kV 10/13 MVA Transformador # 1		7	13-jun-22	11-jul-22	8-ago-22	Traslado de Gabinetes PCYM
La Vega II 230/69/13.8 kV 150 MVA		2	11-sep-22	13-nov-22	17-dic-22	Mantenimiento General a subestación Equipos TRELEC
Rodríguez Briones, transformador 69/13.8kV		2	10-dic-22	17-dic-22	7-ene-23	Aumento de capacidad de transformación
Guanagazapa 138 kV		2	9-oct-22	30-oct-22	18-dic-22	Mantenimiento general a subestación
Ciudad Quetzal, transformador 69/13.8kV		2	7-ene-23	14-ene-23	21-ene-23	Aumento de capacidad de transformación
Costa Linda 230/13.8 kV 25/37.5 MVA		2	5-mar-22	4-jun-22	10-sep-22	Mantenimiento General a subestación
Pasaco 138/13.8 kV 14 MVA		2	2-oct-22	30-oct-22	18-dic-22	Mantenimiento general a subestación
Augusto Palma, subestación 69kV		2	2-may-22	2-jun-22	29-jun-22	Puesta en operación Comercial ampliación en subestación Augusto Palma
Guatemala Norte - Guadalupe 1 69 kV		2	2-may-22	31-may-22	29-jun-22	Puesta en operación Comercial nodo Incinate
Guatemala Norte - Guadalupe 2 69kV		22	2-may-22	31-may-22	22-ago-22	Repotencia de líneas

Tabla 31 Mantenimientos TRELEC

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)
Sector Industrial	30-jun-22
Incienso /Ampliación Gsur/ Línea 230 kV	30-jun-22
Ampliación de la SE La Castellana	30-jun-22
NSE Incinate	30-jun-22
Ampliación SE Palestina	30-jun-22
Ampliación de la SE Sitio	31-ago-22
Nueva SE Cabañas	31-jul-22
Ampliación de la subestación GuateOeste 69/230kV.	7-abr-23
Segundo transformado Rodriguez Briones 69/13.8 kV de 14 MVA	13-dic-22
Reemplazo transformador en Montecristo 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	4-abr-23
Reemplazo transf. Arrazola 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA y Normalización	15-mar-23
Segundo transformador Guadalupe 69/13.8 kV de 28 MVA.	28-nov-22
Segundo transformador Ciudad Quetzal de 14MVA	12-ene-23
Segundo transformador Villa Lobos 69/13.8 kV de 14 MVA	27-ene-23
Segundo transformador Santa Lucia 69/13.8 kV de 14 MVA.	28-nov-22
Reemplazo transformador Milagro 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	28-nov-22
Línea Monte Cristo-Rodriguez Briones 69kV (7 km)	4-abr-23
Línea Arrazola-Guate Este 69kV (7km)	15-mar-23
Reconductorado Castellana-El Sitio 69 kV (2.2 km)	4-ene-23
Validación reconductorado El Sitio- Incienso 69 kV (2.7 km)	4-ene-23
Reconductorado Guadalupe-Próceres 69 kV (1.71km)	4-ene-23
Reconductorado LT nueva Incinate - Guate Norte 69 kV (3km)	25-ene-23
Reconductorado Laguna-San Miguel Petapa 69 kV (13.07km)	44951

Tabla 32 Ampliaciones a la red TRELEC

2.1.1. MANTENIMIENTOS TREO

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha Temprana de Comienzo	Fecha Preferida de Comienzo	Fecha Tardía de Comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestacion Covadonga 230 kV	4	21-mar-23	26-mar-23	31-mar-23	Mantenimiento Mayor de Subestación Covadonga, Pruebas a Equipos
La Esperanza - Huehuetenango 2, 230 kV	4	21-mar-23	26-mar-23	31-mar-23	Mantenimiento Mayor de Subestación Esperanza, Pruebas a Equipos
Subestación Huehuetenango II TREO	4	21-mar-23	26-mar-23	31-mar-23	Mantenimiento Mayor de Subestación Huehuetenango II, Pruebas a Equipos

Tabla 33 Mantenimientos TREO

2.1.2. MANTENIMIENTOS TRANSMISORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Chixoy II, subestación 230 kV	15	20-feb-23	6-mar-23	10-abr-23	Pruebas electricas CTs y PT´s y Transformadores, Por ser configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia.
Uspantán, Subestación 230 kV	9	15-feb-23	1-mar-23	3-abr-23	Pruebas electricas CTs y PT´s y Transformadores, Por ser configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Chixoy II, subestación 230 kV	10	9-may-22	6-jun-22	4-jul-22	Calibracion de relevadores de Proteccion, Por ser configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia.
Uspantán, Subestación 230 Kv	5	2-may-22	1-jun-22	1-jul-22	Calibracion de relevadores de Proteccion, Por ser configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia

Tabla 34 Mantenimientos Transmisora de Energía Renovable

2.1.3. EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED, S.A.

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento	Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo
Reactor 20 MVAR Panaluya 13.8 kV	1	13-mar-23	20-mar-23	27-mar-23	Limpieza de aisladores de equipos, engrase a partes móviles, re apriete de conexiones alta tensión, mantenimiento de paneles, pruebas de Pararrayos, transformadores de medición, seccionadores, interruptor y reactor	Reactor 20 MVAR Panaluya 13.8 kV	1	13-mar-23
La Entrada - Panaluya 230 kV	1	12-mar-23	19-mar-23	26-mar-23	Bahías La Entrada y Medio Limpieza de aisladores del lado de la línea y barra 2, apriete de conectores de barras, pruebas de transformadores de medición línea La entrada (Se requiere apertura de líneas a san Agustín y la Entrada el primer día y a la Entrada el segundo).	La Entrada - Panaluya 230 kV	1	12-mar-23
Panaluya - San Agustín 230 kV	1	11-mar-23	18-mar-23	25-mar-23	Bahías san Agustín, La Entrada y Medio Limpieza de aisladores del lado de las líneas, de barra 1 y barra 2, apriete de conectores de barras, pruebas de transformadores de medición línea La entrada	Panaluya - San Agustín 230 kV	1	11-mar-23

Guatemala Norte - San Agustín 230 kV	1	9-mar-23	16-mar-23	23-mar-23	Limpieza de aisladores del lado de la línea, de barra 1 y barra 2, apriete de conectores de barra (Guatemala Norte - San Agustín 230 kV	1	9-mar-23
Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 1	1	5-mar-23	12-mar-23	19-mar-23	Limpieza de aisladores del lado de la línea, de barra de transferencia, apriete conectores barra principal (Trabajo a efectuar en vivo).	Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 1	1	5-mar-23
La Entrada - Panaluya 230 kV	1	6-nov-22	13-nov-22	20-nov-22	Pruebas operativas de alarmas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad en la información	La Entrada - Panaluya 230 kV	1	6-nov-22
Panaluya - San Agustín 230 kV	1	5-nov-22	12-nov-22	19-nov-22	Pruebas operativas de alarmas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad en la información	Panaluya - San Agustín 230 kV	1	5-nov-22
Reactor 20 MVAR Panaluya 13.8 kV	1	4-nov-22	11-nov-22	18-nov-22	Prueba al esquema de protecciones y alarmas del Reactor	Reactor 20 MVAR Panaluya 13.8 kV	1	4-nov-22
Guatemala Norte - San Agustín 230 kV	1	3-nov-22	9-nov-22	18-nov-22	Pruebas operativas de alarmas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad en la información	Guatemala Norte - San Agustín 230 kV	1	3-nov-22
Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 1	1	17-oct-22	24-oct-22	31-oct-22	Pruebas operativas de alarmas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad en la información	Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 1	1	17-oct-22

Tabla 35 Mantenimientos Empresa Propietaria de la Red

2.1.4. MANTENIMIENTOS ORAZUL TRANSMISIÓN

Tabla 36 Mantenimientos Orazul Energy Guatemala TRANSCO

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestación Arizona 230kV	1	13-nov-22	27-nov-22	11-dic-22	Mantenimiento anual de la subestacion
San Joaquín, subestación 230kV	1	6-nov-22	20-nov-22	4-dic-22	Mantenimiento anual de la subestacion

2.1.5. MANTENIMIENTOS TRECSCA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Panzos - Tactic 230 kV	1	21-mar-23	5-abr-23	20-abr-23	Mantenimiento a la línea y bahía GIS
Chixoy II - San Agustín 230 kV	1	14-mar-23	29-mar-23	13-abr-23	Mantenimiento a la línea y bahía
Chixoy II, subestación 230 kV	2	12-mar-23	27-mar-23	11-abr-23	Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV
Morales - Panaluya 230 kV	1	28-feb-23	15-mar-23	30-mar-23	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos
					Alternadamente.
					Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV
Panaluya, barra 230kV	2	26-feb-23	13-mar-23	28-mar-23	Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV

Ahuachapan - La Vega II 230 kV	1	13-feb-23	28-feb-23	15-mar-23	Mantenimiento a la línea y bahía
La Vega II - San Antonio el Sitio 230 kV	1	12-feb-23	27-feb-23	14-mar-23	Mantenimiento a la línea y bahía
La Vega II - Moyuta 230 kV	1	9-feb-23	24-feb-23	11-mar-23	Mantenimiento a la línea y bahía
Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 2	1	8-feb-23	23-feb-23	10-mar-23	Mantenimiento a la línea y bahía
Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 1	1	7-feb-23	22-feb-23	9-mar-23	Mantenimiento a la línea y bahía
Subestacion La Vega 230 kV	2	5-feb-23	20-feb-23	7-mar-23	Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV
Pacifico - Palestina 230 kV Ckt. 2	1	23-ene-23	7-feb-23	22-feb-23	Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV
Pacifico - Palestina 230 kV Ckt. 1	1	22-ene-23	6-feb-23	21-feb-23	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos
Línea de Transmisión Pacifico - San Joaquin 230 kV	1	19-ene-23	3-feb-23	18-feb-23	Mantenimiento a la línea y bahía
Aguacapa - Pacifico 230 kV	1	17-ene-23	1-feb-23	16-feb-23	Mantenimiento a la línea y bahía
Alborada - Pacifico 230 kV	1	18-ene-23	1-feb-23	17-feb-23	Mantenimiento a la línea de transmisión y a los equipos de potencia de la bahía Escuintla.
Subestación Pacifico	2	15-ene-23	30-ene-23	14-feb-23	Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV
Huehuetenango II 138 kV	1	18-jun-22	3-jul-22	18-jul-22	Mantenimiento a Equipos de potencia Bahía Huehuetenango 138 kV.
Palin - Palestina 69 kV	1	8-jun-22	23-jun-22	8-jul-22	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos
Palestina 69 kV	1	8-jun-22	23-jun-22	8-jul-22	Mantenimiento Bahía de Acople 69 kV, Barra 1 y Barra2 69 kV
Palestina 230/69/13.8 kV 195 MVA	1	7-jun-22	22-jun-22	7-jul-22	Mantenimiento a Banco de transformadores 230/69/13.8 kV 195 MVA, bahía lado 230 kV, bahía lado 69 kV.

Palestina 230 kV	2	5-jun-22	20-jun-22	5-jul-22	Se trabajarán alternadamente. Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV
Morales, Reactor 30 MVAR	1	21-may-22	5-jun-22	20-jun-22	Mantenimiento a Reactor de Potencia 230 kV 30 MVAR y protecciones de Bahía Reactor 230 kV, Bahía Izabal 230 kV
Morales - Panaluya 230 kV	1	20-may-22	4-jun-22	19-jun-22	Mantenimiento a la línea, Equipos de Potencia y protecciones bahías en ambos extremos
La Ruidosa - Morales 69 kV	1	19-may-22	3-jun-22	18-jun-22	Mantenimiento a la línea, equipos de potencia y protecciones bahías en ambos extremos

Subestacion Covadonga 230 kV	2	2-may-22	17-may-22	1-jun-22	Alternadamente se realizará; Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV, Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV
Panzos - Tactic 230 kV	1	28-abr-22	13-may-22	28-may-22	Mantenimiento a la Línea
Chixoy II - San Agustín 230 kV	1	23-mar-22	7-abr-22	22-abr-22	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV
Chixoy II, subestación 230 kV	2	21-mar-22	5-abr-22	20-abr-22	Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV Se alternaran los trabajos en barras para desenergizarlas individualmente
Subestación Morales 69 kV	1	19-may-22	3-jun-22	18-jun-22	Mantenimiento Equipos de potencia y protecciones Bahía de Acople 69 kV, Barra 1 y Barra 2 69 kV
Morales 230/69 kV 150 MVA	1	18-may-22	2-jun-22	17-jun-22	Mantenimiento a Banco de transformadores 230/69/13.8 kV 150 MVA y protecciones bahía lado 230 kV, bahía lado 69 kV.
Subestación Morales 230 kV	2	16-may-22	31-may-22	16-jun-22	Alternadamente se trabajaran: Mantenimiento a Equipos de potencia y protecciones en Barra 1 230 kV. Mantenimiento a Equipos de potencia y protecciones en Barra 2 230 kV
Covadonga - Uspantán 230 kV	1	4-may-22	19-may-22	3-jun-22	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos y bahía Chiantla.

Tabla 37 Mantenimientos de TRECESA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Magdalena subestación 230kV	1	16-sep-22	1-oct-22	16-oct-22	LT Magdalena - Generación 230 kV. Mantenimiento a equipos de Potencia y Protecciones. Pruebas de acuerdo al SIMERC.
Magdalena Transformador de 230/69kV	1	4-ago-22	19-ago-22	3-sep-22	Mantenimiento a equipos de Potencia y Protecciones. Pruebas de acuerdo al SIMERC.
Magdalena - Siquinalá 230kV	1	19-jul-22	3-ago-22	18-ago-22	Mantenimiento a Equipos de potencia y protecciones bahías Siquinalá
La Union - Madre Tierra 230 kV	1	18-jul-22	2-ago-22	17-ago-22	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos
La Unión, subestación 230kV	2	12-jul-22	27-jul-22	12-ago-22	Alternadamente se trabajará: Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV
Subestación Madre Tierra 230 kV	2	12-jul-22	27-jul-22	12-ago-22	Se trabajará alternadamente: Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV
Madre Tierra - Pantaleon 230 kV	1	11-jul-22	26-jul-22	10-ago-22	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos
La Union - Magdalena 230 kV	1	10-jul-22	25-jul-22	9-ago-22	Mantenimiento a la línea y Equipos de potencia y protecciones bahías en ambos extremos
Magdalena - Santa Ana 230 kV	1	7-jul-22	22-jul-22	6-ago-22	Mantenimiento a la línea y bahías en ambos extremos
Pacífico - Santa Ana 230 kV	1	6-jul-22	21-jul-22	5-ago-22	Mantenimiento a la línea y Equipos de potencia y protecciones bahías en ambos extremos
Magdalena - Pacífico 230kV	1	5-jul-22	20-jul-22	4-ago-22	Mantenimiento a la línea y Equipos de potencia y protecciones bahías en ambos extremos

Subestación Magdalena 230kV	2	3-jul-22	18-jul-22	2-ago-22	Alternadamente se trabajará: Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 1 230 kV Mantenimiento a Equipos de potencia, en Barra 2 230 kV
--------------------------------	---	----------	-----------	----------	---

Tabla 38 Mantenimientos de EEBIS

2.1.6. TRANFOSUR

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha mas temprana de comienzo	Fecha mas tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
San Diego Transformador 230/69kV (Escuintla)	7	26-jun-22	3-jul-22	10-jul-22	Mantenimiento general del transformador.

3. CONCLUSIONES

- 1 Para el periodo mayo de 2022 a abril de 2023, existe la suficiente capacidad instalada para suplir la demanda del Sistema Nacional Interconectado, considerando la garantía de suministro de combustible, según lo informado por los Participantes Productores mediante los informes emitidos por las empresas certificadoras de procesos respecto a instalaciones necesarias y disponibilidad de suministro de combustible para poder generar de forma continua durante todo el Año Estacional.
- 2 Para suplir la demanda de potencia y energía se estima que serán necesarias 1.6 millones de toneladas métricas de carbón, adicionalmente se requerirá 151.428 miles de BBL de bunker por despacho económico y para prestación del servicio de RRO cuya cantidad dependerá de la competitividad de las ofertas realizadas y 277.7 miles de millones de BTU de gas natural nacional.
- 3 La producción de energía hidráulica para este Año Estacional se espera cercana al promedio histórico de 2000 a a2021
- 4 La importación desde México para el periodo se estima en 1020.6 GWh, considerado la metodología de costos declarada por Energía del Caribe.
- 5 La exportación al SER se estima en 1,068 GWh, este monto incluye los Contratos Firmes del MER y las transacciones de oportunidad.
- 6 La exportación al MEM se estima en 31 GWh.

4. ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En el entendido que Energía No Suministrada (ENS), es la porción de la demanda de la energía proyectada para el Año Estacional, que no puede ser atendida por falta de oferta o escasez de los recursos para la producción de energía; se estima que para el periodo de estudio no habrá ENS.

El Mercado Mayorista puede abastecer la demanda local y las exportaciones previstas y con la adición de la oferta de importación desde México se cuentan con márgenes de potencia y energía mayores que estarán disponibles para el cubrimiento de la demanda, garantizando el abastecimiento en el Mercado Mayorista.

5. CÁLCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS

Según lo indicado en la NCC-13, numeral 13.12.1, se presentan de forma indicativa, los bloques de energía mensual correspondientes a las centrales hidroeléctricas, calculados con una probabilidad de excedencia de caudales de 80 % y 95 %.

5.1. Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 80%

MES	AGU-H	CAF-H	CAN-H	CBN-H	CHO-H	CHX-H	CND-H	FLO-H	HAG-H	HCR-H	HCV-H	HGY-H	HIX-H	HKC-H
05/2022	15.461	2.276	10.671	1.552	1.386	169.880	0.308	1.478	1.163	0.739	0.633	0.264	0.341	0.180
06/2022	20.796	3.133	12.916	2.562	3.011	163.080	1.782	2.537	1.197	0.805	0.673	0.437	0.755	0.454
07/2022	20.429	4.232	14.142	2.433	4.252	154.530	2.435	2.353	1.245	0.984	0.681	0.329	0.673	0.432
08/2022	22.171	5.033	12.217	3.024	3.261	120.490	2.741	2.871	1.245	0.930	0.724	0.407	0.642	0.555
09/2022	34.279	5.471	14.898	5.827	3.002	158.760	2.804	3.115	1.437	1.080	0.852	0.592	1.027	0.814
10/2022	32.099	5.019	17.376	4.606	3.081	99.826	2.862	3.219	1.245	1.109	0.854	0.904	0.947	0.821
11/2022	18.690	2.990	11.596	2.228	1.675	136.830	2.432	1.929	1.053	1.026	0.706	0.557	0.584	0.325
12/2022	15.617	2.485	10.836	1.587	1.212	39.075	2.085	1.108	0.827	0.811	0.628	0.355	0.348	0.206
01/2023	13.674	2.317	9.585	1.428	1.591	22.320	1.814	1.536	0.510	0.739	0.608	0.300	0.260	0.200
02/2023	12.255	1.847	8.405	1.297	1.117	20.339	1.433	1.582	0.353	0.524	0.558	0.224	0.185	0.167
03/2023	13.552	1.716	7.952	1.350	1.019	56.793	1.436	1.738	0.308	0.593	0.612	0.203	0.202	0.153
04/2023	13.158	1.075	9.264	1.289	0.716	119.150	1.284	1.723	0.379	0.479	0.585	0.271	0.211	0.144

MES	HLP-H	HMA-H	HHS-H	HPT-H	HSM-H	HST-H	HUV-H	HXO-H	JUR-H	LES-H	LFU-H	LIB-H	LVA-H	MNL-H3
05/2022	0.403	0.445	0.680	1.140	2.148	0.734	0.374	0.596	22.750	2.838	3.123	1.717	8.562	0.028
06/2022	0.824	0.593	1.214	3.235	2.309	0.730	0.747	1.105	23.910	8.033	5.915	3.605	12.313	0.012
07/2022	1.262	0.486	1.219	3.443	2.104	0.735	0.722	1.078	21.810	5.079	7.993	3.469	9.502	0.027
08/2022	1.420	0.491	1.165	3.443	1.822	0.727	0.887	0.993	18.589	4.543	6.691	3.087	10.953	0.012
09/2022	1.330	0.606	1.174	3.332	2.059	0.747	1.251	1.553	19.035	9.406	9.531	4.482	14.505	0.023
10/2022	1.312	0.621	1.284	3.443	1.859	0.757	1.293	1.495	16.611	9.720	9.238	4.823	11.229	0.017
11/2022	1.070	0.457	1.220	2.159	1.337	0.729	0.779	0.809	12.010	2.822	4.452	2.996	5.896	0.047
12/2022	0.819	0.403	1.227	1.276	1.162	0.755	0.520	0.490	10.596	1.976	3.236	1.416	5.674	0.014
01/2023	0.909	0.387	1.225	0.813	1.170	0.755	0.366	0.384	10.735	1.467	2.274	1.239	5.633	0.040
02/2023	0.688	0.340	1.138	0.588	1.087	0.657	0.284	0.290	10.468	1.179	2.092	0.918	4.631	0.042
03/2023	0.728	0.347	1.225	0.627	1.206	0.727	0.282	0.312	11.606	1.206	2.180	0.935	5.350	0.044
04/2023	0.563	0.384	1.161	0.684	1.393	0.680	0.268	0.333	13.344	1.425	2.336	0.771	5.488	0.045

MES	MNL-H1	MNL-H2	MNL-H3	MNL-H4	MTO-H	MTZ-H	OX2-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H2	PVE-H	PVI-H	RAA-H
05/2022	0.208	6.576	0.028	3.646	3.030	1.492	9.368	1.601	0.295	2.052	1.547	0.168	1.994	8.397	1.453
06/2022	0.575	12.410	0.012	7.336	3.668	3.262	20.181	3.595	2.508	4.688	3.121	0.311	3.719	28.447	2.619
07/2022	1.345	15.835	0.027	8.701	4.016	3.919	25.568	7.330	2.290	3.360	2.388	0.233	3.758	46.525	3.628
08/2022	0.715	13.256	0.012	11.632	3.469	4.019	28.443	6.723	1.939	3.213	2.202	0.237	4.064	36.951	3.628
09/2022	2.412	16.046	0.023	11.256	4.230	4.481	28.946	7.241	1.985	4.512	4.165	0.493	5.781	47.136	3.511
10/2022	2.493	16.557	0.017	8.136	4.934	4.867	25.883	8.266	1.757	5.459	4.281	0.523	5.749	51.487	3.628
11/2022	0.447	9.229	0.047	3.252	3.293	3.537	22.643	6.200	1.257	5.025	2.524	0.342	3.049	35.748	3.505
12/2022	0.278	6.788	0.014	2.643	3.077	3.374	15.912	4.039	1.108	3.437	1.664	0.213	2.444	31.655	2.482
01/2023	0.132	4.821	0.040	2.321	2.722	3.339	15.899	4.253	1.122	2.833	1.237	0.162	2.204	23.847	2.839
02/2023	0.100	4.458	0.042	2.063	2.387	2.579	8.963	3.668	1.088	1.880	0.997	0.120	1.818	15.538	2.058
03/2023	0.102	4.639	0.044	2.219	2.258	2.255	8.386	3.141	1.214	2.060	1.011	0.119	1.785	14.956	1.635
04/2023	0.113	4.990	0.045	2.449	2.631	1.733	6.748	2.818	1.390	1.128	0.976	0.112	1.681	11.257	0.948

MES	RBO-H	RE4-H	REC-H	RE2-H	REN-H	RE2-H	RE3-H	SAL-H	SEC-H	SIS-H	SMA-H	STS-H	VDA-H	XAC-H	XAD-H
05/2022	2.130	7.800	8.053	7.690	8.180	15.355	9.561	0.230	1.133	0.773	3.046	1.763	0.049	14.715	9.731
06/2022	2.065	20.344	8.629	8.225	21.384	38.001	24.955	0.466	6.561	1.230	3.632	4.215	0.201	26.677	17.706
07/2022	2.026	22.935	9.392	8.762	28.828	49.423	31.769	0.491	8.963	1.545	4.009	5.780	0.275	33.350	21.938
08/2022	1.939	19.065	8.498	7.947	23.694	41.044	26.363	0.415	10.092	1.546	3.463	5.120	0.299	30.414	20.045
09/2022	2.312	21.847	10.213	9.385	33.634	56.726	35.022	0.486	10.324	1.844	4.214	7.185	0.293	43.065	28.805
10/2022	2.748	25.376	11.174	10.170	39.379	65.149	39.035	0.456	10.539	1.748	4.027	5.780	0.277	48.371	32.734
11/2022	3.319	18.727	8.321	7.866	27.560	49.213	30.691	0.304	8.954	1.305	2.997	5.142	0.674	34.642	23.125
12/2022	4.120	14.925	7.278	6.644	21.994	37.679	23.492	0.269	7.678	1.342	3.099	3.884	0.564	25.385	16.478
01/2023	4.174	12.692	6.620	6.106	19.701	33.090	20.392	0.234	6.679	1.144	2.728	3.278	0.493	23.172	15.516
02/2023	2.690	9.280	5.777	5.335	13.835	23.780	14.837	0.238	5.275	0.862	1.545	2.448	0.400	14.941	9.941
03/2023	3.403	8.255	6.062	2.562	11.130	19.153	12.024	0.293	5.286	0.769	1.124	1.989	0.289	13.067	8.830
04/2023	2.526	6.521	6.408	5.715	9.115	16.024	9.548	0.367	4.727	0.635	2.592	1.701	0.224	11.250	7.503

5.2. Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 95%

MES	AGU-H	CAF-H	CAN-H	CBN-H	CHO-H	CHX-H	CND-H	FLO-H	HAG-H	HCR-H	HCV-H	HGY-H	HIX-H	HKC-H
05/2022	13.144	1.568	8.742	1.302	1.065	169.880	0.308	1.239	1.002	0.644	0.560	0.209	0.261	0.132
06/2022	15.474	2.152	10.803	1.928	2.407	115.050	1.400	1.593	1.197	0.518	0.520	0.314	0.667	0.328
07/2022	16.655	2.967	11.746	1.921	3.359	88.329	2.137	1.482	1.016	0.193	0.459	0.208	0.474	0.249
08/2022	13.085	3.619	8.609	1.940	2.571	62.213	2.543	1.642	1.178	0.571	0.521	0.215	0.380	0.369
09/2022	25.783	4.154	12.134	3.690	1.992	128.370	2.586	2.904	1.437	0.468	0.673	0.374	0.783	0.639
10/2022	26.303	3.906	13.905	3.471	2.252	39.708	2.550	3.219	1.245	0.657	0.642	0.647	0.677	0.571
11/2022	14.481	2.192	9.912	1.772	1.002	65.236	2.109	1.247	0.916	0.704	0.532	0.414	0.516	0.248
12/2022	12.841	1.487	9.342	1.382	0.757	22.430	1.833	0.622	0.665	0.598	0.550	0.253	0.319	0.145
01/2023	12.497	1.678	6.994	1.221	1.223	22.320	1.596	1.253	0.382	0.595	0.557	0.185	0.215	0.148
02/2023	9.974	1.119	6.578	1.139	0.790	20.160	1.266	1.206	0.232	0.444	0.548	0.121	0.144	0.128
03/2023	10.420	1.063	6.395	1.101	0.701	33.494	1.280	1.114	0.216	0.524	0.602	0.101	0.153	0.121
04/2023	10.714	0.614	8.093	1.114	0.464	86.142	1.143	1.143	0.198	0.404	0.568	0.162	0.149	0.113

MES	HLP-H	HMA-H	HHS-H	HPT-H	HSM-H	HST-H	HUV-H	HXO-H	JUR-H	LES-H	LFU-H	LIB-H	LVA-H	MNL-H3
05/2022	0.266	0.398	0.680	0.771	1.782	0.702	0.296	0.516	18.765	2.282	2.635	1.327	7.211	0.023
06/2022	0.539	0.488	1.069	2.429	1.766	0.664	0.397	1.000	18.417	5.331	5.291	3.021	10.028	0.011
07/2022	0.865	0.397	1.056	2.386	1.608	0.687	0.424	0.905	14.865	2.945	6.672	2.619	7.139	0.026
08/2022	0.945	0.423	0.971	2.319	1.421	0.630	0.467	0.809	14.603	2.724	5.992	2.551	8.972	0.000
09/2022	0.857	0.513	1.028	2.877	1.314	0.667	1.178	1.325	12.398	7.126	9.531	3.435	11.452	0.021
10/2022	0.833	0.503	1.175	3.443	1.285	0.685	1.218	1.310	12.065	9.086	7.372	3.358	7.544	0.015
11/2022	0.755	0.322	1.149	1.553	1.088	0.690	0.555	0.671	9.367	2.476	3.733	2.469	4.398	0.039
12/2022	0.533	0.296	1.120	0.914	0.938	0.666	0.448	0.418	8.691	1.467	3.086	1.131	4.948	0.011
01/2023	0.649	0.298	1.167	0.493	0.931	0.696	0.318	0.343	8.863	1.124	2.036	1.062	5.312	0.036
02/2023	0.465	0.262	1.095	0.425	0.839	0.561	0.253	0.246	7.875	0.946	1.975	0.664	4.208	0.038
03/2023	0.430	0.243	1.189	0.413	0.825	0.646	0.235	0.269	8.265	0.981	2.025	0.718	5.124	0.041
04/2023	0.399	0.292	1.055	0.481	1.089	0.558	0.215	0.265	10.156	0.932	2.166	0.601	4.927	0.042

MES	MNL-H1	MNL-H2	MNL-H3	MNL-H4	MTO-H	MTZ-H	OX2-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H2	PVE-H	PVI-H	RAA-H
05/2022	0.185	5.577	0.023	3.128	2.483	1.230	6.740	1.019	0.295	1.560	1.393	0.134	1.632	6.240	1.054
06/2022	0.459	10.864	0.011	6.729	3.068	2.185	16.614	2.295	1.932	3.931	2.644	0.242	2.928	19.861	1.863
07/2022	0.807	13.687	0.026	7.475	3.336	2.585	20.126	6.008	1.560	2.468	1.738	0.167	2.803	35.207	2.844
08/2022	0.618	11.945	0.000	11.632	2.445	2.712	22.226	5.267	1.532	2.234	1.592	0.148	2.925	28.124	3.628
09/2022	2.412	16.046	0.021	11.256	3.446	2.780	21.389	4.781	1.293	2.881	3.439	0.375	4.617	36.433	2.544
10/2022	1.289	13.737	0.015	7.158	3.948	3.159	17.084	4.854	1.266	3.806	3.703	0.461	4.321	37.167	3.512
11/2022	0.363	7.623	0.039	3.038	2.815	2.571	17.612	3.122	0.983	4.022	2.229	0.301	2.495	28.657	2.889
12/2022	0.254	6.445	0.011	2.517	2.653	2.459	11.895	1.832	0.912	2.230	1.523	0.193	2.203	23.220	2.199
01/2023	0.116	4.327	0.036	2.156	1.986	2.149	11.278	3.250	0.927	1.689	1.071	0.145	1.923	18.105	2.247
02/2023	0.093	4.197	0.038	1.938	1.868	1.722	6.462	2.501	0.826	0.768	0.895	0.101	1.560	9.227	1.649
03/2023	0.092	4.327	0.041	2.065	1.816	1.462	7.017	2.403	0.864	1.365	0.858	0.095	1.547	9.874	1.272
04/2023	0.101	4.611	0.042	2.212	2.298	1.055	5.395	2.037	1.065	0.788	0.827	0.095	1.500	8.356	0.706

MES	RBO-H	RE4-H	REC-H	RE2-H	REN-H	RE2-H	RE3-H	SAL-H	SEC-H	SIS-H	SMA-H	STS-H	VDA-H	XAC-H	XAD-H
05/2022	1.883	5.077	6.640	6.550	5.837	10.558	7.119	0.189	1.133	0.634	2.467	1.022	0.016	11.439	7.603
06/2022	1.526	17.214	7.161	7.049	15.634	29.040	19.090	0.371	5.156	0.942	3.028	2.629	0.124	22.788	14.858
07/2022	1.248	18.227	8.385	7.704	22.444	40.567	25.726	0.279	7.867	1.226	3.331	4.473	0.141	26.569	17.966
08/2022	1.242	13.408	6.202	6.017	16.015	33.121	21.214	0.259	9.029	1.188	2.440	4.033	0.140	22.930	15.290
09/2022	1.130	16.726	7.571	7.395	23.740	46.668	30.425	0.378	9.522	1.457	3.439	4.904	0.090	33.627	21.849
10/2022	1.836	20.037	9.697	9.158	30.818	55.217	31.640	0.308	9.387	1.401	3.934	5.780	0.076	37.245	25.372
11/2022	2.278	14.175	7.232	6.893	20.740	34.659	21.341	0.226	7.764	1.037	2.783	3.251	0.499	30.846	20.419
12/2022	2.331	11.922	6.718	6.059	17.205	28.921	18.342	0.213	6.750	1.085	2.655	2.955	0.288	18.758	12.276
01/2023	2.789	9.334	5.264	4.991	14.534	26.233	16.065	0.164	5.875	0.894	1.985	2.165	0.342	20.526	13.773
02/2023	1.596	8.136	4.669	4.340	11.109	19.849	12.392	0.168	4.660	0.745	1.545	1.813	0.312	13.462	8.957
03/2023	2.365	6.827	5.059	2.562	8.199	14.585	9.229	0.227	4.713	0.536	1.124	1.530	0.217	12.106	8.152
04/2023	1.999	4.985	5.917	5.270	6.758	12.106	7.571	0.278	4.206	0.426	2.260	1.333	0.127	10.402	7.016

6. Anexos

Energía

Estimación del modelo SARIMA para energía

Forecast Evaluation
Date: 02/16/22 Time: 14:35
Sample: 2021M02 2022M01
Included observations: 12
Evaluation sample: 2021M02 2022M01
Number of forecasts: 20

Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA2021_HT_M	34.58738	32.61221	3.234659	3.294292	0.017562	0.726793
ENERGIA2021_F	36.76311	34.25497	3.403348	3.468079	0.018656	0.772128
ENERGIA2021_E_M...	27.95249	25.88311	2.566871	2.605702	0.014144	0.588707
ENERGIA2021_E_M...	51.07829	47.88602	4.759780	4.872611	0.026047	1.059323
ENERGIA2021_E_A...	36.15843	34.19717	3.386890	3.450966	0.018362	0.763521
ENERGIA2021_ARI...	17.98847	15.16823	1.510968	1.526103	0.009043	0.377042
ENERGIA2021_ARI...	23.03405	20.53207	2.048717	2.072411	0.011608	0.473987
ENERGIA2021_ARIMA	38.53601	37.04844	3.679404	3.752225	0.019592	0.807479
ENERGIA2021_SM	34.37121	32.41872	3.215828	3.274711	0.017450	0.722211
ENERGIA2021_HT_...	36.50706	34.53067	3.419648	3.485049	0.018543	0.770941
ENERGIA_PROM	29.17783	26.72653	2.645296	2.687610	0.014771	0.615015
ENERGIA_PROM2	25.03096	22.68092	2.249584	2.280440	0.012640	0.527011
ENERGIA_PROM201	25.03096	22.68092	2.249584	2.280440	0.012640	0.527011
ENERGIA_PROM202	25.03096	22.68092	2.249584	2.280440	0.012640	0.527011
ENERGIA_PROM203	25.03096	22.68092	2.249584	2.280440	0.012640	0.527011
ENERGIA_PROM204	25.03096	22.68092	2.249584	2.280440	0.012640	0.527011
ENERGIA_PROM205	25.03096	22.68092	2.249584	2.280440	0.012640	0.527011
ENERGIAPLPIMAE...	22.73114	20.44927	2.033015	2.058562	0.011470	0.470797
ENERGIAPLPIMAE...	22.78730	20.44700	2.032690	2.058361	0.011499	0.471970
Simple mean	28.82772	26.78574	2.653218	2.694145	0.014588	0.608562

Ilustración 1 Evaluación del error pronóstico del modelo de demanda de energía 2021 - 2022 fuera de la muestra

Forecast Evaluation
Date: 02/16/22 Time: 14:44
Sample: 2021M08 2022M01
Included observations: 6
Evaluation sample: 2021M08 2022M01
Number of forecasts: 18

Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA202107_A...	9.206802	8.179550	0.808565	0.808233	0.004559	0.217210
ENERGIA202107_A...	10.81557	9.085746	0.897567	0.897542	0.005356	0.256898
ENERGIA202107_A...	10.88432	9.117633	0.901886	0.901138	0.005388	0.250978
ENERGIA202107_E...	14.97476	12.78693	1.280390	1.269564	0.007380	0.380402
ENERGIA202107_E...	22.14433	18.12335	1.780285	1.798940	0.011036	0.581900
ENERGIA202107_E...	19.83713	17.13565	1.691373	1.700081	0.009856	0.524074
ENERGIA202107_E...	14.68248	12.45008	1.243554	1.232919	0.007231	0.339687
ENERGIA202107_E...	14.68248	12.45008	1.243554	1.232919	0.007231	0.339687
ENERGIA202107_H...	14.83839	12.64891	1.266648	1.256027	0.007313	0.376336
ENERGIA202107_H...	13.37237	11.48125	1.145929	1.137509	0.006593	0.290110
ENERGIA202107_H...	22.94738	18.78843	1.844133	1.865471	0.011445	0.603855
ENERGIA202107_S...	24.47681	20.33412	1.995852	2.021541	0.012221	0.628528
ENERGIA202107_S...	18.50582	15.83838	1.567612	1.570702	0.009182	0.520690
ENERGIA202107EM...	14.68248	12.45008	1.243554	1.232919	0.007231	0.339687
ENERGIA2021_ARI...	9.143399	8.050601	0.793054	0.794113	0.004531	0.228552
ENERGIA_PLP1920	25.13108	23.38332	2.305977	2.336869	0.012595	0.707718
ENERGIAPROM	11.39454	9.983345	0.994309	0.989456	0.005627	0.248962
Simple mean	10.90253	9.511745	0.941742	0.942343	0.005401	0.308094

Ilustración 2 Evaluación del error pronóstico del modelo de demanda de energía de agosto 2021 a enero 2022 fuera de la muestra

Forecast Evaluation
Date: 12/28/21 Time: 00:29
Sample: 2021M09 2021M11
Included observations: 3
Evaluation sample: 2021M09 2021M11
Number of forecasts: 13

Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ARIMA_IMAE	5.893708	3.402734	0.346853	0.345058	0.002933	0.148026
ENERGIA202110_E...	15.46361	13.73818	1.374155	1.368064	0.007691	0.385851
ENERGIA202110_E...	25.82459	23.20845	2.303825	2.306496	0.012868	0.655181
ENERGIA202110_E...	25.83003	23.71805	2.359715	2.356747	0.012856	0.648027
ENERGIA202110_E...	9.571539	7.419577	0.745101	0.741658	0.004764	0.241625
ENERGIA202110_H...	15.67951	14.03957	1.403597	1.397776	0.007799	0.390993
ENERGIA202110_H...	10.01577	8.954575	0.896196	0.893891	0.004991	0.248563
ENERGIA202110_H...	25.88063	23.11161	2.292913	2.296968	0.012899	0.658184
ENERGIA202110_S...	26.02146	22.95970	2.278937	2.281330	0.012968	0.663587
ENERGIA202110_S...	28.62087	27.51272	2.742000	2.733193	0.014222	0.691212
ENERGIAPROM	7.597140	5.411155	0.545977	0.543318	0.003781	0.191196
PLP1920IMAEHTAD	32.02610	31.14380	3.090959	3.141863	0.016216	0.687928
Simple mean	16.29922	13.83969	1.373376	1.373972	0.008125	0.418070

Ilustración 3 Evaluación del error pronóstico del modelo de demanda de energía de septiembre 2021 a noviembre 2021 fuera de la muestra

Como se observa en la ilustración 4, todos los coeficientes son significativos⁷ con una bondad de ajuste del 86.12% aproximadamente. La prueba de Durbin-Watson proporciona un valor de 2.

⁷ A pesar de que no todos los rezagos son significativos, permanecen en el modelo ya que capturan la estacionalidad de la serie.

Dependent Variable: DLOG(ENERGIA)
Method: ARMA Maximum Likelihood (BFGS)
Date: 02/18/22 Time: 08:11
Sample: 2002M02 2022M01
Included observations: 240
Convergence achieved after 39 iterations
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.002992	0.002982	1.003214	0.3168
D(IMAE_HT_AD)	0.002262	0.000730	3.097050	0.0022
AR(1)	0.273257	0.138991	1.965998	0.0505
AR(2)	0.128243	0.087760	1.461303	0.1453
AR(3)	0.090207	0.084299	1.070079	0.2857
SAR(12)	1.000000	5.74E-06	174182.5	0.0000
MA(1)	-0.860312	0.105526	-8.152605	0.0000
SMA(12)	-0.999314	0.000231	-4334.770	0.0000
SIGMASQ	0.000328	2.64E-05	12.41503	0.0000
R-squared	0.861278	Mean dependent var		0.002987
Adjusted R-squared	0.856473	S.D. dependent var		0.048740
S.E. of regression	0.018465	Akaike info criterion		-4.902073
Sum squared resid	0.078762	Schwarz criterion		-4.771549
Log likelihood	597.2487	Hannan-Quinn criter.		-4.849481
F-statistic	179.2744	Durbin-Watson stat		1.985050
Prob(F-statistic)	0.000000			

Ilustración 4 Coeficientes del modelo SARIMA para la demanda de energía

a) Pruebas de autocorrelación en los residuos

Los resultados de todas las pruebas fueron satisfactorios como se muestra a continuación:

Date: 02/24/22 Time: 08:33

Sample (adjusted): 2002M02 2022M01

Q-statistic probabilities adjusted for 6 ARMA terms and 1 dynamic

regressor

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
-----------------	---------------------	----	-----	--------	-------



. .	. .	1	-0.003	-0.003	0.0028	
. .	. .	2	-0.001	-0.001	0.0030	
. .	. .	3	-0.004	-0.004	0.0062	
. .	. .	4	-0.036	-0.036	0.3262	
. .	. .	5	-0.039	-0.039	0.6943	
. .	. .	6	0.019	0.018	0.7805	
. .	. .	7	-0.008	-0.008	0.7967	0.372
. .	. .	8	0.025	0.023	0.9528	0.621
. .	. .	9	0.045	0.042	1.4529	0.693
* .	* .	10	-0.092	-0.092	3.5896	0.464
. .	. .	11	-0.004	-0.004	3.5941	0.609
. .	. .	12	-0.008	-0.007	3.6114	0.729
. .	. .	13	0.009	0.013	3.6318	0.821
. .	. .	14	0.036	0.033	3.9604	0.861
. .	. .	15	0.027	0.019	4.1492	0.901
* .	* .	16	-0.070	-0.069	5.4277	0.861
. *	. *	17	0.097	0.095	7.8699	0.725
. .	. .	18	-0.034	-0.030	8.1812	0.771
. .	. .	19	-0.016	-0.004	8.2460	0.827
* .	* .	20	-0.080	-0.093	9.9306	0.767
. .	. .	21	0.002	0.003	9.9317	0.824
. .	. .	22	-0.009	-0.006	9.9553	0.869
. *	. *	23	0.109	0.106	13.145	0.726
* .	* .	24	-0.107	-0.113	16.242	0.576
. .	. .	25	-0.014	-0.011	16.294	0.638
. .	. .	26	0.020	0.001	16.408	0.691
. .	. .	27	-0.039	-0.010	16.824	0.722
. .	. .	28	0.010	0.007	16.853	0.771
. .	. .	29	0.024	0.022	17.018	0.808

. .	* .	30	-0.055	-0.077	17.867	0.809
. .	. .	31	-0.016	-0.019	17.943	0.845
. .	. .	32	0.061	0.049	18.983	0.837
. .	. .	33	-0.035	0.015	19.333	0.858
. .	. .	34	0.057	0.030	20.264	0.855
* .	* .	35	-0.071	-0.079	21.701	0.832
. .	. .	36	0.015	0.008	21.766	0.862

*Probabilities may not be valid for this equation specification.

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:
Null hypothesis: No serial correlation at up to 36 lags

F-statistic	0.885866	Prob. F(36,196)	0.6575
Obs*R-squared	33.58567	Prob. Chi-Square(36)	0.5840

Ilustración 5 Correlograma y prueba de correlación serial⁸ del modelo SARIMA para la demanda de energía

⁸ Para poder realizar la prueba se revalidó el modelo con el optimizador de *Generalized Least Squares*, aunque el pronóstico se realizó con *Maximum Likelihood*.

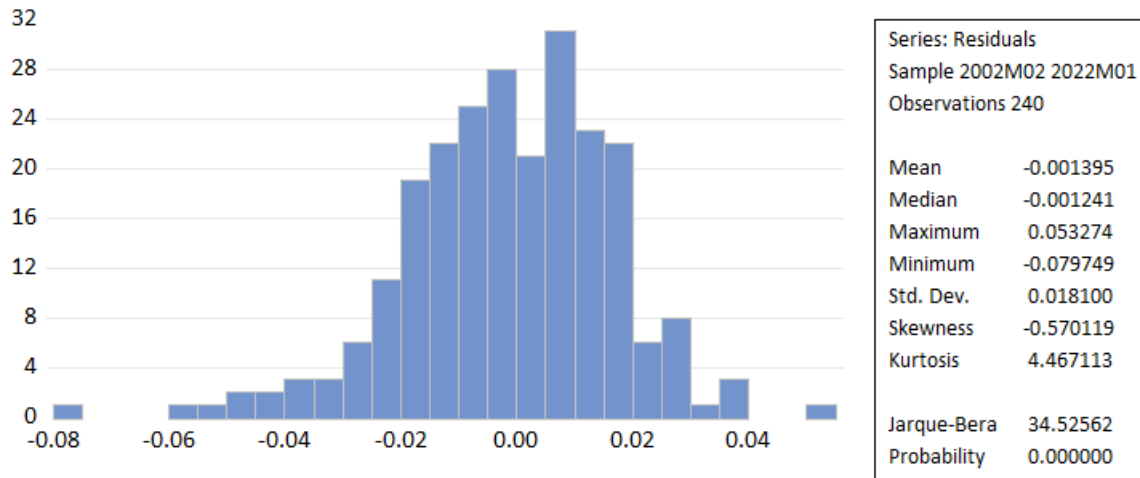


Ilustración 6 Prueba de normalidad en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía

1. Potencia

1.1 Selección de modelo para predicción de potencia

Forecast Evaluation

Date: 12/06/21 Time: 14:57

Sample: 2021M02 2021M12

Included observations: 11

Evaluation sample: 2021M02 2021M12

Number of forecasts: 20

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
POTENCIA2021_AFD	45.25949	42.02177	2.316547	2.347353	0.012664	1.513581
POTENCIA2021_AR...	65.85662	55.93661	3.081307	3.148533	0.018512	2.268933
POTENCIA2021_AR...	73.05855	63.26965	3.486472	3.569390	0.020579	2.524069
POTENCIA2021_AR...	51.82171	40.44534	2.225701	2.266835	0.014497	1.790506
POTENCIA2021_E...	41.58916	33.41942	1.840444	1.867044	0.011617	1.420535
POTENCIA2021_E...	40.38961	30.86984	1.700280	1.725117	0.011267	1.379383
POTENCIA2021_HT...	42.22167	34.06388	1.875891	1.903315	0.011796	1.441415
POTENCIA2021_HT...	45.81243	36.44164	2.008808	2.041198	0.012807	1.565063
POTENCIA2021_S...	70.75699	55.73377	3.094659	3.019804	0.019300	2.447079
POTENCIA2021_S...	45.45808	41.89565	2.307815	2.339077	0.012721	1.548773
POTENCIA2021_X13	51.10163	39.73352	2.187456	2.227764	0.014298	1.762646
POTENCIA2021_X1...	50.78487	39.84599	2.193600	2.233369	0.014209	1.752949
POTENCIA_ARLD	34.02412	25.18740	1.387556	1.404622	0.009472	1.176478
POTENCIA_ARLDT...	45.83512	37.67920	2.074803	2.107105	0.012816	1.584780
POTENCIA_PROM	51.87143	41.36540	2.278021	2.319576	0.014521	1.784696
POTENCIA_PROM2	37.23294	29.57790	1.629773	1.650562	0.010382	1.274209
POTENCIA_PROM3	36.80843	29.67141	1.634232	1.654437	0.010264	1.266863
POTENCIA_PROM4	47.14592	36.32694	1.999339	2.033607	0.013180	1.624366
POTENCIA_PROM4...	44.83066	34.26908	1.887014	1.918036	0.012525	1.543238
Simple mean	42.26177	33.95934	1.870053	1.897353	0.011803	1.451991

Ilustración 7 Evaluación de pronóstico para la potencia 2020-2021 fuera de la muestra

Forecast Evaluation

Date: 02/09/22 Time: 11:35

Sample: 2021M10 2022M01

Included observations: 4

Evaluation sample: 2021M10 2022M01

Number of forecasts: 15

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
POTENCIA2021_AFD	32.26260	31.82564	1.742448	1.758186	0.008911	4.485281
POTENCIA2021_E_...	30.54500	26.79067	1.466397	1.480520	0.008425	3.084575
POTENCIA2021_E_...	55.08600	54.99527	3.011334	3.057515	0.015314	8.267385
POTENCIA2021_E_...	63.84712	63.56671	3.480624	3.542820	0.017791	9.279768
POTENCIA2021_E_...	24.47357	16.79969	0.919131	0.928184	0.006731	1.621347
POTENCIA2021_F	28.22819	22.58072	1.235824	1.247887	0.007777	2.323880
POTENCIA2021_FL	97.74179	96.87405	5.304480	5.451718	0.027491	14.24147
POTENCIA2021_FU	60.30032	54.95638	3.010483	2.956947	0.016265	10.60257
POTENCIA2021_HT...	30.74515	26.96828	1.476145	1.490454	0.008481	3.190943
POTENCIA2021_HT...	26.50497	19.48717	1.066398	1.077026	0.007296	2.298971
POTENCIA2021_HT...	63.35242	63.09935	3.455039	3.516266	0.017651	9.232714
POTENCIA2021_MMM	24.47364	16.79976	0.919135	0.928188	0.006731	1.621352
POTENCIA2021_S...	84.56736	84.16082	4.608672	4.718475	0.023701	13.35246
POTENCIA2021_S...	77.62431	77.55995	4.247013	4.339302	0.021715	11.71850
Simple mean	40.36010	38.98151	2.134131	2.158831	0.011170	5.137612

Ilustración 8 Evaluación de pronóstico para la potencia de mayo 2020 a enero 2021 fuera de la muestra

Como se observa en la ilustración 9, todos los coeficientes son significativos⁹ con una bondad de ajuste del 97.51% aproximadamente. La prueba de Durbin-Watson proporciona un valor de 2.03.

⁹ A pesar de que no todos los rezagos son significativos, permanecen en el modelo ya que capturan la estacionalidad de la serie.

Dependent Variable: LOG(POTENCIA)
Method: ARDL
Date: 02/09/22 Time: 12:24
Sample (adjusted): 2005M01 2022M01
Included observations: 205 after adjustments
Maximum dependent lags: 11 (Automatic selection)
Model selection method: Akaike info criterion (AIC)
Dynamic regressors (11 lags, automatic): LOG(HORNO_E_A_T_A_S_A
) LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A)
Fixed regressors: @EXPAND(@SEAS(), @DROPLAST) C
Number of models evaluated: 1584
Selected Model: ARDL(3, 0, 8)
Note: final equation sample is larger than selection sample
HAC standard errors & covariance (Bartlett kernel, Newey-West fixed
bandwidth = 5.0000)

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.*
LOG(POTENCIA(-1))	0.583044	0.056515	10.31655	0.0000
LOG(POTENCIA(-2))	0.263345	0.055039	4.784716	0.0000
LOG(POTENCIA(-3))	0.145062	0.053029	2.735538	0.0068
LOG(HORNO_E_A_T_A_S_A)	-0.003749	0.001952	-1.920388	0.0563
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A)	0.078112	0.090122	0.866744	0.3872
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-1))	0.020322	0.077572	0.261981	0.7936
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-2))	-0.182859	0.091274	-2.003395	0.0465
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-3))	0.082490	0.085813	0.961275	0.3376
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-4))	0.049779	0.085941	0.579226	0.5631
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-5))	-0.053484	0.073718	-0.725517	0.4690
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-6))	-0.049366	0.066773	-0.739307	0.4606
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-7))	0.428291	0.061098	7.009913	0.0000
LOG(TEMPERATURA_E_A_T_A_S_A(-8))	-0.226846	0.066053	-3.434303	0.0007
C	-0.394667	0.537795	-0.733861	0.4639
R-squared	0.975176	Mean dependent var	7.330020	
Adjusted R-squared	0.973487	S.D. dependent var	0.109447	
S.E. of regression	0.017821	Akaike info criterion	-5.151002	
Sum squared resid	0.060661	Schwarz criterion	-4.924064	
Log likelihood	541.9777	Hannan-Quinn criter.	-5.059211	
F-statistic	577.1702	Durbin-Watson stat	2.029661	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Ilustración 9 Modelo Autorregresivo Lag Distributed Model

Date: 02/24/22 Time: 08:53

Sample (adjusted): 2005M01 2022M01

Q-statistic probabilities adjusted for 3 dynamic regressors

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
. .	. .	1	-0.020	-0.020	0.0852 0.770



. .	. .	2	0.002	0.001	0.0857	0.958
* .	* .	3	-0.091	-0.091	1.8218	0.610
. .	. .	4	-0.046	-0.050	2.2641	0.687
* .	* .	5	-0.089	-0.092	3.9477	0.557
. .	. .	6	-0.044	-0.059	4.3670	0.627
. *	. *	7	0.113	0.102	7.1000	0.419
. .	. .	8	-0.014	-0.029	7.1443	0.521
. .	. .	9	0.017	-0.001	7.2076	0.616
. .	. .	10	-0.062	-0.056	8.0394	0.625
. .	. .	11	-0.007	-0.014	8.0511	0.709
* .	* .	12	-0.086	-0.073	9.6923	0.643
. .	* .	13	-0.061	-0.071	10.504	0.652
* .	* .	14	-0.141	-0.173	14.941	0.382
. .	. .	15	0.048	0.015	15.450	0.420
. .	. .	16	0.063	0.034	16.341	0.429
. .	. .	17	-0.023	-0.061	16.459	0.492
. .	* .	18	-0.029	-0.067	16.649	0.547
. .	. .	19	0.051	0.041	17.235	0.574
. .	* .	20	-0.059	-0.071	18.041	0.585
* .	* .	21	-0.114	-0.103	21.035	0.457
. *	. .	22	0.103	0.073	23.500	0.374
. .	. .	23	0.033	-0.003	23.760	0.417
. .	. .	24	0.026	-0.014	23.924	0.466
. .	. .	25	-0.028	-0.036	24.107	0.513
. .	. .	26	0.055	0.005	24.834	0.528
* .	* .	27	-0.144	-0.158	29.807	0.323
. .	* .	28	-0.056	-0.072	30.563	0.337
. *	. *	29	0.087	0.082	32.396	0.303
. *	. *	30	0.096	0.075	34.649	0.256

. .	. .	31	0.031	-0.023	34.877	0.289
. .	. .	32	0.020	0.009	34.979	0.328
. *	. *	33	0.078	0.087	36.484	0.310
. .	. .	34	0.022	0.062	36.607	0.349
. .	. .	35	-0.038	-0.041	36.965	0.378
* .	. .	36	-0.076	-0.029	38.413	0.361

*Probabilities may not be valid for this equation specification.

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:
Null hypothesis: No serial correlation at up to 36 lags

F-statistic	1.261978	Prob. F(36,155)	0.1680
Obs*R-squared	46.46682	Prob. Chi-Square(36)	0.1136

Ilustración 10 Correlograma y prueba de correlación serial del modelo ARLD para la demanda de potencia

1.2 Validación del modelo TRAMO/SEATS (0,1,1) (0,1,1)12

U. S. Department of Commerce, U. S. Census Bureau

X-13ARIMA-SEATS monthly seasonal adjustment Method,
Release Version 1.1 Build 39

This software application provides an enhanced version of
Statistics Canada's X-11-ARIMA extension (Dagum, 1980)
of the X-11 variant of the Census Method II of
Shiskin, Young and Musgrave (1967).

It also provides an ARIMA model-based method following
Hillmer and Tiao (1982) and Burman (1980) that is very similar
to the update of the method of SEATS (Gomez and Maravall, 1996)
produced at the Bank of Spain by G. Caporello and



A. Maravall for TSW (Caporello and Maravall, 2004).

The present application includes additional enhancements.

X-13ARIMA-SEATS includes an automatic ARIMA model selection procedure based largely on the procedure of Gomez and Maravall (1998) as implemented in TRAMO (1996) and subsequent revisions.

Primary Programmers: Brian Monsell, Mark Otto and,
for the ARIMA model-based signal extraction,
Gianluca Caporello and Victor Gomez

Series Title- POTENCIA

Series Name- POTENCIA

Feb 15, 2022 12.44.12

- Period covered- 1st month,2001 to 1st month,2022
- Spectral plot of the original series generated
- SEATS model based seasonal adjustment performed.

FILE SAVE REQUESTS (* indicates file exists and will be overwritten)

C:\Users\DESSIR~1\AppData\lev_temp\EVX13TMP.fct point forecasts and prediction intervals on the original scale

C:\Users\DESSIR~1\AppData\lev_temp\EVX13TMP.bct point backcasts and prediction intervals on the original scale

C:\Users\DESSIR~1\AppData\lev_temp\EVX13TMP.s11 final seasonally adjusted series (SEATS)

C:\Users\DESSIR~1\AppData\lev_temp\EVX13TMP.afd final seasonally adjusted series forecast decomposition (SEATS)

C:\Users\DESSIR~1\AppData\lev_temp\EVX13TMP.out program output file

C:\Users\DESSIR~1\AppData\lev_temp\EVX13TMP.err program error file



Contents of spc file C:\Users\DESSIR~1\AppData\ev_temp\EVX13TMP.spc

Line #

```
1: series{
2: title = "POTENCIA"
3: start = 2001.1
4: modelspan = (2001.01, 2022.01)
5: name = "POTENCIA"
6: file = "C:\Users\DESSIR~1\AppData\ev_temp\EVX13TMP.DAT"
7: decimals = 1
8: }
9:
10: transform{
11:   function = auto
12: }
13:
14: automdl{
15:   maxdiff = (2,1)
16:   maxorder = (2,1)
17:   mixed = yes
18:   fcstim = 15
19:   ljungboxlimit = 0.95
20:   checkmu = yes
21:   acceptdefault = no
22: }
23:
```



```
24: forecast{
25:   maxlead = 120
26:   save = (fct, bct)
27: }
28:
29: seats{
30:   save = (s11 afd)
31: }
32:
```

Likelihood statistics for model fit to untransformed series.

Likelihood Statistics

Number of observations (nobs)	253
Effective number of observations (nefobs)	240
Number of parameters estimated (np)	3
Log likelihood (L)	-1135.8877
AIC	2277.7755
AICC (F-corrected-AIC)	2277.8772
Hannan Quinn	2281.9828
BIC	2288.2174

Likelihood statistics for model fit to log transformed series.

Likelihood Statistics



Number of observations (nobs)	253
Effective number of observations (nefobs)	240
Number of parameters estimated (np)	3
Log likelihood	621.2501
Transformation Adjustment	-1749.1261
Adjusted Log likelihood (L)	-1127.8760
AIC	2261.7521
AICC (F-corrected-AIC)	2261.8538
Hannan Quinn	2265.9594
BIC	2272.1940

**** AICC (with aicdiff=-2.00) prefers log transformation ****



A 1 Time series data (for the span analyzed)

From 2001.Jan to 2022.Jan

Observations 253

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	
	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL
2001	1045.6	1015.4	1012.8	1039.2	1007.5	996.8	
	1010.9	1016.1	1018.0	1037.0	1075.1	1086.6	12361.0
2002	1083.9	1071.7	1084.7	1087.3	1073.5	1048.6	
	1044.0	1069.8	1066.8	1099.0	1103.2	1141.0	12973.5
2003	1140.6	1125.8	1131.2	1140.0	1129.2	1122.8	
	1112.0	1131.1	1152.2	1178.0	1187.8	1194.8	13745.5
2004	1195.2	1183.0	1202.3	1211.2	1187.9	1187.1	
	1187.1	1187.4	1184.9	1213.4	1237.8	1265.8	14443.4
2005	1215.4	1236.6	1241.8	1270.0	1228.7	1218.4	
	1215.8	1241.7	1245.0	1233.1	1272.2	1290.1	14908.8
2006	1257.9	1296.2	1302.0	1298.4	1251.0	1268.0	
	1256.9	1268.9	1294.0	1330.0	1382.5	1367.2	15572.9
2007	1364.9	1360.0	1379.0	1380.2	1380.2	1364.7	
	1385.5	1374.7	1382.0	1406.4	1399.8	1443.4	16621.0



2008	1362.5	1400.7	1401.5	1420.3	1430.0	1344.2	
	1337.7	1369.0	1403.9	1367.5	1383.0	1355.4	16575.9
2009	1333.1	1337.3	1397.1	1417.2	1405.6	1388.7	
	1422.0	1392.1	1416.2	1429.8	1455.7	1472.5	16867.1
2010	1410.8	1447.0	1447.2	1437.9	1419.1	1377.0	
	1358.0	1374.4	1389.7	1407.5	1467.9	1409.6	16946.1
2011	1442.0	1465.8	1477.8	1488.8	1491.2	1449.8	
	1418.0	1415.4	1437.5	1420.3	1481.6	1454.5	17442.7
2012	1484.0	1494.4	1483.2	1499.2	1482.6	1459.8	
	1428.6	1465.8	1499.3	1501.7	1505.2	1533.0	17836.8
2013	1477.0	1527.8	1563.6	1549.0	1544.2	1498.2	
	1506.9	1508.9	1497.2	1507.2	1559.0	1547.7	18286.7
2014	1529.6	1560.1	1573.9	1554.7	1542.5	1524.3	
	1565.0	1562.6	1567.3	1577.6	1635.9	1635.8	18829.3
2015	1600.0	1605.0	1627.2	1626.6	1604.9	1563.1	
	1598.8	1618.3	1617.3	1650.6	1636.5	1672.0	19420.4
2016	1658.5	1654.3	1683.9	1691.2	1690.0	1632.6	
	1644.2	1654.9	1631.5	1658.3	1682.9	1701.6	19983.9
2017	1688.1	1675.9	1687.0	1749.5	1677.5	1639.7	



1648.5 1654.2 1661.3 1662.7 1683.7 1705.1 20133.2

2018 1687.4 1699.5 1762.5 1736.6 1725.1 1649.9
1709.6 1697.3 1677.0 1714.5 1736.1 1746.6 20542.1

2019 1702.4 1780.7 1775.6 1749.7 1785.4 1724.7
1719.8 1710.1 1703.9 1699.8 1749.1 1725.1 20826.4

2020 1742.2 1749.1 1756.6 1550.6 1630.6 1596.5
1621.3 1687.4 1720.1 1724.9 1732.5 1787.2 20298.9

2021 1764.5 1791.6 1797.2 1829.5 1817.4 1806.1
1822.7 1755.2 1782.8 1829.4 1821.5 1828.7 21646.6

2022 1824.8

1824.8

AVGE 1455.0 1451.3 1466.1 1463.2 1452.6 1421.9
1429.2 1436.0 1445.1 1459.5 1485.2 1493.5

Table Total- 368086.89 Mean- 1454.89 Std. Dev.- 224.05
Min - 996.80 Max - 1829.53



Automatic ARIMA Model Selection

Procedure based closely on TRAMO method
of Gomez and Maravall (2000)

"Automatic Modeling Methods for Univariate Series",

A Course in Time Series

(Edited by D. Pena, G. C. Tiao, R. S. Tsay),

New York : J. Wiley and Sons

Maximum order for regular ARMA parameters : 2

Maximum order for seasonal ARMA parameters : 1

Maximum order for regular differencing : 2

Maximum order for seasonal differencing : 1

Results of Unit Root Test for identifying orders of differencing:

Regular difference order : 1

Seasonal difference order : 1

Mean is not significant.

Automatic model choice : (0 1 1)(0 1 1)

Final Checks for Identified Model

Checking for Unit Roots.



No unit roots found.

Checking for nonseasonal overdifferencing.

Nonseasonal MA not within 0.001 of 1.0 - model passes test.

Checking for insignificant ARMA coefficients.

Final automatic model choice : (0 1 1)(0 1 1)

End of automatic model selection procedure.

Average absolute percentage error in within-sample forecasts:

Last year: 1.96 Last-1 year: 3.81 Last-2 year: 1.55

Last three years: 2.44

Estimation converged in 10 ARMA iterations, 31 function evaluations.

ARIMA Model: (0 1 1)(0 1 1)

Nonseasonal differences: 1

Seasonal differences: 1

Parameter	Estimate	Standard Errors
Nonseasonal MA		
Lag 1	0.4419	0.05547
Seasonal MA		
Lag 12	0.8710	0.03637
Variance	0.30758E-03	



SE of Var 0.28078E-04

Likelihood Statistics

Number of observations (nobs)	253
Effective number of observations (nefobs)	240
Number of parameters estimated (np)	3
Log likelihood	621.2501
Transformation Adjustment	-1749.1261
Adjusted Log likelihood (L)	-1127.8760
AIC	2261.7521
AICC (F-corrected-AIC)	2261.8538
Hannan Quinn	2265.9594
BIC	2272.1940

DIAGNOSTIC CHECKING

Sample Autocorrelations of the Residuals with the Ljung-Box diagnostic.

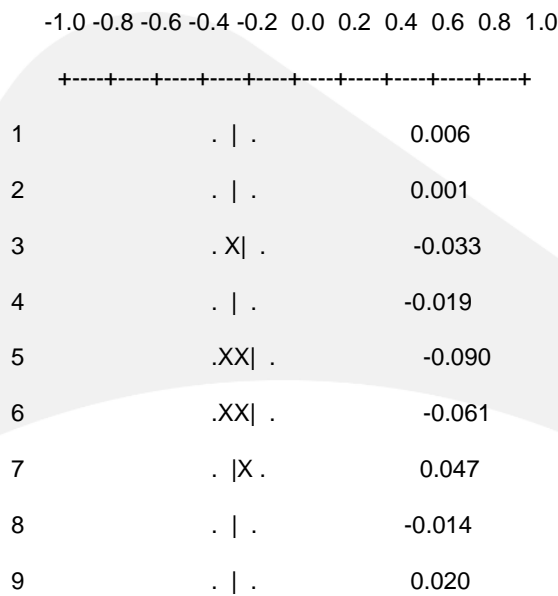
Lag	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ACF	0.01	0.00	-0.03	-0.02	-0.09	-0.06	0.05	-0.01	0.02	-0.06	-0.02	-0.10
SE	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Q	0.01	0.01	0.28	0.37	2.36	3.28	3.84	3.88	3.98	4.76	4.85	7.28
DF	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	0.000	0.000	0.599	0.831	0.502	0.512	0.573	0.692	0.782	0.782	0.847	0.699
Lag	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24



ACF	-0.05	-0.14	0.05	0.05	-0.04	0.01	0.05	-0.02	-0.09	0.11	0.04	-0.00
SE	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Q	7.81	12.90	13.55	14.33	14.67	14.73	15.27	15.37	17.56	21.02	21.54	21.54
DF	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
P	0.730	0.376	0.406	0.426	0.476	0.545	0.576	0.636	0.552	0.396	0.426	0.488
Lag	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ACF	-0.06	0.04	-0.12	-0.06	0.07	0.09	0.01	0.01	0.05	0.00	-0.03	-0.05
SE	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Q	22.51	22.95	26.70	27.82	29.00	31.45	31.47	31.49	32.29	32.30	32.51	33.28
DF	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
P	0.490	0.523	0.371	0.367	0.361	0.297	0.344	0.392	0.403	0.452	0.491	0.503

The P-values approximate the probability of observing a Q-value at least this large when the model fitted is correct. When DF is positive, small values of P, customarily those below 0.05, indicate model inadequacy.

Sample Autocorrelations of the Residuals





10	. X .	-0.056
11	. .	-0.018
12	----- .XX . -----	-0.098
13	. X .	-0.045
14	XXXX .	-0.141
15	. X .	0.050
16	. X .	0.055
17	. X .	-0.036
18	. .	0.015
19	. X .	0.046
20	. .	-0.019
21	.XX .	-0.091
22	. XXX	0.114
23	. X .	0.044
24	----- . . -----	-0.001
25	. X .	-0.060
26	. X .	0.040
27	.XXX .	-0.117
28	. XX .	-0.064
29	. XX .	0.065
30	. XX .	0.094
31	. .	0.007
32	. .	0.009
33	. X .	0.053
34	. .	0.005
35	. X .	-0.028
36	----- . X . -----	-0.052

Sample Autocorrelations of the Squared Residuals with the Ljung-Box diagnostic.



Lag	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ACF	-0.01	-0.02	-0.01	0.09	0.05	0.01	-0.01	0.02	-0.02	-0.02	0.02	0.05
SE	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Q	0.04	0.19	0.20	2.31	2.93	2.94	2.95	3.08	3.15	3.25	3.33	3.94
DF	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	0.000	0.000	0.656	0.315	0.402	0.568	0.707	0.799	0.871	0.918	0.950	0.950

Lag	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ACF	-0.02	0.06	-0.02	0.06	-0.03	-0.01	0.01	-0.02	-0.00	0.01	-0.01	0.00
SE	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Q	4.02	4.86	4.92	6.00	6.27	6.29	6.33	6.45	6.46	6.48	6.52	6.52
DF	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
P	0.969	0.963	0.977	0.966	0.975	0.985	0.991	0.994	0.997	0.998	0.999	0.999

Lag	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ACF	0.03	-0.01	-0.01	-0.01	-0.00	0.00	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	0.01	0.03
SE	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
Q	6.85	6.86	6.90	6.95	6.95	6.95	6.98	7.00	7.05	7.06	7.07	7.42
DF	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
P	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

The P-values approximate the probability of observing a Q-value at least this large when the model fitted is correct in a way that supports the standard interpretations of the test statistics, standard errors, and prediction intervals output by X-13ARIMA-SEATS. When DF is positive, small values of P, customarily those below 0.05, suggest that model-based inferences about statistical significance and uncertainty will be less dependable than usual.

Sample Autocorrelations of the Squared Residuals

	-1.0	-0.8	-0.6	-0.4	-0.2	0.0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
	+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+										
1					. .						-0.013
2					. X .						-0.025
3					. .						-0.006
4					. XX .						0.093
5					. X .						0.050
6					. .						0.006
7					. .						-0.007
8					. X .						0.022
9					. .						-0.017
10					. .						-0.019
11					. .						0.018
12					----- . X . -----						0.049
13					. .						-0.018
14					. X .						0.057
15					. .						-0.016
16					. XX .						0.065
17					. X .						-0.032
18					. .						-0.007
19					. .						0.013
20					. X .						-0.021
21					. .						-0.004
22					. .						0.009
23					. .						-0.013
24					----- . . -----						0.003
25					. X .						0.035



26	. .	-0.005
27	. .	-0.012
28	. .	-0.014
29	. .	-0.002
30	. .	0.002
31	. .	-0.009
32	. .	-0.010
33	. .	-0.013
34	. .	-0.006
35	. .	0.006
36	----- X. -----	0.035

Histogram of the Standardized and Mean-Centered Residuals

Standard

Deviations Frequency

Outlier [#]





|####

3 +#

One '#'= 1 observation[s]

Residuals with $|t| > 3.25$

Obs t-value

2019.Mar -9.14

Summary Statistics for the Unstandardized Residuals

Minimum	-0.130
Maximum	0.041
Median	-0.001
Robust Std Dev	0.014

Normality Statistics for regARIMA Model Residuals:

Number of residuals : 240

Skewness coefficient : -1.7691 (significant negative skewness at one percent level)

Geary's a : 0.7070 (significant at one percent level)

Kurtosis : 15.0871 (significant at one percent level)

Significant skewness has been detected in the model residuals;

this makes the Geary's a and Kurtosis statistics unreliable indicators

of the normality of the residuals.



| *** ***** * S** ** ** |
-33.42| **** ***** * S** ** * ** | -33.42
| **** ***** S* S** ** * ** |
| **** ***** S* S** ** * ** |
| ***** ***** S* * S** ** * ** |
-34.42| ***** ***** S* ** S** ** *S *** | -34.42
| ***** ***** S* ** *S*** ** * *S *** |
| ***** ***** S** ** *S*** ** * *S *** |
| ***** ***** S** ** *S*** *** * *S *** |
-35.42| ***** ***** S** ** *S*** *** **S *** | -35.42
| ***** ***** S***** *S*** ** T *****S *** |
| ***** ***** S***** *S*** ** *T *****S *** |
| ***** ***** S***** *S*** ** *T *****S *** SI
-36.42| ***** ***** *S***** *S*** **S*T *****S *** *SI -36.42
| ***** ***** *S***** *S*** **S*T *****S **** *SI
| ***** *****S***** *S*** **S*T* *****S *****SI
| ***** *****S***** **S*** **S*T*****S* *****SI
-37.42| ***** *****S***** **S*** **S*T*****S* *****SI -37.42
| ***** *****S***** **S*** **S*T*****S* *****SI
| ***** *****S***** **S*** **S*T*****S* *****SI
| ***** *****S*****S***** **S*T*****S* *****SI
-38.42| ***** *****S*****S***** **S*T*****S* *****SI -38.42
| ***** *****S*****S*****S*****S*T*****S* *****SI
| ***** *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
| ***** *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
-39.42| ***** *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -39.42
| *****S*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
| *****S*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
| *****S*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI





```

-40.42| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -40.42
      | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
      | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
      | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
-41.42| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -41.42
      | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
      | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
      | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
-42.42|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -42.42
+++++|+++++

```

S=SEASONAL FREQUENCIES, T=TRADING DAY FREQUENCIES

FORECASTING

Origin 2022.Jan
Number 120

Forecasts and Standard Errors of the Transformed Data

Date	Forecast	Standard Error
2022.Feb	7.52	0.018
2022.Mar	7.53	0.020
2022.Apr	7.52	0.022
2022.May	7.52	0.024
2022.Jun	7.49	0.026
2022.Jul	7.50	0.028
2022.Aug	7.50	0.030



2022.Sep	7.51	0.031
2022.Oct	7.52	0.033
2022.Nov	7.53	0.034
2022.Dec	7.54	0.036
2023.Jan	7.53	0.037
2023.Feb	7.54	0.039
2023.Mar	7.55	0.040
2023.Apr	7.54	0.042
2023.May	7.54	0.043
2023.Jun	7.52	0.045
2023.Jul	7.52	0.046
2023.Aug	7.53	0.047
2023.Sep	7.53	0.049
2023.Oct	7.54	0.050
2023.Nov	7.56	0.051
2023.Dec	7.56	0.052
2024.Jan	7.55	0.053
2024.Feb	7.56	0.055
2024.Mar	7.57	0.056
2024.Apr	7.56	0.058
2024.May	7.56	0.059
2024.Jun	7.54	0.060
2024.Jul	7.55	0.062
2024.Aug	7.55	0.063
2024.Sep	7.56	0.064
2024.Oct	7.57	0.065
2024.Nov	7.58	0.066
2024.Dec	7.59	0.067
2025.Jan	7.58	0.069



2025.Feb	7.59	0.070
2025.Mar	7.60	0.071
2025.Apr	7.59	0.073
2025.May	7.58	0.074
2025.Jun	7.56	0.075
2025.Jul	7.57	0.076
2025.Aug	7.57	0.078
2025.Sep	7.58	0.079
2025.Oct	7.59	0.080
2025.Nov	7.60	0.081
2025.Dec	7.61	0.082
2026.Jan	7.60	0.083
2026.Feb	7.61	0.085
2026.Mar	7.62	0.086
2026.Apr	7.61	0.087
2026.May	7.61	0.089
2026.Jun	7.58	0.090
2026.Jul	7.59	0.091
2026.Aug	7.60	0.092
2026.Sep	7.60	0.093
2026.Oct	7.61	0.095
2026.Nov	7.63	0.096
2026.Dec	7.63	0.097
2027.Jan	7.62	0.098
2027.Feb	7.63	0.099
2027.Mar	7.64	0.101
2027.Apr	7.63	0.102
2027.May	7.63	0.103
2027.Jun	7.61	0.105



2027.Jul	7.62	0.106
2027.Aug	7.62	0.107
2027.Sep	7.62	0.108
2027.Oct	7.63	0.109
2027.Nov	7.65	0.111
2027.Dec	7.65	0.112
2028.Jan	7.64	0.113
2028.Feb	7.66	0.114
2028.Mar	7.67	0.116
2028.Apr	7.66	0.117
2028.May	7.65	0.118
2028.Jun	7.63	0.120
2028.Jul	7.64	0.121
2028.Aug	7.64	0.122
2028.Sep	7.65	0.123
2028.Oct	7.66	0.124
2028.Nov	7.67	0.126
2028.Dec	7.68	0.127
2029.Jan	7.67	0.128
2029.Feb	7.68	0.130
2029.Mar	7.69	0.131
2029.Apr	7.68	0.132
2029.May	7.68	0.134
2029.Jun	7.65	0.135
2029.Jul	7.66	0.136
2029.Aug	7.66	0.137
2029.Sep	7.67	0.139
2029.Oct	7.68	0.140
2029.Nov	7.69	0.141



2029.Dec	7.70	0.142
2030.Jan	7.69	0.144
2030.Feb	7.70	0.145
2030.Mar	7.71	0.146
2030.Apr	7.70	0.148
2030.May	7.70	0.149
2030.Jun	7.68	0.150
2030.Jul	7.68	0.152
2030.Aug	7.69	0.153
2030.Sep	7.69	0.154
2030.Oct	7.70	0.156
2030.Nov	7.72	0.157
2030.Dec	7.72	0.158
2031.Jan	7.71	0.159
2031.Feb	7.72	0.161
2031.Mar	7.73	0.162
2031.Apr	7.72	0.164
2031.May	7.72	0.165
2031.Jun	7.70	0.166
2031.Jul	7.71	0.168
2031.Aug	7.71	0.169
2031.Sep	7.72	0.170
2031.Oct	7.73	0.172
2031.Nov	7.74	0.173
2031.Dec	7.75	0.174
2032.Jan	7.74	0.176

Confidence intervals with coverage probability (0.95000



On the Original Scale

Date	Lower	Forecast	Upper
2022.Feb	1779.65	1841.88	1906.30
2022.Mar	1788.27	1860.06	1934.74
2022.Apr	1762.08	1840.95	1923.35
2022.May	1752.21	1838.01	1928.02
2022.Jun	1706.07	1796.26	1891.21
2022.Jul	1713.97	1810.82	1913.14
2022.Aug	1712.24	1814.88	1923.68
2022.Sep	1716.54	1825.05	1940.42
2022.Oct	1729.02	1843.71	1966.02
2022.Nov	1749.34	1870.62	2000.30
2022.Dec	1755.68	1882.45	2018.39
2023.Jan	1733.26	1863.24	2002.97
2023.Feb	1746.42	1884.46	2033.41
2023.Mar	1758.34	1903.06	2059.69
2023.Apr	1735.21	1883.50	2044.47
2023.May	1727.58	1880.50	2046.96
2023.Jun	1683.74	1837.78	2005.91
2023.Jul	1692.92	1852.68	2027.51
2023.Aug	1692.37	1856.83	2037.28
2023.Sep	1697.61	1867.23	2053.81
2023.Oct	1710.81	1886.33	2079.86
2023.Nov	1731.66	1913.85	2115.22
2023.Dec	1738.58	1925.97	2133.55
2024.Jan	1716.94	1906.31	2116.56
2024.Feb	1730.94	1928.02	2147.53



2024.Mar	1743.37	1947.05	2174.52
2024.Apr	1720.97	1927.04	2157.79
2024.May	1713.85	1923.97	2159.84
2024.Jun	1670.75	1880.26	2116.04
2024.Jul	1680.19	1895.50	2138.40
2024.Aug	1679.94	1899.75	2148.33
2024.Sep	1685.39	1910.40	2165.44
2024.Oct	1698.71	1929.93	2192.62
2024.Nov	1719.61	1958.09	2229.66
2024.Dec	1726.65	1970.49	2248.76
2025.Jan	1705.29	1950.37	2230.68
2025.Feb	1719.54	1972.58	2262.87
2025.Mar	1732.08	1992.05	2291.05
2025.Apr	1709.98	1971.58	2273.20
2025.May	1703.05	1968.44	2275.18
2025.Jun	1660.34	1923.72	2228.89
2025.Jul	1669.81	1939.32	2252.32
2025.Aug	1669.63	1943.67	2262.68
2025.Sep	1675.11	1954.55	2280.62
2025.Oct	1688.39	1974.54	2309.19
2025.Nov	1709.18	2003.35	2348.15
2025.Dec	1716.20	2016.03	2368.25
2026.Jan	1694.98	1995.45	2349.20
2026.Feb	1709.27	2018.18	2382.92
2026.Mar	1721.79	2038.10	2412.52
2026.Apr	1699.86	2017.16	2393.68
2026.May	1692.99	2013.94	2395.73
2026.Jun	1650.53	1968.19	2346.98
2026.Jul	1659.95	1984.14	2371.66



2026.Aug	1659.76	1988.59	2382.58
2026.Sep	1665.18	1999.73	2401.50
2026.Oct	1678.35	2020.18	2431.63
2026.Nov	1698.99	2049.66	2472.72
2026.Dec	1705.91	2062.63	2493.95
2027.Jan	1684.77	2041.58	2473.96
2027.Feb	1699.02	2064.83	2509.41
2027.Mar	1711.44	2085.21	2540.61
2027.Apr	1689.61	2063.78	2520.81
2027.May	1682.75	2060.49	2523.02
2027.Jun	1640.51	2013.68	2471.74
2027.Jul	1649.82	2030.01	2497.80
2027.Aug	1649.58	2034.56	2509.39
2027.Sep	1654.91	2045.96	2529.41
2027.Oct	1667.93	2066.88	2561.25
2027.Nov	1688.37	2097.04	2604.63
2027.Dec	1695.18	2110.31	2627.11
2028.Jan	1674.08	2088.77	2606.18
2028.Feb	1688.23	2112.56	2643.53
2028.Mar	1700.52	2133.41	2676.49
2028.Apr	1678.78	2111.49	2655.72
2028.May	1671.90	2108.12	2658.15
2028.Jun	1629.87	2060.23	2604.22
2028.Jul	1639.05	2076.93	2631.80
2028.Aug	1638.73	2081.59	2644.13
2028.Sep	1643.95	2093.25	2665.35
2028.Oct	1656.80	2114.65	2699.03
2028.Nov	1677.01	2145.51	2744.89
2028.Dec	1683.68	2159.09	2768.73



2029.Jan	1662.64	2137.05	2746.83
2029.Feb	1676.65	2161.39	2786.27
2029.Mar	1688.79	2182.72	2821.12
2029.Apr	1667.12	2160.29	2799.35
2029.May	1660.21	2156.85	2802.05
2029.Jun	1618.39	2107.85	2745.34
2029.Jul	1627.42	2124.94	2774.55
2029.Aug	1627.02	2129.70	2787.70
2029.Sep	1632.11	2141.63	2810.23
2029.Oct	1644.78	2163.53	2845.91
2029.Nov	1664.74	2195.10	2894.43
2029.Dec	1671.27	2209.00	2919.74
2030.Jan	1650.28	2186.45	2896.82
2030.Feb	1664.13	2211.35	2938.51
2030.Mar	1676.09	2233.17	2975.41
2030.Apr	1654.51	2210.23	2952.61
2030.May	1647.56	2206.70	2955.61
2030.Jun	1605.97	2156.57	2895.95
2030.Jul	1614.84	2174.06	2926.93
2030.Aug	1614.35	2178.93	2940.97
2030.Sep	1619.30	2191.14	2964.91
2030.Oct	1631.77	2213.54	3002.73
2030.Nov	1651.48	2245.84	3054.12
2030.Dec	1657.85	2260.06	3081.02
2031.Jan	1636.92	2236.99	3057.03
2031.Feb	1650.60	2262.46	3101.14
2031.Mar	1662.38	2284.79	3140.26
2031.Apr	1640.87	2261.32	3116.36
2031.May	1633.89	2257.71	3119.70



2031.Jun	1592.55	2206.42	3056.91
2031.Jul	1601.26	2224.31	3089.79
2031.Aug	1600.67	2229.30	3104.80
2031.Sep	1605.49	2241.78	3130.26
2031.Oct	1617.75	2264.71	3170.39
2031.Nov	1637.19	2297.76	3224.85
2031.Dec	1643.39	2312.30	3253.47
2032.Jan	1622.55	2288.70	3228.34



B 1 Original series (prior adjusted)

From 2001.Jan to 2022.Jan

Observations 253

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	
	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL
2001	1045.6	1015.4	1012.8	1039.2	1007.5	996.8	
	1010.9	1016.1	1018.0	1037.0	1075.1	1086.6	12361.0
2002	1083.9	1071.7	1084.7	1087.3	1073.5	1048.6	
	1044.0	1069.8	1066.8	1099.0	1103.2	1141.0	12973.5
2003	1140.6	1125.8	1131.2	1140.0	1129.2	1122.8	
	1112.0	1131.1	1152.2	1178.0	1187.8	1194.8	13745.5
2004	1195.2	1183.0	1202.3	1211.2	1187.9	1187.1	
	1187.1	1187.4	1184.9	1213.4	1237.8	1265.8	14443.4
2005	1215.4	1236.6	1241.8	1270.0	1228.7	1218.4	
	1215.8	1241.7	1245.0	1233.1	1272.1	1290.1	14908.8
2006	1257.9	1296.2	1302.0	1298.4	1251.0	1267.9	
	1256.9	1268.9	1294.0	1330.0	1382.6	1367.2	15572.9
2007	1364.9	1360.0	1379.0	1380.2	1380.2	1364.7	
	1385.5	1374.7	1382.0	1406.4	1399.8	1443.4	16621.0



2008	1362.5	1400.7	1401.5	1420.4	1430.0	1344.2	
	1337.7	1369.0	1403.9	1367.5	1383.0	1355.4	16575.9
2009	1333.1	1337.3	1397.1	1417.2	1405.6	1388.7	
	1422.0	1392.1	1416.2	1429.8	1455.7	1472.5	16867.1
2010	1410.8	1447.0	1447.2	1437.9	1419.1	1377.0	
	1358.0	1374.4	1389.7	1407.5	1467.9	1409.6	16946.1
2011	1442.0	1465.8	1477.8	1488.8	1491.2	1449.8	
	1418.0	1415.4	1437.5	1420.3	1481.6	1454.5	17442.7
2012	1484.0	1494.4	1483.2	1499.2	1482.6	1459.8	
	1428.6	1465.8	1499.3	1501.7	1505.2	1533.0	17836.8
2013	1477.0	1527.8	1563.6	1549.0	1544.2	1498.2	
	1506.9	1508.9	1497.2	1507.2	1559.0	1547.7	18286.7
2014	1529.6	1560.1	1573.9	1554.7	1542.5	1524.3	
	1565.0	1562.6	1567.3	1577.6	1635.9	1635.8	18829.3
2015	1600.0	1605.0	1627.2	1626.6	1604.9	1563.1	
	1598.8	1618.3	1617.3	1650.6	1636.5	1672.0	19420.4
2016	1658.5	1654.3	1683.9	1691.2	1690.0	1632.6	
	1644.2	1654.9	1631.5	1658.3	1682.9	1701.6	19983.9
2017	1688.1	1675.9	1687.0	1749.5	1677.5	1639.7	



1648.5 1654.2 1661.3 1662.7 1683.7 1705.1 20133.2

2018 1687.4 1699.5 1762.5 1736.6 1725.1 1649.9
1709.6 1697.3 1677.0 1714.5 1736.1 1746.6 20542.1

2019 1702.4 1780.7 1775.6 1749.7 1785.4 1724.7
1719.8 1710.1 1703.9 1699.8 1749.1 1725.1 20826.4

2020 1742.2 1749.1 1756.6 1550.6 1630.6 1596.5
1621.3 1687.4 1720.1 1724.9 1732.5 1787.2 20298.9

2021 1764.5 1791.6 1797.2 1829.5 1817.4 1806.1
1822.7 1755.2 1782.8 1829.4 1821.5 1828.7 21646.6

2022 1824.8

1824.8

AVGE 1455.0 1451.3 1466.1 1463.2 1452.6 1421.9
1429.2 1436.0 1445.1 1459.5 1485.2 1493.5

Table Total- 368086.89 Mean- 1454.89 Std. Dev.- 224.05
Min - 996.80 Max - 1829.53

B 1.A Forecasts of (prior adjusted) original series

From 2022.Feb to 2032.Jan

Observations 120

Jan Feb Mar Apr May Jun
Jul Aug Sep Oct Nov Dec TOTAL



2022	1841.9	1860.1	1841.0	1838.0	1796.3	1810.8	1814.9	1825.0	1843.7	1870.6	1882.5	20224.7	
2023	1863.2	1884.5	1903.1	1883.5	1880.5	1837.8	1852.7	1856.8	1867.2	1886.3	1913.9	1926.0	22555.4
2024	1906.3	1928.0	1947.0	1927.0	1924.0	1880.3	1895.5	1899.8	1910.4	1929.9	1958.1	1970.5	23076.8
2025	1950.4	1972.6	1992.1	1971.6	1968.4	1923.7	1939.3	1943.7	1954.6	1974.5	2003.4	2016.0	23610.2
2026	1995.5	2018.2	2038.1	2017.2	2013.9	1968.2	1984.1	1988.6	1999.7	2020.2	2049.7	2062.6	24156.0
2027	2041.6	2064.8	2085.2	2063.8	2060.5	2013.7	2030.0	2034.6	2046.0	2066.9	2097.0	2110.3	24714.3
2028	2088.8	2112.6	2133.4	2111.5	2108.1	2060.2	2076.9	2081.6	2093.2	2114.7	2145.5	2159.1	25285.6
2029	2137.1	2161.4	2182.7	2160.3	2156.8	2107.8	2124.9	2129.7	2141.6	2163.5	2195.1	2209.0	25870.1
2030	2186.4	2211.3	2233.2	2210.2	2206.7	2156.6	2174.1	2178.9	2191.1	2213.5	2245.8	2260.1	26468.0
2031	2237.0	2262.5	2284.8	2261.3	2257.7	2206.4							



2224.3 2229.3 2241.8 2264.7 2297.8 2312.3 27079.8

2032 2288.7

2288.7

PROGRAM SEATS+

(based on program SEATS, Victor Gomez and Agustin Maravall©, 1996)

Developed at the Bank of Spain by Gianluca Caporello and Agustin Maravall,
with programming support from Domingo Pérez Cañete and Roberto López Pavón.

Help from Gabriele Fiorentini (1990 - 1991) and Christophe Planas (1992 - 1994)
is also acknowledged.

VERSION: 1.0 (Revision: 657 Build: 2012/11/28 12:09:23

)

PROGRAM SEATS+

(based on program SEATS, Victor Gomez and Agustin Maravall©, 1996)

Developed at the Bank of Spain by Gianluca Caporello and Agustin Maravall,
with programming support from Domingo Pérez Cañete and Roberto López Pavón.

Help from Gabriele Fiorentini (1990 - 1991) and Christophe Planas (1992 - 1994)
is also acknowledged.



VERSION: 1.0 (Revision: 657 Build: 2012/11/28 12:09:23)

PROGRAM SEATS+

(based on program SEATS, Victor Gomez and Agustin Maravall©, 1996)

Developed at the Bank of Spain by Gianluca Caporello and Agustin Maravall,
with programming support from Domingo Pérez Cañete and Roberto López Pavón.

Help from Gabriele Fiorentini (1990 - 1991) and Christophe Planas (1992 - 1994)
is also acknowledged.

VERSION: 1.0 (Revision: 657 Build: 2012/11/28 12:09:23)

PART 1 : ARIMA ESTIMATION

SERIES TITLE: POTENCIA

PREADJUSTED WITH regARIMA : YES

METHOD: MAXIMUM LIKELIHOOD

NO OF OBSERVATIONS =253



ORIGINAL UNCORRECTED SERIES (from regARIMA)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1045.600	1015.400	1012.800	1039.200	1007.500	996.800	1010.900	1016.100	1018.000	1037.000	1075.100	1086.600
2002	1083.900	1071.700	1084.700	1087.300	1073.500	1048.600	1044.000	1069.800	1066.800	1099.000	1103.200	1141.000
2003	1140.600	1125.800	1131.200	1140.000	1129.200	1122.800	1112.000	1131.100	1152.200	1178.000	1187.800	1194.850
2004	1195.250	1183.050	1202.340	1211.200	1187.900	1187.140	1187.100	1187.400	1184.940	1213.440	1237.850	1265.750
2005	1215.370	1236.620	1241.810	1270.020	1228.730	1218.400	1215.850	1241.650	1245.000	1233.090	1272.150	1290.090
2006	1257.860	1296.210	1301.990	1298.360	1250.980	1267.950	1256.900	1268.870	1294.010	1329.980	1382.550	1367.230
2007	1364.920	1359.990	1378.950	1380.230	1380.220	1364.740	1385.530	1374.740	1382.010	1406.380	1399.830	1443.430
2008	1362.460	1400.690	1401.530	1420.350	1430.050	1344.190	1337.710	1369.040	1403.860	1367.520	1383.020	1355.430
2009	1333.100	1337.270	1397.090	1417.180	1405.600	1388.670	1421.960	1392.110	1416.200	1429.750	1455.730	1472.470
2010	1410.780	1447.040	1447.230	1437.860	1419.110	1376.970	1358.000	1374.440	1389.730	1407.500	1467.880	1409.570
2011	1442.010	1465.780	1477.790	1488.800	1491.160	1449.800	1418.020	1415.360	1437.540	1420.270	1481.590	1454.550
2012	1483.980	1494.430	1483.160	1499.210	1482.640	1459.750	1428.560	1465.820	1499.330	1501.700	1505.250	1532.970
2013	1477.000	1527.820	1563.570	1548.980	1544.250	1498.230	1506.880	1508.900	1497.200	1507.150	1559.030	1547.700



2014 1529.560 1560.100 1573.900 1554.700 1542.530 1524.300 1565.000 1562.600 1567.330
1577.600 1635.900 1635.830

2015 1600.030 1605.000 1627.200 1626.600 1604.900 1563.100 1598.800 1618.310 1617.300
1650.630 1636.500 1672.050

2016 1658.510 1654.300 1683.900 1691.200 1690.000 1632.600 1644.200 1654.900 1631.500 1658.300
1682.900 1701.600

2017 1688.100 1675.900 1687.000 1749.500 1677.500 1639.700 1648.500 1654.200 1661.300 1662.700
1683.700 1705.100

2018 1687.400 1699.500 1762.500 1736.600 1725.080 1649.900 1709.600 1697.310 1677.000 1714.460
1736.130 1746.590

2019 1702.390 1780.700 1775.600 1749.740 1785.430 1724.700 1719.800 1710.100 1703.940 1699.800
1749.060 1725.100

2020 1742.200 1749.140 1756.610 1550.580 1630.600 1596.470 1621.270 1687.390 1720.100 1724.900
1732.470 1787.160

2021 1764.540 1791.580 1797.240 1829.530 1817.370 1806.070 1822.680 1755.180 1782.780 1829.360
1821.540 1828.710

2022 1824.790

PREADJUSTMENT FACTORS

Outliers and Other Deterministic Effects

(from regARIMA)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2002	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2003	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2004	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000



2005	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
	100.000	100.000	100.000								
2006	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000	100.000									
2007	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2008	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2009	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2010	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2011	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2012	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2013	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2014	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2015	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2016	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2017	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2018	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2019	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2020	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2021	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2022	100.000										



ARIMA SERIES

(Corrected by regARIMA)

"Original Series" FOR SEATS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1045.600	1015.400	1012.800	1039.200	1007.500	996.800	1010.900	1016.100	1018.000	1037.000	1075.100	1086.600
2002	1083.900	1071.700	1084.700	1087.300	1073.500	1048.600	1044.000	1069.800	1066.800	1099.000	1103.200	1141.000
2003	1140.600	1125.800	1131.200	1140.000	1129.200	1122.800	1112.000	1131.100	1152.200	1178.000	1187.800	1194.850
2004	1195.250	1183.050	1202.340	1211.200	1187.900	1187.140	1187.100	1187.400	1184.940	1213.440	1237.850	1265.750
2005	1215.370	1236.620	1241.810	1270.020	1228.730	1218.400	1215.850	1241.650	1245.000	1233.090	1272.150	1290.090
2006	1257.860	1296.210	1301.990	1298.360	1250.980	1267.950	1256.900	1268.870	1294.010	1329.980	1382.550	1367.230
2007	1364.920	1359.990	1378.950	1380.230	1380.220	1364.740	1385.530	1374.740	1382.010	1406.380	1399.830	1443.430
2008	1362.460	1400.690	1401.530	1420.350	1430.050	1344.190	1337.710	1369.040	1403.860	1367.520	1383.020	1355.430
2009	1333.100	1337.270	1397.090	1417.180	1405.600	1388.670	1421.960	1392.110	1416.200	1429.750	1455.730	1472.470
2010	1410.780	1447.040	1447.230	1437.860	1419.110	1376.970	1358.000	1374.440	1389.730	1407.500	1467.880	1409.570
2011	1442.010	1465.780	1477.790	1488.800	1491.160	1449.800	1418.020	1415.360	1437.540	1420.270	1481.590	1454.550
2012	1483.980	1494.430	1483.160	1499.210	1482.640	1459.750	1428.560	1465.820	1499.330	1501.700	1505.250	1532.970
2013	1477.000	1527.820	1563.570	1548.980	1544.250	1498.230	1506.880	1508.900	1497.200	1507.150	1559.030	1547.700



2014 1529.560 1560.100 1573.900 1554.700 1542.530 1524.300 1565.000 1562.600 1567.330
1577.600 1635.900 1635.830

2015 1600.030 1605.000 1627.200 1626.600 1604.900 1563.100 1598.800 1618.310 1617.300
1650.630 1636.500 1672.050

2016 1658.510 1654.300 1683.900 1691.200 1690.000 1632.600 1644.200 1654.900 1631.500 1658.300
1682.900 1701.600

2017 1688.100 1675.900 1687.000 1749.500 1677.500 1639.700 1648.500 1654.200 1661.300 1662.700
1683.700 1705.100

2018 1687.400 1699.500 1762.500 1736.600 1725.080 1649.900 1709.600 1697.310 1677.000 1714.460
1736.130 1746.590

2019 1702.390 1780.700 1775.600 1749.740 1785.430 1724.700 1719.800 1710.100 1703.940 1699.800
1749.060 1725.100

2020 1742.200 1749.140 1756.610 1550.580 1630.600 1596.470 1621.270 1687.390 1720.100 1724.900
1732.470 1787.160

2021 1764.540 1791.580 1797.240 1829.530 1817.370 1806.070 1822.680 1755.180 1782.780 1829.360
1821.540 1828.710

2022 1824.790

INPUT PARAMETERS

LAM= 0 IMEAN= 0 RSA= 0 MQ=12
P= 0 BP= 0 Q= 1 BQ= 1
D= 1 BD= 1 NOADMISS= 0 RMOD= 0.500
M=36 QMAX=50 BIAS= 1
THLIM= 0.000 THLIM= 0.000 IQM= 24 OUT= 0
EPSPHI= 2.000 MAXIT= 20 XL= 0.990 STOCHTD=-1

TRANSFORMATION: Z -> LOG Z

TRANSFORMATION: Z -> LOG Z





ARIMA MODEL SELECTED BY regARIMA:

$(0,1,1)(0,1,1)$

with mean

ARMA Parameters

THETA = -0.4419

BTHETA= -0.8710

TRANSFORMED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	6.952	6.923	6.920	6.946	6.915	6.905	6.919	6.924	6.926	6.944	6.980	6.991
2002	6.988	6.977	6.989	6.991	6.979	6.955	6.951	6.975	6.972	7.002	7.006	7.040
2003	7.039	7.026	7.031	7.039	7.029	7.024	7.014	7.031	7.049	7.072	7.080	7.086
2004	7.086	7.076	7.092	7.099	7.080	7.079	7.079	7.080	7.077	7.101	7.121	7.143
2005	7.103	7.120	7.124	7.147	7.114	7.105	7.103	7.124	7.127	7.117	7.148	7.162
2006	7.137	7.167	7.172	7.169	7.132	7.145	7.136	7.146	7.166	7.193	7.232	7.221
2007	7.219	7.215	7.229	7.230	7.230	7.219	7.234	7.226	7.231	7.249	7.244	7.275
2008	7.217	7.245	7.245	7.259	7.265	7.204	7.199	7.222	7.247	7.221	7.232	7.212
2009	7.195	7.198	7.242	7.256	7.248	7.236	7.260	7.239	7.256	7.265	7.283	7.295
2010	7.252	7.277	7.277	7.271	7.258	7.228	7.214	7.226	7.237	7.250	7.292	7.251
2011	7.274	7.290	7.298	7.306	7.307	7.279	7.257	7.255	7.271	7.259	7.301	7.282
2012	7.302	7.310	7.302	7.313	7.302	7.286	7.264	7.290	7.313	7.314	7.317	7.335
2013	7.298	7.332	7.355	7.345	7.342	7.312	7.318	7.319	7.311	7.318	7.352	7.345
2014	7.333	7.353	7.361	7.349	7.341	7.329	7.356	7.354	7.357	7.364	7.400	7.400
2015	7.378	7.381	7.395	7.394	7.381	7.354	7.377	7.389	7.389	7.409	7.400	7.422
2016	7.414	7.411	7.429	7.433	7.432	7.398	7.405	7.411	7.397	7.414	7.428	7.439



2017	7.431	7.424	7.431	7.467	7.425	7.402	7.408	7.411	7.415	7.416		
7.429	7.441											
2018	7.431	7.438	7.474	7.460	7.453	7.408	7.444	7.437	7.425	7.447		
7.459	7.465											
2019	7.440	7.485	7.482	7.467	7.487	7.453	7.450	7.444	7.441	7.438	7.467	7.453
2020	7.463	7.467	7.471	7.346	7.397	7.376	7.391	7.431	7.450	7.453	7.457	7.488
2021	7.476	7.491	7.494	7.512	7.505	7.499	7.508	7.470	7.486	7.512	7.507	7.511
2022	7.509											

NONSEASONAL DIFFERENCING D= 1

SEASONAL DIFFERENCING BD= 1

DIFFERENCED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2002		0.018	0.015	-0.023	0.018	-0.013	-0.018	0.019	-0.005	0.011	-0.032	0.023
2003	0.002	-0.002	-0.007	0.005	0.003	0.018	-0.005	-0.007	0.021	-0.008	0.004	-0.028
2004	0.001	0.003	0.011	-0.000	-0.010	0.005	0.010	-0.017	-0.021	0.002	0.012	0.016
2005	-0.041	0.028	-0.012	0.015	-0.014	-0.008	-0.002	0.021	0.005	-0.033	0.011	-0.008
2006	0.015	0.013	0.000	-0.025	-0.004	0.022	-0.007	-0.012	0.017	0.037	0.008	-0.025
2007	0.024	-0.034	0.009	0.004	0.037	-0.025	0.024	-0.017	-0.014	-0.010	-0.043	0.042
2008	-0.056	0.031	-0.013	0.012	0.007	-0.051	-0.020	0.031	0.020	-0.044	0.016	-0.051
2009	0.041	-0.025	0.043	0.001	-0.015	0.050	0.029	-0.044	-0.008	0.036	0.007	0.032
2010	-0.026	0.022	-0.044	-0.021	-0.005	-0.018	-0.038	0.033	-0.006	0.003	0.024	-0.052
2011	0.066	-0.009	0.008	0.014	0.015	0.002	-0.008	-0.014	0.004	-0.025	0.000	0.022



2012	-0.003	-0.009	-0.016	0.003	-0.013	0.013	0.001	0.028	0.007	0.014	-	
0.040	0.037											
2013	-0.057	0.027	0.031	-0.020	0.008	-0.015	0.027	-0.024	-0.030	0.005		
0.031	-0.026											
2014	0.025	-0.014	-0.014	-0.003	-0.005	0.018	0.021	-0.003	0.011	-0.000	0.002	0.007
2015	-0.010	-0.017	0.005	0.012	-0.006	-0.015	-0.004	0.014	-0.004	0.014	-0.045	0.022
2016	0.014	-0.006	0.004	0.005	0.013	-0.008	-0.016	-0.006	-0.014	-0.004	0.023	-
0.010												
2017	0.000	-0.005	-0.011	0.032	-0.041	0.012	-0.002	-0.003	0.019	-0.015	-0.002	0.002
2018	-0.002	0.014	0.030	-0.051	0.035	-0.022	0.030	-0.011	-0.016	0.021	0.000	-
0.007												
2019	-0.015	0.038	-0.039	0.000	0.027	0.010	-0.038	0.002	0.008	-0.025	0.016	-
0.020												
2020	0.035	-0.041	0.007	-0.110	0.030	0.013	0.018	0.046	0.023	0.005	-0.024	0.045
2021	-0.023	0.011	-0.001	0.143	-0.057	0.015	-0.006	-0.078	-0.004	0.023	-0.009	-
0.027												
2022	0.011											

MEAN OF DIFFERENCED SERIES= -0.1000D-04

MEAN SET EQUAL TO ZERO

VARIANCE OF Z SERIES = 0.2570D-01

VARIANCE OF DIFFERENCED SERIES = 0.6633D-03

AUTOCORRELATIONS OF STATIONARY SERIES





-0.3818 0.1061 -0.0868 0.0192 -0.0636 -0.0330 0.0820 -0.0546 0.1112 -0.1267 0.1931
-0.4855

SE 0.0645 0.0734 0.0740 0.0744 0.0744 0.0747 0.0747 0.0751 0.0753 0.0759 0.0768
0.0788

0.2297 -0.1837 0.1593 0.0337 -0.0673 0.0291 0.0152 0.0145 -0.1431 0.1561 -0.0137 0.0369
SE 0.0904 0.0928 0.0943 0.0954 0.0955 0.0957 0.0957 0.0957 0.0957 0.0966 0.0977 0.0977

-0.1030 0.1412 -0.1252 -0.0412 0.0552 0.0568 -0.0260 -0.0283 0.0882 -0.0577 -0.0226 -0.0282
SE 0.0977 0.0982 0.0990 0.0997 0.0998 0.0999 0.1000 0.1001 0.1001 0.1004 0.1005 0.1006

PARTIAL AUTOCORRELATIONS

-0.3818 -0.0465 -0.0729 -0.0420 -0.0817 -0.1059 0.0358 -0.0191 0.0861 -0.0631 0.1379 -0.4304
SE 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645

-0.1199 -0.2049 0.0087 0.0914 -0.0932 -0.1185 0.0478 -0.0035 -0.0684 -0.0026 0.1599 -0.2155
SE 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645

-0.1507 -0.0935 -0.0319 -0.0571 -0.0764 0.0424 0.0185 -0.0560 -0.0060 0.0410 0.0376 -0.1247
SE 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645 0.0645

MODEL FITTED



NONSEASONAL P= 0 D= 1 Q= 1

SEASONAL BP= 0 BD= 1 BQ= 1

PERIODICITY MQ= 12

MEAN = 0.00000

SE = *****

ARIMA PARAMETERS

TH = -0.4419

SE = *****

BTH = -0.8710

SE = *****

There is a Spectral peak in Linealized Series for the Seasonal frequencies : $1\pi/6$ $2\pi/6$ $3\pi/6$

EXTENDED RESIDUALS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	0.015	-0.024	-0.022	0.010	-0.012	-0.000	0.012	0.002	-0.004	0.003	0.018	0.010
2002	0.011	-0.004	0.003	-0.005	0.001	-0.008	-0.011	0.011	-0.004	0.014	-0.012	0.020

161



2003	0.017	-0.002	-0.004	-0.002	0.006	0.013	-0.006	0.004	0.015	0.013	-	
0.005	-0.009											
2004	0.004	-0.004	0.007	0.003	-0.003	0.013	0.005	-0.009	-0.013	0.001		
0.003	0.012											
2005	-0.029	0.010	0.000	0.015	-0.011	-0.000	-0.003	0.010	0.001	-0.027	0.001	0.002
2006	-0.014	0.027	0.008	-0.009	-0.023	0.016	-0.002	-0.003	0.013	0.019	0.027	-
0.012												
2007	0.006	-0.003	0.005	-0.005	0.018	0.006	0.019	-0.011	-0.007	-0.001	-0.028	0.009
2008	-0.043	0.008	-0.004	0.004	0.026	-0.041	-0.024	0.004	0.020	-0.033	-0.022	-
0.043												
2009	-0.018	-0.009	0.032	0.021	0.015	0.011	0.028	-0.019	-0.001	-0.001	-0.000	0.003
2010	-0.024	0.010	-0.007	-0.019	-0.008	-0.018	-0.025	-0.005	-0.002	0.002	0.025	-
0.038												
2011	0.026	0.021	0.007	0.004	0.017	-0.003	-0.025	-0.020	-0.004	-0.024	0.010	-
0.016												
2012	0.028	0.011	-0.013	-0.002	-0.000	0.003	-0.018	0.012	0.017	0.001	-0.021	0.009
2013	-0.023	0.016	0.022	-0.007	0.006	-0.009	0.006	-0.004	-0.022	-0.010	0.008	-
0.006												
2014	-0.000	0.008	0.003	-0.016	-0.005	0.006	0.032	0.005	-0.005	-0.002	0.013	0.005
2015	-0.006	-0.012	-0.001	-0.004	-0.005	-0.010	0.018	0.014	-0.004	0.012	-0.028	0.008
2016	0.010	-0.009	0.003	0.003	0.011	-0.010	-0.001	-0.001	-0.022	-0.002	-0.006	0.005
2017	0.008	-0.013	-0.010	0.029	-0.020	-0.010	-0.003	-0.005	-0.003	-0.010	-0.011	0.003
2018	0.004	0.002	0.027	-0.010	0.002	-0.022	0.022	-0.004	-0.019	0.005	-0.004	-
0.001												
2019	-0.013	0.032	-0.003	-0.020	0.024	0.001	-0.011	-0.015	-0.013	-0.018	0.003	-
0.018												
2020	0.016	-0.001	-0.008	-0.130	0.001	0.005	0.011	0.041	0.036	0.010	-0.010	0.023
2021	0.009	0.008	-0.004	0.030	0.008	0.023	0.011	-0.041	-0.007	0.015	-0.015	-
0.009												
2022	0.005											

STUDENTIZED EXTENDED RESIDUAL OF -7.3877 AT T=232 (4 2020)



TEST-STATISTICS ON EXTENDED RESIDUALS

MEAN= -0.6119D-03

ST.DEV.= 0.1073D-02

OF MEAN

T-VALUE= -0.5702

NORMALITY TEST= 1651. (CHI-SQUARE(2))

SKEWNESS= -1.7571 (SE = 0.1540)

KURTOSIS= 15.0093 (SE = 0.3080)

SUM OF SQUARES= 0.7382D-01

DURBIN-WATSON= 1.9785

STANDARD DEVI.= 0.1761D-01

OF RESID.

VARIANCE= 0.3102D-03

OF RESID.

NON-PARAMETRIC TEST FOR RESIDUAL SEASONALITY (FRIEDMAN) SEAS_NP = 2.93

ASYMP. DISTRIBUTED AS CHI-SQUARE(11)

Critical value 99%: 24.73

Critical value 95%: 19.68



AUTOCORRELATIONS OF EXTENDED RESIDUALS

0.0077 -0.0033 -0.0244 -0.0206 -0.0921 -0.0594 0.0458 -0.0225 0.0173 -0.0571 -0.0140 -0.0909
SE 0.0629 0.0629 0.0629 0.0629 0.0629 0.0635 0.0637 0.0638 0.0638 0.0639 0.0641 0.0641

-0.0351 -0.1288 0.0470 0.0590 -0.0325 0.0192 0.0426 -0.0189 -0.0796 0.1043 0.0460 0.0004
SE 0.0646 0.0647 0.0657 0.0658 0.0660 0.0661 0.0661 0.0662 0.0662 0.0666 0.0672 0.0674

-0.0595 0.0447 -0.1176 -0.0647 0.0689 0.0893 0.0021 0.0074 0.0564 0.0002 -0.0231 -0.0500
SE 0.0674 0.0676 0.0677 0.0685 0.0687 0.0690 0.0695 0.0695 0.0695 0.0696 0.0696 0.0697

THE LJUNG-BOX Q VALUE IS 20.04 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARE (22)

- EVIDENCE OF NON-NORMALITY
- EVIDENCE OF ASYMETRY NEGATIVE
- EVIDENCE OF EXCESS KURTOSIS

APPROXIMATE TEST OF RUNS ON EXTENDED RESIDUALS

NUM.DATA= 253
NUM.(+)= 127
NUM.(-) = 126
T-VALUE= 0.189



AUTOCORRELATIONS OF SQUARED EXTENDED RESIDUALS

	-0.0118	-0.0234	-0.0053	0.0936	0.0512	0.0074	-0.0056	0.0238	-0.0156	-0.0183	0.0191	0.0497
SE	0.0629	0.0629	0.0629	0.0629	0.0635	0.0636	0.0636	0.0636	0.0637	0.0637	0.0637	0.0637
	-0.0167	0.0576	-0.0149	0.0652	-0.0314	-0.0065	0.0137	-0.0203	-0.0026	0.0106	-0.0116	0.0037
SE	0.0639	0.0639	0.0641	0.0641	0.0644	0.0644	0.0644	0.0644	0.0645	0.0645	0.0645	0.0645
	0.0354	-0.0046	-0.0107	-0.0128	-0.0012	0.0034	-0.0080	-0.0087	-0.0121	-0.0046	0.0067	0.0352
SE	0.0645	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646	0.0646

THE LJUNG-BOX Q VALUE IS 6.59 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARE (24)

BACKWARD RESIDUALS

X 10.0D-1

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	0.379	0.057	-0.161	0.141	-0.114	-0.125	0.036	-0.009	-0.152	-0.206	-0.038	-
0.038												
2002	0.196	-0.007	0.029	0.042	0.070	-0.020	-0.160	0.036	-0.192	0.015	-0.313	-
0.052												
2003	0.260	0.025	-0.079	-0.068	-0.097	0.038	-0.183	-0.149	-0.097	0.098	-0.059	-
0.104												



2004	0.218	-0.082	-0.046	0.013	-0.164	0.057	0.071	0.028	-0.196	-0.035	-	
0.102	0.230											
2005	-0.024	0.003	-0.145	0.199	-0.127	0.001	-0.118	0.121	0.101	-0.171	-	
0.118	0.046											
2006	-0.123	0.118	0.101	0.176	-0.370	0.062	-0.171	-0.240	-0.304	-0.182	0.092	-
0.085												
2007	0.161	-0.055	-0.072	-0.124	-0.198	-0.059	0.131	0.015	-0.064	0.177	-0.149	0.412
2008	-0.118	0.063	-0.140	0.050	0.385	0.003	-0.209	0.008	0.423	0.190	0.214	0.024
2009	-0.084	-0.448	-0.217	-0.048	-0.186	-0.123	0.215	-0.115	-0.003	0.042	0.022	0.341
2010	-0.067	0.131	0.077	0.145	0.112	0.126	-0.125	-0.109	-0.109	-0.109	0.293	-
0.353												
2011	-0.058	-0.041	-0.135	0.022	0.183	0.321	0.041	-0.069	0.118	-0.218	0.132	-
0.292												
2012	0.118	0.127	-0.171	0.075	-0.005	0.206	-0.305	-0.158	0.139	0.113	-0.061	0.135
2013	-0.287	-0.113	0.015	0.042	0.102	0.100	0.049	0.089	-0.017	-0.138	0.139	-
0.034												
2014	-0.097	0.032	0.012	-0.038	-0.203	-0.133	0.033	-0.027	-0.031	-0.188	0.159	0.146
2015	0.040	-0.054	-0.063	0.090	-0.074	-0.170	-0.100	0.014	-0.028	0.162	-0.130	0.020
2016	0.075	-0.143	-0.153	0.044	0.111	0.038	0.011	0.153	-0.077	-0.023	-0.016	0.054
2017	0.161	-0.118	-0.359	0.467	-0.003	0.053	-0.012	0.042	0.090	-0.024	-0.069	-
0.012												
2018	-0.047	-0.286	0.021	0.187	0.125	-0.214	0.148	0.136	-0.121	0.018	0.023	0.046
2019	-0.313	0.069	-0.099	-0.059	0.221	0.188	0.155	0.163	0.095	-0.087	0.198	-
0.073												
2020	0.278	0.456	0.925	-0.579	-0.120	-0.279	-0.468	-0.088	0.080	-0.033	-0.248	0.006
2021	-0.067	-0.057	-0.280	0.004	-0.106	0.140	0.341	-0.133	-0.075	0.184	-0.008	-
0.072												
2022	0.020											

PART 2 : DERIVATION OF THE MODELS FOR THE COMPONENTS AND ESTIMATORS



SERIES TITLE: POTENCIA

MODEL PARAMETERS

(0,1,1)(0,1,1)

PARAMETER VALUES : COEFFIC. OF POLYNOMIALS IN B OF THE MODEL (TRUE SIGNS)

THETA PARAMETERS

1.00 -0.44

BTHETA PARAMETERS

1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 -0.87

PHI PARAMETERS

1.00

BPHI PARAMETERS

1.00

NUMERATOR OF THE MODEL (TOTAL MOVING AVERAGE POLYNOMIAL)

1.0000 -0.4419 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
-0.8710 0.3849

FACTORIZATION OF THE TOTAL AUTOREGRESSIVE POLYNOMIAL



STATIONARY AUTOREGRESSIVE TREND-CYCLE

1.0000

NON-STATIONARY AUTOREGRESSIVE TREND-CYCLE

1.0000 -2.0000 1.0000

AUTOREGRESSIVE TREND-CYCLE

1.0000 -2.0000 1.0000

STATIONARY AUTOREGRESSIVE TRANSITORY COMPONENT

1.0000

NON-STATIONARY AUTOREGRESSIVE TRANSITORY COMP

1.0000

AUTOREGRESSIVE TRANSITORY COMP.

1.0000

STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONAL COMPONENT

1.0000

NON-STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONAL COMPONENT

1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000

AUTOREGRESSIVE SEASONAL COMPONENT



 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000 1.0000

STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONALLY ADJUSTED COMPONENT

1.0000

NON-STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONALLY ADJUSTED COMPONENT

1.0000 -2.0000 1.0000

AUTOREGRESSIVE SEASONALLY ADJUSTED COMPONENT

 1.0000 -2.0000 1.0000

TOTAL DENOMINATOR (TOTAL AUTOREGRESSIVE POLYNOMIAL)

 1.0000 -1.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
 -1.0000 1.0000

FACTORIZATION OF THE MA POLYN FOR THE COMPONENTS

 MA ROOTS OF TREND-CYCLE

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
0.989	0.000	0.989	0.000	-
-1.000	0.000	1.000	180.000	2.0

TOTAL SQUARED ERROR= 0.1187196D-33

MA ROOTS OF SEASONAL

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
0.638	0.648	0.910	45.424	7.925
-0.694	0.693	0.981	135.034	2.666
0.241	0.910	0.941	75.185	4.788
-0.251	0.930	0.964	105.080	3.426
0.702	0.000	0.702	0.000	-
-0.966	0.259	1.000	165.010	2.182

TOTAL SQUARED ERROR= 0.4384221D-26

MA ROOTS OF SEASONALLY ADJUSTED SERIES

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
0.443	0.000	0.443	0.000	-
0.989	0.000	0.989	0.000	-

TOTAL SQUARED ERROR= 0.1448381D-30

DERIVATION OF THE COMPONENT MODELS : OK



MODELS FOR THE COMPONENTS

TREND-CYCLE NUMERATOR (MOVING AVERAGE POL.)

1.00000 0.01144 -0.98856

TREND-CYCLE DENOMINATOR (AUTOREGRESSIVE POL.)

1.00000 -2.00000 1.00000

INNOV. VAR. (*) 0.068720

(*) IN UNITS OF VAR(A)

SEAS. NUMERATOR (MOVING AVERAGE POL.)

1.00000 1.36007 1.39640 1.30178 1.09678 0.85092 0.59200 0.34116 0.13253 -0.06020 -
0.18630 -0.45988

SEAS. DENOMINATOR (AUTOREGRESSIVE POL.)

1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000 1.00000
1.00000 1.00000

INNOV. VAR. (*) 0.004445

IRREGULAR



VAR. (*) 0.45491

SEASONALLY ADJUSTED NUMERATOR (MOVING AVERAGE POL.)

1.00000 -1.43114 0.43752

SEASONALLY ADJUSTED DENOMINATOR (AUTOREGRESSIVE POL.)

1.00000 -2.00000 1.00000

INNOV. VAR. (*) 0.884483

(*) IN UNITS OF VAR(A)

ARIMA MODEL FOR ESTIMATORS

Innovation are these in observed series (a(t))

1. SA SERIES [n(t)]

(1) HISTORICAL ESTIMATOR

$$(1-0.4419F-0.8710F^2+0.3849F^3)[(1-B)^2]N(t)=KN(1-1.431B+0.4375B^2)$$

$$(1-1.431F+0.4375F^2)(1+F+F^2+F^3+F^4+F^5+F^6+F^7+F^8+F^9+F^{10}+F^{11})a(t)$$



KN= 0.884483

(2) CONCURRENT ESTIMATOR[N(t|t)]

$$[(1-B)^2]N(t|t)=KcN(1 -1.416B+ 0.4221B^2)a(t)$$

KcN= 0.916784

MA ROOTS of concurrent estimator

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
0.989	0.000	0.989	0.000	-
0.427	0.000	0.427	0.000	-

(3) REVISION IN CONCURRENT ESTIMATOR [R(t|t)]

$$(1-0.4419F-0.8710F^12+ 0.3849F^13)R(t|t)=KrN F$$

$$(1+ 0.4047F+ 0.3141F^2+ 0.2244F^3+ 0.1357F^4+ 0.4799E-01F^5-0.3870E-01F^6-0.1244F^7-0.2091F^8-0.2928F^9-0.3755F^10$$

$$-1.839F^11+ 0.9432F^12)a(t)$$

KrN= 0.001305

2. TREND-CYCLE COMPONENT [P(t)]



(1) HISTORICAL ESTIMATOR

$$(1-0.4419F-0.8710F^{12}+ 0.3849F^{13})[(1-B)^2]P(t)=KP(1+ 0.1144E-01B-0.9886B^2)$$

$$(1+ 0.1144E-01F-0.9886F^2)(1+F+F^2+F^3+F^4+F^5+F^6+F^7+F^8+F^9+F^{10}+F^{11})a(t)$$

KP= 0.068720

(2) CONCURRENT ESTIMATOR[P(t|t)]

$$[(1-B)^2]P(t|t)=KcP(1-0.8399B-0.1471B^2)a(t)$$

KcP= 0.461873

MA ROOTS of concurrent estimator

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
0.989	0.000	0.989	0.000	-
-0.149	0.000	0.149	180.000	2.0

(3) REVISION IN CONCURRENT ESTIMATOR [R(t|t)]

$$(1-0.4419F-0.8710F^{12}+ 0.3849F^{13})R(t|t)=KrP F$$



$$(1 + 0.5042E-01F + 0.3912E-01F^2 + 0.2795E-01F^3 + 0.1690E-01F^4 + 0.5979E-02F^5 - 0.4821E-02F^6 - 0.1550E-01F^7 - 0.2605E-01F^8 - 0.3648E-01F^9 - 0.4678E-01F^{10} - 0.2674E-01F^{11} - 0.8474F^{12})a(t)$$

$$KrP = 0.084095$$

3. SEASONAL COMPONENT [S(t)]

(1) HISTORICAL ESTIMATOR

$$(1 - 0.4419F - 0.8710F^{12} + 0.3849F^{13})(1 + B + B^2 + B^3 + B^4 + B^5 + B^6 + B^7 + B^8 + B^9 + B^{10} + B^{11})S(t) = KS$$

$$(1 + 1.360B + 1.396B^2 + 1.302B^3 + 1.097B^4 + 0.8509B^5 + 0.5920B^6 + 0.3412B^7 + 0.1325B^8 - 0.6020E-01B^9 - 0.1863B^{10} - 0.4599B^{11})$$

$$(1 + 1.360F + 1.396F^2 + 1.302F^3 + 1.097F^4 + 0.8509F^5 + 0.5920F^6 + 0.3412F^7 + 0.1325F^8 - 0.6020E-01F^9 - 0.1863F^{10}$$

$$- 0.4599F^{11})[(1-F)^2]a(t)$$

$$KS = 0.004445$$

(2) CONCURRENT ESTIMATOR[S(t|t)]

$$(1 + B + B^2 + B^3 + B^4 + B^5 + B^6 + B^7 + B^8 + B^9 + B^{10} + B^{11})$$

$$S(t|t) = KcS$$



$$(1 + 1.267B + 1.463B^2 + 1.586B^3 + 1.637B^4 + 1.616B^5 + 1.523B^6 + 1.357B^7 + 1.120B^8 + 0.8106B^9 + 0.4291B^{10} - 0.2456E-01B^{11})a(t)$$

$$KcS = 0.083216$$

MA ROOTS of concurrent estimator

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
-0.626	0.662	0.911	133.417	2.698
0.736	0.626	0.966	40.373	8.917
-0.197	0.899	0.921	102.350	3.517
0.301	0.889	0.938	71.311	5.048
-0.873	0.243	0.906	164.475	2.189
0.052	0.000	0.052	0.000	-

(3) REVISION IN CONCURRENT ESTIMATOR [R(t|t)]

$$(1 - 0.4419F - 0.8710F^2 + 0.3849F^3)R(t|t) = KrS F$$

$$(1 + 0.4047F + 0.3141F^2 + 0.2244F^3 + 0.1357F^4 + 0.4799E-01F^5 - 0.3870E-01F^6 - 0.1244F^7 - 0.2091F^8 - 0.2928F^9 - 0.3755F^{10} - 1.839F^{11} + 0.9432F^{12})a(t)$$

$$KrS = 0.001305$$

4. IRREGULAR COMPONENT [U(t)]

(1) HISTORICAL ESTIMATOR

$$(1-0.4419F-0.8710F^{12}+0.3849F^{13})U(t)=KU(1-F)(1-F^{12})a(t)$$

$$KU= 0.454912$$

(2) CONCURRENT ESTIMATOR[U(t|t)]

$$U(t|t)=KcUa(t)$$

$$KcU= 0.454912$$

(3) REVISION IN CONCURRENT ESTIMATOR [R(t|t)]

$$(1-0.4419F-0.8710F^{12}+0.3849F^{13})R(t|t)=KrU F(1+0.2312F^{11}-1.102F^{12})a(t)$$

$$KrU= 0.064447$$

MOVING AVERAGE REPRESENTATION OF ESTIMATORS (NONSTATIONARY)

The model for the components differs from that of its theoretical MMSE estimator.

The MA expressions of the estimators in terms of the observed series innovation



is given below.

(Negative lags represent future values; positive lags represent past values.

Lag 0 denotes the last observed period.

The last column (the sum of the Psi-Weights) should be zero

for negative lags, 1 for lag=0, and equal to the Box-Jenkins

Psi-Weights for positive lags.

PSIEP(LAG), for example, represents the effect of the overall

innovation at period (t-lag) on the estimator of the trend for period t.

Similarly for the other components.

LAG	PSIEP	PSIES	PSIEC	PSIEA	PSIUE	PSIX
-24	-0.0145	0.0656	0.0000	-0.0656	-0.0511	-0.0000
-23	-0.0175	0.0174	0.0000	-0.0174	0.0000	-0.0000
-22	-0.0128	0.0127	0.0000	-0.0127	0.0000	-0.0000
-21	-0.0080	0.0080	0.0000	-0.0080	0.0000	-0.0000
-20	-0.0033	0.0032	0.0000	-0.0032	0.0001	-0.0000
-19	0.0015	-0.0017	0.0000	0.0017	0.0002	-0.0000
-18	0.0061	-0.0067	0.0000	0.0067	0.0006	-0.0000
-17	0.0104	-0.0117	0.0000	0.0117	0.0012	-0.0000
-16	0.0139	-0.0167	0.0000	0.0167	0.0028	-0.0000
-15	0.0154	-0.0218	0.0000	0.0218	0.0064	-0.0000
-14	0.0125	-0.0270	0.0000	0.0270	0.0145	-0.0000
-13	-0.0005	-0.0323	0.0000	0.0323	0.0327	-0.0000



	-12	-0.0166	0.0753	0.0000	-0.0753	-0.0587	-0.0000
	-11	-0.0200	0.0200	0.0000	-0.0200	-0.0001	-0.0000
	-10	-0.0145	0.0146	0.0000	-0.0146	-0.0002	-0.0000
	-9	-0.0088	0.0092	0.0000	-0.0092	-0.0004	-0.0000
	-8	-0.0028	0.0036	0.0000	-0.0036	-0.0008	-0.0000
	-7	0.0039	-0.0020	0.0000	0.0020	-0.0019	-0.0000
	-6	0.0119	-0.0076	0.0000	0.0076	-0.0043	-0.0000
	-5	0.0230	-0.0133	0.0000	0.0133	-0.0097	-0.0000
	-4	0.0410	-0.0191	0.0000	0.0191	-0.0219	-0.0000
	-3	0.0744	-0.0249	0.0000	0.0249	-0.0496	-0.0000
	-2	0.1428	-0.0306	0.0000	0.0306	-0.1122	-0.0000
	-1	0.2900	-0.0361	0.0000	0.0361	-0.2539	-0.0000
	0	0.4619	0.0832	0.0000	0.9168	0.4549	1.0000
	1	0.5358	0.0222	0.0000	0.5358	0.0000	0.5581
	2	0.5418	0.0162	0.0000	0.5418	0.0000	0.5581
	3	0.5478	0.0102	0.0000	0.5478	0.0000	0.5581
	4	0.5538	0.0042	0.0000	0.5538	0.0000	0.5581
	5	0.5598	-0.0018	0.0000	0.5598	0.0000	0.5581
	6	0.5658	-0.0078	0.0000	0.5658	0.0000	0.5581
	7	0.5718	-0.0138	0.0000	0.5718	0.0000	0.5581
	8	0.5778	-0.0197	0.0000	0.5778	0.0000	0.5581
	9	0.5838	-0.0257	0.0000	0.5838	0.0000	0.5581
	10	0.5898	-0.0317	0.0000	0.5898	0.0000	0.5581
	11	0.5958	-0.0377	0.0000	0.5958	0.0000	0.5581
	12	0.6018	0.0853	0.0000	0.6018	0.0000	0.6871
	13	0.6078	0.0222	0.0000	0.6078	0.0000	0.6300
	14	0.6138	0.0162	0.0000	0.6138	0.0000	0.6300



	15	0.6198	0.0102	0.0000	0.6198	0.0000	0.6300
	16	0.6258	0.0042	0.0000	0.6258	0.0000	0.6300
	17	0.6318	-0.0018	0.0000	0.6318	0.0000	0.6300
	18	0.6378	-0.0078	0.0000	0.6378	0.0000	0.6300
	19	0.6438	-0.0138	0.0000	0.6438	0.0000	0.6300
	20	0.6498	-0.0197	0.0000	0.6498	0.0000	0.6300
	21	0.6558	-0.0257	0.0000	0.6558	0.0000	0.6300
	22	0.6618	-0.0317	0.0000	0.6618	0.0000	0.6300
	23	0.6678	-0.0377	0.0000	0.6678	0.0000	0.6300
	24	0.6738	0.0853	0.0000	0.6738	0.0000	0.7591

DETERMINISTIC COMPONENT FROM regARIMA

NONE

DERIVATION OF THE FILTERS : OK

WIENER-KOLMOGOROV FILTERS (ONE SIDE)

TREND-CYCLE COMPONENT

0.2659	0.1933	0.0885	0.0422	0.0217	0.0125	0.0083	0.0062	0.0048	0.0031	-0.0001	-0.0070
-0.0118	-0.0071	-0.0005	0.0025	0.0037	0.0042	0.0043	0.0041	0.0036	0.0024	-0.0002	-0.0061
-0.0103	-0.0062	-0.0004	0.0021	0.0032	0.0037	0.0037	0.0036	0.0032	0.0021	-0.0002	-0.0053
-0.0089	-0.0054	-0.0003	0.0019	0.0028	0.0032	0.0033	0.0031	0.0027	0.0019	-0.0002	-0.0047
-0.0078	-0.0047	-0.0003	0.0016	0.0025	0.0028	0.0028	0.0027	0.0024	0.0016	-0.0001	-0.0041



SA SERIES COMPONENT

0.9404	0.0051	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0054	0.0053	0.0053	0.0052	0.0051	0.0051
-0.0553	0.0050	0.0049	0.0049	0.0048	0.0047	0.0047	0.0046	0.0046	0.0045	0.0045	0.0044
-0.0482	0.0043	0.0043	0.0042	0.0042	0.0041	0.0041	0.0040	0.0040	0.0039	0.0039	0.0039
-0.0419	0.0038	0.0037	0.0037	0.0036	0.0036	0.0036	0.0035	0.0035	0.0034	0.0034	0.0034
-0.0365	0.0033	0.0032	0.0032	0.0032	0.0031	0.0031	0.0031	0.0030	0.0030	0.0030	0.0029

SEASONAL COMPONENT

0.0596	-0.0051	-0.0054	-0.0054	-0.0054	-0.0054	-0.0054	-0.0053	-0.0053	-0.0052	-0.0051	-0.0051
0.0553	-0.0050	-0.0049	-0.0049	-0.0048	-0.0047	-0.0047	-0.0046	-0.0046	-0.0045	-0.0045	-0.0044
0.0482	-0.0043	-0.0043	-0.0042	-0.0042	-0.0041	-0.0041	-0.0040	-0.0040	-0.0039	-0.0039	-0.0039
0.0419	-0.0038	-0.0037	-0.0037	-0.0036	-0.0036	-0.0036	-0.0035	-0.0035	-0.0034	-0.0034	-0.0034
0.0365	-0.0033	-0.0032	-0.0032	-0.0032	-0.0031	-0.0031	-0.0031	-0.0030	-0.0030	-0.0030	-0.0029

IRREGULAR COMPONENT

0.6745	-0.1882	-0.0832	-0.0367	-0.0162	-0.0071	-0.0030	-0.0009	0.0004	0.0021	0.0052	0.0121
-0.0435	0.0121	0.0054	0.0024	0.0011	0.0005	0.0004	0.0005	0.0010	0.0021	0.0047	0.0106
-0.0379	0.0106	0.0047	0.0021	0.0009	0.0005	0.0003	0.0004	0.0008	0.0018	0.0041	0.0092
-0.0330	0.0092	0.0041	0.0018	0.0008	0.0004	0.0003	0.0004	0.0007	0.0016	0.0036	0.0080
-0.0287	0.0080	0.0035	0.0016	0.0007	0.0004	0.0003	0.0003	0.0006	0.0014	0.0031	0.0070

CONTRIBUTION OF ORIGINAL SERIES AND OF ITS INNOVATIONS TO THE ESTIMATOR
OF THE COMPONENTS FOR THE PRESENT PERIOD.

COMPONENT TRANS.+IRREGULAR	CONTRIBUTION OF		TREND-CYCLE		SEASONAL COMPONENT	
	OBSERVATION	INNOVATION	OBSERVATION	INNOVATION	OBSERVATION	INNOVATION
LAST PERIOD	0.266	0.462	0.060	0.083	0.674	0.455
NEXT PERIOD	0.193	0.290	-0.005	-0.036	-0.188	-0.254
1 YEAR AHEAD	-0.012	-0.017	0.055	0.075	-0.044	-0.059
2 YEAR AHEAD	-0.010	-0.014	0.048	0.066	-0.038	-0.051

Check :

- The sum of the 3 weights associated with the observation, for the last period, should be 1.0.
- The same should happen with the 3 weights associated with the innovations for the last period.
- The sum of the 3 weights associated with the innovation, for future period, should be zero.

Note : some examples

- * If the last observation on the series has a relatively large weight for the seasonal component, the series contains a relatively important seasonal component.
- * If next period innovation has a relatively large weight for the trend-cycle component, the estimator of this component will be strongly affected by the next period forecast error (i.e., the first revision of the concurrent

estimator will be large).

* If the weight for some component, associated with the innovation two-year into the future is large, this would indicate that the estimator, after two years of revisions is still far from convergence.

DISTRIBUTION OF COMPONENT, THEORETICAL ESTIMATOR AND EMPIRICAL ESTIMATE

AUTOCORRELATION FUNCTION OF COMPONENTS (STATIONARY TRANSFORMATION)

TREND-CYCLE

LAG	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	SE
1	0.000	0.426	0.454	0.038
2	-0.500	-0.311	-0.251	0.062
3	0.000	-0.342	-0.309	0.063
4	0.000	-0.151	-0.203	0.084
5	0.000	-0.066	-0.187	0.089
6	0.000	-0.028	-0.087	0.083
7	0.000	-0.009	0.058	0.089



	8	0.000	0.004	0.110	0.088
	9	0.000	0.020	0.078	0.087
10	0.000	0.019	0.018	0.088	
11	0.000	-0.028	-0.060	0.088	
12	0.000	-0.065	-0.133	0.083	

VAR.(*) 0.136 0.024 0.024 0.003

SA SERIES

LAG	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	SE
1	-0.635	-0.635	-0.632	0.037
2	0.135	0.135	0.146	0.080
3	0.000	0.000	-0.031	0.087
4	0.000	0.000	0.058	0.087
5	0.000	0.000	-0.043	0.086
6	0.000	0.000	-0.041	0.083
7	0.000	0.000	0.090	0.086
8	0.000	0.000	-0.080	0.087
9	0.000	0.000	0.082	0.087
10	0.000	-0.009	-0.093	0.087
11	0.000	0.041	0.114	0.085
12	0.000	-0.065	-0.141	0.083

VAR.(*) 2.865 2.680 2.528 0.330

SEASONAL

LAG	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	SE
1	0.904	0.722	0.687	0.082
2	0.743	0.338	0.283	0.106
3	0.555	-0.060	-0.121	0.072
4	0.366	-0.399	-0.389	0.064
5	0.197	-0.628	-0.524	0.141
6	0.062	-0.716	-0.582	0.182
7	-0.034	-0.653	-0.535	0.135
8	-0.088	-0.447	-0.410	0.061
9	-0.104	-0.129	-0.160	0.096
10	-0.089	0.253	0.217	0.140
11	-0.050	0.629	0.573	0.123
12	0.000	0.911	0.832	0.045

VAR.(*) 0.041 0.001 0.001 0.001

IRREGULAR

LAG	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	SE
1	0.000	-0.279	-0.261	0.054
2	0.000	-0.123	-0.114	0.069
3	0.000	-0.054	-0.055	0.070
4	0.000	-0.024	-0.004	0.070
5	0.000	-0.011	-0.089	0.070
6	0.000	-0.004	-0.045	0.066
7	0.000	-0.001	0.082	0.070
8	0.000	0.001	-0.015	0.070
9	0.000	0.003	0.058	0.070
10	0.000	0.008	-0.040	0.070
11	0.000	0.018	0.048	0.070
12	0.000	-0.065	-0.104	0.066

VAR.(*) 0.455 0.307 0.295 0.030

(*) IN UNITS OF VAR(A)

For all components it should happen that :

- Var(Component) > Var(Estimator)
- Var(Estimator) close to Var(Estimate)



* If, for a component, $\text{Var}(\text{Estimator}) \gg \text{Var}(\text{Estimate})$, there is UNDERESTIMATION

of the component.

* If $\text{Var}(\text{Estimator}) \ll \text{Var}(\text{Estimate})$, the component has been OVERESTIMATED.

SECOND ORDER MOMENTS OF THE (STATIONARY) COMPONENTS OVER / UNDER ESTIMATION TESTS

1. VARIANCE

TREND-CYCLE (Full)	OK
TREND-CYCLE (Noend)	OK
TREND-CYCLE (Weighted)	OK
SEASONAL (Full)	OK
SEASONAL (Noend)	OK
SEASONAL (Weighted)	OK
IRREGULAR (Full)	OK
IRREGULAR (Noend)	OK
IRREGULAR (Weighted)	OK
ADJUSTED (Full)	OK
ADJUSTED (Noend)	OK
ADJUSTED (Weighted)	OK

- ++ : Overestimation of component. Strong evidence ($p < .0013$).
- + : Overestimation of component. Mild evidence ($.0013 < p < .0227$).
- : Underestimation of component. Strong evidence ($p < .0013$).
- : Underestimation of component. Mild evidence ($.0013 < p < .0227$).

2. AUTOCOVARIANCE

	FIRST ORDER AUTOCOVARIANCE	SEASONAL ORDER AUTOCOVARIANCE
TREND-CYCLE (Full)	OK	OK
TREND-CYCLE (Noend)	OK	OK
TREND-CYCLE (Weighted)	OK	OK
SEASONAL (Full)	OK	OK
SEASONAL (Noend)	OK	OK
SEASONAL (Weighted)	OK	OK
IRREGULAR (Full)	OK	OK
IRREGULAR (Noend)	OK	OK
IRREGULAR (Weighted)	OK	OK
ADJUSTED (Full)	OK	OK
ADJUSTED (Noend)	OK	OK
ADJUSTED (Weighted)	OK	OK

++ : Too much positive covariance. Strong evidence ($p < .0013$).

+ : Too much positive covariance. Mild evidence ($.0013 < p < .0227$).

-- : Too much negative covariance. Strong evidence ($p < .0013$).

- : Too much negative covariance. Mild evidence ($.0013 < p < .0227$).

3. CROSSCOVARIANCE

	SEASONAL	IRREGULAR
TREND-CYCLE	OK	OK
SEASONAL		OK

++ : Too much positive crosscovariance. Strong evidence ($p < .0013$).

+ : Too much positive crosscovariance. Mild evidence ($.0013 < p < .0227$).

-- : Too much negative crosscovariance. Strong evidence ($p < .0013$).

- : Too much negative crosscovariance. Mild evidence ($.0013 < p < .0227$).

WEIGHTS FOR ASYMMETRIC TREND CONCURRENT ESTIMATOR FILTER (semi-infinite realization)

exp(B)	WEIGHTS	exp(B)	WEIGHTS	exp(B)	WEIGHTS
0	0.461873	1	0.278057	2	0.128886



3	0.062960	4	0.033825	5	0.020948
6	0.015257	7	0.012742	8	0.011631
9	0.011140	10	0.010922	11	0.010827
12	-0.048801	13	-0.025106	14	-0.005870
15	0.002631	16	0.006388	17	0.008049
18	0.008783	19	0.009107	20	0.009250
21	0.009313	22	0.009341	23	0.009354
24	-0.042539	25	-0.021882	26	-0.005119
27	0.002289	28	0.005563	29	0.007010
30	0.007649	31	0.007932	32	0.008057
33	0.008112	34	0.008136	35	0.008147
36	-0.037051	37	-0.019059	38	-0.004459
39	0.001994	40	0.004845	41	0.006105
42	0.006662	43	0.006909	44	0.007017
45	0.007065	46	0.007087	47	0.007096
48	-0.032271	49	-0.016600	50	-0.003884
51	0.001736	52	0.004220	53	0.005318
54	0.005803	55	0.006017	56	0.006112
57	0.006154	58	0.006172	59	0.006181
60	-0.028108				

WEIGHTS FOR ASYMMETRIC SA CONCURRENT ESTIMATOR FILTER (semi-infinite realization)

exp(B)	WEIGHTS	exp(B)	WEIGHTS	exp(B)	WEIGHTS
0	0.916784	1	0.024193	2	0.016691
3	0.013376	4	0.011911	5	0.011263
6	0.010977	7	0.010851	8	0.010795



9	0.010770	10	0.010759	11	0.010754
12	-0.107519	13	0.007630	14	0.008598
15	0.009025	16	0.009214	17	0.009298
18	0.009334	19	0.009351	20	0.009358
21	0.009361	22	0.009363	23	0.009363
24	-0.093650	25	0.006645	26	0.007488
27	0.007861	28	0.008025	29	0.008098
30	0.008130	31	0.008144	32	0.008151
33	0.008153	34	0.008155	35	0.008155
36	-0.081569	37	0.005788	38	0.006522
39	0.006847	40	0.006990	41	0.007053
42	0.007081	43	0.007094	44	0.007099
45	0.007102	46	0.007103	47	0.007103
48	-0.071046	49	0.005041	50	0.005681
51	0.005963	52	0.006088	53	0.006143
54	0.006168	55	0.006179	56	0.006183
57	0.006185	58	0.006186	59	0.006187
60	-0.061880				

CONCURRENT ESTIMATOR:PHASE DIAGRAM

period of cycle	Delay(in months)	
	SA series	trend-cycle
INF	0.0	0.0
20 years cycle	0.2	0.9
10 years cycle	0.2	1.0
5 years cycle	0.2	1.0
2 years cycle	0.2	1.0

Stochastic seasonal and trading day spectral peaks

	Frequency (cycles per yer)						TD (2.1878 rad)
	One	Two	Three	Four	Five	Six	
Seasonally adjusted series	--	--	--	--	--	--	a-
Trend-Cycle component	--	--	--	--	--	--	--
Irregular component	--	--	--	--	--	--	--

AT : peaks detected in AR(30) and using Tukey spectrum estimator

A- : only peaks detected in AR(30) spectrum estimator

-T : only peaks detected using Tukey estimator spectrum

-- : No peaks detected in AR(30) nor using Tukey spectrum estimator

Overall test for residual seasonality

Autocorrelation function evidence : NO

Non-parametric evidence : NO

Spectral evidence : NO

No residual seasonality detected in seasonally adjusted series

PART 3 : ERROR ANALYSIS

ACF (LAG)	FINAL ESTIMATION ERROR		REVISION IN CONCURRENT ESTIMATOR	
	TREND-CYCLE	SA SERIES	TREND-CYCLE	SA SERIES
1	0.728	0.195	0.520	0.231
2	0.325	0.029	0.272	0.064
3	0.130	-0.099	0.129	-0.070
4	0.033	-0.191	0.040	-0.169
5	-0.015	-0.247	-0.018	-0.233
6	-0.035	-0.266	-0.055	-0.262
7	-0.037	-0.250	-0.076	-0.256
8	-0.027	-0.199	-0.081	-0.213
9	-0.007	-0.114	-0.070	-0.134
10	0.019	0.006	-0.039	-0.017
11	0.042	0.160	0.019	0.136
12	0.053	0.914	0.083	0.872
VAR.(*)	0.135	0.041	0.120	0.041

TOTAL ESTIMATION ERROR (CONCURRENT ESTIMATOR)

ACF (LAG)	TREND-CYCLE	SA SERIES
1	0.630	0.213
2	0.300	0.047
3	0.130	-0.084
4	0.036	-0.180
5	-0.016	-0.240
6	-0.045	-0.264
7	-0.055	-0.253
8	-0.052	-0.206
9	-0.036	-0.124
10	-0.008	-0.006
11	0.031	0.148
12	0.067	0.893

VAR.(*) 0.255 0.082

(*) IN UNITS OF VAR(A)

VARIANCE OF THE REVISION ERROR (*)

ADDITIONAL	TREND-CYCLE	SA SERIES
------------	-------------	-----------



PERIODS

0	0.1195	0.4112E-01
12	0.6159E-02	0.3127E-01
24	0.4672E-02	0.2372E-01
36	0.3544E-02	0.1800E-01
48	0.2689E-02	0.1365E-01
60	0.2040E-02	0.1036E-01

PERCENTAGE REDUCTION IN THE STANDARD ERROR OF THE REVISION AFTER ADDITIONAL YEARS
(COMPARISON WITH CONCURRENT ESTIMATORS)

AFTER 1 YEAR	77.30	12.79
AFTER 2 YEAR	80.23	24.04
AFTER 3 YEAR	82.78	33.84
AFTER 4 YEAR	85.00	42.37
AFTER 5 YEAR	86.94	49.81

VARIANCE OF THE REVISION ERROR FOR THE SEASONAL COMPONENT (ONE YEAR AHEAD
ADJUSTMENT)

PERIODS AHEAD VARIANCE (*)



	0	0.4112E-01
1		0.4804E-01
2		0.4854E-01
3		0.4880E-01
4		0.4891E-01
5		0.4892E-01
6		0.4893E-01
7		0.4899E-01
8		0.4918E-01
9		0.4957E-01
10		0.5023E-01
11		0.5124E-01
12		0.5266E-01

AVERAGE PERCENTAGE REDUCTION IN RMSE FROM CONCURRENT ADJUSTMENT 7.961

(*) IN UNITS OF VAR(A)

LOGS DECOMPOSITION OF THE SERIES: RECENT ESTIMATES

PERIOD	SERIES	TREND-CYCLE	SA SERIES	
	ESTIMATE	STANDARD ERROR	ESTIMATE	STANDARD ERROR



	TOTAL	OF REVISION	TOTAL	OF REVISION	TOTAL	OF REVISION	
-24	7.463	7.447	0.6582E-02	0.1204E-02	7.461	0.4486E-02	0.2713E-02
-23	7.467	7.440	0.6587E-02	0.1230E-02	7.456	0.4633E-02	0.2948E-02
-22	7.471	7.422	0.6595E-02	0.1268E-02	7.452	0.4643E-02	0.2964E-02
-21	7.346	7.403	0.6598E-02	0.1288E-02	7.339	0.4648E-02	0.2973E-02
-20	7.397	7.398	0.6600E-02	0.1296E-02	7.393	0.4650E-02	0.2976E-02
-19	7.376	7.406	0.6600E-02	0.1297E-02	7.397	0.4651E-02	0.2977E-02
-18	7.391	7.419	0.6600E-02	0.1297E-02	7.407	0.4651E-02	0.2977E-02
-17	7.431	7.435	0.6601E-02	0.1302E-02	7.446	0.4652E-02	0.2979E-02
-16	7.450	7.447	0.6604E-02	0.1315E-02	7.461	0.4657E-02	0.2986E-02
-15	7.453	7.454	0.6608E-02	0.1337E-02	7.456	0.4666E-02	0.3001E-02
-14	7.457	7.459	0.6614E-02	0.1364E-02	7.448	0.4682E-02	0.3025E-02
-13	7.488	7.467	0.6617E-02	0.1382E-02	7.474	0.4706E-02	0.3062E-02
-12	7.476	7.474	0.6617E-02	0.1382E-02	7.474	0.4740E-02	0.3114E-02
-11	7.491	7.479	0.6624E-02	0.1413E-02	7.480	0.4922E-02	0.3385E-02
-10	7.494	7.486	0.6633E-02	0.1456E-02	7.475	0.4935E-02	0.3403E-02
-9	7.512	7.495	0.6638E-02	0.1478E-02	7.505	0.4941E-02	0.3413E-02
-8	7.505	7.503	0.6640E-02	0.1486E-02	7.502	0.4944E-02	0.3417E-02
-7	7.499	7.508	0.6640E-02	0.1487E-02	7.520	0.4944E-02	0.3417E-02
-6	7.508	7.508	0.6640E-02	0.1488E-02	7.523	0.4945E-02	0.3418E-02
-5	7.470	7.503	0.6644E-02	0.1503E-02	7.485	0.4946E-02	0.3420E-02
-4	7.486	7.502	0.6656E-02	0.1557E-02	7.497	0.4952E-02	0.3428E-02
-3	7.512	7.503	0.6695E-02	0.1716E-02	7.515	0.4963E-02	0.3445E-02
-2	7.507	7.503	0.6822E-02	0.2160E-02	7.498	0.4983E-02	0.3472E-02
-1	7.511	7.503	0.7271E-02	0.3315E-02	7.497	0.5012E-02	0.3514E-02
0	7.509	7.505	0.8885E-02	0.6089E-02	7.507	0.5052E-02	0.3571E-02



STANDARD ERROR OF
FINAL ESTIMATOR 0.6471E-02

Transparencia y Liquidez en el
Mercado Eléctrico
0.3573E-02

PERIOD	SEASONAL	ESTIMATE	STANDARD ERROR
		TOTAL	OF REVISION
-24		0.1682E-02	0.4486E-02 0.2713E-02
-23		0.1116E-01	0.4633E-02 0.2948E-02
-22		0.1923E-01	0.4643E-02 0.2964E-02
-21		0.6978E-02	0.4648E-02 0.2973E-02
-20		0.3342E-02	0.4650E-02 0.2976E-02
-19		-0.2183E-01	0.4651E-02 0.2977E-02
-18		-0.1567E-01	0.4651E-02 0.2977E-02
-17		-0.1469E-01	0.4652E-02 0.2979E-02
-16		-0.1123E-01	0.4657E-02 0.2986E-02
-15		-0.3212E-02	0.4666E-02 0.3001E-02
-14		0.9787E-02	0.4682E-02 0.3025E-02
-13		0.1413E-01	0.4706E-02 0.3062E-02
-12		0.1831E-02	0.4740E-02 0.3114E-02
-11		0.1127E-01	0.4922E-02 0.3385E-02
-10		0.1923E-01	0.4935E-02 0.3403E-02
-9		0.6874E-02	0.4941E-02 0.3413E-02
-8		0.3408E-02	0.4944E-02 0.3417E-02
-7		-0.2155E-01	0.4944E-02 0.3417E-02
-6		-0.1540E-01	0.4945E-02 0.3418E-02
-5		-0.1489E-01	0.4946E-02 0.3420E-02



-4	-0.1127E-01	0.4952E-02	0.3428E-02
-3	-0.3076E-02	0.4963E-02	0.3445E-02
-2	0.9589E-02	0.4983E-02	0.3472E-02
-1	0.1400E-01	0.5012E-02	0.3514E-02
0	0.1797E-02	0.5052E-02	0.3571E-02

STANDARD ERROR OF
FINAL ESTIMATOR 0.3573E-02

FORECAST OF THE STOCHASTIC SERIES AND COMPONENTS (LOGS)

PERIOD	SERIES	TREND-CYCLE				SA SERIES			
		FORECAST	S.E.	FORECAST	STANDARD ERROR	FORECAST	STANDARD ERROR		
		TOTAL	OF REVISION		TOTAL	OF REVISION			
1	01	7.519	0.1761E-01	7.507	0.1205E-01	0.1016E-01	7.507	0.1692E-01	0.1654E-
2	01	7.528	0.2017E-01	7.509	0.1530E-01	0.1387E-01	7.509	0.1937E-01	0.1904E-
3	01	7.518	0.2244E-01	7.511	0.1803E-01	0.1683E-01	7.511	0.2159E-01	0.2130E-
4	01	7.516	0.2449E-01	7.513	0.2045E-01	0.1940E-01	7.513	0.2365E-01	0.2338E-
5	01	7.493	0.2639E-01	7.515	0.2266E-01	0.2171E-01	7.515	0.2558E-01	0.2533E-
6	01	7.502	0.2816E-01	7.517	0.2471E-01	0.2385E-01	7.517	0.2742E-01	0.2718E-



7	7.504	0.2983E-01	7.519	0.2664E-01	0.2585E-01	7.519	0.2917E-
01	0.2895E-01						
8	7.509	0.3141E-01	7.521	0.2848E-01	0.2774E-01	7.521	0.3086E-
01	0.3065E-01						
9	7.520	0.3291E-01	7.523	0.3025E-01	0.2955E-01	7.523	0.3250E-01
01							0.3230E-
10	7.534	0.3434E-01	7.524	0.3195E-01	0.3128E-01	7.524	0.3408E-01
01							0.3390E-
11	7.540	0.3572E-01	7.526	0.3359E-01	0.3296E-01	7.526	0.3563E-01
01							0.3545E-
12	7.530	0.3705E-01	7.528	0.3519E-01	0.3459E-01	7.528	0.3714E-01
01							0.3697E-
13	7.541	0.3898E-01	7.530	0.3675E-01	0.3618E-01	7.530	0.3863E-01
01							0.3846E-
14	7.551	0.4052E-01	7.532	0.3828E-01	0.3773E-01	7.532	0.4008E-01
01							0.3992E-
15	7.541	0.4202E-01	7.534	0.3978E-01	0.3925E-01	7.534	0.4151E-01
01							0.4136E-
16	7.539	0.4346E-01	7.536	0.4125E-01	0.4074E-01	7.536	0.4293E-01
01							0.4278E-
17	7.516	0.4485E-01	7.538	0.4270E-01	0.4220E-01	7.538	0.4432E-01
01							0.4417E-
18	7.524	0.4620E-01	7.540	0.4412E-01	0.4364E-01	7.540	0.4569E-01
01							0.4555E-
19	7.527	0.4752E-01	7.542	0.4553E-01	0.4507E-01	7.542	0.4705E-01
01							0.4692E-
20	7.532	0.4879E-01	7.543	0.4692E-01	0.4647E-01	7.543	0.4840E-01
01							0.4827E-
21	7.542	0.5004E-01	7.545	0.4830E-01	0.4786E-01	7.545	0.4973E-01
01							0.4961E-
22	7.557	0.5126E-01	7.547	0.4966E-01	0.4923E-01	7.547	0.5106E-01
01							0.5093E-
23	7.563	0.5244E-01	7.549	0.5101E-01	0.5059E-01	7.549	0.5237E-01
01							0.5225E-
24	7.553	0.5360E-01	7.551	0.5234E-01	0.5194E-01	7.551	0.5368E-01
01							0.5356E-



25	7.564	0.5525E-01	7.553	0.5367E-01	0.5328E-01	7.553	0.5497E-
01	0.5486E-01						
26	7.574	0.5525E-01	7.555	0.5499E-01	0.5461E-01	7.555	0.5626E-
01	0.5615E-01						
27	7.564	0.5525E-01	7.557	0.5630E-01	0.5593E-01	7.557	0.5754E-01
01							0.5743E-
28	7.562	0.5525E-01	7.559	0.5761E-01	0.5724E-01	7.559	0.5882E-01
01							0.5871E-
29	7.539	0.5525E-01	7.561	0.5890E-01	0.5855E-01	7.561	0.6009E-01
01							0.5998E-
30	7.547	0.5525E-01	7.563	0.6019E-01	0.5984E-01	7.563	0.6135E-01
01							0.6125E-
31	7.549	0.5525E-01	7.564	0.6148E-01	0.6113E-01	7.564	0.6261E-01
01							0.6251E-
32	7.555	0.5525E-01	7.566	0.6276E-01	0.6242E-01	7.566	0.6387E-01
01							0.6377E-
33	7.565	0.5525E-01	7.568	0.6403E-01	0.6370E-01	7.568	0.6512E-01
01							0.6502E-
34	7.580	0.5525E-01	7.570	0.6530E-01	0.6498E-01	7.570	0.6637E-01
01							0.6628E-
35	7.586	0.5525E-01	7.572	0.6657E-01	0.6625E-01	7.572	0.6762E-01
01							0.6752E-
36	7.576	0.5525E-01	7.574	0.6783E-01	0.6752E-01	7.574	0.6886E-01
01							0.6877E-
37	7.587	0.5525E-01	7.576	0.6909E-01	0.6879E-01	7.576	0.7010E-01
01							0.7001E-
38	7.597	0.5525E-01	7.578	0.7035E-01	0.7005E-01	7.578	0.7134E-01
01							0.7125E-
39	7.587	0.5525E-01	7.580	0.7160E-01	0.7131E-01	7.580	0.7258E-01
01							0.7249E-
40	7.585	0.5525E-01	7.582	0.7285E-01	0.7257E-01	7.582	0.7382E-01
01							0.7373E-
41	7.562	0.5525E-01	7.583	0.7410E-01	0.7382E-01	7.583	0.7505E-01
01							0.7497E-
42	7.570	0.5525E-01	7.585	0.7535E-01	0.7508E-01	7.585	0.7628E-01
01							0.7620E-



43	7.572	0.5525E-01	7.587	0.7660E-01	0.7633E-01	7.587	0.7752E-
01	0.7743E-01						
44	7.578	0.5525E-01	7.589	0.7785E-01	0.7758E-01	7.589	0.7875E-
01	0.7867E-01						
45	7.588	0.5525E-01	7.591	0.7909E-01	0.7883E-01	7.591	0.7998E-01
01							
46	7.603	0.5525E-01	7.593	0.8034E-01	0.8008E-01	7.593	0.8121E-01
01							
47	7.609	0.5525E-01	7.595	0.8158E-01	0.8132E-01	7.595	0.8244E-01
01							
48	7.599	0.5525E-01	7.597	0.8282E-01	0.8257E-01	7.597	0.8367E-01
01							
49	7.610	0.5525E-01	7.599	0.8407E-01	0.8382E-01	7.599	0.8490E-01
01							
50	7.620	0.5525E-01	7.601	0.8531E-01	0.8506E-01	7.601	0.8613E-01
01							
51	7.609	0.5525E-01	7.603	0.8655E-01	0.8631E-01	7.603	0.8736E-01
01							
52	7.608	0.5525E-01	7.604	0.8779E-01	0.8756E-01	7.604	0.8859E-01
01							
53	7.585	0.5525E-01	7.606	0.8904E-01	0.8880E-01	7.606	0.8983E-01
01							
54	7.593	0.5525E-01	7.608	0.9028E-01	0.9005E-01	7.608	0.9106E-01
01							
55	7.595	0.5525E-01	7.610	0.9152E-01	0.9130E-01	7.610	0.9229E-01
01							
56	7.601	0.5525E-01	7.612	0.9277E-01	0.9254E-01	7.612	0.9353E-01
01							
57	7.611	0.5525E-01	7.614	0.9401E-01	0.9379E-01	7.614	0.9476E-01
01							
58	7.625	0.5525E-01	7.616	0.9526E-01	0.9504E-01	7.616	0.9600E-01
01							
59	7.632	0.5525E-01	7.618	0.9650E-01	0.9629E-01	7.618	0.9723E-01
01							
60	7.621	0.5525E-01	7.620	0.9775E-01	0.9754E-01	7.620	0.9847E-01
01							



61	7.633	0.5525E-01	7.622	0.9900E-01	0.9879E-01	7.622	0.9971E-	
01	0.9965E-01							
62	7.643	0.5525E-01	7.623	0.1002	0.1000	7.623	0.1010	
0.1009								
63	7.632	0.5525E-01	7.625	0.1015	0.1013	7.625	0.1022	0.1021
64	7.631	0.5525E-01	7.627	0.1028	0.1025	7.627	0.1034	0.1034
65	7.608	0.5525E-01	7.629	0.1040	0.1038	7.629	0.1047	0.1046
66	7.616	0.5525E-01	7.631	0.1053	0.1051	7.631	0.1059	0.1059
67	7.618	0.5525E-01	7.633	0.1065	0.1063	7.633	0.1072	0.1071
68	7.624	0.5525E-01	7.635	0.1078	0.1076	7.635	0.1084	0.1084
69	7.634	0.5525E-01	7.637	0.1090	0.1088	7.637	0.1097	0.1096
70	7.648	0.5525E-01	7.639	0.1103	0.1101	7.639	0.1109	0.1109
71	7.655	0.5525E-01	7.641	0.1115	0.1114	7.641	0.1122	0.1121
72	7.644	0.5525E-01	7.643	0.1128	0.1126	7.643	0.1134	0.1134
73	7.656	0.5525E-01	7.644	0.1141	0.1139	7.644	0.1147	0.1146
74	7.665	0.5525E-01	7.646	0.1153	0.1152	7.646	0.1160	0.1159
75	7.655	0.5525E-01	7.648	0.1166	0.1164	7.648	0.1172	0.1172
76	7.654	0.5525E-01	7.650	0.1179	0.1177	7.650	0.1185	0.1184
77	7.631	0.5525E-01	7.652	0.1192	0.1190	7.652	0.1197	0.1197
78	7.639	0.5525E-01	7.654	0.1204	0.1202	7.654	0.1210	0.1210
79	7.641	0.5525E-01	7.656	0.1217	0.1215	7.656	0.1223	0.1222
80	7.646	0.5525E-01	7.658	0.1230	0.1228	7.658	0.1235	0.1235
81	7.657	0.5525E-01	7.660	0.1243	0.1241	7.660	0.1248	0.1248
82	7.671	0.5525E-01	7.662	0.1255	0.1254	7.662	0.1261	0.1260
83	7.677	0.5525E-01	7.663	0.1268	0.1267	7.663	0.1274	0.1273
84	7.667	0.5525E-01	7.665	0.1281	0.1279	7.665	0.1287	0.1286
85	7.679	0.5525E-01	7.667	0.1294	0.1292	7.667	0.1299	0.1299
86	7.688	0.5525E-01	7.669	0.1307	0.1305	7.669	0.1312	0.1312
87	7.678	0.5525E-01	7.671	0.1320	0.1318	7.671	0.1325	0.1325
88	7.676	0.5525E-01	7.673	0.1333	0.1331	7.673	0.1338	0.1337



	89	7.653	0.5525E-01	7.675	0.1346	0.1344	7.675	0.1351
	0.1350							
	90	7.661	0.5525E-01	7.677	0.1359	0.1357	7.677	0.1364
0.1363								
91	7.664	0.5525E-01	7.679	0.1372	0.1370	7.679	0.1377	0.1376
92	7.669	0.5525E-01	7.681	0.1385	0.1383	7.681	0.1390	0.1389
93	7.679	0.5525E-01	7.683	0.1398	0.1396	7.683	0.1403	0.1402
94	7.694	0.5525E-01	7.684	0.1411	0.1409	7.684	0.1416	0.1415
95	7.700	0.5525E-01	7.686	0.1424	0.1422	7.686	0.1429	0.1428
96	7.690	0.5525E-01	7.688	0.1437	0.1435	7.688	0.1442	0.1441
97	7.701	0.5525E-01	7.690	0.1450	0.1449	7.690	0.1455	0.1454
98	7.711	0.5525E-01	7.692	0.1463	0.1462	7.692	0.1468	0.1468
99	7.701	0.5525E-01	7.694	0.1476	0.1475	7.694	0.1481	0.1481
100	7.699	0.5525E-01	7.696	0.1490	0.1488	7.696	0.1494	0.1494
101	7.676	0.5525E-01	7.698	0.1503	0.1501	7.698	0.1508	0.1507
102	7.684	0.5525E-01	7.700	0.1516	0.1515	7.700	0.1521	0.1520
103	7.687	0.5525E-01	7.702	0.1529	0.1528	7.702	0.1534	0.1534
104	7.692	0.5525E-01	7.703	0.1543	0.1541	7.703	0.1547	0.1547
105	7.702	0.5525E-01	7.705	0.1556	0.1555	7.705	0.1561	0.1560
106	7.717	0.5525E-01	7.707	0.1569	0.1568	7.707	0.1574	0.1573
107	7.723	0.5525E-01	7.709	0.1583	0.1581	7.709	0.1587	0.1587
108	7.713	0.5525E-01	7.711	0.1596	0.1595	7.711	0.1601	0.1600
109	7.724	0.5525E-01	7.713	0.1610	0.1608	7.713	0.1614	0.1614
110	7.734	0.5525E-01	7.715	0.1623	0.1622	7.715	0.1627	0.1627
111	7.724	0.5525E-01	7.717	0.1636	0.1635	7.717	0.1641	0.1640
112	7.722	0.5525E-01	7.719	0.1650	0.1649	7.719	0.1654	0.1654
113	7.699	0.5525E-01	7.721	0.1663	0.1662	7.721	0.1668	0.1667
114	7.707	0.5525E-01	7.723	0.1677	0.1676	7.723	0.1681	0.1681
115	7.709	0.5525E-01	7.724	0.1691	0.1689	7.724	0.1695	0.1694
116	7.715	0.5525E-01	7.726	0.1704	0.1703	7.726	0.1708	0.1708



	117	7.725	0.5525E-01	7.728	0.1718	0.1717	7.728	0.1722
	0.1722							
0.1735	118	7.740	0.5525E-01	7.730	0.1731	0.1730	7.730	0.1735
	119	7.746	0.5525E-01	7.732	0.1745	0.1744	7.732	0.1749
	120	7.736	0.5525E-01	7.734	0.1759	0.1758	7.734	0.1762

PERIOD	SEASONAL		
	FORECAST	STANDARD ERROR	
	TOTAL	OF REVISION	
1	0.1123E-01	0.5260E-02	0.3860E-02
2	0.1914E-01	0.5275E-02	0.3880E-02
3	0.6912E-02	0.5283E-02	0.3891E-02
4	0.3411E-02	0.5286E-02	0.3895E-02
5	-0.2147E-01	0.5286E-02	0.3895E-02
6	-0.1530E-01	0.5286E-02	0.3896E-02
7	-0.1497E-01	0.5288E-02	0.3898E-02
8	-0.1128E-01	0.5294E-02	0.3905E-02
9	-0.3015E-02	0.5305E-02	0.3921E-02
10	0.9567E-02	0.5324E-02	0.3947E-02
11	0.1397E-01	0.5354E-02	0.3986E-02
12	0.1808E-02	0.5395E-02	0.4042E-02
13	0.1123E-01	0.5600E-02	0.4311E-02
14	0.1914E-01	0.5613E-02	0.4329E-02
15	0.6912E-02	0.5621E-02	0.4339E-02
16	0.3411E-02	0.5624E-02	0.4342E-02



17	-0.2147E-01	0.5624E-02	0.4343E-02
18	-0.1530E-01	0.5624E-02	0.4343E-02
19	-0.1497E-01	0.5626E-02	0.4345E-02
20	-0.1128E-01	0.5631E-02	0.4352E-02
21	-0.3015E-02	0.5642E-02	0.4366E-02
22	0.9567E-02	0.5660E-02	0.4389E-02
23	0.1397E-01	0.5688E-02	0.4425E-02
24	0.1808E-02	0.5726E-02	0.4475E-02
25	0.1123E-01	0.5920E-02	0.4720E-02
26	0.1914E-01	0.5933E-02	0.4736E-02
27	0.6912E-02	0.5940E-02	0.4745E-02
28	0.3411E-02	0.5942E-02	0.4748E-02
29	-0.2147E-01	0.5943E-02	0.4749E-02
30	-0.1530E-01	0.5943E-02	0.4749E-02
31	-0.1497E-01	0.5945E-02	0.4751E-02
32	-0.1128E-01	0.5950E-02	0.4757E-02
33	-0.3015E-02	0.5960E-02	0.4770E-02
34	0.9567E-02	0.5977E-02	0.4791E-02
35	0.1397E-01	0.6003E-02	0.4824E-02
36	0.1808E-02	0.6040E-02	0.4869E-02
37	0.1123E-01	0.6224E-02	0.5095E-02
38	0.1914E-01	0.6236E-02	0.5110E-02
39	0.6912E-02	0.6242E-02	0.5119E-02
40	0.3411E-02	0.6245E-02	0.5122E-02
41	-0.2147E-01	0.6246E-02	0.5122E-02
42	-0.1530E-01	0.6246E-02	0.5122E-02
43	-0.1497E-01	0.6247E-02	0.5124E-02
44	-0.1128E-01	0.6252E-02	0.5130E-02
45	-0.3015E-02	0.6261E-02	0.5142E-02



46	0.9567E-02	0.6278E-02	0.5162E-02
47	0.1397E-01	0.6303E-02	0.5192E-02
48	0.1808E-02	0.6338E-02	0.5234E-02
49	0.1123E-01	0.6513E-02	0.5445E-02
50	0.1914E-01	0.6525E-02	0.5459E-02
51	0.6912E-02	0.6531E-02	0.5467E-02
52	0.3411E-02	0.6534E-02	0.5470E-02
53	-0.2147E-01	0.6534E-02	0.5470E-02
54	-0.1530E-01	0.6534E-02	0.5470E-02
55	-0.1497E-01	0.6536E-02	0.5472E-02
56	-0.1128E-01	0.6540E-02	0.5478E-02
57	-0.3015E-02	0.6549E-02	0.5489E-02
58	0.9567E-02	0.6565E-02	0.5507E-02
59	0.1397E-01	0.6589E-02	0.5536E-02
60	0.1808E-02	0.6622E-02	0.5575E-02
61	0.1123E-01	0.6790E-02	0.5774E-02
62	0.1914E-01	0.6802E-02	0.5787E-02
63	0.6912E-02	0.6808E-02	0.5794E-02
64	0.3411E-02	0.6810E-02	0.5797E-02
65	-0.2147E-01	0.6810E-02	0.5798E-02
66	-0.1530E-01	0.6810E-02	0.5798E-02
67	-0.1497E-01	0.6812E-02	0.5799E-02
68	-0.1128E-01	0.6816E-02	0.5804E-02
69	-0.3015E-02	0.6825E-02	0.5815E-02
70	0.9567E-02	0.6840E-02	0.5832E-02
71	0.1397E-01	0.6863E-02	0.5859E-02
72	0.1808E-02	0.6895E-02	0.5897E-02
73	0.1123E-01	0.7057E-02	0.6085E-02
74	0.1914E-01	0.7067E-02	0.6098E-02



75	0.6912E-02	0.7073E-02	0.6104E-02
76	0.3411E-02	0.7076E-02	0.6107E-02
77	-0.2147E-01	0.7076E-02	0.6107E-02
78	-0.1530E-01	0.7076E-02	0.6107E-02
79	-0.1497E-01	0.7077E-02	0.6109E-02
80	-0.1128E-01	0.7081E-02	0.6114E-02
81	-0.3015E-02	0.7090E-02	0.6124E-02
82	0.9567E-02	0.7105E-02	0.6140E-02
83	0.1397E-01	0.7126E-02	0.6166E-02
84	0.1808E-02	0.7157E-02	0.6202E-02
85	0.1123E-01	0.7313E-02	0.6381E-02
86	0.1914E-01	0.7324E-02	0.6393E-02
87	0.6912E-02	0.7329E-02	0.6399E-02
88	0.3411E-02	0.7332E-02	0.6402E-02
89	-0.2147E-01	0.7332E-02	0.6402E-02
90	-0.1530E-01	0.7332E-02	0.6402E-02
91	-0.1497E-01	0.7333E-02	0.6404E-02
92	-0.1128E-01	0.7337E-02	0.6408E-02
93	-0.3015E-02	0.7345E-02	0.6418E-02
94	0.9567E-02	0.7359E-02	0.6434E-02
95	0.1397E-01	0.7381E-02	0.6458E-02
96	0.1808E-02	0.7411E-02	0.6492E-02
97	0.1123E-01	0.7561E-02	0.6663E-02
98	0.1914E-01	0.7571E-02	0.6675E-02
99	0.6912E-02	0.7577E-02	0.6681E-02
100	0.3411E-02	0.7579E-02	0.6684E-02
101	-0.2147E-01	0.7579E-02	0.6684E-02
102	-0.1530E-01	0.7579E-02	0.6684E-02
103	-0.1497E-01	0.7580E-02	0.6685E-02



104	-0.1128E-01	0.7584E-02	0.6690E-02
105	-0.3015E-02	0.7592E-02	0.6699E-02
106	0.9567E-02	0.7606E-02	0.6714E-02
107	0.1397E-01	0.7626E-02	0.6737E-02
108	0.1808E-02	0.7655E-02	0.6770E-02
109	0.1123E-01	0.7801E-02	0.6935E-02
110	0.1914E-01	0.7811E-02	0.6946E-02
111	0.6912E-02	0.7816E-02	0.6952E-02
112	0.3411E-02	0.7818E-02	0.6954E-02
113	-0.2147E-01	0.7819E-02	0.6954E-02
114	-0.1530E-01	0.7819E-02	0.6954E-02
115	-0.1497E-01	0.7820E-02	0.6956E-02
116	-0.1128E-01	0.7824E-02	0.6960E-02
117	-0.3015E-02	0.7831E-02	0.6969E-02
118	0.9567E-02	0.7845E-02	0.6983E-02
119	0.1397E-01	0.7864E-02	0.7006E-02
120	0.1808E-02	0.7892E-02	0.7037E-02

SIGNIFICANCE OF SEASONALITY

Significance of seasonality is assessed using the variances of the total estimation error, which includes the error in the preliminary estimator (the revision error) and the error in the final estimator.

Because the S.E. of the seasonal component estimator varies (it reaches a minimum for historical estimation and a maximum for the most distant forecast), the significance of seasonality will be different for different periods.

An extreme example would be a series showing significant seasonality for historical estimates,



that is poorly captured concurrently, and useless for forecasting.

SEASONAL COMPONENT	NUMBER OF PERIODS IN A YEAR THAT HAVE SIGNIFICANT SEASONALITY	
	90%	95%
HISTORICAL ESTIMATOR	9	9
PRELIMINARY ESTIMATOR FOR LAST YEAR	8	7
FORECAST FOR NEXT YEAR	8	7

For the present series :

FINAL OR HISTORICAL ESTIMATION SHOWS CLEARLY SIGNIFICANT SEASONALITY IN THE SERIES.

CONCURRENT AND PRELIMINARY ESTIMATION SHOW CLEARLY SIGNIFICANT SEASONALITY FOR RECENT PERIODS (LAST YEAR).

ONE-YEAR AHEAD FORECAST FUNCTION CONTAINS CLEARLY SIGNIFICANT SEASONALITY.

CONFIDENCE INTERVAL AROUND A SEASONAL FACTOR OF 100



FINAL ESTIMATOR

CONCURRENT ESTIMATOR

95%
CONFIDENCE 99.41 100.6 99.17 100.8
INTERVAL

70%
CONFIDENCE 99.63 100.4 99.48 100.5
INTERVAL

SAMPLE MEANS

COMPLETE PERIOD LAST THREE YEARS

SERIES 7.270 7.465
TREND-CYCLE 7.270 7.465
SA SERIES 7.270 7.465
SEASONAL -0.1679E-04 0.7540E-05

BIAS PARAMETER = 1

SERIES OF LEVELS (INCLUDING FORECASTS) HAVE
BEEN CORRECTED FOR BIAS IN OVERALL LEVEL.





ANNUAL AVERAGES

(including forecasting period)

YEAR	SERIES	SA SERIES	TREND-CYCLE
2001	1030.	1030.	1030.
2002	1081.	1081.	1081.
2003	1145.	1145.	1145.
2004	1204.	1204.	1202.
2005	1242.	1242.	1243.
2006	1298.	1298.	1298.
2007	1385.	1385.	1383.
2008	1381.	1381.	1383.
2009	1406.	1406.	1405.
2010	1412.	1412.	1416.
2011	1454.	1454.	1453.
2012	1486.	1486.	1484.
2013	1524.	1524.	1525.
2014	1569.	1569.	1568.
2015	1618.	1618.	1620.
2016	1665.	1665.	1665.
2017	1678.	1678.	1678.
2018	1712.	1712.	1711.
2019	1736.	1736.	1736.
2020	1692.	1691.	1692.
2021	1804.	1804.	1803.
2022	1837.	1837.	1837.
2023	1880.	1880.	1880.



2024	1923.	1923.	1923.
2025	1968.	1968.	1968.
2026	2013.	2013.	2013.
2027	7.630	-0.5274E-13	7.630
2028	7.653	-0.5255E-13	7.653
2029	7.676	-0.5324E-13	7.676
2030	7.699	-0.5326E-13	7.699
2031	7.722	-0.9455E-11	7.722
2032	0.6446	0.1507E-03	0.6445
FULL PERIOD	1256.	1254.	1256.

AVERAGE VALUE OF ABSOLUTE

DIFFERENCES IN ANNUAL AVERAGES :

(in % of average level)

ADJUSTED SERIES : 0.101

TREND-CYCLE : 0.506E-01

PART 4 : ESTIMATES OF THE COMPONENTS (LEVELS)



ARIMA SERIES

(Corrected by regARIMA)

"Original Series" FOR SEATS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1045.600	1015.400	1012.800	1039.200	1007.500	996.800	1010.900	1016.100	1018.000	1037.000	1075.100	1086.600
2002	1083.900	1071.700	1084.700	1087.300	1073.500	1048.600	1044.000	1069.800	1066.800	1099.000	1103.200	1141.000
2003	1140.600	1125.800	1131.200	1140.000	1129.200	1122.800	1112.000	1131.100	1152.200	1178.000	1187.800	1194.850
2004	1195.250	1183.050	1202.340	1211.200	1187.900	1187.140	1187.100	1187.400	1184.940	1213.440	1237.850	1265.750
2005	1215.370	1236.620	1241.810	1270.020	1228.730	1218.400	1215.850	1241.650	1245.000	1233.090	1272.150	1290.090
2006	1257.860	1296.210	1301.990	1298.360	1250.980	1267.950	1256.900	1268.870	1294.010	1329.980	1382.550	1367.230
2007	1364.920	1359.990	1378.950	1380.230	1380.220	1364.740	1385.530	1374.740	1382.010	1406.380	1399.830	1443.430
2008	1362.460	1400.690	1401.530	1420.350	1430.050	1344.190	1337.710	1369.040	1403.860	1367.520	1383.020	1355.430
2009	1333.100	1337.270	1397.090	1417.180	1405.600	1388.670	1421.960	1392.110	1416.200	1429.750	1455.730	1472.470
2010	1410.780	1447.040	1447.230	1437.860	1419.110	1376.970	1358.000	1374.440	1389.730	1407.500	1467.880	1409.570
2011	1442.010	1465.780	1477.790	1488.800	1491.160	1449.800	1418.020	1415.360	1437.540	1420.270	1481.590	1454.550
2012	1483.980	1494.430	1483.160	1499.210	1482.640	1459.750	1428.560	1465.820	1499.330	1501.700	1505.250	1532.970
2013	1477.000	1527.820	1563.570	1548.980	1544.250	1498.230	1506.880	1508.900	1497.200	1507.150	1559.030	1547.700
2014	1529.560	1560.100	1573.900	1554.700	1542.530	1524.300	1565.000	1562.600	1567.330	1577.600	1635.900	1635.830



2015 1600.030 1605.000 1627.200 1626.600 1604.900 1563.100 1598.800 1618.310 1617.300
1650.630 1636.500 1672.050

2016 1658.510 1654.300 1683.900 1691.200 1690.000 1632.600 1644.200 1654.900 1631.500
1658.300 1682.900 1701.600

2017 1688.100 1675.900 1687.000 1749.500 1677.500 1639.700 1648.500 1654.200 1661.300 1662.700
1683.700 1705.100

2018 1687.400 1699.500 1762.500 1736.600 1725.080 1649.900 1709.600 1697.310 1677.000 1714.460
1736.130 1746.590

2019 1702.390 1780.700 1775.600 1749.740 1785.430 1724.700 1719.800 1710.100 1703.940 1699.800
1749.060 1725.100

2020 1742.200 1749.140 1756.610 1550.580 1630.600 1596.470 1621.270 1687.390 1720.100 1724.900
1732.470 1787.160

2021 1764.540 1791.580 1797.240 1829.530 1817.370 1806.070 1822.680 1755.180 1782.780 1829.360
1821.540 1828.710

2022 1824.790

STOCHASTIC COMPONENT

THE SE ARE THOSE OF THE TOTAL ESTIMATION ERROR =
REVISION ERROR AND FINAL ESTIMATION ERROR.

SEASONAL FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	100.689	100.567	101.155	101.490	99.774	97.925	97.819	98.385	98.793	99.821	101.502	102.105
2002	100.652	100.581	101.184	101.491	99.798	97.943	97.822	98.386	98.806	99.819	101.483	102.072
2003	100.575	100.591	101.214	101.489	99.828	97.971	97.844	98.391	98.834	99.812	101.475	102.027



2004	100.466	100.602	101.249	101.494	99.865	97.996	97.879	98.399	98.863		
99.787	101.470	101.974									
2005	100.347	100.620	101.291	101.496	99.913	98.009	97.913	98.406	98.901		
99.764	101.467	101.906									
2006	100.240	100.637	101.334	101.484	99.981	98.015	97.948	98.405	98.937	99.752	101.457
101.827											
2007	100.142	100.639	101.371	101.471	100.082	98.021	97.994	98.417	98.978	99.733	101.428
101.734											
2008	100.047	100.639	101.414	101.466	100.183	98.023	98.031	98.425	99.006	99.704	101.405
101.639											
2009	99.985	100.659	101.464	101.450	100.250	98.025	98.058	98.421	99.000	99.670	101.398
101.568											
2010	99.981	100.722	101.529	101.429	100.298	98.019	98.064	98.411	98.968	99.622	101.367
101.497											
2011	99.990	100.783	101.589	101.405	100.343	98.020	98.091	98.429	98.951	99.591	101.320
101.458											
2012	99.990	100.821	101.636	101.355	100.354	97.995	98.139	98.466	98.938	99.585	101.272
101.451											
2013	99.985	100.843	101.683	101.296	100.353	97.958	98.208	98.506	98.912	99.585	101.229
101.454											
2014	99.999	100.858	101.716	101.228	100.342	97.914	98.272	98.540	98.891	99.597	101.183
101.459											
2015	100.031	100.875	101.747	101.172	100.346	97.877	98.316	98.560	98.868	99.605	101.119
101.451											
2016	100.061	100.903	101.786	101.123	100.363	97.860	98.354	98.567	98.846	99.603	101.066
101.438											
2017	100.084	100.946	101.834	101.051	100.372	97.845	98.388	98.565	98.838	99.606	101.029
101.423											
2018	100.099	101.006	101.885	100.938	100.375	97.837	98.418	98.561	98.841	99.620	101.009
101.414											
2019	100.122	101.070	101.921	100.800	100.362	97.838	98.434	98.555	98.862	99.647	100.999
101.420											
2020	100.162	101.116	101.935	100.694	100.328	97.834	98.439	98.535	98.877	99.673	100.977
101.417											
2021	100.177	101.127	101.935	100.683	100.335	97.862	98.466	98.516	98.873	99.687	100.957
101.403											

STANDARD ERROR OF SEASONAL FACTORS (X 100)

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	0.505	0.501	0.502	0.503	0.494	0.484	0.484	0.486	0.488	0.493	0.500	0.484
2002	0.474	0.471	0.472	0.473	0.464	0.456	0.455	0.458	0.459	0.463	0.470	0.458
2003	0.448	0.447	0.448	0.449	0.441	0.433	0.432	0.434	0.436	0.440	0.447	0.437
2004	0.428	0.427	0.429	0.429	0.422	0.414	0.414	0.416	0.418	0.421	0.428	0.421
2005	0.412	0.412	0.414	0.414	0.408	0.400	0.399	0.401	0.403	0.407	0.413	0.407
2006	0.399	0.400	0.402	0.402	0.396	0.388	0.388	0.390	0.392	0.395	0.401	0.397
2007	0.389	0.391	0.393	0.393	0.388	0.380	0.379	0.381	0.383	0.386	0.392	0.389
2008	0.382	0.383	0.386	0.386	0.381	0.373	0.373	0.374	0.376	0.379	0.385	0.383
2009	0.376	0.378	0.381	0.380	0.376	0.367	0.368	0.369	0.371	0.373	0.380	0.378
2010	0.371	0.374	0.377	0.376	0.372	0.363	0.364	0.365	0.367	0.369	0.376	0.374
2011	0.368	0.371	0.374	0.373	0.369	0.360	0.361	0.362	0.364	0.366	0.373	0.373
2012	0.368	0.372	0.377	0.376	0.372	0.363	0.364	0.365	0.367	0.369	0.376	0.377
2013	0.371	0.375	0.381	0.380	0.376	0.367	0.368	0.369	0.371	0.373	0.380	0.381
2014	0.376	0.380	0.386	0.385	0.382	0.372	0.374	0.375	0.376	0.379	0.385	0.387
2015	0.382	0.386	0.393	0.392	0.389	0.379	0.381	0.382	0.383	0.386	0.392	0.394
2016	0.389	0.394	0.403	0.400	0.398	0.388	0.390	0.391	0.392	0.395	0.401	0.403
2017	0.399	0.404	0.414	0.412	0.409	0.399	0.401	0.402	0.403	0.407	0.413	0.415
2018	0.411	0.417	0.430	0.426	0.424	0.414	0.416	0.417	0.418	0.422	0.428	0.431
2019	0.427	0.433	0.449	0.444	0.443	0.432	0.435	0.435	0.437	0.440	0.447	0.450
2020	0.447	0.454	0.472	0.468	0.466	0.455	0.458	0.458	0.460	0.464	0.471	0.475
2021	0.471	0.479	0.502	0.497	0.496	0.484	0.487	0.487	0.489	0.494	0.501	0.505
2022	0.502											



TRANSITORY FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2002	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2003	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2004	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2005	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2006	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2007	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2008	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2009	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2010	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2011	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2012	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2013	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2014	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2015	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000



2016	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
	100.000	100.000	100.000								
2017	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000	100.000									
2018	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2019	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2020	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2021	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
100.000	100.000										
2022	100.000										

TREND-CYCLE

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1020.743	1016.832	1014.428	1015.835	1018.026	1022.087	1027.798	1032.400	1037.021	1044.391	1053.632	1061.731
2002	1066.781	1068.958	1070.399	1071.940	1072.996	1073.791	1076.493	1081.574	1087.489	1093.819	1101.332	1111.099
2003	1118.809	1121.289	1122.884	1126.879	1133.011	1139.234	1144.967	1152.682	1162.075	1169.222	1172.881	1176.357
2004	1180.339	1183.405	1187.232	1191.843	1197.066	1203.076	1206.830	1207.660	1209.472	1214.432	1220.655	1224.342
2005	1225.196	1227.492	1232.375	1236.772	1239.190	1242.064	1246.735	1251.130	1252.065	1251.722	1255.284	1260.893
2006	1267.024	1273.969	1277.466	1276.155	1276.568	1282.469	1289.871	1299.031	1312.866	1329.154	1342.040	1349.176
2007	1353.784	1357.501	1361.879	1368.922	1378.765	1389.424	1396.636	1398.505	1398.593	1397.713	1395.783	1392.806
2008	1388.464	1387.656	1390.917	1395.561	1395.519	1387.892	1383.378	1386.268	1385.803	1375.769	1362.070	1351.199



2009 1347.505 1354.614 1370.928 1388.340 1402.485 1415.346 1424.086 1426.746 1428.961
1432.173 1434.199 1432.889

2010 1429.024 1426.512 1423.315 1418.007 1412.056 1405.392 1400.887 1402.077 1407.820
1415.908 1421.535 1425.244

2011 1434.982 1447.098 1456.229 1464.135 1468.440 1464.730 1455.638 1449.111 1446.457 1446.637
1450.221 1456.747

2012 1465.704 1471.017 1472.129 1474.714 1477.942 1479.054 1480.851 1488.642 1497.620 1500.126
1499.594 1500.213

2013 1503.505 1512.747 1523.160 1528.859 1531.118 1531.264 1530.123 1527.264 1523.925 1524.621
1528.437 1531.286

2014 1534.872 1539.836 1542.797 1544.631 1550.338 1562.081 1574.827 1582.688 1587.335 1593.665
1600.886 1603.496

2015 1601.337 1599.638 1600.978 1603.423 1605.738 1611.433 1621.750 1631.370 1637.397 1639.678
1640.228 1644.097

2016 1648.706 1651.904 1658.015 1666.131 1670.979 1671.473 1670.799 1668.748 1665.755 1665.909
1669.202 1673.173

2017 1674.628 1673.851 1678.631 1685.299 1683.529 1679.106 1677.793 1677.487 1676.605 1675.175
1676.289 1681.158

2018 1687.758 1697.119 1707.919 1713.327 1712.357 1712.301 1715.930 1716.276 1714.359 1716.112
1719.059 1721.150

2019 1726.911 1736.811 1743.504 1748.777 1754.468 1753.376 1745.560 1735.978 1726.902 1721.252
1718.755 1717.080

2020 1714.592 1703.196 1672.991 1640.475 1633.203 1645.868 1667.084 1694.115 1715.552 1726.632
1735.996 1748.940

2021 1760.993 1770.841 1783.452 1799.534 1813.942 1823.244 1821.983 1813.599 1811.836 1814.381
1813.397 1813.539

2022 1817.411

STANDARD ERROR OF TREND-CYCLE

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	7.421	6.937	6.791	6.761	6.763	6.786	6.824	6.854	6.883	6.927	6.978	7.025



2002	7.059	7.069	7.073	7.078	7.082	7.087	7.104	7.138	7.175	7.213		
7.254	7.313											
2003	7.364	7.377	7.383	7.405	7.443	7.483	7.521	7.571	7.632	7.675		
7.693	7.711											
2004	7.737	7.755	7.776	7.803	7.836	7.874	7.899	7.904	7.915	7.945	7.980	8.001
2005	8.007	8.020	8.049	8.075	8.089	8.107	8.138	8.166	8.172	8.167	8.187	8.220
2006	8.260	8.304	8.325	8.314	8.316	8.354	8.402	8.462	8.551	8.655	8.736	8.780
2007	8.810	8.833	8.860	8.904	8.967	9.036	9.083	9.095	9.095	9.088	9.073	9.052
2008	9.024	9.017	9.037	9.066	9.065	9.015	8.986	9.005	9.001	8.935	8.844	8.772
2009	8.748	8.794	8.898	9.011	9.102	9.185	9.242	9.259	9.273	9.293	9.305	9.295
2010	9.270	9.253	9.232	9.196	9.158	9.114	9.085	9.093	9.130	9.181	9.217	9.240
2011	9.303	9.381	9.440	9.490	9.518	9.494	9.435	9.393	9.376	9.377	9.401	9.444
2012	9.502	9.537	9.545	9.563	9.584	9.592	9.604	9.654	9.712	9.729	9.726	9.731
2013	9.753	9.813	9.882	9.921	9.936	9.937	9.930	9.911	9.890	9.895	9.921	9.941
2014	9.965	9.997	10.018	10.032	10.070	10.147	10.229	10.281	10.311	10.353	10.401	10.420
2015	10.407	10.396	10.407	10.426	10.442	10.480	10.547	10.610	10.649	10.665	10.670	10.698
2016	10.730	10.750	10.793	10.850	10.883	10.887	10.883	10.870	10.851	10.853	10.877	10.906
2017	10.918	10.913	10.948	10.996	10.988	10.960	10.952	10.950	10.945	10.937	10.948	10.984
2018	11.029	11.091	11.166	11.209	11.206	11.207	11.231	11.234	11.222	11.236	11.260	11.279
2019	11.320	11.385	11.436	11.480	11.522	11.517	11.466	11.403	11.345	11.311	11.301	11.297
2020	11.285	11.210	11.020	10.817	10.776	10.862	11.002	11.181	11.324	11.401	11.471	11.566
2021	11.652	11.717	11.812	11.936	12.040	12.105	12.097	12.042	12.036	12.076	12.140	12.371
2022	13.213											

SEASONALLY ADJUSTED SERIES



YEAR JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT
NOV DEC

2001	1038.440	1009.671	1001.235	1023.948	1009.777	1017.926	1033.435	1032.780	1030.433	1038.855	1059.191	1064.196
2002	1076.877	1065.505	1072.009	1071.327	1075.670	1070.624	1067.241	1087.355	1079.687	1100.991	1087.077	1117.834
2003	1134.082	1119.182	1117.631	1123.269	1131.146	1146.050	1136.499	1149.597	1165.794	1180.218	1170.539	1171.108
2004	1189.708	1175.969	1187.511	1193.366	1189.510	1211.419	1212.824	1206.721	1198.563	1216.030	1219.912	1241.246
2005	1211.170	1228.995	1225.988	1251.296	1229.803	1243.149	1241.770	1261.762	1258.840	1236.008	1253.761	1265.964
2006	1254.844	1288.007	1284.849	1279.371	1251.217	1293.634	1283.230	1289.430	1307.915	1333.290	1362.698	1342.702
2007	1362.989	1351.360	1360.297	1360.217	1379.084	1392.294	1413.889	1396.857	1396.286	1410.143	1380.115	1418.831
2008	1361.817	1391.795	1381.986	1399.828	1427.435	1371.301	1364.578	1390.948	1417.947	1371.574	1363.855	1333.579
2009	1333.306	1328.521	1376.926	1396.921	1402.098	1416.644	1450.121	1414.441	1430.508	1434.489	1435.664	1449.738
2010	1411.046	1436.669	1425.434	1417.600	1414.899	1404.796	1384.817	1396.636	1404.216	1412.840	1448.079	1388.774
2011	1442.161	1454.388	1454.676	1468.177	1486.068	1479.093	1445.610	1437.944	1452.779	1426.109	1462.295	1433.650
2012	1484.126	1482.266	1459.287	1479.168	1477.404	1489.619	1455.644	1488.658	1515.429	1507.958	1486.349	1511.046
2013	1477.219	1515.048	1537.696	1529.164	1538.812	1529.454	1534.372	1531.789	1513.667	1513.435	1540.103	1525.525
2014	1529.575	1546.829	1547.350	1535.838	1537.269	1556.780	1592.518	1585.744	1584.900	1583.987	1616.780	1612.310
2015	1599.539	1591.080	1599.257	1607.754	1599.370	1596.997	1626.180	1641.952	1635.816	1657.179	1618.383	1648.130
2016	1657.500	1639.503	1654.350	1672.420	1683.887	1668.308	1671.718	1678.966	1650.540	1664.902	1665.150	1677.474



2017 1686.684 1660.193 1656.618 1731.310 1671.282 1675.820 1675.503 1678.281 1680.838
1669.279 1666.549 1681.174

2018 1685.737 1682.569 1729.888 1720.459 1718.643 1686.376 1737.079 1722.091 1696.659
1721.005 1718.784 1722.232

2019 1700.309 1761.856 1742.136 1735.856 1778.994 1762.817 1747.167 1735.175 1723.557 1705.829
1731.759 1700.941

2020 1739.382 1729.829 1723.270 1539.895 1625.262 1631.808 1646.974 1712.472 1739.638 1730.559
1715.705 1762.195

2021 1761.424 1771.608 1763.122 1817.112 1811.301 1845.535 1851.081 1781.628 1803.097 1835.112
1804.271 1803.401

2022 1821.628

STANDARD ERROR OF SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	5.204	5.031	4.969	5.070	4.995	5.033	5.110	5.106	5.092	5.126	5.213	5.044
2002	5.067	4.988	5.002	4.989	5.004	4.979	4.963	5.056	5.018	5.111	5.036	5.015
2003	5.057	4.969	4.948	4.964	4.995	5.059	5.017	5.075	5.144	5.203	5.151	5.017
2004	5.070	4.994	5.031	5.049	5.029	5.121	5.126	5.100	5.064	5.134	5.142	5.118
2005	4.973	5.032	5.010	5.107	5.017	5.070	5.065	5.146	5.133	5.036	5.102	5.061
2006	4.999	5.119	5.099	5.073	4.959	5.126	5.085	5.109	5.181	5.279	5.390	5.236
2007	5.301	5.245	5.274	5.270	5.341	5.391	5.475	5.409	5.406	5.457	5.337	5.424
2008	5.195	5.302	5.260	5.324	5.428	5.214	5.188	5.289	5.390	5.212	5.180	5.020
2009	5.011	4.987	5.165	5.237	5.256	5.310	5.435	5.301	5.361	5.375	5.376	5.392
2010	5.241	5.331	5.287	5.256	5.245	5.207	5.133	5.177	5.205	5.235	5.364	5.117
2011	5.308	5.350	5.348	5.396	5.461	5.436	5.313	5.284	5.339	5.242	5.376	5.273
2012	5.463	5.461	5.406	5.481	5.476	5.522	5.396	5.518	5.618	5.591	5.513	5.607
2013	5.487	5.635	5.759	5.729	5.767	5.733	5.751	5.741	5.674	5.674	5.777	5.726
2014	5.748	5.823	5.877	5.837	5.844	5.919	6.055	6.029	6.027	6.025	6.153	6.142



2015	6.102	6.083	6.184	6.222	6.192	6.184	6.297	6.358	6.335	6.420		
6.274	6.397											
2016	6.446	6.393	6.544	6.622	6.671	6.611	6.624	6.653	6.541	6.601		
6.608	6.667											
2017	6.720	6.637	6.742	7.055	6.815	6.835	6.834	6.845	6.857	6.814	6.810	6.883
2018	6.922	6.938	7.292	7.264	7.262	7.128	7.342	7.279	7.173	7.281	7.282	7.314
2019	7.247	7.547	7.666	7.652	7.850	7.782	7.713	7.660	7.611	7.539	7.666	7.551
2020	7.756	7.760	7.983	7.149	7.554	7.588	7.659	7.964	8.093	8.058	8.005	8.250
2021	8.289	8.397	8.678	8.967	8.950	9.124	9.152	8.809	8.918	9.087	8.955	8.985
2022	9.129											

IRREGULAR FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	101.734	99.296	98.699	100.799	99.190	99.593	100.548	100.037	99.365	99.470	100.528	100.232
2002	100.946	99.677	100.150	99.943	100.249	99.705	99.141	100.534	99.283	100.656	98.706	100.606
2003	101.365	99.812	99.532	99.680	99.835	100.598	99.260	99.732	100.320	100.940	99.800	99.554
2004	100.794	99.372	100.023	100.128	99.369	100.694	100.497	99.922	99.098	100.132	99.939	101.381
2005	98.855	100.122	99.482	101.174	99.243	100.087	99.602	100.850	100.541	98.745	99.879	100.402
2006	99.039	101.102	100.578	100.252	98.014	100.871	99.485	99.261	99.623	100.311	101.539	99.520
2007	100.680	99.548	99.884	99.364	100.023	100.207	101.235	99.882	99.835	100.889	98.877	101.868
2008	98.081	100.298	99.358	100.306	102.287	98.805	98.641	100.338	102.320	99.695	100.131	98.696
2009	98.946	98.074	100.437	100.618	99.972	100.092	101.828	99.138	100.108	100.162	100.102	101.176



2010	98.742	100.712	100.149	99.971	100.201	99.958	98.853	99.612	99.744	99.783
	101.867	97.441								
2011	100.500	100.504	99.893	100.276	101.200	100.981	99.311	99.229	100.437	
98.581	100.833	98.414								
2012	101.257	100.765	99.128	100.302	99.964	100.714	98.298	100.001	101.189	100.522
99.117	100.722									
2013	98.252	100.152	100.954	100.020	100.503	99.882	100.278	100.296	99.327	99.266
100.763	99.624									
2014	99.655	100.454	100.295	99.431	99.157	99.661	101.123	100.193	99.847	99.393
100.550										
2015	99.888	99.465	99.892	100.270	99.603	99.104	100.273	100.649	99.903	101.067
100.245										
2016	100.533	99.249	99.779	100.377	100.772	99.811	100.055	100.612	99.087	99.940
100.257										
2017	100.720	99.184	98.689	102.730	99.273	99.804	99.864	100.047	100.253	99.648
100.001										
2018	99.880	99.143	101.286	100.416	100.367	98.486	101.232	100.339	98.968	100.285
99.984	100.063									
2019	98.460	101.442	99.922	99.261	101.398	100.538	100.092	99.954	99.806	99.104
99.060										
2020	101.446	101.564	103.005	93.869	99.514	99.146	98.794	101.084	101.404	100.227
98.831	100.758									
2021	100.024	100.043	98.860	100.977	99.854	101.223	101.597	98.237	99.518	101.143
99.497	99.441									
2022	100.232									

FORECAST OF STOCHASTIC SERIES AND COMPONENTS (LEVELS)

PERIOD	SERIES		TREND-CYCLE		ADJUSTED	
	FORECAST	S.E.	FORECAST	S.E.	FORECAST	S.E.



1	1842.	32.44	1822.	21.94	1821.	30.82
2	1860.	37.52	1825.	27.93	1825.	35.36
3	1841.	41.31	1828.	32.98	1828.	39.49
4	1838.	45.03	1832.	37.47	1832.	43.34
5	1796.	47.42	1835.	41.60	1835.	46.97
6	1811.	51.02	1839.	45.45	1839.	50.43
7	1815.	54.16	1842.	49.11	1842.	53.77
8	1825.	57.34	1846.	52.60	1846.	56.99
9	1844.	60.70	1849.	55.96	1849.	60.13
10	1871.	64.28	1853.	59.22	1853.	63.19
11	1882.	67.28	1857.	62.40	1856.	66.18
12	1863.	69.07	1860.	65.50	1860.	69.13
13	1884.	73.50	1864.	68.54	1864.	72.03
14	1903.	77.18	1867.	71.53	1867.	74.89
15	1884.	79.20	1871.	74.47	1871.	77.72
16	1880.	81.79	1874.	77.37	1874.	80.52
17	1838.	82.50	1878.	80.24	1878.	83.29
18	1853.	85.68	1881.	83.09	1881.	86.05
19	1857.	88.32	1885.	85.90	1885.	88.78
20	1867.	91.21	1889.	88.70	1889.	91.50
21	1886.	94.50	1892.	91.48	1892.	94.21
22	1914.	98.21	1896.	94.25	1896.	96.91
23	1926.	101.1	1899.	97.00	1899.	99.60
24	1906.	102.3	1903.	99.74	1903.	102.3
25	1928.	106.7	1907.	102.5	1907.	105.0
26	1947.	107.7	1910.	105.2	1910.	107.6
27	1927.	106.6	1914.	107.9	1914.	110.3
28	1924.	106.4	1918.	110.6	1918.	113.0



	29	1880.	104.0	1921.	113.3	1921.	115.6
	30	1896.	104.9	1925.	116.1	1925.	118.3
31	1900.	105.1	1929.	118.8	1929.	121.0	
32	1910.	105.7	1932.	121.5	1932.	123.6	
33	1930.	106.8	1936.	124.2	1936.	126.3	
34	1958.	108.3	1940.	126.9	1940.	129.0	
35	1970.	109.0	1943.	129.6	1943.	131.7	
36	1950.	107.9	1947.	132.3	1947.	134.4	
37	1973.	109.1	1951.	135.1	1951.	137.1	
38	1992.	110.2	1954.	137.8	1954.	139.8	
39	1972.	109.1	1958.	140.5	1958.	142.5	
40	1968.	108.9	1962.	143.3	1962.	145.2	
41	1924.	106.4	1966.	146.0	1966.	147.9	
42	1939.	107.3	1969.	148.8	1969.	150.6	
43	1944.	107.5	1973.	151.5	1973.	153.4	
44	1955.	108.1	1977.	154.3	1977.	156.1	
45	1975.	109.2	1981.	157.1	1981.	158.9	
46	2003.	110.8	1984.	159.9	1984.	161.6	
47	2016.	111.5	1988.	162.7	1988.	164.4	
48	1995.	110.4	1992.	165.5	1992.	167.2	
49	2018.	111.6	1996.	168.3	1996.	170.0	
50	2038.	112.8	2000.	171.2	2000.	172.8	
51	2017.	111.6	2003.	174.0	2003.	175.6	
52	2014.	111.4	2007.	176.8	2007.	178.5	
53	1968.	108.9	2011.	179.7	2011.	181.3	
54	1984.	109.8	2015.	182.6	2015.	184.2	
55	1989.	110.0	2019.	185.5	2019.	187.0	
56	2000.	110.6	2023.	188.4	2023.	189.9	
57	2020.	111.8	2027.	191.3	2026.	192.8	



58	2050.	113.4	2030.	194.2	2030.	195.7
59	2063.	114.1	2034.	197.1	2034.	198.6
60	2042.	112.9	2038.	200.1	2038.	201.6
61	2065.	114.2	2042.	203.1	2042.	204.5
62	2085.	115.4	2046.	206.0	2046.	207.5
63	2064.	114.2	2050.	209.0	2050.	210.4
64	2060.	114.0	2054.	212.0	2054.	213.4
65	2014.	111.4	2058.	215.0	2058.	216.4
66	2030.	112.3	2062.	218.1	2061.	219.5
67	2035.	112.6	2065.	221.1	2065.	222.5
68	2046.	113.2	2069.	224.2	2069.	225.5
69	2067.	114.3	2073.	227.3	2073.	228.6
70	2097.	116.0	2077.	230.4	2077.	231.7
71	2110.	116.7	2081.	233.5	2081.	234.8
72	2089.	115.6	2085.	236.6	2085.	237.9
73	2113.	116.9	2089.	239.7	2089.	241.0
74	2133.	118.0	2093.	242.9	2093.	244.2
75	2111.	116.8	2097.	246.1	2097.	247.3
76	2108.	116.6	2101.	249.2	2101.	250.5
77	2060.	114.0	2105.	252.4	2105.	253.7
78	2077.	114.9	2109.	255.7	2109.	256.9
79	2082.	115.2	2113.	258.9	2113.	260.1
80	2093.	115.8	2117.	262.1	2117.	263.4
81	2115.	117.0	2121.	265.4	2121.	266.6
82	2146.	118.7	2125.	268.7	2125.	269.9
83	2159.	119.4	2129.	272.0	2129.	273.2
84	2137.	118.2	2133.	275.3	2133.	276.5
85	2161.	119.6	2137.	278.7	2137.	279.8
86	2183.	120.8	2142.	282.0	2141.	283.2



	87	2160.	119.5	2146.	285.4	2146.	286.6
	88	2157.	119.3	2150.	288.8	2150.	289.9
89	2108.	116.6	2154.	292.2	2154.	293.3	
90	2125.	117.6	2158.	295.6	2158.	296.8	
91	2130.	117.8	2162.	299.1	2162.	300.2	
92	2142.	118.5	2166.	302.5	2166.	303.6	
93	2164.	119.7	2170.	306.0	2170.	307.1	
94	2195.	121.4	2174.	309.5	2174.	310.6	
95	2209.	122.2	2179.	313.0	2178.	314.1	
96	2186.	121.0	2183.	316.6	2183.	317.7	
97	2211.	122.3	2187.	320.1	2187.	321.2	
98	2233.	123.5	2191.	323.7	2191.	324.8	
99	2210.	122.3	2195.	327.3	2195.	328.4	
100	2207.	122.1	2199.	330.9	2199.	332.0	
101	2157.	119.3	2204.	334.6	2204.	335.6	
102	2174.	120.3	2208.	338.2	2208.	339.2	
103	2179.	120.5	2212.	341.9	2212.	342.9	
104	2191.	121.2	2216.	345.6	2216.	346.6	
105	2214.	122.5	2220.	349.3	2220.	350.3	
106	2246.	124.2	2225.	353.0	2225.	354.0	
107	2260.	125.0	2229.	356.8	2229.	357.8	
108	2237.	123.8	2233.	360.6	2233.	361.6	
109	2262.	125.2	2237.	364.3	2237.	365.3	
110	2285.	126.4	2242.	368.2	2242.	369.2	
111	2261.	125.1	2246.	372.0	2246.	373.0	
112	2258.	124.9	2250.	375.9	2250.	376.8	
113	2206.	122.1	2255.	379.7	2254.	380.7	
114	2224.	123.1	2259.	383.6	2259.	384.6	
115	2229.	123.3	2263.	387.6	2263.	388.5	



116	2242.	124.0	2267.	391.5	2267.	392.5
117	2265.	125.3	2272.	395.5	2272.	396.4
118	2298.	127.1	2276.	399.4	2276.	400.4
119	2312.	127.9	2280.	403.5	2280.	404.4
120	2289.	126.6	2285.	407.5	2285.	408.4

PERIOD SEASONAL FACTORS

	FORECAST	S.E.
1	101.1	0.5319
2	101.9	0.5376
3	100.7	0.5319
4	100.3	0.5303
5	97.87	0.5174
6	98.48	0.5206
7	98.51	0.5209
8	98.87	0.5234
9	99.69	0.5289
10	101.0	0.5375
11	101.4	0.5429
12	100.2	0.5404
13	101.1	0.5663
14	101.9	0.5722
15	100.7	0.5659
16	100.3	0.5643
17	97.87	0.5504





	18	98.48	0.5539
	19	98.51	0.5542
	20	98.87	0.5568
	21	99.69	0.5625
	22	101.0	0.5714
	23	101.4	0.5767
	24	100.2	0.5736
	25	101.1	0.5986
	26	101.9	0.6047
	27	100.7	0.5981
	28	100.3	0.5963
	29	97.87	0.5816
	30	98.48	0.5853
	31	98.51	0.5856
	32	98.87	0.5883
	33	99.69	0.5941
	34	101.0	0.6034
	35	101.4	0.6087
	36	100.2	0.6050
	37	101.1	0.6294
	38	101.9	0.6356
	39	100.7	0.6285
	40	100.3	0.6266
	41	97.87	0.6113
	42	98.48	0.6150
	43	98.51	0.6154
	44	98.87	0.6181
	45	99.69	0.6242
	46	101.0	0.6338



47	101.4	0.6391
48	100.2	0.6349
49	101.1	0.6586
50	101.9	0.6651
51	100.7	0.6576
52	100.3	0.6556
53	97.87	0.6395
54	98.48	0.6435
55	98.51	0.6438
56	98.87	0.6466
57	99.69	0.6529
58	101.0	0.6628
59	101.4	0.6681
60	100.2	0.6634
61	101.1	0.6867
62	101.9	0.6933
63	100.7	0.6855
64	100.3	0.6833
65	97.87	0.6665
66	98.48	0.6707
67	98.51	0.6710
68	98.87	0.6739
69	99.69	0.6804
70	101.0	0.6906
71	101.4	0.6959
72	100.2	0.6907
73	101.1	0.7136
74	101.9	0.7204
75	100.7	0.7122



	76	100.3	0.7099
	77	97.87	0.6925
78	98.48	0.6968	
79	98.51	0.6972	
80	98.87	0.7002	
81	99.69	0.7068	
82	101.0	0.7173	
83	101.4	0.7226	
84	100.2	0.7170	
85	101.1	0.7396	
86	101.9	0.7465	
87	100.7	0.7380	
88	100.3	0.7356	
89	97.87	0.7176	
90	98.48	0.7220	
91	98.51	0.7224	
92	98.87	0.7255	
93	99.69	0.7323	
94	101.0	0.7430	
95	101.4	0.7484	
96	100.2	0.7424	
97	101.1	0.7646	
98	101.9	0.7717	
99	100.7	0.7629	
100	100.3	0.7604	
101	97.87	0.7418	
102	98.48	0.7464	
103	98.51	0.7468	
104	98.87	0.7499	



105	99.69	0.7569
106	101.0	0.7679
107	101.4	0.7733
108	100.2	0.7669
109	101.1	0.7889
110	101.9	0.7962
111	100.7	0.7870
112	100.3	0.7845
113	97.87	0.7652
114	98.48	0.7700
115	98.51	0.7703
116	98.87	0.7736
117	99.69	0.7808
118	101.0	0.7920
119	101.4	0.7975
120	100.2	0.7906

DETERMINISTIC COMPONENT (from regARIMA)

FINAL DECOMPOSITION

FINAL COMPONENT



FINAL SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1038.440	1009.671	1001.235	1023.948	1009.777	1017.926	1033.435	1032.780	1030.433	1038.855	1059.191	1064.196
2002	1076.877	1065.505	1072.009	1071.327	1075.670	1070.624	1067.241	1087.355	1079.687	1100.991	1087.077	1117.834
2003	1134.082	1119.182	1117.631	1123.269	1131.146	1146.050	1136.499	1149.597	1165.794	1180.218	1170.539	1171.108
2004	1189.708	1175.969	1187.511	1193.366	1189.510	1211.419	1212.824	1206.721	1198.563	1216.030	1219.912	1241.246
2005	1211.170	1228.995	1225.988	1251.296	1229.803	1243.149	1241.770	1261.762	1258.840	1236.008	1253.761	1265.964
2006	1254.844	1288.007	1284.849	1279.371	1251.217	1293.634	1283.230	1289.430	1307.915	1333.290	1362.698	1342.702
2007	1362.989	1351.360	1360.297	1360.217	1379.084	1392.294	1413.889	1396.857	1396.286	1410.143	1380.115	1418.831
2008	1361.817	1391.795	1381.986	1399.828	1427.435	1371.301	1364.578	1390.948	1417.947	1371.574	1363.855	1333.579
2009	1333.306	1328.521	1376.926	1396.921	1402.098	1416.644	1450.121	1414.441	1430.508	1434.489	1435.664	1449.738
2010	1411.046	1436.669	1425.434	1417.600	1414.899	1404.796	1384.817	1396.636	1404.216	1412.840	1448.079	1388.774
2011	1442.161	1454.388	1454.676	1468.177	1486.068	1479.093	1445.610	1437.944	1452.779	1426.109	1462.295	1433.650
2012	1484.126	1482.266	1459.287	1479.168	1477.404	1489.619	1455.644	1488.658	1515.429	1507.958	1486.349	1511.046
2013	1477.219	1515.048	1537.696	1529.164	1538.812	1529.454	1534.372	1531.789	1513.667	1513.435	1540.103	1525.525
2014	1529.575	1546.829	1547.350	1535.838	1537.269	1556.780	1592.518	1585.744	1584.900	1583.987	1616.780	1612.310



2015 1599.539 1591.080 1599.257 1607.754 1599.370 1596.997 1626.180 1641.952 1635.816
1657.179 1618.383 1648.130

2016 1657.500 1639.503 1654.350 1672.420 1683.887 1668.308 1671.718 1678.966 1650.540
1664.902 1665.150 1677.474

2017 1686.684 1660.193 1656.618 1731.310 1671.282 1675.820 1675.503 1678.281 1680.838 1669.279
1666.549 1681.174

2018 1685.737 1682.569 1729.888 1720.459 1718.643 1686.376 1737.079 1722.091 1696.659 1721.005
1718.784 1722.232

2019 1700.309 1761.856 1742.136 1735.856 1778.994 1762.817 1747.167 1735.175 1723.557 1705.829
1731.759 1700.941

2020 1739.382 1729.829 1723.270 1539.895 1625.262 1631.808 1646.974 1712.472 1739.638 1730.559
1715.705 1762.195

2021 1761.424 1771.608 1763.122 1817.112 1811.301 1845.535 1851.081 1781.628 1803.097 1835.112
1804.271 1803.401

2022 1821.628

FINAL TREND-CYCLE

YEAR JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV
DEC

2001 1020.743 1016.832 1014.428 1015.835 1018.026 1022.087 1027.798 1032.400 1037.021 1044.391
1053.632 1061.731

2002 1066.781 1068.958 1070.399 1071.940 1072.996 1073.791 1076.493 1081.574 1087.489 1093.819
1101.332 1111.099

2003 1118.809 1121.289 1122.884 1126.879 1133.011 1139.234 1144.967 1152.682 1162.075 1169.222
1172.881 1176.357

2004 1180.339 1183.405 1187.232 1191.843 1197.066 1203.076 1206.830 1207.660 1209.472 1214.432
1220.655 1224.342

2005 1225.196 1227.492 1232.375 1236.772 1239.190 1242.064 1246.735 1251.130 1252.065 1251.722
1255.284 1260.893

2006 1267.024 1273.969 1277.466 1276.155 1276.568 1282.469 1289.871 1299.031 1312.866 1329.154
1342.040 1349.176



2007 1353.784 1357.501 1361.879 1368.922 1378.765 1389.424 1396.636 1398.505 1398.593
1397.713 1395.783 1392.806

2008 1388.464 1387.656 1390.917 1395.561 1395.519 1387.892 1383.378 1386.268 1385.803
1375.769 1362.070 1351.199

2009 1347.505 1354.614 1370.928 1388.340 1402.485 1415.346 1424.086 1426.746 1428.961 1432.173
1434.199 1432.889

2010 1429.024 1426.512 1423.315 1418.007 1412.056 1405.392 1400.887 1402.077 1407.820 1415.908
1421.535 1425.244

2011 1434.982 1447.098 1456.229 1464.135 1468.440 1464.730 1455.638 1449.111 1446.457 1446.637
1450.221 1456.747

2012 1465.704 1471.017 1472.129 1474.714 1477.942 1479.054 1480.851 1488.642 1497.620 1500.126
1499.594 1500.213

2013 1503.505 1512.747 1523.160 1528.859 1531.118 1531.264 1530.123 1527.264 1523.925 1524.621
1528.437 1531.286

2014 1534.872 1539.836 1542.797 1544.631 1550.338 1562.081 1574.827 1582.688 1587.335 1593.665
1600.886 1603.496

2015 1601.337 1599.638 1600.978 1603.423 1605.738 1611.433 1621.750 1631.370 1637.397 1639.678
1640.228 1644.097

2016 1648.706 1651.904 1658.015 1666.131 1670.979 1671.473 1670.799 1668.748 1665.755 1665.909
1669.202 1673.173

2017 1674.628 1673.851 1678.631 1685.299 1683.529 1679.106 1677.793 1677.487 1676.605 1675.175
1676.289 1681.158

2018 1687.758 1697.119 1707.919 1713.327 1712.357 1712.301 1715.930 1716.276 1714.359 1716.112
1719.059 1721.150

2019 1726.911 1736.811 1743.504 1748.777 1754.468 1753.376 1745.560 1735.978 1726.902 1721.252
1718.755 1717.080

2020 1714.592 1703.196 1672.991 1640.475 1633.203 1645.868 1667.084 1694.115 1715.552 1726.632
1735.996 1748.940

2021 1760.993 1770.841 1783.452 1799.534 1813.942 1823.244 1821.983 1813.599 1811.836 1814.381
1813.397 1813.539

2022 1817.411

FINAL SEASONAL FACTORS



YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	
NOV	DEC										
2001	100.689	100.567	101.155	101.490	99.774	97.925	97.819	98.385	98.793	99.821	101.502
102.105											
2002	100.652	100.581	101.184	101.491	99.798	97.943	97.822	98.386	98.806	99.819	101.483
102.072											
2003	100.575	100.591	101.214	101.489	99.828	97.971	97.844	98.391	98.834	99.812	101.475
102.027											
2004	100.466	100.602	101.249	101.494	99.865	97.996	97.879	98.399	98.863	99.787	101.470
101.974											
2005	100.347	100.620	101.291	101.496	99.913	98.009	97.913	98.406	98.901	99.764	101.467
101.906											
2006	100.240	100.637	101.334	101.484	99.981	98.015	97.948	98.405	98.937	99.752	101.457
101.827											
2007	100.142	100.639	101.371	101.471	100.082	98.021	97.994	98.417	98.978	99.733	101.428
101.734											
2008	100.047	100.639	101.414	101.466	100.183	98.023	98.031	98.425	99.006	99.704	101.405
101.639											
2009	99.985	100.659	101.464	101.450	100.250	98.025	98.058	98.421	99.000	99.670	101.398
101.568											
2010	99.981	100.722	101.529	101.429	100.298	98.019	98.064	98.411	98.968	99.622	101.367
101.497											
2011	99.990	100.783	101.589	101.405	100.343	98.020	98.091	98.429	98.951	99.591	101.320
101.458											
2012	99.990	100.821	101.636	101.355	100.354	97.995	98.139	98.466	98.938	99.585	101.272
101.451											
2013	99.985	100.843	101.683	101.296	100.353	97.958	98.208	98.506	98.912	99.585	101.229
101.454											
2014	99.999	100.858	101.716	101.228	100.342	97.914	98.272	98.540	98.891	99.597	101.183
101.459											
2015	100.031	100.875	101.747	101.172	100.346	97.877	98.316	98.560	98.868	99.605	101.119
101.451											
2016	100.061	100.903	101.786	101.123	100.363	97.860	98.354	98.567	98.846	99.603	101.066
101.438											



2017	100.084	100.946	101.834	101.051	100.372	97.845	98.388	98.565	98.838		
99.606	101.029	101.423									
2018	100.099	101.006	101.885	100.938	100.375	97.837	98.418	98.561	98.841		
99.620	101.009	101.414									
2019	100.122	101.070	101.921	100.800	100.362	97.838	98.434	98.555	98.862	99.647	100.999
101.420											
2020	100.162	101.116	101.935	100.694	100.328	97.834	98.439	98.535	98.877	99.673	100.977
101.417											
2021	100.177	101.127	101.935	100.683	100.335	97.862	98.466	98.516	98.873	99.687	100.957
101.403											
2022	100.174										

FINAL IRREGULAR FACTORS

The same as the stochastic irregular.

STANDARD ERROR OF REVISION IN TREND-CYCLE ESTIMATOR

LAST 5 YEARS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
DEC												
2017		1.361	1.407	1.434	1.441	1.439	1.438	1.443	1.456	1.480	1.511	1.535
2018	1.541	1.584	1.643	1.674	1.683	1.685	1.689	1.695	1.710	1.741	1.779	1.805
2019	1.811	1.861	1.926	1.962	1.980	1.981	1.972	1.968	1.977	2.005	2.042	2.067
2020	2.064	2.096	2.122	2.113	2.116	2.135	2.163	2.205	2.255	2.309	2.369	2.417
2021	2.434	2.501	2.596	2.659	2.695	2.711	2.712	2.726	2.820	3.114	3.916	6.011
2022	11.065											



STANDARD ERROR OF REVISION IN SA SERIES ESTIMATOR

LAST 5 YEARS

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2017		3.234	3.245	3.401	3.286	3.296	3.296	3.304	3.316	3.310	3.331	3.402
2018	3.469	3.763	3.890	3.880	3.880	3.808	3.923	3.892	3.843	3.917	3.944	4.001
2019	4.017	4.524	4.498	4.495	4.611	4.570	4.530	4.502	4.483	4.458	4.563	4.537
2020	4.718	5.100	5.108	4.578	4.837	4.857	4.903	5.101	5.195	5.193	5.190	5.396
2021	5.486	5.997	6.000	6.202	6.189	6.307	6.326	6.094	6.182	6.322	6.265	6.337
2022	6.505											

FORECAST OF FINAL COMPONENT

DATE	ORIGINAL (UNCORRECTED) SERIES	SE	TREND-CYCLE	SER	SA SERIES SERIES	SER
	FORECAST		FORECAST		FORECAST	
FEB-2022	1841.8845	0.0344	1821.4347	18.5075	1821.4347	30.1194
MAR-2022	1860.0630	0.0394	1824.9066	25.3062	1824.9066	34.7445
APR-2022	1840.9502	0.0438	1828.3851	30.7774	1828.3851	38.9379
MAY-2022	1838.0144	0.0478	1831.8702	35.5420	1831.8702	42.8286
JUN-2022	1796.2582	0.0515	1835.3620	39.8562	1835.3620	46.4943
JUL-2022	1810.8214	0.0550	1838.8604	43.8552	1838.8604	49.9864



AUG-2022	1814.8833	0.0582	1842.3655	47.6201	1842.3655	53.3404
SEP-2022	1825.0493	0.0613	1845.8773	51.2044	1845.8773	56.5826
OCT-2022	1843.7120	0.0642	1849.3957	54.6452	1849.3957	59.7325
NOV-2022	1870.6160	0.0670	1852.9209	57.9695	1852.9209	62.8054
DEC-2022	1882.4547	0.0697	1856.4528	61.1977	1856.4528	65.8135
JAN-2023	1863.2400	0.0723	1859.9914	64.3458	1859.9914	68.7666
FEB-2023	1884.4593	0.0761	1863.5368	67.4263	1863.5368	71.6728
MAR-2023	1903.0580	0.0791	1867.0889	70.4494	1867.0889	74.5387
APR-2023	1883.5034	0.0820	1870.6478	73.4235	1870.6478	77.3700
MAY-2023	1880.4997	0.0848	1874.2135	76.3554	1874.2135	80.1716
JUN-2023	1837.7783	0.0875	1877.7860	79.2510	1877.7860	82.9476
JUL-2023	1852.6782	0.0902	1881.3653	82.1154	1881.3653	85.7017
AUG-2023	1856.8340	0.0927	1884.9514	84.9529	1884.9514	88.4369
SEP-2023	1867.2350	0.0952	1888.5443	87.7672	1888.5443	91.1561
OCT-2023	1886.3291	0.0977	1892.1441	90.5615	1892.1441	93.8616
NOV-2023	1913.8549	0.1000	1895.7508	93.3386	1895.7508	96.5557
DEC-2023	1925.9673	0.1024	1899.3643	96.1012	1899.3643	99.2403
JAN-2024	1906.3084	0.1046	1902.9848	98.8515	1902.9848	101.9172
FEB-2024	1928.0182	0.1078	1906.6121	101.5915	1906.6121	104.5878
MAR-2024	1947.0468	0.1105	1910.2463	104.3230	1910.2463	107.2538
APR-2024	1927.0402	0.1131	1913.8875	107.0476	1913.8875	109.9163
MAY-2024	1923.9671	0.1156	1917.5356	109.7668	1917.5356	112.5765
JUN-2024	1880.2582	0.1181	1921.1906	112.4819	1921.1906	115.2356
JUL-2024	1895.5025	0.1206	1924.8527	115.1942	1924.8527	117.8946
AUG-2024	1899.7543	0.1230	1928.5217	117.9049	1928.5217	120.5542
SEP-2024	1910.3958	0.1253	1932.1977	120.6148	1932.1977	123.2155
OCT-2024	1929.9312	0.1276	1935.8807	123.3251	1935.8807	125.8791
NOV-2024	1958.0933	0.1299	1939.5707	126.0365	1939.5707	128.5459
DEC-2024	1970.4857	0.1321	1943.2678	128.7498	1943.2678	131.2164



JAN-2025	1950.3724	0.1343	1946.9719	131.4659	1946.9719	133.8914
FEB-2025	1972.5839	0.1373	1950.6830	134.1854	1950.6830	136.5714
MAR-2025	1992.0524	0.1398	1954.4013	136.9090	1954.4013	139.2569
APR-2025	1971.5833	0.1424	1958.1266	139.6372	1958.1266	141.9485
MAY-2025	1968.4392	0.1448	1961.8590	142.3707	1961.8590	144.6467
JUN-2025	1923.7200	0.1472	1965.5986	145.1100	1965.5986	147.3520
JUL-2025	1939.3167	0.1496	1969.3453	147.8556	1969.3453	150.0647
AUG-2025	1943.6668	0.1520	1973.0991	150.6080	1973.0991	152.7853
SEP-2025	1954.5542	0.1543	1976.8600	153.3676	1976.8600	155.5141
OCT-2025	1974.5412	0.1566	1980.6282	156.1349	1980.6282	158.2516
NOV-2025	2003.3542	0.1588	1984.4035	158.9101	1984.4035	160.9981
DEC-2025	2016.0331	0.1610	1988.1860	161.6938	1988.1860	163.7538
JAN-2026	1995.4548	0.1632	1991.9757	164.4863	1991.9757	166.5192
FEB-2026	2018.1798	0.1661	1995.7727	167.2879	1995.7727	169.2946
MAR-2026	2038.0983	0.1687	1999.5769	170.0990	1999.5769	172.0801
APR-2026	2017.1561	0.1711	2003.3883	172.9198	2003.3883	174.8762
MAY-2026	2013.9393	0.1736	2007.2070	175.7507	2007.2070	177.6830
JUN-2026	1968.1864	0.1760	2011.0330	178.5920	2011.0330	180.5008
JUL-2026	1984.1436	0.1784	2014.8663	181.4438	2014.8663	183.3299
AUG-2026	1988.5942	0.1808	2018.7069	184.3066	2018.7069	186.1704
SEP-2026	1999.7333	0.1831	2022.5548	187.1804	2022.5548	189.0227
OCT-2026	2020.1823	0.1854	2026.4100	190.0657	2026.4100	191.8869
NOV-2026	2049.6614	0.1876	2030.2726	192.9625	2030.2726	194.7632
DEC-2026	2062.6333	0.1899	2034.1426	195.8711	2034.1426	197.6519
JAN-2027	2041.5794	0.1921	2038.0199	198.7918	2038.0199	200.5531
FEB-2027	2064.8297	0.1950	2041.9046	201.7247	2041.9046	203.4670
MAR-2027	2085.2086	0.1975	2045.7967	204.6701	2045.7967	206.3938
APR-2027	2063.7823	0.2000	2049.6963	207.6281	2049.6963	209.3336
MAY-2027	2060.4911	0.2025	2053.6032	210.5989	2053.6032	212.2867



JUN-2027	2013.6807	0.2050	2057.5176	213.5827	2057.5176	215.2533
JUL-2027	2030.0067	0.2074	2061.4395	216.5797	2061.4395	218.2333
AUG-2027	2034.5602	0.2098	2065.3689	219.5901	2065.3689	221.2271
SEP-2027	2045.9568	0.2121	2069.3057	222.6139	2069.3057	224.2348
OCT-2027	2066.8784	0.2145	2073.2501	225.6514	2073.2501	227.2565
NOV-2027	2097.0389	0.2168	2077.2020	228.7028	2077.2020	230.2924
DEC-2027	2110.3106	0.2190	2081.1614	231.7681	2081.1614	233.3426
JAN-2028	2088.7701	0.2213	2085.1283	234.8476	2085.1283	236.4072
FEB-2028	2112.5578	0.2242	2089.1028	237.9413	2089.1028	239.4864
MAR-2028	2133.4078	0.2268	2093.0849	241.0494	2093.0849	242.5803
APR-2028	2111.4862	0.2293	2097.0746	244.1721	2097.0746	245.6890
MAY-2028	2108.1190	0.2318	2101.0719	247.3095	2101.0719	248.8127
JUN-2028	2060.2265	0.2343	2105.0768	250.4617	2105.0768	251.9515
JUL-2028	2076.9299	0.2368	2109.0893	253.6288	2109.0893	255.1055
AUG-2028	2081.5887	0.2392	2113.1095	256.8110	2113.1095	258.2749
SEP-2028	2093.2486	0.2416	2117.1373	260.0084	2117.1373	261.4596
OCT-2028	2114.6539	0.2440	2121.1729	263.2212	2121.1729	264.6599
NOV-2028	2145.5115	0.2464	2125.2161	266.4493	2125.2161	267.8759
DEC-2028	2159.0900	0.2487	2129.2670	269.6931	2129.2670	271.1077
JAN-2029	2137.0516	0.2510	2133.3256	272.9524	2133.3256	274.3554
FEB-2029	2161.3892	0.2540	2137.3920	276.2276	2137.3920	277.6190
MAR-2029	2182.7211	0.2566	2141.4662	279.5187	2141.4662	280.8987
APR-2029	2160.2928	0.2591	2145.5480	282.8257	2145.5480	284.1947
MAY-2029	2156.8477	0.2617	2149.6377	286.1489	2149.6377	287.5069
JUN-2029	2107.8483	0.2642	2153.7352	289.4883	2153.7352	290.8356
JUL-2029	2124.9377	0.2667	2157.8405	292.8440	2157.8405	294.1807
AUG-2029	2129.7042	0.2692	2161.9536	296.2161	2161.9536	297.5425
SEP-2029	2141.6337	0.2717	2166.0745	299.6047	2166.0745	300.9209
OCT-2029	2163.5337	0.2741	2170.2033	303.0100	2170.2033	304.3162



NOV-2029	2195.1046	0.2766	2174.3400	306.4320	2174.3400	307.7283
DEC-2029	2208.9970	0.2790	2178.4846	309.8708	2178.4846	311.1574
JAN-2030	2186.4491	0.2813	2182.6370	313.3266	2182.6370	314.6036
FEB-2030	2211.3492	0.2843	2186.7974	316.7993	2186.7974	318.0670
MAR-2030	2233.1742	0.2870	2190.9657	320.2892	2190.9657	321.5476
APR-2030	2210.2275	0.2896	2195.1420	323.7963	2195.1420	325.0456
MAY-2030	2206.7028	0.2922	2199.3262	327.3206	2199.3262	328.5610
JUN-2030	2156.5708	0.2948	2203.5184	330.8624	2203.5184	332.0939
JUL-2030	2174.0552	0.2974	2207.7185	334.4216	2207.7185	335.6445
AUG-2030	2178.9319	0.2999	2211.9267	337.9984	2211.9267	339.2127
SEP-2030	2191.1371	0.3024	2216.1429	341.5929	2216.1429	342.7988
OCT-2030	2213.5434	0.3049	2220.3672	345.2051	2220.3672	346.4027
NOV-2030	2245.8440	0.3074	2224.5995	348.8352	2224.5995	350.0246
DEC-2030	2260.0575	0.3099	2228.8398	352.4832	2228.8398	353.6645
JAN-2031	2236.9885	0.3123	2233.0883	356.1491	2233.0883	357.3226
FEB-2031	2262.4641	0.3153	2237.3448	359.8332	2237.3448	360.9988
MAR-2031	2284.7936	0.3180	2241.6095	363.5355	2241.6095	364.6934
APR-2031	2261.3165	0.3207	2245.8822	367.2560	2245.8822	368.4063
MAY-2031	2257.7103	0.3234	2250.1632	370.9949	2250.1632	372.1377
JUN-2031	2206.4195	0.3260	2254.4523	374.7523	2254.4523	375.8877
JUL-2031	2224.3081	0.3287	2258.7495	378.5281	2258.7495	379.6562
AUG-2031	2229.2975	0.3313	2263.0550	382.3226	2263.0550	383.4435
SEP-2031	2241.7848	0.3338	2267.3686	386.1357	2267.3686	387.2496
OCT-2031	2264.7090	0.3364	2271.6905	389.9676	2271.6905	391.0745
NOV-2031	2297.7562	0.3390	2276.0206	393.8184	2276.0206	394.9183
DEC-2031	2312.2983	0.3415	2280.3590	397.6881	2280.3590	398.7812
JAN-2032	2288.6960	0.3440	2284.7057	401.5768	2284.7057	402.6633



SEASONAL
FACTORS

FEB-2022	101.1227
MAR-2022	101.9265
APR-2022	100.6872
MAY-2022	100.3354
JUN-2022	97.8694
JUL-2022	98.4752
AUG-2022	98.5083
SEP-2022	98.8717
OCT-2022	99.6927
NOV-2022	100.9550
DEC-2022	101.4006
JAN-2023	100.1747
FEB-2023	101.1227
MAR-2023	101.9265
APR-2023	100.6872
MAY-2023	100.3354
JUN-2023	97.8694
JUL-2023	98.4752
AUG-2023	98.5083
SEP-2023	98.8717
OCT-2023	99.6927
NOV-2023	100.9550
DEC-2023	101.4006
JAN-2024	100.1747
FEB-2024	101.1227
MAR-2024	101.9265



APR-2024	100.6872
MAY-2024	100.3354
JUN-2024	97.8694
JUL-2024	98.4752
AUG-2024	98.5083
SEP-2024	98.8717
OCT-2024	99.6927
NOV-2024	100.9550
DEC-2024	101.4006
JAN-2025	100.1747
FEB-2025	101.1227
MAR-2025	101.9265
APR-2025	100.6872
MAY-2025	100.3354
JUN-2025	97.8694
JUL-2025	98.4752
AUG-2025	98.5083
SEP-2025	98.8717
OCT-2025	99.6927
NOV-2025	100.9550
DEC-2025	101.4006
JAN-2026	100.1747
FEB-2026	101.1227
MAR-2026	101.9265
APR-2026	100.6872
MAY-2026	100.3354
JUN-2026	97.8694
JUL-2026	98.4752
AUG-2026	98.5083



SEP-2026	98.8717
OCT-2026	99.6927
NOV-2026	100.9550
DEC-2026	101.4006
JAN-2027	100.1747
FEB-2027	101.1227
MAR-2027	101.9265
APR-2027	100.6872
MAY-2027	100.3354
JUN-2027	97.8694
JUL-2027	98.4752
AUG-2027	98.5083
SEP-2027	98.8717
OCT-2027	99.6927
NOV-2027	100.9550
DEC-2027	101.4006
JAN-2028	100.1747
FEB-2028	101.1227
MAR-2028	101.9265
APR-2028	100.6872
MAY-2028	100.3354
JUN-2028	97.8694
JUL-2028	98.4752
AUG-2028	98.5083
SEP-2028	98.8717
OCT-2028	99.6927
NOV-2028	100.9550
DEC-2028	101.4006
JAN-2029	100.1747



FEB-2029	101.1227
MAR-2029	101.9265
APR-2029	100.6872
MAY-2029	100.3354
JUN-2029	97.8694
JUL-2029	98.4752
AUG-2029	98.5083
SEP-2029	98.8717
OCT-2029	99.6927
NOV-2029	100.9550
DEC-2029	101.4006
JAN-2030	100.1747
FEB-2030	101.1227
MAR-2030	101.9265
APR-2030	100.6872
MAY-2030	100.3354
JUN-2030	97.8694
JUL-2030	98.4752
AUG-2030	98.5083
SEP-2030	98.8717
OCT-2030	99.6927
NOV-2030	100.9550
DEC-2030	101.4006
JAN-2031	100.1747
FEB-2031	101.1227
MAR-2031	101.9265
APR-2031	100.6872
MAY-2031	100.3354
JUN-2031	97.8694



JUL-2031	98.4752
AUG-2031	98.5083
SEP-2031	98.8717
OCT-2031	99.6927
NOV-2031	100.9550
DEC-2031	101.4006
JAN-2032	100.1747

SE : STANDARD ERROR OF THE OBSERVED SERIES FORECAST.

SER : STANDARD ERROR OF THE REVISION.

Note 1 : SINCE THE COMPONENT IS NEVER OBSERVED,THE FORECAST ERROR IS OF LITTLE APPLIED INTEREST. WHAT IS OF INTEREST IS THE SE OF THE REVISION THE FORECAST OF THE COMPONENT WILL UNDERGO (UNTIL IT BECOMES THE FINAL OR HISTORICAL ESTIMATOR).

Note 2 : SER(Seasonal) = SER (SA Series)

PART 5 : RATES OF GROWTH

THE RATE-OF-GROWTH OF SERIES Z(t) OVER THE PERIOD (t1,t2) IS EXPRESSED IN PERCENT POINTS AS

$$[(Z(t2) / Z(t1)) -1] * 100$$

ALL STANDARD ERRORS REPORTED FOR THE RATES-OF GROWTH IN THE FOLLOWING TABLES ARE COMPUTED

USING LINEAR APPROXIMATION TO THE RATES.

WHEN PERIOD-TO-PERIOD CHANGES ARE LARGE, THESE STANDARD ERRORS SHOULD BE INTERPRETED

AS BROAD APPROXIMATIONS, THAT WILL TEND TO UNDERESTIMATE THE TRUE VALUES

THE ERROR VARIANCES ARE BASED ON THE ESTIMATION ERROR OF THE STOCHASTIC TREND AND SA

SERIES, AND THE ERRORS IN THE PARAMETER ESTIMATES ARE NOT CONSIDERED.

GIVEN THAT THE VARIANCES OF THE LATER GO TO ZERO AS t BECOMES LARGE, THEY WILL TYPICALLY

BE DOMINATED BY THE ESTIMATION ERROR VARIANCE OF THE STOCHASTIC COMPONENTS.

(THIS DOMINANCE WILL BE WEAKEST IN THE VICINITY OF OUTLIERS.)

IN THE TABLES THAT FOLLOW :

ORIGINAL SERIES

DENOTES THE OBSERVED SERIES, UNLESS THERE ARE MISSING VALUES, IN WHICH CASE IT DENOTES THE INTERPOLATED SERIES.

TREND-CYCLE AND SA SERIES

DENOTE THE FINAL ESTIMATORS, WITH DETERMINISTIC EFFECTS (IF PRESENT) INCLUDED.

A. PERIOD-TO-PERIOD RATE-OF-GROWTH OF THE SERIES. T(1,1)

TABLE 5.1 RATE T(1,1) : ESTIMATION ERROR VARIANCE

CONCURRENT ESTIMATOR	TREND-CYCLE	SA SERIES
FINAL ESTIMATION ERROR	0.228	0.206
REVISION ERROR	0.095	0.192
TOTAL ESTIMATION ERROR	0.323	0.398
(SD)	(0.568)	(0.631)

AS MENTIONED BEFORE, FOR APPLIED PURPOSES, THE RELEVANT ERROR IS THE FULL REVISION THE MEASUREMENT WILL UNDERGO.

MEASUREMENT WILL UNDERGO.

ACCORDINGLY, THE STANDARD ERRORS APPEARING IN MOST OF THE NEXT TABLES ARE THE ONES IMPLIED BY THE REVISION ERROR.

THESE S.E. CAN BE USED TO BUILD CONFIDENCE INTERVALS AROUND THE CONCURRENT OR, IN GENERAL, PRELIMINARY ESTIMATORS, THAT INDICATE A LIKELY RANGE FOR THE EVENTUAL FINAL ESTIMATOR.

THE S.E. CAN ALSO BE USED TO TEST FOR SPECIFIC HYPOTHESIS.

FOR EXAMPLE IN TABLE 5.2 (BELOW), LET $RC(t)$ BE THE CONCURRENT ESTIMATOR OF A RATE FOR PERIOD t . IF :

$$| RC(t)/SE[RC(t)] | > 1.645$$

WE CAN REJECT (AT THE 90% LEVEL) THAT THE EVENTUAL FINAL ESTIMATOR OF THE RATE FOR PERIOD t COULD BE ZERO.

TABLE 5.2 PERIOD-TO-PERIOD RATE $T(1,1)$ FOR THE MOST RECENT PERIODS

With associated SE in Percent points.

DATE	ORIGINAL SERIES	TREND-CYCLE		SA SERIES	
		ESTIMATE	SER	ESTIMATE	SER
JAN-2022	-0.214	0.213	0.308	1.01	0.438
DEC-2021	0.394	0.781E-02	0.166	-0.482E-01	0.438
NOV-2021	-0.427	-0.542E-01	0.115	-1.68	0.438
OCT-2021	2.61	0.140	0.982E-01	1.78	0.438
SEP-2021	1.57	-0.972E-01	0.930E-01	1.21	0.438
AUG-2021	-3.70	-0.460	0.909E-01	-3.75	0.438
JUL-2021	0.920	-0.692E-01	0.898E-01	0.301	0.438
JUN-2021	-0.622	0.513	0.890E-01	1.89	0.437
MAY-2021	-0.665	0.801	0.884E-01	-0.320	0.437
APR-2021	1.80	0.902	0.878E-01	3.06	0.437
MAR-2021	0.316	0.712	0.873E-01	-0.479	0.437
FEB-2021	1.53	0.559	0.871E-01	0.578	0.426
JAN-2021	-1.27	0.689	0.823E-01	-0.438E-01	0.382
DEC-2020	3.16	0.746	0.791E-01	2.71	0.382



	NOV-2020	0.439	0.542	0.789E-01	-0.858	0.382
	OCT-2020	0.279	0.646	0.789E-01	-0.522	0.381
	SEP-2020	1.94	1.27	0.786E-01	1.59	0.381
	AUG-2020	4.08	1.62	0.783E-01	3.98	0.381
	JUL-2020	1.55	1.29	0.779E-01	0.929	0.381
	JUN-2020	-2.09	0.775	0.774E-01	0.403	0.381
	MAY-2020	5.16	-0.443	0.770E-01	5.54	0.381
	APR-2020	-11.7	-1.94	0.765E-01	-10.6	0.381
	MAR-2020	0.427	-1.77	0.760E-01	-0.379	0.381
	FEB-2020	0.398	-0.665	0.759E-01	-0.549	0.371
	JAN-2020	0.991	-0.145	0.717E-01	2.26	0.333
	DEC-2019	-1.37	-0.975E-01	0.689E-01	-1.78	0.332
	NOV-2019	2.90	-0.145	0.687E-01	1.52	0.332
	OCT-2019	-0.243	-0.327	0.687E-01	-1.03	0.332
	SEP-2019	-0.360	-0.523	0.685E-01	-0.670	0.332
	AUG-2019	-0.564	-0.549	0.682E-01	-0.686	0.332
	JUL-2019	-0.284	-0.446	0.678E-01	-0.888	0.332
	JUN-2019	-3.40	-0.622E-01	0.674E-01	-0.909	0.332
	MAY-2019	2.04	0.325	0.670E-01	2.49	0.332
	APR-2019	-1.46	0.302	0.666E-01	-0.360	0.332
	MAR-2019	-0.286	0.385	0.662E-01	-1.12	0.332
	FEB-2019	4.60	0.573	0.661E-01	3.62	0.323

B. ACCUMULATED RATE OF GROWTH DURING THE PRESENT YEAR.

TABLE 5.3 ACCUMULATED RATE OF GROWTH DURING THE PRESENT YEAR

(In percent points)



JAN-2022	ESTIMATE	SER
ORIGINAL SERIES	-0.214	-
TREND-CYCLE	0.213	0.308
SA SERIES	1.01	0.438

C. RATES OF ANNUAL GROWTH T(1,MQ)

TABLE 5.4 ESTIMATION ERROR VARIANCE :

Rate of annual growth T(1,MQ), not-centered and dated at last observation.

(X 1.0D9)

CONCURRENT ESTIMATOR	TREND-CYCLE	SA SERIES
FINAL ESTIMATION ERROR	0.000	0.000
REVISION ERROR	0.000	0.000
TOTAL ESTIMATION ERROR	0.000	0.000

TABLE 5.5 INTERANNUAL RATE OF GROWTH :

Rate T(1,MQ), not-centered and dated at last observation,

FOR THE MOST RECENT PERIODS.

This rate measures the rate of growth with respect to 1-year ago.

With standard errors.

In Percent points.

DATE	ORIGINAL SERIES	TREND-CYCLE		SA SERIES	
		ESTIMATE	SER	ESTIMATE	SER
JAN-2022	3.41	3.20	0.573	3.42	0.457E-01
DEC-2021	2.32	3.69	0.258	2.34	0.452E-01
NOV-2021	5.14	4.46	0.119	5.16	0.447E-01
OCT-2021	6.06	5.08	0.571E-01	6.04	0.444E-01
SEP-2021	3.64	5.61	0.313E-01	3.65	0.442E-01
AUG-2021	4.02	7.05	0.220E-01	4.04	0.441E-01
JUL-2021	12.4	9.29	0.195E-01	12.4	0.441E-01
JUN-2021	13.1	10.8	0.190E-01	13.1	0.441E-01
MAY-2021	11.5	11.1	0.190E-01	11.4	0.441E-01
APR-2021	18.0	9.70	0.190E-01	18.0	0.440E-01
MAR-2021	2.31	6.60	0.187E-01	2.31	0.439E-01
FEB-2021	2.43	3.97	0.182E-01	2.42	0.437E-01
JAN-2021	1.28	2.71	0.178E-01	1.27	0.402E-01



DEC-2020	3.60	1.86	0.178E-01	3.60	0.395E-01
NOV-2020	-0.949	1.00	0.176E-01	-0.927	0.390E-01
OCT-2020	1.48	0.313	0.172E-01	1.45	0.387E-01
SEP-2020	0.948	-0.657	0.170E-01	0.933	0.385E-01
AUG-2020	-1.33	-2.41	0.168E-01	-1.31	0.384E-01
JUL-2020	-5.73	-4.50	0.167E-01	-5.73	0.384E-01
JUN-2020	-7.43	-6.13	0.167E-01	-7.43	0.384E-01
MAY-2020	-8.67	-6.91	0.167E-01	-8.64	0.384E-01
APR-2020	-11.4	-6.19	0.166E-01	-11.3	0.384E-01
MAR-2020	-1.07	-4.04	0.164E-01	-1.08	0.382E-01
FEB-2020	-1.77	-1.94	0.159E-01	-1.82	0.380E-01
JAN-2020	2.34	-0.713	0.155E-01	2.30	0.350E-01

THE ANNUAL RATE OF GROWTH IN TABLE 5.5 MEASURES GROWTH WITH RESPECT TO ONE-YEAR AGO

BECAUSE IT IS NOT CENTERED, THE MEASURE INDUCES AN IMPORTANT PHASE EFFECT, AND CAN BE STRONGLY INFLUENCED BY THE IRREGULAR AND MOVING SEASONAL COMPONENTS. IT IS THUS A POOR INDICATOR OF THE PRESENT RATE OF ANNUAL GROWTH, USEFUL IN SHORT-TERM ANALYSIS.

ASSESSMENTS ON THE PRESENT RATE OF ANNUAL GROWTH SHOULD BE PREFERABLY BE BASED ON THE CENTERED MEASUREMENT OF TABLE 5.6 BELOW, WHICH REQUIRES HALF-A-YEAR OF FORECAST. THIS CENTERING MINIMIZES PHASE EFFECT AND IS LESS AFFECTED BY THE IRREGULAR OR SEASONAL INNOVATIONS.

TABLE 5.6 PRESENT RATE OF ANNUAL GROWTH :

 Rate $T(1, MQ)$, centered and dated Annual rate computed as the rate of growth over the last $(MQ/2)$ observed periods and the next $(MQ/2)$ forecasts at last observed period.



With associated standard errors.

In Percent points.

	DATE	CENTERED RATE OF ANNUAL GROWTH	SER	TSE
ORIGINAL SERIES	JAN-2022	-0.651	2.82	2.82
	DEC-2022	(-0.543)	(2.64)	(2.64)
TREND-CYCLE	JAN-2022	0.926	2.42	2.57
	DEC-2022	(0.665)	(2.21)	(2.38)
SA SERIES	JAN-2022	-0.660	2.80	2.81
	DEC-2022	(-0.551)	(2.63)	(2.63)

D. FORECAST

TABLE 5.7 RATES OF GROWTH FORECASTS :

In Percent Points

FORECAST	ORIGINAL	TREND-CYCLE	SA SERIES
----------	----------	-------------	-----------



ORIGIN :	SERIES		
JAN-2022	(SER)	(SER)	(SER)

ONE-PERIOD-AHEAD

FORECAST PERIOD

TO PERIOD RATE	0.94	0.22	-0.11E-01
T(1,1)	(1.8)	(0.43)	(1.6)

FORECAST OF ANNUAL

RATE OF GROWTH OVER

THE NEXT 12 PERIODS	2.1	2.3	2.1
(one year horizon)	(3.7)	(3.2)	(3.7)

FORECAST OF ANNUAL

RATE OF GROWTH FOR

THE PRESENT YEAR	2.9	2.4	2.9
(December over December)	(3.6)	(3.2)	(3.6)

PART 6 : ESTIMATION OF THE CYCLE

MODIFIED HODRICK-PRESCOTT FILTER

(1) DECOMPOSITION OF THE TREND-CYCLE COMPONENT INTO :

LONG-TERM TREND + CYCLE

Period associated with a 50% gain of filter: 120.0 (Default value)

Implied value for HP LAMBDA= 133107.9380

"FICTICIOUS" MODEL FOR WK IMPLEMENTATION OF FILTER

$$(1-B)^2z(t)=(1-1.926B+0.9286B^2)b(t)$$

(2) ARIMA Models

Stochastic LONG TERM TREND $m(t)$:

$$[(1-B)^2]m(t)= \text{niid} \sim (0, 0.4794E-06V_a)$$

Stochastic Cycle $c(t)$:

$$[C(t)= \text{niid} \sim (0, 0.6382E-01V_a)$$

(3) Std of innovations

Long Term Trend: 0.1219E-04

Business Cycle: 0.4449E-02

(4) FINAL ERRORS

Var(final error of Business Cycle Component)= 0.6661 in units of V_a

Var(final error of LONG TERM TREND Component)= 0.5314 in units of V_a



SPECTRUM OF CYCLE

MODE = 10.00 years cycle

MEAN = 3.25 years cycle

MEDIAN = 7.14 years cycle

CYCLICAL COMPONENT

X 10.0D-1

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	0.090	0.010	-0.056	-0.083	-0.103	-0.105	-0.091	-0.088	-0.085	-0.056	-0.009	0.026
2002	0.032	0.011	-0.017	-0.045	-0.076	-0.110	-0.126	-0.121	-0.107	-0.090	-0.063	-0.016
2003	0.012	-0.006	-0.033	-0.038	-0.024	-0.010	0.000	0.028	0.069	0.091	0.082	0.073
2004	0.067	0.054	0.048	0.048	0.054	0.066	0.060	0.029	0.007	0.011	0.025	0.019
2005	-0.010	-0.027	-0.023	-0.022	-0.038	-0.049	-0.046	-0.045	-0.071	-0.107	-0.112	-0.100
2006	-0.084	-0.061	-0.066	-0.107	-0.135	-0.119	-0.092	-0.051	0.026	0.120	0.188	0.213
2007	0.220	0.221	0.226	0.252	0.298	0.351	0.378	0.368	0.345	0.316	0.280	0.236
2008	0.184	0.157	0.160	0.174	0.154	0.080	0.028	0.030	0.009	-0.082	-0.200	-0.297
2009	-0.342	-0.306	-0.203	-0.094	-0.009	0.066	0.111	0.114	0.114	0.120	0.118	0.094



2010	0.051	0.018	-0.020	-0.074	-0.131	-0.194	-0.242	-0.249	-0.225	-0.183	-	
0.160	-0.150											
2011	-0.098	-0.031	0.016	0.053	0.066	0.023	-0.056	-0.118	-0.154	-0.171	-	
0.164	-0.137											
2012	-0.094	-0.076	-0.087	-0.088	-0.085	-0.096	-0.103	-0.070	-0.029	-0.032	-0.055	-
0.071												
2013	-0.069	-0.028	0.020	0.037	0.032	0.012	-0.016	-0.055	-0.098	-0.114	-0.110	-
0.113												
2014	-0.110	-0.099	-0.101	-0.110	-0.094	-0.039	0.021	0.050	0.058	0.077	0.102	0.098
2015	0.064	0.033	0.021	0.017	0.011	0.027	0.071	0.111	0.129	0.124	0.109	0.114
2016	0.124	0.125	0.145	0.176	0.188	0.174	0.154	0.125	0.091	0.076	0.080	0.088
2017	0.082	0.062	0.076	0.101	0.077	0.036	0.014	-0.001	-0.020	-0.042	-0.048	-
0.033												
2018	-0.006	0.036	0.087	0.106	0.088	0.075	0.084	0.073	0.050	0.048	0.053	0.053
2019	0.074	0.119	0.145	0.163	0.183	0.165	0.107	0.040	-0.025	-0.071	-0.099	-
0.122												
2020	-0.150	-0.230	-0.423	-0.634	-0.693	-0.631	-0.518	-0.372	-0.262	-0.214	-0.176	-
0.119												
2021	-0.067	-0.028	0.025	0.098	0.160	0.193	0.168	0.104	0.075	0.071	0.047	0.029
2022	0.031											
FORECAST :												
2022	0.035	0.035	0.035	0.035	0.034	0.034	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031	
2023	0.031	0.030	0.029	0.029	0.028	0.027	0.026	0.025	0.025	0.024	0.023	0.022
2024	0.021	0.020	0.020	0.019	0.018	0.017	0.016	0.016	0.015	0.014	0.013	0.013
2025	0.012	0.011	0.011	0.010	0.009	0.009	0.008	0.008	0.007	0.007	0.006	0.006
2026	0.005	0.005	0.004	0.004	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001
2027	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	-0.000	-0.000	-0.000	-0.001	-0.001	-0.001	-
0.001												
2028	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.002	-0.002	-
0.002												
2029	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.002	-0.001	-
0.001												
2030	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-
0.001												



2031	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-0.001	-
0.001	-0.001											
2032	-0.001											

CYCLICAL FACTORS

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV
2001	100.891	100.087	99.436	99.161	98.962	98.944	99.084	99.114	99.144	99.434	99.898
100.248											
2002	100.307	100.096	99.815	99.545	99.231	98.895	98.734	98.792	98.923	99.090	99.361
99.832											
2003	100.114	99.927	99.663	99.612	99.750	99.894	99.994	100.266	100.681	100.899	100.816
100.718											
2004	100.665	100.535	100.472	100.475	100.531	100.653	100.588	100.281	100.059	100.099	
100.244	100.182										
2005	99.891	99.720	99.762	99.766	99.612	99.498	99.530	99.541	99.280	98.922	98.876
98.993											
2006	99.153	99.378	99.335	98.923	98.650	98.803	99.075	99.482	100.248	101.199	101.891
102.147											
2007	102.215	102.221	102.280	102.543	103.018	103.557	103.841	103.733	103.498	103.197	
102.825	102.382										
2008	101.846	101.574	101.605	101.740	101.538	100.789	100.271	100.294	100.078	99.175	
98.014	97.062										
2009	96.631	96.975	97.978	99.057	99.901	100.653	101.110	101.136	101.131	101.198	101.181
100.929											
2010	100.499	100.166	99.785	99.257	98.686	98.066	97.597	97.526	97.769	98.174	98.405
98.502											
2011	99.013	99.685	100.147	100.522	100.648	100.223	99.430	98.813	98.460	98.299	98.367
98.632											
2012	99.059	99.236	99.127	99.116	99.146	99.033	98.963	99.292	99.697	99.668	99.437
99.280											
2013	99.299	99.709	100.192	100.363	100.306	100.110	99.829	99.437	99.013	98.853	98.893
98.870											



2014	98.894	99.006	98.988	98.898	99.055	99.596	100.199	100.489	100.575	
100.767	101.015	100.972								
2015	100.630	100.320	100.202	100.155	100.101	100.259	100.705	101.107	101.288	
101.238	101.084	101.137								
2016	101.237	101.252	101.447	101.767	101.888	101.747	101.537	101.246	100.902	100.751
100.793	100.877									
2017	100.812	100.615	100.754	101.008	100.758	100.352	100.134	99.978	99.790	99.572
99.506	99.664									
2018	99.926	100.351	100.861	101.053	100.869	100.740	100.829	100.725	100.489	100.469
100.519	100.519									
2019	100.732	101.186	101.452	101.634	101.839	101.650	101.070	100.388	99.736	99.281
99.007	98.779									
2020	98.503	97.713	95.846	93.849	93.296	93.880	94.945	96.335	97.400	97.872
98.810										98.242
2021	99.323	99.708	100.244	100.971	101.599	101.937	101.682	101.030	100.747	100.701
100.459	100.279									
2022	100.304									
FORECAST :										
2022	100.340	100.339	100.338	100.336	100.333	100.330	100.325	100.321	100.315	100.310
100.303										
2023	100.297	100.290	100.282	100.275	100.267	100.259	100.251	100.243	100.235	100.227
100.218	100.210									
2024	100.201	100.193	100.185	100.177	100.169	100.161	100.153	100.145	100.137	100.130
100.123	100.116									
2025	100.109	100.102	100.095	100.089	100.083	100.077	100.071	100.065	100.060	100.055
100.050	100.045									
2026	100.040	100.036	100.032	100.028	100.024	100.020	100.017	100.013	100.010	100.007
100.004	100.002									
2027	99.999	99.997	99.995	99.993	99.991	99.989	99.987	99.986	99.984	99.983
99.981										99.982
2028	99.980	99.979	99.978	99.977	99.977	99.976	99.975	99.975	99.975	99.974
99.974										99.974
2029	99.974	99.974	99.974	99.974	99.974	99.974	99.974	99.974	99.974	99.975
99.975										99.975
2030	99.975	99.976	99.976	99.976	99.976	99.977	99.977	99.978	99.978	99.978
99.979										99.979



2031	99.979	99.980	99.980	99.981	99.981	99.982	99.982	99.982	99.983	99.983
99.984	99.984									
2032	99.984									

Revision error of CYCLICAL FACTOR

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	1.505	1.469	1.414	1.352	1.287	1.221	1.155	1.087	1.017	0.949	0.880	0.814
2002	0.758	0.712	0.671	0.632	0.594	0.558	0.522	0.488	0.453	0.418	0.382	0.350
2003	0.329	0.316	0.307	0.299	0.293	0.287	0.282	0.277	0.272	0.266	0.260	0.256
2004	0.255	0.255	0.254	0.253	0.253	0.253	0.252	0.251	0.251	0.251	0.251	0.251
2005	0.248	0.244	0.238	0.233	0.228	0.223	0.220	0.217	0.214	0.212	0.211	0.210
2006	0.206	0.200	0.191	0.183	0.175	0.169	0.165	0.162	0.160	0.160	0.160	0.159
2007	0.155	0.147	0.139	0.132	0.125	0.120	0.116	0.113	0.110	0.109	0.108	0.107
2008	0.103	0.097	0.091	0.085	0.080	0.075	0.072	0.071	0.070	0.069	0.068	0.067
2009	0.066	0.063	0.059	0.057	0.054	0.053	0.052	0.052	0.052	0.052	0.051	0.051
2010	0.051	0.049	0.047	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042	0.042	0.042	0.041	0.041
2011	0.041	0.041	0.040	0.040	0.039	0.039	0.039	0.038	0.038	0.039	0.039	0.040
2012	0.041	0.041	0.042	0.043	0.043	0.043	0.043	0.043	0.044	0.045	0.047	0.048
2013	0.050	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051	0.051	0.052	0.054	0.056	0.060	0.064
2014	0.067	0.069	0.069	0.069	0.069	0.070	0.072	0.075	0.079	0.084	0.090	0.097
2015	0.102	0.104	0.105	0.106	0.107	0.109	0.113	0.117	0.123	0.130	0.138	0.146
2016	0.153	0.157	0.159	0.161	0.163	0.166	0.169	0.174	0.179	0.186	0.194	0.203
2017	0.210	0.213	0.215	0.216	0.217	0.218	0.221	0.224	0.228	0.232	0.238	0.243
2018	0.248	0.251	0.252	0.253	0.253	0.252	0.253	0.253	0.253	0.253	0.254	0.254
2019	0.255	0.257	0.262	0.268	0.275	0.281	0.285	0.289	0.293	0.298	0.305	0.313
2020	0.324	0.342	0.368	0.396	0.428	0.464	0.502	0.543	0.584	0.621	0.660	0.703
2021	0.751	0.810	0.883	0.964	1.043	1.118	1.185	1.246	1.310	1.373	1.428	1.472



2022 1.496

FORECAST :

2022	1.497	1.518	1.560	1.599	1.634	1.665	1.694	1.720	1.744	1.765	1.785	
2023	1.802	1.818	1.832	1.845	1.857	1.867	1.876	1.884	1.891	1.897	1.903	1.908
2024	1.912	1.915	1.919	1.921	1.923	1.925	1.927	1.928	1.929	1.930	1.931	1.931
2025	1.932	1.932	1.932	1.932	1.933	1.933	1.933	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932
2026	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932
2027	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.932	1.933	1.933	1.933
2028	1.933	1.933	1.933	1.933	1.933	1.933	1.933	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934
2029	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934	1.934	1.935	1.935
2030	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935
2031	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935	1.935
2032	1.935											

LONG TERM TREND COMPONENT

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	6.919	6.923	6.928	6.932	6.936	6.940	6.944	6.948	6.953	6.957	6.961	6.965
2002	6.969	6.973	6.978	6.982	6.986	6.990	6.994	6.998	7.002	7.006	7.011	7.015
2003	7.019	7.023	7.027	7.031	7.035	7.039	7.043	7.047	7.051	7.055	7.059	7.063
2004	7.067	7.071	7.075	7.078	7.082	7.086	7.090	7.094	7.097	7.101	7.105	7.108
2005	7.112	7.115	7.119	7.122	7.126	7.129	7.133	7.136	7.140	7.143	7.146	7.150
2006	7.153	7.156	7.159	7.162	7.165	7.168	7.171	7.174	7.177	7.180	7.183	7.186
2007	7.189	7.191	7.194	7.197	7.199	7.202	7.204	7.206	7.209	7.211	7.213	7.215
2008	7.218	7.220	7.222	7.224	7.226	7.228	7.229	7.231	7.233	7.235	7.237	7.238
2009	7.240	7.242	7.244	7.245	7.247	7.249	7.250	7.252	7.253	7.255	7.257	7.258
2010	7.260	7.261	7.263	7.264	7.266	7.267	7.269	7.271	7.272	7.274	7.275	7.277
2011	7.279	7.280	7.282	7.284	7.285	7.287	7.289	7.291	7.292	7.294	7.296	7.298



2012	7.299	7.301	7.303	7.305	7.307	7.309	7.311	7.313	7.315	7.317		
7.318	7.320											
2013	7.322	7.324	7.327	7.329	7.331	7.333	7.335	7.337	7.339	7.341		
7.343	7.345											
2014	7.347	7.349	7.351	7.354	7.356	7.358	7.360	7.362	7.364	7.366	7.368	7.370
2015	7.372	7.374	7.376	7.378	7.380	7.382	7.384	7.386	7.388	7.390	7.392	7.394
2016	7.395	7.397	7.399	7.401	7.402	7.404	7.406	7.407	7.409	7.411	7.412	7.414
2017	7.415	7.417	7.418	7.420	7.421	7.422	7.424	7.425	7.427	7.428	7.429	7.430
2018	7.432	7.433	7.434	7.436	7.437	7.438	7.439	7.441	7.442	7.443	7.444	7.445
2019	7.447	7.448	7.449	7.450	7.452	7.453	7.454	7.455	7.457	7.458	7.459	7.461
2020	7.462	7.463	7.465	7.466	7.468	7.469	7.471	7.472	7.474	7.475	7.477	7.479
2021	7.480	7.482	7.484	7.486	7.487	7.489	7.491	7.493	7.495	7.496	7.498	7.500
2022	7.502											

FORECAST :

2022	7.504	7.506	7.508	7.510	7.512	7.514	7.515	7.517	7.519	7.521	7.523	
2023	7.525	7.527	7.529	7.531	7.533	7.535	7.537	7.539	7.541	7.543	7.545	7.547
2024	7.549	7.551	7.553	7.555	7.557	7.559	7.561	7.563	7.565	7.567	7.569	7.571
2025	7.573	7.575	7.577	7.579	7.581	7.583	7.585	7.587	7.589	7.591	7.593	7.594
2026	7.596	7.598	7.600	7.602	7.604	7.606	7.608	7.610	7.612	7.614	7.616	7.618
2027	7.620	7.622	7.624	7.625	7.627	7.629	7.631	7.633	7.635	7.637	7.639	7.641
2028	7.643	7.645	7.647	7.648	7.650	7.652	7.654	7.656	7.658	7.660	7.662	7.664
2029	7.666	7.668	7.669	7.671	7.673	7.675	7.677	7.679	7.681	7.683	7.685	7.687
2030	7.688	7.690	7.692	7.694	7.696	7.698	7.700	7.702	7.704	7.706	7.707	7.709
2031	7.711	7.713	7.715	7.717	7.719	7.721	7.723	7.725	7.726	7.728	7.730	7.732
2032	7.734											

LONG TERM TREND

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
DEC												



2001 1011.728 1015.946 1020.181 1024.435 1028.706 1032.996 1037.303 1041.628 1045.971
1050.331 1054.708 1059.102

2002 1063.512 1067.938 1072.379 1076.835 1081.306 1085.792 1090.291 1094.803 1099.327
1103.863 1108.410 1112.966

2003 1117.531 1122.104 1126.682 1131.266 1135.854 1140.444 1145.035 1149.627 1154.217 1158.805
1163.389 1167.967

2004 1172.539 1177.104 1181.660 1186.207 1190.742 1195.267 1199.778 1204.276 1208.760 1213.229
1217.681 1222.117

2005 1226.535 1230.935 1235.315 1239.675 1244.014 1248.331 1252.625 1256.895 1261.140 1265.359
1269.550 1273.713

2006 1277.846 1281.947 1286.015 1290.048 1294.044 1298.002 1301.919 1305.793 1309.622 1313.404
1317.136 1320.816

2007 1324.442 1328.011 1331.524 1334.977 1338.370 1341.701 1344.971 1348.179 1351.325 1354.409
1357.432 1360.396

2008 1363.302 1366.152 1368.948 1371.692 1374.386 1377.034 1379.637 1382.199 1384.722 1387.210
1389.665 1392.092

2009 1394.491 1396.867 1399.220 1401.554 1403.869 1406.167 1408.449 1410.718 1412.976 1415.223
1417.462 1419.695

2010 1421.926 1424.155 1426.385 1428.620 1430.861 1433.112 1435.374 1437.649 1439.940 1442.248
1444.575 1446.921

2011 1449.289 1451.678 1454.090 1456.525 1458.984 1461.469 1463.979 1466.516 1469.081 1471.675
1474.298 1476.951

2012 1479.634 1482.346 1485.090 1487.863 1490.666 1493.499 1496.361 1499.252 1502.171 1505.117
1508.091 1511.091

2013 1514.116 1517.165 1520.238 1523.333 1526.450 1529.587 1532.743 1535.918 1539.110 1542.319
1545.543 1548.781

2014 1552.031 1555.293 1558.563 1561.841 1565.124 1568.410 1571.697 1574.983 1578.265 1581.540
1584.807 1588.064

2015 1591.308 1594.537 1597.750 1600.944 1604.119 1607.270 1610.398 1613.501 1616.575 1619.620
1622.635 1625.617

2016 1628.566 1631.481 1634.360 1637.204 1640.010 1642.779 1645.511 1648.206 1650.863 1653.484
1656.069 1658.619

2017 1661.133 1663.614 1666.062 1668.478 1670.864 1673.220 1675.547 1677.849 1680.125 1682.378
1684.609 1686.819

2018 1689.010 1691.183 1693.339 1695.480 1697.608 1699.723 1701.828 1703.925 1706.016 1708.102
1710.187 1712.271



2019 1714.359 1716.451 1718.551 1720.660 1722.783 1724.922 1727.081 1729.263 1731.472
1733.711 1735.985 1738.298

2020 1740.652 1743.052 1745.501 1748.001 1750.556 1753.167 1755.834 1758.559 1761.339
1764.175 1767.063 1770.003

2021 1772.993 1776.029 1779.111 1782.234 1785.398 1788.599 1791.836 1795.106 1798.409 1801.742
1805.104 1808.494

2022 1811.911

FORECAST :

2022 1815.353 1818.819 1822.309 1825.820 1829.352 1832.903 1836.474 1840.062 1843.667
1847.288 1850.924

2023 1854.574 1858.238 1861.915 1865.603 1869.303 1873.014 1876.735 1880.466 1884.205 1887.954
1891.710 1895.474

2024 1899.245 1903.023 1906.808 1910.598 1914.395 1918.197 1922.004 1925.816 1929.634 1933.456
1937.282 1941.113

2025 1944.948 1948.786 1952.629 1956.476 1960.327 1964.181 1968.039 1971.901 1975.767 1979.636
1983.508 1987.385

2026 1991.265 1995.148 1999.036 2002.927 2006.822 2010.721 2014.624 2018.531 2022.443 2026.358
2030.277 2034.201

2027 2038.130 2042.062 2046.000 2049.942 2053.889 2057.841 2061.797 2065.759 2069.726 2073.699
2077.676 2081.659

2028 2085.648 2089.643 2093.643 2097.649 2101.661 2105.679 2109.703 2113.733 2117.770 2121.813
2125.862 2129.918

2029 2133.981 2138.050 2142.127 2146.210 2150.300 2154.397 2158.501 2162.612 2166.730 2170.856
2174.989 2179.129

2030 2183.277 2187.432 2191.595 2195.766 2199.944 2204.129 2208.323 2212.524 2216.733 2220.950
2225.175 2229.407

2031 2233.648 2237.897 2242.153 2246.418 2250.691 2254.971 2259.260 2263.557 2267.863 2272.176
2276.498 2280.827

2032 2285.165

Revision error of LONG TERM TREND

YEAR JAN FEB MAR APR MAY JUN JUL AUG SEP OCT NOV
DEC



2001	16.296	15.495	14.714	13.955	13.217	12.501	11.808	11.138	10.492	9.870		
9.272	8.699											
2002	8.151	7.628	7.131	6.660	6.215	5.797	5.406	5.042	4.706	4.398		
4.119	3.867											
2003	3.645	3.450	3.283	3.143	3.027	2.936	2.865	2.814	2.778	2.756	2.745	2.742
2004	2.745	2.752	2.762	2.772	2.783	2.792	2.799	2.804	2.805	2.803	2.798	2.789
2005	2.776	2.759	2.739	2.715	2.687	2.656	2.622	2.585	2.545	2.502	2.457	2.409
2006	2.360	2.308	2.255	2.201	2.145	2.088	2.030	1.972	1.912	1.853	1.793	1.733
2007	1.673	1.613	1.554	1.495	1.436	1.378	1.321	1.265	1.209	1.155	1.101	1.049
2008	0.998	0.948	0.899	0.852	0.806	0.762	0.719	0.678	0.638	0.599	0.562	0.527
2009	0.493	0.461	0.430	0.401	0.373	0.347	0.323	0.300	0.279	0.260	0.242	0.226
2010	0.211	0.198	0.187	0.177	0.168	0.162	0.156	0.152	0.148	0.146	0.144	0.143
2011	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.144	0.144	0.144	0.145	0.145
2012	0.146	0.147	0.148	0.151	0.154	0.158	0.163	0.169	0.177	0.186	0.197	0.210
2013	0.225	0.241	0.259	0.279	0.302	0.326	0.352	0.379	0.409	0.441	0.475	0.511
2014	0.549	0.589	0.631	0.675	0.721	0.769	0.819	0.872	0.926	0.983	1.041	1.102
2015	1.165	1.229	1.296	1.365	1.435	1.508	1.582	1.657	1.735	1.813	1.893	1.975
2016	2.057	2.140	2.225	2.309	2.395	2.480	2.566	2.651	2.736	2.821	2.904	2.987
2017	3.068	3.147	3.224	3.299	3.372	3.441	3.508	3.570	3.629	3.684	3.735	3.781
2018	3.822	3.859	3.891	3.918	3.940	3.957	3.970	3.980	3.987	3.992	3.997	4.004
2019	4.013	4.029	4.055	4.092	4.147	4.222	4.322	4.451	4.615	4.816	5.058	5.345
2020	5.677	6.057	6.486	6.965	7.494	8.074	8.706	9.389	10.124	10.911	11.750	12.643
2021	13.588	14.587	15.640	16.747	17.909	19.125	20.397	21.724	23.106	24.543	26.035	27.583
2022	29.184											
FORECAST :												
2022	30.840	32.549	34.310	36.123	37.986	39.899	41.860	43.868	45.922	48.020		
50.161												
2023	52.344	54.568	56.831	59.132	61.470	63.843	66.251	68.691	71.163	73.666	76.198	
78.759												



2024	81.347	83.961	86.601	89.264	91.952	94.662	97.393	100.146	102.919	105.711
	108.521	111.350								
2025	114.196	117.059	119.939	122.834	125.744	128.669	131.609	134.562	137.529	
140.509	143.503	146.509								
2026	149.527	152.558	155.600	158.655	161.721	164.799	167.888	170.988	174.100	177.223
180.357	183.502									
2027	186.658	189.826	193.005	196.195	199.396	202.608	205.832	209.068	212.315	215.574
218.844	222.127									
2028	225.422	228.729	232.048	235.380	238.725	242.082	245.453	248.837	252.234	255.645
259.070	262.509									
2029	265.962	269.429	272.911	276.408	279.920	283.447	286.990	290.548	294.122	297.712
301.319	304.942									
2030	308.582	312.238	315.912	319.604	323.313	327.039	330.784	334.547	338.328	342.129
345.947	349.785									
2031	353.643	357.520	361.416	365.332	369.269	373.226	377.203	381.201	385.220	389.260
393.321	397.404									
2032	401.508									

QS statistic for seasonality:

Original Series	14.66 (P-Value = 0.0007)
Original Series (EV adj)	14.66 (P-Value = 0.0007)
Residuals	0.00 (P-Value = 1.0000)
Seasonally Adjusted Series	0.00 (P-Value = 1.0000)
Seasonally Adjusted Series (EV adj)	0.00 (P-Value = 1.0000)
Irregular Series	0.00 (P-Value = 1.0000)
Irregular Series (EV adj)	0.00 (P-Value = 1.0000)

QS statistic for seasonality (starting 2014.Feb):

Original Series	5.25 (P-Value = 0.0724)
Original Series (EV adj)	5.25 (P-Value = 0.0724)
Residuals	0.00 (P-Value = 1.0000)
Seasonally Adjusted Series	0.00 (P-Value = 1.0000)
Seasonally Adjusted Series (EV adj)	0.00 (P-Value = 1.0000)



Irregular Series	0.00 (P-Value = 1.0000)
Irregular Series (EV adj)	0.00 (P-Value = 1.0000)



-37.02| ***** **S**** **S*T*****S *****SI -37.02
 | ***** **S*****S*T*****S *****SI
 | * * ***** **S*****S*T*****S*T*****SI
 | * ** ***** S***** **S*****S*T*****S*T*****SI
 -38.61| **** ***** S***** **S*****S*T*****S*T*****SI -38.61
 | **** ***** S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | **** ***** S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | **** ***** S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 -40.20| ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -40.20
 | ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 -41.79| ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -41.79
 | ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 -43.37| ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -43.37
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 -44.96| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -44.96
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 -46.55| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -46.55
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 | *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 -48.14|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -48.14





| *** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| **** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

-7.14| **** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -7.14

| **** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| ***** *****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

-9.51| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -9.51

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

-11.89| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -11.89

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

-14.27| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -14.27

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

-16.65| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -16.65

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

-19.03| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -19.03

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

-21.41| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -21.41

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI





| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
 -23.78|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -23.78

+++++|+++++|

S=SEASONAL FREQUENCIES, T=TRADING DAY FREQUENCIES

PAGE 8, SERIES POTENCIA

Peak probabilities for Tukey spectrum estimator

Spectrum estimated from 2014.Feb to 2022.Jan.

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	TD
Model Residuals	0.384	0.753	0.093	0.152	0.180	0.867	0.055
Original Series (Table A1 or B1)	0.921*	0.593	0.926*	0.496	0.985*	0.618	0.682
Seasonally adjusted series (SEATS)	0.300	0.189	0.327	0.205	0.733	0.420	0.653
Stochastic Irregular (SEATS)	0.517	0.514	0.410	0.381	0.520	0.663	0.576

** - Peak Probability > 0.99,

* - 0.90 < Peak Probability < 0.99

7. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA

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.

A. Criterios de Estudio

- Para el control del nivel de tensión en los nodos se utilizó un rango de $\pm 5\%$ del valor nominal de tensión, para contingencias se utiliza el $\pm 10\%$.
- Para límites de transferencia en las líneas de transmisión se utilizaron dos rangos de temperatura de operación del conductor a la temperatura ambiente; es decir, 60 oC (Rate A) y 75 oC (Rate B).
- Para límites de transferencia en transformadores se utilizó su capacidad nominal en MVA (Rate A).
- Para la generación de potencia activa se utilizó hasta la potencia máxima de cada unidad generadora y para la potencia reactiva se utilizaron los valores entregados al sistema típicamente.
- Como límites máximos de niveles de corto circuito, se utiliza la máxima capacidad interruptiva del equipo.
- Los despachos de generación usados para los casos de flujo de carga toman en cuenta la Reserva Rodante de acuerdo con lo establecido en las normas.
- Para la operación del EDCABF se usó el siguiente esquema:

Etapa	Frecuencia (Hz)	% de Carga Teórica a Desconectar
1	59.30	3
2	59.10	4
3	58.90	5
4	58.70	15
5	58.40	15
6	58.10	3

B. Metodología

- La modelación del sistema eléctrico para los estudios se realizó tomando en cuenta las adiciones de elementos informadas por la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE), Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), Redes Eléctricas de Centro América, S.A. (RECSA), Transporte de Energía de Centroamérica S.A. (TRECASA) y Transporte de Energía Eléctrica del Norte (TRANSNORTE).
- La base de datos para estado estable incorpora las modificaciones a los parámetros eléctricos de las líneas transmisión.
- Para la generación en cada uno de los casos de flujo de carga se utilizaron los datos obtenidos de la Programación Anual Estacional Mayo 2,022 – Abril 2,023. Para cada uno de los despachos de generación se tomó en cuenta el 3% de reserva para la regulación primaria de frecuencia.
- Sobre la base del pronóstico de demanda para el año 2,022 y 2,023, la proyección de la demanda por barra se realizó en función de la medición de carga horaria por barra.
- Para cada uno de los casos en estudio se colocó en los programas de simulación (PSS®E v. 33.12.2 y DSATools™ v.21), los parámetros eléctricos de cada uno de los equipos que se adicionaran al SNI, la generación y la demanda; procediendo después a resolver los flujos de carga.
- De los resultados obtenidos del flujo de carga, se determinó los nodos en los cuales los niveles de voltaje estuviesen fuera del rango permitido. Se determinan montos propuestos de compensación reactiva para elevar el nivel de tensión.
- Los elementos sobrecargados en el sistema eléctrico se muestran en los reportes que genera el programa tanto para líneas de transmisión como para transformadores.
- La determinación de la generación forzada se hizo en función del nivel de sobrecarga en el elemento de la red y de acuerdo con la lista de mérito para despacho económico de unidades generadoras.
- En los nodos de la red de 230 kV se realizaron fallas trifásicas para determinación de los niveles de corrientes de corto circuito para los períodos de demanda máxima, media y mínima.
- Se incorpora el cálculo de Factores de Pérdidas Nodales indicativos para ambas épocas calculados en flujo AC, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima.
- Se agrega un análisis de contingencias para los tres escenarios en ambas épocas, de las principales líneas de transmisión, para determinar su efecto en el sistema.

7.1 Estudios de Flujos de Carga y Corto Circuito

7.1.1. Estudio septiembre 2,022

El mes de septiembre es representativo de la época lluviosa, se caracteriza porque en demanda media y mínima el componente de generación hidráulica es mayor. Al mismo tiempo los ingenios generadores se encuentran fuera de operación.

7.1.1.1 Demanda Máxima

La demanda máxima esperada de generación será de aproximadamente 1649.1 MW, adicional a esto se le agrega una exportación de 38.0 MW y 24.3 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras

respectivamente y 232.5 MW importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 4.80261961 %. La demanda de potencia reactiva de la carga es menor a la de demanda media, pero el sistema de transmisión se encuentra en su máximo requerimiento de potencia activa por parte de la demanda. En ciertas áreas se encuentran generadores, los cuales se acercan al despacho máximo de potencia reactiva, entre éstos los del área occidental y oriental.

Se mejora la tendencia del voltaje en la red de 230 kV principalmente en la zona central por la entrada en operación de líneas de transmisión y cambios de configuración en la topología de la red del SNI.

En la red de TRELEC 69 kV y en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada.

En demanda máxima se presentan los niveles de corrientes de falla en el nodo de GES-69 el nivel de falla trifásica aproximado es 15.0776 kA, y en el nodo de GSU-691 tiene un nivel de falla de 13.7909 kA. Aunque se tengan valores altos de falla éstos se encuentran por debajo de la capacidad de los equipos instalados.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.1.1."

7.1.1.2 Demanda Media

La demanda esperada de generación será de aproximadamente 1585.7 MW, adicional a ésta se agrega una exportación de 90.3 MW y 28.9 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y 180.0 MW de importación desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 4.24418238 %. En este período se tiene el mayor requerimiento de potencia reactiva por parte de la demanda en la zona central del SNI.

En la red de TRELEC 69 kV y en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada.

En demanda media se presentan los mayores niveles de corrientes de falla, siendo el nodo de GES-69 con el mayor nivel de falla trifásica (15.1012 kA), aunque se observa que el nodo de GSU-691 tiene un nivel de falla de 13.7913 kA. Aunque se tengan valores altos de falla éstos se encuentran por debajo de la capacidad de los equipos instalados.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.1.2."

7.1.1.3 Demanda Mínima

La demanda mínima esperada de generación será aproximadamente de 1147.1 MW, adicional a ésta se agrega una exportación de 86.6 MW y 23.1 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y una importación de 7.1 MW de México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.04245489 %. Los niveles de tensión en la red de 230 kV se encontrarán muy próximos al nominal con tendencia a estar por encima de éste; la existencia de bancos de reactores en las subestaciones Los Brillantes, La Esperanza, Morales, Izabal, Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur y Panaluya reducen los niveles de tensión.

No se esperan sobrecargas en transformadores y líneas de transmisión. Las corrientes de falla trifásica se encuentran aproximadamente en 14.0740 kA en el nodo GES-69, cuyo valor es por debajo de los obtenidos en demanda media. Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.1.3."

7.1.2. Estudio marzo 2,023

El mes de marzo es representativo de la época seca, se caracteriza porque en demanda media y mínima el componente de generación térmica es mayor. Al mismo tiempo coincide con la época de zafra de los ingenios generadores.

7.1.2.1 Demanda Máxima

La demanda máxima esperada de generación será de aproximadamente 1722.0 MW, adicional a ésta se agrega una exportación de 67.3 MW y una importación de 6.1 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y 239.0 MW importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.89663182 %. La demanda de potencia reactiva de la carga es mayor a la de demanda media y el sistema de transmisión se encuentra en su máximo requerimiento de potencia activa por parte de la demanda. En ciertas áreas se encuentran generadores, los cuales se acercan al despacho máximo de potencia reactiva, entre éstos los del área occidental.

Se mejora la tendencia del voltaje en la red de 230 kV principalmente en la zona central por la entrada en operación de líneas de transmisión y cambios de configuración en la topología de la red del SNI.

En la red de TRELEC 69 kV y en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada.

La mayor corriente de falla trifásica está en 18.6541 kA en el nodo de ESC-691, cuyo valor es por debajo de los obtenidos en demandas máxima y media.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.2.1."

7.1.2.2 Demanda Media

La demanda esperada de generación será de aproximadamente 1796.1 MW, adicionalmente se agrega una demanda esperada de exportación de 199.4 MW y 87.2 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y una importación de 239.0 MW con México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.48532932 %.

En la red 69 KV de TRELEC se observan algunos transformadores que rebasan su máxima capacidad.

En el área occidental, se observan algunos transformadores con su capacidad nominal rebasada.

En demanda media se presentan niveles de corrientes de falla, siendo el nodo de ESC-691 con el mayor nivel de falla trifásica (18.7778 kA), aunque se observa que el nodo de GES-69 tiene un nivel de falla de 16.8822 kA. Aunque se tengan valores altos de falla éstos se encuentran por debajo de la capacidad de los equipos instalados.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.2.2."

7.1.2.3 Demanda Mínima

La demanda esperada de generación será de aproximadamente 1139.6 MW, adicionalmente se una demanda esperada de exportación de 242.8 MW y 60.2 MW en la interconexión con El Salvador y

Honduras respectivamente y una importación de 239.1 MW de México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 2.74657774 %. Los niveles de tensión en la red de 230 kV se encontrarán muy próximos al nominal con tendencia a estar por encima de éste; la existencia de bancos de reactores en las subestaciones Los Brillantes, La Esperanza, Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur, Izabal, Morales y Panaluya, reducen los niveles de tensión.

No se esperan sobrecargas en transformadores y líneas de transmisión.

El mayor nivel de falla se encuentra en el nodo ESC-691 corrientes de falla trifásica se encuentran 17.8582 kA aproximadamente, cuyo valor es por debajo de los obtenidos en demandas máxima y media.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo "D.2.3."

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 %.

7.3 Instalación de Bancos de Capacitores

Sobre la base de los estudios de flujos de carga y asumiendo que la demanda conectado a los nodos en que se vincula con el transportista cumplen con el factor de potencia de 0.9; se determinan los montos de potencia reactiva necesaria para elevar el nivel de tensión a por lo menos del 0.95 p.u. y 1.0 p.u. del nominal de manera individual en cada nodo.

7.3.1 *Estudio Septiembre 2,022*

7.3.1.1 *Demanda Máxima*



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,022

WED, FEB 23 2022 14:05

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU)
V(KV)

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU)
V(KV)

* NONE *

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

7.3.2 Estudio Marzo 2,023

7.3.2.1 Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E

WED, FEB 23 2022 14:09

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,023

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU)
V(KV)

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:



BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V (PU) V (KV)
V (PU) V (KV)

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA

* NONE *

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

7.4 Análisis de Bancos de Reactores

En condiciones normales de operación la central hidroeléctrica Hidro Xacbal Delta y Xacbal han tenido dificultades para ingresar a línea por las condiciones de alto voltaje en el área de 230 kV. La puesta en servicio del anillo formado por la línea de transmisión Covadonga – Uspantán 230 kV del Plan de Expansión del Sistema de Transporte de Energía (PET) evidenció más la presencia de voltajes muy cercanos al límite superior del rango de operación normal de acuerdo a las Normas Técnicas, en el área de influencia.

Considerando que en la subestación Covadonga ya se tiene un banco de reactores de -30 MVAR, en este análisis se estudia la posibilidad de mejorar la regulación de voltaje por medio de la compensación de potencia reactiva instalando un banco de reactores en la subestación Uspantán, que permitan regular los niveles de tensión en el área de influencia.

En el presente análisis se presentan los valores máximos de compensación reactiva sin embargo, operativamente conlleva demasiadas consecuencias por lo cual se 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.

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

Los elementos de compensación reactiva mejoran el voltaje en el área de influencia.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 14:28

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\Desktop\BACKUP 2\AMM\PLP AMM\PLP22_23\REACTORES 2022_2023\PAESEPMIN22_REACTOR_USP.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\Desktop\BACKUP 2\AMM\PLP AMM\PLP22_23\REACTORES 2022_2023\PAESEPMIN22_REACTOR_USP.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1103	[CHX-231	230.00]	1.02329	-5.68	1.01968	-5.72	-0.00360	-0.04
1119	[ESP-230	230.00]	1.01234	-14.50	1.01061	-14.60	-0.00174	-0.11
1141	[CHX-233	230.00]	1.02364	-6.11	1.01977	-6.15	-0.00387	-0.04
1823	[PVI-230	230.00]	1.02381	-5.64	1.01788	-5.66	-0.00593	-0.02
1832	[XAC-230	230.00]	1.01729	-5.70	1.01349	-5.74	-0.00380	-0.04
1840	[COV-230	230.00]	1.01726	-5.73	1.01344	-5.77	-0.00382	-0.04
1841	[HUE-232	230.00]	1.01244	-12.42	1.01013	-12.51	-0.00231	-0.09
1845	[USP-230	230.00]	1.02374	-5.67	1.01776	-5.69	-0.00598	-0.02
1864	[XAD-230	230.00]	1.01746	-5.54	1.01378	-5.58	-0.00368	-0.04

7.4.2 Marzo 2,023

7.4.2.1 Demanda Mínima

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

Tabla 2.3.2 Bancos de Reactores

287

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

Los elementos de compensación reactiva mejoran el voltaje en el área de influencia.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 14:33

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\Desktop\BACKUP 2\AMM\PLP AMM\PLP22_23\REACTORES 2022_2023\PAEMARMIN23_REACTOR_USP.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\Desktop\BACKUP 2\AMM\PLP AMM\PLP22_23\REACTORES 2022_2023\PAEMARMIN23_REACTOR_USP.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1103	[CHX-231	230.00]	1.01322	-4.73	1.00756	-4.77	-0.00565	-0.04
1119	[ESP-230	230.00]	1.01139	0.39	1.00858	0.36	-0.00280	-0.04
1141	[CHX-233	230.00]	1.01465	-4.82	1.00858	-4.85	-0.00607	-0.04
1823	[PVI-230	230.00]	1.01470	-4.46	1.00558	-4.47	-0.00911	-0.01
1832	[XAC-230	230.00]	1.01051	-3.46	1.00275	-3.47	-0.00776	-0.01
1840	[COV-230	230.00]	1.01051	-3.46	1.00275	-3.47	-0.00776	-0.01
1841	[HUE-232	230.00]	1.01200	-0.80	1.00791	-0.82	-0.00409	-0.03
1845	[USP-230	230.00]	1.01469	-4.46	1.00558	-4.47	-0.00911	-0.01
1864	[XAD-230	230.00]	1.01054	-3.46	1.00278	-3.47	-0.00776	-0.01

7.5 Factores de Pérdidas Nodales de Referencia (Indicativos)

Como referencia se analiza el comportamiento de los Factores de Pérdidas Nodales calculados con un flujo de corriente alterna (AC), de acuerdo con la siguiente fórmula tomada de la NCC-7:

El Factor de Pérdidas Nodales de Energía (FPNE) del nodo “i” a la hora “k” se define como:

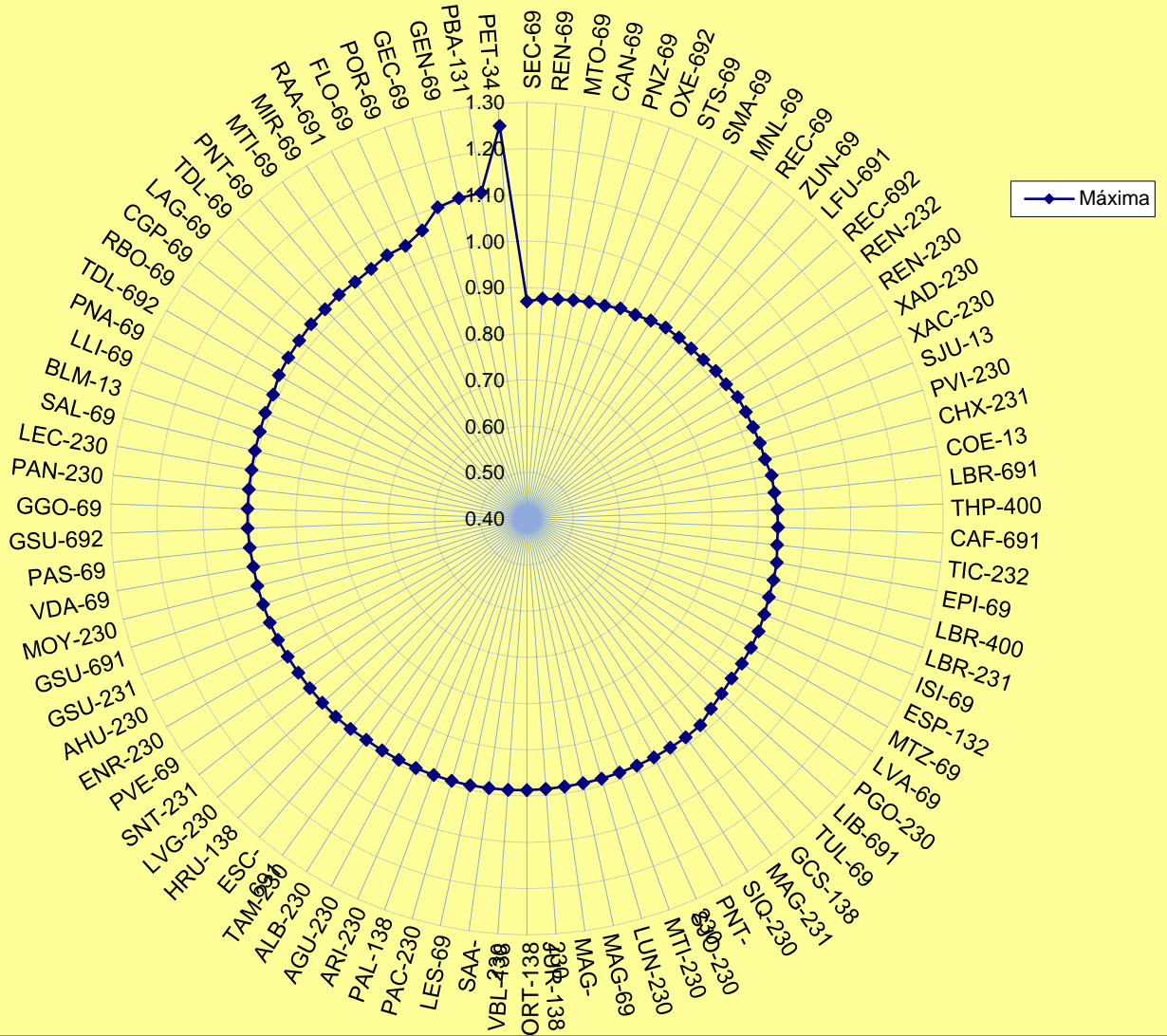
$$FPNE_{ik} = 1 + \left(\frac{\Delta Perd}{\Delta Pd_{ik}} \right)$$

en donde:

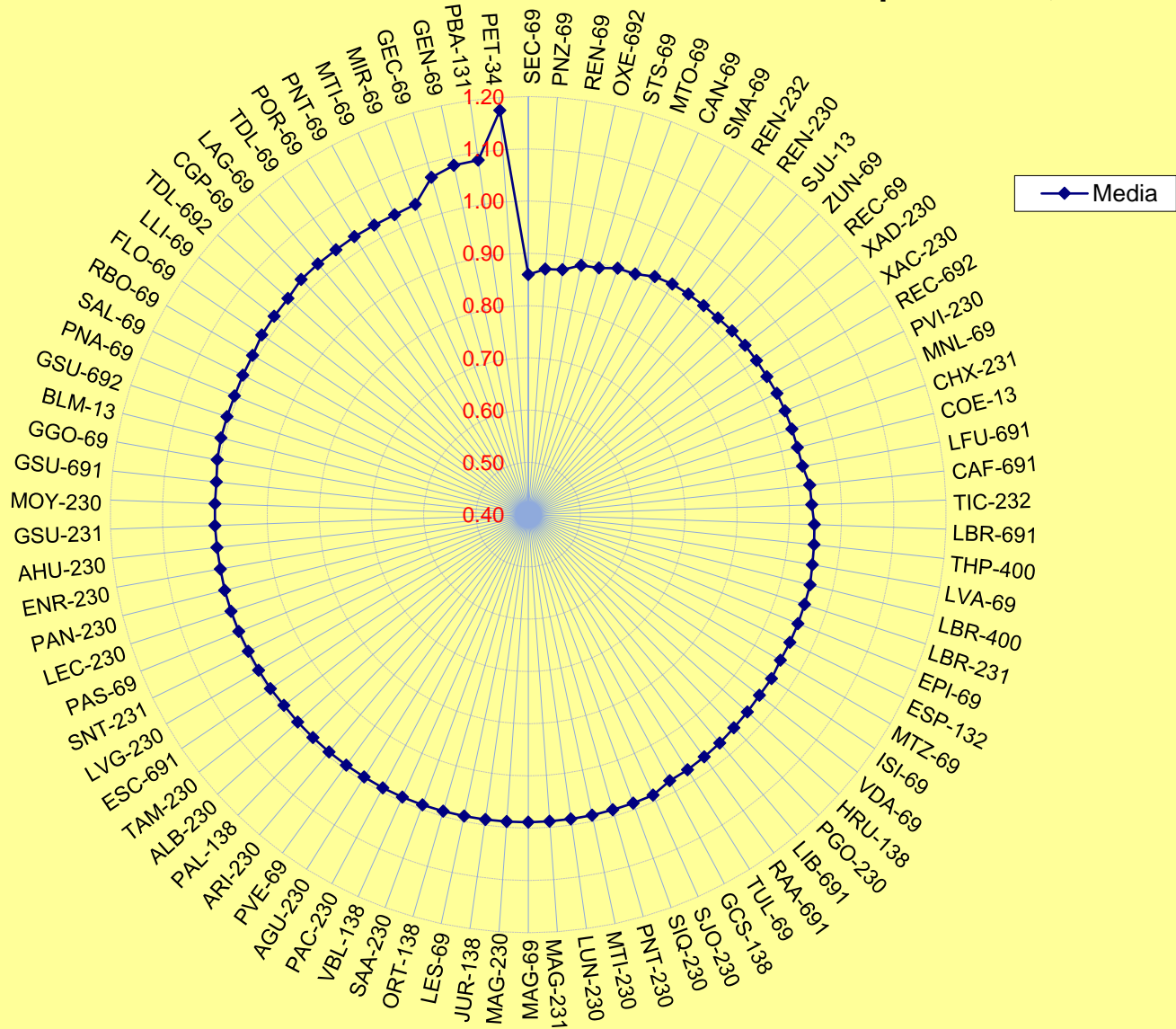
$\Delta Pd_i = 1.0MW$, para cada uno de los nodos listados en las gráficas.

7.5.1 Septiembre 2,022

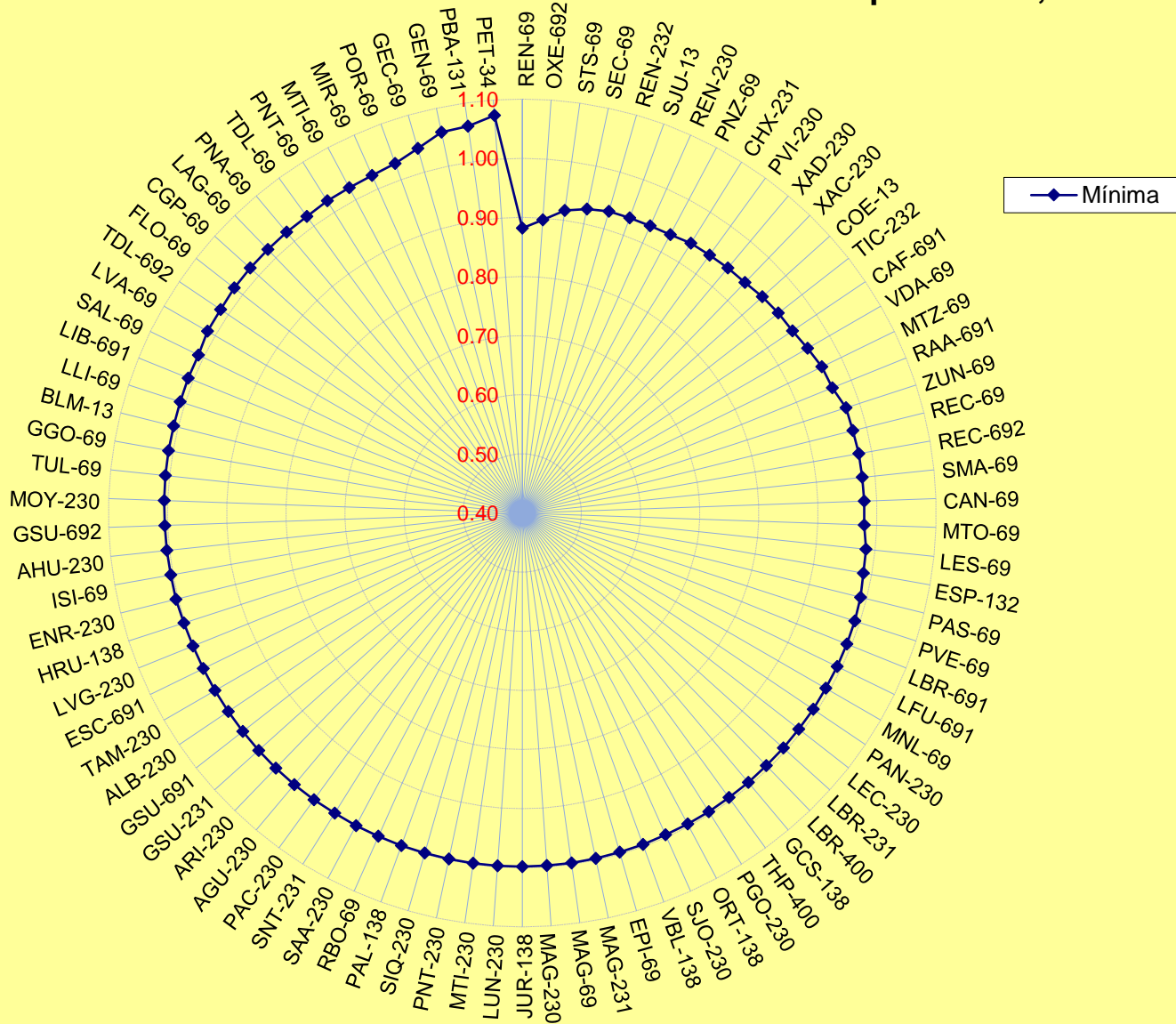
Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Septiembre 2,022



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Septiembre 2,022



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Septiembre 2,022



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia					Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Septiembre 2,022					Septiembre 2,022				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN	NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1101	AGU-230	0.99091 3391	0.99211 8835	0.99966 0492	1216	TDL-69	1.02851 8677	1.02635 1929	1.02002 3346
1102	ALB-230	0.99125 6714	0.99328 6133	1.00009 5367	1218	MAG-69	0.98498 5352	0.98861 6943	0.99759 2926
1103	CHX-231	0.93063 3545	0.93058 7769	0.93818 2831	1219	MAG-230	0.98498 5352	0.98861 6943	0.99759 2926
1105	ENR-230	0.99703 9795	0.99848 1750	1.00374 2218	1220	MTI-69	1.03240 2039	1.02812 1948	1.02314 3768
1109	GSU-231	1.00000 0000	1.00000 0000	1.00000 3815	1221	MAG-231	0.98449 7070	0.98834 2285	0.99732 2083
1110	LBR-231	0.95022 5830	0.95642 0898	0.99404 9072	1241	PNT-69	1.03189 0869	1.02761 0779	1.02263 2599
1112	TAM-230	0.99126 4343	0.99329 3762	1.00010 2997	1249	LVA-69	0.96032 7148	0.95213 3179	1.01485 8246
1115	JUR-138	0.98627 4719	0.98896 7896	0.99800 1099	1306	LBR-691	0.93768 3105	0.94810 4858	0.99228 2867
1117	SJO-230	0.98465 7288	0.98726 6541	0.99558 2581	1312	POR-69	1.06291 1987	1.02736 6638	1.02898 4070
1121	ARI-230	0.99066 9250	0.99282 8369	0.99990 8447	1314	SMA-69	0.89924 6216	0.91571 0449	0.97828 2928
1123	PAL-138	0.99011 9934	0.99309 5398	0.99847 0306	1322	ZUN-69	0.91124 7253	0.92291 2598	0.97558 5938
1124	LVG-230	0.99537 6587	0.99589 5386	1.00061 0352	1334	ESP-132	0.95703 8879	0.95738 2202	0.98573 3032

1126	MOY-230	1.00057 9834	1.00001 5259	1.00611 4960	1337	TUL-69	0.97213 7451	0.97581 4819	1.00688 9343
1128	LBR-400	0.94899 7498	0.95596 3135	0.99409 8663	1338	EPI-69	0.94838 7146	0.95684 8145	0.99684 9060
1131	ORT-138	0.98712 1582	0.99030 3040	0.99551 7731	1339	CAN-69	0.88266 7542	0.90406 0364	0.97843 1702
1132	SIQ-230	0.98455 8105	0.98762 5122	0.99837 4939	1398	REC-69	0.91040 8020	0.92545 3186	0.97640 9912
1135	REN-232	0.91799 9268	0.92044 8303	0.93083 5724	1399	MTO-69	0.87847 9004	0.90151 9775	0.97860 7178
1140	PAC-230	0.98989 1052	0.99209 5947	0.99933 6243	1406	LES-69	0.98959 3506	0.98951 7212	0.98460 7697
1146	PGO-230	0.96175 3845	0.96676 6357	0.99549 4843	1413	RBO-69	1.02221 6797	1.00933 0750	0.99854 6600
1151	ESC-691	0.99337 0056	0.99517 0593	1.00056 0760	1417	SEC-69	0.86958 3130	0.85922 2412	0.92554 8553
1154	GSU-691	1.00015 2588	1.00015 2588	1.00001 9073	1424	GEN-69	1.10836 7920	1.08331 2988	1.05836 8683
1156	GSU-692	1.00425 7202	1.00626 3733	1.00493 6218	1426	REN-69	0.87686 1572	0.87304 6875	0.88156 5094
1165	LUN-230	0.98477 1729	0.98810 5774	0.99801 2543	1436	PAS-69	1.00279 2358	0.99716 1865	0.98971 9391
1166	SAA-230	0.98838 8062	0.99102 7832	0.99880 6000	1437	PVE-69	0.99652 8625	0.99242 4011	0.99141 6931
1168	PNT-230	0.98461 9141	0.98775 4822	0.99827 5757	1448	TIC-232	0.94347 3816	0.94284 8206	0.94960 7849
1169	MTI-230	0.98470 3064	0.98795 3186	0.99813 4613	1449	MTZ-69	0.95941 1621	0.95768 7378	0.96382 1411
1170	SNT-231	0.99608 6121	0.99623 1079	0.99884 4147	1452	SJU-13	0.92710 1135	0.92213 4399	0.93114 0900

1174	VBL-138	0.98827 3621	0.99142 4561	0.99663 9252	1467	PBA-131	1.11112 2131	1.08506 0120	1.06075 2869
1206	SAL-69	1.00616 4551	1.00798 0347	1.00962 4481	1496	PET-34	1.25105 2856	1.17548 3704	1.07407 7606
1215	LAG-69	1.02822 8760	1.02606 9641	1.01974 4873	1667	CGP-69	1.02472 6868	1.02531 4331	1.01911 1633

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia

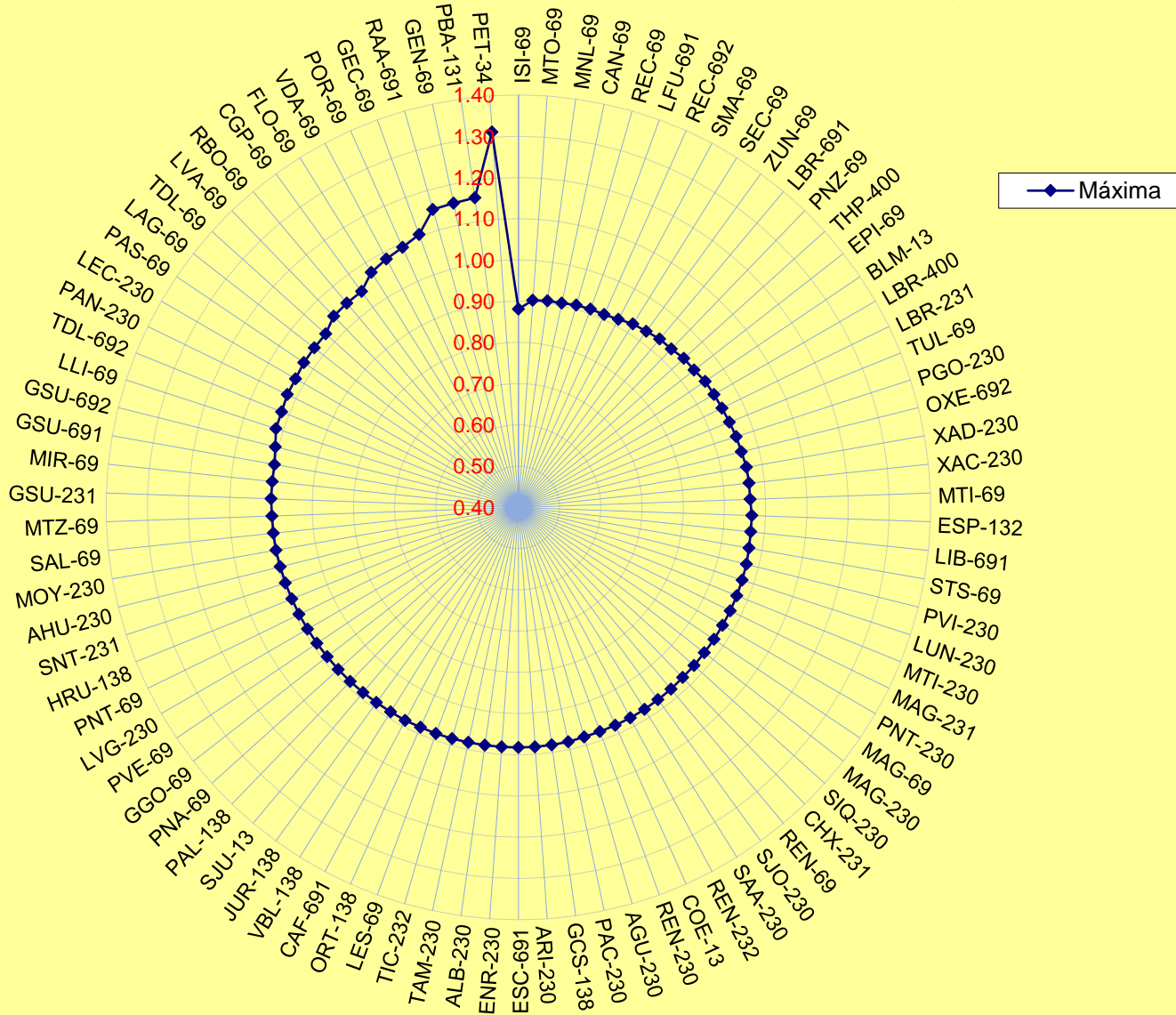
Septiembre 2,022

NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1704	OXE-692	0.89015 1978	0.88740 5396	0.89689 6362
1710	PAN-230	1.00442 5049	0.99839 0198	0.99349 5941
1721	PNZ-69	0.88723 7549	0.87106 3232	0.93318 1763
1723	COE-13	0.93705 7495	0.93080 1392	0.94634 6283
1755	GCS-138	0.98310 0891	0.97671 5088	0.99494 1711
1756	REN-230	0.91940 3076	0.92156 9824	0.93159 8663
1758	STS-69	0.89738 4644	0.89094 5435	0.91689 6820
1764	VDA-69	1.00079 3457	0.96176 9104	0.95729 0649
1795	HRU-138	0.99527 7405	0.96428 6804	1.00209 4269
1806	GEC-69	1.10005 1880	1.07148 7427	1.04127 1210

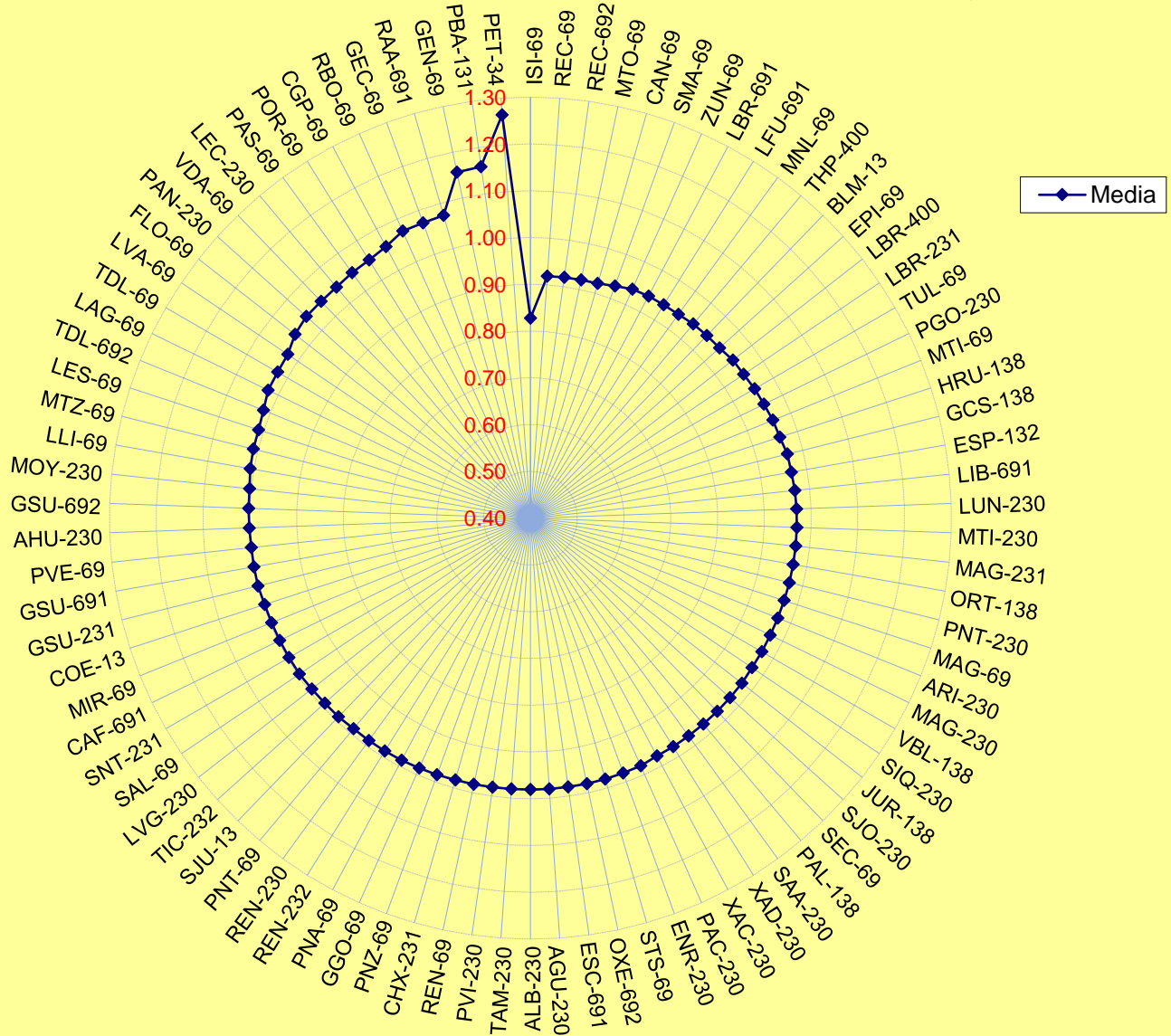
1823	PVI-230	0.92905 4260	0.92958 8318	0.93904 4952
1832	XAC-230	0.92664 3372	0.92714 6912	0.94188 3087
1835	PNA-69	1.01059 7229	1.00646 2097	1.01986 6943
1846	FLO-69	1.04573 8220	1.01482 3914	1.01807 7850
1857	MNL-69	0.90512 8479	0.93010 7117	0.99272 9187
1862	LIB-691	0.96575 9277	0.97024 5361	1.00934 6008
1863	ISI-69	0.95342 2546	0.96150 9705	1.00382 2327
1864	XAD-230	0.92588 8062	0.92641 4490	0.94120 7886
1865	REC-692	0.91300 9644	0.92766 5710	0.97792 8162
1869	LFU-691	0.91145 3247	0.93339 5386	0.99261 0931
3183	LEC-230	1.00446 3196	0.99814 6057	0.99362 5641
12250	TDL-692	1.01966 8579	1.01847 0764	1.01526 2604
12254	LLI-69	1.01010 8948	1.01671 6003	1.00865 1733
12283	MIR-69	1.03609 4666	1.03166 1987	1.02503 2043
12285	GGO-69	1.00431 0608	1.00436 4014	1.00747 2992

12325	BLM-13	1.00714 8743	1.00611 8774	1.00782 7759
14005	CAF-691	0.94282 5317	0.94195 5566	0.95119 8578
14011	RAA-691	1.04470 8252	0.97319 0308	0.96568 6798
14319	THP-400	0.94149 0173	0.95034 0271	0.99496 4600
28161	AHU-230	0.99925 9949	0.99918 3655	1.00486 3739

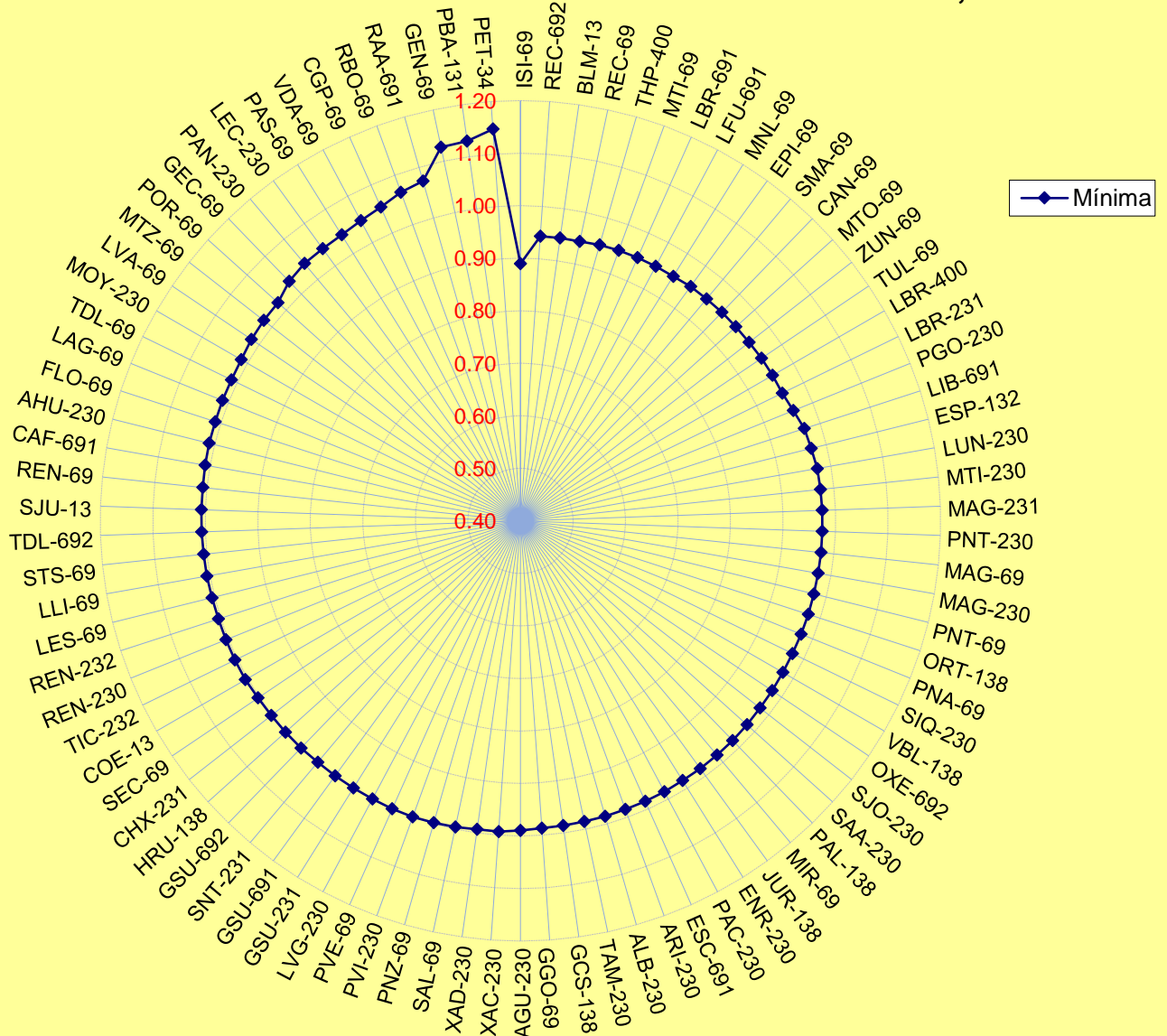
Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2,023



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2023



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2023



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia					Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Marzo 2,023					Marzo 2,023				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN	NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1101	AGU-230	0.97917 9382	0.98048 4009	0.98928 4515	1216	TDL-69	1.02834 3201	1.02425 7660	1.01236 1526
1102	ALB-230	0.98268 8904	0.98051 0712	0.98498 9166	1218	MAG-69	0.97235 8704	0.97047 8058	0.97524 4522
1103	CHX-231	0.97363 2812	0.98226 5472	1.00186 5387	1219	MAG-230	0.97247 3145	0.97058 1055	0.97539 1388
1105	ENR-230	0.98244 4763	0.97974 7772	0.98285 6750	1220	MTI-69	0.96266 1743	0.95918 2739	0.94789 3143
1109	GSU-231	1.00000 0000	1.00000 0000	1.00000 0000	1221	MAG-231	0.97180 9387	0.96992 4927	0.97472 9538
1110	LBR-231	0.94915 7715	0.94984 0546	0.95483 7799	1241	PNT-69	0.99169 9219	0.98785 4004	0.97564 3158
1112	TAM-230	0.98269 6533	0.98051 4526	0.98499 4888	1249	LVA-69	1.04421 9971	1.02593 9941	1.01792 7170
1115	JUR-138	0.98519 1345	0.97341 5375	0.98277 8549	1306	LBR-691	0.93330 3833	0.93768 3105	0.94849 0143
1117	SJO-230	0.97604 3701	0.97415 5426	0.97893 1427	1312	POR-69	1.09028 6255	1.05111 3129	1.02081 6803
1121	ARI-230	0.98209 3811	0.97055 8167	0.98480 2246	1314	SMA-69	0.91680 1453	0.92821 1212	0.95166 7786
1123	PAL-138	0.98685 4553	0.97471 2372	0.98135 5667	1322	ZUN-69	0.92797 0886	0.93554 6875	0.95250 3204
1124	LVG-230	0.98999 0234	0.99325 5615	0.99990 8447	1334	ESP-132	0.96659 8511	0.96637 7258	0.97069 5496
1126	MOY-230	0.99668 8843	1.00358 5815	1.01382 4463	1337	TUL-69	0.95227 8137	0.95301 0559	0.95354 0802

1128	LBR-400	0.94802 8564	0.94908 5236	0.95394 8975	1338	EPI-69	0.94049 8352	0.94383 2397	0.95124 2447
1131	ORT-138	0.98379 5166	0.97003 9368	0.97619 0567	1339	CAN-69	0.90616 6077	0.92210 3882	0.95181 4651
1132	SIQ-230	0.97340 3931	0.97158 0505	0.97631 0730	1398	REC-69	0.91050 7202	0.91874 6948	0.94370 2698
1135	REN-232	0.97834 0149	0.98740 7684	1.00475 6927	1399	MTO-69	0.90349 5789	0.92051 6968	0.95199 0128
1140	PAC-230	0.98125 4578	0.97927 8564	0.98420 3339	1406	LES-69	0.98365 0208	1.01092 9108	1.00510 9787
1146	PGO-230	0.95566 5588	0.95550 5371	0.96042 0609	1413	RBO-69	1.04692 0776	1.07168 9606	1.06588 5544
1151	ESC-691	0.98232 2693	0.98035 4309	0.98460 9604	1417	SEC-69	0.92463 6841	0.97456 7413	1.00233 8409
1154	GSU-691	1.00019 0735	1.00017 9291	1.00002 2888	1424	GEN-69	1.15402 9846	1.15583 8013	1.12701 4160
1156	GSU-692	1.00743 1030	1.00276 1841	1.00140 9531	1426	REN-69	0.97557 0679	0.98187 2559	1.00814 4379
1165	LUN-230	0.97100 8301	0.96915 8173	0.97392 4637	1436	PAS-69	1.02762 6038	1.04829 4067	1.04187 5839
1166	SAA-230	0.97743 9880	0.97548 2941	0.98038 2919	1437	PVE-69	0.98921 9666	1.00017 9291	0.99989 3188
1168	PNT-230	0.97216 7969	0.97034 0729	0.97508 2397	1448	TIC-232	0.98361 9690	0.99169 5404	1.00469 5892
1169	MTI-230	0.97153 4729	0.96969 6045	0.97445 1065	1449	MTZ-69	0.99799 3469	1.01047 5159	1.01992 4164
1170	SNT-231	0.99418 6401	0.99633 7891	1.00029 9454	1452	SJU-13	0.98628 9978	0.99090 1947	1.00776 1002
1174	VBL-138	0.98494 7205	0.97117 2333	0.97731 5903	1467	PBA-131	1.15841 6748	1.15851 9745	1.13015 5563

1206	SAL-69	0.99728 3936	0.99559 7839	0.99592 3996	1496	PET-34	1.31256 1035	1.26449 5850	1.14757 9193
1215	LAG-69	1.02805 3284	1.02396 7743	1.01207 7332	1667	CGP-69	1.04702 7588	1.05744 1711	1.05393 9819

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia

Marzo 2,023

NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1704	OXE-692	0.95726 7761	0.98030 4718	0.97796 8216
1710	PAN-230	1.02363 5864	1.04437 2559	1.03948 5931
1721	PNZ-69	0.93383 7891	0.98368 8354	0.99790 1917
1723	COE-13	0.97857 6660	0.99732 9712	1.00461 3876
1755	GCS-138	0.98140 7166	0.96598 8159	0.98596 7636
1756	REN-230	0.97865 2954	0.98764 8010	1.00475 1205
1758	STS-69	0.96806 3354	0.98013 6871	1.00616 8365
1764	VDA-69	1.08227 5391	1.04455 9479	1.04711 7233
1795	HRU-138	0.99251 5564	0.96066 6656	1.00172 8058
1806	GEC-69	1.10396 5759	1.07173 1567	1.03390 1215
1823	PVI-230	0.97048 1873	0.98109 0546	0.99977 4933

1832	XAC-230	0.96244 0491	0.97599 4110	0.99297 7142
1835	PNA-69	0.98783 8745	0.98627 4719	0.97630 5008
1846	FLO-69	1.07234 9548	1.03834 1522	1.01094 8181
1857	MNL-69	0.90608 2153	0.93813 3240	0.94893 4555
1862	LIB-691	0.96699 5239	0.96837 2345	0.96843 3380
1863	ISI-69	0.88073 7305	0.82733 9172	0.88943 4814
1864	XAD-230	0.96205 9021	0.97583 0078	0.99298 2864
1865	REC-692	0.91194 1528	0.91984 1766	0.94335 3653
1869	LFU-691	0.91172 7905	0.93801 4984	0.94881 8207
3183	LEC-230	1.02364 3494	1.04486 8469	1.04052 7344
12250	TDL-692	1.01894 3787	1.01551 4374	1.00717 5446
12254	LLI-69	1.01777 6489	1.00864 0289	1.00610 5423
12283	MIR-69	1.00003 8147	0.99669 6472	0.98227 5009
12285	GGO-69	0.98792 2668	0.98475 2655	0.98653 4119
12325	BLM-13	0.94657 8979	0.94288 2538	0.94361 4960

14005	CAF-691	0.98484 8022	0.99658 2031	1.00945 8542
14011	RAA-691	1.15158 8440	1.07334 5184	1.07303 2379
14319	THP-400	0.94041 4429	0.94168 4723	0.94666 4810
28161	AHU-230	0.99502 5635	1.00145 7214	1.01078 2242

7.6 Análisis de Contingencias

Software utilizado:

VSAT, DSATools®

Ajustes de simulación:

```

Transfer analysis = No
Contingency analysis = All
Generation dispatch for contingencies = Governor Response
Modal analysis = No
Use CPF to trace PV curve = FALSE
VQ curve interval = 0
Convert load models = FALSE
Use generator capability curves = F
Ignore capability curves when Q fixed = F
Respect generator couplings = F
  
```



Cascading outages analysis =	F
Branch Z Adjustment for Unsolved Ctg =	F
Check branch flows =	T
Merge Branch Rating file with pf ratings =	F
Check branch flows in MVA =	T
Check transformer flows in MVA =	T
Check Weighted Short Circuit Ratio =	F
Perform both ULTC enable/disable computations =	F
Use AGC action in post-ULTC solution =	F
Permissible Voltage Change Difference in Percent =	5.0
Limit generator VARs =	Always
Limit swing bus generator VARs =	Always
Remote control by generators =	Always
Adjust ULTCS for voltage control =	Never
Adjust ULTCS for MVar flow control =	Never
Adjust phase-shifters for MW flow control =	Never
Adjust static tap-changers for voltage control =	Never
Adjust static tap-changers for MVar control =	Never
Adjust static phase-shifters for MW control =	Never
Adjust static series compensators =	Never
Adjust SVC / continuous switched shunts =	Always
Adjust discrete switched shunts =	Never
Adjust area interchanges =	Never
Include load in area interchange control =	F
Adjust automatic SPS =	In Post-Contingency
Adjust manual SPS =	Never
Maximum iterations for PF solution =	50
Convergence tolerance for PF solution =	1.00 MW
Acceleration for PV bus voltage =	0.90



Tolerance for PV bus voltage =	0.10E-3
Blow up voltage =	1.000
Maximum iterations for adjustments =	50
Maximum iterations for SW Shunts =	0
Maximum iterations for ULTCs =	0
Adjustments threshold =	0.0100
MW Threshold for Governor and AGC dispatch =	10.00 MW
Low impedance threshold =	0.10E-3
Shunt voltage band threshold =	0.10E-1
FDFP solution method =	1
Adjust discrete shunt to control remote voltage =	to desired voltage point
Number of Discrete Shunt Adjusted =	100 %
Under-Voltage Load Conversion =	Never
Load Conversion Threshold =	0.7
Report bus information =	F
Report generator information =	F
Report VAR-limited generator information =	F
Report interface flows =	F
Report circuit flows =	F
Report branch flows =	F
Report adjusted transformers for voltage control =	F
Report transformers for flow control =	F
Report static tap-changers/phase-shifters =	F
Report series compensators =	F
Report adjusted switchable shunts =	F
Report area interchange information =	F
Report AGC information =	F
Report DC network solutions =	None
Ignore missing buses, branches, etc. =	F
Fix generator Pmin, Pmax, BaseMVA =	F



Name option =	No
Flat start =	F
Show ULTC adjustments during PF solution =	T
Voltage correction tolerance for base case =	1.0000
Output volume =	1
Maximum Number of Reported Voltage Violations =	All
Maximum Number of Reported Thermal Violations =	All
Skip Repeated Post-Contingency Voltage Violations =	F
Skip Repeated Post-Contingency Thermal Violations =	F
Post-contingency Island Bus Count Threshold =	0
Min. KV Level For Post-ctg. Island Counting =	.00
Include slack generation in transfer limit =	F
Include negative loads in transfer limit =	F
Reverse 1D transfer only when base point unstable =	F

Remove node breaker information when saving powerflow = F

Interface file: interface.itf

Crterios:

Voltage criteria group 1:

High limit =	1.05000
Low limit =	0.95000
Apply in =	Pre-contingency
Include area=	1
Exclude kV=	0:40
Group name =	VCRGRP1
Number of buses:	439

Voltage criteria group 2:
High limit = 1.10000
Low limit = 0.90000
Apply in = Post-contingency
Include area= 1
Exclude kV= 0:40
Group name =VCRGRP2
Number of buses: 439

Thermal criteria group 1:
Line rating no. = 2
Transformer rating no = 2
Treshold for flow check = 100.00
Apply in = Pre and post-contingency
Include area = 1
Exclude kV = 0:40
Group name =THMGRP1
Number of branches including the outaged: 533
Number of 3-winding transformers including the outaged: 28

7.6.1 Septiembre 2,022

Listado de Contingencias:

Se simularon contingencias N-1 de todas las líneas 400, 230, 138 y 69 KV, así como transformadores de 3 y dos devanados del S.N.I. también se simuló la consideración de los Esquemas de Control Suplementario activos en el S.N.I, anexo "D.6."

LISTADO DE CONTINGENCIAS, LÍNEAS:

1	OUTBRN	601	1732 1	31	OUTBRN	1108	1771 1	61	OUTBRN	1133	1730 1
2	OUTBRN	701	1730 1	32	OUTBRN	1109	1127 1	62	OUTBRN	1135	1148 1
3	OUTBRN	801	1139 1	33	OUTBRN	1109	1130 1	63	OUTBRN	1135	1756 1
4	OUTBRN	801	1139 2	34	OUTBRN	1109	1157 1	64	OUTBRN	1136	1448 2
5	OUTBRN	1101	1124 1	35	OUTBRN	1110	1119 1	65	OUTBRN	1139	1140 1
6	OUTBRN	1101	1124 2	36	OUTBRN	1110	1145 1	66	OUTBRN	1139	1140 2
7	OUTBRN	1101	1140 1	37	OUTBRN	1113	1115 1	67	OUTBRN	1140	1164 1
8	OUTBRN	1101	1908 1	38	OUTBRN	1113	1755 1	68	OUTBRN	1140	1166 1
9	OUTBRN	1101	1908 2	39	OUTBRN	1114	1115 2	69	OUTBRN	1140	1219 1
10	OUTBRN	1102	1106 1	40	OUTBRN	1114	1122 1	70	OUTBRN	1141	1444 1
11	OUTBRN	1102	1106 2	41	OUTBRN	1115	1122 1	71	OUTBRN	1141	1448 2
12	OUTBRN	1102	1111 1	42	OUTBRN	1117	1164 1	72	OUTBRN	1141	1771 1
13	OUTBRN	1102	1112 1	43	OUTBRN	1118	1796 1	73	OUTBRN	1141	1845 1
14	OUTBRN	1102	1140 1	44	OUTBRN	1119	1841 1	74	OUTBRN	1141	1845 2
15	OUTBRN	1102	1150 1	45	OUTBRN	1120	1121 1	75	OUTBRN	1144	12161 1
16	OUTBRN	1102	1157 1	46	OUTBRN	1120	1140 1	76	OUTBRN	1144	12272 1
17	OUTBRN	1103	1141 1	47	OUTBRN	1122	1123 1	77	OUTBRN	1144	12272 2
18	OUTBRN	1103	1141 2	48	OUTBRN	1122	1174 1	78	OUTBRN	1145	1146 1
19	OUTBRN	1105	1150 1	49	OUTBRN	1124	1129 1	79	OUTBRN	1151	1240 1
20	OUTBRN	1106	1109 1	50	OUTBRN	1124	1170 1	80	OUTBRN	1151	12205 1
21	OUTBRN	1106	1120 1	51	OUTBRN	1124	28161 1	81	OUTBRN	1151	12241 1
22	OUTBRN	1106	1132 1	52	OUTBRN	1125	1126 1	82	OUTBRN	1151	12282 1
23	OUTBRN	1106	1160 1	53	OUTBRN	1125	28161 1	83	OUTBRN	1152	1408 1
24	OUTBRN	1107	1108 1	54	OUTBRN	1126	1129 2	84	OUTBRN	1152	12083 1

25	OUTBRN	1107	1109 1	55	OUTBRN	1128	14319 1	85	OUTBRN	1152	12084 1
26	OUTBRN	1107	1136 2	56	OUTBRN	1131	1174 1	86	OUTBRN	1154	1204 1
27	OUTBRN	1107	1157 2	57	OUTBRN	1132	1145 1	87	OUTBRN	1154	1204 2
28	OUTBRN	1107	1170 1	58	OUTBRN	1132	1168 1	88	OUTBRN	1154	1204 3
29	OUTBRN	1108	1136 1	59	OUTBRN	1132	1219 1	89	OUTBRN	1154	12192 1
30	OUTBRN	1108	1444 1	60	OUTBRN	1133	1444 1	90	OUTBRN	1154	12304 2

91	OUTBRN	1154	12304 4	121	OUTBRN	1217	12326 1	151	OUTBRN	1306	1862 1
92	OUTBRN	1155	12062 1	122	OUTBRN	1219	1221 1	152	OUTBRN	1306	1863 1
93	OUTBRN	1155	12150 1	123	OUTBRN	1220	1241 1	153	OUTBRN	1306	1869 1
94	OUTBRN	1155	12229 1	124	OUTBRN	1240	1241 1	154	OUTBRN	1308	1310 1
95	OUTBRN	1155	12273 1	125	OUTBRN	1241	1303 1	155	OUTBRN	1308	1312 1
96	OUTBRN	1155	12307 1	126	OUTBRN	1241	12108 1	156	OUTBRN	1308	1846 1
97	OUTBRN	1156	1159 1	127	OUTBRN	1241	12108 2	157	OUTBRN	1309	1328 1
98	OUTBRN	1156	12147 1	128	OUTBRN	1249	12049 1	158	OUTBRN	1309	1336 1
99	OUTBRN	1156	12303 1	129	OUTBRN	1251	12292 1	159	OUTBRN	1309	1835 1
100	OUTBRN	1156	12303 3	130	OUTBRN	1301	1331 1	160	OUTBRN	1313	1315 1
101	OUTBRN	1159	1331 1	131	OUTBRN	1301	1806 1	161	OUTBRN	1313	1326 1
102	OUTBRN	1160	1161 1	132	OUTBRN	1301	1810 1	162	OUTBRN	1314	1339 1
103	OUTBRN	1163	12243 1	133	OUTBRN	1302	1310 1	163	OUTBRN	1314	1374 1
104	OUTBRN	1163	12269 1	134	OUTBRN	1302	1310 2	164	OUTBRN	1314	1813 1
105	OUTBRN	1165	1169 1	135	OUTBRN	1302	1862 1	165	OUTBRN	1315	1318 1
106	OUTBRN	1165	1219 1	136	OUTBRN	1303	1307 1	166	OUTBRN	1315	1810 1
107	OUTBRN	1166	1219 1	137	OUTBRN	1303	1816 1	167	OUTBRN	1315	1833 1
108	OUTBRN	1167	1168 1	138	OUTBRN	1303	1833 1	168	OUTBRN	1316	1373 1

109	OUTBRN	1168	1169 1	139	OUTBRN	1303	12292 1	169	OUTBRN	1317	1318 1
110	OUTBRN	1170	1171 1	140	OUTBRN	1304	1321 1	170	OUTBRN	1318	1329 1
111	OUTBRN	1172	1173 1	141	OUTBRN	1304	1329 1	171	OUTBRN	1320	1828 1
112	OUTBRN	1204	12027 1	142	OUTBRN	1304	1330 1	172	OUTBRN	1321	1322 1
113	OUTBRN	1204	12080 1	143	OUTBRN	1304	1372 1	173	OUTBRN	1322	1813 2
114	OUTBRN	1204	12123 1	144	OUTBRN	1305	1325 1	174	OUTBRN	1323	1863 1
115	OUTBRN	1206	12178 1	145	OUTBRN	1305	1327 1	175	OUTBRN	1324	1335 1
116	OUTBRN	1215	1216 1	146	OUTBRN	1306	1316 1	176	OUTBRN	1324	1372 1
117	OUTBRN	1215	12005 1	147	OUTBRN	1306	1338 1	177	OUTBRN	1327	1388 1
118	OUTBRN	1215	12195 1	148	OUTBRN	1306	1374 1	178	OUTBRN	1336	1337 1
119	OUTBRN	1215	12251 1	149	OUTBRN	1306	1828 1	179	OUTBRN	1339	1399 1
120	OUTBRN	1215	12319 1	150	OUTBRN	1306	1860 1	180	OUTBRN	1343	1857 1

181	OUTBRN	1372	1846 1	211	OUTBRN	1416	1758 1	241	OUTBRN	1445	1493 1
182	OUTBRN	1398	1866 1	212	OUTBRN	1417	1712 1	242	OUTBRN	1445	1776 1
183	OUTBRN	1403	1416 1	213	OUTBRN	1417	1718 1	243	OUTBRN	1447	14005 1
184	OUTBRN	1403	1764 1	214	OUTBRN	1417	1747 1	244	OUTBRN	1448	1756 1
185	OUTBRN	1406	1709 1	215	OUTBRN	1418	1433 1	245	OUTBRN	1449	14005 1
186	OUTBRN	1406	14012 1	216	OUTBRN	1418	14014 1	246	OUTBRN	1483	1484 1
187	OUTBRN	1407	1413 1	217	OUTBRN	1419	1765 1	247	OUTBRN	1489	1723 1
188	OUTBRN	1407	1424 1	218	OUTBRN	1422	1445 1	248	OUTBRN	1490	1492 1
189	OUTBRN	1407	1431 1	219	OUTBRN	1422	1716 1	249	OUTBRN	1490	1714 1
190	OUTBRN	1407	1736 1	220	OUTBRN	1423	1795 1	250	OUTBRN	1491	1492 1
191	OUTBRN	1408	1414 1	221	OUTBRN	1423	14020 1	251	OUTBRN	1493	1497 1
192	OUTBRN	1408	1667 1	222	OUTBRN	1425	1437 1	252	OUTBRN	1495	1767 1

193	OUTBRN	1409	1432 1	223	OUTBRN	1425	1439 1	253	OUTBRN	1497	1498 1
194	OUTBRN	1409	1435 1	224	OUTBRN	1427	1431 1	254	OUTBRN	1498	1499 1
195	OUTBRN	1410	1424 1	225	OUTBRN	1427	1721 1	255	OUTBRN	1701	1718 1
196	OUTBRN	1411	1428 1	226	OUTBRN	1427	1735 1	256	OUTBRN	1701	1758 1
197	OUTBRN	1411	1709 1	227	OUTBRN	1429	1719 1	257	OUTBRN	1702	14011 1
198	OUTBRN	1411	1762 1	228	OUTBRN	1429	1764 1	258	OUTBRN	1704	1722 1
199	OUTBRN	1412	1494 1	229	OUTBRN	1429	14011 1	259	OUTBRN	1710	1732 1
200	OUTBRN	1412	1494 2	230	OUTBRN	1430	1443 1	260	OUTBRN	1710	1771 1
201	OUTBRN	1412	14018 1	231	OUTBRN	1431	1442 1	261	OUTBRN	1710	3183 1
202	OUTBRN	1414	1415 1	232	OUTBRN	1433	1772 1	262	OUTBRN	1713	1715 1
203	OUTBRN	1414	1430 1	233	OUTBRN	1434	1716 1	263	OUTBRN	1713	14014 1
204	OUTBRN	1414	1433 1	234	OUTBRN	1434	14024 1	264	OUTBRN	1714	1715 2
205	OUTBRN	1415	1419 1	235	OUTBRN	1435	1436 1	265	OUTBRN	1718	1721 1
206	OUTBRN	1415	1449 1	236	OUTBRN	1435	1491 1	266	OUTBRN	1721	14001 1
207	OUTBRN	1416	1426 1	237	OUTBRN	1438	1439 1	267	OUTBRN	1754	1759 1
208	OUTBRN	1416	1426 2	238	OUTBRN	1439	14012 1	268	OUTBRN	1754	1759 2
209	OUTBRN	1416	1447 1	239	OUTBRN	1442	1495 1	269	OUTBRN	1754	1922 1
210	OUTBRN	1416	1447 2	240	OUTBRN	1444	1448 1	270	OUTBRN	1755	14020 1

271	OUTBRN	1767	1768 1	301	OUTBRN	12017	12255 1	331	OUTBRN	12067	12111 1
272	OUTBRN	1777	1778 1	302	OUTBRN	12017	12306 1	332	OUTBRN	12067	12115 1
273	OUTBRN	1795	14024 1	303	OUTBRN	12018	12222 1	333	OUTBRN	12067	12273 1
274	OUTBRN	1810	1811 1	304	OUTBRN	12020	12021 1	334	OUTBRN	12077	12081 1
275	OUTBRN	1816	1835 1	305	OUTBRN	12023	12068 1	335	OUTBRN	12080	12304 1
276	OUTBRN	1820	1821 1	306	OUTBRN	12023	12077 1	336	OUTBRN	12081	12084 1

277	OUTBRN	1821	1842 1	307	OUTBRN	12023	12215 1	337	OUTBRN	12081	12118 1
278	OUTBRN	1822	1842 1	308	OUTBRN	12023	12323 1	338	OUTBRN	12082	12083 1
279	OUTBRN	1823	1845 1	309	OUTBRN	12025	12327 1	339	OUTBRN	12082	12174 1
280	OUTBRN	1823	1845 2	310	OUTBRN	12027	12037 1	340	OUTBRN	12087	12190 1
281	OUTBRN	1828	1829 1	311	OUTBRN	12027	12050 1	341	OUTBRN	12087	12311 1
282	OUTBRN	1829	1866 1	312	OUTBRN	12027	12179 1	342	OUTBRN	12091	12286 1
283	OUTBRN	1832	1840 1	313	OUTBRN	12036	12092 1	343	OUTBRN	12092	12119 1
284	OUTBRN	1832	1864 1	314	OUTBRN	12036	12287 1	344	OUTBRN	12092	12163 1
285	OUTBRN	1835	1836 1	315	OUTBRN	12037	12155 1	345	OUTBRN	12100	12315 1
286	OUTBRN	1837	1838 1	316	OUTBRN	12038	12169 1	346	OUTBRN	12102	12186 1
287	OUTBRN	1840	1841 1	317	OUTBRN	12038	12304 1	347	OUTBRN	12102	12337 1
288	OUTBRN	1840	1845 1	318	OUTBRN	12039	12040 1	348	OUTBRN	12103	12186 1
289	OUTBRN	1841	1843 1	319	OUTBRN	12040	12281 1	349	OUTBRN	12105	12106 1
290	OUTBRN	1857	1869 1	320	OUTBRN	12041	12042 1	350	OUTBRN	12106	12230 1
291	OUTBRN	1861	1862 1	321	OUTBRN	12042	12191 1	351	OUTBRN	12107	12207 1
292	OUTBRN	1865	1866 1	322	OUTBRN	12043	12210 1	352	OUTBRN	12107	12230 1
293	OUTBRN	1869	1870 1	323	OUTBRN	12046	12190 1	353	OUTBRN	12108	12283 1
294	OUTBRN	1978	12566 1	324	OUTBRN	12049	12239 1	354	OUTBRN	12108	12296 1
295	OUTBRN	1980	12325 1	325	OUTBRN	12050	12304 1	355	OUTBRN	12110	12265 1
296	OUTBRN	12000	12039 1	326	OUTBRN	12052	12068 1	356	OUTBRN	12111	12265 1
297	OUTBRN	12003	12178 1	327	OUTBRN	12056	12223 1	357	OUTBRN	12112	12207 1
298	OUTBRN	12005	12335 1	328	OUTBRN	12056	12276 1	358	OUTBRN	12112	12307 1
299	OUTBRN	12008	12038 1	329	OUTBRN	12057	12059 1	359	OUTBRN	12118	12261 1
300	OUTBRN	12014	12042 1	330	OUTBRN	12062	12087 1	360	OUTBRN	12119	12121 1
361	OUTBRN	12121	12127 1	391	OUTBRN	12167	12223 1	421	OUTBRN	12247	12248 1

362	OUTBRN	12122	12155 1	392	OUTBRN	12167	12298 1	422	OUTBRN	12247	12252 1
363	OUTBRN	12122	12186 1	393	OUTBRN	12169	12279 1	423	OUTBRN	12250	12251 1
364	OUTBRN	12123	12169 1	394	OUTBRN	12171	12313 1	424	OUTBRN	12251	12270 1
365	OUTBRN	12125	12192 1	395	OUTBRN	12173	12307 1	425	OUTBRN	12252	12253 1
366	OUTBRN	12125	12231 1	396	OUTBRN	12174	12175 1	426	OUTBRN	12255	12256 1
367	OUTBRN	12127	12228 1	397	OUTBRN	12175	12176 1	427	OUTBRN	12257	12258 1
368	OUTBRN	12129	12153 1	398	OUTBRN	12177	12305 1	428	OUTBRN	12265	12266 1
369	OUTBRN	12131	12310 1	399	OUTBRN	12181	12270 1	429	OUTBRN	12270	12271 1
370	OUTBRN	12133	12200 1	400	OUTBRN	12181	12277 1	430	OUTBRN	12272	12276 1
371	OUTBRN	12133	12327 1	401	OUTBRN	12189	12191 1	431	OUTBRN	12272	12277 1
372	OUTBRN	12136	12281 1	402	OUTBRN	12193	12247 1	432	OUTBRN	12273	12274 1
373	OUTBRN	12136	12282 1	403	OUTBRN	12194	12252 1	433	OUTBRN	12274	12278 1
374	OUTBRN	12136	12292 1	404	OUTBRN	12194	12306 1	434	OUTBRN	12281	12297 1
375	OUTBRN	12142	12205 1	405	OUTBRN	12198	12200 1	435	OUTBRN	12283	12292 1
376	OUTBRN	12142	12237 1	406	OUTBRN	12211	12229 2	436	OUTBRN	12284	12333 1
377	OUTBRN	12145	12226 1	407	OUTBRN	12211	12301 1	437	OUTBRN	12285	12332 1
378	OUTBRN	12145	12284 1	408	OUTBRN	12214	12222 1	438	OUTBRN	12303	12306 1
379	OUTBRN	12145	12321 1	409	OUTBRN	12218	12234 1	439	OUTBRN	12305	12324 1
380	OUTBRN	12145	12332 1	410	OUTBRN	12218	12254 1	440	OUTBRN	12305	12332 1
381	OUTBRN	12146	12285 1	411	OUTBRN	12221	12234 1	441	OUTBRN	12308	12321 1
382	OUTBRN	12146	12321 1	412	OUTBRN	12221	12243 1	442	OUTBRN	12310	12330 1
383	OUTBRN	12150	12307 1	413	OUTBRN	12223	12224 1	443	OUTBRN	14005	14006 1
384	OUTBRN	12153	12257 1	414	OUTBRN	12227	12321 1	444	OUTBRN	14010	14011 1
385	OUTBRN	12153	12287 1	415	OUTBRN	12232	12297 1	445	OUTBRN	14012	14038 1
386	OUTBRN	12154	12228 1	416	OUTBRN	12234	12235 1	446	OUTBRN	1101	1118 1

387	OUTBRN	12154	12239 1	417	OUTBRN	12239	12240 1	447	OUTBRN	1101	1606 1
388	OUTBRN	12159	12330 1	418	OUTBRN	12242	12269 1	448	OUTBRN	1101	1607 1
389	OUTBRN	12161	12309 1	419	OUTBRN	12242	12303 1	449	OUTBRN	1101	1608 1
390	OUTBRN	12161	12330 1	420	OUTBRN	12243	12244 1	450	OUTBRN	1102	1151 1

451	OUTBRN	1103	1601 1	481	OUTBRN	1146	1971 1	511	OUTBRN	1223	1640 1
452	OUTBRN	1103	1602 1	482	OUTBRN	1148	1984 1	512	OUTBRN	1241	1639 1
453	OUTBRN	1103	1603 1	483	OUTBRN	1148	1985 1	513	OUTBRN	1241	1672 1
454	OUTBRN	1103	1604 1	484	OUTBRN	1151	1622 1	514	OUTBRN	1249	1662 1
455	OUTBRN	1103	1605 1	485	OUTBRN	1157	1156 1	515	OUTBRN	1249	1663 1
456	OUTBRN	1105	1630 1	486	OUTBRN	1161	1648 1	516	OUTBRN	1659	1250 1
457	OUTBRN	1106	1151 1	487	OUTBRN	1164	12328 1	517	OUTBRN	1976	1251 1
458	OUTBRN	1106	1617 1	488	OUTBRN	1165	12326 1	518	OUTBRN	1301	1361 1
459	OUTBRN	1109	1154 2	489	OUTBRN	1166	1223 1	519	OUTBRN	1301	1371 1
460	OUTBRN	1128	1110 1	490	OUTBRN	1166	1993 1	520	OUTBRN	1302	1349 2
461	OUTBRN	1128	1110 2	491	OUTBRN	1167	1995 1	521	OUTBRN	1302	1351 1
462	OUTBRN	1111	1116 1	492	OUTBRN	1171	16013 1	522	OUTBRN	1303	1365 1
463	OUTBRN	1112	1633 1	493	OUTBRN	1172	1982 1	523	OUTBRN	1303	1366 1
464	OUTBRN	1112	1634 1	494	OUTBRN	1174	1173 1	524	OUTBRN	1304	1348 2
465	OUTBRN	1113	1618 1	495	OUTBRN	1206	1615 1	525	OUTBRN	1304	1354 1
466	OUTBRN	1113	1619 1	496	OUTBRN	1216	1641 1	526	OUTBRN	1304	1355 1
467	OUTBRN	1113	1620 1	497	OUTBRN	1216	1668 1	527	OUTBRN	1305	1319 1
468	OUTBRN	1115	1609 1	498	OUTBRN	1216	1669 1	528	OUTBRN	1305	1344 1
469	OUTBRN	1115	1610 1	499	OUTBRN	1217	1636 1	529	OUTBRN	1305	1356 1
470	OUTBRN	1115	1611 1	500	OUTBRN	1217	1914 1	530	OUTBRN	1305	1358 1

471	OUTBRN	1117	1651 1	501	OUTBRN	1217	1994 1	531	OUTBRN	1307	1368 1
472	OUTBRN	1121	1659 1	502	OUTBRN	1219	1218 1	532	OUTBRN	1307	1387 1
473	OUTBRN	1121	1660 1	503	OUTBRN	1218	1637 1	533	OUTBRN	1308	1332 1
474	OUTBRN	1121	1661 1	504	OUTBRN	1218	1673 1	534	OUTBRN	1308	1353 1
475	OUTBRN	1123	1671 1	505	OUTBRN	1218	1688 1	535	OUTBRN	1309	1333 1
476	OUTBRN	1126	1434 1	506	OUTBRN	1220	1638 1	536	OUTBRN	1309	1359 1
477	OUTBRN	1131	1691 1	507	OUTBRN	1220	1986 1	537	OUTBRN	1310	1352 1
478	OUTBRN	1135	1990 1	508	OUTBRN	1221	1699 1	538	OUTBRN	1312	1616 1
479	OUTBRN	1135	1991 1	509	OUTBRN	1221	1970 1	539	OUTBRN	1313	1363 1
480	OUTBRN	1135	1992 1	510	OUTBRN	1221	1977 1	540	OUTBRN	1314	1370 1

541	OUTBRN	1314	1614 1	571	OUTBRN	1399	1676 1	601	OUTBRN	1427	1489 1
542	OUTBRN	1315	1362 1	572	OUTBRN	1403	1420 1	602	OUTBRN	1428	1470 1
543	OUTBRN	1316	1350 1	573	OUTBRN	1403	1453 1	603	OUTBRN	1429	1471 1
544	OUTBRN	1317	1369 1	574	OUTBRN	1406	1459 1	604	OUTBRN	1430	1476 1
545	OUTBRN	1317	1830 1	575	OUTBRN	1406	1612 1	605	OUTBRN	1430	1488 1
546	OUTBRN	1322	1644 1	576	OUTBRN	1407	1460 1	606	OUTBRN	1431	1475 1
547	OUTBRN	1323	1379 1	577	OUTBRN	1409	1455 1	607	OUTBRN	1432	1472 1
548	OUTBRN	1324	1380 1	578	OUTBRN	1409	1456 1	608	OUTBRN	1432	1487 1
549	OUTBRN	1325	1383 1	579	OUTBRN	1410	1467 1	609	OUTBRN	1433	1473 1
550	OUTBRN	1326	1381 1	580	OUTBRN	1410	1468 1	610	OUTBRN	1433	1725 1
551	OUTBRN	1327	1384 1	581	OUTBRN	1412	1463 1	611	OUTBRN	1434	1474 1
552	OUTBRN	1328	1382 1	582	OUTBRN	1412	1464 1	612	OUTBRN	1436	1646 1
553	OUTBRN	1330	1360 1	583	OUTBRN	1413	1613 1	613	OUTBRN	1436	1647 1
554	OUTBRN	1330	1360 2	584	OUTBRN	1414	1465 1	614	OUTBRN	1437	1687 1

555	OUTBRN	1820	1334 1	585	OUTBRN	1414	1466 1	615	OUTBRN	1442	1477 1
556	OUTBRN	1335	1385 1	586	OUTBRN	1415	1451 1	616	OUTBRN	1443	1482 1
557	OUTBRN	1337	1654 1	587	OUTBRN	1416	1452 1	617	OUTBRN	1444	1447 1
558	OUTBRN	1337	1974 1	588	OUTBRN	1417	1454 1	618	OUTBRN	1445	1458 1
559	OUTBRN	1338	1967 1	589	OUTBRN	1417	1645 1	619	OUTBRN	1449	1664 1
560	OUTBRN	1339	1666 1	590	OUTBRN	1419	1441 1	620	OUTBRN	1452	1969 1
561	OUTBRN	1339	1670 1	591	OUTBRN	1438	1421 1	621	OUTBRN	1497	1457 1
562	OUTBRN	1343	1948 1	592	OUTBRN	1422	1462 1	622	OUTBRN	1497	1457 2
563	OUTBRN	1821	1367 1	593	OUTBRN	1423	1450 1	623	OUTBRN	1498	1479 1
564	OUTBRN	1372	1376 1	594	OUTBRN	1424	1642 1	624	OUTBRN	1483	1664 1
565	OUTBRN	1373	1377 1	595	OUTBRN	1424	1643 1	625	OUTBRN	1484	1665 1
566	OUTBRN	1373	1386 1	596	OUTBRN	1425	1478 1	626	OUTBRN	1493	1494 1
567	OUTBRN	1374	1378 1	597	OUTBRN	1425	1770 1	627	OUTBRN	1495	1496 1
568	OUTBRN	1375	1616 1	598	OUTBRN	1426	1656 1	628	OUTBRN	1495	1496 2
569	OUTBRN	1388	1389 1	599	OUTBRN	1426	1657 1	629	OUTBRN	1496	1754 1
570	OUTBRN	1398	1674 1	600	OUTBRN	1426	1658 3	630	OUTBRN	1496	1915 1

631	OUTBRN	1687	1652 1	661	OUTBRN	1758	1964 1	691	OUTBRN	1857	16010 1
632	OUTBRN	1687	1653 1	662	OUTBRN	1758	1965 1	692	OUTBRN	1857	16011 1
633	OUTBRN	1654	1655 1	663	OUTBRN	1759	1760 1	693	OUTBRN	1860	1973 1
634	OUTBRN	1806	1686 1	664	OUTBRN	1759	1919 1	694	OUTBRN	1861	16016 1
635	OUTBRN	12241	1689 1	665	OUTBRN	1759	1920 1	695	OUTBRN	1863	16017 1
636	OUTBRN	1712	1690 1	666	OUTBRN	1759	1921 1	696	OUTBRN	1864	16002 1
637	OUTBRN	1806	1692 1	667	OUTBRN	1760	1918 1	697	OUTBRN	1864	16003 1
638	OUTBRN	1823	1693 1	668	OUTBRN	1762	1763 1	698	OUTBRN	1865	16029 1

639	OUTBRN	1823	1694 1	669	OUTBRN	1764	1975 1	699	OUTBRN	1870	16024 1
640	OUTBRN	1701	1703 1	670	OUTBRN	1765	1766 1	700	OUTBRN	12250	1901 1
641	OUTBRN	1702	1751 1	671	OUTBRN	1768	1769 1	701	OUTBRN	12254	1902 1
642	OUTBRN	1702	1752 1	672	OUTBRN	1857	1775 1	702	OUTBRN	1908	1909 1
643	OUTBRN	1704	1981 1	673	OUTBRN	1775	1953 1	703	OUTBRN	1908	1910 1
644	OUTBRN	1709	1711 1	674	OUTBRN	1775	16007 1	704	OUTBRN	12241	1966 1
645	OUTBRN	1716	1717 1	675	OUTBRN	1775	16008 1	705	OUTBRN	1968	1973 1
646	OUTBRN	1718	1753 1	676	OUTBRN	1776	1777 1	706	OUTBRN	12285	1972 1
647	OUTBRN	1719	1720 1	677	OUTBRN	1778	1983 1	707	OUTBRN	1979	12241 1
648	OUTBRN	1723	1903 1	678	OUTBRN	1795	16012 1	708	OUTBRN	12000	12500 1
649	OUTBRN	1723	1904 1	679	OUTBRN	1795	16015 1	709	OUTBRN	12000	12558 1
650	OUTBRN	1723	1905 1	680	OUTBRN	1796	1998 1	710	OUTBRN	12005	12502 1
651	OUTBRN	1723	1906 1	681	OUTBRN	1811	1812 1	711	OUTBRN	12008	12503 1
652	OUTBRN	1723	1907 1	682	OUTBRN	1816	1817 1	712	OUTBRN	12009	12504 1
653	OUTBRN	1747	1945 1	683	OUTBRN	1832	1912 1	713	OUTBRN	12015	12505 1
654	OUTBRN	1754	1916 1	684	OUTBRN	1832	1913 1	714	OUTBRN	12017	12506 1
655	OUTBRN	1754	1917 1	685	OUTBRN	1833	1834 1	715	OUTBRN	12022	12507 1
656	OUTBRN	1755	1960 1	686	OUTBRN	1836	1923 1	716	OUTBRN	12023	12508 1
657	OUTBRN	1756	1954 1	687	OUTBRN	1837	1923 1	717	OUTBRN	12049	12510 1
658	OUTBRN	1756	1955 1	688	OUTBRN	1838	1924 1	718	OUTBRN	12050	12511 1
659	OUTBRN	1756	1956 1	689	OUTBRN	1846	16026 1	719	OUTBRN	12052	12512 1
660	OUTBRN	1756	1957 1	690	OUTBRN	1857	16009 1	720	OUTBRN	12055	12513 1

721	OUTBRN	12057	12515 1	751	OUTBRN	12179	12545 1	781	OUTBRN	14012	14013 1
722	OUTBRN	12062	12517 1	752	OUTBRN	12186	12548 1	782	OUTBRN	14014	14015 1

723	OUTBRN	12068	12516 1	753	OUTBRN	12192	12549 1	783	OUTBRN	14018	14019 1
724	OUTBRN	12087	12519 1	754	OUTBRN	12193	12550 1	784	OUTBRN	14020	14021 1
725	OUTBRN	12095	12521 1	755	OUTBRN	12207	12552 1	785	OUTBRN	14024	14025 1
726	OUTBRN	12100	12522 1	756	OUTBRN	12214	12518 1	786	OUTBRN	16013	16014 1
727	OUTBRN	12102	12523 1	757	OUTBRN	12218	12553 1				
728	OUTBRN	12105	12525 1	758	OUTBRN	12222	12554 1				
729	OUTBRN	12108	12526 1	759	OUTBRN	12226	12555 1				
730	OUTBRN	12110	12527 1	760	OUTBRN	12227	12556 1				
731	OUTBRN	12119	12528 1	761	OUTBRN	12240	12557 1				
732	OUTBRN	12122	12529 1	762	OUTBRN	12271	12559 1				
733	OUTBRN	12125	12530 1	763	OUTBRN	12272	12560 1				
734	OUTBRN	12127	12531 1	764	OUTBRN	12278	12561 1				
735	OUTBRN	12132	12524 1	765	OUTBRN	12279	12563 1				
736	OUTBRN	12133	12532 1	766	OUTBRN	12281	12565 1				
737	OUTBRN	12142	12533 1	767	OUTBRN	12283	12566 1				
738	OUTBRN	12145	12534 1	768	OUTBRN	12284	12567 1				
739	OUTBRN	12146	12535 1	769	OUTBRN	12285	12339 1				
740	OUTBRN	12147	12536 1	770	OUTBRN	12286	12568 1				
741	OUTBRN	12150	12537 1	771	OUTBRN	12313	12314 1				
742	OUTBRN	12153	12538 1	772	OUTBRN	12315	12316 1				
743	OUTBRN	12161	12539 1	773	OUTBRN	12323	12331 1				
744	OUTBRN	12163	12540 1	774	OUTBRN	12324	12325 1				
745	OUTBRN	12169	12541 1	775	OUTBRN	12333	12334 1				
746	OUTBRN	12171	12542 1	776	OUTBRN	12335	12336 1				

747	OUTBRN	12171	12562 1	777	OUTBRN	12337	12338 1		
748	OUTBRN	12176	12543 1	778	OUTBRN	14001	16023 1		
749	OUTBRN	12177	12564 1	779	OUTBRN	14006	16025 1		
750	OUTBRN	12178	12544 1	780	OUTBRN	14010	16028 1		

Listado de contingencias, transformadores 3 devanados:

787	3WT	1106	1113 1502 1
788	3WT	1106	1151 1504 1
789	3WT	1107	1155 1507 1
790	3WT	1107	1155 1522 1
791	3WT	1108	1152 1503 1
792	3WT	1109	1154 1513 1
793	3WT	1110	1306 1501 1
794	3WT	1114	1156 1509 1
795	3WT	1114	1156 1511 1
796	3WT	1119	1820 1519 1
797	3WT	1119	1304 1506 1
798	3WT	1124	14038 1530 1
799	3WT	1127	12091 1532 1
800	3WT	1127	12092 1533 1
801	3WT	1133	1722 1531 1

802	3WT	1136	1152	1518	1
803	3WT	1136	1153	1505	1
804	3WT	1139	1144	1529	1
805	3WT	1150	12332	1534	1
806	3WT	1422	1411	1525	1
807	3WT	1499	1409	1521	1
808	3WT	1710	1409	1516	1
809	3WT	1730	1735	1527	1
810	3WT	1732	1736	1526	1
811	3WT	1771	1772	1524	1
812	3WT	1822	1305	1520	1
813	3WT	1841	1842	1528	1
814	3WT	1843	1347	1536	1

7.6.2 Resultados Demanda Máxima

Violaciones PLP 2,022-2,023		
Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	LBRPGO231	Overload
Insecure	PGOSIQ230	Overload
Insecure	CENCEN692	Overload

Insecure	ESPXEL69D	Overload
Insecure	CRISMO692	Overload
Insecure	3WT ESP 230/69	Overload
Insecure	ESPXEL69D	Low Voltage
Insecure	LBREPI69	Low Voltage
Insecure	LCRMAZ69	Low Voltage
Insecure	SOLALK69	Low Voltage
Insecure	ALKXEL69	Low Voltage
Insecure	PANSAS230	Low Voltage
Insecure	GSUGST69	Instability
Insecure	CHMSJG69	Instability
Insecure	CQUSJS69	Instability
Insecure	MONMON694	Instability
Insecure	MONROO69	Instability
Insecure	ROOSJS69D	Instability

7.6.2.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	VA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
3WT ESP230/69	1304	ESP-69	1321	ZUN-69D	1	1	3	91.43	83.8	109.1
3WT ESP230/69	1321	ZUN-69D	1322	ZUN-69	1	1	3	92.92	83.8	110.9

ALKXEL69	1156	GSU-692	1159	GST-69	1	1	1	84.26	83.8	100.6
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	97.02	70.51	137.6
CRISMO692	1204	CEN-69	12027	CEN-692	1	1	2	91.75	88.44	103.7
LBRPGO231	1306	LBR-691	1338	EPI-69	1	1	3	82.8	73.7	112.3
LBRPGO231	1338	EPI-69	18240	CUY-69	1	1	3	81.7	73.7	110.9

7.6.2.3 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GSUGST69	Instability
CHMSJG69	Instability
CQUSJS69	Instability
MONMON694	Instability
MONROO69	Instability
ROOSJS69D	Instability

7.6.2.4 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1326	ZCP-69 69.0	1	69.000	52.570	0.762	0.900	1.100	2.000	-0.138
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1313	QUI-69 69.0	1	69.000	53.570	0.776	0.900	1.100	2.000	-0.124
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1317	TOT-69 69.0	1	69.000	53.930	0.782	0.900	1.100	2.000	-0.118

ESPXEL69D (1304 1329 1)	1318	ALK-69 69.0	1	69.000	54.450	0.789	0.900	1.100	2.000	-0.111
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1329	XEL-69D 69.0	1	69.000	54.450	0.789	0.900	1.100	2.000	-0.111
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1315	SOL-69 69.0	1	69.000	56.200	0.815	0.900	1.100	2.000	-0.086
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1811	CSA-69 69.0	1	69.000	57.730	0.837	0.900	1.100	2.000	-0.063
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1810	PAT-69 69.0	1	69.000	58.360	0.846	0.900	1.100	2.000	-0.054
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1833	TOL-69 69.0	1	69.000	58.890	0.854	0.900	1.100	2.000	-0.047
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1301	CHM-69 69.0	1	69.000	60.890	0.883	0.900	1.100	2.000	-0.018
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1806	GEC-69 69.0	1	69.000	60.890	0.883	0.900	1.100	2.000	-0.018
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1307	LNO-69 69.0	1	69.000	61.480	0.891	0.900	1.100	2.000	-0.009
LBREPI69 (1306 1338 1)	1338	EPI-69 69.0	1	69.000	57.070	0.827	0.900	1.100	2.000	-0.073
LBREPI69 (1306 1338 1)	18240	CUY-69 69.0	1	69.000	57.080	0.827	0.900	1.100	2.000	-0.073
LBREPI69 (1306 1338 1)	1336	LCR-69 69.0	1	69.000	57.090	0.827	0.900	1.100	2.000	-0.073
LBREPI69 (1306 1338 1)	1337	TUL-69 69.0	1	69.000	57.090	0.827	0.900	1.100	2.000	-0.073
LBREPI69 (1306 1338 1)	1328	LMA-69 69.0	1	69.000	57.100	0.828	0.900	1.100	2.000	-0.072
LBREPI69 (1306 1338 1)	1309	MAZ-69 69.0	1	69.000	57.260	0.830	0.900	1.100	2.000	-0.070
LBREPI69 (1306 1338 1)	1835	PNA-69 69.0	1	69.000	59.720	0.866	0.900	1.100	2.000	-0.034
LBREPI69 (1306 1338 1)	1836	PNA-691 69.0	1	69.000	59.760	0.866	0.900	1.100	2.000	-0.034
LBREPI69 (1306 1338 1)	1816	CAO-69 69.0	1	69.000	60.300	0.874	0.900	1.100	2.000	-0.026
LBREPI69 (1306 1338 1)	1307	LNO-69 69.0	1	69.000	61.340	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.011
LCRMAZ69 (1309 1336 1)	1328	LMA-69 69.0	1	69.000	61.850	0.896	0.900	1.100	2.000	-0.004
LCRMAZ69 (1309 1336 1)	1309	MAZ-69 69.0	1	69.000	61.900	0.897	0.900	1.100	2.000	-0.003
SOLALK69 (1315 1318 1)	1326	ZCP-69 69.0	1	69.000	60.860	0.882	0.900	1.100	2.000	-0.018
SOLALK69 (1315 1318 1)	1313	QUI-69 69.0	1	69.000	61.660	0.894	0.900	1.100	2.000	-0.006
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1326	ZCP-69 69.0	1	69.000	52.430	0.760	0.900	1.100	2.000	-0.140
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1313	QUI-69 69.0	1	69.000	53.440	0.774	0.900	1.100	2.000	-0.126
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1317	TOT-69 69.0	1	69.000	53.760	0.779	0.900	1.100	2.000	-0.121
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1318	ALK-69 69.0	1	69.000	54.280	0.787	0.900	1.100	2.000	-0.113

ALKXEL69 (1318 1329 1)	1315	SOL-69 69.0	1	69.000	56.080	0.813	0.900	1.100	2.000	-0.087
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1811	CSA-69 69.0	1	69.000	57.640	0.835	0.900	1.100	2.000	-0.065
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1810	PAT-69 69.0	1	69.000	58.270	0.845	0.900	1.100	2.000	-0.056
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1833	TOL-69 69.0	1	69.000	58.810	0.852	0.900	1.100	2.000	-0.048
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1301	CHM-69 69.0	1	69.000	60.830	0.882	0.900	1.100	2.000	-0.019
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1806	GEC-69 69.0	1	69.000	60.830	0.882	0.900	1.100	2.000	-0.018
ALKXEL69 (1318 1329 1)	1307	LNO-69 69.0	1	69.000	61.440	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010
PANSAS230 (1710 1771 1)	1410	PBA-69 69.0	1	69.000	59.260	0.859	0.900	1.100	2.000	-0.041
PANSAS230 (1710 1771 1)	1424	GEN-69 69.0	1	69.000	59.310	0.860	0.900	1.100	2.000	-0.041

7.6.3 Resultados Demanda Media

Violaciones PLP 2,022-2,023		
Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	CENCEN692	Overload
Insecure	LBREPI69	Low Voltage
Insecure	GSUGST69	Instability
Insecure	CHMSJG69	Instability
Insecure	CQUSJS69	Instability
Insecure	MONMON694	Instability
Insecure	MONROO691	Instability
Insecure	ROOSJS69D	Instability

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	VA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	91.68	70.510	130

7.3.2.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GSUGST69	Instability
CHMSJG69	Instability
CQUSJS69	Instability
MONMON694	Instability
MONROO691	Instability
ROOSJS69D	Instability

7.3.2.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
LBREPI69 (1306 1338 1)	1328	LMA-69 69.0	1	69.000	61.020	0.884	0.900	1.100	2.000	-0.016
LBREPI69 (1306 1338 1)	1338	EPI-69 69.0	1	69.000	61.160	0.886	0.900	1.100	2.000	-0.014

LBREPI69 (1306 1338 1)	18240	CUY-69 69.0	1	69.000	61.180	0.887	0.900	1.100	2.000	-0.013
LBREPI69 (1306 1338 1)	1336	LCR-69 69.0	1	69.000	61.190	0.887	0.900	1.100	2.000	-0.013
LBREPI69 (1306 1338 1)	1337	TUL-69 69.0	1	69.000	61.190	0.887	0.900	1.100	2.000	-0.013
LBREPI69 (1306 1338 1)	1309	MAZ-69 69.0	1	69.000	61.350	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.011

7.7 Demanda Mínima

7.4.1. Sobrecargas

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN SOBRECARGAS -

7.4.2 Colapso de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN COLAPSO DE VOLTAJE -

7.4.3 Violaciones de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN VIOLACIONES DE VOLTAJE -

7.7.1 marzo 2,023

Listado de Contingencias:

No	Linea	No	Linea	No	Linea
1	OUTBRN 701 1730 1	31	OUTBRN 1109 1157 1	61	OUTBRN 1136 1448 2
2	OUTBRN 1101 1124 1	32	OUTBRN 1110 1119 1	62	OUTBRN 1139 1140 1
3	OUTBRN 1101 1124 2	33	OUTBRN 1110 1145 1	63	OUTBRN 1139 1140 2
4	OUTBRN 1101 1140 1	34	OUTBRN 1113 1115 1	64	OUTBRN 1140 1164 1
5	OUTBRN 1101 1908 1	35	OUTBRN 1113 1755 1	65	OUTBRN 1140 1166 1
6	OUTBRN 1101 1908 2	36	OUTBRN 1114 1115 2	66	OUTBRN 1140 1219 1
7	OUTBRN 1102 1106 1	37	OUTBRN 1114 1122 1	67	OUTBRN 1141 1444 1
8	OUTBRN 1102 1106 2	38	OUTBRN 1115 1122 1	68	OUTBRN 1141 1448 2
9	OUTBRN 1102 1111 1	39	OUTBRN 1117 1164 1	69	OUTBRN 1141 1771 1
10	OUTBRN 1102 1112 1	40	OUTBRN 1118 1796 1	70	OUTBRN 1141 1845 1
11	OUTBRN 1102 1140 1	41	OUTBRN 1119 1841 1	71	OUTBRN 1141 1845 2

12	OUTBRN	1102	1150 1	42	OUTBRN	1120	1121 1	72	OUTBRN	1144	12161 1
13	OUTBRN	1102	1157 1	43	OUTBRN	1120	1140 1	73	OUTBRN	1144	12272 1
14	OUTBRN	1103	1141 1	44	OUTBRN	1122	1123 1	74	OUTBRN	1144	12272 2
15	OUTBRN	1103	1141 2	45	OUTBRN	1122	1174 1	75	OUTBRN	1145	1146 1
16	OUTBRN	1105	1150 1	46	OUTBRN	1124	1129 1	76	OUTBRN	1151	1240 1
17	OUTBRN	1106	1109 1	47	OUTBRN	1124	1170 1	77	OUTBRN	1151	12205 1
18	OUTBRN	1106	1120 1	48	OUTBRN	1124	28161 1	78	OUTBRN	1151	12241 1
19	OUTBRN	1106	1132 1	49	OUTBRN	1125	1126 1	79	OUTBRN	1151	12282 1
20	OUTBRN	1106	1160 1	50	OUTBRN	1125	28161 1	80	OUTBRN	1152	1408 1
21	OUTBRN	1107	1108 1	51	OUTBRN	1126	1129 2	81	OUTBRN	1152	12083 1
22	OUTBRN	1107	1109 1	52	OUTBRN	1128	14319 1	82	OUTBRN	1152	12084 1
23	OUTBRN	1107	1136 2	53	OUTBRN	1131	1174 1	83	OUTBRN	1154	1204 1
24	OUTBRN	1107	1157 2	54	OUTBRN	1132	1145 1	84	OUTBRN	1154	1204 2
25	OUTBRN	1107	1170 1	55	OUTBRN	1132	1168 1	85	OUTBRN	1154	1204 3
26	OUTBRN	1108	1136 1	56	OUTBRN	1132	1219 1	86	OUTBRN	1154	12192 1
27	OUTBRN	1108	1444 1	57	OUTBRN	1133	1444 1	87	OUTBRN	1154	12304 2
28	OUTBRN	1108	1771 1	58	OUTBRN	1133	1730 1	88	OUTBRN	1154	12304 4
29	OUTBRN	1109	1127 1	59	OUTBRN	1135	1148 1	89	OUTBRN	1155	12062 1
30	OUTBRN	1109	1130 1	60	OUTBRN	1135	1756 1	90	OUTBRN	1155	12150 1

91	OUTBRN	1155	12229 1	121	OUTBRN	1240	1241 1	151	OUTBRN	1308	1310 1
92	OUTBRN	1155	12273 1	122	OUTBRN	1241	1303 1	152	OUTBRN	1308	1312 1
93	OUTBRN	1155	12307 1	123	OUTBRN	1241	12108 1	153	OUTBRN	1308	1846 1
94	OUTBRN	1156	1159 1	124	OUTBRN	1241	12108 2	154	OUTBRN	1309	1328 1
95	OUTBRN	1156	12147 1	125	OUTBRN	1249	12049 1	155	OUTBRN	1309	1336 1
96	OUTBRN	1156	12303 1	126	OUTBRN	1251	12292 1	156	OUTBRN	1309	1835 1

97	OUTBRN	1156	12303 3	127	OUTBRN	1301	1331 1	157	OUTBRN	1313	1315 1
98	OUTBRN	1159	1331 1	128	OUTBRN	1301	1806 1	158	OUTBRN	1313	1326 1
99	OUTBRN	1160	1161 1	129	OUTBRN	1301	1810 1	159	OUTBRN	1314	1339 1
100	OUTBRN	1163	12243 1	130	OUTBRN	1302	1310 1	160	OUTBRN	1314	1374 1
101	OUTBRN	1163	12269 1	131	OUTBRN	1302	1310 2	161	OUTBRN	1314	1813 1
102	OUTBRN	1165	1169 1	132	OUTBRN	1302	1862 1	162	OUTBRN	1315	1318 1
103	OUTBRN	1165	1219 1	133	OUTBRN	1303	1307 1	163	OUTBRN	1315	1810 1
104	OUTBRN	1166	1219 1	134	OUTBRN	1303	1816 1	164	OUTBRN	1315	1833 1
105	OUTBRN	1167	1168 1	135	OUTBRN	1303	1833 1	165	OUTBRN	1316	1373 1
106	OUTBRN	1168	1169 1	136	OUTBRN	1303	12292 1	166	OUTBRN	1317	1318 1
107	OUTBRN	1170	1171 1	137	OUTBRN	1304	1321 1	167	OUTBRN	1318	1329 1
108	OUTBRN	1172	1173 1	138	OUTBRN	1304	1329 1	168	OUTBRN	1320	1828 1
109	OUTBRN	1204	12027 1	139	OUTBRN	1304	1330 1	169	OUTBRN	1321	1322 1
110	OUTBRN	1204	12080 1	140	OUTBRN	1304	1372 1	170	OUTBRN	1322	1813 2
111	OUTBRN	1204	12123 1	141	OUTBRN	1305	1325 1	171	OUTBRN	1323	1863 1
112	OUTBRN	1206	12178 1	142	OUTBRN	1305	1327 1	172	OUTBRN	1324	1335 1
113	OUTBRN	1215	1216 1	143	OUTBRN	1306	1316 1	173	OUTBRN	1324	1372 1
114	OUTBRN	1215	12005 1	144	OUTBRN	1306	1338 1	174	OUTBRN	1327	1388 1
115	OUTBRN	1215	12195 1	145	OUTBRN	1306	1374 1	175	OUTBRN	1336	1337 1
116	OUTBRN	1215	12251 1	146	OUTBRN	1306	1828 1	176	OUTBRN	1339	1399 1
117	OUTBRN	1215	12319 1	147	OUTBRN	1306	1860 1	177	OUTBRN	1343	1857 1
118	OUTBRN	1217	12326 1	148	OUTBRN	1306	1862 1	178	OUTBRN	1372	1846 1
119	OUTBRN	1219	1221 1	149	OUTBRN	1306	1863 1	179	OUTBRN	1398	1866 1
120	OUTBRN	1220	1241 1	150	OUTBRN	1306	1869 1	180	OUTBRN	1403	1416 1

181	OUTBRN	1403	1764 1	211	OUTBRN	1417	1747 1	241	OUTBRN	1448	1756 1
-----	--------	------	--------	-----	--------	------	--------	-----	--------	------	--------

182	OUTBRN	1406	1709 1	212	OUTBRN	1418	1433 1	242	OUTBRN	1449	14005 1
183	OUTBRN	1406	14012 1	213	OUTBRN	1418	14014 1	243	OUTBRN	1483	1484 1
184	OUTBRN	1407	1413 1	214	OUTBRN	1419	1765 1	244	OUTBRN	1489	1723 1
185	OUTBRN	1407	1424 1	215	OUTBRN	1422	1445 1	245	OUTBRN	1490	1492 1
186	OUTBRN	1407	1431 1	216	OUTBRN	1422	1716 1	246	OUTBRN	1490	1714 1
187	OUTBRN	1407	1736 1	217	OUTBRN	1423	1795 1	247	OUTBRN	1491	1492 1
188	OUTBRN	1408	1414 1	218	OUTBRN	1423	14020 1	248	OUTBRN	1493	1497 1
189	OUTBRN	1408	1667 1	219	OUTBRN	1425	1437 1	249	OUTBRN	1495	1767 1
190	OUTBRN	1409	1432 1	220	OUTBRN	1425	1439 1	250	OUTBRN	1497	1498 1
191	OUTBRN	1409	1435 1	221	OUTBRN	1427	1431 1	251	OUTBRN	1498	1499 1
192	OUTBRN	1410	1424 1	222	OUTBRN	1427	1721 1	252	OUTBRN	1701	1718 1
193	OUTBRN	1411	1428 1	223	OUTBRN	1427	1735 1	253	OUTBRN	1701	1758 1
194	OUTBRN	1411	1709 1	224	OUTBRN	1429	1719 1	254	OUTBRN	1702	14011 1
195	OUTBRN	1411	1762 1	225	OUTBRN	1429	1764 1	255	OUTBRN	1704	1722 1
196	OUTBRN	1412	1494 1	226	OUTBRN	1429	14011 1	256	OUTBRN	1710	1732 1
197	OUTBRN	1412	1494 2	227	OUTBRN	1430	1443 1	257	OUTBRN	1710	1771 1
198	OUTBRN	1412	14018 1	228	OUTBRN	1431	1442 1	258	OUTBRN	1710	3183 1
199	OUTBRN	1414	1415 1	229	OUTBRN	1433	1772 1	259	OUTBRN	1713	1715 1
200	OUTBRN	1414	1430 1	230	OUTBRN	1434	1716 1	260	OUTBRN	1713	14014 1
201	OUTBRN	1414	1433 1	231	OUTBRN	1434	14024 1	261	OUTBRN	1714	1715 2
202	OUTBRN	1415	1419 1	232	OUTBRN	1435	1436 1	262	OUTBRN	1718	1721 1
203	OUTBRN	1415	1449 1	233	OUTBRN	1435	1491 1	263	OUTBRN	1721	14001 1
204	OUTBRN	1416	1426 1	234	OUTBRN	1438	1439 1	264	OUTBRN	1754	1759 1
205	OUTBRN	1416	1426 2	235	OUTBRN	1439	14012 1	265	OUTBRN	1754	1759 2
206	OUTBRN	1416	1447 1	236	OUTBRN	1442	1495 1	266	OUTBRN	1754	1922 1

207	OUTBRN	1416	1447 2	237	OUTBRN	1444	1448 1	267	OUTBRN	1755	14020 1
208	OUTBRN	1416	1758 1	238	OUTBRN	1445	1493 1	268	OUTBRN	1767	1768 1
209	OUTBRN	1417	1712 1	239	OUTBRN	1445	1776 1	269	OUTBRN	1777	1778 1
210	OUTBRN	1417	1718 1	240	OUTBRN	1447	14005 1	270	OUTBRN	1795	14024 1

271	OUTBRN	1810	1811 1	301	OUTBRN	12020	12021 1	331	OUTBRN	12077	12081 1
272	OUTBRN	1816	1835 1	302	OUTBRN	12023	12068 1	332	OUTBRN	12080	12304 1
273	OUTBRN	1820	1821 1	303	OUTBRN	12023	12077 1	333	OUTBRN	12081	12084 1
274	OUTBRN	1821	1842 1	304	OUTBRN	12023	12215 1	334	OUTBRN	12081	12118 1
275	OUTBRN	1822	1842 1	305	OUTBRN	12023	12323 1	335	OUTBRN	12082	12083 1
276	OUTBRN	1823	1845 1	306	OUTBRN	12025	12327 1	336	OUTBRN	12082	12174 1
277	OUTBRN	1823	1845 2	307	OUTBRN	12027	12037 1	337	OUTBRN	12087	12190 1
278	OUTBRN	1828	1829 1	308	OUTBRN	12027	12050 1	338	OUTBRN	12087	12311 1
279	OUTBRN	1829	1866 1	309	OUTBRN	12027	12179 1	339	OUTBRN	12091	12286 1
280	OUTBRN	1832	1840 1	310	OUTBRN	12036	12092 1	340	OUTBRN	12092	12119 1
281	OUTBRN	1832	1864 1	311	OUTBRN	12036	12287 1	341	OUTBRN	12092	12163 1
282	OUTBRN	1835	1836 1	312	OUTBRN	12037	12155 1	342	OUTBRN	12100	12315 1
283	OUTBRN	1837	1838 1	313	OUTBRN	12038	12169 1	343	OUTBRN	12102	12186 1
284	OUTBRN	1840	1841 1	314	OUTBRN	12038	12304 1	344	OUTBRN	12102	12337 1
285	OUTBRN	1840	1845 1	315	OUTBRN	12039	12040 1	345	OUTBRN	12103	12186 1
286	OUTBRN	1841	1843 1	316	OUTBRN	12040	12281 1	346	OUTBRN	12105	12106 1
287	OUTBRN	1857	1869 1	317	OUTBRN	12041	12042 1	347	OUTBRN	12106	12230 1
288	OUTBRN	1861	1862 1	318	OUTBRN	12042	12191 1	348	OUTBRN	12107	12207 1
289	OUTBRN	1865	1866 1	319	OUTBRN	12043	12210 1	349	OUTBRN	12107	12230 1
290	OUTBRN	1869	1870 1	320	OUTBRN	12046	12190 1	350	OUTBRN	12108	12283 1
291	OUTBRN	1978	12566 1	321	OUTBRN	12049	12239 1	351	OUTBRN	12108	12296 1

292	OUTBRN	1980	12325 1	322	OUTBRN	12050	12304 1	352	OUTBRN	12110	12265 1
293	OUTBRN	12000	12039 1	323	OUTBRN	12052	12068 1	353	OUTBRN	12111	12265 1
294	OUTBRN	12003	12178 1	324	OUTBRN	12056	12223 1	354	OUTBRN	12112	12207 1
295	OUTBRN	12005	12335 1	325	OUTBRN	12056	12276 1	355	OUTBRN	12112	12307 1
296	OUTBRN	12008	12038 1	326	OUTBRN	12057	12059 1	356	OUTBRN	12118	12261 1
297	OUTBRN	12014	12042 1	327	OUTBRN	12062	12087 1	357	OUTBRN	12119	12121 1
298	OUTBRN	12017	12255 1	328	OUTBRN	12067	12111 1	358	OUTBRN	12121	12127 1
299	OUTBRN	12017	12306 1	329	OUTBRN	12067	12115 1	359	OUTBRN	12122	12155 1
300	OUTBRN	12018	12222 1	330	OUTBRN	12067	12273 1	360	OUTBRN	12122	12186 1

361	OUTBRN	12123	12169 1	391	OUTBRN	12171	12313 1	421	OUTBRN	12251	12270 1
362	OUTBRN	12125	12192 1	392	OUTBRN	12173	12307 1	422	OUTBRN	12252	12253 1
363	OUTBRN	12125	12231 1	393	OUTBRN	12174	12175 1	423	OUTBRN	12255	12256 1
364	OUTBRN	12127	12228 1	394	OUTBRN	12175	12176 1	424	OUTBRN	12257	12258 1
365	OUTBRN	12129	12153 1	395	OUTBRN	12177	12305 1	425	OUTBRN	12265	12266 1
366	OUTBRN	12131	12310 1	396	OUTBRN	12181	12270 1	426	OUTBRN	12270	12271 1
367	OUTBRN	12133	12200 1	397	OUTBRN	12181	12277 1	427	OUTBRN	12272	12276 1
368	OUTBRN	12133	12327 1	398	OUTBRN	12189	12191 1	428	OUTBRN	12272	12277 1
369	OUTBRN	12136	12281 1	399	OUTBRN	12193	12247 1	429	OUTBRN	12273	12274 1
370	OUTBRN	12136	12282 1	400	OUTBRN	12194	12252 1	430	OUTBRN	12274	12278 1
371	OUTBRN	12136	12292 1	401	OUTBRN	12194	12306 1	431	OUTBRN	12281	12297 1
372	OUTBRN	12142	12205 1	402	OUTBRN	12198	12200 1	432	OUTBRN	12283	12292 1
373	OUTBRN	12142	12237 1	403	OUTBRN	12211	12229 2	433	OUTBRN	12284	12333 1
374	OUTBRN	12145	12226 1	404	OUTBRN	12211	12301 1	434	OUTBRN	12285	12332 1
375	OUTBRN	12145	12284 1	405	OUTBRN	12214	12222 1	435	OUTBRN	12303	12306 1
376	OUTBRN	12145	12321 1	406	OUTBRN	12218	12234 1	436	OUTBRN	12305	12324 1

377	OUTBRN	12145	12332 1	407	OUTBRN	12218	12254 1	437	OUTBRN	12305	12332 1
378	OUTBRN	12146	12285 1	408	OUTBRN	12221	12234 1	438	OUTBRN	12308	12321 1
379	OUTBRN	12146	12321 1	409	OUTBRN	12221	12243 1	439	OUTBRN	12310	12330 1
380	OUTBRN	12150	12307 1	410	OUTBRN	12223	12224 1	440	OUTBRN	14005	14006 1
381	OUTBRN	12153	12257 1	411	OUTBRN	12227	12321 1	441	OUTBRN	14010	14011 1
382	OUTBRN	12153	12287 1	412	OUTBRN	12232	12297 1	442	OUTBRN	14012	14038 1
383	OUTBRN	12154	12228 1	413	OUTBRN	12234	12235 1	443	OUTBRN	1101	1118 1
384	OUTBRN	12154	12239 1	414	OUTBRN	12239	12240 1	444	OUTBRN	1101	1606 1
385	OUTBRN	12159	12330 1	415	OUTBRN	12242	12269 1	445	OUTBRN	1101	1607 1
386	OUTBRN	12161	12309 1	416	OUTBRN	12242	12303 1	446	OUTBRN	1101	1608 1
387	OUTBRN	12161	12330 1	417	OUTBRN	12243	12244 1	447	OUTBRN	1102	1151 1
388	OUTBRN	12167	12223 1	418	OUTBRN	12247	12248 1	448	OUTBRN	1103	1601 1
389	OUTBRN	12167	12298 1	419	OUTBRN	12247	12252 1	449	OUTBRN	1103	1602 1
390	OUTBRN	12169	12279 1	420	OUTBRN	12250	12251 1	450	OUTBRN	1103	1603 1

451	OUTBRN	1103	1604 1	481	OUTBRN	1151	1622 1	511	OUTBRN	1249	1662 1
452	OUTBRN	1103	1605 1	482	OUTBRN	1157	1156 1	512	OUTBRN	1249	1663 1
453	OUTBRN	1105	1630 1	483	OUTBRN	1161	1648 1	513	OUTBRN	1659	1250 1
454	OUTBRN	1106	1151 1	484	OUTBRN	1164	12328 1	514	OUTBRN	1976	1251 1
455	OUTBRN	1106	1617 1	485	OUTBRN	1165	12326 1	515	OUTBRN	1301	1361 1
456	OUTBRN	1109	1154 2	486	OUTBRN	1166	1223 1	516	OUTBRN	1301	1371 1
457	OUTBRN	1128	1110 1	487	OUTBRN	1166	1993 1	517	OUTBRN	1302	1349 2
458	OUTBRN	1128	1110 2	488	OUTBRN	1167	1995 1	518	OUTBRN	1302	1351 1
459	OUTBRN	1111	1116 1	489	OUTBRN	1171	16013 1	519	OUTBRN	1303	1365 1
460	OUTBRN	1112	1633 1	490	OUTBRN	1172	1982 1	520	OUTBRN	1303	1366 1

461	OUTBRN	1112	1634 1	491	OUTBRN	1174	1173 1	521	OUTBRN	1304	1348 2
462	OUTBRN	1113	1618 1	492	OUTBRN	1206	1615 1	522	OUTBRN	1304	1354 1
463	OUTBRN	1113	1619 1	493	OUTBRN	1216	1641 1	523	OUTBRN	1304	1355 1
464	OUTBRN	1113	1620 1	494	OUTBRN	1216	1668 1	524	OUTBRN	1305	1319 1
465	OUTBRN	1115	1609 1	495	OUTBRN	1216	1669 1	525	OUTBRN	1305	1344 1
466	OUTBRN	1115	1610 1	496	OUTBRN	1217	1636 1	526	OUTBRN	1305	1356 1
467	OUTBRN	1115	1611 1	497	OUTBRN	1217	1914 1	527	OUTBRN	1305	1358 1
468	OUTBRN	1117	1651 1	498	OUTBRN	1217	1994 1	528	OUTBRN	1307	1368 1
469	OUTBRN	1121	1659 1	499	OUTBRN	1219	1218 1	529	OUTBRN	1307	1387 1
470	OUTBRN	1121	1660 1	500	OUTBRN	1218	1637 1	530	OUTBRN	1308	1332 1
471	OUTBRN	1121	1661 1	501	OUTBRN	1218	1673 1	531	OUTBRN	1308	1353 1
472	OUTBRN	1123	1671 1	502	OUTBRN	1218	1688 1	532	OUTBRN	1309	1333 1
473	OUTBRN	1126	1434 1	503	OUTBRN	1220	1638 1	533	OUTBRN	1309	1359 1
474	OUTBRN	1131	1691 1	504	OUTBRN	1220	1986 1	534	OUTBRN	1310	1352 1
475	OUTBRN	1135	1990 1	505	OUTBRN	1221	1699 1	535	OUTBRN	1312	1616 1
476	OUTBRN	1135	1991 1	506	OUTBRN	1221	1970 1	536	OUTBRN	1313	1363 1
477	OUTBRN	1135	1992 1	507	OUTBRN	1221	1977 1	537	OUTBRN	1314	1370 1
478	OUTBRN	1146	1971 1	508	OUTBRN	1223	1640 1	538	OUTBRN	1314	1614 1
479	OUTBRN	1148	1984 1	509	OUTBRN	1241	1639 1	539	OUTBRN	1315	1362 1
480	OUTBRN	1148	1985 1	510	OUTBRN	1241	1672 1	540	OUTBRN	1316	1350 1
541	OUTBRN	1317	1369 1	571	OUTBRN	1406	1459 1	601	OUTBRN	1430	1476 1
542	OUTBRN	1317	1830 1	572	OUTBRN	1406	1612 1	602	OUTBRN	1430	1488 1
543	OUTBRN	1322	1644 1	573	OUTBRN	1407	1460 1	603	OUTBRN	1431	1475 1
544	OUTBRN	1323	1379 1	574	OUTBRN	1409	1455 1	604	OUTBRN	1432	1472 1
545	OUTBRN	1324	1380 1	575	OUTBRN	1409	1456 1	605	OUTBRN	1432	1487 1

546	OUTBRN	1325	1383 1	576	OUTBRN	1410	1467 1	606	OUTBRN	1433	1473 1
547	OUTBRN	1326	1381 1	577	OUTBRN	1410	1468 1	607	OUTBRN	1433	1725 1
548	OUTBRN	1327	1384 1	578	OUTBRN	1412	1463 1	608	OUTBRN	1434	1474 1
549	OUTBRN	1328	1382 1	579	OUTBRN	1412	1464 1	609	OUTBRN	1436	1646 1
550	OUTBRN	1330	1360 1	580	OUTBRN	1413	1613 1	610	OUTBRN	1436	1647 1
551	OUTBRN	1330	1360 2	581	OUTBRN	1414	1465 1	611	OUTBRN	1437	1687 1
552	OUTBRN	1820	1334 1	582	OUTBRN	1414	1466 1	612	OUTBRN	1442	1477 1
553	OUTBRN	1335	1385 1	583	OUTBRN	1415	1451 1	613	OUTBRN	1443	1482 1
554	OUTBRN	1337	1654 1	584	OUTBRN	1416	1452 1	614	OUTBRN	1444	1447 1
555	OUTBRN	1337	1974 1	585	OUTBRN	1417	1454 1	615	OUTBRN	1445	1458 1
556	OUTBRN	1338	1967 1	586	OUTBRN	1417	1645 1	616	OUTBRN	1449	1664 1
557	OUTBRN	1339	1666 1	587	OUTBRN	1419	1441 1	617	OUTBRN	1452	1969 1
558	OUTBRN	1339	1670 1	588	OUTBRN	1438	1421 1	618	OUTBRN	1497	1457 1
559	OUTBRN	1343	1948 1	589	OUTBRN	1422	1462 1	619	OUTBRN	1497	1457 2
560	OUTBRN	1821	1367 1	590	OUTBRN	1423	1450 1	620	OUTBRN	1498	1479 1
561	OUTBRN	1372	1376 1	591	OUTBRN	1424	1642 1	621	OUTBRN	1483	1664 1
562	OUTBRN	1373	1377 1	592	OUTBRN	1424	1643 1	622	OUTBRN	1484	1665 1
563	OUTBRN	1373	1386 1	593	OUTBRN	1425	1478 1	623	OUTBRN	1493	1494 1
564	OUTBRN	1374	1378 1	594	OUTBRN	1425	1770 1	624	OUTBRN	1495	1496 1
565	OUTBRN	1375	1616 1	595	OUTBRN	1426	1656 1	625	OUTBRN	1495	1496 2
566	OUTBRN	1388	1389 1	596	OUTBRN	1426	1657 1	626	OUTBRN	1496	1754 1
567	OUTBRN	1398	1674 1	597	OUTBRN	1426	1658 3	627	OUTBRN	1496	1915 1
568	OUTBRN	1399	1676 1	598	OUTBRN	1427	1489 1	628	OUTBRN	1687	1652 1
569	OUTBRN	1403	1420 1	599	OUTBRN	1428	1470 1	629	OUTBRN	1687	1653 1
570	OUTBRN	1403	1453 1	600	OUTBRN	1429	1471 1	630	OUTBRN	1654	1655 1

631	OUTBRN	1806	1686	1	661	OUTBRN	1759	1919	1	691	OUTBRN	1861	16016	1
632	OUTBRN	12241	1689	1	662	OUTBRN	1759	1920	1	692	OUTBRN	1863	16017	1
633	OUTBRN	1712	1690	1	663	OUTBRN	1759	1921	1	693	OUTBRN	1864	16002	1
634	OUTBRN	1806	1692	1	664	OUTBRN	1760	1918	1	694	OUTBRN	1864	16003	1
635	OUTBRN	1823	1693	1	665	OUTBRN	1762	1763	1	695	OUTBRN	1865	16029	1
636	OUTBRN	1823	1694	1	666	OUTBRN	1764	1975	1	696	OUTBRN	1870	16024	1
637	OUTBRN	1701	1703	1	667	OUTBRN	1765	1766	1	697	OUTBRN	12250	1901	1
638	OUTBRN	1702	1751	1	668	OUTBRN	1768	1769	1	698	OUTBRN	12254	1902	1
639	OUTBRN	1702	1752	1	669	OUTBRN	1857	1775	1	699	OUTBRN	1908	1909	1
640	OUTBRN	1704	1981	1	670	OUTBRN	1775	1953	1	700	OUTBRN	1908	1910	1
641	OUTBRN	1709	1711	1	671	OUTBRN	1775	16007	1	701	OUTBRN	12241	1966	1
642	OUTBRN	1716	1717	1	672	OUTBRN	1775	16008	1	702	OUTBRN	1968	1973	1
643	OUTBRN	1718	1753	1	673	OUTBRN	1776	1777	1	703	OUTBRN	12285	1972	1
644	OUTBRN	1719	1720	1	674	OUTBRN	1778	1983	1	704	OUTBRN	1979	12241	1
645	OUTBRN	1723	1903	1	675	OUTBRN	1795	16012	1	705	OUTBRN	12000	12500	1
646	OUTBRN	1723	1904	1	676	OUTBRN	1795	16015	1	706	OUTBRN	12000	12558	1
647	OUTBRN	1723	1905	1	677	OUTBRN	1796	1998	1	707	OUTBRN	12005	12502	1
648	OUTBRN	1723	1906	1	678	OUTBRN	1811	1812	1	708	OUTBRN	12008	12503	1
649	OUTBRN	1723	1907	1	679	OUTBRN	1816	1817	1	709	OUTBRN	12009	12504	1
650	OUTBRN	1747	1945	1	680	OUTBRN	1832	1912	1	710	OUTBRN	12015	12505	1
651	OUTBRN	1754	1916	1	681	OUTBRN	1832	1913	1	711	OUTBRN	12017	12506	1
652	OUTBRN	1754	1917	1	682	OUTBRN	1833	1834	1	712	OUTBRN	12022	12507	1
653	OUTBRN	1755	1960	1	683	OUTBRN	1836	1923	1	713	OUTBRN	12023	12508	1
654	OUTBRN	1756	1954	1	684	OUTBRN	1837	1923	1	714	OUTBRN	12049	12510	1
655	OUTBRN	1756	1955	1	685	OUTBRN	1838	1924	1	715	OUTBRN	12050	12511	1

656	OUTBRN	1756	1956 1	686	OUTBRN	1846	16026 1	716	OUTBRN	12052	12512 1
657	OUTBRN	1756	1957 1	687	OUTBRN	1857	16009 1	717	OUTBRN	12055	12513 1
658	OUTBRN	1758	1964 1	688	OUTBRN	1857	16010 1	718	OUTBRN	12057	12515 1
659	OUTBRN	1758	1965 1	689	OUTBRN	1857	16011 1	719	OUTBRN	12062	12517 1
660	OUTBRN	1759	1760 1	690	OUTBRN	1860	1973 1	720	OUTBRN	12068	12516 1

721	OUTBRN	12087	12519 1	751	OUTBRN	12193	12550 1	781	OUTBRN	14020	14021 1
722	OUTBRN	12095	12521 1	752	OUTBRN	12207	12552 1	782	OUTBRN	14024	14025 1
723	OUTBRN	12100	12522 1	753	OUTBRN	12214	12518 1	783	OUTBRN	16013	16014 1
724	OUTBRN	12102	12523 1	754	OUTBRN	12218	12553 1				
725	OUTBRN	12105	12525 1	755	OUTBRN	12222	12554 1				
726	OUTBRN	12108	12526 1	756	OUTBRN	12226	12555 1				
727	OUTBRN	12110	12527 1	757	OUTBRN	12227	12556 1				
728	OUTBRN	12119	12528 1	758	OUTBRN	12240	12557 1				
729	OUTBRN	12122	12529 1	759	OUTBRN	12271	12559 1				
730	OUTBRN	12125	12530 1	760	OUTBRN	12272	12560 1				
731	OUTBRN	12127	12531 1	761	OUTBRN	12278	12561 1				
732	OUTBRN	12132	12524 1	762	OUTBRN	12279	12563 1				
733	OUTBRN	12133	12532 1	763	OUTBRN	12281	12565 1				
734	OUTBRN	12142	12533 1	764	OUTBRN	12283	12566 1				
735	OUTBRN	12145	12534 1	765	OUTBRN	12284	12567 1				
736	OUTBRN	12146	12535 1	766	OUTBRN	12285	12339 1				
737	OUTBRN	12147	12536 1	767	OUTBRN	12286	12568 1				
738	OUTBRN	12150	12537 1	768	OUTBRN	12313	12314 1				
739	OUTBRN	12153	12538 1	769	OUTBRN	12315	12316 1				

740	OUTBRN	12161	12539 1	770	OUTBRN	12323	12331 1		
741	OUTBRN	12163	12540 1	771	OUTBRN	12324	12325 1		
742	OUTBRN	12169	12541 1	772	OUTBRN	12333	12334 1		
743	OUTBRN	12171	12542 1	773	OUTBRN	12335	12336 1		
744	OUTBRN	12171	12562 1	774	OUTBRN	12337	12338 1		
745	OUTBRN	12176	12543 1	775	OUTBRN	14001	16023 1		
746	OUTBRN	12177	12564 1	776	OUTBRN	14006	16025 1		
747	OUTBRN	12178	12544 1	777	OUTBRN	14010	16028 1		
748	OUTBRN	12179	12545 1	778	OUTBRN	14012	14013 1		
749	OUTBRN	12186	12548 1	779	OUTBRN	14014	14015 1		
750	OUTBRN	12192	12549 1	780	OUTBRN	14018	14019 1		

Listado de contingencias, transformadores 3 devanados:

784	3 WT	1106	1113 1502 1
785	3 WT	1106	1151 1504 1
786	3 WT	1107	1155 1507 1
787	3 WT	1107	1155 1522 1
788	3 WT	1108	1152 1503 1
789	3 WT	1109	1154 1513 1
790	3 WT	1110	1306 1501 1
791	3 WT	1114	1156 1509 1
792	3 WT	1114	1156 1511 1

793	3 WT	1119	1820 1519 1
794	3 WT	1119	1304 1506 1
795	3 WT	1124	14038 1530 1
796	3 WT	1127	12091 1532 1
797	3 WT	1127	12092 1533 1
798	3 WT	1133	1722 1531 1
799	3 WT	1136	1152 1518 1
800	3 WT	1136	1153 1505 1
801	3 WT	1139	1144 1529 1
802	3 WT	1150	12332 1534 1
803	3 WT	1422	1411 1525 1
804	3 WT	1499	1409 1521 1
805	3 WT	1710	1409 1516 1
806	3 WT	1730	1735 1527 1
807	3 WT	1732	1736 1526 1
808	3 WT	1771	1772 1524 1
809	3 WT	1822	1305 1520 1
810	3 WT	1841	1842 1528 1
811	3 WT	1843	1347 1536 1

7.8 Resultados Demanda Máxima

Violaciones PLP 2,022 2,023		
Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	LBRESP230	Overload
Insecure	CENCEN692	Overload
Insecure	CRISMO69	Overload
Insecure	3WT ESP230/69	Overload
Insecure	ALBISA230	Low Voltage
Insecure	ESPXEL69D	Low Voltage
Insecure	ALKSOL69	Low Voltage
Insecure	ALKXEL69D	Low Voltage
Insecure	LRUMOR69	Low Voltage
Insecure	PANMOR230	Low Voltage
Insecure	3WT ESP230/69	Low Voltage
Insecure	3WT MOR230/69	Low Voltage
Insecure	GSUGST69	Instability
Insecure	GSTSJG69	Instability
Insecure	CHMSJG69	Instability
Insecure	COALIB69	Instability
Insecure	ESPSMR69	Instability
Insecure	LBRLIB691	Instability
Insecure	PANSAS230	Instability

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	VA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
3WT ESP230/69	1304	ESP-69	1321	ZUN-69D	1	1	3	91.26	83.8	108.9
3WT ESP230/69	1321	ZUN-69D	1322	ZUN-69	1	1	3	92.96	83.8	110.9
CENCEN692	12027	CEN-692	12050	CRI-69	1	1	2	74.16	70.51	105.2
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	102.46	70.51	145.3
CRISMO69	1204	CEN-69	12027	CEN-692	1	1	2	96.36	88.44	109
LBRESP230	1304	ESP-69	1321	ZUN-69D	1	1	3	84.69	83.8	101.1
LBRESP230	1321	ZUN-69D	1322	ZUN-69	1	1	3	85.37	83.8	101.9

7.3.2.5 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GSUGST69	Instability
GSTSJG69	Instability
CHMSJG69	Instability
COALIB69	Instability
ESPSMR69	Instability
LBRLIB691	Instability
PANSAS230	Instability

7.3.2.6 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus Name	Area	Base kV	Voltage	Limit	Group	Violation

	Bus No.				kV	p.u.	Low	High		
ALBISA230(1102 1150 1)	1150	ISA-230 230.	1	230.000	204.120	0.888	0.900	1.100	2.000	-0.013
ALBISA230(1102 1150 1)	1105	ENR-230 230.	1	230.000	204.140	0.888	0.900	1.100	2.000	-0.012
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1326	ZCP-69 69.0	1	69.000	53.880	0.781	0.900	1.100	2.000	-0.119
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1313	QUI-69 69.0	1	69.000	54.860	0.795	0.900	1.100	2.000	-0.105
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1317	TOT-69 69.0	1	69.000	54.990	0.797	0.900	1.100	2.000	-0.103
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1318	ALK-69 69.0	1	69.000	55.510	0.805	0.900	1.100	2.000	-0.096
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1329	XEL-69D 69.0	1	69.000	55.520	0.805	0.900	1.100	2.000	-0.095
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1315	SOL-69 69.0	1	69.000	57.300	0.830	0.900	1.100	2.000	-0.070
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1811	CSA-69 69.0	1	69.000	58.580	0.849	0.900	1.100	2.000	-0.051
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1810	PAT-69 69.0	1	69.000	59.220	0.858	0.900	1.100	2.000	-0.042
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1833	TOL-69 69.0	1	69.000	60.160	0.872	0.900	1.100	2.000	-0.028
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1301	CHM-69 69.0	1	69.000	61.490	0.891	0.900	1.100	2.000	-0.009
ESPXEL69D(1304 1329 1)	1806	GEC-69 69.0	1	69.000	61.490	0.891	0.900	1.100	2.000	-0.009
ALKSOL69(1315 1318 1)	1326	ZCP-69 69.0	1	69.000	61.210	0.887	0.900	1.100	2.000	-0.013
ALKSOL69(1315 1318 1)	1313	QUI-69 69.0	1	69.000	62.010	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.001
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1326	ZCP-69 69.0	1	69.000	53.760	0.779	0.900	1.100	2.000	-0.121
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1313	QUI-69 69.0	1	69.000	54.740	0.793	0.900	1.100	2.000	-0.107
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1317	TOT-69 69.0	1	69.000	54.830	0.795	0.900	1.100	2.000	-0.105
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1318	ALK-69 69.0	1	69.000	55.350	0.802	0.900	1.100	2.000	-0.098
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1315	SOL-69 69.0	1	69.000	57.190	0.829	0.900	1.100	2.000	-0.071
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1811	CSA-69 69.0	1	69.000	58.500	0.848	0.900	1.100	2.000	-0.052
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1810	PAT-69 69.0	1	69.000	59.140	0.857	0.900	1.100	2.000	-0.043

ALKXEL69D(1318 1329 1)	1833	TOL-69 69.0	1	69.000	60.090	0.871	0.900	1.100	2.000	-0.029
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1301	CHM-69 69.0	1	69.000	61.430	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010
ALKXEL69D(1318 1329 1)	1806	GEC-69 69.0	1	69.000	61.430	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010
LRUMOR69(1407 1736 1)	14030	STC-69 69.0	1	69.000	61.280	0.888	0.900	1.100	2.000	-0.012
LRUMOR69(1407 1736 1)	1410	PBA-69 69.0	1	69.000	61.300	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.012
LRUMOR69(1407 1736 1)	1424	GEN-69 69.0	1	69.000	61.360	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.011
PANMOR230(1710 1732 1)	14030	STC-69 69.0	1	69.000	61.330	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.011
PANMOR230(1710 1732 1)	1410	PBA-69 69.0	1	69.000	61.360	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.011
PANMOR230(1710 1732 1)	1424	GEN-69 69.0	1	69.000	61.420	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010
3WT ESP230/69(1119 1304 1)	1326	ZCP-69 69.0	1	69.000	61.530	0.892	0.900	1.100	2.000	-0.008
3WT MOR230/69(1732 1736 1)	14030	STC-69 69.0	1	69.000	61.360	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.011
3WT MOR230/69(1732 1736 1)	1410	PBA-69 69.0	1	69.000	61.380	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010
3WT MOR230/69(1732 1736 1)	1424	GEN-69 69.0	1	69.000	61.440	0.891	0.900	1.100	2.000	-0.010

7.9 Resultados Demanda Media

Violaciones PLP 2,022 2,023		
Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	CENCEN692	Overload
Insecure	CRISMO69	Overload
Insecure	GSUGST69	Instability
Insecure	GSTSJG69	Instability

Insecure	CHMSJG69	Instability
Insecure	COALIB69	Instability
Insecure	ESPSMR69	Instability
Insecure	LBRLIB691	Instability

7.3.2.7 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	VA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
CENCEN692	12027	CEN-692	12050	CRI-69	1	1	2	73.48	70.510	104.2
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	98.46	70.510	139.6
CRISMO692	1204	CEN-69	12027	CEN-692	1	1	2	93.07	88.440	105.2

7.3.2.8 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GSUGST69	Instability
GSTSJG69	Instability
CHMSJG69	Instability
COALIB69	Instability

ESPSMR69	Instability
LBRLIB691	Instability

7.3.2.9 Violaciones de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN VIOLACIONES DE VOLTAJE -

7.10 Resultados de Demanda Mínima

Violaciones PLP 2,022 2,023		
Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	NOVGNO69	Low Voltage
Insecure	COALIB69	Low Voltage
Insecure	LBRLIB691	Low Voltage
Insecure	PANSAS230	Low Voltage

7.3.2.10 Sobrecargas

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN SOBRECARGA -

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN COLAPSO DE VOLTAJE -

7.3.2.12 *Violaciones de Voltaje*

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
NOVGNO69 (1152 1408 1)	1667	CGP-69 69.0	1	69.000	62.030	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.001
NOVGNO69 (1152 1408 1)	1408	NOV-69 69.0	1	69.000	62.090	0.900	0.900	1.100	2.000	0.000
COALIB69(1302 1862 1)	1876	COA-692 69.0	1	69.000	59.270	0.859	0.900	1.100	2.000	-0.041
COALIB69(1302 1862 1)	1302	COA-69 69.0	1	69.000	59.280	0.859	0.900	1.100	2.000	-0.041
COALIB69(1302 1862 1)	1310	MEL-69 69.0	1	69.000	59.610	0.864	0.900	1.100	2.000	-0.036
LBRLIB691(1306 1862 1)	1876	COA-692 69.0	1	69.000	59.810	0.867	0.900	1.100	2.000	-0.033
LBRLIB691(1306 1862 1)	1302	COA-69 69.0	1	69.000	59.820	0.867	0.900	1.100	2.000	-0.033
LBRLIB691(1306 1862 1)	1862	LIB-691 69.0	1	69.000	59.860	0.868	0.900	1.100	2.000	-0.032
LBRLIB691(1306 1862 1)	1861	LIB-69 69.0	1	69.000	59.870	0.868	0.900	1.100	2.000	-0.032
LBRLIB691(1306 1862 1)	1310	MEL-69 69.0	1	69.000	60.100	0.871	0.900	1.100	2.000	-0.029
PANSAS230(1710 1771 1)	14030	STC-69 69.0	1	69.000	61.890	0.897	0.900	1.100	2.000	-0.003
PANSAS230(1710 1771 1)	1410	PBA-69 69.0	1	69.000	61.890	0.897	0.900	1.100	2.000	-0.003
PANSAS230(1710 1771 1)	1424	GEN-69 69.0	1	69.000	61.950	0.898	0.900	1.100	2.000	-0.002

7.11 *Resumen de resultados*

Contingencia	SEP22 1900	SEP22 1100	SEP22 0300	MAR23 1900	MAR23 1100	MAR23 0300
CENCEN692	SC	SC		SC	SC	
3WT ESP230/69	SC			SC / BV		

LBREPI69	BV	BV				
GSUGST69	CV	CV		CV	CV	
ALBISA230				BV		
ESPXEL69D	SC / BV			BV		
ROOSJS69D	CV	CV				
SOLALK69	BV			BV		
ALKXEL69	SC / BV			BV		
CHMSJG69	CV	CV		CV	CV	
MORLRU69				BV		
3W MOR230/69				BV		
PANMOR230				BV		
CQUSJS69	CV	CV				
GNONOV69						BV
COALIB69				CV	CV	BV
LBRLIB69				CV	CV	BV
CRISMO692	SC			SC	SC	
PANSAS230				CV		BV
LBRESP230	BV			SC		
MONMON694	CV	CV				
PGOSIQ230	SC					
ESPMSR69				CV	CV	

LCRMAZ69	BV					
LBRPGO230	SC					
MONROO69	CV	CV				
GSTSJG69				CV	CV	

SC= Sobrecarga, CV=Colapso de Voltaje, BV=Bajo Voltaje, AV= Alto Voltaje, ISLA (dependiendo del despacho de los generadores en el área afectada)

7.12 Unidades Requeridas por Restricciones Operativas

Para cumplir con el numeral 2.2.2 “Oferta Firme Eficiente de aquellas unidades requeridas por restricciones operativas” de la Norma de Coordinación Comercial No. 2 “Oferta y Demanda Firme”, a continuación se detallan los criterios, los registros y el análisis correspondiente para determinar la necesidad de generación por restricciones operativas, operación en isla y control de potencia reactiva y tensión, para el presente año estacional.

7.12.1 Criterios

- Los siguientes escenarios representan el Año Estacional:
 - Septiembre 2,022 - época lluviosa
 - Demanda Máxima
 - Demanda Media
 - Demanda Mínima

- Marzo 2,023 – época seca
 - Demanda Máxima
 - Demanda Media
 - Demanda Mínima

- *Sobrecarga:*
 - 100 % del límite térmico a 75°C (RATE B) para líneas de transmisión y transformadores

- *Alto y Bajo Voltaje:*
 - 0.95 – 1.05 P.U. – En condiciones normales de operación o mantenimiento programado.
 - 0.90 – 1.10 P.U. – En condiciones N-1.

- Se consideran solamente las instalaciones de transporte que se encuentran en operación comercial previo a la presentación del presente informe.

- Se identifica la generación forzada por restricciones en el sistema principal y sistema secundario de transporte de los informes finales de transacciones económicas, programa de despacho diario de generación y reporte diario del Centro de Despacho de Carga.

7.12.2 Registros

Tabla 5.1. Generación Forzada 2,021

Fecha	Generación Forzada	Razón de Convocatoria	Indisponibilidad en el Sistema de Transporte	Elementos Afectados
Enero 2,021				
Febrero 2,021				
6/02/2021 14:11 - 19:13	TER-B4	Control de potencia reactiva y tensión	LT Guatemala Sur - Chimaltenango 69 kV	SE Chimaltenango
6/02/2021 16:57 - 19:14	TER-B3			
Marzo 2,021				
Abril 2,021				
Mayo 2,021				
11/05/2021 07:44 - 15:41	TER-B4	Control de potencia reactiva y tensión	LT Sololá - Alaska 69 kV	Area Occidente, SE Chimaltenango, SE Patzún
29/05/2021 19:55 - 20:46	ECR-B2	Control de potencia reactiva y tensión	LT Rio Dulce - Poptún 69 kV	SE Ixpanjajul, SE Poptún, SE Sayaxché
Junio 2,021				
1/06/2021 14:52 - 18:07	ECR-B2	Control de potencia reactiva y tensión	LT Vision de Aguila - Chisec 69 kV	SE Chisec, SE Playa Grande, SE Sayaxché, SE La Libertad II, SE Ixpanjajul, SE Poptún
Julio 2,021				
Agosto 2,021				
5/08/2021 15:57 - 18:11	TER-B3	Control de potencia reactiva y tensión	LT Guatemala Sur - Chimaltenango 69 kV	SE Chimaltenango

Fecha	Generación Forzada	Razón de Convocatoria	Indisponibilidad en el Sistema de Transporte	Elementos Afectados
Septiembre 2,021				
6/09/2021 08:41 - 12:10	GEN-B2	Control de potencia reactiva y tensión	LT Panaluya - San Agustin 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	SE Puerto Barrios, SE La Ruidosa, SE Peten, SE Poptun
8/09/2021 12:20 - 18:09	GEN-B2 y GEN-B3			
9/09/2021 08:15 - 18:40	GEN-B2 y GEN-B3			
10/09/2021 08:11 - 18:10	GEN-B2			
11/09/2021 09:22 - 17:38	GEN-B2			
18/09/2021 07:37 - 12:20	TER-B4	Control de potencia reactiva y tensión	LT Solola - Alaska 69 kV	Area Occidente, SE Chimaltenango, SE Patzún
Octubre 2,021				
8/10/2021 17:42 - 22:28	TER-B3	Control de potencia reactiva y tensión	LT Solola - Patzún 69 kV	SE Patzún, SE Cruz de Santiago y SE Chimalteango
15/10/2021 09:57 - 17:15	GEN-B2 y GEN-B3	Control de potencia reactiva y tensión	Capacitor SE Puerto Barrios	SE Puerto Barrios, SE La Ruidosa, SE Peten, SE Poptun
Noviembre 2,021				
4/11/2021 06:35 - 14:10	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT La Ruidosa - Genor 69 kV	SE Genor y SE Puerto Barrios
Diciembre 2,021				
12/12/2021 05:51 - 16:34	GEN-B1, GEN-B2 y GEN-B3	Operación en isla	LT La Ruidosa - Genor 69 kV	SE Genor y SE Puerto Barrios
Enero 2,022				

7.12.3 Análisis

Tabla 5.2. Análisis de 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, Sololá, Alaska, Quiché, Zacualpa, Tolimán, La Noria, Cocales, Totonicapán. 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 Sololá - Alaska 69 kV	No	Por medio de mantenimientos autorizados AMM-EENE22-TRN247 y AMM-FEB22-TRN78, el transportista ETCEE instaló 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 Sololá - 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	ECR-B2	LT Río Dulce - Poptún 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad de esta línea de transmisión, la demanda de SE Poptún 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	ECR-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 convocó 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.	-

En los anexos se muestra la diferencia del comportamiento del voltaje, en los elementos más afectados, con las indisponibilidades en el sistema de transporte al convocar generación forzada.

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
Genor	GEN-B1
	GEN-B2
	GEN-B3
	GEN-B4

D. ANEXOS





D.1. Septiembre 2,022

D.1.1. Demanda Máxima

• Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 22:15

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023 AREA TOTALS

DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,022 IN MW/MVAR

		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO			-NET INTERCHANGE-		
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GENE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1649.1	0.0	0.0	1740.1	0.0	0.0	0.0	0.0	79.2	-170.2	-170.2	0.0
GUATEMAL	10.8	0.0	0.0	234.7	-253.3	0.0	0.0	616.8	690.9	-44.8	-44.8	
2	0.0	0.0	0.0	38.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-38.0	-38.0	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	5.6	0.0	0.0	0.0	26.6	0.6	20.4	20.4	
3	0.0	0.0	0.0	24.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-24.3	-24.3	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	25.2	0.8	24.1	24.1	





	8	35132.5	0.0	0.0	34900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	232.5	232.5	0.0
MEXICO	8064.8	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2		
COLUMN	36781.6	0.0	0.0	36702.2	0.0	0.0	0.0	0.0	79.4	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	8075.5	0.0	0.0	8305.1	-253.3	0.0	0.0	668.6	692.3	0.0	0.0		

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 22:38

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,022

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601	CHX-H1			13.800	1	55.6	2.6	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9989	55.3			6	1	SYST
1602	CHX-H2			13.800	2	55.6	2.6	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9989	55.3			6	1	
1603	CHX-H3			13.800	3	55.6	2.6	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9989	55.3			6	1	
1604	CHX-H4			13.800	4	55.6	2.6	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9989	55.3			6	1	
1605	CHX-H5			13.800	5	55.6	2.6	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9989	55.3			6	1	
1606	AGU-H1			10.000	1	25.8	2.4	22.5	-18.8	1.0200	25.4	0.9958	37.5			6	1	





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1607	AGU-H2	10.000	2	25.8	2.4	22.5	-18.8	1.0200	25.4	0.9958	37.5	6	1
	1608	AGU-H3	10.000	3	25.8	2.4	22.5	-18.8	1.0200	25.4	0.9958	37.5	6	1
	1609	JUR-H1	13.800	1	19.5	-0.8	10.0	-10.0	1.0100	19.3	0.9992	25.0	6	1
	1610	JUR-H2	13.800	2	19.5	-2.1	10.0	-10.0	1.0050	19.5	0.9944	25.0	6	1
	1611	JUR-H3	13.800	3	19.5	3.2	10.0	-10.0	1.0250	19.3	0.9871	25.0	6	1
	1612	LES-H	6.9000	1	5.8	0.3	2.0	-1.0	1.0250	5.7	0.9982	7.5	6	1
	1612	LES-H	6.9000	2	5.8	0.3	2.0	-1.0	1.0250	5.7	0.9982	7.5	6	1
	1613	RBO-H	4.1600	1	9.9	0.7	5.0	-2.0	1.0280	9.6	0.9977	12.5	6	1
	1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0223	1.9	1.0000	2.5	6	1
	1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0223	1.9	1.0000	2.5	6	1
	1614	SMA-H	2.3000	3	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0223	1.9	1.0000	2.5	6	1
	1615	SAL-H	2.3000	1	2.0	0.1	0.3	0.0	1.0180	2.0	0.9996	2.5	6	1
	1644	ZUN-G	13.200	1	3.6	-1.2	2.0	-2.0	1.0050	3.8	0.9495	5.6	6	1
	1644	ZUN-G	13.200	2	3.6	-1.2	2.0	-2.0	1.0050	3.8	0.9495	5.6	6	1
	1644	ZUN-G	13.200	3	3.6	-1.2	2.0	-2.0	1.0050	3.8	0.9495	5.6	6	1
	1644	ZUN-G	13.200	4	3.6	-1.2	2.0	-2.0	1.0050	3.8	0.9495	5.6	6	1
	1644	ZUN-G	13.200	5	3.6	-1.2	2.0	-2.0	1.0050	3.8	0.9495	5.6	6	1
	1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	-1.5	10.0	-5.0	1.0100	15.7	0.9955	19.5	6	1
	1646	PAS-H1	4.1600	1	6.0	-0.3	1.0	-1.0	1.0100	6.0	0.9990	7.5	6	1
	1647	PAS-H2	4.1600	2	6.0	0.2	1.0	-1.0	1.0150	5.9	0.9994	7.5	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1651	SJO-C	13.800	1	135.8	13.3	64.0	-30.0	1.0290	132.6	0.9952	160.0	6	1
	1656	REN-H1	6.9000	1	21.1	0.5	11.9	-7.3	1.0100	20.9	0.9997	23.5	6	1
	1657	REN-H2	6.9000	2	21.1	0.5	11.9	-7.3	1.0100	20.9	0.9997	23.5	6	1
	1658	REN-H3	6.9000	3	21.1	0.5	11.9	-7.3	1.0100	20.9	0.9997	23.5	6	1
	1662	LVA-H1	13.800	1	19.9	0.2	15.0	0.0	1.0250	19.4	1.0000	26.0	6	1
	1663	LVA-H2	13.800	2	19.9	0.2	15.0	0.0	1.0250	19.4	1.0000	26.0	6	1
	1664	MTZ-H	4.1600	1	11.5	2.0	6.4	0.0	1.0250	11.3	0.9855	13.4	6	1
	1665	SIS-H	4.1600	1	1.6	0.1	0.8	0.0	1.0280	1.5	0.9974	2.1	6	1
	1666	CAN-H1	13.800	1	22.3	-4.9	12.5	-10.0	1.0200	22.4	0.9767	28.3	6	1
	1670	CAN-H2	13.800	2	22.3	0.9	12.5	-10.0	1.0280	21.7	0.9991	28.3	6	1
	1671	PAL-H	6.3000	1	1.9	0.6	2.0	-1.0	1.0250	1.9	0.9575	3.2	6	1
	1671	PAL-H	6.3000	2	1.9	0.6	2.0	-1.0	1.0250	1.9	0.9575	3.2	6	1
	1674	REC-H	13.800	1	12.3	-1.0	9.1	-7.2	1.0050	12.3	0.9965	17.2	6	1
	1674	REC-H	13.800	2	12.3	-1.0	9.1	-7.2	1.0050	12.3	0.9965	17.2	6	1
	1676	MTO-H	13.800	1	6.1	-2.4	4.0	-3.8	1.0200	6.4	0.9295	7.7	6	1
	1676	MTO-H	13.800	2	6.1	-2.4	4.0	-3.8	1.0200	6.4	0.9295	7.7	6	1
	1690	CND-H	6.6000	1	4.3	-0.6	2.0	-1.0	1.0100	4.3	0.9900	5.4	6	1
	1691	ORT-G	12.470	1	7.9	1.6	9.0	0.0	1.0250	7.9	0.9807	15.0	6	1
	1691	ORT-G	12.470	2	7.9	1.6	9.0	0.0	1.0250	7.9	0.9807	15.0	6	1
	1693	PVI-H1	13.800	1	42.8	1.4	23.5	-23.5	1.0200	42.0	0.9995	50.0	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1694	PVI-H2	13.800	2	42.8	-1.1	23.5	-23.5	1.0150	42.2	0.9997	50.0	6	
	1902	LLI-C	13.800	1	14.5	1.0	6.6	-3.5	1.0220	14.2	0.9977	24.6	6	1
	1912	XAC-H1	13.800	1	45.8	-2.7	27.8	-27.8	1.0000	45.8	0.9983	55.3	6	1
	1913	XAC-H2	13.800	2	45.8	-2.7	27.8	-27.8	1.0000	45.8	0.9983	55.3	6	1
	1915	ECR-B	13.800	1	2.5	0.5	3.9	0.0	1.0050	2.5	0.9814	6.4	6	1
	1923	PNA-H1	4.1600	1	3.0	1.9	2.4	-1.9	1.0250	3.5	0.8538	4.0	6	1
	1923	PNA-H1	4.1600	2	3.1	1.9	2.4	-1.9	1.0250	3.5	0.8538	4.0	6	1
	1924	PNA-H2	0.4800	3	0.8	-0.1	0.7	-0.6	1.0150	0.8	0.9944	1.1	6	1
	1945	CHO-H	6.6000	1	4.2	-2.5	7.3	-5.8	1.0050	4.8	0.8628	19.5	6	1
	1948	MNL-H7	6.6000	13	3.4	0.1	3.7	-2.2	1.0250	3.3	0.9996	6.1	6	1
	1953	MNL-H1	0.4800	1	1.1	-0.1	0.6	-0.4	1.0150	1.1	0.9985	1.3	6	1
	1953	MNL-H1	0.4800	2	1.1	-0.1	0.6	-0.4	1.0150	1.1	0.9985	1.3	6	1
	1954	REN-H4	13.800	1	26.0	2.3	18.0	-17.9	1.0200	25.6	0.9962	33.8	6	1
	1955	REN-H5	13.800	2	26.0	2.3	18.0	-17.9	1.0200	25.6	0.9962	33.8	6	1
	1956	REN-H6	13.800	3	26.0	2.3	18.0	-17.9	1.0200	25.6	0.9962	33.8	6	1
	1957	REN-H7	13.800	4	26.0	-3.2	18.0	-17.9	1.0000	26.2	0.9923	33.8	6	1
	1960	GCS-C1	13.800	1	29.4	-2.7	20.7	-16.6	1.0100	29.3	0.9958	41.5	6	1
	1964	STS-H1	6.3000	1	8.0	-2.0	5.0	-4.0	1.0000	8.3	0.9702	9.4	6	1
	1965	STS-H2	6.3000	2	8.0	-2.0	5.0	-4.0	1.0000	8.3	0.9702	9.4	6	1
	1969	HLP-H	4.1600	1	1.1	0.2	1.8	-1.0	1.0250	1.1	0.9813	4.3	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1970	MAG-B5	13.800	6	56.2	-1.9	46.5	-37.2	1.0120	55.6	0.9995	77.5	6
	1975	VDA-H	0.6900	1	1.5	0.7	0.7	-0.6	1.0220	1.6	0.9142	1.7	6
	1977	MAG-B6	13.800	7	50.0	2.4	33.8	-24.2	1.0190	49.2	0.9989	77.5	6
	1978	HAG-H	13.800	1	2.0	-0.4	1.3	-1.0	1.0200	2.0	0.9772	2.4	6
	1981	OXE-H2	13.800	1	18.6	1.2	12.1	-12.1	1.0200	18.2	0.9978	23.0	6
	1981	OXE-H2	13.800	2	18.6	1.2	12.1	-12.1	1.0200	18.2	0.9978	23.0	6
	1981	OXE-H2	13.800	3	18.6	1.2	12.1	-12.1	1.0200	18.2	0.9978	23.0	6
	1982	VBL-E	0.6500	1	1.1	0.3	0.6	-0.6	1.0190	1.1	0.9663	24.5	6
	1983	LCU-E	0.6900	1	1.5	-6.2	9.8	-9.8	1.0050	6.4	0.2348	33.2	6
	1984	REN-H11	13.800	1	24.8	-3.2	23.9	-17.6	1.0000	25.0	0.9918	33.5	6
	1985	REN-H12	13.800	2	24.8	-3.2	23.9	-17.6	1.0000	25.0	0.9917	33.5	6
	1990	REN-H8	13.800	1	21.7	-0.7	15.0	-13.4	1.0100	21.5	0.9994	28.5	6
	1991	REN-H9	13.800	2	21.7	-0.7	15.0	-13.4	1.0100	21.5	0.9995	28.5	6
	1992	REN-H10	13.800	3	21.7	-0.1	15.0	-13.4	1.0125	21.4	1.0000	28.5	6
	1998	CBN-H	6.6000	1	4.3	0.2	3.2	-2.6	1.0150	4.2	0.9989	6.1	6
	1998	CBN-H	6.6000	2	4.3	0.2	3.2	-2.6	1.0150	4.2	0.9989	6.1	6
	16002	XAD-H1	13.800	1	28.2	1.7	18.0	-17.8	1.0150	27.8	0.9982	34.2	6
	16003	XAD-H2	13.800	2	28.2	1.7	18.0	-17.8	1.0150	27.8	0.9982	34.2	6
	16007	MNL-H2	0.4800	12	0.3	0.0	0.4	-0.2	1.0150	0.3	0.9986	0.6	6
	16007	MNL-H2	0.4800	3	1.1	-0.1	0.6	-0.4	1.0150	1.1	0.9986	1.3	6





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	16008 MNL-H3	0.4800	4	0.5	0.0	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9981	0.7	6	1
	16008 MNL-H3	0.4800	5	0.5	0.0	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9981	0.7	6	1
	16009 MNL-H4	6.6000	6	3.3	-0.4	2.5	-1.3	1.0150	3.3	0.9944	4.2	6	1
	16009 MNL-H4	6.6000	7	3.3	-0.4	2.5	-1.3	1.0150	3.3	0.9944	4.2	6	1
	16010 MNL-H5	6.6000	8	3.3	-0.3	2.5	-1.3	1.0150	3.3	0.9946	4.2	6	1
	16010 MNL-H5	6.6000	9	3.3	-0.3	2.5	-1.3	1.0150	3.3	0.9946	4.2	6	1
	16011 MNL-H6	6.6000	10	3.3	0.2	2.5	-1.3	1.0250	3.3	0.9989	4.2	6	1
	16011 MNL-H6	6.6000	11	3.3	0.2	2.5	-1.3	1.0250	3.3	0.9989	4.2	6	1
	16016 LIB-H	6.9000	1	9.3	0.8	7.1	-3.7	1.0270	9.1	0.9960	11.8	6	1
	16023 OXE-H	13.800	1	11.0	-1.6	6.3	-6.2	1.0150	10.9	0.9897	14.5	6	1
	16024 LFU-H	6.6000	1	13.2	-1.0	5.1	-4.7	1.0000	13.3	0.9973	15.1	6	1
	16025 CAF-H	4.1600	1	4.1	0.0	2.9	-1.2	1.0250	4.0	1.0000	4.9	6	1
	16025 CAF-H	4.1600	2	4.1	0.0	2.9	-1.2	1.0250	4.0	1.0000	4.9	6	1
	16026 FLO-H	4.1600	1	2.2	0.6	1.5	-0.9	1.0300	2.2	0.9642	2.5	6	1
	16026 FLO-H	4.1600	2	2.2	0.6	1.5	-0.9	1.0300	2.2	0.9642	2.5	6	1
	16028 RAA-H	4.1600	1	2.1	0.8	1.5	-0.9	1.0300	2.2	0.9381	2.8	6	1
	16028 RAA-H	4.1600	2	2.1	0.8	1.5	-0.9	1.0300	2.2	0.9381	2.8	6	1
	16029 REC-H2	13.800	1	10.3	-1.2	7.6	-4.5	1.0100	10.3	0.9933	14.4	6	1
	16029 REC-H2	13.800	2	10.3	-1.2	7.6	-4.5	1.0100	10.3	0.9933	14.4	6	1
	SUBSYSTEM TOTALS			1649.1	10.8	1047.0	-784.8				2126.6		





- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    MON, FEB 21 2022  22:40
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,022
                OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL  ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME  --X BASKV  AREA  BUS# X-- NAME  --X BASKV  AREA  CKT LOADING  RATING PERCENT
                * NONE *
```

- Sobrecarga en Transformadores.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    MON, FEB 21 2022  22:40
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,022
                OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL  ]
```





SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)

MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
12052	CVI-69	69.000*	1	12512	CVI-13	13.800	1	1	16.0	14.0	114.4
12102	LFL-69	69.000*	1	12523	LFL-13	13.800	1	1	15.2	14.0	108.4
12214	HFL-69	69.000*	1	12518	HFL-13	13.800	1	1	15.6	14.0	111.7

• Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 22:41

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,022

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
------	----------	-----------	------	--------	--------	------	----------	-----------	------	--------	--------

* NONE *





BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

- Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.1 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS

MON, FEB 21 2022 22:47

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,022

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL] ZONE 1 [TRONCAL]

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES





- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X			THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
			/I+/ AN(I+)		/3I0/ AN(I+)	
601	[MOR-231	230.00] AMP	1619.0	-93.97	1261.6	-94.97
701	[IZA-231	230.00] AMP	2233.5	-86.85	1626.6	-85.78
801	[CRU-230	230.00] AMP	6511.7	-90.96	5771.2	-91.04
1101	[AGU-230	230.00] AMP	9128.9	-88.04	11044.0	-89.77
1102	[ALB-230	230.00] AMP	10084.2	-88.64	12811.4	-90.43
1103	[CHX-231	230.00] AMP	8980.0	-86.31	9804.0	-87.44
1105	[ENR-230	230.00] AMP	4008.8	-89.86	3784.1	-94.95
1106	[ESC-231	230.00] AMP	10111.7	-88.63	12871.1	-90.42
1107	[GES-231	230.00] AMP	9582.3	-86.57	11164.6	-89.23
1108	[GNO-231	230.00] AMP	9292.8	-86.34	10328.2	-88.89
1109	[GSU-231	230.00] AMP	9399.1	-87.02	10809.2	-89.68
1110	[LBR-231	230.00] AMP	8184.9	-90.77	7749.8	-91.61
1112	[TAM-230	230.00] AMP	9377.1	-88.71	11119.2	-90.64
1113	[ESC-138	138.00] AMP	6597.6	-97.22	8086.3	-98.33
1114	[GSU-138	138.00] AMP	5726.9	-96.94	6277.6	-98.74





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6496.9	-97.09	7316.7	-97.66
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13176.0	-103.05	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	6720.3	-92.23	6808.0	-95.03
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5294.7	-89.67	4970.1	-91.67
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	10001.7	-88.73	12611.6	-90.29
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	4709.4	-91.06	5596.8	-93.49
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5621.8	-96.45	5964.1	-97.03
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5584.7	-96.42	5901.2	-96.97
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	8149.5	-88.85	8643.1	-90.36
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4506.2	-92.03	3835.2	-92.45
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4568.9	-91.98	3914.5	-92.44
1127	[INC-230	230.00]	AMP	7203.4	-88.18	6422.4	-94.09
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7388.7	-88.38	5584.4	-88.10
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4603.6	-91.94	3943.6	-92.38
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	7202.3	-89.25	6551.0	-90.65
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	4063.5	-95.37	4036.7	-97.18
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	9010.0	-89.93	9562.5	-90.71
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3655.0	-86.50	3107.1	-87.08
1135	[REN-232	230.00]	AMP	5299.7	-85.96	5840.0	-86.77
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	9292.8	-86.34	10328.2	-88.89





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1139	[PLT-230	230.00]	AMP	7166.8	-90.47	6781.5	-91.02
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	10057.7	-88.81	12720.5	-90.38
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9405.1	-86.29	10081.2	-86.95
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	3904.6	-102.13	3925.4	-103.73
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7074.8	-90.56	6586.1	-90.80
1148	[REN-234	230.00]	AMP	5219.2	-85.93	5710.5	-86.69
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	5486.0	-90.99	4293.7	-91.22
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	4647.7	-89.61	4258.8	-94.69
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	10370.2	-99.31	11797.4	-101.12
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12979.8	-95.67	13866.6	-98.46
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7766.0	-99.51	7804.1	-102.04
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	13790.9	-96.59	14713.6	-99.90
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15077.6	-95.53	16270.5	-99.12
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	11439.9	-97.00	13108.2	-99.50
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	9399.1	-87.02	10809.2	-89.68
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	10111.7	-88.63	12871.1	-90.42
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	10111.7	-88.63	12871.1	-90.42
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	7141.3	-91.83	7270.8	-94.61
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	7077.9	-91.15	6683.1	-91.47
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	8022.2	-90.51	7820.3	-90.74





1169	[MTI-230	230.00]	AMP	7292.0	-90.97	6815.9	-91.02
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	8151.6	-88.60	8592.4	-90.33
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	7887.3	-88.84	8297.3	-90.47
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4558.2	-95.68	4729.4	-97.25
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9432.9	-85.96	9303.3	-86.16
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10953.2	-90.42	10732.7	-90.91
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9432.9	-85.96	9303.3	-86.16
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2960.4	-91.45	2753.7	-94.07
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2750.6	-86.79	2170.3	-86.89
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1847.3	-93.49	1532.6	-95.44
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5589.6	-86.05	6156.9	-86.84
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5363.2	-88.95	4669.8	-89.83
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7720.5	-86.36	7779.9	-86.37
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5846.0	-86.64	5949.1	-87.21
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4326.8	-89.63	3567.9	-90.61
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7879.1	-86.37	7971.5	-86.34
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	7217.9	-90.28	8552.2	-92.40
14025	[PSC-13	13.800]	AMP	3880.0	-106.44	4025.3	-107.78

D.1.2. Demanda Media.





• Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:04

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

AREA TOTALS

DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,022

IN MW/MVAR

		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO			-NET INTERCHANGE-			
	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GENE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
X-- AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT	
1	1585.7	0.0	0.0	1579.2	0.0	0.0	0.0	0.0	67.3	-60.8	-60.8	0.0	
GUATEMAL	48.5	0.0	0.0	267.0	-186.0	0.0	0.0	618.5	588.0	-2.0	-2.0		
2	0.0	0.0	0.0	90.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-90.3	-90.3	0.0	
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	44.5	0.0	0.0	0.0	25.6	2.2	-21.1	-21.1		
3	0.0	0.0	0.0	28.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-28.9	-28.9	0.0	
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-3.1	0.0	0.0	0.0	25.5	1.2	27.4	27.4		
8	32930.2	0.0	0.0	32750.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	180.0	180.0	0.0	
MEXICO	8855.1	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-4.4	-4.4		





COLUMN	34515.9	0.0	0.0	34448.0	0.0	0.0	0.0	0.0	67.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8903.7	0.0	0.0	9167.9	-186.0	0.0	0.0	669.5	591.4	0.0	0.0	

• Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, FEB 21 2022 23:06

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,022

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601		CHX-H1		13.800	1	55.6	0.9	29.0	-20.0	1.0220	54.4	0.9999	55.3		6	1	SYST	
1602		CHX-H2		13.800	2	55.6	0.9	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9999	55.3		6	1		
1603		CHX-H3		13.800	3	55.6	0.9	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9999	55.3		6	1		
1604		CHX-H4		13.800	4	55.6	0.9	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9999	55.3		6	1		
1605		CHX-H5		13.800	5	55.6	0.9	29.0	-20.0	1.0220	54.5	0.9999	55.3		6	1		
1606		AGU-H1		10.000	1	25.8	4.4	22.5	-18.8	1.0210	25.6	0.9859	37.5		6	1		
1607		AGU-H2		10.000	2	25.8	4.4	22.5	-18.8	1.0210	25.6	0.9859	37.5		6	1		
1608		AGU-H3		10.000	3	25.8	4.4	22.5	-18.8	1.0210	25.6	0.9859	37.5		6	1		
1609		JUR-H1		13.800	1	19.5	-0.4	10.0	-10.0	1.0210	19.1	0.9998	25.0		6	1		
1610		JUR-H2		13.800	2	19.5	-0.4	10.0	-10.0	1.0210	19.1	0.9998	25.0		6	1		
1611		JUR-H3		13.800	3	19.5	-0.4	10.0	-10.0	1.0210	19.1	0.9998	25.0		6	1		



Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1612	LES-H	6.9000	1	5.8	-0.7	2.0	-1.0	1.0100	5.8	0.9932	7.5	6
	1612	LES-H	6.9000	2	5.8	-0.7	2.0	-1.0	1.0100	5.8	0.9932	7.5	6
	1613	RBO-H	4.1600	1	9.9	1.0	5.0	-2.0	1.0250	9.7	0.9950	12.5	6
	1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0198	1.9	1.0000	2.5	6
	1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0198	1.9	1.0000	2.5	6
	1614	SMA-H	2.3000	3	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0198	1.9	1.0000	2.5	6
	1615	SAL-H	2.3000	1	2.0	0.1	0.3	0.0	1.0150	2.0	0.9990	2.5	6
	1644	ZUN-G	13.200	1	3.6	-0.1	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9996	5.6	6
	1644	ZUN-G	13.200	2	3.6	-0.1	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9996	5.6	6
	1644	ZUN-G	13.200	3	3.6	-0.1	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9996	5.6	6
	1644	ZUN-G	13.200	4	3.6	-0.1	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9996	5.6	6
	1644	ZUN-G	13.200	5	3.6	-0.1	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9996	5.6	6
	1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	0.9	10.0	-5.0	1.0250	15.5	0.9984	19.5	6
	1646	PAS-H1	4.1600	1	6.0	0.0	1.0	-1.0	1.0100	6.0	1.0000	7.5	6
	1647	PAS-H2	4.1600	2	6.0	0.0	1.0	-1.0	1.0100	6.0	1.0000	7.5	6
	1651	SJO-C	13.800	1	127.2	15.9	64.0	-30.0	1.0270	124.8	0.9922	160.0	6
	1652	PVE-H1	4.1600	1	3.0	0.0	1.0	-1.0	1.0100	2.9	0.9999	4.4	6
	1653	PVE-H2	4.1600	2	3.0	0.0	1.0	-1.0	1.0100	2.9	0.9999	4.4	6
	1656	REN-H1	6.9000	1	21.1	2.3	11.9	-7.3	1.0290	20.6	0.9941	23.5	6
	1657	REN-H2	6.9000	2	21.1	2.3	11.9	-7.3	1.0290	20.6	0.9941	23.5	6





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1658	REN-H3	6.9000	3	21.1	2.3	11.9	-7.3	1.0290	20.6	0.9941	23.5	6	1
	1662	LVA-H1	13.800	1	19.9	0.3	15.0	0.0	1.0250	19.4	0.9999	26.0	6	1
	1663	LVA-H2	13.800	2	19.9	0.3	15.0	0.0	1.0250	19.4	0.9999	26.0	6	1
	1664	MTZ-H	4.1600	1	9.2	2.4	6.4	0.0	1.0180	9.3	0.9674	13.4	6	1
	1665	SIS-H	4.1600	1	1.6	0.0	0.8	0.0	1.0190	1.6	0.9999	2.1	6	1
	1666	CAN-H1	13.800	1	16.1	-2.3	12.5	-10.0	1.0190	16.0	0.9900	28.3	6	1
	1670	CAN-H2	13.800	2	16.1	-2.3	12.5	-10.0	1.0190	16.0	0.9900	28.3	6	1
	1671	PAL-H	6.3000	1	1.9	-0.3	2.0	-1.0	1.0150	1.9	0.9865	3.2	6	1
	1671	PAL-H	6.3000	2	1.9	-0.3	2.0	-1.0	1.0150	1.9	0.9865	3.2	6	1
	1674	REC-H	13.800	1	10.5	-0.3	9.1	-7.2	1.0100	10.4	0.9995	17.2	6	1
	1674	REC-H	13.800	2	10.5	-0.3	9.1	-7.2	1.0100	10.4	0.9995	17.2	6	1
	1676	MTO-H	13.800	1	3.6	-2.3	4.0	-3.8	1.0150	4.1	0.8436	7.7	6	1
	1676	MTO-H	13.800	2	3.6	-2.3	4.0	-3.8	1.0150	4.1	0.8436	7.7	6	1
	1690	CND-H	6.6000	1	4.3	-0.2	2.0	-1.0	1.0200	4.2	0.9987	5.4	6	1
	1691	ORT-G	12.470	1	7.9	0.2	9.0	0.0	1.0250	7.8	0.9995	15.0	6	1
	1691	ORT-G	12.470	2	7.9	0.2	9.0	0.0	1.0250	7.8	0.9995	15.0	6	1
	1693	PVI-H1	13.800	1	35.5	1.4	23.5	-23.5	1.0250	34.7	0.9992	50.0	6	1
	1694	PVI-H2	13.800	2	35.5	1.4	23.5	-23.5	1.0250	34.7	0.9992	50.0	6	1
	1902	LLI-C	13.800	1	10.0	3.5	6.6	-3.5	1.0190	10.4	0.9450	24.6	6	1
	1912	XAC-H1	13.800	1	45.8	-0.5	27.8	-27.8	1.0100	45.3	0.9999	55.3	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1913	XAC-H2	13.800	2	45.8	-0.5	27.8	-27.8	1.0100	45.3	0.9999	55.3	6
	1915	ECR-B	13.800	1	2.5	0.7	3.9	0.0	1.0100	2.6	0.9658	6.4	6
	1923	PNA-H1	4.1600	1	3.0	0.9	2.4	-1.9	1.0050	3.2	0.9568	4.0	6
	1923	PNA-H1	4.1600	2	3.1	0.9	2.4	-1.9	1.0050	3.2	0.9568	4.0	6
	1924	PNA-H2	0.4800	3	0.8	0.0	0.7	-0.6	1.0050	0.8	0.9996	1.1	6
	1945	CHO-H	6.6000	1	1.0	-2.2	7.3	-5.8	1.0100	2.4	0.4090	19.5	6
	1953	MNL-H1	0.4800	1	1.1	0.0	0.6	-0.4	1.0180	1.1	1.0000	1.3	6
	1953	MNL-H1	0.4800	2	1.1	0.0	0.6	-0.4	1.0180	1.1	1.0000	1.3	6
	1954	REN-H4	13.800	1	26.0	2.7	18.0	-17.9	1.0290	25.4	0.9946	33.8	6
	1955	REN-H5	13.800	2	26.0	2.7	18.0	-17.9	1.0290	25.4	0.9946	33.8	6
	1956	REN-H6	13.800	3	26.0	2.7	18.0	-17.9	1.0290	25.4	0.9946	33.8	6
	1957	REN-H7	13.800	4	26.0	2.7	18.0	-17.9	1.0290	25.4	0.9946	33.8	6
	1960	GCS-C1	13.800	1	20.0	-3.7	20.7	-16.6	1.0150	20.0	0.9832	41.5	6
	1964	STS-H1	6.3000	1	8.0	0.1	5.0	-4.0	1.0200	7.9	0.9999	9.4	6
	1965	STS-H2	6.3000	2	8.0	0.1	5.0	-4.0	1.0200	7.9	0.9999	9.4	6
	1970	MAG-B5	13.800	6	30.0	4.6	46.5	-37.2	1.0190	29.8	0.9885	77.5	6
	1975	VDA-H	0.6900	1	0.5	0.2	0.7	-0.6	1.0100	0.5	0.9371	1.7	6
	1977	MAG-B6	13.800	7	30.0	5.9	33.8	-24.2	1.0190	30.0	0.9813	77.5	6
	1978	HAG-H	13.800	1	2.0	-0.5	1.3	-1.0	1.0200	2.0	0.9719	2.4	6
	1981	OXE-H2	13.800	1	18.6	1.4	12.1	-12.1	1.0100	18.4	0.9972	23.0	6





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1981 OXE-H2	13.800 2	18.6	1.4	12.1	-12.1	1.0100	18.4	0.9972	23.0	6	1
	1981 OXE-H2	13.800 3	18.6	1.4	12.1	-12.1	1.0100	18.4	0.9972	23.0	6	1
	1984 REN-H11	13.800 1	14.9	-5.9	23.9	-17.6	1.0000	16.0	0.9287	33.5	6	1
	1985 REN-H12	13.800 2	14.9	-5.9	23.9	-17.6	1.0000	16.0	0.9285	33.5	6	1
	1990 REN-H8	13.800 1	21.7	1.2	15.0	-13.4	1.0250	21.2	0.9984	28.5	6	1
	1991 REN-H9	13.800 2	21.7	1.8	15.0	-13.4	1.0270	21.2	0.9967	28.5	6	1
	1992 REN-H10	13.800 3	21.7	1.8	15.0	-13.4	1.0270	21.2	0.9967	28.5	6	1
	1998 CBN-H	6.6000 1	4.3	0.5	3.2	-2.6	1.0150	4.2	0.9945	6.1	6	1
	1998 CBN-H	6.6000 2	4.3	0.5	3.2	-2.6	1.0150	4.2	0.9945	6.1	6	1
	16002 XAD-H1	13.800 1	28.2	-0.8	18.0	-17.8	1.0110	27.9	0.9996	34.2	6	1
	16003 XAD-H2	13.800 2	28.2	-0.8	18.0	-17.8	1.0110	27.9	0.9996	34.2	6	1
	16007 MNL-H2	0.4800 3	1.1	0.1	0.6	-0.4	1.0200	1.1	0.9989	1.3	6	1
	16008 MNL-H3	0.4800 4	0.4	0.0	0.3	-0.2	1.0200	0.4	0.9989	0.7	6	1
	16008 MNL-H3	0.4800 5	0.4	0.0	0.3	-0.2	1.0200	0.4	0.9989	0.7	6	1
	16009 MNL-H4	6.6000 6	2.7	0.0	2.5	-1.3	1.0200	2.7	0.9998	4.2	6	1
	16009 MNL-H4	6.6000 7	2.7	0.0	2.5	-1.3	1.0200	2.7	0.9998	4.2	6	1
	16010 MNL-H5	6.6000 8	2.7	0.1	2.5	-1.3	1.0200	2.7	0.9998	4.2	6	1
	16010 MNL-H5	6.6000 9	2.7	0.1	2.5	-1.3	1.0200	2.7	0.9998	4.2	6	1
	16012 HRU-F	20.000 1	48.5	0.8	16.0	-16.0	1.0270	47.3	0.9999	55.0	6	1
	16014 SNT-E	0.6900 1	3.2	-0.6	0.6	-0.6	1.0017	3.3	0.9815	56.0	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	16015	HRU-F2	20.000	2	29.1	-2.0	9.6	-9.6	1.0200	28.6	0.9976	35.0	6
	16016	LIB-H	6.9000	1	4.8	0.4	7.1	-3.7	1.0220	4.7	0.9971	11.8	6
	16023	OXE-H	13.800	1	11.0	-1.1	6.3	-6.2	1.0150	10.9	0.9953	14.5	6
	16023	OXE-H	13.800	2	11.0	-1.1	6.3	-6.2	1.0150	10.9	0.9953	14.5	6
	16024	LFU-H	6.6000	1	8.5	0.5	5.1	-4.7	1.0200	8.3	0.9985	15.1	6
	16025	CAF-H	4.1600	1	3.5	0.4	2.9	-1.2	1.0180	3.5	0.9923	4.9	6
	16025	CAF-H	4.1600	2	3.5	0.4	2.9	-1.2	1.0180	3.5	0.9923	4.9	6
	16026	FLO-H	4.1600	1	2.2	-0.1	1.5	-0.9	1.0080	2.2	0.9985	2.5	6
	16026	FLO-H	4.1600	2	2.2	-0.1	1.5	-0.9	1.0080	2.2	0.9985	2.5	6
	16028	RAA-H	4.1600	1	2.1	0.1	1.5	-0.9	1.0100	2.1	0.9991	2.8	6
	16028	RAA-H	4.1600	2	2.1	0.1	1.5	-0.9	1.0100	2.1	0.9991	2.8	6
	16029	REC-H2	13.800	1	8.8	-0.8	7.6	-4.5	1.0100	8.7	0.9960	14.4	6
	16029	REC-H2	13.800	2	8.8	-0.8	7.6	-4.5	1.0100	8.7	0.9960	14.4	6
	SUBSYSTEM TOTALS		1585.7		48.5	1060.3	-802.8				2218.9		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

MON, FEB 21 2022 23:07

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,022





OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
------	-----	------	-----	-------	------	------	-----	------	-----	-------	------	-----	---------	--------	---------

* NONE *

- Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:08

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,022

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)

MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
12052		CVI-69		69.000*	1	12512		CVI-13		13.800	1	1	18.0	14.0	128.7





12102 LFL-69 69.000* 1 12523 LFL-13 13.800 1 1 17.1 14.0 121.9

• Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:08

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,022

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

• Corrientes de Falla Trifásica.





PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,022

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL] ZONE 1 [TRONCAL]

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
X-----	BUS -----X	/I+/	AN(I+)	/3I0/	AN(I+)
601	[MOR-231 230.00] AMP	1614.3	-93.14	1253.4	-93.95
701	[IZA-231 230.00] AMP	2244.5	-86.48	1630.1	-85.32





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

801	[CRU-230	230.00]	AMP	6539.0	-91.40	5777.7	-91.46
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	9216.5	-88.33	11116.8	-90.08
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	10185.5	-89.02	12920.8	-90.82
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	8993.6	-86.54	9819.7	-87.60
1105	[ENR-230	230.00]	AMP	4008.7	-90.26	3777.3	-95.34
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	10213.4	-89.02	12981.2	-90.81
1107	[GES-231	230.00]	AMP	9662.2	-86.80	11231.4	-89.43
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	9343.5	-86.58	10362.2	-89.05
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	9483.5	-87.28	10876.9	-89.91
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	8162.6	-92.37	7732.6	-92.98
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	9460.6	-89.09	11191.8	-91.04
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6593.5	-96.02	8090.3	-97.09
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5675.4	-96.07	6193.8	-97.80
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6477.1	-96.06	7308.8	-96.60
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13490.1	-103.03	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	6745.9	-92.73	6813.2	-95.55
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5291.3	-90.94	4973.5	-92.48
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	10098.7	-89.13	12708.9	-90.70
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	4716.0	-91.48	5595.6	-93.91
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5602.8	-95.47	5956.6	-96.02





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5566.3	-95.44	5894.6	-95.95
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	8234.9	-88.87	8685.7	-90.44
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4531.1	-91.44	3821.6	-92.17
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4593.9	-91.39	3901.6	-92.16
1127	[INC-230	230.00]	AMP	7244.5	-88.40	6427.0	-94.28
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7456.3	-91.09	5628.6	-90.75
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4628.5	-91.38	3930.8	-92.11
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	7241.3	-89.48	6560.0	-90.82
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	4063.7	-94.36	4047.0	-96.12
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	9069.6	-90.58	9598.3	-91.32
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3667.4	-86.32	3102.2	-86.79
1135	[REN-232	230.00]	AMP	5334.4	-86.54	5878.7	-87.33
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	9343.5	-86.58	10362.2	-89.05
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	7204.2	-90.91	6797.5	-91.45
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	10155.8	-89.21	12819.2	-90.80
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9420.1	-86.54	10097.7	-87.13
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	3929.3	-102.55	3948.9	-103.95
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7080.9	-91.77	6593.3	-91.88
1148	[REN-234	230.00]	AMP	5253.1	-86.52	5748.2	-87.25
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	5500.9	-91.19	4288.3	-91.36





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1150	[ISA-230	230.00]	AMP	4651.2	-90.02	4252.8	-95.08
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	10382.6	-99.61	11802.2	-101.38
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12968.5	-95.78	13844.1	-98.47
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7751.2	-99.62	7787.3	-101.96
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	13791.3	-96.89	14686.4	-100.09
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15101.2	-95.66	16285.0	-99.20
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	11630.1	-96.40	13253.4	-98.87
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	9483.5	-87.28	10876.9	-89.91
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	10213.4	-89.02	12981.2	-90.81
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	10213.4	-89.02	12981.2	-90.81
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	7173.8	-92.32	7280.4	-95.11
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	7109.0	-91.81	6691.6	-92.11
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	8066.2	-91.15	7838.4	-91.35
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	7325.8	-91.62	6825.7	-91.64
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	8221.1	-88.70	8626.5	-90.45
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	7950.4	-88.94	8326.9	-90.58
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4553.7	-94.68	4736.2	-96.20
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9445.1	-86.20	9305.5	-86.29
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10796.2	-90.06	10620.9	-90.38
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9445.1	-86.20	9305.5	-86.29





1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	8166.7	-99.46	0.0	0.00
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2952.8	-90.86	2749.2	-93.39
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2765.1	-86.45	2174.1	-86.46
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1839.2	-92.70	1518.0	-94.44
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5625.4	-86.59	6196.9	-87.35
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5361.5	-88.85	4666.6	-89.61
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7739.6	-86.68	7801.5	-86.61
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5864.3	-86.97	5970.2	-87.45
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4341.4	-90.48	3595.5	-91.07
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7898.2	-86.68	7993.3	-86.58
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	7263.0	-90.60	8582.2	-92.74
14025	[PSC-13	13.800]	AMP	3874.7	-102.43	4022.6	-103.51

D.1.3. Demanda Mínima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, FEB 21 2022 23:12

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023 AREA TOTALS

DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,022 IN MW/MVAR

FROM -----AT AREA BUSES----- TO -NET INTERCHANGE-

383





Transparencia y Liquidez en el
Mercado Eléctrico

GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
X-- AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	1147.1	0.0	0.0	974.5	0.0	0.0	0.0	0.0	34.9	137.7	137.7	0.0
GUATEMAL	-42.1	0.0	0.0	126.2	145.8	0.0	0.0	625.9	335.1	-23.2	-23.2	
2	0.0	0.0	0.0	86.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-86.6	-86.6	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	29.0	0.0	0.0	0.0	26.7	1.9	-4.2	-4.2	
3	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-23.1	-23.1	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	24.5	0.7	20.3	20.3	
8	27364.6	0.0	0.0	27392.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-27.9	-27.9	0.0
MEXICO	2038.5	0.0	0.0	2031.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1	7.1	
COLUMN	28511.7	0.0	0.0	28476.3	0.0	0.0	0.0	0.0	35.4	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1996.4	0.0	0.0	2190.1	145.8	0.0	0.0	677.1	337.7	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

MON, FEB 21 2022 23:13





PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,022

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
1601	CHX-H1	13.800	1	54.5	-9.5	29.0	-20.0	1.0005	55.3	0.9850	55.3					6	1
SWING																	
SYST																	
1602	CHX-H2	13.800	2	54.5	-7.2	29.0	-20.0	0.9945	55.3	0.9913	55.3					6	1
1603	CHX-H3	13.800	3	54.5	-7.2	29.0	-20.0	0.9945	55.3	0.9913	55.3					6	1
1604	CHX-H4	13.800	4	54.5	-7.2	29.0	-20.0	0.9945	55.3	0.9913	55.3					6	1
1605	CHX-H5	13.800	5	54.5	-7.2	29.0	-20.0	0.9945	55.3	0.9913	55.3					6	1
1606	AGU-H1	10.000	1	15.0	-1.5	22.5	-18.8	1.0050	15.0	0.9948	37.5					6	1
1609	JUR-H1	13.800	1	13.7	-3.3	10.0	-10.0	1.0050	14.0	0.9720	25.0					6	1
1612	LES-H	6.9000	1	5.8	-0.3	2.0	-1.0	1.0200	5.7	0.9989	7.5					6	1
1612	LES-H	6.9000	2	5.8	-0.3	2.0	-1.0	1.0200	5.7	0.9989	7.5					6	1
1613	RBO-H	4.1600	1	7.6	-0.8	5.0	-2.0	1.0000	7.6	0.9950	12.5					6	1
1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0194	1.9	1.0000	2.5					6	1
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0194	1.9	1.0000	2.5					6	1
1614	SMA-H	2.3000	3	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0194	1.9	1.0000	2.5					6	1
1615	SAL-H	2.3000	1	2.0	0.1	0.3	0.0	1.0050	2.0	0.9988	2.5					6	1
1644	ZUN-G	13.200	1	3.6	0.0	2.0	-2.0	1.0020	3.6	0.9999	5.6					6	1



Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1644 ZUN-G	13.200 2	3.6	0.0	2.0	-2.0	1.0020	3.6	0.9999	5.6	6	1
1644 ZUN-G	13.200 3	3.6	0.0	2.0	-2.0	1.0020	3.6	0.9999	5.6	6	1
1644 ZUN-G	13.200 4	3.6	0.0	2.0	-2.0	1.0020	3.6	0.9999	5.6	6	1
1644 ZUN-G	13.200 5	3.6	0.0	2.0	-2.0	1.0020	3.6	0.9999	5.6	6	1
1645 SEC-H	6.6000 1	4.0	-1.4	10.0	-5.0	1.0100	4.2	0.9457	19.5	6	1
1646 PAS-H1	4.1600 1	6.0	0.5	1.0	-1.0	1.0100	6.0	0.9972	7.5	6	1
1647 PAS-H2	4.1600 2	6.0	-0.5	1.0	-1.0	1.0000	6.1	0.9968	7.5	6	1
1651 SJO-C	13.800 1	99.4	7.3	64.0	-30.0	1.0270	97.1	0.9973	160.0	6	1
1652 PVE-H1	4.1600 1	2.4	-0.8	1.0	-1.0	1.0000	2.5	0.9500	4.4	6	1
1653 PVE-H2	4.1600 2	2.4	-0.8	1.0	-1.0	1.0000	2.5	0.9500	4.4	6	1
1656 REN-H1	6.9000 1	21.1	1.4	11.9	-7.3	1.0180	20.7	0.9978	23.5	6	1
1657 REN-H2	6.9000 2	21.1	1.4	11.9	-7.3	1.0180	20.7	0.9978	23.5	6	1
1658 REN-H3	6.9000 3	21.1	0.9	11.9	-7.3	1.0120	20.8	0.9992	23.5	6	1
1662 LVA-H1	13.800 1	2.0	2.3	15.0	0.0	1.0200	3.0	0.6537	26.0	6	1
1664 MTZ-H	4.1600 1	3.0	2.7	6.4	0.0	1.0250	3.9	0.7487	13.4	6	1
1665 SIS-H	4.1600 1	1.6	0.5	0.8	0.0	1.0100	1.6	0.9579	2.1	6	1
1671 PAL-H	6.3000 1	1.9	0.8	2.0	-1.0	1.0150	2.0	0.9197	3.2	6	1
1671 PAL-H	6.3000 2	1.9	0.8	2.0	-1.0	1.0150	2.0	0.9197	3.2	6	1
1674 REC-H	13.800 1	13.9	-1.4	9.1	-7.2	1.0100	13.9	0.9948	17.2	6	1
1691 ORT-G	12.470 1	7.9	2.0	9.0	0.0	1.0120	8.1	0.9700	15.0	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1691	ORT-G	12.470	2	7.9	2.0	9.0	0.0	1.0120	8.1	0.9700	15.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	36.7	0.5	23.5	-23.5	1.0120	36.3	0.9999	50.0	6	1
1694	PVI-H2	13.800	2	36.7	0.5	23.5	-23.5	1.0120	36.3	0.9999	50.0	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	10.0	-0.9	6.6	-3.5	1.0180	9.9	0.9964	24.6	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	39.5	2.2	27.8	-27.8	1.0080	39.3	0.9984	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	2	39.5	2.2	27.8	-27.8	1.0080	39.3	0.9984	55.3	6	1
1915	ECR-B	13.800	1	2.5	0.4	3.9	0.0	1.0025	2.5	0.9853	6.4	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	3.3	0.2	2.4	-1.9	1.0000	3.3	0.9990	4.0	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	26.0	1.0	18.0	-17.9	1.0180	25.6	0.9993	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	2	26.0	1.0	18.0	-17.9	1.0180	25.6	0.9993	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	3	26.0	1.0	18.0	-17.9	1.0180	25.6	0.9993	33.8	6	1
1957	REN-H7	13.800	4	26.0	1.0	18.0	-17.9	1.0180	25.6	0.9993	33.8	6	1
1960	GCS-C1	13.800	1	20.0	-3.1	20.7	-16.6	1.0190	19.9	0.9880	41.5	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	8.1	-1.7	5.0	-4.0	1.0000	8.2	0.9781	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	2	8.1	-1.7	5.0	-4.0	1.0000	8.2	0.9781	9.4	6	1
1970	MAG-B5	13.800	6	30.0	-16.1	46.5	-37.2	1.0000	34.0	0.8814	77.5	6	1
1975	VDA-H	0.6900	1	0.3	0.0	0.7	-0.6	1.0050	0.3	0.9911	1.7	6	1
1977	MAG-B6	13.800	7	30.0	-3.4	33.8	-24.2	1.0000	30.2	0.9936	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	2.0	-0.7	1.3	-1.0	1.0100	2.1	0.9423	2.4	6	1
1981	OXE-H2	13.800	1	18.6	-0.1	12.1	-12.1	1.0100	18.4	1.0000	23.0	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1981 OXE-H2	13.800 2	18.6	-0.1	12.1	-12.1	1.0100	18.4	1.0000	23.0	6	1
1981 OXE-H2	13.800 3	18.6	-0.1	12.1	-12.1	1.0100	18.4	1.0000	23.0	6	1
1982 VBL-E	0.6500 1	1.5	-2.4	11.6	-11.6	1.0050	2.8	0.5270	24.5	6	1
1990 REN-H8	13.800 1	21.7	0.4	15.0	-13.4	1.0170	21.3	0.9999	28.5	6	1
1991 REN-H9	13.800 2	21.7	0.4	15.0	-13.4	1.0170	21.3	0.9999	28.5	6	1
1992 REN-H10	13.800 3	21.7	0.4	15.0	-13.4	1.0170	21.3	0.9999	28.5	6	1
16002 XAD-H1	13.800 1	25.5	0.3	18.0	-17.8	1.0150	25.1	0.9999	34.2	6	1
16003 XAD-H2	13.800 2	25.5	0.3	18.0	-17.8	1.0150	25.1	0.9999	34.2	6	1
16014 SNT-E	0.6900 1	12.8	1.6	16.4	-16.4	1.0250	12.6	0.9924	56.0	6	1
16026 FLO-H	4.1600 1	2.2	0.4	1.5	-0.9	1.0150	2.2	0.9837	2.5	6	1
16026 FLO-H	4.1600 2	2.2	0.4	1.5	-0.9	1.0150	2.2	0.9837	2.5	6	1
16028 RAA-H	4.1600 1	2.1	0.3	1.5	-0.9	1.0000	2.2	0.9883	2.8	6	1
16028 RAA-H	4.1600 2	2.1	0.3	1.5	-0.9	1.0000	2.2	0.9883	2.8	6	1
16029 REC-H2	13.800 1	11.8	0.4	7.6	-6.0	1.0190	11.6	0.9994	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS		1147.1	-42.1	822.9	-629.7				1702.1		

- Sobrecarga en Lineas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

MON, FEB 21 2022 23:14

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023





DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,022

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT

* NONE *

• Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:14

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,022

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)

MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT





* NONE *

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, FEB 21 2022 23:14

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,022

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

- Corrientes de Falla Trifásica.





PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,022

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL] ZONE 1 [TRONCAL]

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X	THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
	/I+/	AN(I+)	/3I0/	AN(I+)
601 [MOR-231 230.00] AMP	1580.1	-92.42	1239.7	-92.71
701 [IZA-231 230.00] AMP	2169.4	-87.00	1607.2	-85.72
801 [CRU-230 230.00] AMP	5919.3	-93.03	5465.5	-92.44





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1101	[AGU-230	230.00]	AMP	7871.0	-90.45	9803.4	-91.65
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	8738.7	-91.70	11353.0	-92.93
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	8324.4	-87.72	9253.7	-88.44
1105	[ENR-230	230.00]	AMP	3791.8	-91.37	3661.8	-95.80
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	8758.8	-91.71	11398.1	-92.93
1107	[GES-231	230.00]	AMP	8406.2	-89.44	10050.1	-91.03
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	8256.5	-88.87	9442.6	-90.33
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	8230.6	-89.94	9735.4	-91.51
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	7390.9	-98.04	7276.9	-98.38
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	8207.2	-91.60	10014.8	-92.88
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	5853.6	-98.06	7325.3	-98.95
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5122.8	-97.37	5766.7	-98.71
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	5494.1	-97.38	6438.1	-97.87
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13350.5	-103.09	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	6198.6	-94.34	6448.0	-96.60
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	4879.3	-95.54	4729.5	-96.54
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	8664.9	-91.77	11184.1	-92.80
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	4404.9	-92.68	5307.9	-94.76
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	4943.5	-96.87	5434.6	-97.25
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	4915.1	-96.84	5382.7	-97.19





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1124	[LVG-230	230.00]	AMP	7221.3	-90.74	7939.7	-91.59
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4216.2	-92.49	3690.4	-92.70
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4269.7	-92.47	3763.2	-92.70
1127	[INC-230	230.00]	AMP	6470.3	-90.35	5974.4	-94.62
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7416.5	-101.84	5659.0	-101.52
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4299.9	-92.45	3790.7	-92.65
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	6506.4	-91.09	6170.9	-91.38
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3717.4	-95.73	3792.1	-97.25
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	8012.4	-93.14	8814.7	-93.33
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3499.6	-86.94	3037.2	-87.22
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4725.2	-87.07	5359.5	-87.89
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	8256.5	-88.87	9442.6	-90.33
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	6451.5	-92.75	6353.1	-92.58
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	8704.3	-91.84	11266.0	-92.89
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	8669.8	-87.84	9495.3	-88.06
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	3763.8	-103.06	3830.2	-103.53
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	6521.9	-96.16	6279.7	-95.96
1148	[REN-234	230.00]	AMP	4648.5	-87.04	5240.1	-87.82
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	5085.3	-92.04	4145.3	-91.37
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	4350.4	-91.32	4093.4	-95.63





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1151	[ESC-691	69.000]	AMP	9766.2	-100.30	11227.2	-101.68
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12341.6	-95.98	13363.6	-97.98
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7438.0	-99.40	7553.2	-101.09
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	12917.2	-97.55	14035.1	-99.73
1155	[GES-69	69.000]	AMP	14074.0	-96.65	15413.8	-99.14
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10622.9	-97.23	12380.0	-99.13
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	8230.6	-89.94	9735.4	-91.51
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	8758.8	-91.71	11398.1	-92.93
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	8758.8	-91.71	11398.1	-92.93
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	6531.3	-94.02	6846.5	-96.20
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	6455.5	-93.74	6320.5	-93.54
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	7226.3	-93.43	7322.9	-93.09
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	6632.0	-93.66	6439.9	-93.18
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	7251.9	-90.56	7919.2	-91.48
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	7043.4	-90.69	7670.3	-91.54
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4116.8	-96.07	4397.7	-97.36
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	8490.6	-87.63	8681.7	-87.26
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10202.2	-90.86	10239.8	-90.98
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	8490.6	-87.63	8681.7	-87.26
1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	8007.2	-101.34	0.0	0.00





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2880.5	-90.92	2729.1	-92.84
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2648.9	-87.04	2129.8	-86.87
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1799.2	-92.13	1502.9	-93.32
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5008.0	-87.16	5671.8	-87.93
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5072.4	-89.56	4538.6	-89.60
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7274.2	-87.92	7463.6	-87.56
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5619.1	-88.76	5787.0	-89.02
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4098.0	-94.08	3474.7	-94.20
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7412.8	-87.95	7639.4	-87.56
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	6411.9	-92.06	7799.6	-93.74
14025	[PSC-13	13.800]	AMP	3848.1	-105.34	4002.5	-106.47





D.2. Marzo 2,023

D.2.1. Demanda Máxima

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, FEB 21 2022 23:17

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

AREA TOTALS

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,023

IN MW/MVAR

		FROM -----AT AREA BUSES-----						TO		-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO BUS GNE DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1		1722.0	0.0	0.0	1820.6	0.0	0.0	0.0	0.0	67.1	-165.6	-165.6	0.0
	GUATEMAL	-30.5	0.0	0.0	233.2	-228.1	0.0	0.0	632.2	636.4	-39.8	-39.8	
2		0.0	0.0	0.0	67.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-67.3	-67.3	0.0
	SALVADOR	0.0	0.0	0.0	8.6	0.0	0.0	0.0	26.6	1.4	16.6	16.6	

396





	3	0.0	0.0	0.0	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-6.1	-6.1	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	7.2	0.0	0.0	0.0	25.3	0.1	18.0	18.0		
8	35139.0	0.0	0.0	34900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	239.0	239.0	0.0	
MEXICO	8069.7	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2	5.2		
COLUMN	36861.0	0.0	0.0	36793.7	0.0	0.0	0.0	0.0	67.3	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	8039.3	0.0	0.0	8313.6	-228.1	0.0	0.0	684.1	637.9	0.0	0.0		

• Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, FEB 21 2022 23:18

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,023

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
1601	CHX-H1	13.800	1	52.9	-0.5	29.0	-20.0	1.0220	51.7	1.0000	55.3					6	1
1602	CHX-H2	13.800	2	52.7	-0.5	29.0	-20.0	1.0220	51.5	1.0000	55.3					6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1603	CHX-H3	13.800	3	52.7	-0.5	29.0	-20.0	1.0220	51.5	1.0000	55.3	6	1
1604	CHX-H4	13.800	4	0.0	-1.3	29.0	-20.0	1.0250	1.3	0.0000	55.3	6	1
1605	CHX-H5	13.800	5	0.0	-1.3	29.0	-20.0	1.0250	1.3	0.0000	55.3	6	1
1606	AGU-H1	10.000	1	18.0	0.8	22.5	-18.8	1.0200	17.7	0.9989	37.5	6	1
1607	AGU-H2	10.000	2	18.0	0.8	22.5	-18.8	1.0200	17.7	0.9989	37.5	6	1
1609	JUR-H1	13.800	1	13.7	-1.2	10.0	-10.0	1.0100	13.6	0.9962	25.0	6	1
1612	LES-H	6.9000	1	5.8	0.3	2.0	-1.0	1.0250	5.7	0.9989	7.5	6	1
1612	LES-H	6.9000	2	5.8	0.3	2.0	-1.0	1.0250	5.7	0.9989	7.5	6	1
1613	RBO-H	4.1600	1	10.0	1.6	5.0	-2.0	1.0280	9.8	0.9881	12.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0219	1.9	1.0000	2.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0219	1.9	1.0000	2.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	3	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0219	1.9	1.0000	2.5	6	1
1636	LUN-B	13.800	1	22.6	0.7	5.0	0.0	1.0100	22.4	0.9996	38.8	6	1
1638	MTI-B	13.800	1	15.3	0.9	6.0	0.0	1.0200	15.0	0.9984	25.9	6	1
1639	PNT-B	13.800	1	18.0	4.8	5.0	0.0	1.0200	18.3	0.9656	45.3	6	1
1640	SAA-B	13.800	1	16.0	0.2	10.0	0.0	1.0170	15.7	0.9999	45.3	6	1
1644	ZUN-G	13.200	1	4.1	-1.4	2.0	-2.0	1.0050	4.3	0.9456	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	2	4.1	-1.4	2.0	-2.0	1.0050	4.3	0.9456	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	4.1	-1.4	2.0	-2.0	1.0050	4.3	0.9456	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	4	4.1	-1.4	2.0	-2.0	1.0050	4.3	0.9456	5.6	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1645	SEC-H	6.6000	1	15.4	-1.2	10.0	-5.0	1.0100	15.3	0.9972	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	1.2	-0.2	1.0	-1.0	1.0100	1.2	0.9894	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	135.8	11.8	64.0	-30.0	1.0290	132.5	0.9963	160.0	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	4.2	3.8	9.9	0.0	1.0250	5.5	0.7414	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	12.3	0.1	11.9	-7.3	1.0100	12.2	1.0000	23.5	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	3.5	8.5	15.0	0.0	1.0250	9.0	0.3760	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	11.5	2.7	6.4	0.0	1.0250	11.5	0.9740	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1.4	0.1	0.8	0.0	1.0280	1.4	0.9969	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	14.0	-3.9	12.5	-10.0	1.0200	14.3	0.9641	28.3	6	1
1670	CAN-H2	13.800	2	14.0	2.0	12.5	-10.0	1.0280	13.8	0.9903	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.5	1.0	2.0	-1.0	1.0250	1.7	0.8426	3.2	6	1
1673	MAG-B2	13.800	3	12.6	0.5	6.2	0.0	1.0150	12.5	0.9994	17.6	6	1
1674	REC-H	13.800	1	9.2	-1.3	9.1	-7.2	1.0050	9.2	0.9900	17.2	6	1
1674	REC-H	13.800	2	9.2	-1.3	9.1	-7.2	1.0050	9.2	0.9900	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	3.8	-1.8	4.0	-3.8	1.0200	4.1	0.9055	7.7	6	1
1676	MTO-H	13.800	2	3.8	-1.8	4.0	-3.8	1.0200	4.1	0.9055	7.7	6	1
1688	MAG-B3	13.800	4	21.3	0.5	18.0	0.0	1.0130	21.0	0.9997	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	4.2	-0.5	2.0	-1.0	1.0100	4.2	0.9929	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	7.9	1.4	9.0	0.0	1.0250	7.9	0.9840	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	7.9	1.4	9.0	0.0	1.0250	7.9	0.9840	15.0	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1693	PVI-H1	13.800	1	42.8	-1.0	23.5	-23.5	1.0200	42.0	0.9997	50.0	6	1
1699	MAG-B4	13.800	5	43.2	-3.4	34.0	-20.0	1.0100	42.9	0.9970	56.2	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	10.0	1.9	6.6	-3.5	1.0220	10.0	0.9823	24.6	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	128.0	5.4	70.6	-33.1	1.0200	125.6	0.9991	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	128.0	5.4	70.6	-33.1	1.0200	125.6	0.9991	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	44.0	-4.5	27.8	-27.8	1.0000	44.3	0.9948	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	2	44.0	-4.5	27.8	-27.8	1.0000	44.3	0.9948	55.3	6	1
1915	ECR-B	13.800	1	2.5	0.0	3.9	0.0	1.0050	2.5	1.0000	6.4	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	2.8	1.4	2.4	-1.9	1.0250	3.1	0.8956	4.0	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	2.8	1.4	2.4	-1.9	1.0250	3.1	0.8956	4.0	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	3.0	-2.2	7.3	-5.8	1.0050	3.6	0.8083	19.5	6	1
1948	MNL-H7	6.6000	13	4.0	0.1	3.7	-2.2	1.0250	3.9	0.9998	6.1	6	1
1948	MNL-H7	6.6000	14	4.0	0.1	3.7	-2.2	1.0250	3.9	0.9998	6.1	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	1	0.8	-0.2	0.6	-0.4	1.0150	0.8	0.9697	1.3	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	19.7	-0.2	18.0	-17.9	1.0200	19.4	1.0000	33.8	6	1
1960	GCS-C1	13.800	1	20.0	-3.5	20.7	-16.6	1.0100	20.1	0.9852	41.5	6	1
1966	TND-B2	13.800	3	3.0	-3.5	14.9	-11.9	1.0100	4.5	0.6542	24.8	6	1
1970	MAG-B5	13.800	6	56.2	-4.5	46.5	-37.2	1.0100	55.9	0.9967	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	2	32.9	-7.4	34.2	-20.2	1.0000	33.7	0.9756	57.0	6	1
1973	EPI-B3	13.800	4	11.7	-1.9	17.1	-7.5	1.0100	11.7	0.9866	28.6	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1974	TUL-B4	13.800	4	9.9	-0.1	11.2	-9.0	1.0100	9.8	1.0000	18.8	6	1
1975	VDA-H	0.6900	1	0.4	0.7	0.7	-0.6	1.0050	0.8	0.5039	1.7	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	3.2	-1.0	37.0	-18.9	1.0000	3.4	0.9503	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	7	45.8	0.4	33.8	-24.2	1.0190	45.0	1.0000	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	1.8	-0.5	1.3	-1.0	1.0200	1.8	0.9579	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	4	28.5	-2.6	29.0	-20.0	1.0200	28.1	0.9959	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	5	43.0	-1.0	34.5	-25.1	1.0000	43.0	0.9997	57.5	6	1
1981	OXE-H2	13.800	1	14.2	-0.5	12.1	-12.1	1.0200	13.9	0.9993	23.0	6	1
1981	OXE-H2	13.800	2	14.2	-0.5	12.1	-12.1	1.0200	13.9	0.9993	23.0	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	1.5	0.0	0.7	-0.7	1.0182	1.4	0.9999	24.5	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	28.3	-4.8	9.8	-9.8	1.0050	28.6	0.9858	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	16.5	-5.6	23.9	-17.6	1.0000	17.5	0.9467	33.5	6	1
1986	MTI-B2	13.800	2	13.8	-3.1	14.9	-8.4	1.0000	14.1	0.9753	24.8	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	9.7	-3.2	15.0	-13.4	1.0100	10.2	0.9509	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	2	44.1	1.3	10.0	0.0	1.0190	43.3	0.9996	78.0	6	1
1994	LUN-B3	13.800	3	27.3	-3.7	24.8	-16.2	1.0000	27.6	0.9911	41.2	6	1
1995	PNT-B3	13.800	3	47.0	0.4	50.1	-30.7	1.0180	46.2	1.0000	83.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	1	4.3	0.1	3.2	-2.6	1.0150	4.2	0.9999	6.1	6	1
1998	CBN-H	6.6000	2	4.3	0.1	3.2	-2.6	1.0150	4.2	0.9999	6.1	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	28.4	0.6	18.0	-17.8	1.0150	27.9	0.9998	34.2	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

16007	MNL-H2	0.4800	12	0.3	-0.1	0.4	-0.2	1.0150	0.3	0.9227	0.6	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	4	0.5	0.0	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9964	0.7	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	5	0.5	0.0	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9964	0.7	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	6	3.1	-0.4	2.5	-1.3	1.0150	3.1	0.9935	4.2	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	7	3.1	-0.4	2.5	-1.3	1.0150	3.1	0.9935	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	8	3.1	-0.4	2.5	-1.3	1.0150	3.1	0.9937	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	9	3.1	-0.4	2.5	-1.3	1.0150	3.1	0.9937	4.2	6	1
16011	MNL-H6	6.6000	10	3.1	0.2	2.5	-1.3	1.0250	3.1	0.9988	4.2	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	1.2	0.1	0.4	-0.4	1.0145	1.2	0.9991	56.0	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	7.0	1.3	7.1	-3.7	1.0270	6.9	0.9843	11.8	6	1
16017	ISI-B	13.800	1	30.0	-5.6	46.5	-24.2	1.0100	30.2	0.9829	77.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	8.3	-0.8	6.3	-6.2	1.0150	8.2	0.9949	14.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	2	8.3	-0.8	6.3	-6.2	1.0150	8.2	0.9949	14.5	6	1
16024	LFU-H	6.6000	1	9.1	-1.5	5.1	-4.7	1.0000	9.2	0.9868	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	1	4.1	0.4	2.9	-1.2	1.0250	4.0	0.9943	4.9	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	4.1	0.4	2.9	-1.2	1.0250	4.0	0.9943	4.9	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	0.8	0.6	1.5	-0.9	1.0200	0.9	0.7817	2.5	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	0.8	0.6	1.5	-0.9	1.0200	0.9	0.7817	2.5	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	0.8	1.0	1.5	-0.9	1.0100	1.3	0.6328	2.8	6	1
16028	RAA-H	4.1600	2	0.8	1.0	1.5	-0.9	1.0100	1.3	0.6328	2.8	6	1





16029 REC-H2	13.800 1	10.7	-1.2	7.6	-4.5	1.0100	10.6	0.9936	14.4	6
16029 REC-H2	13.800 2	10.7	-1.2	7.6	-4.5	1.0100	10.6	0.9936	14.4	6 1
SUBSYSTEM TOTALS	1722.0	-30.5	1352.9	-851.4					2938.7	

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:19
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,023
 OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:
 X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
 BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
 * NONE *

- Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:20
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023





DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,023

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)

MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1811		CSA-69		69.000*	1	1812		CSA-34		34.500	1	1	14.1	14.0	100.4
12052		CVI-69		69.000*	1	12512		CVI-13		13.800	1	1	16.8	14.0	120.0
12102		LFL-69		69.000*	1	12523		LFL-13		13.800	1	1	15.9	14.0	113.4
12214		HFL-69		69.000*	1	12518		HFL-13		13.800	1	1	16.4	14.0	117.3

• Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, FEB 21 2022 23:20

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,023

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------	------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------





* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

- Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.1 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS

MON, FEB 21 2022 23:21

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,023

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL] ZONE 1 [TRONCAL]

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES





- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X			THREE PHASE FAULT	X----LG FAULT---X		
			/I+/	AN(I+)	/3I0/	AN(I+)
701	[IZA-231	230.00] AMP	2216.5	-86.84	1626.4	-85.71
1101	[AGU-230	230.00] AMP	13484.9	-82.99	16041.1	-84.28
1102	[ALB-230	230.00] AMP	14952.2	-84.29	18788.9	-85.60
1103	[CHX-231	230.00] AMP	8705.2	-86.47	9660.4	-87.49
1105	[ENR-230	230.00] AMP	4738.7	-82.87	4234.4	-87.44
1106	[ESC-231	230.00] AMP	15016.6	-84.29	18935.9	-85.62
1107	[GES-231	230.00] AMP	12283.2	-83.51	13814.5	-85.79
1108	[GNO-231	230.00] AMP	10986.4	-83.97	11880.4	-86.06
1109	[GSU-231	230.00] AMP	12615.2	-83.52	13731.7	-85.65
1110	[LBR-231	230.00] AMP	9230.0	-84.20	8377.6	-84.48
1112	[TAM-230	230.00] AMP	13453.3	-83.95	15351.3	-85.17
1113	[ESC-138	138.00] AMP	5915.3	-92.64	7429.1	-93.22
1114	[GSU-138	138.00] AMP	4083.2	-91.31	4012.2	-91.14
1115	[JUR-138	138.00] AMP	5051.6	-91.72	5921.8	-91.91





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1116	[SID-22	22.800]	AMP	13730.1	-95.34	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8362.0	-86.37	7983.1	-88.40
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5573.1	-84.03	5140.8	-85.82
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	15116.1	-84.10	18667.4	-85.02
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	5603.6	-84.26	6513.8	-86.47
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	4402.4	-90.97	4824.9	-91.03
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	4379.6	-90.93	4784.1	-90.96
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10520.0	-84.44	10661.7	-85.06
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5091.8	-86.20	4159.4	-85.91
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5170.9	-86.18	4252.3	-85.93
1127	[INC-230	230.00]	AMP	8872.3	-84.04	7269.6	-89.43
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7545.8	-80.56	5655.6	-80.08
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5217.5	-86.16	4287.9	-85.86
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	10856.2	-84.58	8377.8	-84.61
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3432.6	-89.44	3570.2	-90.55
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	13007.3	-84.91	12562.3	-84.11
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3582.0	-86.57	3087.2	-87.08
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4195.9	-87.43	4922.4	-88.48
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	10986.4	-83.97	11880.4	-86.06
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	11229.4	-84.64	9024.3	-84.25





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1140	[PAC-230	230.00]	AMP	15308.1	-84.28	18969.0	-85.23
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9089.6	-86.31	9923.2	-86.85
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	4131.5	-95.61	4083.2	-97.00
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8481.3	-84.00	7389.1	-83.31
1148	[REN-234	230.00]	AMP	4141.6	-87.43	4827.0	-88.44
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	7378.6	-85.91	5020.4	-84.53
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5653.1	-83.03	4838.5	-87.42
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	18564.1	-90.90	19725.8	-92.41
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13756.6	-92.60	14518.3	-95.11
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8016.7	-95.59	7977.8	-97.90
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	15412.3	-92.43	15986.3	-95.26
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16769.9	-91.74	17729.1	-94.95
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	9393.6	-93.51	9535.3	-96.50
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	12615.2	-83.52	13731.7	-85.65
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	15016.6	-84.29	18935.9	-85.62
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	15016.6	-84.29	18935.9	-85.62
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9095.2	-86.20	8683.0	-88.15
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	9806.9	-85.19	8232.4	-83.73
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	11455.7	-85.15	9914.6	-83.45
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	10118.7	-85.17	8394.3	-83.33





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10254.4	-84.64	10340.6	-85.51
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9838.8	-84.79	9916.8	-85.57
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	3756.6	-89.92	4069.6	-90.84
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9076.5	-85.71	9162.5	-85.74
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10028.8	-91.76	10143.9	-92.35
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9076.5	-85.71	9162.5	-85.74
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3015.9	-88.78	2794.2	-91.03
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2718.4	-86.81	2162.5	-86.82
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1865.1	-90.39	1536.1	-92.19
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4438.7	-87.36	5203.4	-88.39
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5576.7	-86.92	4810.5	-87.27
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7321.2	-86.00	7552.7	-85.99
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5613.5	-85.42	5811.1	-85.97
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4443.5	-85.08	3630.0	-85.85
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7479.1	-86.02	7744.1	-85.97
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	11013.0	-84.72	12983.2	-86.27
14025	[PSC-13	13.800]	AMP	3887.1	-99.01	4032.8	-100.36

D.2.2. Demanda Media.





• Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:30

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

AREA TOTALS

DEMANDA MEDIA, MARZO 2,023

IN MW/MVAR

		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO			-NET INTERCHANGE-			
		GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GENE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X--	AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
	1	1796.1	0.0	0.0	1686.0	0.0	0.0	0.0	0.0	62.6	47.5	47.5	0.0
	GUATEMAL	9.2	0.0	0.0	241.6	-163.6	0.0	0.0	634.5	605.4	-39.8	-39.8	
	2	0.0	0.0	0.0	197.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.6	-199.4	-199.4	0.0
	SALVADOR	0.0	0.0	0.0	5.8	0.0	0.0	0.0	26.1	9.4	10.9	10.9	
	3	0.0	0.0	0.0	85.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	-87.2	-87.2	0.0
	HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-9.1	0.0	0.0	0.0	25.0	8.7	25.4	25.4	
	8	32989.2	0.0	0.0	32750.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	239.0	239.0	0.0
	MEXICO	8863.0	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	3.5	





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

COLUMN	34785.3	0.0	0.0	34719.8	0.0	0.0	0.0	0.0	65.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8872.2	0.0	0.0	9097.9	-163.6	0.0	0.0	685.5	623.5	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E MON, FEB 21 2022 23:31

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, MARZO 2,023

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
1601	CHX-H1	13.800	1	49.1		-1.9	29.0	-20.0	1.0220	48.1	0.9993	55.3			6	1	
SYST																	
1602	CHX-H2	13.800	2	49.0		-1.9	29.0	-20.0	1.0220	48.0	0.9993	55.3			6	1	
1603	CHX-H3	13.800	3	49.0		-1.9	29.0	-20.0	1.0220	48.0	0.9993	55.3			6	1	
1604	CHX-H4	13.800	4	49.0		-1.9	29.0	-20.0	1.0220	48.0	0.9993	55.3			6	1	
1605	CHX-H5	13.800	5	0.0		-4.0	29.0	-20.0	1.0220	3.9	0.0000	55.3			6	1	
1606	AGU-H1	10.000	1	15.0		1.7	22.5	-18.8	1.0210	14.8	0.9938	37.5			6	1	
1609	JUR-H1	13.800	1	17.7		2.3	10.0	-10.0	1.0210	17.4	0.9917	25.0			6	1	
1610	JUR-H2	13.800	2	17.7		2.3	10.0	-10.0	1.0210	17.4	0.9917	25.0			6	1	
1611	JUR-H3	13.800	3	17.7		2.3	10.0	-10.0	1.0210	17.4	0.9917	25.0			6	1	
1613	RBO-H	4.1600	1	4.6		1.4	5.0	-2.0	1.0250	4.7	0.9592	12.5			6	1	



Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0202	1.9	1.0000	2.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0202	1.9	1.0000	2.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	3	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0202	1.9	1.0000	2.5	6	1
1636	LUN-B	13.800	1	22.6	0.5	5.0	0.0	1.0100	22.4	0.9997	38.8	6	1
1638	MTI-B	13.800	1	15.3	0.5	6.0	0.0	1.0220	15.0	0.9994	25.9	6	1
1639	PNT-B	13.800	1	18.0	1.5	5.0	0.0	1.0150	17.8	0.9964	45.3	6	1
1640	SAA-B	13.800	1	16.0	0.7	10.0	0.0	1.0190	15.7	0.9991	45.3	6	1
1644	ZUN-G	13.200	1	4.1	-0.2	2.0	-2.0	1.0200	4.1	0.9993	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	2	4.1	-0.2	2.0	-2.0	1.0200	4.1	0.9993	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	4.1	-0.2	2.0	-2.0	1.0200	4.1	0.9993	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	4	4.1	-0.2	2.0	-2.0	1.0200	4.1	0.9993	5.6	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	8.2	0.2	10.0	-5.0	1.0250	8.0	0.9998	19.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	135.8	10.8	64.0	-30.0	1.0270	132.7	0.9968	160.0	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	4.2	4.3	9.9	0.0	1.0270	5.9	0.6967	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	11.2	1.3	11.9	-7.3	1.0290	11.0	0.9930	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	1	15.0	0.5	12.0	-7.0	1.0190	14.7	0.9995	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	2	15.0	0.5	12.0	-7.0	1.0190	14.7	0.9995	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	15.0	0.5	12.0	-7.0	1.0190	14.7	0.9995	21.3	6	1
1660	ARI-O2	13.800	4	15.0	-2.9	12.0	-7.0	1.0100	15.1	0.9812	21.3	6	1
1660	ARI-O2	13.800	5	10.0	-2.0	12.0	-7.0	1.0100	10.1	0.9812	21.3	6	1



Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1660	ARI-O2	13.800	6	10.0	-2.0	12.0	-7.0	1.0100	10.1	0.9812	21.3	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	7.1	6.7	15.0	0.0	1.0250	9.5	0.7232	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	5.8	1.6	6.4	0.0	1.0180	5.9	0.9654	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1.4	0.0	0.8	0.0	1.0190	1.4	0.9999	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	16.1	-2.1	12.5	-10.0	1.0190	16.0	0.9917	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.5	0.2	2.0	-1.0	1.0150	1.5	0.9949	3.2	6	1
1673	MAG-B2	13.800	3	12.6	1.6	6.2	0.0	1.0270	12.4	0.9918	17.6	6	1
1674	REC-H	13.800	1	7.6	-0.5	9.1	-7.2	1.0100	7.5	0.9977	17.2	6	1
1674	REC-H	13.800	2	7.6	-0.5	9.1	-7.2	1.0100	7.5	0.9977	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	4.4	-2.6	4.0	-3.8	1.0180	5.0	0.8627	7.7	6	1
1688	MAG-B3	13.800	4	21.3	2.1	18.0	0.0	1.0250	20.9	0.9954	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	2.2	-0.4	2.0	-1.0	1.0200	2.2	0.9870	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	7.9	1.5	9.0	0.0	1.0250	7.9	0.9819	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	7.9	1.5	9.0	0.0	1.0250	7.9	0.9819	15.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	30.0	-0.9	23.5	-23.5	1.0250	29.3	0.9996	50.0	6	1
1699	MAG-B4	13.800	5	43.2	1.9	34.0	-20.0	1.0210	42.3	0.9990	56.2	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	17.3	4.1	6.6	-3.5	1.0190	17.4	0.9726	24.6	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	135.0	8.1	70.6	-33.1	1.0190	132.7	0.9982	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	136.8	8.3	70.6	-33.1	1.0190	134.5	0.9982	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	22.1	-4.2	27.8	-27.8	1.0100	22.3	0.9823	55.3	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1915	ECR-B	13.800	1	2.5	0.7	3.9	0.0	1.0080	2.6	0.9593	6.4	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	1.6	0.8	2.4	-1.9	1.0050	1.8	0.9055	4.0	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	18.2	1.3	18.0	-17.9	1.0290	17.7	0.9976	33.8	6	1
1960	GCS-C1	13.800	1	29.0	0.8	20.7	-16.6	1.0150	28.6	0.9996	41.5	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	8.0	0.0	5.0	-4.0	1.0200	7.8	1.0000	9.4	6	1
1966	TND-B2	13.800	3	3.0	-2.0	14.9	-11.9	1.0200	3.5	0.8310	24.8	6	1
1970	MAG-B5	13.800	6	56.2	1.0	46.5	-37.2	1.0190	55.2	0.9998	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	2	32.9	-1.9	34.2	-20.2	1.0180	32.4	0.9984	57.0	6	1
1973	EPI-B3	13.800	4	11.7	1.5	17.1	-7.5	1.0200	11.6	0.9918	28.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	4	9.9	1.6	11.2	-9.0	1.0200	9.8	0.9873	18.8	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	3.2	2.9	37.0	-18.9	1.0200	4.3	0.7379	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	7	45.8	-0.5	33.8	-24.2	1.0190	45.0	0.9999	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0.2	0.4	1.3	-1.0	1.0200	0.4	0.4550	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	4	28.5	-3.4	29.0	-20.0	1.0230	28.1	0.9928	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	5	43.0	-2.3	34.5	-25.1	1.0000	43.1	0.9985	57.5	6	1
1981	OXE-H2	13.800	1	15.6	-0.5	12.1	-12.1	1.0100	15.4	0.9995	23.0	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	16.9	-2.1	3.4	-3.4	0.9971	17.1	0.9921	24.5	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	26.4	1.3	9.8	-9.8	1.0170	26.0	0.9987	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	11.3	-6.9	23.9	-17.6	1.0000	13.2	0.8543	33.5	6	1
1986	MTI-B2	13.800	2	13.8	-3.7	14.9	-8.4	1.0000	14.3	0.9651	24.8	6	1





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1990 REN-H8	13.800	1	9.0	-0.2	15.0	-13.4	1.0250	8.8	0.9997	28.5	6	1
1993 SAA-B2	13.800	2	44.1	2.5	10.0	0.0	1.0200	43.3	0.9984	78.0	6	1
1994 LUN-B3	13.800	3	27.3	-3.8	24.8	-16.2	1.0000	27.6	0.9904	41.2	6	1
1995 PNT-B3	13.800	3	47.0	-3.1	50.1	-30.7	1.0150	46.4	0.9978	83.5	6	1
1998 CBN-H	6.6000	1	3.1	0.0	3.2	-2.6	1.0150	3.1	0.9999	6.1	6	1
16002 XAD-H1	13.800	1	12.5	-3.1	18.0	-17.8	1.0110	12.7	0.9709	34.2	6	1
16012 HRU-F	20.000	1	48.5	-4.0	16.0	-16.0	1.0050	48.5	0.9966	55.0	6	1
16014 SNT-E	0.6900	1	29.6	1.9	6.0	-6.0	1.0130	29.2	0.9980	56.0	6	1
16015 HRU-F2	20.000	2	29.1	-2.3	9.6	-9.6	1.0050	29.1	0.9969	35.0	6	1
16017 ISI-B	13.800	1	55.9	-5.6	46.5	-24.2	1.0100	55.6	0.9950	77.5	6	1
16026 FLO-H	4.1600	1	1.6	0.1	1.5	-0.9	1.0080	1.6	0.9971	2.5	6	1
16028 RAA-H	4.1600	1	0.8	0.3	1.5	-0.9	1.0100	0.8	0.9511	2.8	6	1
16028 RAA-H	4.1600	2	0.8	0.3	1.5	-0.9	1.0100	0.8	0.9511	2.8	6	1
16029 REC-H2	13.800	1	9.3	-0.7	7.6	-4.5	1.0100	9.3	0.9970	14.4	6	1
16029 REC-H2	13.800	2	9.3	-0.7	7.6	-4.5	1.0100	9.3	0.9970	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS			1796.1	9.2	1332.7	-829.0				2905.8		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

MON, FEB 21 2022 23:32





PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, MARZO 2,023

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)

CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT

* NONE *

• Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:32

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, MARZO 2,023

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)

MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT





12052	CVI-69	69.000*	1	12512	CVI-13	13.800	1	1	19.3	14.0	137.6
12102	LFL-69	69.000*	1	12523	LFL-13	13.800	1	1	18.3	14.0	130.9
12214	HFL-69	69.000*	1	12518	HFL-13	13.800	1	1	14.1	14.0	100.4

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:33

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, MARZO 2,023

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------	------	-----	------	-----	-------	------	-------	-------

* NONE *





• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.1 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS

MON, FEB 21 2022 23:34

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MEDIA, MARZO 2,023

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL] ZONE 1 [TRONCAL]

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

		THREE PHASE FAULT	X----	LG FAULT---	X
X-----	BUS -----X	/I+/	AN(I+)	/3I0/	AN(I+)
701	[IZA-231 230.00] AMP	2153.9	-86.76	1603.1	-85.82





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1101	[AGU-230	230.00]	AMP	13758.1	-79.87	16240.3	-81.61
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	15567.5	-81.59	19358.3	-83.15
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	8486.5	-85.46	9484.5	-86.65
1105	[ENR-230	230.00]	AMP	4793.5	-80.53	4259.8	-85.23
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	15637.6	-81.58	19513.3	-83.16
1107	[GES-231	230.00]	AMP	12461.4	-80.95	13945.9	-83.60
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	11017.7	-81.79	11903.3	-84.22
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	12884.4	-80.93	13923.7	-83.39
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	9047.9	-82.36	8278.6	-82.60
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	13947.6	-81.29	15726.3	-82.77
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6429.1	-86.46	7933.2	-87.06
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	4386.9	-84.73	4161.2	-84.45
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	5787.3	-85.62	6552.1	-85.62
1116	[SID-22	22.800]	AMP	14161.8	-92.94	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8528.6	-84.03	8066.9	-86.22
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5458.5	-82.72	5083.5	-84.20
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	15812.4	-81.43	19284.0	-82.60
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	6591.3	-82.40	7321.1	-84.48
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	4863.3	-84.30	5165.2	-84.26
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	4835.3	-84.25	5118.4	-84.19





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10684.3	-81.20	10739.3	-82.54
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5141.0	-82.89	4159.5	-83.90
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5221.3	-82.86	4253.4	-83.88
1127	[INC-230	230.00]	AMP	9004.5	-81.68	7318.1	-87.41
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7581.6	-78.75	5682.2	-78.26
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5268.1	-82.87	4289.0	-83.81
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	11093.3	-82.11	8456.9	-82.48
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3684.8	-82.31	3741.7	-83.45
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	13325.2	-82.48	12737.4	-81.84
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3440.8	-86.21	3006.9	-86.89
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4165.9	-86.83	4898.9	-87.95
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	11017.7	-81.79	11903.3	-84.22
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	11534.6	-82.14	9131.7	-82.04
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	15979.9	-81.56	19565.7	-82.77
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	8837.9	-85.29	9726.1	-86.04
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	4140.0	-93.65	4083.0	-94.94
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8448.8	-82.03	7385.8	-81.36
1148	[REN-234	230.00]	AMP	4112.5	-86.83	4804.7	-87.92
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	7486.1	-83.64	5045.4	-82.51
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5731.4	-80.65	4871.9	-85.19





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1151	[ESC-691	69.000]	AMP	18777.8	-88.71	19882.4	-90.25
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13784.4	-91.05	14556.9	-93.64
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8017.8	-94.21	7977.8	-96.44
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	15588.7	-90.39	16140.4	-93.24
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16882.2	-89.82	17789.4	-93.19
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	9451.8	-90.07	9542.1	-93.05
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	12884.4	-80.93	13923.7	-83.39
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	15637.6	-81.58	19513.3	-83.16
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	15637.6	-81.58	19513.3	-83.16
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9299.7	-83.83	8786.7	-85.96
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	9986.7	-82.86	8308.7	-81.53
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	11695.2	-82.77	10021.1	-81.22
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	10308.2	-82.82	8472.6	-81.12
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10401.3	-81.73	10414.0	-83.15
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9973.7	-81.92	9983.6	-83.22
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4071.3	-82.86	4300.9	-83.79
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	8844.8	-84.54	9003.7	-84.81
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	9738.4	-91.53	9955.9	-92.02
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	8844.8	-84.54	9003.7	-84.81
1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	8166.4	-92.03	0.0	0.00





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2992.7	-86.82	2779.0	-90.51
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2623.5	-86.66	2119.9	-86.86
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1847.0	-90.11	1519.3	-92.69
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4403.1	-86.73	5175.0	-87.83
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5531.5	-85.21	4784.2	-86.33
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7079.6	-85.47	7385.0	-85.64
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5259.2	-85.53	5558.6	-86.23
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4363.7	-84.08	3612.2	-84.65
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7226.1	-85.46	7566.9	-85.61
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	11168.8	-81.93	13082.0	-83.84
14025	[PSC-13	13.800]	AMP	3844.0	-92.40	3988.2	-93.52





D.2.3. Demanda Mínima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:35

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

AREA TOTALS

DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,023

IN MW/MVAR

		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO			-NET INTERCHANGE-			
		GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GENE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED
X--	AREA --X	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
	1	1139.6	0.0	0.0	1044.3	0.0	0.0	0.0	0.0	31.3	64.0	64.0	0.0
	GUATEMAL	-80.3	0.0	0.0	132.6	165.1	0.0	0.0	633.7	342.5	-86.7	-86.7	
	2	0.0	0.0	0.0	240.5	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	-242.8	-242.8	0.0
	SALVADOR	0.0	0.0	0.0	-25.3	0.0	0.0	0.0	26.6	14.4	37.6	37.6	
	3	0.0	0.0	0.0	59.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-60.2	-60.2	0.0
	HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-1.6	0.0	0.0	0.0	24.1	4.3	21.4	21.4	
	8	27631.6	0.0	0.0	27392.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	239.1	239.1	0.0
	MEXICO	2059.2	0.0	0.0	2031.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	27.8	27.8	



COLUMN	28771.2	0.0	0.0	28736.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.4	0.0	0.0	0.0
TOTALS	1978.9	0.0	0.0	2137.1	165.1	0.0	0.0	684.4	361.1	0.0	0.0		

• Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:36

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,023

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA
1601	CHX-H1	13.800	1	44.1	-14.4	29.0	-20.0	0.9825	47.2	0.9507	55.3				6	1	SYST
1602	CHX-H2	13.800	2	0.0	-10.9	29.0	-20.0	0.9825	11.1	0.0000	55.3				6	1	
1603	CHX-H3	13.800	3	0.0	-10.9	29.0	-20.0	0.9825	11.1	0.0000	55.3				6	1	
1604	CHX-H4	13.800	4	0.0	-10.9	29.0	-20.0	0.9825	11.1	0.0000	55.3				6	1	
1605	CHX-H5	13.800	5	0.0	-10.9	29.0	-20.0	0.9825	11.1	0.0000	55.3				6	1	
1609	JUR-H1	13.800	1	13.7	-3.7	10.0	-10.0	1.0050	14.1	0.9648	25.0				6	1	
1636	LUN-B	13.800	1	22.6	2.5	5.0	0.0	1.0200	22.3	0.9937	38.8				6	1	
1638	MTI-B	13.800	1	15.3	2.8	6.0	0.0	1.0100	15.4	0.9838	25.9				6	1	
1639	PNT-B	13.800	1	18.0	2.2	5.0	0.0	1.0050	18.0	0.9928	45.3				6	1	





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1640	SAA-B	13.800	1	16.0	4.4	10.0	0.0	1.0100	16.4	0.9642	45.3	6
	1644	ZUN-G	13.200	1	4.1	0.2	2.0	-2.0	1.0020	4.1	0.9985	5.6	6
	1644	ZUN-G	13.200	2	4.1	0.2	2.0	-2.0	1.0020	4.1	0.9985	5.6	6
	1644	ZUN-G	13.200	3	4.1	0.2	2.0	-2.0	1.0020	4.1	0.9985	5.6	6
	1644	ZUN-G	13.200	4	4.1	0.2	2.0	-2.0	1.0020	4.1	0.9985	5.6	6
	1651	SJO-C	13.800	1	135.8	13.6	64.0	-30.0	1.0270	132.9	0.9951	160.0	6
	1654	TUL-B12	12.000	1	4.2	3.7	9.9	0.0	1.0080	5.6	0.7493	13.6	6
	1662	LVA-H1	13.800	1	1.4	3.1	15.0	0.0	1.0200	3.3	0.4098	26.0	6
	1665	SIS-H	4.1600	1	1.4	0.8	0.8	0.0	1.0050	1.6	0.8796	2.1	6
	1671	PAL-H	6.3000	1	1.0	1.3	2.0	-1.0	1.0150	1.6	0.6036	3.2	6
	1673	MAG-B2	13.800	3	12.6	1.4	6.2	0.0	1.0080	12.6	0.9943	17.6	6
	1674	REC-H	13.800	1	1.8	-1.2	9.1	-7.2	1.0100	2.2	0.8234	17.2	6
	1688	MAG-B3	13.800	4	21.3	2.6	18.0	0.0	1.0200	21.0	0.9924	37.5	6
	1691	ORT-G	12.470	1	7.9	1.6	9.0	0.0	1.0120	8.0	0.9803	15.0	6
	1691	ORT-G	12.470	2	7.9	1.6	9.0	0.0	1.0120	8.0	0.9803	15.0	6
	1699	MAG-B4	13.800	5	43.2	-13.5	34.0	-20.0	0.9930	45.6	0.9541	56.2	6
	1902	LLI-C	13.800	1	10.0	0.7	6.6	-3.5	1.0180	9.8	0.9976	24.6	6
	1909	JEN-C1	13.800	1	90.0	-8.8	70.6	-33.1	1.0100	89.5	0.9952	176.5	6
	1910	JEN-C2	13.800	2	90.0	-8.8	70.6	-33.1	1.0100	89.5	0.9952	176.5	6
	1915	ECR-B	13.800	1	2.5	1.4	3.9	0.0	1.0018	2.8	0.8773	6.4	6





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1	1960	GCS-C1	13.800	1	20.0	-3.2	20.7	-16.6	1.0190	19.9	0.9874	41.5	6
	1966	TND-B2	13.800	3	3.0	-3.8	14.9	-11.9	1.0000	4.8	0.6241	24.8	6
	1970	MAG-B5	13.800	6	56.2	-13.4	46.5	-37.2	1.0000	57.8	0.9728	77.5	6
	1971	PGO-B	13.800	2	32.9	-11.6	34.2	-20.2	0.9980	34.9	0.9436	57.0	6
	1973	EPI-B3	13.800	4	11.7	1.2	17.1	-7.5	1.0200	11.5	0.9950	28.6	6
	1974	TUL-B4	13.800	4	9.9	-0.2	11.2	-9.0	1.0120	9.8	0.9997	18.8	6
	1976	GSL-C	13.800	1	3.2	3.5	37.0	-18.9	1.0200	4.7	0.6740	62.5	6
	1977	MAG-B6	13.800	7	45.8	-1.3	33.8	-24.2	1.0000	45.8	0.9996	77.5	6
	1978	HAG-H	13.800	1	0.2	-0.7	1.3	-1.0	1.0100	0.8	0.2584	2.4	6
	1979	TND-B4	13.800	4	28.5	0.3	29.0	-20.0	1.0150	28.1	0.9999	57.5	6
	1980	TND-B5	13.800	5	43.0	-0.7	34.5	-25.1	1.0080	42.7	0.9999	57.5	6
	1981	OXE-H2	13.800	1	14.7	-1.0	12.1	-12.1	1.0100	14.6	0.9975	23.0	6
	1981	OXE-H2	13.800	2	14.7	-1.0	12.1	-12.1	1.0100	14.6	0.9975	23.0	6
	1982	VBL-E	0.6500	1	21.8	-1.4	11.6	-11.6	1.0050	21.7	0.9980	24.5	6
	1983	LCU-E	0.6900	1	27.5	1.1	9.8	-9.8	1.0180	27.0	0.9993	33.2	6
	1986	MTI-B2	13.800	2	13.8	-3.8	14.9	-8.4	1.0000	14.3	0.9641	24.8	6
	1993	SAA-B2	13.800	2	44.1	8.0	10.0	0.0	1.0100	44.4	0.9838	78.0	6
	1994	LUN-B3	13.800	3	27.3	-5.4	24.8	-16.2	1.0000	27.9	0.9808	41.2	6
	1995	PNT-B3	13.800	3	47.0	2.9	50.1	-30.7	1.0250	45.9	0.9981	83.5	6
	16014	SNT-E	0.6900	1	49.4	5.8	16.4	-16.4	1.0250	48.5	0.9933	56.0	6





1	16017	ISI-B	13.800	1	30.0	-6.9	46.5	-24.2	0.9980	30.9	0.9743	77.5	6
	16023	OXE-H	13.800	1	6.9	-1.7	6.3	-6.2	1.0150	7.0	0.9724	14.5	6 1
	16026	FLO-H	4.1600	1	1.6	1.4	1.5	-0.9	1.0150	2.1	0.7573	2.5	6 1
	16028	RAA-H	4.1600	1	0.8	0.3	1.5	-0.9	1.0000	0.9	0.9344	2.8	6 1
	16028	RAA-H	4.1600	2	0.8	0.3	1.5	-0.9	1.0000	0.9	0.9344	2.8	6 1
	16029	REC-H2	13.800	1	7.6	0.9	7.6	-6.0	1.0190	7.5	0.9929	14.4	6 1
	SUBSYSTEM TOTALS		1139.6		-80.3	1024.6	-593.8				2234.0		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:37
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,023
 OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
 BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT

* NONE *





- Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:38

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,023

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)

MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
------	-----	------	-----	-------	------	------	-----	------	-----	-------	------	-----	---------	--------	---------

* NONE *

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 21 2022 23:38

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,023

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------	------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------





* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------	------	-----	------	-----	-------	------	--------	--------

* NONE *

• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.1 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS

MON, FEB 21 2022 23:39

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,022 - 2,023

DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,023

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL] ZONE 1 [TRONCAL]

OPTIONS USED:

- SET PRE-FAULT VOLTAGES AND PHASE SHIFT ANGLES TO POWER FLOW SOLUTION
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO POWER FLOW SOLUTION
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED





- LINE CHARGING REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X			THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
			/I+/	AN(I+)	/3I0/	AN(I+)
701	[IZA-231	230.00] AMP	2055.7	-84.75	1565.5	-83.82
1101	[AGU-230	230.00] AMP	11912.4	-78.50	14759.8	-79.81
1102	[ALB-230	230.00] AMP	13299.2	-79.98	17262.9	-81.11
1103	[CHX-231	230.00] AMP	7030.6	-84.95	8213.6	-86.06
1105	[ENR-230	230.00] AMP	4579.8	-78.17	4168.4	-82.54
1106	[ESC-231	230.00] AMP	13350.6	-79.98	17384.9	-81.12
1107	[GES-231	230.00] AMP	10657.9	-79.75	12510.3	-81.54
1108	[GNO-231	230.00] AMP	9403.6	-80.47	10695.9	-82.14
1109	[GSU-231	230.00] AMP	11063.8	-79.70	12589.9	-81.27
1110	[LBR-231	230.00] AMP	8497.7	-80.02	7997.9	-80.06
1112	[TAM-230	230.00] AMP	12105.7	-79.63	14330.1	-80.66
1113	[ESC-138	138.00] AMP	5720.9	-86.62	7235.9	-87.18
1114	[GSU-138	138.00] AMP	3945.5	-84.43	3905.9	-84.15





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1115	[JUR-138	138.00]	AMP	4888.9	-85.20	5779.1	-85.36
1116	[SID-22	22.800]	AMP	14010.7	-90.18	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	7923.7	-81.79	7745.7	-83.74
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5061.1	-80.53	4855.8	-81.59
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	13417.7	-79.84	17155.2	-80.61
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	5364.9	-79.75	6323.4	-81.86
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	4270.5	-84.12	4717.4	-84.14
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	4249.1	-84.08	4678.5	-84.07
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	9463.6	-79.38	10023.3	-80.38
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4844.7	-80.72	4067.6	-81.93
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4915.5	-80.72	4156.3	-81.91
1127	[INC-230	230.00]	AMP	8077.8	-79.94	6924.9	-84.43
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7577.9	-75.97	5720.6	-75.49
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4957.2	-80.72	4189.7	-81.83
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	9775.1	-80.35	7995.4	-80.00
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3355.7	-82.33	3508.4	-83.36
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	11931.7	-80.50	11978.3	-79.63
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3221.9	-84.31	2901.9	-84.99
1135	[REN-232	230.00]	AMP	3308.8	-84.91	4073.6	-86.18
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	9403.6	-80.47	10695.9	-82.14





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1139	[PLT-230	230.00]	AMP	10172.4	-80.35	8616.6	-79.67
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	13565.7	-80.00	17406.4	-80.81
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	7227.5	-84.53	8365.8	-85.26
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	3997.1	-90.96	3996.5	-91.29
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7989.4	-79.67	7169.3	-78.82
1148	[REN-234	230.00]	AMP	3270.6	-84.92	4003.6	-86.18
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	6878.0	-81.31	4893.5	-79.76
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5421.1	-78.36	4743.8	-82.52
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	17858.2	-85.62	19182.4	-87.02
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12920.8	-88.34	13948.1	-90.45
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7664.9	-91.37	7743.7	-93.10
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14626.8	-87.84	15502.7	-89.88
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15664.8	-87.56	16866.1	-90.09
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	9049.5	-87.45	9301.6	-89.69
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	11063.8	-79.70	12589.9	-81.27
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	13350.6	-79.98	17384.9	-81.12
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	13350.6	-79.98	17384.9	-81.12
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	8554.9	-81.63	8393.8	-83.50
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	9232.6	-80.70	8003.4	-79.19
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	10653.9	-80.70	9571.5	-78.95





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1169	[MTI-230	230.00]	AMP	9500.6	-80.68	8154.5	-78.80
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	9202.1	-79.87	9700.7	-80.84
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	8868.0	-79.99	9329.0	-80.87
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	3663.4	-82.82	3994.8	-83.68
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	7202.1	-83.06	7831.1	-83.37
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	8403.1	-89.76	8976.5	-90.36
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	7202.1	-83.06	7831.1	-83.37
1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	7996.9	-87.82	0.0	0.00
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2803.2	-84.35	2692.5	-87.37
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2482.9	-84.65	2059.4	-84.85
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1737.4	-86.56	1472.3	-88.76
1756	[REN-230	230.00]	AMP	3499.5	-84.81	4306.9	-86.06
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	4985.3	-83.32	4524.5	-84.02
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	5765.2	-84.48	6363.3	-84.82
1840	[COV-230	230.00]	AMP	4287.6	-84.13	4782.6	-84.98
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4021.6	-81.99	3445.8	-82.30
1845	[USP-230	230.00]	AMP	5875.0	-84.47	6510.3	-84.78
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	10062.2	-80.46	12283.7	-82.07
14025	[PSC-13	13.800]	AMP	3868.2	-93.80	4020.8	-94.97





D.3. Unidades requeridas por restricciones operativas

D.3.1. TER – B3 y TER – B4

- Septiembre 2,022 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 15:45

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-B4\PAESEPMAX22_GF1.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-B4\PAESEPMAX22_GF1.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.00010	-59.96	1.01523	-31.97	1.01513	27.99
1303	[COC-69	69.000]	0.80543	-18.61	0.99479	-21.28	0.18937	-2.67
1307	[LNO-69	69.000]	0.76849	-23.07	0.96808	-24.18	0.19959	-1.11
1313	[QUI-69	69.000]	0.12622	-13.34	0.97020	-31.69	0.84398	-18.35
1315	[SOL-69	69.000]	0.40614	-19.81	0.99319	-27.32	0.58704	-7.51





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1317	[TOT-69	69.000]	0.70051	-15.99	1.00094	-20.56	0.30043	-4.57
1326	[ZCP-69	69.000]	0.00002	-58.35	0.96004	-33.30	0.96002	25.05
1361	[CHM-34	34.500]	0.00037	99.64	1.01432	-36.20	1.01395	-135.84
1362	[SOL-34	34.500]	0.39112	-32.63	1.00198	-30.56	0.61086	2.08
1363	[QUI-131	13.800]	0.00031	-93.70	1.00226	-33.97	1.00195	59.72
1365	[COC-13	13.800]	0.78931	-23.85	0.98279	-24.68	0.19348	-0.84
1366	[COC-34	34.500]	0.81093	-21.68	1.00556	-23.28	0.19463	-1.61
1368	[LNO-13	13.800]	0.76927	-27.52	0.97490	-26.96	0.20563	0.56
1369	[TOT-13	13.800]	0.69383	-20.75	1.00160	-22.86	0.30777	-2.12
1371	[CHM-342	34.500]	0.00023	145.06	1.02515	-36.52	1.02492	-181.58
1381	[ZCP-13	13.800]	0.00131	-66.59	0.98567	-35.99	0.98436	30.60
1387	[LNO-34	34.500]	0.76759	-27.58	0.97360	-27.00	0.20601	0.58
1810	[PAT-69	69.000]	0.12392	-18.07	0.99886	-31.14	0.87494	-13.08
1811	[CSA-69	69.000]	0.10558	-15.40	0.99163	-31.83	0.88605	-16.43
1812	[CSA-34	34.500]	0.00001	-84.81	1.00662	-36.24	1.00661	48.57
1830	[TOT-34	34.500]	0.69188	-19.67	0.99546	-22.35	0.30357	-2.68
1833	[TOL-69	69.000]	0.59818	-20.76	0.98844	-24.99	0.39026	-4.23
1834	[TOL-34	34.500]	0.58900	-28.98	0.98501	-28.15	0.39601	0.83
12313	[ALA-69	69.000]	0.97067	-18.54	0.98567	-20.92	0.01500	-2.39
12314	[ALA-13	13.800]	0.98311	-23.05	0.99895	-25.29	0.01583	-2.25





- Septiembre 2,022 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 15:47

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-B4\PAESEP MED22_GF1.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-B4\PAESEP MED22_GF1.sav

X-----X	BUS	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69 69.000]	0.14654	-15.12	1.03162	-22.63	0.88509	-7.51
1303	[COC-69 69.000]	0.89282	-21.62	1.00000	-19.56	0.10718	2.05
1307	[LNO-69 69.000]	0.86002	-25.35	0.97234	-22.52	0.11232	2.82
1313	[QUI-69 69.000]	0.63107	-30.77	1.00985	-24.41	0.37877	6.36
1315	[SOL-69 69.000]	0.66568	-24.01	1.02223	-21.50	0.35656	2.51
1317	[TOT-69 69.000]	0.88217	-18.29	1.01904	-16.94	0.13688	1.35
1326	[ZCP-69 69.000]	0.61758	-32.97	1.00286	-25.33	0.38528	7.64
1361	[CHM-34 34.500]	0.00000	-89.28	1.00775	-26.04	1.00775	63.25
1362	[SOL-34 34.500]	0.69866	-28.24	1.02940	-23.46	0.33074	4.78
1363	[QUI-131 13.800]	0.74184	-33.85	1.02827	-26.02	0.28643	7.83





1365	[COC-13	13.800]	0.89597	-24.99	1.00621	-22.25	0.11025	2.75
1366	[COC-34	34.500]	0.90293	-23.65	1.01267	-21.18	0.10974	2.47
1368	[LNO-13	13.800]	0.86519	-28.22	0.98036	-24.77	0.11517	3.45
1369	[TOT-13	13.800]	0.88865	-20.70	1.02702	-18.75	0.13836	1.95
1371	[CHM-342	34.500]	0.00000	-98.26	1.02699	-26.51	1.02699	71.75
1381	[ZCP-13	13.800]	0.60819	-37.15	0.99745	-26.99	0.38926	10.17
1387	[LNO-34	34.500]	0.87430	-29.51	0.99201	-25.77	0.11771	3.74
1810	[PAT-69	69.000]	0.32098	-23.94	1.02404	-22.76	0.70306	1.18
1811	[CSA-69	69.000]	0.31132	-26.09	1.01980	-23.21	0.70848	2.88
1812	[CSA-34	34.500]	0.33434	-38.86	1.01128	-26.16	0.67693	12.70
1830	[TOT-34	34.500]	0.88145	-19.63	1.01847	-17.95	0.13702	1.69
1833	[TOL-69	69.000]	0.77598	-23.35	1.00826	-20.97	0.23228	2.39
1834	[TOL-34	34.500]	0.87715	-25.88	1.00438	-22.89	0.12723	2.98
12313	[ALA-69	69.000]	0.96579	-21.77	0.97831	-20.64	0.01252	1.12
12314	[ALA-13	13.800]	0.97723	-26.05	0.99103	-24.81	0.01380	1.24

- Marzo 2,023 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 15:48

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-B4\PAEMARMAX23_GF1.sav





BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-
B4\PAEMARMAX23_GF1.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.00000	-49.75	1.01267	-26.02	1.01267	23.74
1303	[COC-69	69.000]	0.89433	-7.47	0.99797	-10.90	0.10364	-3.44
1307	[LNO-69	69.000]	0.86159	-11.24	0.97022	-13.92	0.10863	-2.68
1313	[QUI-69	69.000]	0.44887	-30.53	0.97028	-24.92	0.52141	5.61
1315	[SOL-69	69.000]	0.52670	-17.52	0.99249	-20.59	0.46578	-3.07
1317	[TOT-69	69.000]	0.76307	-12.11	1.00101	-15.23	0.23794	-3.13
1326	[ZCP-69	69.000]	0.42210	-36.15	0.96003	-26.54	0.53793	9.61
1361	[CHM-34	34.500]	0.00000	-80.16	1.01142	-30.48	1.01142	49.68
1362	[SOL-34	34.500]	0.51503	-27.81	1.00129	-23.83	0.48626	3.98
1363	[QUI-131	13.800]	0.45530	-38.85	1.00269	-27.15	0.54739	11.71
1365	[COC-13	13.800]	0.88024	-11.90	0.98587	-14.44	0.10563	-2.55
1366	[COC-34	34.500]	0.90237	-10.07	1.00877	-12.99	0.10640	-2.92
1368	[LNO-13	13.800]	0.86529	-14.95	0.97700	-16.83	0.11171	-1.89
1369	[TOT-13	13.800]	0.75821	-16.30	1.00162	-17.65	0.24340	-1.35
1371	[CHM-342	34.500]	0.00000	-137.07	1.02217	-30.82	1.02217	106.26
1381	[ZCP-13	13.800]	0.42304	-46.61	0.98564	-29.25	0.56260	17.36





1387	[LNO-34	34.500]	0.86382	-14.99	0.97571	-16.87	0.11189	-1.88
1810	[PAT-69	69.000]	0.16087	-15.48	0.99630	-24.96	0.83543	-9.48
1811	[CSA-69	69.000]	0.13710	-12.79	0.98874	-25.68	0.85164	-12.90
1812	[CSA-34	34.500]	0.00000	-87.50	1.00329	-30.34	1.00329	57.16
1830	[TOT-34	34.500]	0.75529	-15.35	0.99550	-17.11	0.24020	-1.76
1833	[TOL-69	69.000]	0.70140	-12.60	0.98726	-16.45	0.28586	-3.85
1834	[TOL-34	34.500]	0.69397	-19.24	0.98367	-19.77	0.28970	-0.53
12313	[ALA-69	69.000]	0.98161	-13.48	0.96859	-16.94	-0.01302	-3.46
12314	[ALA-13	13.800]	0.99440	-18.10	0.98064	-21.69	-0.01376	-3.59

• Marzo 2,023 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 15:50

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-B4\PAEMARMED23_GF1.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\01 _ TER-B3 y TER-B4\PAEMARMED23_GF1.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.14689	-4.27	1.03118	-13.85	0.88429	-9.58
1303	[COC-69	69.000]	0.93045	-6.44	1.00699	-6.15	0.07655	0.29





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1307	[LNO-69	69.000]	0.89867	-10.15	0.97883	-9.31	0.08016	0.84
1313	[QUI-69	69.000]	0.63393	-20.06	1.01036	-14.99	0.37642	5.08
1315	[SOL-69	69.000]	0.67049	-12.84	1.02348	-11.86	0.35299	0.98
1317	[TOT-69	69.000]	0.87579	-8.73	1.02025	-8.41	0.14445	0.32
1326	[ZCP-69	69.000]	0.61995	-22.45	1.00327	-15.98	0.38332	6.47
1361	[CHM-34	34.500]	0.00000	-81.10	1.00821	-17.51	1.00821	63.59
1362	[SOL-34	34.500]	0.70430	-17.31	1.02783	-13.97	0.32353	3.34
1363	[QUI-131	13.800]	0.74560	-23.34	1.02909	-16.71	0.28349	6.63
1365	[COC-13	13.800]	0.93554	-9.77	1.01417	-8.99	0.07863	0.78
1366	[COC-34	34.500]	0.94196	-8.45	1.02028	-7.86	0.07831	0.59
1368	[LNO-13	13.800]	0.90551	-12.97	0.98762	-11.68	0.08211	1.29
1369	[TOT-13	13.800]	0.88212	-11.35	1.02819	-10.34	0.14607	1.01
1371	[CHM-342	34.500]	0.00000	-82.10	1.02755	-18.01	1.02755	64.09
1381	[ZCP-13	13.800]	0.61118	-26.95	0.99841	-17.76	0.38723	9.19
1387	[LNO-34	34.500]	0.91573	-14.23	0.99961	-12.74	0.08388	1.49
1810	[PAT-69	69.000]	0.32175	-13.09	1.02396	-13.72	0.70221	-0.63
1811	[CSA-69	69.000]	0.31110	-15.44	1.01959	-14.20	0.70850	1.24
1812	[CSA-34	34.500]	0.33315	-29.58	1.01173	-17.37	0.67858	12.21
1830	[TOT-34	34.500]	0.87509	-10.19	1.01970	-9.48	0.14462	0.70
1833	[TOL-69	69.000]	0.79625	-9.84	1.01118	-9.47	0.21494	0.36





1834	[TOL-34	34.500]	0.88841	-12.48	1.00763	-11.53	0.11922	0.95
12313	[ALA-69	69.000]	0.97170	-13.66	0.97565	-13.87	0.00395	-0.21
12314	[ALA-13	13.800]	0.98785	-18.18	0.99219	-18.35	0.00434	-0.17

D.3.2. TER – B4

- Septiembre 2,022 – Demanda Máxima

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\02 _ TER-
B4\PAESEPMAX22_GF2.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.94830	-33.40	1.00654	-27.13	0.05824	6.27
1303	[COC-69	69.000]	0.96441	-26.64	0.98255	-23.04	0.01814	3.60
1307	[LNO-69	69.000]	0.93646	-29.72	0.95535	-26.00	0.01890	3.72
1313	[QUI-69	69.000]	0.89893	-43.45	0.94772	-37.37	0.04880	6.08
1315	[SOL-69	69.000]	0.92571	-38.41	0.97212	-32.81	0.04641	5.60
1317	[TOT-69	69.000]	1.01528	-15.94	1.01663	-13.15	0.00135	2.79
1326	[ZCP-69	69.000]	0.88742	-45.32	0.93717	-39.06	0.04975	6.26
1361	[CHM-34	34.500]	0.99674	-37.78	1.00534	-31.43	0.00861	6.34





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1362	[SOL-34	34.500]	0.97322	-41.84	0.98026	-36.19	0.00703	5.65
1363	[QUI-131	13.800]	0.97352	-45.87	0.97881	-39.77	0.00529	6.10
1365	[COC-13	13.800]	0.95190	-30.26	0.97035	-26.52	0.01845	3.74
1366	[COC-34	34.500]	0.97440	-28.77	0.99301	-25.09	0.01861	3.68
1368	[LNO-13	13.800]	0.94244	-32.70	0.96184	-28.87	0.01940	3.83
1369	[TOT-13	13.800]	1.01620	-18.18	1.01757	-15.38	0.00137	2.79
1371	[CHM-342	34.500]	1.00261	-38.15	1.01605	-31.76	0.01344	6.39
1381	[ZCP-13	13.800]	0.91026	-48.47	0.96193	-41.88	0.05167	6.59
1387	[LNO-34	34.500]	0.94109	-32.74	0.96052	-28.90	0.01943	3.84
1810	[PAT-69	69.000]	0.93074	-36.11	0.98519	-29.97	0.05445	6.14
1811	[CSA-69	69.000]	0.92276	-36.90	0.97782	-30.67	0.05506	6.23
1812	[CSA-34	34.500]	0.93387	-42.01	0.99206	-35.21	0.05819	6.80
1830	[TOT-34	34.500]	1.00989	-17.67	1.01125	-14.88	0.00136	2.79
1833	[TOL-69	69.000]	0.93564	-33.16	0.96950	-28.61	0.03387	4.55
1834	[TOL-34	34.500]	0.93182	-36.69	0.96594	-31.89	0.03412	4.80
12313	[ALA-69	69.000]	0.97715	-24.56	0.98152	-21.69	0.00437	2.88
12314	[ALA-13	13.800]	0.98996	-29.01	0.99457	-26.09	0.00462	2.92

- Septiembre 2,022 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E

WED, FEB 23 2022 15:53





COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\02 _ TER-B4\PAESEPMED22_GF2.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\02 _ TER-B4\PAESEPMED22_GF2.sav

X-----X	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.98953	-29.32	1.01838	-23.45	0.02885	5.86
1303	[COC-69	69.000]	0.98465	-24.92	0.99324	-21.60	0.00859	3.32
1307	[LNO-69	69.000]	0.95635	-27.98	0.96530	-24.61	0.00895	3.37
1313	[QUI-69	69.000]	0.97730	-35.64	0.99992	-30.68	0.02262	4.96
1315	[SOL-69	69.000]	0.99080	-32.55	1.01272	-27.72	0.02192	4.83
1317	[TOT-69	69.000]	1.02071	-14.60	1.02142	-11.99	0.00071	2.61
1326	[ZCP-69	69.000]	0.96994	-36.63	0.99282	-31.62	0.02288	5.00
1361	[CHM-34	34.500]	1.01643	-32.67	1.02000	-26.78	0.00357	5.89
1362	[SOL-34	34.500]	1.00377	-34.61	1.02622	-29.69	0.02245	4.92
1363	[QUI-131	13.800]	1.01038	-37.31	1.01808	-32.32	0.00770	4.99
1365	[COC-13	13.800]	0.99044	-27.69	0.99927	-24.33	0.00882	3.37
1366	[COC-34	34.500]	0.99696	-26.59	1.00575	-23.24	0.00879	3.35
1368	[LNO-13	13.800]	0.96399	-30.30	0.97315	-26.88	0.00917	3.42





1369	[TOT-13	13.800]	1.02870	-16.40	1.02942	-13.78	0.00072	2.61
1371	[CHM-342	34.500]	1.01519	-33.29	1.02932	-27.32	0.01413	5.97
1381	[ZCP-13	13.800]	0.96432	-38.40	0.98735	-33.31	0.02303	5.09
1387	[LNO-34	34.500]	0.97529	-31.33	0.98465	-27.90	0.00936	3.44
1810	[PAT-69	69.000]	0.98518	-31.06	1.01144	-25.53	0.02627	5.53
1811	[CSA-69	69.000]	0.98072	-31.54	1.00714	-25.99	0.02642	5.55
1812	[CSA-34	34.500]	0.97174	-34.74	0.99847	-29.02	0.02673	5.72
1830	[TOT-34	34.500]	1.02014	-15.60	1.02086	-12.99	0.00071	2.61
1833	[TOL-69	69.000]	0.98276	-29.18	0.99881	-25.11	0.01604	4.07
1834	[TOL-34	34.500]	0.97875	-31.21	0.99488	-27.07	0.01613	4.13
12313	[ALA-69	69.000]	0.97315	-23.94	0.97577	-21.26	0.00262	2.68
12314	[ALA-13	13.800]	0.98536	-28.16	0.98824	-25.46	0.00289	2.70

- Marzo 2,023 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 15:55

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\02 _ TER-B4\PAEMARMAX23_GF2.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU





OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\02 _ TER-

B4\PAEMARMAX23_GF2.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.95095	-27.61	1.00781	-21.39	0.05686	6.22
1303	[COC-69	69.000]	0.97848	-13.78	0.99002	-10.53	0.01155	3.25
1307	[LNO-69	69.000]	0.94991	-16.92	0.96195	-13.60	0.01204	3.32
1313	[QUI-69	69.000]	0.90356	-34.11	0.94924	-28.40	0.04567	5.71
1315	[SOL-69	69.000]	0.92917	-29.17	0.97273	-23.90	0.04356	5.27
1317	[TOT-69	69.000]	1.01364	-9.82	1.01394	-7.25	0.00030	2.57
1326	[ZCP-69	69.000]	0.89204	-35.98	0.93861	-30.09	0.04657	5.89
1361	[CHM-34	34.500]	0.99936	-32.18	1.00640	-25.90	0.00704	6.29
1362	[SOL-34	34.500]	0.97697	-32.57	0.98092	-27.27	0.00395	5.30
1363	[QUI-131	13.800]	0.97895	-36.45	0.98074	-30.73	0.00179	5.72
1365	[COC-13	13.800]	0.96605	-17.46	0.97779	-14.13	0.01174	3.34
1366	[COC-34	34.500]	0.98878	-15.94	1.00062	-12.64	0.01184	3.30
1368	[LNO-13	13.800]	0.95615	-19.96	0.96851	-16.56	0.01236	3.40
1369	[TOT-13	13.800]	1.01447	-12.18	1.01478	-9.60	0.00031	2.57
1371	[CHM-342	34.500]	1.00521	-32.57	1.01708	-26.24	0.01187	6.34
1381	[ZCP-13	13.800]	0.91505	-39.12	0.96342	-32.92	0.04836	6.19
1387	[LNO-34	34.500]	0.95483	-20.00	0.96720	-16.59	0.01238	3.40
1810	[PAT-69	69.000]	0.93406	-29.14	0.98678	-23.15	0.05271	5.99





1811	[CSA-69	69.000]	0.92578	-29.96	0.97911	-23.89	0.05333	6.07
1812	[CSA-34	34.500]	0.93673	-35.29	0.99313	-28.64	0.05641	6.65
1830	[TOT-34	34.500]	1.00820	-11.65	1.00851	-9.08	0.00030	2.57
1833	[TOL-69	69.000]	0.94060	-22.04	0.97020	-17.88	0.02960	4.16
1834	[TOL-34	34.500]	0.93666	-25.70	0.96649	-21.32	0.02983	4.38
12313	[ALA-69	69.000]	0.98165	-18.01	0.98400	-15.37	0.00235	2.64
12314	[ALA-13	13.800]	0.99444	-22.63	0.99692	-19.97	0.00248	2.67

- Marzo 2,023 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, FEB 23 2022 15:57

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\02 _ TER-B4\PAEMARMED23_GF2.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\02 _ TER-B4\PAEMARMED23_GF2.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.98861	-21.29	1.01813	-15.46	0.02952	5.82
1303	[COC-69	69.000]	0.99637	-10.37	1.00218	-7.32	0.00580	3.06
1307	[LNO-69	69.000]	0.96776	-13.60	0.97381	-10.51	0.00605	3.10





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1313	[QUI-69	69.000]	0.97580	-25.07	0.99895	-20.27	0.02315	4.80
1315	[SOL-69	69.000]	0.99018	-21.74	1.01257	-17.09	0.02239	4.66
1317	[TOT-69	69.000]	1.02144	-6.27	1.02144	-3.86	0.00000	2.41
1326	[ZCP-69	69.000]	0.96831	-26.14	0.99173	-21.29	0.02342	4.85
1361	[CHM-34	34.500]	1.01636	-24.89	1.02065	-19.04	0.00429	5.85
1362	[SOL-34	34.500]	1.00355	-23.95	1.02322	-19.22	0.01966	4.74
1363	[QUI-131	13.800]	1.00913	-26.87	1.01739	-22.04	0.00826	4.83
1365	[COC-13	13.800]	1.00328	-13.27	1.00923	-10.18	0.00595	3.09
1366	[COC-34	34.500]	1.00942	-12.12	1.01535	-9.04	0.00593	3.08
1368	[LNO-13	13.800]	0.97629	-16.03	0.98248	-12.90	0.00619	3.13
1369	[TOT-13	13.800]	1.02939	-8.19	1.02939	-5.79	0.00000	2.41
1371	[CHM-342	34.500]	1.01523	-25.55	1.01415	-19.74	-0.00108	5.81
1381	[ZCP-13	13.800]	0.96323	-28.04	0.98680	-23.11	0.02357	4.94
1387	[LNO-34	34.500]	0.98805	-17.11	0.99437	-13.97	0.00632	3.14
1810	[PAT-69	69.000]	0.98456	-22.08	1.01164	-16.64	0.02708	5.44
1811	[CSA-69	69.000]	0.97996	-22.60	1.00720	-17.13	0.02724	5.46
1812	[CSA-34	34.500]	0.97163	-26.03	0.99920	-20.38	0.02756	5.65
1830	[TOT-34	34.500]	1.02090	-7.34	1.02090	-4.94	0.00000	2.41
1833	[TOL-69	69.000]	0.98556	-16.49	1.00089	-12.67	0.01533	3.82
1834	[TOL-34	34.500]	0.98188	-18.65	0.99729	-14.76	0.01541	3.89





```

12313 [ALA-69      69.000]  0.97400  -16.16   0.97514  -13.70   0.00114   2.46
12314 [ALA-13     13.800]  0.99037  -20.66   0.99162  -18.18   0.00125   2.47
  
```

D.3.3. TER – B3

- Septiembre 2,022 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:00

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-B3\PAESEPMAX22_GF3.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-B3\PAESEPMAX22_GF3.sav

X-----X	BUS	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69 69.000]	0.97215	-29.91	1.01330	-23.32	0.04115	6.59
1303	[COC-69 69.000]	0.99642	-22.71	0.99628	-20.08	-0.00015	2.64
1307	[LNO-69 69.000]	0.96977	-25.60	0.96962	-22.96	-0.00015	2.64
1313	[QUI-69 69.000]	0.97682	-30.09	0.97088	-27.63	-0.00594	2.46
1315	[SOL-69 69.000]	0.99941	-25.77	0.99382	-23.26	-0.00558	2.51





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1317	[TOT-69	69.000]	1.00699	-20.92	0.99932	-18.42	-0.00768	2.51
1326	[ZCP-69	69.000]	0.96677	-31.68	0.96073	-29.24	-0.00604	2.44
1361	[CHM-34	34.500]	1.02267	-34.07	1.01233	-27.56	-0.01034	6.51
1362	[SOL-34	34.500]	1.00839	-28.97	1.00264	-26.50	-0.00575	2.47
1363	[QUI-131	13.800]	1.00917	-32.34	1.00297	-29.91	-0.00620	2.43
1365	[COC-13	13.800]	0.98445	-26.10	0.98430	-23.47	-0.00015	2.64
1366	[COC-34	34.500]	1.00723	-24.71	1.00708	-22.07	-0.00015	2.64
1368	[LNO-13	13.800]	0.97664	-28.37	0.97648	-25.74	-0.00016	2.64
1369	[TOT-13	13.800]	1.00777	-23.20	0.99995	-20.73	-0.00782	2.47
1371	[CHM-342	34.500]	1.01203	-34.57	1.02313	-27.88	0.01110	6.69
1381	[ZCP-13	13.800]	0.99266	-34.33	0.98639	-31.92	-0.00627	2.41
1387	[LNO-34	34.500]	0.97534	-28.41	0.97519	-25.77	-0.00016	2.64
1810	[PAT-69	69.000]	0.95876	-31.28	1.00076	-24.58	0.04200	6.70
1811	[CSA-69	69.000]	0.95111	-32.02	0.99355	-25.26	0.04244	6.76
1812	[CSA-34	34.500]	0.96386	-36.82	1.00863	-29.65	0.04478	7.17
1830	[TOT-34	34.500]	1.00156	-22.69	0.99383	-20.21	-0.00773	2.48
1833	[TOL-69	69.000]	0.99341	-24.94	0.99052	-22.37	-0.00290	2.57
1834	[TOL-34	34.500]	0.99001	-28.07	0.98710	-25.52	-0.00291	2.56
12313	[ALA-69	69.000]	0.98062	-23.72	0.98423	-21.01	0.00361	2.71
12314	[ALA-13	13.800]	0.99362	-28.14	0.99743	-25.39	0.00381	2.74





- Septiembre 2,022 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:02

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-B3\PAESEPMED22_GF3.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-B3\PAESEPMED22_GF3.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.98934	-27.15	1.02062	-20.48	0.03128	6.67
1303	[COC-69	69.000]	0.99829	-21.90	0.99952	-19.28	0.00122	2.61
1307	[LNO-69	69.000]	0.97056	-24.87	0.97184	-22.25	0.00127	2.62
1313	[QUI-69	69.000]	1.00790	-25.70	1.00901	-23.13	0.00110	2.57
1315	[SOL-69	69.000]	1.02037	-22.78	1.02143	-20.21	0.00106	2.56
1317	[TOT-69	69.000]	1.01839	-18.82	1.01923	-16.28	0.00084	2.53
1326	[ZCP-69	69.000]	1.00089	-26.62	1.00201	-24.05	0.00111	2.57
1361	[CHM-34	34.500]	1.01623	-30.50	1.02230	-23.79	0.00607	6.71
1362	[SOL-34	34.500]	1.02751	-24.75	1.02858	-22.18	0.00107	2.57





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1363	[QUI-131	13.800]	1.02627	-27.31	1.02740	-24.74	0.00113	2.57
1365	[COC-13	13.800]	1.00446	-24.59	1.00572	-21.97	0.00126	2.62
1366	[COC-34	34.500]	1.01092	-23.52	1.01217	-20.90	0.00125	2.62
1368	[LNO-13	13.800]	0.97854	-27.12	0.97985	-24.49	0.00130	2.63
1369	[TOT-13	13.800]	1.02636	-20.62	1.02721	-18.08	0.00084	2.54
1371	[CHM-342	34.500]	1.01499	-31.12	1.01569	-24.44	0.00070	6.68
1381	[ZCP-13	13.800]	0.99548	-28.29	0.99660	-25.71	0.00112	2.58
1387	[LNO-34	34.500]	0.99015	-28.12	0.99148	-25.50	0.00133	2.63
1810	[PAT-69	69.000]	0.98183	-28.05	1.01346	-21.33	0.03163	6.73
1811	[CSA-69	69.000]	0.97736	-28.54	1.00916	-21.78	0.03181	6.76
1812	[CSA-34	34.500]	0.96833	-31.76	1.00052	-24.80	0.03219	6.96
1830	[TOT-34	34.500]	1.01782	-19.82	1.01866	-17.29	0.00084	2.53
1833	[TOL-69	69.000]	1.00658	-22.77	1.00773	-20.19	0.00114	2.59
1834	[TOL-34	34.500]	1.00270	-24.71	1.00384	-22.11	0.00115	2.59
12313	[ALA-69	69.000]	0.97479	-23.44	0.97716	-20.82	0.00237	2.62
12314	[ALA-13	13.800]	0.98716	-27.64	0.98977	-25.00	0.00261	2.64

- Marzo 2,023 – Demanda Máxima





PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:03

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-B3\PAEMARMAX23_GF3.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-B3\PAEMARMAX23_GF3.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.95831	-26.95	1.01103	-20.15	0.05273	6.80
1303	[COC-69	69.000]	1.00166	-10.21	1.00213	-7.68	0.00047	2.53
1307	[LNO-69	69.000]	0.97407	-13.21	0.97456	-10.68	0.00049	2.54
1313	[QUI-69	69.000]	0.98268	-20.70	0.98320	-18.21	0.00052	2.49
1315	[SOL-69	69.000]	1.00415	-16.48	1.00464	-13.99	0.00049	2.49
1317	[TOT-69	69.000]	1.00978	-13.30	1.01022	-10.84	0.00045	2.46
1326	[ZCP-69	69.000]	0.97264	-22.29	0.97316	-19.79	0.00053	2.50
1361	[CHM-34	34.500]	1.00737	-31.44	1.00973	-24.62	0.00237	6.82
1362	[SOL-34	34.500]	1.01331	-19.64	1.01381	-17.15	0.00050	2.49
1363	[QUI-131	13.800]	1.01562	-22.88	1.01616	-20.38	0.00054	2.50
1365	[COC-13	13.800]	0.98963	-13.73	0.99010	-11.19	0.00048	2.54
1366	[COC-34	34.500]	1.01256	-12.28	1.01304	-9.75	0.00048	2.54





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1368	[LNO-13	13.800]	0.98095	-16.10	0.98145	-13.56	0.00050	2.54
1369	[TOT-13	13.800]	1.01054	-15.68	1.01100	-13.21	0.00045	2.46
1371	[CHM-342	34.500]	1.01328	-31.83	1.02046	-24.96	0.00717	6.87
1381	[ZCP-13	13.800]	0.99872	-24.92	0.99927	-22.43	0.00055	2.50
1387	[LNO-34	34.500]	0.97966	-16.13	0.98016	-13.59	0.00050	2.54
1810	[PAT-69	69.000]	0.94395	-28.43	0.99786	-21.48	0.05391	6.95
1811	[CSA-69	69.000]	0.93579	-29.23	0.99031	-22.20	0.05452	7.03
1812	[CSA-34	34.500]	0.94733	-34.44	1.00495	-26.84	0.05762	7.60
1830	[TOT-34	34.500]	1.00432	-15.14	1.00477	-12.68	0.00045	2.46
1833	[TOL-69	69.000]	0.99704	-14.06	0.99750	-11.55	0.00046	2.51
1834	[TOL-34	34.500]	0.99352	-17.32	0.99398	-14.80	0.00046	2.52
12313	[ALA-69	69.000]	0.98219	-17.51	0.98494	-14.94	0.00274	2.57
12314	[ALA-13	13.800]	0.99502	-22.13	0.99791	-19.53	0.00290	2.60

- Marzo 2,023 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:04

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-B3\PAEMARMED23_GF3.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

453





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

IN WORKING CASE

IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\03 _ TER-

B3\PAEMARMED23_GF3.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.97769	-21.50	1.01779	-14.66	0.04010	6.83
1303	[COC-69	69.000]	1.00767	-7.49	1.00789	-5.06	0.00023	2.42
1307	[LNO-69	69.000]	0.97953	-10.64	0.97977	-8.22	0.00024	2.42
1313	[QUI-69	69.000]	1.01249	-14.80	1.01268	-12.42	0.00019	2.38
1315	[SOL-69	69.000]	1.02580	-11.69	1.02598	-9.31	0.00018	2.38
1317	[TOT-69	69.000]	1.02215	-9.14	1.02229	-6.78	0.00014	2.35
1326	[ZCP-69	69.000]	1.00543	-15.79	1.00562	-13.41	0.00019	2.38
1361	[CHM-34	34.500]	1.00486	-25.18	1.02030	-18.24	0.01545	6.94
1362	[SOL-34	34.500]	1.02693	-13.80	1.02712	-11.43	0.00018	2.38
1363	[QUI-131	13.800]	1.01571	-16.57	1.01589	-14.19	0.00019	2.38
1365	[COC-13	13.800]	1.01486	-10.32	1.01510	-7.90	0.00023	2.42
1366	[COC-34	34.500]	1.02096	-9.20	1.02120	-6.77	0.00023	2.42
1368	[LNO-13	13.800]	0.98834	-13.01	0.98858	-10.59	0.00024	2.43
1369	[TOT-13	13.800]	1.03011	-11.06	1.03025	-8.70	0.00014	2.36
1371	[CHM-342	34.500]	1.00366	-25.86	1.01380	-18.94	0.01014	6.92
1381	[ZCP-13	13.800]	1.00058	-17.55	1.00077	-15.17	0.00019	2.38
1387	[LNO-34	34.500]	1.00035	-14.07	1.00059	-11.64	0.00025	2.43
1810	[PAT-69	69.000]	0.96977	-22.49	1.01036	-15.58	0.04058	6.91
1811	[CSA-69	69.000]	0.96508	-23.03	1.00592	-16.08	0.04083	6.95





1812	[CSA-34	34.500]	0.95657	-26.57	0.99790	-19.34	0.04133	7.23
1830	[TOT-34	34.500]	1.02161	-10.21	1.02175	-7.85	0.00014	2.36
1833	[TOL-69	69.000]	1.01326	-10.06	1.01345	-7.65	0.00019	2.40
1834	[TOL-34	34.500]	1.00972	-12.10	1.00991	-9.70	0.00019	2.40
12313	[ALA-69	69.000]	0.97388	-15.88	0.97532	-13.44	0.00144	2.45
12314	[ALA-13	13.800]	0.99024	-20.38	0.99182	-17.92	0.00159	2.46

D.3.4. ECR – B2

- Septiembre 2,022 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:20

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-B2\PAESEPMAX22_GF4.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-B2\PAESEPMAX22_GF4.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
--------	-----	--------	---------	-------	---------	-------	-----------	-------





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1403	[COB-69	69.000]	0.76708	-7.48	0.97111	-14.77	0.20403	-7.29
1416	[SJU-69	69.000]	0.96987	-4.10	1.01710	-6.88	0.04723	-2.79
1429	[CHS-69	69.000]	0.40684	-6.23	0.95751	-27.81	0.55066	-21.58
1431	[RIO-69	69.000]	1.01092	-13.03	1.01569	-14.47	0.00477	-1.44
1445	[IPA-138	138.00]	1.01145	-20.18	1.01417	-21.47	0.00271	-1.29
1447	[TIC-69	69.000]	0.99372	-5.50	1.02511	-7.58	0.03139	-2.08
1471	[CHS-34	34.500]	0.39500	-17.23	1.01219	-30.54	0.61719	-13.31
1475	[RIO-34	34.000]	1.01994	-15.29	1.02478	-16.71	0.00485	-1.42
1495	[PET-69	69.000]	0.00001	173.96	0.98815	-44.67	0.98815	-218.63
1496	[PET-34	34.500]	0.00359	92.58	0.98869	-45.41	0.98510	-137.99
1702	[PLA-69	69.000]	0.41116	-7.78	0.97640	-28.90	0.56525	-21.12
1719	[SYX-69	69.000]	0.15413	-3.35	0.95083	-36.91	0.79670	-33.56
1720	[SYX-34	34.500]	0.13265	-24.71	1.00422	-40.46	0.87157	-15.76
1751	[PLA-34	34.500]	0.41620	-8.26	1.00137	-29.03	0.58518	-20.77
1752	[PLA-13	13.800]	0.39123	-15.52	0.99318	-30.91	0.60196	-15.38
1764	[VDA-69	69.000]	0.63929	-6.68	0.96304	-19.04	0.32375	-12.37
1767	[LLB-691	69.000]	0.06714	2.78	0.96998	-40.76	0.90284	-43.54
1768	[LLB-69	69.000]	0.06719	2.70	0.97392	-40.83	0.90673	-43.54
1975	[VDA-H	0.6900]	0.67248	1.23	0.99071	-15.47	0.31823	-16.70
14010	[RAA-69	69.000]	0.42049	-5.20	0.97798	-28.13	0.55749	-22.93





14011 [RAA-691 69.000] 0.41929 -5.43 0.97712 -28.18 0.55783 -22.75

Septiembre 2,022 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:27

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-B2\PAESEPMED22_GF4.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-B2\PAESEPMED22_GF4.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1403	[COB-69	69.000]	0.98507	-12.27	0.99549	-10.15	0.01042	2.12
1416	[SJU-69	69.000]	1.01113	-6.21	1.01329	-5.07	0.00216	1.14
1429	[CHS-69	69.000]	0.97491	-21.49	0.99638	-16.93	0.02147	4.56
1431	[RIO-69	69.000]	1.00732	-12.97	1.00726	-12.18	-0.00006	0.80
1445	[IPA-138	138.00]	1.01617	-19.49	1.01629	-18.74	0.00013	0.76
1447	[TIC-69	69.000]	1.01149	-7.22	1.01247	-6.20	0.00098	1.02
1471	[CHS-34	34.500]	1.02324	-22.86	1.01893	-18.31	-0.00431	4.55
1475	[RIO-34	34.000]	1.01845	-14.63	1.01840	-13.83	-0.00006	0.79
1495	[PET-69	69.000]	0.98633	-37.18	1.01607	-27.57	0.02974	9.61





1496	[PET-34	34.500]	0.99465	-38.14	1.02002	-28.04	0.02536	10.09
1702	[PLA-69	69.000]	0.98469	-21.39	1.00076	-16.73	0.01607	4.65
1719	[SYX-69	69.000]	0.96672	-29.23	0.99691	-22.46	0.03019	6.77
1720	[SYX-34	34.500]	1.00129	-31.22	1.01935	-24.38	0.01806	6.84
1751	[PLA-34	34.500]	1.00880	-21.43	1.01281	-16.78	0.00401	4.65
1752	[PLA-13	13.800]	0.99876	-22.95	1.01543	-18.25	0.01667	4.70
1764	[VDA-69	69.000]	0.98060	-15.36	0.99556	-12.43	0.01496	2.93
1767	[LLB-691	69.000]	0.97731	-33.13	1.00875	-24.99	0.03143	8.14
1768	[LLB-69	69.000]	0.98128	-33.21	1.01284	-25.07	0.03156	8.14
1975	[VDA-H	0.6900]	1.00942	-14.28	1.01000	-11.37	0.00058	2.91
14010	[RAA-69	69.000]	0.98783	-21.04	1.00356	-16.39	0.01573	4.65
14011	[RAA-691	69.000]	0.98719	-21.08	1.00319	-16.44	0.01600	4.64

- Marzo 2,023 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:32

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-B2\PAEMARMAX23_GF4.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

458





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

IN WORKING CASE

IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-

B2\PAEMARMAX23_GF4.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1403	[COB-69	69.000]	0.75237	-9.66	0.93059	-19.69	0.17821	-10.03
1416	[SJU-69	69.000]	0.95162	-6.06	0.99962	-10.33	0.04799	-4.27
1429	[CHS-69	69.000]	0.40812	-9.96	0.88923	-36.69	0.48112	-26.73
1431	[RIO-69	69.000]	1.00890	-10.36	1.01427	-12.92	0.00537	-2.56
1445	[IPA-138	138.00]	1.01334	-11.60	1.01571	-14.00	0.00237	-2.41
1447	[TIC-69	69.000]	0.97878	-6.07	1.01089	-9.52	0.03211	-3.45
1471	[CHS-34	34.500]	0.41347	-17.06	0.93847	-40.01	0.52500	-22.94
1475	[RIO-34	34.000]	1.01779	-11.56	1.02325	-14.10	0.00545	-2.55
1495	[PET-69	69.000]	0.00139	-18.22	0.93770	-57.78	0.93631	-39.56
1496	[PET-34	34.500]	0.03349	-174.77	0.96729	-58.63	0.93380	116.14
1702	[PLA-69	69.000]	0.41752	-13.71	0.90478	-38.89	0.48726	-25.18
1719	[SYX-69	69.000]	0.15283	-0.92	0.88358	-48.00	0.73075	-47.08
1720	[SYX-34	34.500]	0.00014	-57.78	0.97128	-51.79	0.97114	5.99
1751	[PLA-34	34.500]	0.42794	-14.02	1.00182	-39.02	0.57389	-24.99
1752	[PLA-13	13.800]	0.41380	-18.21	0.99053	-41.00	0.57673	-22.79
1764	[VDA-69	69.000]	0.62890	-9.22	0.90952	-25.25	0.28062	-16.04
1767	[LLB-691	69.000]	0.08341	-8.38	0.90944	-52.88	0.82602	-44.50
1768	[LLB-69	69.000]	0.08374	-8.45	0.91312	-52.96	0.82938	-44.51
1975	[VDA-H	0.6900]	0.66704	-7.15	0.94049	-24.21	0.27344	-17.06





14010	[RAA-69	69.000]	0.42423	-12.00	0.90664	-38.00	0.48241	-26.00
14011	[RAA-691	69.000]	0.42311	-12.04	0.90587	-38.01	0.48276	-25.97

• Marzo 2,023 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:34

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-B2\PAEMARMED23_GF4.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\04 _ ECR-B2\PAEMARMED23_GF4.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1403	[COB-69	69.000]	0.96957	-17.00	0.98832	-14.68	0.01876	2.32
1416	[SJU-69	69.000]	1.00819	-9.98	1.01339	-8.73	0.00519	1.25
1429	[CHS-69	69.000]	0.94478	-28.61	0.98218	-23.42	0.03741	5.20
1431	[RIO-69	69.000]	1.01209	-14.70	1.01265	-13.81	0.00056	0.88
1445	[IPA-138	138.00]	1.01284	-11.93	1.01315	-11.10	0.00031	0.83
1447	[TIC-69	69.000]	1.01192	-9.29	1.01514	-8.17	0.00322	1.12
1471	[CHS-34	34.500]	0.99169	-30.19	1.00460	-24.95	0.01291	5.24
1475	[RIO-34	34.000]	1.01108	-15.71	1.01164	-14.82	0.00056	0.89





1495	[PET-69	69.000]	0.95196	-46.74	1.00001	-35.53	0.04805	11.22
1496	[PET-34	34.500]	0.98565	-47.81	1.00521	-36.10	0.01956	11.71
1702	[PLA-69	69.000]	0.95609	-29.41	0.98778	-24.07	0.03170	5.35
1719	[SYX-69	69.000]	0.93154	-37.45	0.98057	-29.61	0.04903	7.84
1720	[SYX-34	34.500]	1.00425	-39.43	1.00253	-31.59	-0.00172	7.84
1751	[PLA-34	34.500]	1.00420	-29.46	1.01198	-24.11	0.00778	5.35
1752	[PLA-13	13.800]	0.99644	-31.11	1.00322	-25.73	0.00678	5.37
1764	[VDA-69	69.000]	0.95742	-20.87	0.98434	-17.64	0.02692	3.23
1767	[LLB-691	69.000]	0.94164	-42.01	0.99216	-32.53	0.05052	9.48
1768	[LLB-69	69.000]	0.94546	-42.08	0.99618	-32.61	0.05072	9.48
1975	[VDA-H	0.6900]	0.95742	-20.87	0.98434	-17.64	0.02692	3.23
14010	[RAA-69	69.000]	0.95940	-29.06	0.99067	-23.72	0.03127	5.33
14011	[RAA-691	69.000]	0.95867	-29.07	0.99024	-23.74	0.03157	5.33

D.3.5. ECR – B2

- Septiembre 2,022 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:39

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-B2\PAESEPMAX22_GF5.sav





BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

B2\PAESEPMAX22_GF5.sav IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1403	[COB-69	69.000]	0.99747	-5.83	0.99939	-6.37	0.00192	-0.54
1416	[SJU-69	69.000]	1.01783	-3.24	1.01985	-3.79	0.00202	-0.55
1429	[CHS-69	69.000]	0.03824	-139.41	0.00629	75.87	-0.03195	215.28
1431	[RIO-69	69.000]	0.82571	-13.85	0.90705	-17.10	0.08135	-3.25
1445	[IPA-138	138.00]	1.00208	-20.35	1.00767	-20.77	0.00559	-0.42
1447	[TIC-69	69.000]	1.02120	-4.61	1.02338	-5.14	0.00219	-0.53
1471	[CHS-34	34.500]	0.03823	-140.77	0.00000	6.52	-0.03823	147.29
1475	[RIO-34	34.000]	0.83167	-17.23	0.91418	-19.89	0.08251	-2.66
1495	[PET-69	69.000]	0.07269	48.36	0.41390	-40.20	0.34121	-88.56
1496	[PET-34	34.500]	0.07714	45.79	0.42686	-42.33	0.34971	-88.12
1702	[PLA-69	69.000]	0.08785	-97.35	0.00000	-89.68	-0.08785	7.67
1719	[SYX-69	69.000]	0.00773	85.55	0.16821	-40.56	0.16048	-126.11
1720	[SYX-34	34.500]	0.00806	79.97	0.19683	-28.53	0.18877	-108.50
1751	[PLA-34	34.500]	0.08875	-97.76	0.00000	-99.05	-0.08874	-1.30
1752	[PLA-13	13.800]	0.08238	-101.86	0.00000	-142.22	-0.08237	-40.35
1764	[VDA-69	69.000]	0.99975	-5.68	1.00156	-6.21	0.00182	-0.54





1767	[LLB-691	69.000]	0.04384	62.42	0.28702	-40.29	0.24318	-102.71
1768	[LLB-69	69.000]	0.04393	62.35	0.28817	-40.37	0.24423	-102.72
1975	[VDA-H	0.6900]	1.02200	-2.34	1.02200	-2.88	0.00000	-0.54
14010	[RAA-69	69.000]	0.09545	-93.01	0.01840	-66.68	-0.07705	26.33
14011	[RAA-691	69.000]	0.09194	-95.38	0.01806	-71.59	-0.07388	23.78

- Septiembre 2,022 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:41

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-B2\PAESEPMED22_GF5.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-B2\PAESEPMED22_GF5.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1403	[COB-69	69.000]	1.00078	-7.15	1.00097	-6.34	0.00020	0.81
1416	[SJU-69	69.000]	1.01307	-4.91	1.01327	-4.10	0.00020	0.81
1429	[CHS-69	69.000]	0.99269	-43.43	1.00682	-34.59	0.01413	8.83





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1431	[RIO-69	69.000]	0.99376	-17.79	1.00440	-15.80	0.01064	1.98
1445	[IPA-138	138.00]	1.01482	-19.87	1.01569	-19.02	0.00087	0.85
1447	[TIC-69	69.000]	1.01081	-6.38	1.01103	-5.59	0.00023	0.79
1471	[CHS-34	34.500]	1.01513	-44.82	1.02967	-35.95	0.01454	8.87
1475	[RIO-34	34.000]	1.00471	-19.49	1.01550	-17.47	0.01079	2.02
1495	[PET-69	69.000]	0.98913	-39.82	1.01250	-31.30	0.02337	8.52
1496	[PET-34	34.500]	0.99686	-40.77	1.01640	-31.77	0.01954	9.00
1702	[PLA-69	69.000]	0.99800	-43.25	1.00857	-34.36	0.01057	8.89
1719	[SYX-69	69.000]	0.98697	-42.80	1.00534	-34.07	0.01837	8.74
1720	[SYX-34	34.500]	1.00912	-44.76	1.02802	-35.95	0.01890	8.81
1751	[PLA-34	34.500]	1.01001	-43.30	1.02072	-34.40	0.01070	8.89
1752	[PLA-13	13.800]	1.01257	-44.78	1.02354	-35.85	0.01097	8.92
1764	[VDA-69	69.000]	1.00180	-7.11	1.00199	-6.30	0.00019	0.81
1767	[LLB-691	69.000]	0.99129	-41.44	1.01216	-32.81	0.02087	8.63
1768	[LLB-69	69.000]	0.99531	-41.52	1.01627	-32.88	0.02096	8.63
1975	[VDA-H	0.6900]	1.01000	-6.05	1.01000	-5.24	0.00000	0.81
14010	[RAA-69	69.000]	1.00086	-42.91	1.01121	-34.02	0.01035	8.89
14011	[RAA-691	69.000]	1.00044	-42.95	1.01097	-34.07	0.01053	8.88

- Marzo 2,023 – Demanda Máxima





PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:42

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-B2\PAEMARMAX23_GF5.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-B2\PAEMARMAX23_GF5.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1403	[COB-69	69.000]	0.98906	-7.85	1.00097	-6.34	0.01191	1.51
1416	[SJU-69	69.000]	1.01115	-5.04	1.01327	-4.10	0.00213	0.94
1429	[CHS-69	69.000]	0.07165	-78.92	1.00682	-34.59	0.93517	44.33
1431	[RIO-69	69.000]	0.82942	-11.04	1.00440	-15.80	0.17499	-4.76
1445	[IPA-138	138.00]	1.00449	-11.46	1.01569	-19.02	0.01120	-7.56
1447	[TIC-69	69.000]	1.01457	-5.03	1.01103	-5.59	-0.00354	-0.57
1471	[CHS-34	34.500]	0.06905	-91.57	1.02967	-35.95	0.96063	55.61
1475	[RIO-34	34.000]	0.83539	-12.81	1.01550	-17.47	0.18011	-4.65
1495	[PET-69	69.000]	0.03795	19.66	1.01250	-31.30	0.97455	-50.96
1496	[PET-34	34.500]	0.00156	98.06	1.01640	-31.77	1.01484	-129.83
1702	[PLA-69	69.000]	0.10586	-80.61	1.00857	-34.36	0.90271	46.25
1719	[SYX-69	69.000]	0.03814	-63.25	1.00534	-34.07	0.96720	29.19
1720	[SYX-34	34.500]	0.03358	-89.33	1.02802	-35.95	0.99444	53.38





1751	[PLA-34	34.500]	0.10836	-81.15	1.02072	-34.40	0.91236	46.74
1752	[PLA-13	13.800]	0.09833	-89.32	1.02354	-35.85	0.92521	53.47
1764	[VDA-69	69.000]	0.99037	-7.82	1.00199	-6.30	0.01162	1.53
1767	[LLB-691	69.000]	0.03227	-35.90	1.01216	-32.81	0.97990	3.10
1768	[LLB-69	69.000]	0.03244	-36.02	1.01627	-32.88	0.98383	3.13
1975	[VDA-H	0.6900]	1.00500	-6.92	1.01000	-5.24	0.00500	1.68
14010	[RAA-69	69.000]	0.11260	-77.55	1.01121	-34.02	0.89861	43.53
14011	[RAA-691	69.000]	0.11040	-77.83	1.01097	-34.07	0.90057	43.76

- Marzo 2,023 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:43

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-B2\PAEMARMED23_GF5.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\05 _ ECR-B2\PAEMARMED23_GF5.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1403	[COB-69	69.000]	1.00229	-10.81	1.00316	-9.89	0.00087	0.92
1416	[SJU-69	69.000]	1.01540	-8.45	1.01625	-7.54	0.00085	0.92





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1429	[CHS-69	69.000]	0.96094	-56.80	0.98991	-45.35	0.02897	11.45
1431	[RIO-69	69.000]	0.98092	-20.74	0.99982	-18.49	0.01889	2.25
1445	[IPA-138	138.00]	1.01002	-12.44	1.01153	-11.49	0.00151	0.96
1447	[TIC-69	69.000]	1.01483	-8.32	1.01563	-7.42	0.00079	0.90
1471	[CHS-34	34.500]	1.00876	-58.32	1.01255	-46.86	0.00379	11.46
1475	[RIO-34	34.000]	1.00402	-21.77	1.01094	-19.50	0.00692	2.27
1495	[PET-69	69.000]	0.94817	-49.92	0.99456	-39.36	0.04639	10.56
1496	[PET-34	34.500]	0.98174	-51.00	1.00092	-39.93	0.01918	11.06
1702	[PLA-69	69.000]	0.97183	-57.57	0.99358	-45.96	0.02175	11.61
1719	[SYX-69	69.000]	0.94949	-54.86	0.98692	-43.69	0.03743	11.16
1720	[SYX-34	34.500]	1.00312	-56.84	1.00256	-45.68	-0.00056	11.16
1751	[PLA-34	34.500]	1.00803	-57.62	1.00556	-46.01	-0.00247	11.61
1752	[PLA-13	13.800]	0.99318	-59.27	1.00923	-47.61	0.01605	11.66
1764	[VDA-69	69.000]	1.00264	-10.82	1.00351	-9.90	0.00087	0.92
1767	[LLB-691	69.000]	0.95145	-52.57	0.99349	-41.68	0.04204	10.89
1768	[LLB-69	69.000]	0.95531	-52.64	0.99752	-41.76	0.04221	10.89
1975	[VDA-H	0.6900]	1.00264	-10.82	1.00351	-9.90	0.00087	0.92
14010	[RAA-69	69.000]	0.97505	-57.22	0.99635	-45.62	0.02130	11.60
14011	[RAA-691	69.000]	0.97435	-57.23	0.99602	-45.63	0.02166	11.60





D.3.6. GEN – B2 y GEN – B3

- Septiembre 2,022 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:48

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMAX22_GF6.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMAX22_GF6.sav

X-----X	BUS	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1407	[LRU-69 69.000]	0.87449	-35.33	1.01370	-22.11	0.13921	13.22
1409	[PAN-69 69.000]	0.97850	-29.95	1.01806	-23.83	0.03956	6.12
1410	[PBA-69 69.000]	0.84592	-45.41	1.05040	-24.78	0.20448	20.63
1413	[RBO-69 69.000]	0.89220	-33.85	1.02154	-20.87	0.12934	12.98
1424	[GEN-69 69.000]	0.84673	-44.92	1.04969	-24.44	0.20296	20.48
1431	[RIO-69 69.000]	0.88723	-27.60	0.99811	-17.81	0.11088	9.78
1432	[MYE-69 69.000]	0.95212	-31.86	1.01782	-24.02	0.06570	7.84
1455	[PAN-13 13.800]	0.99090	-33.45	1.03216	-27.06	0.04126	6.39





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1456	[PAN-34	34.500]	0.97684	-34.45	1.01736	-27.98	0.04053	6.47
1460	[LRU-341	34.500]	0.86478	-40.01	1.00774	-25.58	0.14295	14.43
1467	[PBA-131	13.800]	0.82907	-47.83	1.03275	-26.35	0.20368	21.48
1468	[PBA-132	13.800]	0.83941	-50.19	1.05002	-27.86	0.21060	22.33
1475	[RIO-34	34.000]	0.89395	-30.53	1.00689	-20.13	0.11294	10.40
1499	[PAN-138	138.00]	0.96812	-29.42	1.00217	-23.81	0.03404	5.61
1521	[PAN-13T2	13.800]	0.98378	-29.31	1.01730	-23.81	0.03351	5.50
1524	[SAS-13T	13.800]	0.99751	-18.20	1.00986	-14.24	0.01235	3.96
1613	[RBO-H	4.1600]	0.92967	-28.63	1.02800	-16.75	0.09833	11.88
1642	[GEN-B1	13.800]	0.84673	-44.92	1.04912	-22.55	0.20239	22.37
1643	[GEN-B2	13.800]	0.84673	-44.92	1.04908	-22.49	0.20235	22.43
1771	[SAS-230	230.00]	1.00169	-10.53	1.00650	-7.21	0.00481	3.31
1772	[SAS-69	69.000]	0.99808	-17.48	1.00986	-13.59	0.01178	3.89
14022	[LAM-69	69.000]	0.91633	-33.61	1.01537	-23.40	0.09903	10.21
14023	[LAM-34	34.500]	0.91430	-34.42	1.01355	-24.06	0.09925	10.36

- Septiembre 2,022 – Demanda Media





COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMED22GF6.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMED22GF6.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1407	[LRU-69	69.000]	0.97928	-26.02	1.03243	-15.14	0.05315	10.88
1409	[PAN-69	69.000]	0.99308	-23.78	1.00767	-18.75	0.01458	5.03
1410	[PBA-69	69.000]	0.98569	-33.31	1.07842	-17.08	0.09273	16.23
1413	[RBO-69	69.000]	0.99454	-24.83	1.03515	-13.86	0.04060	10.97
1424	[GEN-69	69.000]	0.98510	-32.97	1.07727	-16.79	0.09217	16.18
1431	[RIO-69	69.000]	0.97362	-19.87	1.01466	-11.62	0.04104	8.25
1432	[MYE-69	69.000]	0.99212	-24.74	1.01627	-18.23	0.02414	6.51
1455	[PAN-13	13.800]	0.99787	-26.32	1.01278	-21.22	0.01492	5.11
1456	[PAN-34	34.500]	0.98848	-28.12	1.00346	-22.96	0.01499	5.16
1460	[LRU-341	34.500]	0.97834	-29.03	1.03235	-17.84	0.05401	11.19
1467	[PBA-131	13.800]	0.96871	-34.84	1.06071	-18.36	0.09200	16.48
1468	[PBA-132	13.800]	0.98511	-36.58	1.08004	-19.81	0.09493	16.77
1475	[RIO-34	34.000]	0.98428	-21.64	1.02590	-13.25	0.04162	8.39
1499	[PAN-138	138.00]	0.99949	-23.41	1.01388	-18.77	0.01439	4.63





1521	[PAN-13T2	13.800]	0.98651	-23.33	1.00065	-18.78	0.01413	4.55
1524	[SAS-13T	13.800]	0.99921	-15.47	1.00356	-12.11	0.00435	3.36
1613	[RBO-H	4.1600]	1.02500	-20.58	1.02500	-9.78	0.00000	10.80
1642	[GEN-B1	13.800]	0.98510	-32.97	1.07675	-14.99	0.09164	17.97
1643	[GEN-B2	13.800]	0.98510	-32.97	1.07671	-14.93	0.09161	18.03
1771	[SAS-230	230.00]	1.00553	-9.14	1.00757	-6.27	0.00204	2.87
1772	[SAS-69	69.000]	0.99929	-14.88	1.00350	-11.57	0.00421	3.32
14022	[LAM-69	69.000]	0.98653	-25.46	1.02337	-16.98	0.03684	8.47
14023	[LAM-34	34.500]	0.98543	-25.86	1.02231	-17.36	0.03688	8.50

- Marzo 2,023 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:51

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMAX23_GF6.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMAX23_GF6.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1407	[LRU-69	69.000]	0.58287	-39.52	1.02577	-10.29	0.44290	29.22





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1409	[PAN-69	69.000]	0.88787	-28.56	0.98809	-7.23	0.10021	21.33
1410	[PBA-69	69.000]	0.43771	-59.13	1.06462	-13.08	0.62690	46.05
1413	[RBO-69	69.000]	0.60275	-36.74	1.02809	-9.70	0.42535	27.04
1424	[GEN-69	69.000]	0.44297	-58.00	1.06380	-12.74	0.62083	45.25
1431	[RIO-69	69.000]	0.65030	-30.49	1.01511	-7.37	0.36481	23.12
1432	[MYE-69	69.000]	0.80781	-31.67	0.99983	-8.44	0.19202	23.23
1455	[PAN-13	13.800]	0.89641	-32.80	1.01936	-9.84	0.12295	22.96
1456	[PAN-34	34.500]	0.88379	-34.02	1.01019	-11.70	0.12640	22.32
1460	[LRU-341	34.500]	0.56652	-47.22	1.02645	-12.82	0.45993	34.40
1467	[PBA-131	13.800]	0.42944	-64.61	1.01614	-14.58	0.58670	50.03
1468	[PBA-132	13.800]	0.41473	-70.33	1.06679	-16.08	0.65206	54.24
1475	[RIO-34	34.000]	0.65315	-32.82	1.01410	-8.38	0.36095	24.44
1499	[PAN-138	138.00]	0.89065	-26.32	1.01306	-5.56	0.12241	20.75
1521	[PAN-13T2	13.800]	0.90778	-25.86	0.96904	-5.21	0.06126	20.65
1524	[SAS-13T	13.800]	0.96846	-17.74	1.00692	-1.66	0.03846	16.08
1613	[RBO-H	4.1600]	0.64528	-27.68	1.02500	-7.76	0.37972	19.91
1642	[GEN-B1	13.800]	0.44297	-58.00	1.06324	-10.89	0.62027	47.11
1643	[GEN-B2	13.800]	0.44297	-58.00	1.06320	-10.82	0.62024	47.17
1771	[SAS-230	230.00]	1.00481	-9.48	1.01763	4.76	0.01282	14.23
1772	[SAS-69	69.000]	0.97049	-16.96	1.00738	-1.06	0.03689	15.90





```

14022 [LAM-69      69.000]  0.70415  -35.17   1.01149  -9.43   0.30734  25.74
14023 [LAM-34      34.500]  0.70167  -36.41   1.01054  -9.84   0.30887  26.57
  
```

- **Marzo 2,023 – Demanda Media**

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 16:52

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMED23_GF6.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\06 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMED23_GF6.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1407	[LRU-69	69.000]	0.95300	-21.99	1.00914	-19.75	0.05614	2.24
1409	[PAN-69	69.000]	0.96974	-12.48	0.99933	-15.95	0.02959	-3.48
1410	[PBA-69	69.000]	0.94618	-30.80	1.01348	-27.67	0.06731	3.13
1413	[RBO-69	69.000]	0.96778	-21.52	1.01536	-19.20	0.04758	2.33
1424	[GEN-69	69.000]	0.94607	-30.38	1.01292	-27.30	0.06685	3.08
1431	[RIO-69	69.000]	0.96079	-16.22	1.00714	-17.80	0.04636	-1.58
1432	[MYE-69	69.000]	0.96547	-15.25	1.00405	-17.33	0.03858	-2.08
1455	[PAN-13	13.800]	0.97468	-15.34	1.00495	-18.65	0.03027	-3.31





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1456	[PAN-34	34.500]	0.99085	-17.12	1.02203	-20.32	0.03118	-3.20
1460	[LRU-341	34.500]	0.95257	-24.93	1.00957	-22.36	0.05701	2.56
1467	[PBA-131	13.800]	0.94665	-32.53	1.01462	-29.18	0.06797	3.35
1468	[PBA-132	13.800]	0.94548	-34.61	1.01448	-30.98	0.06901	3.63
1475	[RIO-34	34.000]	0.95970	-17.34	1.00612	-18.83	0.04642	-1.48
1499	[PAN-138	138.00]	0.98441	-10.33	1.01572	-15.07	0.03132	-4.73
1516	[PAN-13T	13.800]	DISCONNECTED		0.99968	-16.04	0.99968	-16.04
1521	[PAN-13T2	13.800]	0.95637	-9.88	0.98691	-14.88	0.03054	-5.00
1524	[SAS-13T	13.800]	1.00155	-5.14	1.00974	-14.54	0.00819	-9.40
1526	[MOR-13T	13.800]	DISCONNECTED		1.01213	-19.14	1.01213	-19.14
1613	[RBO-H	4.1600]	1.00522	-19.43	1.02500	-17.24	0.01978	2.19
1642	[GEN-B1	13.800]	0.94607	-30.38	1.01292	-27.30	0.06685	3.08
1643	[GEN-B2	13.800]	0.94607	-30.38	1.01292	-27.30	0.06685	3.08
1710	[PAN-230	230.00]	DISCONNECTED		1.02806	-14.35	1.02806	-14.35
1732	[MOR-230	230.00]	DISCONNECTED		1.01865	-15.36	1.01865	-15.36
1736	[MOR-69	69.000]	DISCONNECTED		1.01117	-18.79	1.01117	-18.79
1771	[SAS-230	230.00]	1.01584	1.79	1.02189	-9.97	0.00605	-11.76
1772	[SAS-69	69.000]	1.00226	-4.49	1.01060	-14.12	0.00834	-9.62
14022	[LAM-69	69.000]	0.95839	-18.40	1.00632	-18.56	0.04793	-0.16
14023	[LAM-34	34.500]	0.95738	-18.86	1.00537	-18.98	0.04798	-0.12





D.3.7. GEN – B2 y GEN – B3

- Septiembre 2,022 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 17:05

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMAX22_GF7.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMAX22_GF7.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
601	[MOR-231	230.00]	1.00845	-17.29	1.02131	-13.52	0.01286	3.78
1407	[LRU-69	69.000]	0.99437	-21.44	1.02101	-15.46	0.02664	5.98
1409	[PAN-69	69.000]	1.00787	-19.83	1.01516	-16.38	0.00728	3.45
1410	[PBA-69	69.000]	0.94563	-28.91	1.01885	-17.54	0.07322	11.37
1413	[RBO-69	69.000]	1.00678	-20.23	1.02713	-14.20	0.02035	6.02
1424	[GEN-69	69.000]	0.94764	-28.54	1.02060	-17.22	0.07296	11.32
1431	[RIO-69	69.000]	0.99167	-18.91	1.01089	-13.95	0.01921	4.96





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1432	[MYE-69	69.000]	1.00521	-20.85	1.01750	-16.76	0.01229	4.09
1455	[PAN-13	13.800]	1.02154	-23.13	1.02913	-19.63	0.00759	3.50
1456	[PAN-34	34.500]	1.00694	-24.07	1.01439	-20.55	0.00746	3.52
1460	[LRU-341	34.500]	0.98796	-25.04	1.01522	-18.87	0.02726	6.17
1467	[PBA-131	13.800]	1.00158	-30.57	1.02631	-19.13	0.02473	11.44
1468	[PBA-132	13.800]	0.94241	-32.72	1.01767	-20.82	0.07525	11.90
1475	[RIO-34	34.000]	1.01260	-21.20	1.01990	-16.21	0.00729	4.99
1499	[PAN-138	138.00]	1.00173	-21.36	1.00806	-18.03	0.00633	3.34
1516	[PAN-13T	13.800]	1.00911	-20.01	1.01633	-16.55	0.00723	3.46
1521	[PAN-13T2	13.800]	1.01896	-21.68	1.02523	-18.36	0.00626	3.31
1524	[SAS-13T	13.800]	1.01176	-17.88	1.01604	-14.89	0.00427	3.00
1526	[MOR-13T	13.800]	1.00187	-20.95	1.02487	-15.24	0.02300	5.71
1613	[RBO-H	4.1600]	1.02800	-16.05	1.02800	-10.11	0.00000	5.94
1642	[GEN-B1	13.800]	0.94764	-28.54	1.02500	-15.23	0.07736	13.31
1643	[GEN-B2	13.800]	0.94764	-28.54	1.02500	-15.17	0.07736	13.37
1710	[PAN-230	230.00]	1.02481	-16.51	1.03329	-13.18	0.00848	3.33
1732	[MOR-230	230.00]	1.00782	-17.29	1.02067	-13.51	0.01285	3.78
1736	[MOR-69	69.000]	1.00366	-20.60	1.02588	-15.07	0.02222	5.53
1771	[SAS-230	230.00]	1.01504	-13.39	1.01968	-10.48	0.00464	2.91
1772	[SAS-69	69.000]	1.01275	-17.46	1.01707	-14.47	0.00432	2.99





14022	[LAM-69	69.000]	0.99984	-21.35	1.01853	-16.41	0.01868	4.94
14023	[LAM-34	34.500]	0.99799	-22.03	1.01672	-17.06	0.01872	4.96

- Septiembre 2,022 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 17:07

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMED22_GF7.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAESEPMED22_GF7.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE	
	601	[MOR-231	230.00]	1.01729	-16.16	1.02801	-12.48	0.01072	3.68
	1407	[LRU-69	69.000]	0.98920	-18.96	1.01180	-13.09	0.02260	5.87
	1409	[PAN-69	69.000]	1.00458	-18.25	1.01060	-14.90	0.00602	3.35
	1410	[PBA-69	69.000]	0.94911	-25.63	1.01490	-14.45	0.06579	11.19
	1413	[RBO-69	69.000]	1.00212	-17.74	1.01939	-11.84	0.01726	5.90
	1424	[GEN-69	69.000]	0.95078	-25.31	1.01638	-14.16	0.06560	11.15
	1431	[RIO-69	69.000]	0.98983	-15.99	1.00591	-11.18	0.01608	4.81
	1432	[MYE-69	69.000]	1.00346	-18.83	1.01361	-14.85	0.01015	3.98





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1455	[PAN-13	13.800]	1.00963	-20.74	1.01579	-17.36	0.00616	3.38
1456	[PAN-34	34.500]	1.00029	-22.50	1.00648	-19.10	0.00619	3.40
1460	[LRU-341	34.500]	0.98843	-21.90	1.01139	-15.90	0.02297	6.00
1467	[PBA-131	13.800]	1.00554	-27.06	1.02248	-15.83	0.01694	11.23
1468	[PBA-132	13.800]	0.94757	-29.16	1.01505	-17.53	0.06748	11.63
1475	[RIO-34	34.000]	1.01306	-17.66	1.02957	-12.80	0.01651	4.87
1499	[PAN-138	138.00]	1.01697	-19.37	1.02257	-16.14	0.00560	3.23
1516	[PAN-13T	13.800]	1.00521	-18.39	1.01119	-15.04	0.00597	3.35
1521	[PAN-13T2	13.800]	1.00503	-19.60	1.01047	-16.39	0.00544	3.20
1524	[SAS-13T	13.800]	1.00651	-16.98	1.00994	-14.07	0.00343	2.91
1526	[MOR-13T	13.800]	0.99334	-18.61	1.01244	-13.01	0.01909	5.60
1613	[RBO-H	4.1600]	1.02500	-13.53	1.02500	-7.70	0.00000	5.83
1642	[GEN-B1	13.800]	0.95078	-25.31	1.02500	-12.16	0.07422	13.14
1643	[GEN-B2	13.800]	0.95078	-25.31	1.01571	-12.08	0.06493	13.23
1710	[PAN-230	230.00]	1.02898	-15.67	1.03600	-12.43	0.00701	3.24
1732	[MOR-230	230.00]	1.01665	-16.15	1.02737	-12.48	0.01071	3.68
1736	[MOR-69	69.000]	0.99403	-18.38	1.01241	-12.96	0.01838	5.42
1771	[SAS-230	230.00]	1.01711	-13.00	1.02093	-10.17	0.00383	2.83
1772	[SAS-69	69.000]	1.00729	-16.61	1.01076	-13.70	0.00347	2.90
14022	[LAM-69	69.000]	0.99732	-19.03	1.01294	-14.21	0.01561	4.82





14023 [LAM-34 34.500] 0.99623 -19.43 1.01186 -14.59 0.01563 4.83

- Marzo 2,023 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 17:08

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMAX23_GF7.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMAX23_GF7.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1407	[LRU-69	69.000]	0.99257	-18.01	1.02047	-12.08	0.02790	5.93
1409	[PAN-69	69.000]	1.00143	-14.96	1.01117	-11.58	0.00974	3.39
1410	[PBA-69	69.000]	0.92788	-26.78	1.01480	-15.32	0.08691	11.46
1413	[RBO-69	69.000]	1.00545	-16.79	1.02677	-10.81	0.02132	5.97
1424	[GEN-69	69.000]	0.93051	-26.34	1.01707	-14.95	0.08656	11.39
1431	[RIO-69	69.000]	0.99117	-16.43	1.01191	-11.53	0.02075	4.90
1432	[MYE-69	69.000]	0.99958	-16.37	1.01426	-12.35	0.01469	4.03
1455	[PAN-13	13.800]	1.01468	-18.47	1.02483	-15.01	0.01016	3.46
1456	[PAN-34	34.500]	1.00007	-19.47	1.01005	-15.99	0.00998	3.47





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1460	[LRU-341	34.500]	0.98789	-21.36	1.01638	-15.25	0.02849	6.11
1467	[PBA-131	13.800]	1.01218	-28.49	1.02518	-16.99	0.01301	11.50
1468	[PBA-132	13.800]	0.92394	-30.93	1.01336	-18.78	0.08943	12.15
1475	[RIO-34	34.000]	1.01200	-17.63	1.02085	-12.72	0.00885	4.92
1499	[PAN-138	138.00]	1.00514	-15.19	1.01354	-11.93	0.00841	3.26
1516	[PAN-13T	13.800]	1.00250	-15.13	1.01216	-11.74	0.00966	3.39
1521	[PAN-13T2	13.800]	1.00591	-15.24	1.01404	-12.01	0.00813	3.23
1524	[SAS-13T	13.800]	1.00211	-14.32	1.00736	-11.37	0.00524	2.95
1526	[MOR-13T	13.800]	1.00176	-17.39	1.02457	-11.71	0.02281	5.68
1613	[RBO-H	4.1600]	1.02800	-12.54	1.02800	-6.65	0.00000	5.89
1642	[GEN-B1	13.800]	0.93051	-26.34	1.02500	-12.95	0.09449	13.39
1643	[GEN-B2	13.800]	0.93051	-26.34	1.02500	-12.88	0.09449	13.45
1710	[PAN-230	230.00]	1.02090	-11.88	1.03232	-8.62	0.01143	3.26
1732	[MOR-230	230.00]	0.99711	-12.84	1.01561	-9.13	0.01851	3.71
1736	[MOR-69	69.000]	1.00390	-16.96	1.02509	-11.47	0.02118	5.49
1771	[SAS-230	230.00]	1.01888	-9.32	1.02444	-6.48	0.00556	2.85
1772	[SAS-69	69.000]	1.00288	-13.85	1.00816	-10.91	0.00528	2.94
14022	[LAM-69	69.000]	0.99576	-17.35	1.01649	-12.47	0.02073	4.88
14023	[LAM-34	34.500]	0.99390	-18.07	1.01467	-13.16	0.02078	4.91





• Marzo 2,022 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 23 2022 17:10

COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMED23_GF7.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU

OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

IN WORKING CASE IN C:\Users\...\00 PLP 2022-2023\03 _ GENERACIÓN FORZADA\07 _ GEN-B2 y GEN-B3\PAEMARMED23_GF7.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1407	[LRU-69	69.000]	0.97720	-19.13	1.01266	-13.77	0.03546	5.36
1409	[PAN-69	69.000]	0.98605	-15.41	1.00230	-12.61	0.01625	2.80
1410	[PBA-69	69.000]	0.92592	-27.12	1.01260	-16.12	0.08668	10.99
1413	[RBO-69	69.000]	0.99091	-18.67	1.01805	-13.21	0.02715	5.47
1424	[GEN-69	69.000]	0.92800	-26.72	1.01439	-15.79	0.08639	10.93
1431	[RIO-69	69.000]	0.98701	-17.33	1.01108	-12.95	0.02408	4.38
1432	[MYE-69	69.000]	0.98612	-16.77	1.00759	-13.32	0.02147	3.44
1455	[PAN-13	13.800]	1.01722	-18.04	1.00799	-15.28	-0.00923	2.75
1456	[PAN-34	34.500]	1.00804	-19.90	1.02516	-16.95	0.01711	2.95
1460	[LRU-341	34.500]	0.97715	-21.92	1.01314	-16.36	0.03600	5.56
1467	[PBA-131	13.800]	1.00302	-28.66	1.01640	-17.62	0.01338	11.03





Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

1468	[PBA-132	13.800]	0.92466	-31.10	1.01358	-19.44	0.08892	11.66
1475	[RIO-34	34.000]	1.01026	-18.35	1.02236	-13.94	0.01210	4.41
1499	[PAN-138	138.00]	1.01639	-14.52	1.01886	-11.85	0.00247	2.67
1516	[PAN-13T	13.800]	0.98633	-15.50	1.00262	-12.69	0.01629	2.81
1521	[PAN-13T2	13.800]	0.97325	-14.34	0.98997	-11.69	0.01673	2.65
1524	[SAS-13T	13.800]	1.00357	-14.07	1.01169	-11.65	0.00812	2.43
1526	[MOR-13T	13.800]	0.98196	-18.53	1.01402	-13.47	0.03206	5.06
1613	[RBO-H	4.1600]	1.02500	-16.66	1.02500	-11.25	0.00000	5.41
1642	[GEN-B1	13.800]	0.92800	-26.72	1.02500	-13.79	0.09700	12.93
1643	[GEN-B2	13.800]	0.92800	-26.72	1.01500	-13.70	0.08700	13.02
1710	[PAN-230	230.00]	1.01571	-13.73	1.03176	-11.08	0.01605	2.65
1732	[MOR-230	230.00]	0.99903	-14.54	1.02357	-11.62	0.02454	2.92
1736	[MOR-69	69.000]	0.98198	-18.16	1.01347	-13.30	0.03149	4.86
1771	[SAS-230	230.00]	1.01641	-9.45	1.02409	-7.14	0.00768	2.31
1772	[SAS-69	69.000]	1.00448	-13.64	1.01257	-11.22	0.00809	2.42
14022	[LAM-69	69.000]	0.98211	-17.98	1.01007	-13.67	0.02796	4.30
14023	[LAM-34	34.500]	0.98113	-18.42	1.00912	-14.09	0.02799	4.33



D.4. Bloque Horario

Hora	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
01:00	9	8	8	8	8	8	8
02:00	9	8	8	8	8	8	8
03:00	9	8	8	8	8	8	8
04:00	9	8	8	8	8	8	8
05:00	8	8	8	8	8	8	8
06:00	8	6	6	6	6	7	8
07:00	6	6	6	6	6	7	8
08:00	6	6	6	6	6	6	7
09:00	6	6	6	6	6	6	7
10:00	5	5	5	5	5	6	7
11:00	5	5	5	5	5	6	7
12:00	5	5	5	5	5	6	7
13:00	5	5	5	5	5	6	7
14:00	5	5	5	5	5	6	7
15:00	5	5	5	5	5	6	7
16:00	5	5	5	5	5	6	7



Transparencia y Liquidez en el Mercado Eléctrico

17:00	5	5	5	5	5	6	7
18:00	5	5	5	5	5	6	6
19:00	2	2	2	2	2	4	5
20:00	2	2	1	2	2	4	5
21:00	3	3	3	3	3	4	5
22:00	6	6	6	6	6	6	6
23:00	7	6	6	6	6	7	7
00:00	7	7	7	7	7	7	9



D.5. Máxima Transferencia de Potencia entre el Sistema Electrico Mexicano y Guatemala

Escenario Demanda	Importación de GUA desde MEX (MW)	Exportación de GUA hacia MEX (MW)
Máxima	240	240
Media	240	240
Mínima	240	240

D.6. Esquemas de Control Suplementarios (ECS)

Nomenclatura	Función	Zona de Actuación	Actuación
GUA_ECS-01	Esquema de bajo voltaje para evitar colapso de tensión en el área occidental	Occidente (3)	Barras 1304 ESP-69 y 1306 LBR-691 que ante la condición de bajo voltaje ejecuta de forma temporizada las siguientes acciones: a) primer bloque (1 segundo de retardo), apertura del transformador POL138/69 (1821 – 1311 - 1) y Los Brillantes – San Sebastián (LBRSE69, 1306 – 1316 - 1) y b) segundo bloque (1.1 segundo de retardo), apertura de la línea de transmisión Los Brillantes – Coatepeque 69 kV (COALBR69, 1306 -1302 - 1) y disparo de la barra 1354 ESP-34 en la subestación La Esperanza.
GUA_ECS-02	Esquema de control para evitar sobrecarga en transformador	Central (2)	Barras 1152 GNO-691 y 1153 GNO-692, ante la apertura de uno de los tres transformadores 230/69 kV conectados entre estas barras y la barras 1108 GNO-231 1136 GNO-232, se desconectan cargas para evitar sobrecarga en los transformadores que queda en operación.
GUA_ECS-03	Esquema de control para evitar sobrecarga en transformador	Central (2)	Ante el disparo de uno de los transformadores 230/69 kV 195 MVA (Banco 5) ó 180 MVA (Banco 3), se dispara de forma automática los siguientes elementos de transmisión: LT Guatemala Sur – Guadalupe 1 69 kV; LT Santa Mónica – San Cristóbal 69 kV; LT Centro – San Cristóbal 69 kV; LT Santa Mónica – Chacara 69 kV;

			LT Centro – Mixco 69 kV (SLU-69); LT Centro – Roosevelt 69 kV (GUA5);
GUA-ECS-04	Esquema de control para evitar sobrecarga en línea de transmisión	Central (2), Occidente (3)	Disparo de PNT-B2 ante la apertura de la línea PNTEJO69 ó COCPNT69 y que el flujo alcance 72 MW, instalado en la Subestación Pantaleón. (Inactivo)
GUA_ECS-05	Esquema de control para evitar sobrecarga en línea de transmisión	Central (2), Occidente (3)	Disparo de LUN-B2 ante la apertura de la línea PNTEJO 69 ó COCPNT69, instalado en la Subestación La Unión. (Inactivo).
GUA_ECS-06	Esquema de control para evitar sobrecarga en línea de transmisión	Occidente (3)	Disparo de MTO-H1 y MTO-H2, ante la apertura de la línea ESPZUN69D ó LBRSEF691.
GUA_ECS-07	Esquema de control para evitar la sobrecarga en los transformadores LBR 400/230 kV	Occidente (3) Central (2)	Utiliza la corriente nominal del lado de 230 kV, sobrecarga del 110% en los bancos de transformadores 400/230 kV 225 MVA en S/E Los Brillantes, disparo en : a) Xela 1, Xela 2 y Xela 3 en 4.0s, b) La Esperanza Quetzaltenango en 4.5s, c) GES – Guadalupe 1 en 5.0s, c) GNO – Guadalupe 1 en 5.5s, d) GES – Guadalupe 2 en 6.0s, e) GNO – Guadalupe 2 en 6.5s, f) Los Brillantes – San Sebastián 7.0s, g) GSU – Guadalupe 1 en 7.5s, h) GSU – Guadalupe 2 en 8.0s y l) GSU – GLT (Antigua) en 8.5s (ESIM001)
GUA_ECS-08	Esquema de control para separación del Occidente SNI	Occidente (3)	Ante la apertura de uno de los tramos de la línea Siquinala - Palo Gordo - Los Brillantes 230 kV, apertura de: a) La Esperanza – Alaska 69 kV y b) Los Brillantes – La Cruz 69 kV. Bajo ésta condición si el intercambio por el transformador LBR 400/230 es mayor a 90 MW se dispara la línea Los Brillantes – San Sebastián 69 kV. (ESIM002) (Deshabilitado en condiciones normales de operación. Se debe de activar ante el mtto. de las LT COVHUE230

			o COVUSP230 o CHXUSP230 doble circuito. Ante el mto. de LT ESPHUE230 o LBRES230, se deberá de abrir la LT HUECOV230 o COVUSP230 y reactivar el ESIM002)
GUA-ECS-09	Esquema de control por contingencia múltiple.	Central (2)	Ante el disparo simultáneo de ESCGSU230A y ALBGSU230B, disparo de: Carga en 69 kV: a) Guate Sur – Guadalupe 1, b) Guate Sur - Guadalupe 2, c) Guate Sur – Antigua, d) Guate Norte – Guadalupe 1, e) Guate Norte – Guadalupe 2, f) Guate Este – Guadalupe 1, g) Guate Este – Guadalupe 2, h) Guatemala Este – Guadalupe 3. 2. Generación por medio de las líneas: a) ISAENR230, b) en implementación el resto de etapas. (ESIM003).
GUA-ECS-10	Esquema de control por pérdida de generación en el resto del SER	Red 230 kV (1) Oriente (4)	Apertura de las líneas de interconexión Guatemala – El Salvador 230 kV y Guatemala – Honduras 230 kV, de acuerdo a las siguientes condiciones: a) flujo > 200 MW por 1.2s, b) flujo >245 MW por 0.6s y c) flujo >297 MW por 0.3s, flujo dirección al SER. (ESIM004_PMU) (Actualmente se encuentra inactivo)
GUA_ECS-11	Esquema de control por pérdida de generación en México	Occidente (3)	Apertura de la línea de interconexión Guatemala – México 400 kV, flujo en dirección a México superior a 135 MW por 0.5 segundos y frecuencia a 59.85 Hz. (ESIM005)
GUA_ECS-12	Esquema de control por exceso de generación en México	Occidente (3)	Apertura de la línea de interconexión Guatemala – México 400 kV, flujo en dirección a Guatemala superior a 260 MW y frecuencia superior a 60.299 Hz por 0.067segundos. (ESIM006)
GUA-ECS-13	Esquema de control para exceso de flujo hacia El Salvador	Red 230 kV (1)	Apertura de la línea de interconexión Guatemala – El Salvador por incremento de flujo en dirección a El Salvador, 65 MW en 8 minutos, 85 MW en 5 minutos y 105 MW en 3 minutos. (ESIM009). (Inactivo)

GUA-ECS-14	Esquema de control por condición N-1 en El Salvador	Red 230 kV (1)	Apertura de la línea de interconexión Guatemala – El Salvador desde la Subestación Moyuta por Disparo Transferido por actuación en El Salvador del esquema N-1 instalado en la Subestación Ahuachapán. (Inactivo)
GUA-ECS-15	Esquema de control por oscilación de potencia.	Oriente (4)	Disparo de central Hidroeléctrica Renace I, Renace II, Renace II Fase II, Renace IV fase 2, Hidro Xacbal Delta y Oxec II por la detección de una oscilación creciente de potencia por cambio de configuración en el área, principalmente la apertura del transformador TIC 230/69.
GUA-ECS-16	Esquema de disparo por Oscilaciones de Potencia Inter Área	Red 230 kV (1)	Disparo de las líneas de interconexión Guatemala - El Salvador y Guatemala – Honduras por oscilaciones de potencia en el rango entre 0.1-0.3 Hz, para: a) coeficiente de amortiguamiento menor o igual que cero sostenida por 50s y b) detección de una oscilación creciente con coeficiente de amortiguamiento menor o igual que cero, actuación en 21s. Abre las líneas 1125 MOY-231 – 28161 AHU-230, 1124 LVG-230 – 28161 AHU-230 Y 1710 PAN-230 – 3183 SNC-230. (ESIM004_OSC) (Actualmente se encuentra como respaldo del ESIM004_OSC en Subestación Los Brillantes, con tiempos de actuación mayores.)
GUA_ECS-17	Esquema por bajo voltaje Coatepeque	Occidente(3)	Dispara la carga de SE Coatepeque ante la apertura de la línea Los Brillantes – La Libertad 69 kV y La Libertad - Coatepeque 69 kV y la presencia de voltaje inferior a 0.9 PU.
GUA_ECS-18	Esquema de control para evitar sobrecarga en transformador	Central(2)	Barras 1151 ESC-691, 1106 ESC-231, 1504 ESC-T2 y 1102 ALB-230, ante la apertura de uno de los dos transformadores 230/69 kV conectados a estas barras y sobrecarga en el transformador remanente, se dispara TNDB4 y TND-B5. (Inactivo)

GUA_ECS-19	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Central(2)	Disparo de TND-B5 ante la sobrecarga por apertura de uno de los tramos de las líneas de transmisión Escuintla – Los Lirios – Santa Ana – Escuintla 69 kV. (Inactivo)
GUA_ECS-20	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Occidente(3)	Ante la apertura de cualquier tramo de línea de transmisión de Escuintla – Siquinala – Palo Gordo – Los Brillantes 230 kV se dispara: Época Seca: Bloque 6 y Bloque 7 de Magdalena si el flujo proveniente de este Ingenio es mayor a 150 MW; Época Lluviosa: Bloque 7 si el flujo proveniente del Ingenio Magdalena es mayor de 80 MW. (Inactivo)
GUA_ECS-21	Esquema de control para evitar sobrecarga en transformador	Red 230 kV(1)	Barras 1114 GSU-138, 1156 GSU-692, 1509 GSU-131T, 1511 GSU-132T y 1156 GSU-692, ante la apertura de uno de los dos transformadores 138/69 kV conectados a estas barras y sobrecarga en el transformador remanente, se dispara la central eólica viento blanco y la línea de transmisión Guatemala Sur – Guadalupe 2 69 kV.
GUA_ECS-22	Esquema por control de tensión	Red 230 kV(1)	<p>Ante la apertura de la línea de transmisión Panzos – Tactic 230 kV, en S/E Izabal dispara: el reactor de 30 MVAR y el tramo de Línea de Transmisión Izabal – Morales 230 kV.</p> <p>Ante la apertura de la línea de transmisión Panzos – Izabal 230 kV, en S/E Izabal dispara: el reactor de 30 MVAR, el transformador 230/69 kV 150 MVA, línea de transmisión Estor – Izabal 69 kV y el tramo de línea de transmisión Izabal – Morales 230 kV.</p> <p>Ante falla en el reactor de 30 MVAR en S/E Izabal, dispara: el transformador 230/69 kV 150 MVA, línea de transmisión Estor – Izabal 69 kV, el tramo de línea de transmisión Izabal – Morales 230 kV y la línea de transmisión Panzos – Izabal 230 kV. (esta última condición es específicamente ante falla en el reactor, no por la actuación de otras condiciones del ECS)</p>

GUA_ECS-23	Esquema por control de tensión	Red 230 kV(1)	Ante la apertura de ambas líneas de transmisión Chixoy II – San Agustín 230 kV y Guatemala Norte – San Agustín 230 kV dispara la línea de transmisión Panaluya – San Agustín 230 kV.
GUA_ECS-24	Esquema por control de tensión	Red 230 kV(1)	Ante la apertura de la línea de transmisión Panaluya – San Agustín 230 kV, dispara la línea de transmisión Morales – Panaluya 230 kV, Panaluya - San Nicolas 230 kV; el transformador 230/69 kV 150 MVA y el reactor de 30 MVAR en S/E Morales 230 kV.
GUA_ECS-25	Esquema por control de tensión	Red 230 kV(1)	Ante la apertura de la línea de transmisión Morales - Panaluya 230 kV dispara el reactor de 30 MVAR en S/E Morales 230 kV. Ante la apertura del reactor de 30 MVAR en S/E Morales 230 kV dispara la línea de transmisión Panaluya - Morales 230 kV. En ambos casos se dispara el transformador 230/69 kV 150 MVA en S/E Morales.
GUA_ECS-26	Esquema por bajo voltaje San Marcos	Occidente(3)	Dispara la carga de SE San Marcos y la línea Tejutla – San Marcos ante la apertura de la línea Esperanza – San Marcos y la presencia de voltaje inferior a 0.9 PU.
GUA-ECS-27	Esquema de disparo por Oscilaciones de Potencia Inter Área.	Red 230 kV (1)	Disparo del interruptor 230 kV de los Transformadores 400/230 kV de Los Brillantes por oscilaciones de potencia en el rango entre 0.1-0.3 Hz, para: a) coeficiente de amortiguamiento menor o igual que cero sostenida por 50s y b) detección de una oscilación creciente con coeficiente de amortiguamiento menor o igual que cero, actuación en 21s. (ESIM004_OSC).
GUA-ECS-28	Esquema por bajo voltaje	Occidente (3)	Disparo del transformador 69/34.5 de Chimaltenango (1361-1301) por disparo de cualquier tramo de la línea de transmisión 69 kV 1156 GSU-692 – 1331 SJS-69 - 1301 CHM-69 – 1810 PAT-69 o y además presentarse un voltaje inferior a 0.90 P.U..

GUA-ECS-29	Esquema por bajo voltaje	Occidente (3)	Disparo del transformador 69/13.8 de Mazatenango (1309-1359) por disparo de línea 69 kV 1309 MAZ-69 – 1835 PNA-69 y además presentarse un voltaje inferior a 62 kV
GUA-ECS-30	Esquema por bajo voltaje	Red 400 kV (1)	Disparo de la línea de interconexión Guatemala – México por bajo voltaje en la Subestación Tapachula provocado por pérdidas de generación.
GUA-ECS-31	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Occidente(3)	Disparo de Hidroeléctrica Las Fuentes II, El Recreo, El Recreo II, El Manantial II por disparo del transformador 230/69/13.8 kV 150 MVA en S/E Los Brillantes.
GUA-ECS-32	Esquema de control para evitar sobrecarga en línea de transmisión	Central (2), Occidente (3)	Disparo de TND-B5 ante la sobrecarga de la línea de transmisión EJOESC69 ó COCPNT69 con un flujo ≥ 72 MW, instalado en la Subestación San Diego (Trinidad) con un retardo de 450 ms. (Inactivo)
GUA-ECS-33	Esquema de control para evitar sobrecarga en línea de transmisión	Oriente (4)	Disparo de las centrales Hidroeléctricas Renace II Fase 1, Renace II Fase 2, Renace IV Fase 2, Hidro Xacbal Delta y Oxec II de forma automática y escalonada, por la apertura del doble circuito GNOTIC230 (o doble circuito TICCHX230 para Hidro Xacbal Delta) y un flujo superior a 350 MW por la LT CHXSAS230.
GUA-ECS-34	Esquema de control para evitar alto voltaje en HUE-232	Occidente (4)	Disparo de línea Huehuetenango II-Covadonga 230 kV, en las siguientes etapas: a) Sobretensión 105 % en HUE-232, con retardo de 1 segundo. b) Sobretensión 110 % en HUE-232, con retardo de 0.4 segundos.
GUA-ECS-35	Esquema de control para evitar alto voltaje en ESP-230	Occidente (4)	Disparo de línea Esperanza-Huehuetenango II 230 kV, en las siguientes etapas: a) Sobretensión 105 % en ESP-230, con retardo de 1.6 segundos. b) Sobretensión 110 % en ESP-230, con retardo de 1 segundo.

GUA-ECS-36	Esquema de control para evitar alto voltaje en HUE-1382	Occidente (4)	Disparo de transformador HUE 230/138 kV, por sobretensión del 105 % en HUE-1382, con retardo de 2 segundos.
GUA-ECS-37	Esquema de control para evitar sobrecarga en transformador	Occidente (4)	Disparo de una unidad generadora de Hidroeléctrica Hidro Xacbal Delta, ante el disparo de LT ESPHUE230 y la sobrecarga del transformador 230/138/13.8 kV 150 MVA en S/E Huehuetenango.
GUA-ECS-38	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Troncal (1)	Ante la sobrecarga de las líneas de transmisión Pacífico – Alborada 230 kV ó San Joaquín – Escuintla 230 kV, se dispara de manera automática y escalonada, una unidad generadora de los ingenios: La Unión (26 MW), Pantaleón Bloque 3, Santa Ana Bloque 1 (16 MW), Magdalena Bloque 5 y Magdalena Bloque 6. (Inactivo)
GUA-ECS-39	Esquema por control de tensión	Troncal (1)	Disparo de Guadalupe I y Guadalupe II en S/E Guatemala Norte y S/E Guatemala Este al detectarse un flujo de potencia mayor/igual a 370 MW (demanda mínima) ó 420 MW (demanda media) por las líneas de transmisión Los Brillantes – Tapachula 400 kV, Renace – Tactic 230 kV y el disparo de esta última.
GUA-ECS-40	Esquema por control de tensión	Oriente (4)	Disparo de forma automática de la carga en 13.8 kV de S/E Jutiapa, al detectarse un voltaje menor/igual a 0.9 P.U. en la barra de 138 kV.
GUA-ECS-41	Esquema por control de tensión	Central(2)	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Bajo Voltaje en SE San Gabriel 69 kV: 1ra etapa 10 MW 0.945 P.U. retardo de 5.0 s; 2da etapa 6 MW 0.925 P.U. retardo de 7.5 s; 3ra etapa 11 MW 0.895 P.U. retardo de 10 s.
GUA-ECS-42	Esquema por control de tensión	Central(2)	Esquema de Desconexión Automática de Capacitores en: SE San Gabriel, 1ra etapa: umbral 1.08 P.U., retardo 1.0 s 12 MVAR; 2da etapa: umbral 1.10 P.U., instantáneo, 12 MVAR; en

			SE Santa María Cauqué, 1ra etapa: umbral 1.022 P.U., retardo 500 ms, 10 MVAR; 2da etapa: umbral 1.033 P.U., retardo 200 ms, 10 MVAR.
GUA-ECS-43	Esquema por control de tensión	Oriental(4)	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Bajo Voltaje en SE Barberena y SE Viñas. 1ra etapa 0.5s, 2da etapa 0.7s y 3ra etapa 0.9s.

