



Administrador del Mercado Mayorista

2024-2025

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO

VERSIÓN PROVISORIA

SUBESTACIÓN
CHIANTLA

Contenido

REPROGRAMACION, 2023-2024

1. PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL MAYO 2024-ABRIL 2025	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..	12
1.2. DISGREGACIÓN DE LA DEMANDA	17
1.3. CONDICIONES HIDROLÓGICAS	18
1.3.1. Metodología.....	18
1.3.2. Análisis de Condiciones Globales y Locales	20
1.4. OFERTA	32
1.5. MANTENIMIENTOS.....	44
1.6. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	46
1.6.1. Exportaciones.....	46
1.6.2. Importaciones.....	46
1.7. PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN POR CENTRAL.....	47
1.7.1. PRECIOS DE COMBUSTIBLES.....	47
1.7.2. COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN POR CENTRAL	49
1.8. MODELACIÓN DE LA MÁQUINA DE FALLA	50
1.9. CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA.....	51
1.10. EVENTUALES OBSERVACIONES Y RESTRICCIONES.....	52
1.10.1 Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional mayo 2024 – abril 2025.....	52
1.10.2. Coeficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD).	55
1.11. VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN	56
1.12. CRITERIOS APLICADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	58
2. RESULTADOS.....	58
2.1. PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL S.N.I. AÑO ESTACIONAL 2024-2025.....	58
2.2. COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA 2024-2025	64
2.3. REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE MAYO 2024 – ABRIL 2025	65

2.4.	COTAS DEL EMBALSE ANUAL CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE.....	65
2.5.	COSTOS DE OPORTUNIDAD DEL AGUA DE LA CENTRAL CON EMBALSE ESTACIONAL	68
2.6.	COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO (US\$/MWh)	69
2.7.	COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO SEMANAL (US\$/MWh)	70
2.8.	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE RIESGO DE VERTIMIENTO Y ESCAZES DE OFERTA HIDROELÉCTRICA	71
2.9.	CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA	72
2.10.	MANTENIMIENTOS MAYORES	74
2.11.	MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN	94
3.	CONCLUSIONES	112
4.	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	113
5.	CÁLCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS	114
5.1.	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 95%	114
5.2.	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 80%	116
6.	Anexos.....	118
6.1	Energía.....	118
6.1.1	Estimación del modelo SARIMA para energía	118
7.	Estudios eléctricos.....	315

Ilustraciones

Ilustración 1	Comportamiento de la demanda de Energía y Potencia en el SNI, 1990 a 2023	8
Ilustración 2	Variación anual de la demanda de potencia y energía eléctrica (%), 1991-2023	9
Ilustración 3	Demanda de potencia y PIB real, 1990-2023	11
Ilustración 4	Demanda de energía y PIB real, 1990-2023.....	11
Ilustración 5	Variación anual, Producto Interno Bruto (PIB) y demanda de potencia, 1991-2023.....	12
Ilustración 6	Variación anual, Producto Interno Bruto (PIB) y demanda de energía eléctrica, 1991-2023	12
Ilustración 7	Esquema de ejemplo de red neuronal utilizada.....	14

Ilustración 8 Esquema de ejemplo de red neuronal utilizada.....	16
Ilustración 9 Anomalía de calor (°C) en la capa superior (0 a 300m) Pacífico Ecuatorial centro-oriental (180°-100°W) (NOAA, -, 2024).....	20
Ilustración 10 Evolución de la Temperatura Superficial del Mar semanalmente (NOAA, -, 2024).....	21
Ilustración 11 Anomalía de Temperatura Superficial del Mar (°C) en la región Niño 3.4 (NOAA, -, 2024).....	22
Ilustración 12 Índice de Oscilación del Sur Mensual en los últimos 12 meses (Bureau of Meteorology, 2024).....	22
Ilustración 13 Pronóstico de anomalías de temperatura superficial del mar en la región El Niño 3.4 (Bureau of Meteorology, 2024).....	23
Ilustración 14 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) desde septiembre 2021 versus lo observado hasta septiembre 2023. (IRI, 2024).....	24
Ilustración 15 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) a partir de febrero 2024. (IRI, 2024).....	25
Ilustración 16 Pronósticos de North American Multi-Model Ensemble (NMME) de anomalías climáticas de la Temperatura Superficial del Mar pronostico realizado para mayo a julio 2024, junio a agosto 2024, julio a septiembre 2024. (CPC -NOAA, 2024).....	27
Ilustración 17 Ensamble de Pronóstico Anomalía estacional según NOAA, para los trimestres mayo a julio 2024, junio a agosto 2024 y julio a septiembre 2024.....	28
Ilustración 18 Cuencas por región hidrológica en donde se encuentran las centrales hidroeléctricas....	29
Ilustración 19 Mapa de Guatemala con ubicación de centrales hidroeléctricas.....	30
Ilustración 20 Anomalía de precipitación en Guatemala para los meses de mayo 2024 hasta agosto 2024.....	31
Ilustración 21 Composición de la energía mayo 2024 - abril 2025	64
Ilustración 22 Composición de la energía renovable mayo 2024 - abril 2025.....	65
Ilustración 23 Composición de la energía mayo 2024 - abril 2025	65
Ilustración 24 Cotas finales del embalse de regulación anual	66
Ilustración 25 Requerimiento de Combustible	67
Ilustración 26 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional	68
Ilustración 27 Costos Marginales por Bloque Horario 2024-2025	69
Ilustración 28 Producción de energía Parque Generador Hidráulico S.N.I.	72

Tablas

Tabla 1 Variación anual de la demanda de potencia y energía eléctrica, 1990-2023	9
Tabla 2 Probabilidad de pronósticos de El Niño Oscilación del Sur (ENSO) basados en el análisis del modelo “Mid_month” (IRI, 2024)	26
Tabla 3 Oferta total por tecnología	32
Tabla 4 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Hidroeléctricas)	33
Tabla 5 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Hidroeléctricas)	34
Tabla 6 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Térmico)	37
Tabla 7 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Vapor)	38
Tabla 8 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas)	38
Tabla 9 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas Natural)	38
Tabla 10 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Motores de Combustión Interna)	38
Tabla 11 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Cogeneradores)	39
Tabla 12 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Geotérmicas)	40
Tabla 13 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Fotovoltaica)	40
Tabla 14 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Fotovoltaico)	40
Tabla 15 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Eólica)	41
Tabla 16 Costos Variables Proyectados	49
Tabla 17 Criterio de CENS	51
Tabla 18 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2024 a abril 2024	51
Tabla 19 Costo Marginal por bloque horario semanal (\$/MWh)	70
Tabla 20 Programa de mantenimientos mayores mayo 2024-abril 2025 (Solar)	74
Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores mayo 2024-abril 2025 (Eólica)	74
Tabla 22 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Geotérmica)	75
Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Turbina de Gas)	75

Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Turbinas de Vapor 100% Carbón).....	76
Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Turbinas de Vapor).....	79
Tabla 26 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Motores Reciprocantes)..	82
Tabla 27 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Interconexión).....	82
Tabla 28 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Hidroeléctricas)	93
Tabla 29 Transformadores (ETCEE).....	95
Tabla 30 Nuevas subestaciones ETCEE	95
Tabla 31 Nuevos Campos (ETCEE).....	96
Tabla 32 Mantenimientos TRELEC.....	102
Tabla 33 Ampliaciones a la Red TRELEC.....	102
Tabla 34 Ampliaciones de la Red TRANSNORTE.....	103
Tabla 35 Ampliaciones de la Red FERSA.....	103
Tabla 36 Mantenimientos TREO	103
Tabla 37 Mantenimientos Transmisora de Energía Renovable	104
Tabla 38 Mantenimientos EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED	105
Tabla 39 Mantenimientos ORAZUL ENERGY GUATEMALA TRANSCO, LIMITADA	106
Tabla 40 Mantenimientos de TRECSA.....	108
Tabla 41 Adiciones de TRECSA.....	108
Tabla 42 Mantenimientos EBBIS.....	109
Tabla 43 Mantenimientos TRANSPORTES ELÉCTRICOS DEL SUR.....	110
Tabla 44 Mantenimientos TRANSELEC	110
Tabla 45: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, agosto 2023 a enero 2024.....	118
Tabla 46: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, agosto 2023 a diciembre 2023.....	119
Tabla 47: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, febrero 2023 a enero 2024.....	119

Tabla 48: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, febrero 2023 a diciembre 2023.....	121
Tabla 49: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, enero 2023 a enero 2024.....	121
Tabla 50: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, diciembre 2022 a enero 2024.	123
Tabla 51: Resultados del modelo SARIMA(4,1,4)(1,1,1), s=12	124
Tabla 52 Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, diciembre 2023 a enero 2024	126
Tabla 53 Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, septiembre 2023 a enero 2024.	127

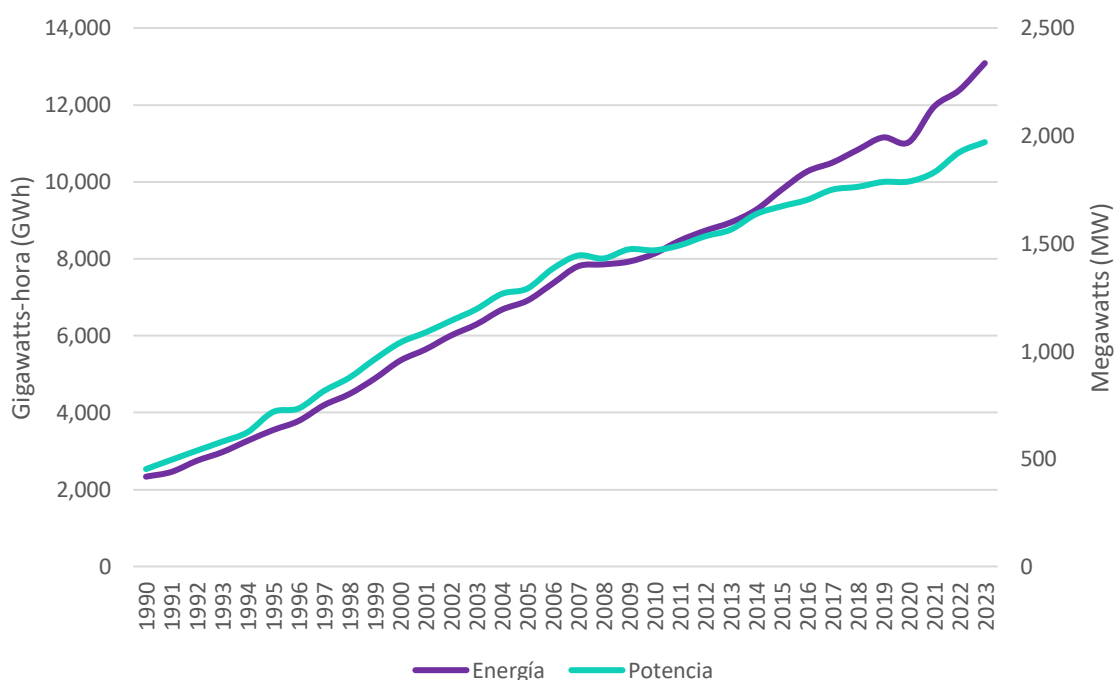
1. PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN ANUAL ESTACIONAL MAYO 2024- ABRIL 2025

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

1.1.1. Análisis del Comportamiento Histórico de la Demanda.

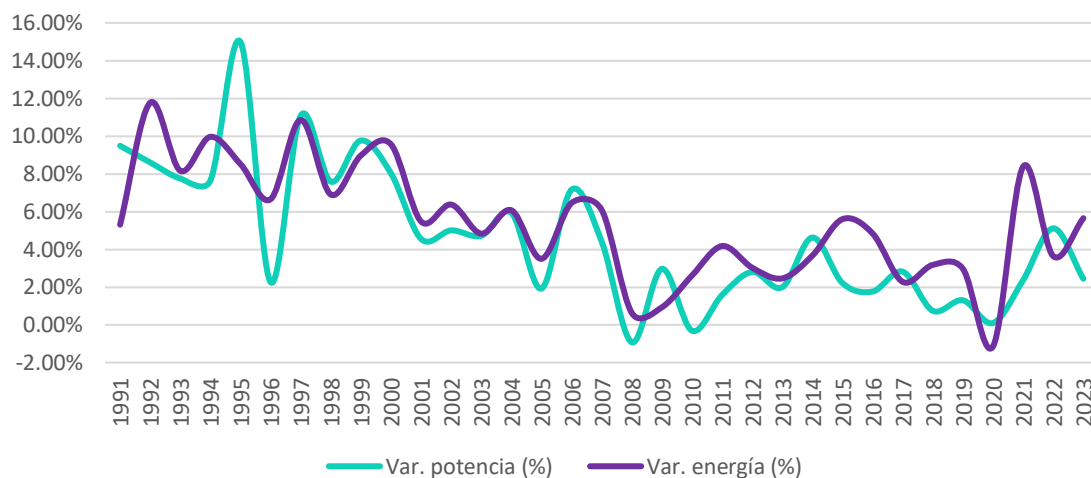
Desde 1990 hasta el 2023 la tendencia de la demanda de potencia y energía eléctrica ha presentado una tendencia positiva, con desaceleraciones significativas en 2008 y en 2020, como se observa en la Ilustración 1.

Ilustración 1 Comportamiento de la demanda de Energía y Potencia en el SNI, 1990 a 2023



En 2020 se destaca un descenso en el consumo de energía eléctrica y una inflexión en la tendencia que tenía la potencia máxima demandada, sin embargo, en los siguientes años la tendencia se ha recuperado. Es observable desde 2010 han existido varios años en que el crecimiento porcentual de la demanda de energía eléctrica ha sido mayor que el de la potencia, en la gráfica y tabla siguientes se visualiza con más facilidad.

Ilustración 2 Variación anual de la demanda de potencia y energía eléctrica (%), 1991-2023



Fuente: Elaboración propia con base en el Sistema de Medición Comercial y Carga Horaria.

Tabla 1 Variación anual de la demanda de potencia y energía eléctrica, 1990-2023

Año	Var. potencia (%)	Var. energía (%)
1990	-	-
1991	9.49%	5.31%
1992	8.60%	11.77%
1993	7.76%	8.16%
1994	7.65%	9.96%
1995	14.99%	8.52%
1996	2.26%	6.66%
1997	11.09%	10.86%
1998	7.59%	6.90%
1999	9.77%	8.98%
2000	8.02%	9.56%
2001	4.55%	5.47%
2002	5.01%	6.37%
2003	4.72%	4.83%
2004	5.93%	6.07%
2005	1.92%	3.50%
2006	7.17%	6.46%

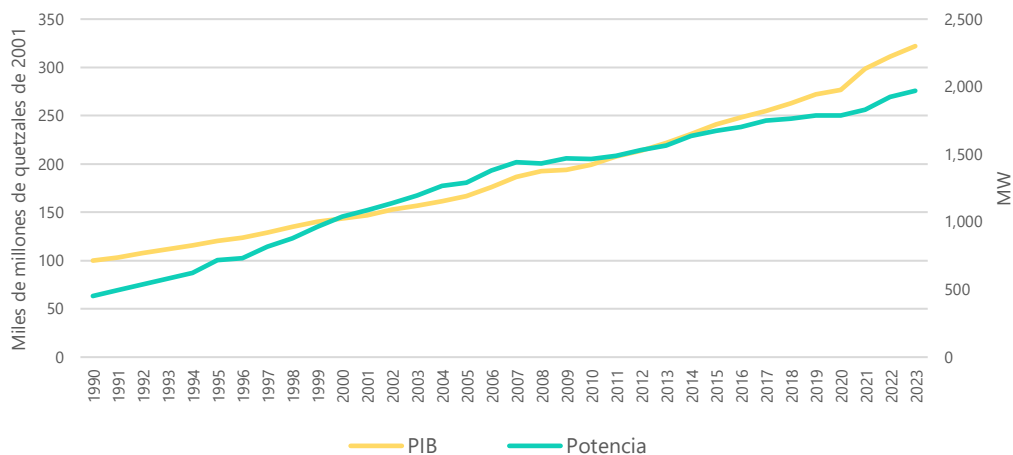
Año	Var. potencia (%)	Var. energía (%)
2007	4.40%	6.08%
2008	-0.93%	0.63%
2009	2.97%	0.93%
2010	-0.31%	2.62%
2011	1.59%	4.17%
2012	2.80%	3.03%
2013	2.00%	2.46%
2014	4.63%	3.67%
2015	2.21%	5.60%
2016	1.77%	4.84%
2017	2.82%	2.28%
2018	0.74%	3.18%
2019	1.30%	2.97%
2020	0.10%	-1.14%
2021	2.37%	8.38%
2022	5.11%	3.64%
2023	2.44%	5.65%

Fuente: Elaboración propia con base en el Sistema de Medición Comercial y Carga Horaria.

Al analizar el comportamiento del crecimiento económico, observado a través del Producto Interno Bruto (PIB) y el consumo de potencia y energía eléctrica, se observa una correlación positiva, lo cual concuerda con lo hallado por Belke, Dreger y de Haan (2010).

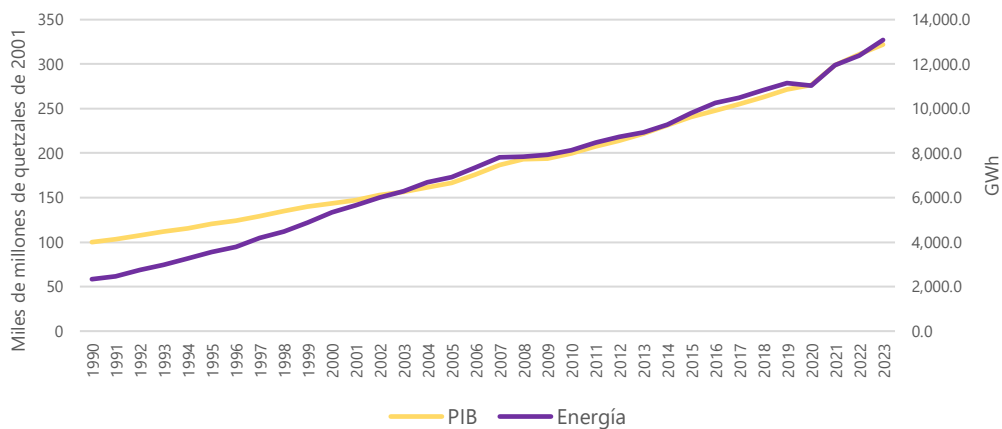
Se observa correlación entre la demanda de potencia y energía con el PIB.

Ilustración 3 Demanda de potencia y PIB real, 1990-2023



Fuente: Elaboración propia con base en información de Carga Horaria y el Banco de Guatemala.

Ilustración 4 Demanda de energía y PIB real, 1990-2023



Fuente: Elaboración propia con base en información del Sistema de Medición Comercial y el Banco de Guatemala.

Ilustración 5 Variación anual, Producto Interno Bruto (PIB) y demanda de potencia, 1991-2023

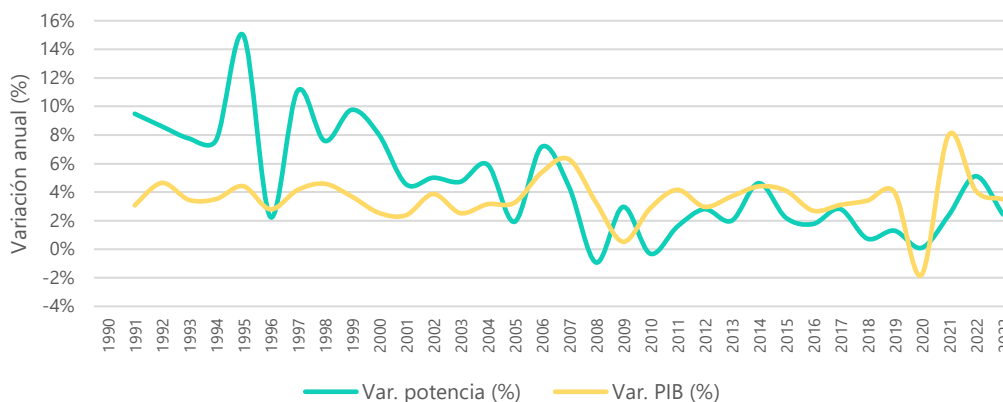
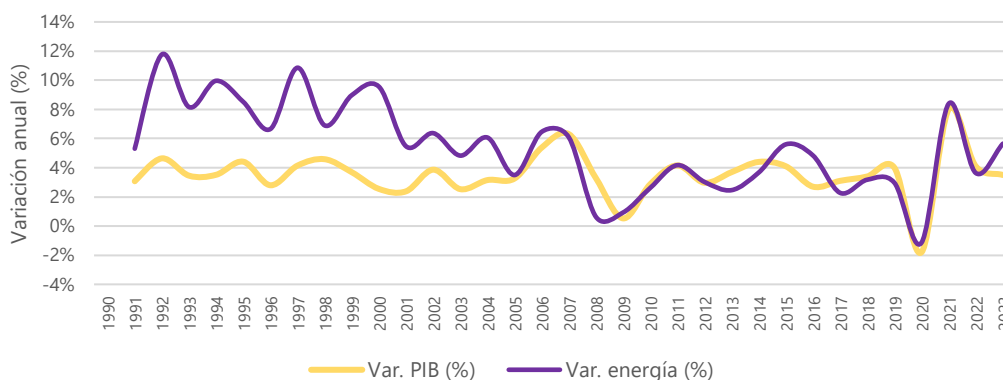


Ilustración 6 Variación anual, Producto Interno Bruto (PIB) y demanda de energía eléctrica, 1991-2023



1.1.2. Formulación del modelo de proyección mensual de la demanda de potencia y energía.

Para realizar el pronóstico de la demanda de potencia máxima y energía eléctrica se utilizaron técnicas econométricas y de inteligencia artificial.

Para los modelos econométricos se realizaron diferentes pruebas con modelos de regresión simple, regresión múltiple y autorregresivos integrados de media móvil (ARIMA), también se tomaron en cuenta en los análisis variables exógenas como la actividad económica a través del Índice Mensual de la Actividad

Por primera vez se han utilizado modelos de inteligencia artificial (machine learning), específicamente modelos de redes neuronales que tomaron como datos de entrada la caracterización de la demanda, datos meteorológicos, variables socioeconómicas y precios de combustibles.

Los programas informáticos utilizados para estas proyecciones fueron E-views y Matlab.

1.1.2.1. Energía

Para la determinación de la demanda de energía eléctrica para el Año Estacional 2024-2025 se realizó una evaluación de pronóstico fuera de la muestra de los modelos utilizados durante el último año, desde diciembre 2022 a enero 2024.

Para cada etapa fueron seleccionados los modelos que tuvieron el mejor ajuste al compararlos con los datos reales de la demanda de electricidad.

Los modelos empleados para la estimación de la demanda de energía eléctrica para el Año Estacional 2024-2025 fueron:

- Modelo de suavizamiento exponencial multiplicativo “Error-Trend-Seasonality” (ETS – M, M, M)
- Modelo de suavizamiento exponencial simple
- Modelo autorregresivo integrado de media móvil con componente estacional (SARIMA (4, 1, 4) (1, 1, 1)₁₂)¹
- Red neuronal con 45 capas ocultas y Regularización Bayesiana.

Ecuación 1 Modelo SARIMA (4, 1, 4)(1, 1, 1)₁₂

$$X_t = (1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \phi_3 B^3 - \phi_4 B^4) \cdot (1 - B) \cdot (1 - \Phi_1 B^{12}) \cdot (1 - B^{12}) \cdot X_t + (1 + \theta_1 B + \theta_2 B^2 + \theta_3 B^3 + \theta_4 B^4) \cdot (1 + \Theta_1 B^{12}) + \varepsilon_t \text{ Donde,}$$

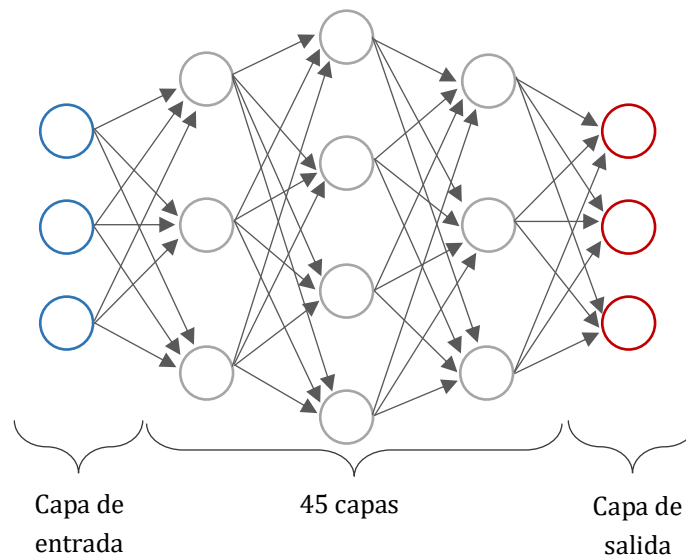
X_t = serie temporal de potencia máxima demandada

ϕ = coeficientes autorregresivos no estacionales.

¹ Ver ecuación 1

Respecto al modelo de inteligencia artificial utilizado, fue empleada una red neuronal con 45 capas ocultas y método de retropropagación de regularización bayesiana. El modelo se desarrolló en el software Matlab.

Ilustración 7 Esquema de ejemplo de red neuronal utilizada



Al obtener los resultados de los cuatro diferentes modelos se tomó el máximo dato de cada mes para determinar la serie estimada final.

La demanda de energía estimada para el Año Estacional 2024-2025 asciende a 14,079.27 GWh con un crecimiento esperado de 4.4% respecto al Año Estacional 2023-2024, que se espera cierre en 13,485.43 GWh.

Información adicional se presenta en el **Anexo** del presente informe.

Para la estimación de la potencia máxima demandada para el Año Estacional 2024-2025 se realizó una evaluación de pronóstico fuera de la muestra de los modelos utilizados durante el último año, desde enero 2023 a enero 2024.

Para cada etapa fueron elegidos los modelos que tuvieron mejor ajuste respecto a los datos de potencia máxima reales.

Los modelos empleados para la estimación de la demanda de potencia máxima para el Año Estacional 2024-2025 fueron:

- Modelo autorregresivo integrado de media móvil con componente estacional (SARIMA(4, 1, 7)(2, 1, 1)₁₂)², recomendado por la función automática que proporciona E-views.
- TRAMO-SEATS, X-13 (ARIMA(0,1,1)(0,1,1))³.
- Red neuronal con 59 capas ocultas y Regularización Bayesiana.

El modelo de mejor ajuste fue el modelo de rezagos autorregresivos y distribuidos con variables exógenas y suavizamiento exponencial ETS (M, M, M)⁴.

Ecuación 2 Modelo TRAMO/SEATS (4, 1, 7) (2, 1, 1)₁₂

$$X_t = (1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - \phi_3 B^3 - \phi_4 B^4) \cdot (1 - B) \cdot (1 - \Phi_1 B^{12} - \Phi_2 B^{24}) \cdot (1 - B^{12}) \cdot X_t + (1 + \theta_1 B + \theta_2 B^2 + \theta_3 B^3 + \theta_4 B^4 + \theta_5 B^5 + \theta_6 B^6 + \theta_7 B^7) \cdot (1 + \Theta_1 B^{12}) + \varepsilon_t$$

Donde,

X_t = serie temporal de potencia máxima demandada

ϕ = coeficientes autorregresivos no estacionales.

Φ = coeficientes autorregresivos estacionales.

² Ver ecuación 2

³ Ver ecuación 3

⁴ Modelo de suavizamiento exponencial con componente multiplicativo de error, aditivo de tendencia y estacionalidad multiplicativa.

$\theta =$ coeficientes de media móvil no estacionales.

$\Theta =$ coeficiente de media móvil estacional.

$B =$ operador de rezago.

$\varepsilon_t =$ término de error

Ecuación 3 Modelo TRAMO-SEATS X-13 ARIMA(0,1,1)(0,1,1)

$$\nabla \nabla_{12}^1 Potencia = c + \theta_1 Potencia_{t-1} + \theta_2 E_{t-12} + \Theta_1 Potencia_{t-1} + \varepsilon_t$$

Donde,

$c =$ constante

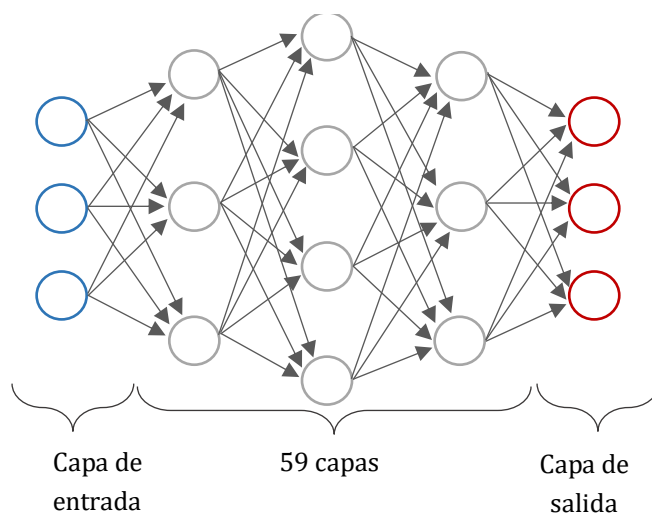
$\theta =$ Coeficientes de la parte de media móvil del componente regular.

$\Theta =$ Coeficientes de la media móvil del componente estacional.

Respecto al modelo de inteligencia artificial utilizado, fue empleada una red neuronal con 59 capas ocultas y método de retropropagación de regularización bayesiana. El modelo se desarrolló en el software Matlab.

La red utilizó como variables predictoras la caracterización de la demanda (año, mes, semana, día de la semana, asuetos, etc.), datos meteorológicos (temperatura ambiental y precipitación pluvial) y variables socioeconómicas (crecimiento poblacional y actividad económica).

Ilustración 8 Esquema de ejemplo de red neuronal utilizada

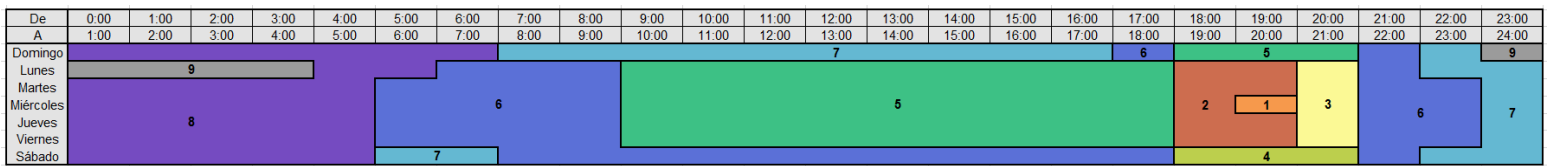


Al obtener los resultados de los tres diferentes modelos se tomó el máximo dato mensual para determinar la serie estimada final.

El mes en que se prevé suceda la PMG del Año Estacional 2024-2025 es abril de 2025 a las 19:00 horas por un monto estimado de 2,103.84 MW, reflejando un crecimiento esperado de 1.67% respecto a la PMG prevista para el Año Estacional 2023-2024 de 2,069.22 MW, que se espera ocurra en abril de 2024.

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. Metodología

Para esta *Programación de Largo Plazo versión Provisoria* los pronósticos de caudales de cada una de las centrales hidroeléctricas fueron realizados por distintos métodos y se empleó el método que presentaba mayor ajuste para cada una de ellas, los métodos fueron:

El *primer método* es el de Naive Bayes es un modelo de predicción basado en la probabilidad Bayesiana. En cuanto que es resultado directo de los datos y su tratamiento con simple estadística bayesiana de la probabilidad condicionada. El proceso de entrenamiento del modelo de Naive Bayes implica estimar las probabilidades condicionales de cada característica dada la clase objetivo. Una vez que el modelo está entrenado, puede ser utilizado para predecir la clase de un nuevo conjunto de características utilizando el teorema de Bayes para calcular la probabilidad de cada clase dado el conjunto de características observadas, y seleccionando la clase con la mayor probabilidad.

El *segundo método* utiliza un modelo de regresión lineal, que es una técnica estadística utilizada para modelar la relación entre una variable dependiente (o respuesta) y una o más variables independientes (o predictores). Es comúnmente utilizado en análisis de series temporales para pronosticar valores futuros en función de datos históricos.

El modelo asume que la relación entre las variables es lineal, lo que significa que se puede representar mediante una línea recta en un gráfico bidimensional o un hiperplano en un espacio de dimensiones superiores.

La forma más básica de regresión lineal se conoce como regresión lineal simple, que involucra una variable independiente y una variable dependiente. La ecuación general de regresión lineal simple es:

$$y = \beta_0 + \beta_1 \cdot x + \epsilon$$

Donde:

y es la variable dependiente que queremos predecir.

x es la variable independiente.

β_0 y β_1 son los coeficientes de regresión que representan la intersección con el eje y

y la pendiente de la línea de regresión, respectivamente.

ϵ es el término de error, que captura la variabilidad no explicada por el modelo.

El objetivo del análisis de regresión es estimar los valores de β_0 y β_1 que minimicen la suma de los cuadrados de los residuos, es decir, la diferencia entre los valores observados y los valores predichos por el modelo.

Una vez que el modelo de regresión lineal se ha ajustado a los datos históricos, se puede utilizar para pronosticar valores futuros de la variable dependiente y para nuevos valores de la variable independiente x . Estos pronósticos se generan extrapolando la línea de regresión en el futuro más allá de los datos históricos.

El *tercer método* hace uso de un modelo ARIMA, que es un modelo estadístico que utiliza variaciones y regresiones de datos para encontrar patrones y hacer predicciones hacia el futuro, basándose en datos del pasado. Fue desarrollado a finales de los sesenta por Box y Jenkins.

El *cuarto método* consiste en el uso de redes neuronales artificiales que están basadas en el funcionamiento de las redes neuronales biológicas para la clasificación de patrones y estimación de datos. Este modelo realiza una retroalimentación con una sola capa oculta y entradas retrasadas para pronosticar series temporales univariantes.

Estas metodologías no toman en consideración los patrones de precipitación, por lo que es necesario considerar los pronósticos de anomalías de lluvia. Por lo que posteriormente, se utilizan los pronósticos de lluvia obtenidos de los modelos climáticos globales. Los modelos climáticos 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.

Como resultado del downscaling se obtienen los mapas de anomalía de lluvia para cada una de las regiones climáticas de Guatemala basados en el análisis de correlación canónica de datos CHIRPS con el ensamble del North American Multi-Model Ensemble (NMME).

Los mapas de anomalía de lluvia indican lo que se espera respecto al promedio histórico para un mes en particular. Lo cual permite de esta forma seleccionar el pronóstico de caudales para cada central hidroeléctrica que tenga el mejor ajuste de acuerdo con las condiciones de lluvia previstas para los próximos meses.

Período	Años análogos
feb-jun 2024	2016, 2010, 2005, 2003, 1998
jul-sept 2024	2010, 1988, 1987, 2003, 1998, 1995, 1992, 1983
oct-dic 2024	2021, 2020, 2016, 2010, 2007, 2005, 1998, 1996, 1995, 1983

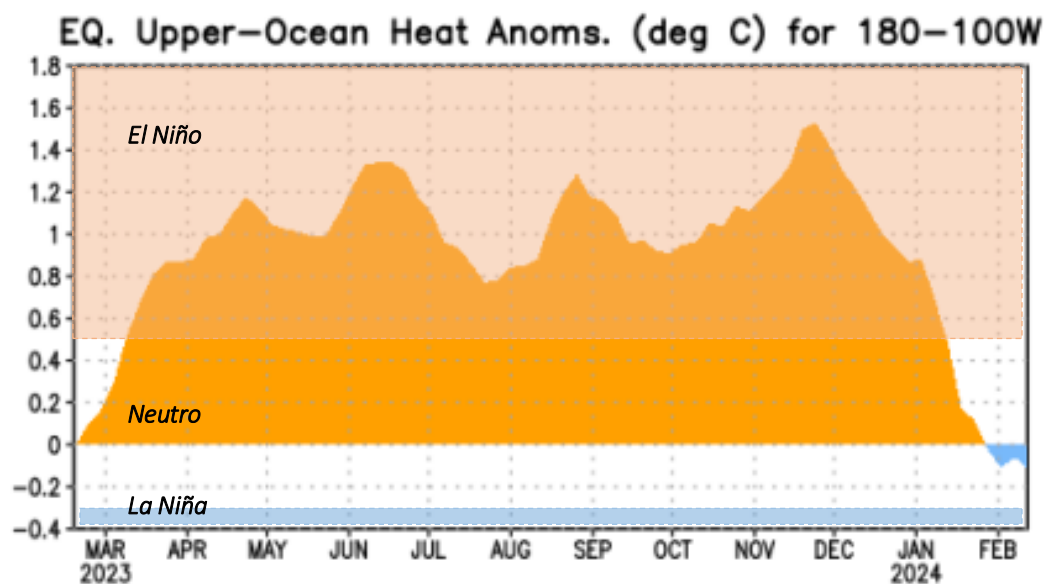
1.3.2. Análisis de Condiciones Globales y Locales

1.3.2.1. Condiciones Oceanográficas y Atmosféricas

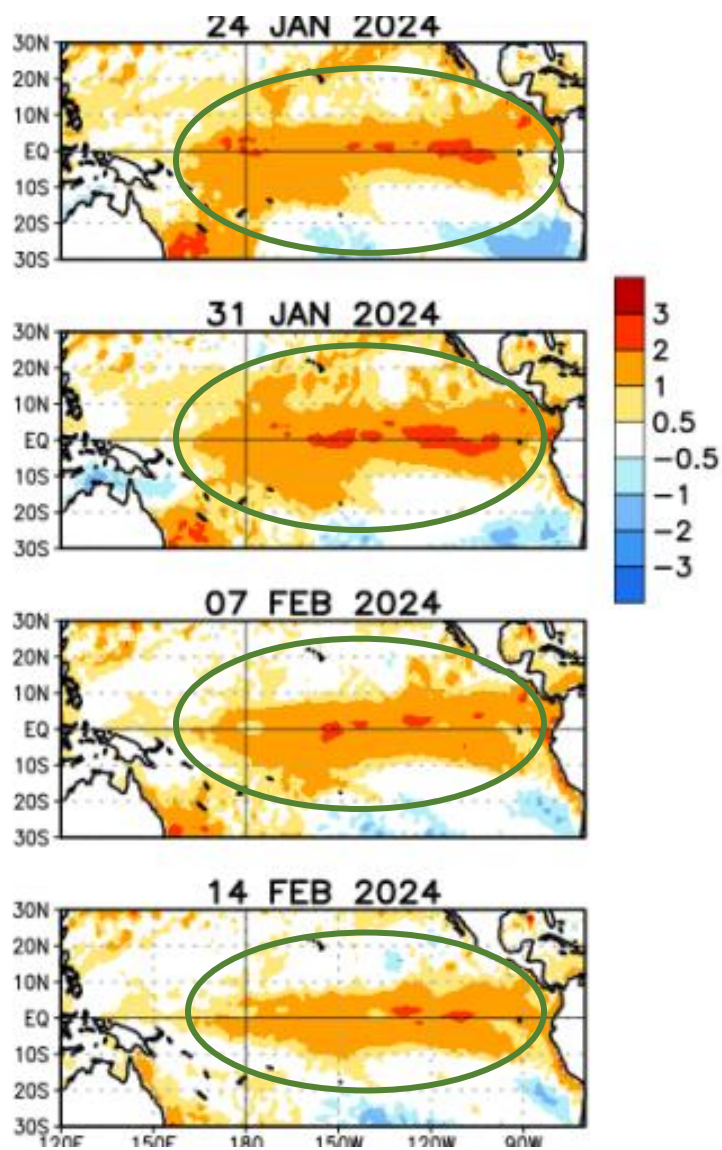
1.3.2.1.1. Condiciones actuales

Respecto a las condiciones del Pacífico Ecuatorial se ha observado un incremento sustancial de la Temperatura Superficial del Mar (TSM) a partir del mes de marzo 2023, desde entonces las anomalías se han mantenido elevadas llegando a alcanzar anomalías de hasta 1.5°C como se puede apreciar en la *Ilustración 9*. En la imagen también se observa que a finales del mes de enero 2024 se ha presentado un enfriamiento fuerte en todo el océano, lo cual sugiere que estamos cambiando a la fase Neutra del fenómeno El Niño. (NOAA, -, 2024).

Ilustración 9 Anomalía de calor ($^{\circ}\text{C}$) en la capa superior (0 a 300m) Pacífico Ecuatorial centro-oriental (180° - 100°W) (NOAA, -, 2024)

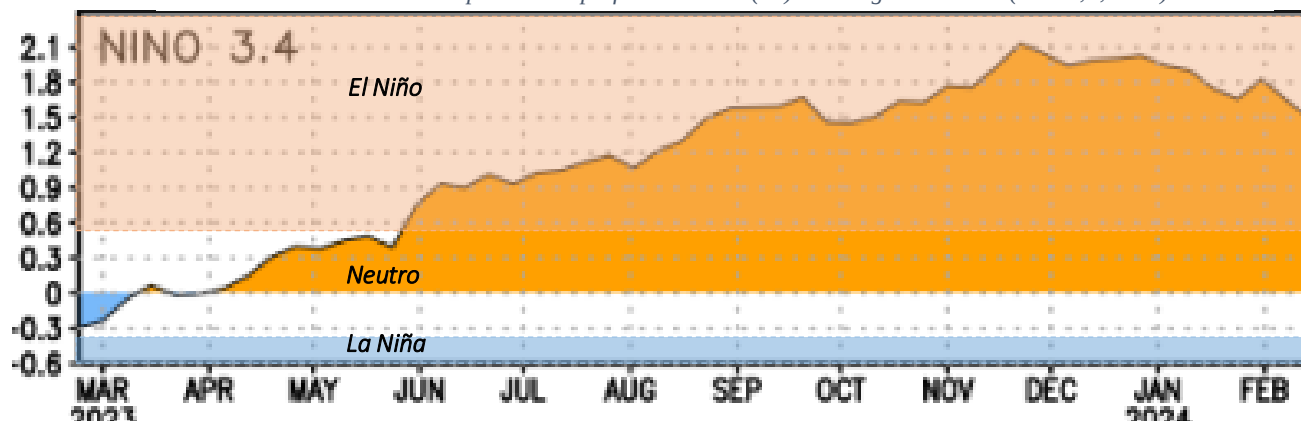


En la *Ilustración 10* se muestra la evolución de la Temperatura Superficial del Mar en detalle semanal desde la semana del 24 de enero al 14 de febrero de 2024. La escala de color al lado derecho muestra la variación de la anomalía en grados centígrados, y se destaca que a lo largo del periodo de análisis predominan las áreas con temperaturas elevadas, aunque también se aprecia un leve enfriamiento en las últimas semanas en la región del Pacífico.



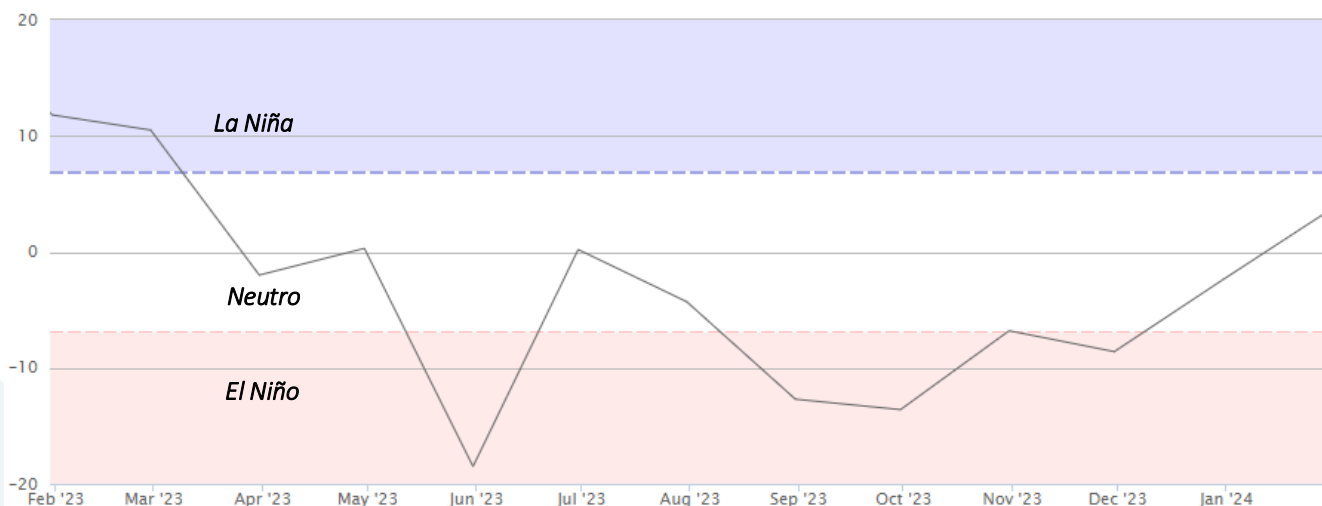
La *Ilustración 11* presenta la anomalía de temperatura superficial del mar la región Niño 3.4, uno de los indicadores más empleados para determinar las fases del fenómeno El Niño. En el gráfico se aprecia el comportamiento de los últimos meses y se observa que, en febrero, aunque la anomalía continúa elevada, ha comenzado a disminuir. Actualmente, se sitúa en 1.5°C, en comparación con los 1.8°C que se registraron en diciembre 2023. Esta tendencia sugiere la posibilidad de una transición de la fase El Niño a la fase Neutra, si continúa. (NOAA, -, 2024).

Ilustración 11 Anomalía de Temperatura Superficial del Mar (°C) en la región Niño 3.4 (NOAA, -, 2024)



Otro indicador crucial para determinar la fase en la que nos encontramos es el Índice de Oscilación del Sur (SOI) el cual es un índice estandarizado que se basa en las diferencias de la presión del nivel del mar (SLP) entre Tahití y Darwin, Australia. El SOI es una medida de las fluctuaciones a gran escala en la presión del aire que ocurren entre el Pacífico tropical occidental y oriental. Como se puede observar en la *Ilustración 12*, según los datos históricos del Bureau of Meteorology, desde principios de diciembre de 2023, este índice ha cambiado hacia la fase Neutra, mostrando una clara tendencia hacia la fase La Niña. Esto sugiere que las condiciones de fase neutra podrían no prevalecer por mucho tiempo.

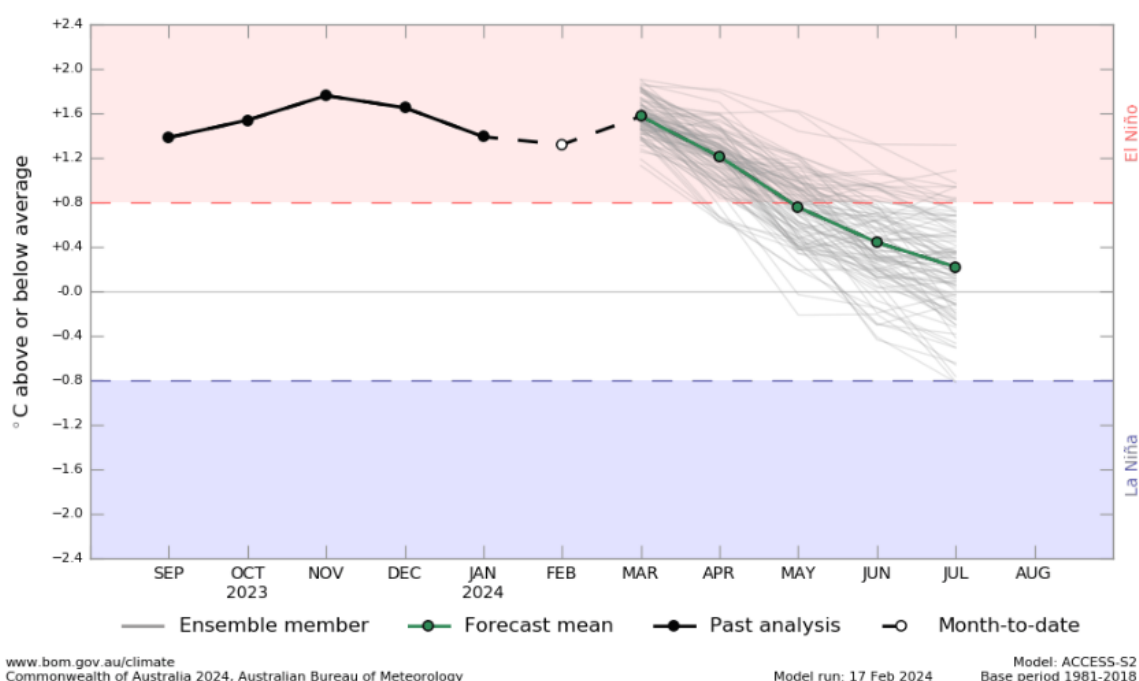
Ilustración 12 Índice de Oscilación del Sur Mensual en los últimos 12 meses (Bureau of Meteorology, 2024)



© Copyright Commonwealth of Australia 2024, Bureau of Meteorology

En la *Ilustración 13* Ilustración 12, se muestra el pronóstico de anomalías de la temperatura superficial del mar en la región El Niño 3.4. Según el pronóstico del Bureau of Meteorology indica que el promedio de los modelos sugiere que en mayo 2024 podríamos estar cambiando a la fase Neutra y se prevé que esta fase se mantenga hasta julio de 2024.

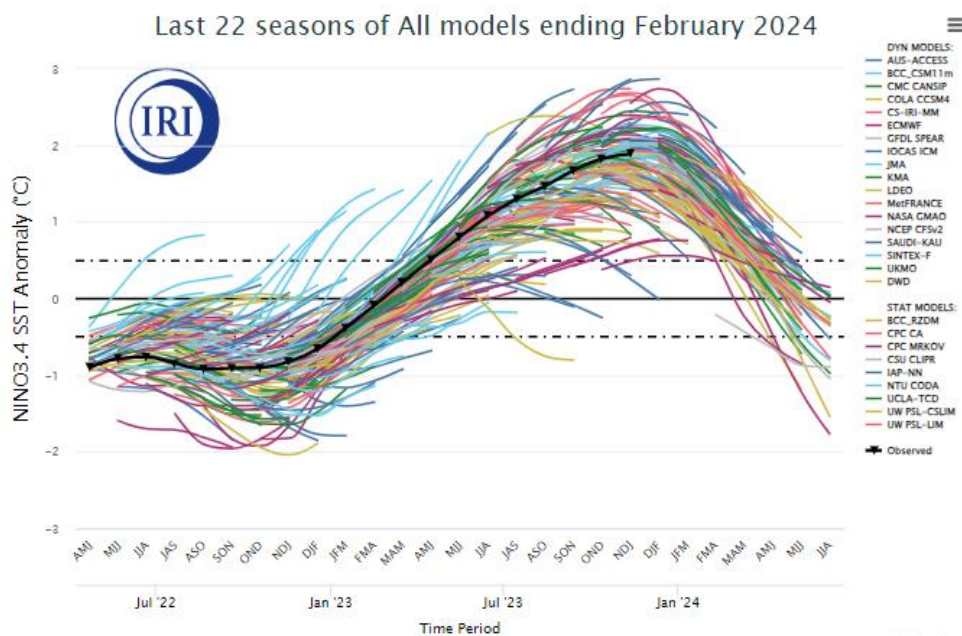
Ilustración 13 Pronóstico de anomalías de temperatura superficial del mar en la región El Niño 3.4 (Bureau of Meteorology, 2024)



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

El International Research Institute for Climate and Society (IRI) es un organismo que utiliza supercomputadoras para realizar estimaciones sobre la anomalía de la temperatura superficial del mar en la región El Niño 3.4 para los próximos meses. Estos pronósticos son evaluados en comparación con lo que realmente ha ocurrido, como se muestra en la *Ilustración 14*. La línea negra más gruesa representa los datos observados desde abril de 2022 hasta enero de 2024, mientras que las líneas de colores más delgadas representan los pronósticos de diferentes modelos. Es notable que la tendencia observada en los últimos meses ha sido consistente con los pronósticos de los modelos, tanto estadísticos como dinámicos. Además, para los meses siguientes, los modelos muestran una clara tendencia hacia la Fase Neutra del fenómeno El Niño.

Ilustración 14 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) desde septiembre 2021 versus lo observado hasta septiembre 2023. (IRI, 2024)



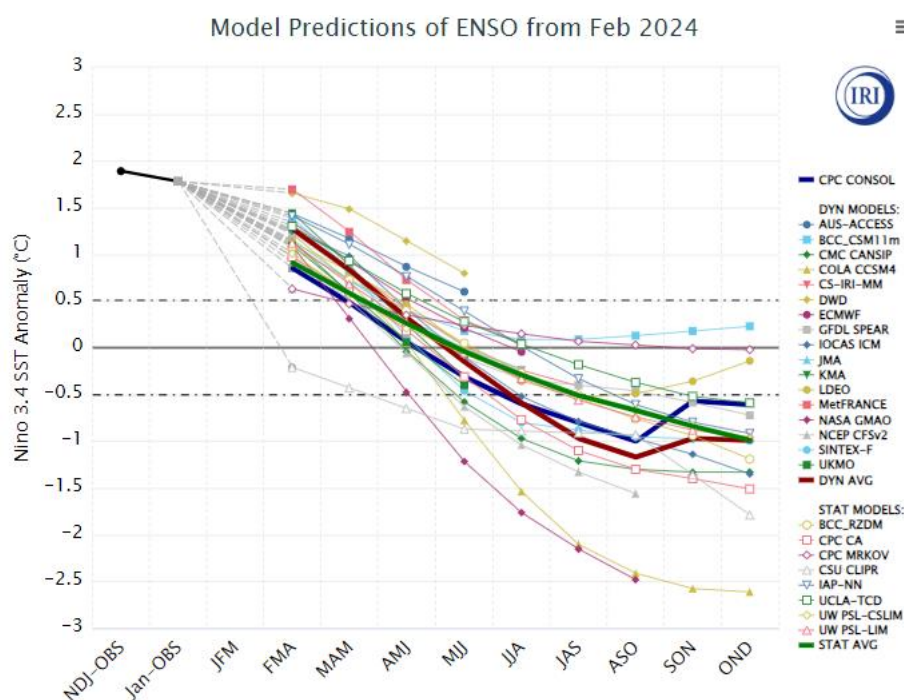
En la *Ilustración 15* se presentan los resultados de los pronósticos realizados a principios de febrero de 2024 por diversos modelos dinámicos y estadísticos, abarcando hasta el trimestre de febrero-marzo-

abril de 2024. En esta gráfica se incluye el consolidado proporcionado por el CPC de NOAA, el cual sugiere un cambio hacia condiciones Neutras a partir del trimestre de marzo-abril-mayo de 2024.

La media de los modelos -STAT AVG- espera una tendencia similar a lo esperado tanto por la CPC como por los modelos dinámicos -DYN AVG-. Sin embargo, los modelos dinámicos y el consolidado de la CPC coinciden en que a partir de agosto-septiembre-octubre 2024 se volverá a condiciones cercanas a la fase Neutra hasta el final del periodo en análisis.

En contraste, el promedio de los modelos dinámicos -STAT AVG- presentan una tendencia que favorece condiciones La Niña hasta el final del pronóstico.

Ilustración 15 Modelos de predicción El Niño Oscilación del Sur (ENSO) a partir de febrero 2024. (IRI, 2024)



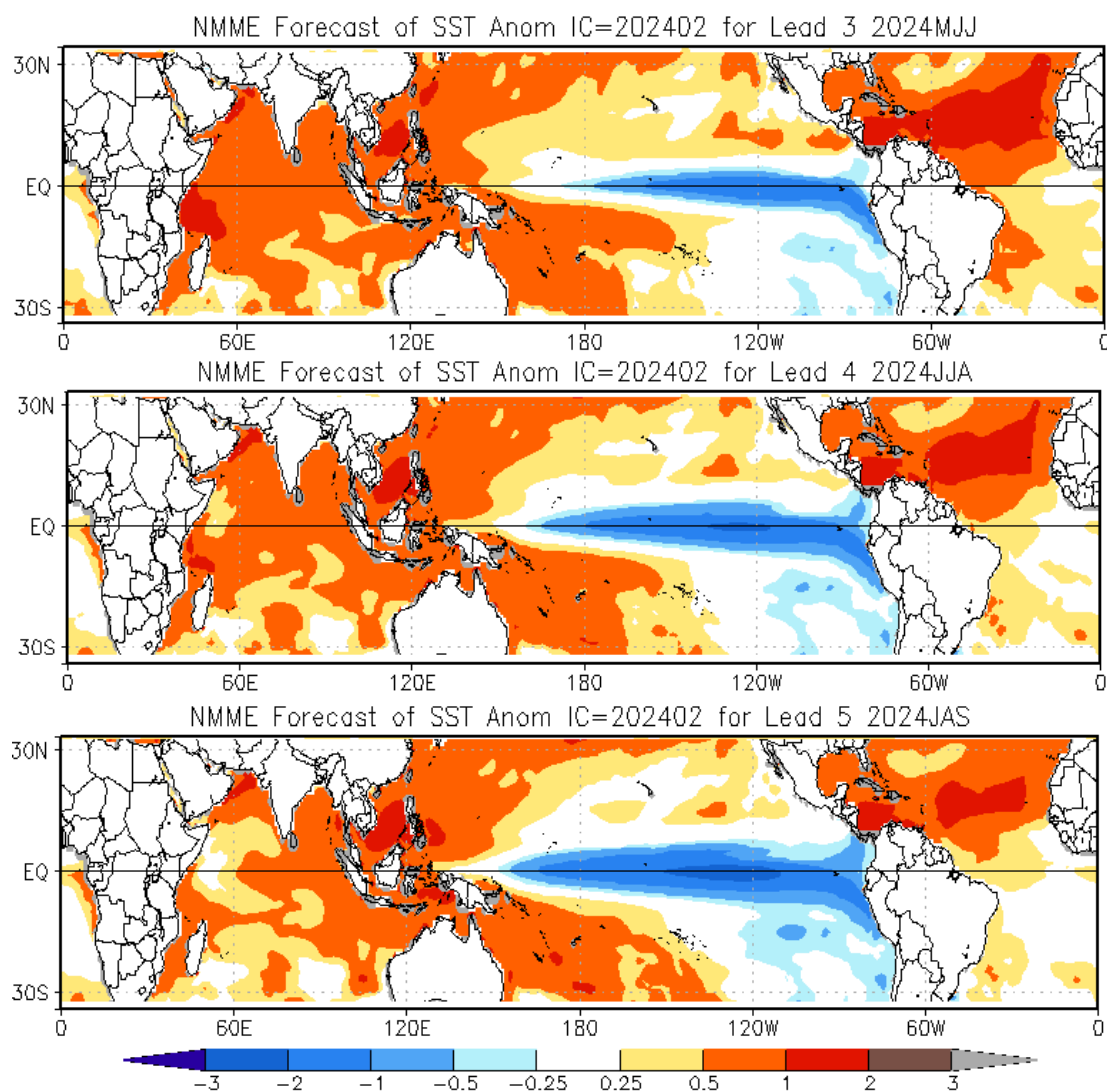
En la *Tabla 2* se muestran las probabilidades de ocurrencia del promedio de los modelos expuestos anteriormente, y como se observa en la tabla la fase el Niño finaliza a partir del trimestre marzo-abril-mayo y da paso a la fase Neutra, que es la categoría más probable de ocurrencia hasta el periodo mayo-junio-julio y luego la fase La Niña aumenta sus probabilidades progresivamente hasta convertirse en la fase dominante.

Tabla 2 Probabilidad de pronósticos de El Niño Oscilación del Sur (ENSO) basados en el análisis del modelo "Mid_month" (IRI, 2024)

Season	La Niña	Neutral	El Niño
FMA	0	0	100
MAM	0	17	83
AMJ	1	72	27
MJJ	20	71	9
JJA	49	46	5
JAS	65	32	3
ASO	71	26	3
SON	68	27	5
OND	69	24	7

La NOAA también realiza un pronóstico de la Temperatura Superficial del Mar y uno de sus modelos, el más utilizado, es el ensamble de modelos llamados *North America Multi-Model Ensemble* (NNME. En estos pronósticos, se observa que, en la región del Pacífico Ecuatorial, las celdas calientes comienzan a debilitarse y las celdas frías adquieren protagonismo. Este patrón se mantiene a lo largo del periodo en análisis, lo que podría indicar signos de transición hacia condiciones Neutras. (CPC -NOAA, 2024)

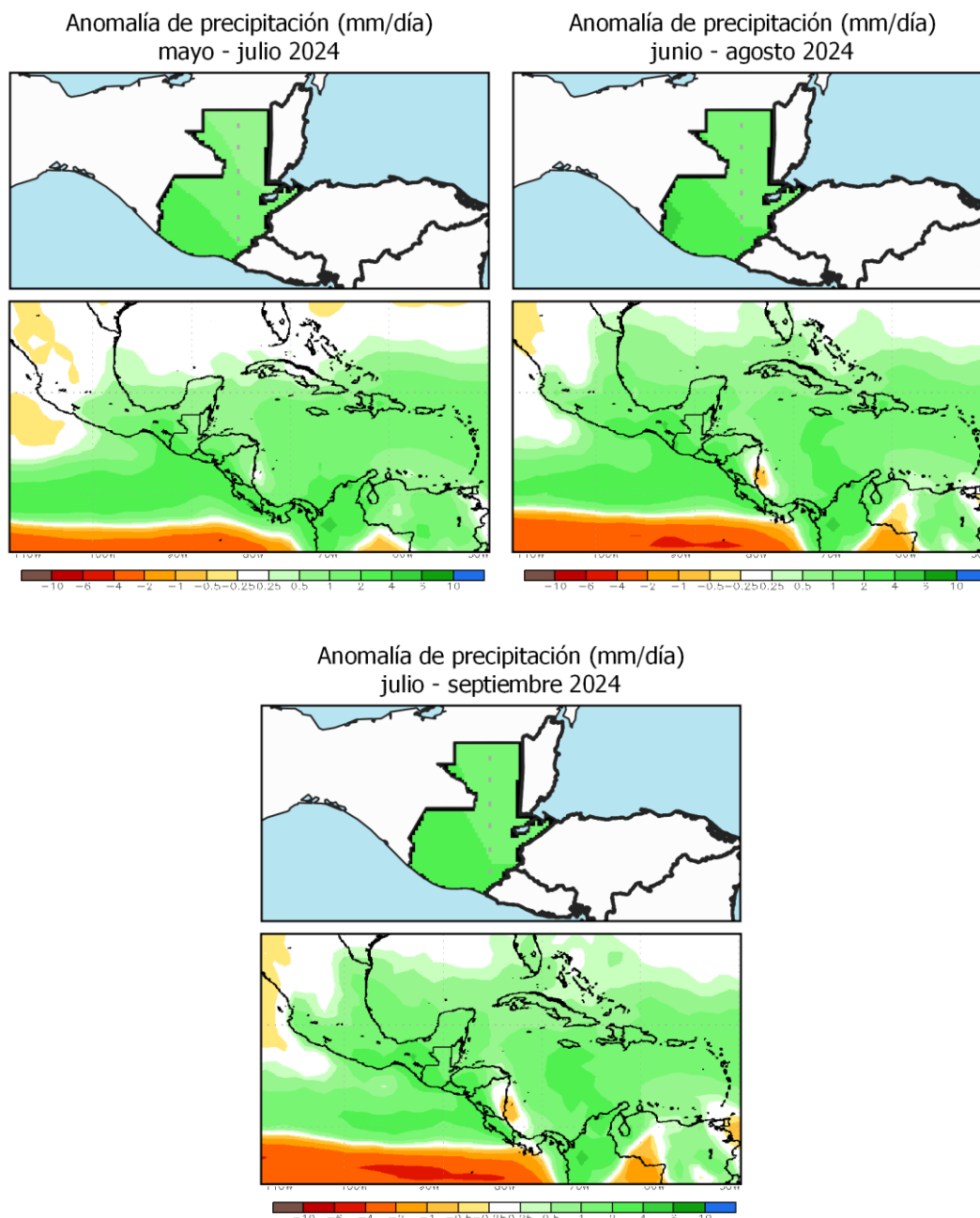
Ilustración 16 Pronósticos de North American Multi-Model Ensemble (NMME) de anomalías climáticas de la Temperatura Superficial del Mar pronostico realizado para mayo a julio 2024, junio a agosto 2024, julio a septiembre 2024. (CPC -NOAA, 2024)



1.3.2.1.1. Condiciones hidrológicas para la región

Los pronósticos de anomalías de precipitación, expresados en milímetros de lluvia al día, emitidos por la *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA, -, 2024), que se muestran en la *Ilustración 17* muestran que para los trimestres mayo a julio 2024, junio a agosto 2024 y julio a septiembre 2024, muestran tendencias similares, mostrando que se esperan precipitaciones por arriba del promedio histórico para todo el país.

Ilustración 17 Ensamble de Pronóstico Anomalía estacional según NOAA, para los trimestres mayo a julio 2024, junio a agosto 2024 y julio a septiembre 2024

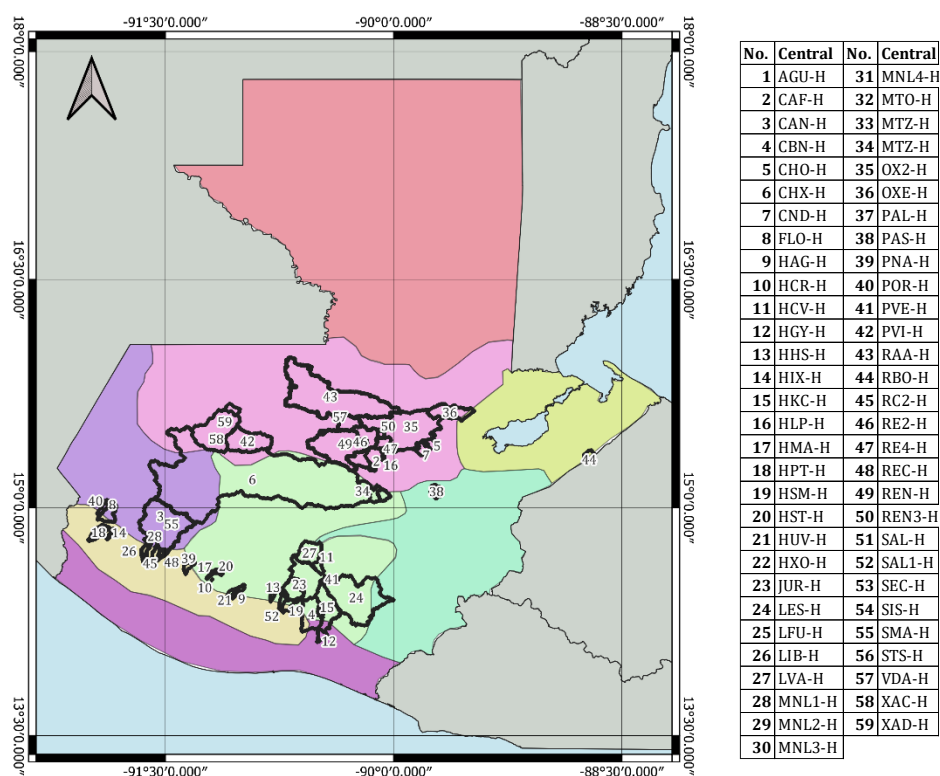


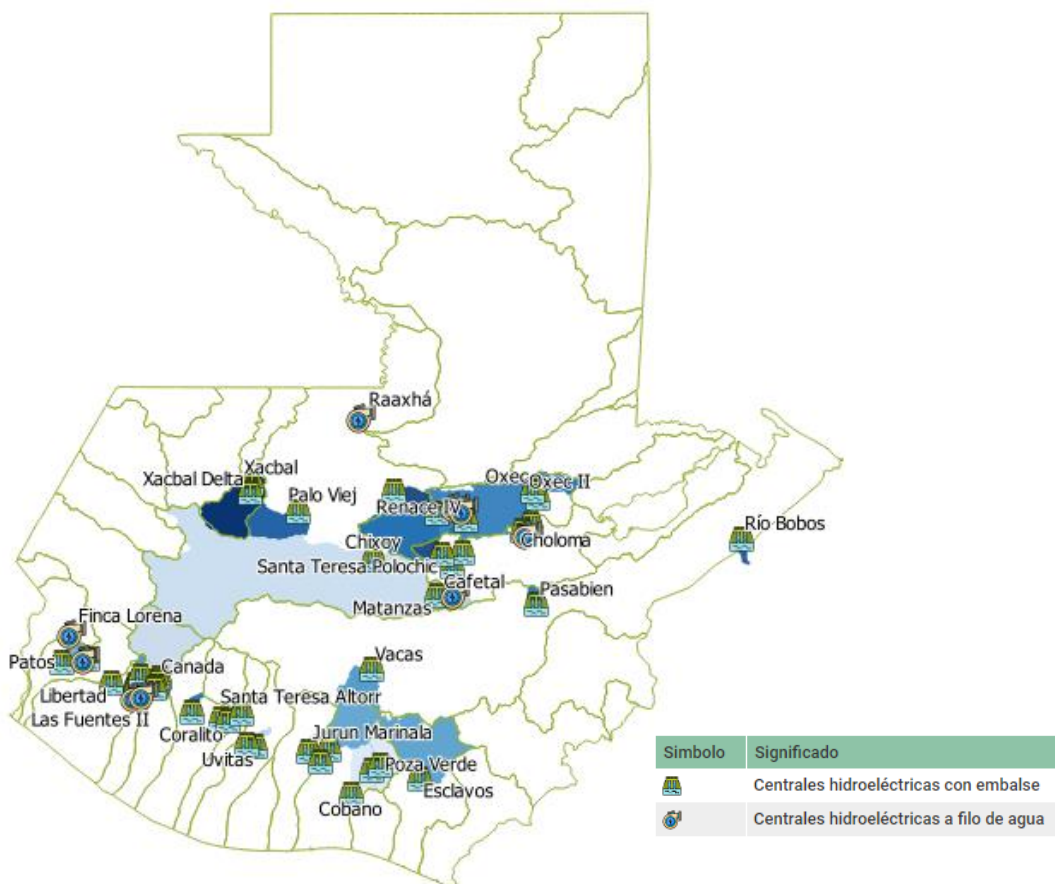
Es importante mencionar que todas las habilidades de pronóstico generalmente disminuyen a medida que aumenta el tiempo de proyección, pues aumenta la incertidumbre, por lo que se recomienda mantenerse alerta sobre el comportamiento de las variables mencionadas.

Guatemala se divide en 8 regiones climáticas: Petén (Norte), Franja Transversal del Norte, Caribe, Occidente, Altiplano Central, Valles de Oriente, Bocacosta y Pacífico. Según el Servicio Meteorológico de Guatemala cada una de estas regiones tiene sus propias características climáticas locales debido al efecto de la topografía regional, vegetación, geología y tipos de suelo.

En la *Ilustración 18* se muestran cada una de estas regiones climáticas y en la *Ilustración 19* las cuencas de las centrales hidroeléctricas según la región climática en la que se encuentran.

Ilustración 18 Cuencas por región hidrológica en donde se encuentran las centrales hidroeléctricas





La *Ilustración 20* muestra los mapas resultantes del downscaling o mejora de la resolución del pronóstico de las anomalías de precipitación. Este proceso se basa en el análisis de correlación canónica de datos locales con el Ensamble de modelos del North American Multi-Model Ensemble (NMME/NOAA).

Para el mes de **mayo 2024**, se observa que, en las regiones del Pacífico, Bocacosta, Occidente, Valles del Oriente, Caribe, la Franja Transversal del Norte y la parte sur de Petén se esperan anomalías positivas, lo que indica que se esperan lluvias por encima del promedio histórico para ese mes. Por otra parte, en las regiones norte de Petén, centro del Altiplano Central, el sur de Valles del Oriente y el norte del Caribe se esperan condiciones cercanas al promedio histórico.

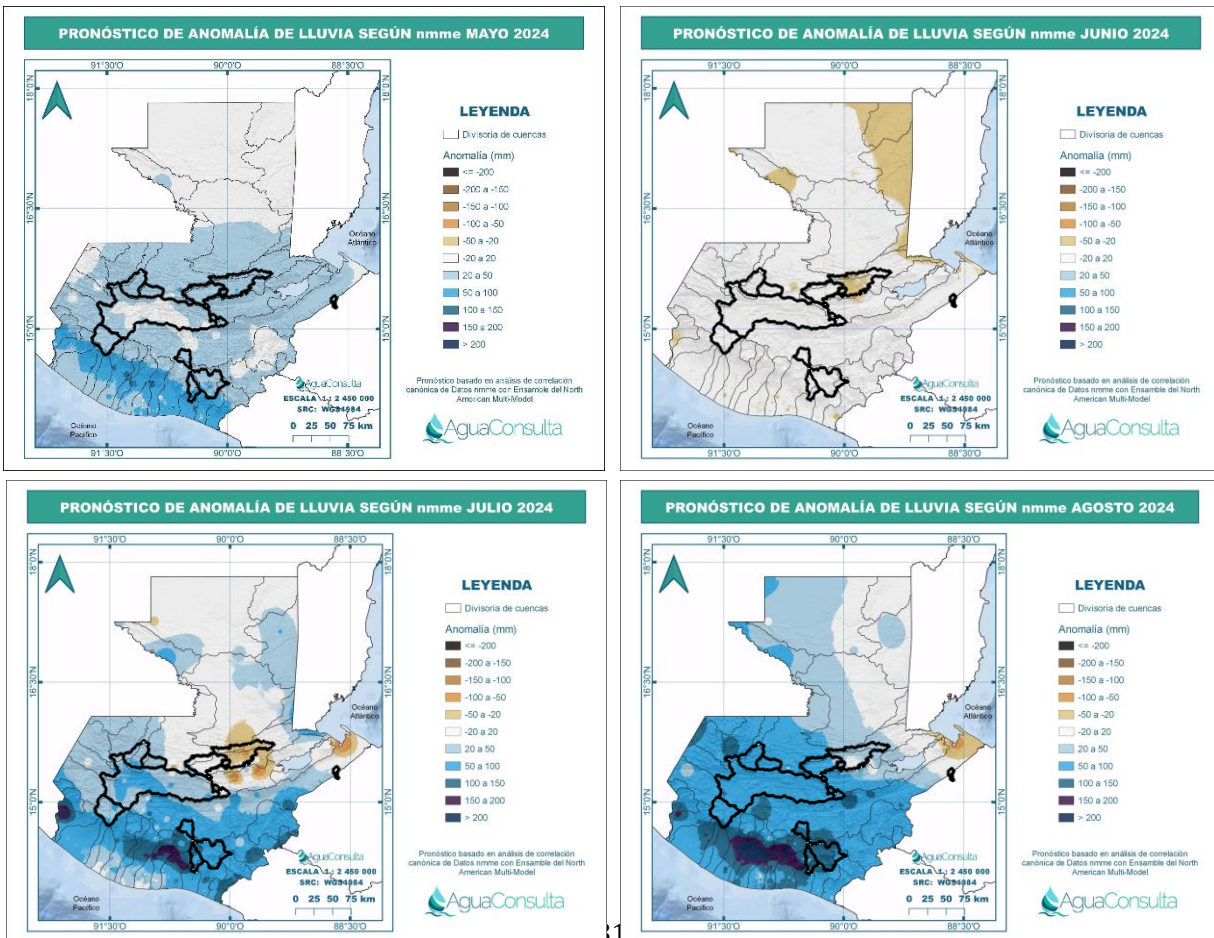
En el mes de **junio 2024** se espera que, en la mayor parte del país predominarán las anomalías cercanas al promedio histórico exceptuando en algunas cuencas ubicadas al centro de la Franja Transversal y el

Noreste de Petén, en donde se espera que las condiciones de lluvia se encuentren ligeramente por abajo del promedio histórico alcanzando valores entre 20 a 50 mm inferiores al promedio histórico.

Para **julio 2024** en la mayor parte del país serán condiciones por encima del promedio histórico de precipitaciones, con excepción del norte de la Franja Transversal del Norte y la región de Petén, donde se esperan condiciones cercanas al promedio histórico. Es posible que en algunas regiones del centro de la Franja Transversal del Norte y la parte norte del Caribe se registren anomalías negativas en comparación con el promedio histórico.

Para **agosto 2024** se prevén anomalías en la mayor parte del país que indican condiciones por encima del promedio histórico de precipitaciones. Sin embargo, en la región norte del Caribe, podría esperarse que las condiciones sean ligeramente más secas, manteniendo las lluvias por debajo del promedio histórico.

Ilustración 20 Anomalía de precipitación en Guatemala para los meses de mayo 2024 hasta agosto 2024



Para la Programación de Largo Plazo Versión Provisoria se utilizó el conjunto de modelos para la estimación de caudales de cada central hidroeléctrica considerando tendencias temporales y espaciales, así como parámetros estadísticos. Como resultado la generación se espera por arriba del promedio para la mayoría de las centrales. Para el centro de la Franja Transversal del Norte y el norte de la región del Caribe se espera que tanto las precipitaciones se encuentren por abajo del promedio histórico y por lo tanto la generación también.

Esto teniendo en cuenta el pronóstico de anomalía de lluvia, que indica que se presentará mayor probabilidad de condiciones por arriba del promedio histórico para la mayor parte del país y en el caso de Petén se esperan lluvias cercanas al promedio histórico o ligeramente por debajo del promedio histórico.

1.4. OFERTA

Para esta Programación Provisoria, se consideran las centrales habilitadas comercialmente hasta febrero de 2024, considerando los resultados de las pruebas de Potencia Máxima validadas al 20 de febrero de 2024, siendo la capacidad efectiva instalada para despacho la siguiente:

Tabla 3 Oferta total por tecnología

Tecnología	MW Efectivos	Porcentaje
Hidráulica	1,415.731	41.54%
GDR	131.598	3.86%
Turbinas de Vapor	497.961	14.61%
Turbinas de Gas	106.318	3.12%
Motores Reciprocantes	458.993	13.47%
Ingenios Zafra	572.219	16.79%
Geotérmica	38.214	1.12%
Fotovoltaica	80.000	2.35%
Eólica	107.400	3.15%
Total	3,408.4344	

Las Palmas Carbón (77.496 MW), Generadora Costa Sur (30.231 MW), Actún Can Gas (2.586 MW), Puerto Quetzal Power (56.8584 MW) y Electro Cristal Bunker (3.158 MW) se consideran indisponibles para todo el periodo.

Tabla 4 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Hidroeléctricas)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Chixoy*	5	286.5770	27 de noviembre de 1983	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	
Hidro Xacbal	2	98.0080	8 de agosto de 2010	Chajul	Quiché	
Palo Viejo	2	88.1920	31 de mayo de 2012	San Juan Cotzal	Quiché	
Aguacapa*	3	81.2830	22 de febrero de 1982	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	
Jurún Marínala*	3	60.3750	12 de febrero de 1970	Palín	Escuintla	
Renace	3	65.1591	marzo de 2004	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	
Hidro Canadá	2	45.9280	23 de noviembre de 2003	Zunil	Quetzaltenango	
Las Vacas	3	41.4320	mayo de 2002	Chinautla	Guatemala	
El Recreo	2	25.3090	julio de 2007	El Palmar	Quetzaltenango	
Secacao*	1	16.1350	11 de noviembre de 1998	Senahú	Alta Verapaz	
Los Esclavos*	2	13.5030	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	9.9180	22 de junio de 2005	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	
Rio Bobos*	1	10.3100	10 de agosto de 1995	Morales	Izabal	
Choloma	1	9.5970	11 de diciembre de 2011	Senahú	Alta Verapaz	
Santa Teresa	2	16.8000	9 de octubre de 2011	Tucurú	Alta Verapaz	
Panan	3	7.5470	31 de julio de 2011	San Miguel Panán	Suchitepéquez	
Santa María*	3	6.0290	25 de junio de 1927	Zunil	Quetzaltenango	
Palín II	2	4.2490	julio de 2005	Palín	Escuintla	
Candelaria	1	4.4150	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	
Visión De Águila	2	2.0820	29 de diciembre de 2013	Cobán	Alta Verapaz	
El Manantial I	3	3.2530	22 de febrero de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
El Manantial II	8	22.0310	22 de febrero de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
El Cóbano	2	9.1570	29 de marzo de 2015	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	

⁵ Las centrales que presenten un (*) representan las centrales instaladas previas a la gestión del AMM

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Oxec	2	23.7020	1 de noviembre de 2015 8 de noviembre de 2015	Cahabón	Alta Verapaz	
Hidroeléctrica La Libertad	1	9.4670	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	
Hidroeléctrica Las Fuentes II	2	13.6670	22 de mayo de 2016	El Palmar	Quetzaltenango	
Hidroeléctrica El Cafetal	2	8.5070	29 de mayo de 2016	Purulhá	Baja Verapaz	
Hidroeléctrica Finca Lorena	2	4.4790	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	58.9930	30 de julio de 2017	Chajul	Quiché	
El Manantial III	1	0.4380	8 de octubre de 2017	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	
Oxec II	3	58.9470	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	12.8850	16 de junio 2019	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	

*Gestión anterior al AMM

Tabla 5 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Hidroeléctricas)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Hidroeléctrica Santa Elena	2	0.5600	1 de diciembre de 2008	Escuintla	Escuintla	
Kaplan Chapina	1	1.6950	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	

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
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	2.0640	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 Joaquín 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	1.9270	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	2.0210	5 de abril de 2014	Santa Lucía Cotzumalguap a	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 Guayacán	2	2.9260	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	1.9580	16 de enero de 2015	San Lucas Tolimán	Sololá	

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
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	1.8390	16 de marzo de 2016	Yepocapa	Chimaltenango	
Hidroeléctrica El Conacaste	1	3.0000	11 de mayo de 2016	Mazatenango	Suchitepéquez	
Hidroeléctrica El Brote	2	3.7000	3 de agosto de 2016	Chicacao	Suchitepéquez	
Hidroeléctrica Mopá	1	0.9750	20 de noviembre de 2016	Génova	Quetzaltenango	
Hidroeléctrica Los Patos	2	4.8580	"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	

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
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 Cholíva	1	0.7000	15 de enero de 2018	Acateño	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	Acateño	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	Acateño	Chimaltenango	
Los Encuentros Planta 1	1	1.2500	11 de noviembre de 2020	Patzún	Chimaltenango	
Suministro De Electricidad Guayasamín	1	1.8000	22 de abril de 2022	Patulul	Suchitepéquez	

Tabla 6 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Térmico)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Generadora Del Atlántico Vapor	1	0.3600	8 de diciembre de 2013	Morales	Izabal	Biomasa
Generadora Del Atlántico Biogás	2	0.5910	8 de diciembre de 2013	Morales	Izabal	Biogás
Biogás Vertedero El Trébol	1	0.7840	25 abril de 2015	Guatemala	Guatemala	Biogás
Gas Metano Gabiosa	1	1.0560	19 de julio de 2015	La Gomera	Escuintla	Biogás

Biogás						
Vertedero El Trébol Fase II	3	2.6270	3 de mayo de 2017	Guatemala	Guatemala	Biogás
Biomasa Santa Ana	1	1.0620	27 de diciembre de 2017	Villa Canales	Guatemala	Biomasa

Tabla 7 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Vapor)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
San José	1	139.8700	01 enero de 2000	Masagua	Escuintla	Carbón
La Libertad	1	17.8970	17 agosto 2008	Villa Nueva	Guatemala	Carbón
Generadora Costa Sur	1		11 de agosto de 2013	Guanagazapa	Escuintla	Carbón
Jaguar Energy (100 % Carbón)	2	282.6160	"21 de junio de 2015 y	Masagua	Escuintla	Carbón/Petcoke
Generadora San Isidro	1	57.5780	2 de agosto de 2015"	Champerico	Retalhuleu	Biomasa/Carbón

Tabla 8 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Tampa*	2	69.6270	1995			Diesel
Escuintla gas 5*	1	34.1050	noviembre de 1985	Escuintla	Escuintla	Diesel

*Gestión anterior al AMM

Tabla 9 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Turbinas de Gas Natural)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Actun Can Gas Generación	1	2.5860	9 de agosto de 2020	San Benito	Petén	Gas Natural

Tabla 10 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Motores de Combustión Interna)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
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	64.5880	septiembre de 1998	Escuintla	Escuintla	Bunker
GENOR	4	39.4180	octubre 1998	Puerto Barrios	Izabal	Bunker
Generadora Del Este*	10	63.6180	1996	Amatitlán	Guatemala	Bunker
Electro Generación	2	14.4000	noviembre de 2003	San Benito	Petén	Bunker
Térmica	2	14.1320	30 de abril de 2017	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
Térmica B-2	2	30.4390	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	11.8100	14 de julio de 2013	San José	Escuintla	Bunker

*Gestión anterior al AMM

Tabla 11 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Cogeneradores)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Magdalena bloque 1*	1	9.0030	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	49.4810	15 de marzo de 2013	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Carbón
Magdalena bloque 7	1	47.6370	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

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
La Unión *	Varias	51.7910	1995	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
Santa Ana bloque 1 *	Varias	21.3940	1995	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
Santa Ana bloque 2	1	45.4560	18 de enero de 2015	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Carbón
Madre tierra *	2	30.4030	1996	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Carbón
Generadora Santa Lucía	1	6.2200	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	12.6440	noviembre 2011, octubre 2012	Masagua	Escuintla	Biomasa/Bunker
Trinidad 4	1	36.2650	1 de mayo de 2015	Masagua	Escuintla	Biomasa/Carbón
Trinidad 5	1	45.2490	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	32.9030	8 de noviembre de 2015	San Antonio Suchitepéquez	Suchitepéquez	Biomasa/Carbón

*Gestión anterior al AMM

Tabla 12 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Geotérmicas)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Orzunil	17.9690	20 de agosto de 1999	Zunil	Quetzaltenango	Geotérmica	
Ortitlan	20.2450	01 julio 2007	San Vicente Pacaya	Escuintla	Geotérmica	

Tabla 13 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Fotovoltaica)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Horus 1	8	50.0000	9 de febrero de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	
Horus 2	3	30.0000	26 de julio de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	

Tabla 14 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (GDR Fotovoltaico)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
Central Solar Fotovoltaica SIBO	5	5.0000	1 de mayo de 2014	Estanzuela	Zacapa	
Granja Solar Taxisco	4	1.5000	15 de marzo de 2017	Taxisco	Santa Rosa	
Granja Solar El Jobo	4	1.0000	15 de marzo de 2017	Taxisco	Santa Rosa	
Granja Solar La Avellana	4	1.0000	15 de marzo de 2017	Moyuta	Jutiapa	
Graja Pedro De Alvarado	4	1.5000	15 de marzo de 2017	Moyuta	Jutiapa	
Granja Solar Buena Vista	5	1.5000	30 de agosto de 2017	Jutiapa	Jutiapa	
Granja Solar Xela 1		0.5000	28 de enero de 2021	Quetzaltenango	Quetzaltenango	
Granja Solar Las Pilas		3.5000	9 de noviembre de 2022	San José	Escuintla	
Parque Solar Don Jorge		4.8000	24 de febrero de 2023	Asunción Mita	Jutiapa	
Planta Solar Palo Blanco		3.8259	10 de enero de 2024	Jalpatagua	Jutiapa	

Tabla 15 Capacidad Efectiva en el Sistema Eléctrico Nacional (Eólica)

Plantas Generadoras	Unidades	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de instalación y/o inicio Operación Comercial	Ubicación		Combustible
				Municipio	Departamento	
San Antonio El Sitio	16	52.8000	19 de abril de 2015	Villa Canales	Guatemala	
Viento Blanco	7	23.1000	6 de diciembre de 2015	San Vicente Pacaya	Escuintla	
Las Cumbres	15	31.5000	25 de marzo de 2018	Agua Blanca	Jutiapa	

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

Cota-área-volumen PLP 2020-2021	Nivel (msnm)	Volumen (m ³)	Volumen (Hm ³)	Área (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
Volumen Útil	803	317,435,676.01	317.436	12.205

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
ARI-O1*	14.7720	ELG-B2	7.2090
ARI-O2*	15.1016	LPA-B4	14.934
ARI-O3*	15.2196	LPA-B5	5.231
ARI-O4*	15.6545	TAM-G1	34.858
ARI-O5*	15.5605	TAM-G2	34.769
ARI-O6*	15.2541	TDL-B6	4.793
ARI-O7*	15.3274	TDL-B7	4.518
ARI-O8*	15.6393	TDL-B8	6.915
ARI-O9*	15.3432	TDL-B9	6.450
ARI-O10*	14.6707	TDL-B11	7.002
ELG-B1	7.1787	TDL-B12	9.260
* Solo pueden operar 5 unidades a la vez			

Se considera que el servicio de RRO será prestado por las centrales habilitadas para tal efecto: Jurún Marinalá, Chixoy, Las Vacas, Palo Viejo, Xacbal, Xacbal Delta, El Canadá, Oxec, Oxec 2, Las Palmas, Renace I, Renace IV, Arizona, Secacao y Manantial 4.

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

Unidad	Margen habilitado de RRO [MW]	Unidad	Margen habilitado de RRO [MW]
CAN-H1	6.45	REN-H2	8.00
CAN-H2	6.45	REN-H3	8.00
CHX-H1	12.08	RE4-H1	9.85
CHX-H2	12.08	RE4-H2	9.50
CHX-H3	12.08	SEC-H*	6.00
CHX-H4	12.08	XAC-H1	11.00
CHX-H5	12.08	XAC-H2	11.00
JUR-H1	5.69	XAD-H1	7.92
JUR-H2	5.69	XAD-H2	7.92
JUR-H3	5.69	ARI-O1	5.15
LVA-H1	5.00	ARI-O2	5.15
LVA-H2	5.00	ARI-O3	5.15
OX2-H1	5.49	ARI-O4	5.15
OX2-H2	5.49	ARI-O5	5.15
OX2-H3	5.49	ARI-O6	5.15
OXE-H1	5.00	ARI-O7	5.15
OXE-H2	5.00	ARI-O8	5.15
PVI-H1	11.40	ARI-O9	5.15
PVI-H2	11.40	ARI-O10	5.15
REN-H1	8.00	LPA-B1	5.05
MNL-H13		LPA-B2	5.18
MNL-H14	4.516	LPA-B3	5.18
MNL-H15		LPA-B4	5.20
* Pendiente de determinación de margen de potencia para RRO definitivo			

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 informa la realización de su mantenimiento mayor así:

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]
CHIXOY	CHX-H4	21	4-may-24	24-may-24	57.580
CHIXOY	CHX-H1	21	28-ene-25	17-feb-25	57.497
CHIXOY	CHX-H2	21	18-feb-25	10-mar-25	57.505
CHIXOY	CHX-H3	21	11-mar-25	31-mar-25	56.593
CHIXOY	CHX-H4	25	1-abr-25	25-abr-25	57.580
CHIXOY	CHX-H5	28	26-abr-25	23-may-25	57.402

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

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]
San José	SJO-C	10	13-jul-24	22-jul-24	139.870
San José	SJO-C	30	17-nov-24	16-dic-24	139.870
San José	SJO-C1	15	1-feb-25	15-feb-25	139.870

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

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]
Jaguar Energy	JEN-C1	20	11-oct-24	30-oct-24	140.972
Jaguar Energy	JEN-C2	20	18-oct-23	06-nov-24	141.054
Jaguar Energy	JEN-C1	15	3-ene-25	17-ene-25	140.972
Jaguar Energy	JEN-C2	15	10-ene-25	24-ene-25	141.054

La Hidroeléctrica Renace 2 y Renace 3 informa la realización de su mantenimiento mayor así:

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]
Renace 2	RE2-H	10	3-mar-25	12-mar-25	Renace 2
Renace 3	RE3-H	10	3-mar-25	12-mar-25	Renace 3

La Hidroeléctrica Xacbal y Xacbal Delta informa la realización de su mantenimiento mayor así:

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]
Hidro Xacbal	XAC-H	7	11-nov-24	17-nov-24	98.0
Hidro Xacbal	XAC-H	15	16-dic-24	30-dic-24	98.0
Hidro Xacbal	XAC-H	45	7-abr-25	21-may-25	98.0
Hidro Xacbal	XAC-230 / XAD-230	3	16-abr-25	18-abr-25	98.0
Xacbal Delta	XAD-H	7	4-nov-24	10-nov-24	59.0
Xacbal Delta	XAD-H	15	16-dic-24	30-dic-24	59.0
Xacbal Delta	XAD-H1	15	28-ene-25	11-feb-25	29.5
Xacbal Delta	XAD-H2	45	12-feb-25	28-mar-25	29.5

La central Arizona informa la realización de su mantenimiento mayor así:

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]
Arizona	ARI-O5	60	5-ago-24	3-oct-24	15.966
Arizona	ARI-O9	60	5-ago-24	3-oct-24	16.110
Arizona	ARI-O2	60	7-oct-24	5-dic-24	15.848
Arizona	ARI-O7	60	7-oct-24	5-dic-24	15.991
Arizona	ARI-O10	60	6-ene-25	6-mar-25	15.255
Arizona	ARI-O3	60	6-ene-25	6-mar-25	15.752
Arizona	ARI-O1	60	10-mar-25	8-may-25	15.937
Arizona	ARI-O6	60	10-mar-25	8-may-25	15.650

Hidroeléctrica Los Esclavos: continúan en su mantenimiento de 452 días por renovación de la central generadora, lo cual implica el retiro de las unidades actuales y cambio de equipos e instalación hidráulica nueva desde el 3-ene-2024, el mantenimiento se tiene previsto que finalice el 29-mar-25. El Mercado Mayorista no contará con 48GWh de esta central para 2024-2025.

El programa completo de mantenimientos mayores se encuentra en la sección de

1.6. EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

1.6.1. Exportaciones

Se estima una exportación anual hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER) de 999.75 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 0 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, conforme al histórico que mostraba condiciones similares a las condiciones actuales, 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. 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. PRECIOS DE COMBUSTIBLES Y COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN POR CENTRAL

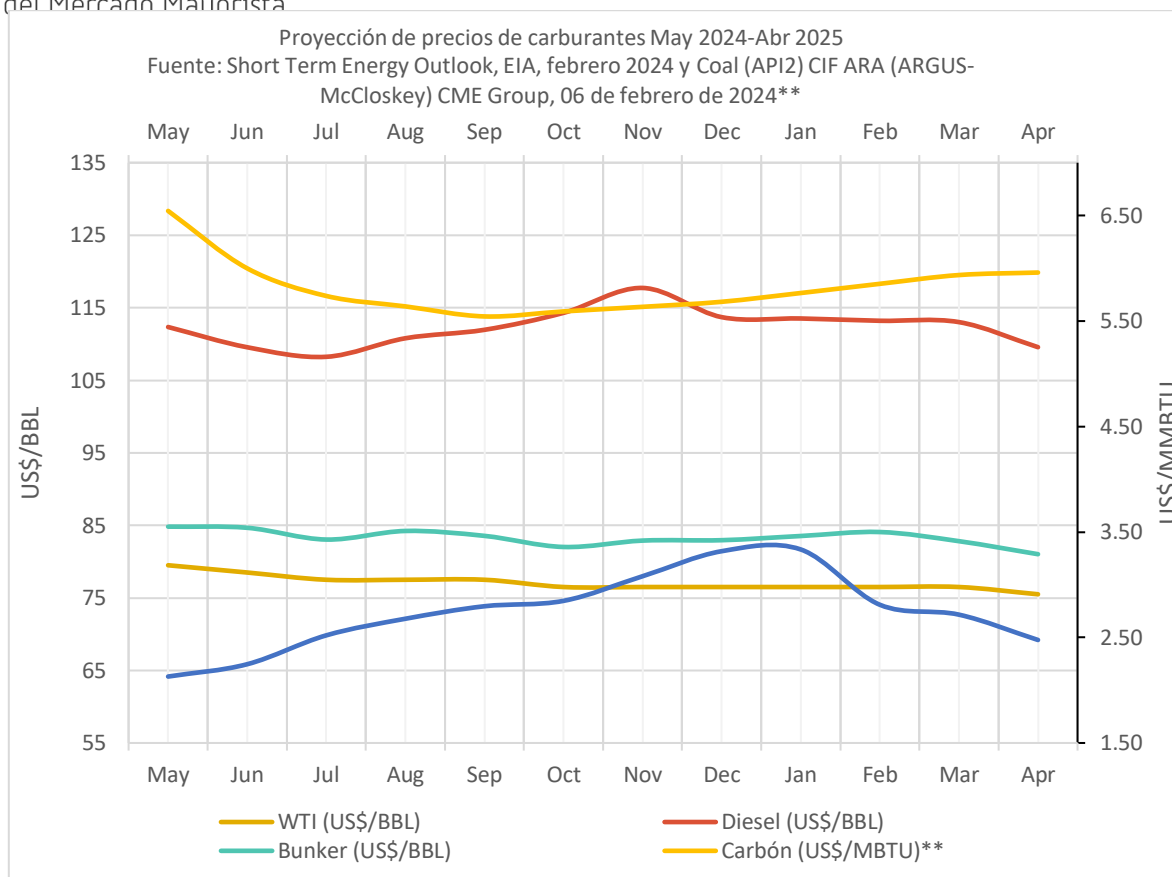
1.7.1. *PRECIOS DE COMBUSTIBLES*

Para la determinación de los costos variables de generación de cada central -CVG-, se consideran los costos de carburantes proyectados según los costos de inventarios declarados por los Participantes generadores térmicos en febrero de 2024 siguiendo la tendencia de escalonamiento del Short Term Energy Outlook de la Energy Information Administración[1], publicado en febrero de 2024 y para el carbón las proyecciones de ARGUS-McCloskey CME Group del 6 de febrero de 2024, para el periodo mayo 2024 –abril 2025.

Los costos de inventarios de combustibles más recientes de los Participantes Generadores Térmicos declarados para las semana 01-2024 hasta la semana 08-2024 que corresponden a los meses de enero y febrero 2024, posteriormente para los combustibles bunker, diésel, carbón y gas natural proyectados en la publicación del -STEO- y la proyección del ARGUS-McCloskey CME Group se establece una relación para determinar una proyección de cambio mensual para el periodo de estudio, para luego realizar un escalamiento o disminución en función de los costos de inventarios más recientes declarados por los Generadores térmicos y luego obtener un costo de combustible proyectado mensual.

En el caso de los ingenios cogeneradores que utilizan carbón para generación, se prevé despacho para estos bloques previo a la zafra 2024-2025, esto debido a la disminución de costo de carbón en los últimos meses por lo que fue utilizado el escalonamiento en función de los costos de inventarios más recientes y para los cogeneradores que utilizan bunker, debido al bajo despacho esperado no se hace variación alguna sobre los costos en inventario de combustibles actuales.

A continuación, se muestran la proyección de costos de combustibles publicados por la entidad U.S. Energy Information Administration para el periodo de mayo 2024- abril -2025.



1.7.2. COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN POR CENTRAL

Los costos de las centrales generadoras térmicas se calcularon utilizando las metodologías de costos variables presentadas y lo descrito en el numeral anterior, estos se muestran a continuación en \$ por MWh:

Tabla 16 Costos Variables Proyectados

NEMO	Planta	may-24	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25
TURBINAS DE VAPOR													
SJO-C	SAN JOSE	68.66	69.10	69.50	69.94	70.71	71.51	72.28	72.50	72.68	72.90	72.93	72.97
JEN-C	JAGUAR ENERGY	66.20	66.57	66.90	67.27	67.90	68.57	69.21	69.39	69.55	69.73	69.76	69.79
LLI-C	LA LIBERTAD	104.07	104.69	105.26	105.88	106.97	108.11	109.20	109.51	109.77	110.08	110.13	110.18
GCS-C	COSTA SUR	171.79	173.01	174.14	175.36	177.51	179.76	181.91	182.52	183.03	183.64	183.74	183.85
ISI-B	SAN ISIDRO	96.03	96.69	97.30	97.96	99.12	100.33	101.49	101.82	102.10	102.43	102.48	102.54
COGENERADORES													
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	12.53	251.32	246.65	250.06	248.11	243.71	12.53	12.53	12.53	12.53	12.53	12.53
PNT-B3	PANTALEÓN BLOQUE 3	111.51	112.41	113.24	114.14	115.71	117.37	29.62	11.15	11.15	11.15	11.15	29.88
SAA-B	SANTA ANA	232.62	232.24	228.32	231.18	229.54	225.84	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59
SAA-B2	SANTA ANA CARBÓN	94.15	94.87	95.53	96.25	97.51	98.83	9.71	9.71	9.71	9.71	9.71	9.71
MAG-B1	MAGDALENA GRUPO 1	243.77	243.33	238.89	242.13	240.28	236.08	238.50	238.64	240.22	241.73	238.27	233.36
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	239.40	238.97	234.65	237.81	236.01	231.93	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	239.15	238.73	234.42	237.56	235.77	231.70	234.04	234.18	235.71	237.17	7.71	7.71
MAG-B6	MAGDALENA GRUPO 6	91.10	91.81	92.45	93.15	94.38	95.67	96.90	7.26	5.70	7.30	5.71	12.07
MAG-B7	MAGDALENA GRUPO 7	92.47	93.18	93.83	94.54	95.78	97.08	13.80	7.48	5.90	7.51	5.91	12.33
LUN-B	LA UNION	7.11	175.98	172.70	175.10	173.73	170.62	172.41	7.11	7.11	7.11	7.11	7.11
MTI-B	MADRE TIERRA ZAFRA	143.81	144.96	146.02	147.17	149.19	151.30	2.74	2.74	2.74	2.74	2.74	2.74
TUL-B1	TULULA BLOQUE 1	254.27	253.84	249.40	252.64	250.79	246.59	249.01	7.32	7.32	7.32	7.32	243.87
TUL-B4	TULULA BLOQUE 4	311.47	310.93	305.39	309.44	307.13	301.90	304.91	5.15	5.15	5.15	5.15	298.50
TND-B3	TRINIDAD 3	197.79	199.39	200.86	202.46	205.26	208.19	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78	2.78
TND-B4	TRINIDAD 4	98.71	99.50	100.22	101.00	102.38	103.82	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28	4.28
TND-B5	TRINIDAD 5	92.44	93.18	93.86	94.60	95.90	97.25	98.55	36.26	36.36	76.88	76.92	107.30

EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	19.19	19.19	19.19	19.19	19.19	19.19
PGO-B2	PALO GORDO	97.66	98.41	99.10	99.85	101.16	102.54	10.19	10.19	10.19	10.19	10.19	10.19
GSL-C	SANTA LUCÍA	99.79	100.41	100.98	101.60	102.69	103.83	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	124.65	124.45	122.38	123.89	123.03	121.08	122.20	122.27	123.00	123.70	122.10	119.81
LPA-B	LAS PALMAS	144.64	144.40	141.96	143.74	142.72	140.41	141.74	141.82	142.69	143.52	141.62	138.91
GEN-B	GENOR	142.21	142.01	139.94	141.45	140.58	138.63	139.75	139.82	140.56	141.26	139.65	137.36
TDL-B	GENERADORA DEL ESTE	161.32	161.04	158.16	160.26	159.06	156.33	157.90	158.00	159.02	160.00	157.76	154.56
ELG-B	ELECTRO GENERACION	162.30	162.02	159.12	161.24	160.02	157.28	158.86	158.96	159.99	160.97	158.71	155.50
GGO-B	GENOSA	160.52	160.25	157.55	159.52	158.39	155.84	157.31	157.40	158.36	159.28	157.17	154.17
TER-B	TERMICA 1 Y 2	158.39	158.13	155.48	157.42	156.31	153.81	155.25	155.34	156.28	157.18	155.11	152.18
TER-B2	TERMICA 3 Y 4	151.84	151.59	149.01	150.89	149.82	147.39	148.79	148.87	149.79	150.66	148.66	145.81
ECR-B2	ACTUN CAN BUNKER	129.63	129.83	128.18	128.89	127.19	125.79	126.28	126.24	125.80	125.91	124.28	122.14
GAT-B	GEN. DEL ATLANTICO BIOGAS	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39	65.39
EDC-I	ENERGÍA DEL CARIBE	29.88	30.70	32.61	33.71	34.54	34.90	36.53	38.19	38.31	34.64	33.98	32.30
TURBINAS DE GAS													
TAM-G	TAMPA	205.03	200.17	197.87	202.33	204.36	208.44	214.43	207.40	207.08	206.54	206.21	200.18
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	338.79	330.87	327.13	334.38	337.69	344.33	354.07	342.65	342.12	341.23	340.70	330.90
ACG-G	ACTUN CAN GAS	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33	35.33

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 17 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	300.85
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	376.06
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	451.28
RD>10%	100% x CENS	1880.32

Tabla 18 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2024 a abril 2024

1.9. CONTRATOS DE RESPALDO DE POTENCIA

Para el período mayo 2024- abril 2025 se muestran los contratos vigentes:

Agente Comprador	Agente Vendedor	Fecha inicio	Fecha Fin	Potencia
BORAX, S. A.	SERVICIOS COMERCIALES DE ENERGIA, S. A.	1/01/2024	30/11/2024	5000
CENTRAL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA, S.A.	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	10/12/2023	31/12/2024	5000
CEPAM GT, S. A.	TERMICA, S. A.	1/01/2024	31/12/2024	1000
EDECSA-GT, S. A.	BORAX, S. A.	1/02/2024	30/11/2024	10000

SHIFT ENERGY, S. A.	ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A.	1/01/2024	31/12/2024	9000
WATTSMARKET, S. A.	INGENIO LA UNION, S.A.	15/11/2023	15/05/2024	3000

1.10. EVENTUALES OBSERVACIONES Y RESTRICCIONES

1.10.1 Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional mayo 2024 – abril 2025

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.

1.10.1.1. Instalaciones de 230 kV

Con la entrada en operación de líneas de transmisión y subestaciones de transformación 230/69 kV, se reduce el impacto de contingencias, se mejoran las condiciones de tendencias de colapso de tensión, así como la seguridad y calidad del S.N.I. Debido al crecimiento natural de la demanda, se ve la necesidad de implementar, como política operativa, maniobras en los bancos de reactores de la red radial de 230 kV, para mejorar las condiciones de regulación de tensión en el área de influencia y el resto del sistema.

1.10.1.2. Zona Central

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. El escenario de demanda media representa el mayor requerimiento de potencia reactiva por parte de la demanda en la zona central del S.N.I.

Ante contingencias en el interruptor de acople de barras de subestación eléctrica Centro, se presentan sobrecargas en líneas de transmisión. Por lo que se ve la necesidad de implementar Esquemas de

Desconexión Automática de Carga en el área central para evitar sobrecargas y disparos de vínculos de transmisión que conlleve a la desconexión de más demanda de la necesaria.

1.10.1.3.Zona Oriental

La zona oriental del sistema es dependiente de los vínculos existentes y nuevos en 230 kV por el déficit de potencia reactiva, ante ciertos mantenimientos, contingencias y la no integración de proyectos en 230/69 kV en el área de influencia, se hace necesario despachar generación forzada, restricción de demanda y la necesidad de instalar nuevos bancos de compensación reactiva para tratar de evitar el colapso de tensión, razón por la cual, se realizó una sensibilidad de instalación de compensación reactiva adicional.

1.10.1.4.Zona Occidental

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. Adicionalmente, algunos transformadores se encuentran con su capacidad muy cercana a la nominal y en algunos casos es rebasada, para el cual se observa la necesidad de nuevos vínculos de transmisión en 230/69 kV. 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 2,024		
Agente	Subestación	Ampliación
TRECSA	Modesto Méndez	Subestación eléctrica 230/69/13.8 kV 75 MVA
TRECSA	Modesto Méndez	LT Modesto Méndez - Río Dulce 69 kV
TRECSA	Modesto Méndez	LT Modesto Méndez - Poptún 69 kV
TRECSA	Modesto Méndez	LT Modesto Méndez - Izabal 230 kV
FERSA	Fray Bartolomé de las Casas	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
FERSA	las Casas	LT Chisec - Fray Bartolomé de las Casas 69 kV
TRELEC	Cabañas	Subestación eléctrica 69/34.5 kV 10/14 MVA
TRELEC	El Sitio	Ampliación SE y Reconductorado
TRELEC	La Castellana	Ampliación SE y Reconductorado
TRELEC	Aurora	Ampliación SE y Reconductorado
TRELEC	Carlos Dorion	Reconductorado LT Carlos Dorion - Gerona 69 kV
TRELEC	San Miguel Petapa	Reconductorado LT Laguna - San Miguel Petapa 69 kV
TRELEC	Incinate	LT Incinate - Carlos Dorion 69 kV ckt No. 1
TRELEC	Incinate	LT Incinate - Carlos Dorion 69 kV ckt No. 2
TRELEC	Carlos Dorion	LT Kerns - Carlos Dorion 69 kV
TRELEC	Río Grande	LT Río Grande - Jalapa 69 kV
TRELEC	Guadalupe	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Villa Lobos	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Ciudad Quetzal	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Hincapié	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	San Gaspar	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Milagro	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Montecristo	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Rabinal	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
ETCEE	La Libertad II	Subestación eléctrica 69/34.5 kV 10/14 MVA
ETCEE	Xela	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	La Esperanza	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Coatepeque	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRANSNORTE	Coatepeque II	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA

Marzo 2,025		
Agente	Subestación	Ampliación
TRECSA	Guatemala Oeste	Subestación eléctrica 230/69/13.8 kV 195 MVA
TRECSA	Guatemala Oeste	LT Las Cruces - Guatemala Oeste 230 kV
TRELEC	Guatemala Oeste	LT Ciudad Quetzal - Guatemala Oeste 69 kV
TRELEC	Guatemala Oeste	LT San Juan Sacatepequez - Guatemala Oeste 69 kV
TRELEC	Camotán	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Santa Mónica	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Santa María Márquez	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	San Miguel Petapa	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Gerona	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Palín	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Antigua	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Pamplona	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Arrazola	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Champerico	LT Champerico - La Máquina 69 kV
ETCEE	Guatemala Sur	Reemplazo Transformador No. 1 138/69 kV 105 MVA
ETCEE	Guatemala Sur	Reemplazo Transformador No. 2 138/69 kV 105 MVA

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.

1.10.2. 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: 3.85574621%

Porcentaje de reservas: 8.23994220092783%

Total: 12.09568841092780% 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:

PARTICIPANTE	CENTRAL	TEMA EN PROCESO DE VALIDACIÓN
ACTUALIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES		
Energías San José, S.A.	SJO-C	Modificación del Mínimo Técnico
Orazul Energy Guatemala y Cía., S.C.A.	ARI-O	Reconversión de Planta Arizona a Dual Fuel
Ingenio Palo Gordo	PGO-B2	Eficiencias a diferentes niveles carga
Ingenio Tulula, S.A.	TUL-B1	Eficiencia
METODOLOGÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN		
El Pilar, S.A.	EPI-B3	Costo de Biomasa y Costo de O&M
Compañía Eléctrica La Libertad, S.A.	LLI-C	Costo de O&M
Energía del Caribe, S.A.	EDC-I	Determinación de Costo de Combustible y Costo de O&M
Biomass Energy, S.A.	MAG-B6, MAG-B7 y ISI-B	Costo de O&M
San Diego, S.A.	TND-B4 y TND-B5	Eficiencia de la central operando con Biomasa diferente a bagazo de caña y Costo de O&M
Energías San José, S.A.	SJO-C	Eficiencia con carga menor a 60 MW
Generadora Eléctrica del Norte, Limitada	GEN-B	Costo de O&M
Pantaleón, S.A.	PNT-B1	Costo de O&M
Ingenio Tulula, S.A.	TUL-B1 y TUL-B4	Costo de O&M
Papeles Elaborados, S.A.	HKC-H y PVE-H	Costo de O&M
Energía Limpia de Guatemala, S.A.	XAD-H	Costo de O&M
Hidro Xacbal, S.A.	XAC-H	Costo de O&M
Agrícola La Entrada, S.A.	HPT-H	Costo de O&M
Hidro Norte, S.A.	RBO-H	Costo de O&M

PARTICIPANTE	CENTRAL	TEMA EN PROCESO DE VALIDACIÓN
METODOLOGÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN PARA IMPORTACIONES DE OPORTUNIDAD CON MÉXICO		
Vitol Electricidad de Guatemala, S.A.	Emerging Energy	Metodología de Costos Variables de Generación
Mayoristas de Electricidad, S.A.	Energía del Valle de México 1	Metodología de Costos Variables de Generación
Mayoristas de Electricidad, S.A.	Energía del Valle de México 2	Metodología de Costos Variables de Generación
Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE - ECOE-	Hidroeléctrica Cupatitzio	Metodología de Costos Variables de Generación
Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE - ECOE-	Hidroeléctrica Mazatepec	Metodología de Costos Variables de Generación
Enel Guatemala, S.A.	Central Eléctrica Pesquería (PQR)	Metodología de Costos Variables de Generación
Enel Guatemala, S.A.	Los Ramones	Metodología de Costos Variables de Generación
Merelec de Guatemala, S.A.	Energía del Valle de México 1	Metodología de Costos Variables de Generación
Merelec de Guatemala, S.A.	Energía del Valle de México 2	Metodología de Costos Variables de Generación
EDECSA-GT, S.A.	Los Ramones	Metodología de Costos Variables de Generación
EDECSA-GT, S.A.	Energía Azteca VIII	Metodología de Costos Variables de Generación
Comercializadora Electronova S.A.	Tractebel Energía de Monterrey	Metodología de Costos Variables de Generación
Comercializadora Electronova S.A.	Energía del Valle de México 1	Metodología de Costos Variables de Generación
Comercializadora Electronova S.A.	Energía del Valle de México 2	Metodología de Costos Variables de Generación
Comercializadora Electronova S.A.	Emerging Energy	Metodología de Costos Variables de Generación
Comercializadora Orazul Energy de Centro America, LTDA.	Energía Azteca VIII	Metodología de Costos Variables de Generación
Ion Energy, S.A.	Cogeneración Bio Papel Scribe	Metodología de Costos Variables de Generación
Borax, S.A.	Energía del Valle de México 2	Metodología de Costos Variables de Generación
Electric Power Markets, S.A.	Los Ramones	Metodología de Costos Variables de Generación
Consortio Energético Maayataán, S.A.	Los Ramones	Metodología de Costos Variables de Generación

1.12. CRITERIOS APLICADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA

- Se respeta la Legislación actual del Subsector Eléctrico.
- Se despacha de forma económica el bloque de 120 MW de Energía del Caribe, en base al costo variable según metodología presentada.
- Se consideran las restricciones de la red actual y los resultados de los estudios eléctricos.
- 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 2024-2025

Como es del conocimiento general, el AMM, además de la Programación de Largo Plazo (PLP), realiza y publica la Programación Trimestral, la que surge de la necesidad de actualizar las variables observadas al momento de elaborar la Programación de Largo Plazo. La PLP, tal como establece la Normativa vigente, se realiza en etapas de optimización mensuales, mientras que la Programación Trimestral se realiza en etapas de optimización semanales, para este paso de solución se obtendrán naturalmente resultados para ese plazo, los que serán del mismo orden, mas no iguales, a los de una optimización en etapas mensuales, aun considerando las mismas premisas para ambas, la diferencia principal en los resultados radica, no solo en la actualización mensual de condiciones, sino también en la consideración de los datos de entrada en estos estudios, habiendo diferencia en los resultados al considerar caudales promedio semanales y la modelación de mantenimientos mayores igualmente en etapas semanales, en vez en etapas mensuales, diferencias que pueden acentuarse en las épocas de transición climática. Existe coherencia entre las programaciones mencionadas en cuando a: método de optimización hidrotérmica, metodologías de costos variables, estimación de costos de combustibles, estimación de caudales y metodología de proyección de la demanda.

Central	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
PLANTAS HIDROELÉCTRICAS	378.0 0	535.0 7	718.5 1	700.5 1	704.1 4	786.7 8	673.6 5	536.1 1	480.6 1	393.4 5	345.6 5	318.8 7	6,571.3 5
CHIXOY	109.2 4	175.8 0	182.6 5	166.9 2	169.6 1	200.0 8	137.2 0	86.95	98.17	83.92	98.56	90.87	1,599.9 7
AGUACAPA	20.90	27.93	33.94	34.48	37.46	49.42	41.46	25.08	21.24	16.94	11.97	13.23	334.05
JURÚN MARINALA	21.04	25.04	33.52	29.31	28.31	31.83	19.24	18.72	16.28	16.07	14.77	16.58	270.71
LOS ESCLAVOS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.63	1.58	2.21
SANTA MARÍA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EL SALTO	0.77	0.73	0.78	1.35	1.12	1.03	0.94	0.74	0.42	0.32	0.43	0.49	9.11
RÍO BOBOS	3.65	3.00	3.25	2.94	3.55	4.05	4.40	6.62	5.99	5.72	6.37	5.37	54.91
SECACAO	4.63	5.90	10.48	11.65	11.28	10.11	10.36	9.31	8.15	6.96	5.30	3.01	97.15
PASABIEN	1.80	3.07	4.49	4.35	4.66	5.72	6.10	6.13	5.46	4.54	3.23	2.49	52.05
POZA VERDE	2.14	2.92	3.11	3.94	3.95	4.74	2.86	2.57	2.81	2.42	2.45	2.28	36.20
LAS VACAS	6.96	8.48	9.74	11.06	12.37	11.75	8.87	6.46	5.48	5.15	5.07	4.80	96.19
MATANZAS	2.37	5.53	5.72	6.14	6.08	6.77	5.20	4.45	4.43	3.34	2.75	2.28	55.06
SAN ISIDRO	0.71	0.64	1.29	1.35	1.54	1.61	1.32	1.22	1.09	0.89	0.77	0.68	13.11
RENACE	14.19	21.41	43.48	32.20	31.94	33.17	32.37	30.71	26.79	17.90	16.14	12.63	312.93
RENACE 2	23.04	33.79	76.19	50.31	51.11	60.24	65.27	58.79	51.76	47.12	36.04	28.25	581.91
RENACE 3	12.20	18.73	43.83	30.72	29.79	35.15	37.47	31.28	27.20	25.59	20.00	15.03	326.98
RENACE 4	8.37	12.92	18.64	18.44	18.78	19.22	18.93	18.99	17.26	14.11	12.04	10.01	187.69
PALIN II	2.28	2.97	3.07	3.07	2.97	3.07	2.97	2.47	2.13	2.12	1.95	1.98	31.04
EL CANADA	15.48	19.92	22.79	21.54	21.32	24.77	20.51	15.91	14.15	12.99	10.70	9.97	210.05
MONTECRISTO	4.39	5.66	6.47	6.12	6.05	7.03	5.83	4.52	4.02	3.69	-	2.83	56.61
CANDELARIA	1.27	1.61	2.87	3.19	3.09	2.77	2.83	2.55	2.23	1.91	1.45	0.82	26.58
RECREO	9.09	12.91	12.41	14.45	13.12	14.36	12.57	10.03	7.93	7.76	0.56	6.37	121.58
RECREO 2	7.84	10.81	10.53	12.16	11.07	12.16	10.81	8.60	6.81	6.61	-	5.49	102.90
HIDRO XACBAL	13.21	16.49	23.87	49.88	49.02	53.66	52.52	36.54	26.82	21.08	15.20	13.70	371.99
HIDRO XACBAL DELTA	7.47	9.64	11.72	28.92	26.96	29.16	28.12	19.23	13.65	10.37	7.65	8.76	201.64
PANAN	1.58	2.44	4.10	3.83	4.15	5.03	3.30	3.06	2.44	1.86	1.30	0.98	34.09
SANTA TERESA	3.27	6.11	8.72	6.49	7.07	4.62	6.01	5.47	4.77	3.62	2.90	2.61	61.67
CHOLOMA	2.42	1.79	4.51	4.21	4.40	3.89	3.89	2.63	1.46	1.34	1.25	1.00	32.81
PALO VIEJO	22.28	27.70	37.62	35.88	38.25	40.32	35.28	32.32	25.24	19.97	16.33	13.91	345.10
VISIÓN DE AGUILA	0.12	0.25	0.58	0.45	0.51	0.80	1.02	1.07	0.85	0.87	0.57	0.40	7.49
HIDROAGUNA	0.99	1.18	1.46	1.27	1.41	1.27	1.33	1.02	0.62	0.45	0.35	0.42	11.76
EL MANANTIAL 1	1.28	2.27	2.35	2.35	2.27	2.35	2.27	1.76	1.34	1.09	1.12	1.17	21.63
EL MANANTIAL 2	0.57	0.55	0.91	0.92	1.09	2.01	1.40	0.82	0.73	0.45	0.41	0.41	10.25
EL MANANTIAL 3	0.06	0.09	0.16	0.23	0.28	0.16	0.13	0.07	0.05	0.03	0.02	0.03	1.31
EL MANANTIAL 4	0.57	0.76	0.84	0.86	1.07	1.43	1.26	0.86	0.66	0.51	0.46	0.45	9.74

Central	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
EL COBANO	3.31	3.58	3.72	4.80	5.07	4.89	4.26	2.52	2.15	1.72	-	1.31	37.34
OXEC	3.08	4.68	8.58	11.03	6.62	5.66	7.52	5.10	5.30	4.26	3.59	2.27	67.69
OXEC 2	15.66	15.29	23.88	28.66	25.89	25.00	21.63	30.03	27.83	9.79	15.86	10.02	249.54
LA LIBERTAD	0.65	2.30	3.97	3.90	4.73	4.70	3.80	2.19	1.05	0.65	0.48	0.42	28.83
LAS FUENTES II	1.55	2.56	3.48	3.32	4.78	5.20	4.14	2.13	1.68	1.29	1.28	1.33	32.73
EL CAFETAL	1.73	3.03	5.10	5.67	5.95	5.50	4.23	3.15	2.92	2.13	1.44	1.25	42.09
RAAXHA	1.81	2.62	2.58	2.66	2.50	2.45	2.42	2.17	2.62	2.23	1.75	1.54	27.36
FINCA LORENA	1.28	2.07	1.99	2.28	2.43	2.34	2.23	1.43	1.05	0.90	0.57	0.59	19.15
GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE													
HIDROELÉCTRICA LA PERLA	0.61	0.94	1.23	1.15	1.32	1.43	1.22	0.86	0.67	0.68	0.58	0.47	11.17
HIDROELÉCTRICA HIDROPOWER SDMM	1.01	1.24	1.26	1.34	1.38	1.31	1.32	1.30	1.32	1.37	1.27	1.30	15.43
HIDROELÉCTRICA IXTALITO	0.34	0.64	0.99	0.98	1.13	1.17	1.13	0.63	0.35	0.22	0.21	0.22	8.01
HIDROELÉCTRICA XOLHUITZ	0.63	1.01	1.10	1.19	1.39	1.63	1.24	0.63	0.40	0.26	0.29	0.33	10.10
HIDROELÉCTRICA GUAYACAN	0.35	0.51	0.90	0.73	0.84	1.05	0.96	0.81	0.40	0.30	0.41	0.44	7.70
HIDROELÉCTRICA CORALITO	0.76	0.82	0.87	1.01	1.04	1.05	1.04	0.97	0.95	0.86	0.81	0.80	10.98
HIDROELÉCTRICA CERRO VIVO	0.65	0.68	0.72	0.72	0.77	0.68	0.61	0.52	0.52	0.48	0.50	0.55	7.41
HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA	0.65	0.72	0.74	0.74	0.75	0.79	0.77	0.74	0.75	0.75	0.66	0.69	8.77
HIDROELÉCTRICA EL SALTO MARINALÁ	1.87	2.30	2.95	2.71	2.71	3.17	3.02	1.80	1.55	1.50	1.37	1.45	26.39
HIDROELÉCTRICA LOS PATOS	0.74	2.85	2.83	3.07	3.12	3.34	2.50	1.18	0.87	0.54	0.42	0.42	21.89
HIDROELÉCTRICA MAXANAL	0.37	0.50	0.68	0.64	0.74	0.77	0.70	0.60	0.49	0.45	0.36	0.37	6.68
HIDROELÉCTRICA LAS UVITAS	-	0.51	0.97	0.97	1.01	0.94	0.62	0.66	0.17	0.31	0.20	0.24	6.62
HIDROELÉCTRICA KAPLAN CHAPINA	0.22	0.29	0.32	0.40	0.40	0.48	0.29	0.26	0.29	0.25	0.25	0.23	3.67
RESTO GDR HIDRO	14.54	16.91	23.57	21.55	23.92	29.44	23.96	19.49	18.89	14.80	14.58	11.72	233.36
PLANTAS EÓLICAS	10.00	15.29	24.69	19.01	12.86	27.78	40.16	44.33	39.56	27.03	40.81	19.01	320.53
SAN ANTONIO EL SITIO	4.12	6.57	11.12	7.55	6.80	14.67	21.14	21.04	17.88	11.93	19.54	8.33	150.69
VIENTO BLANCO	2.05	3.13	5.62	3.80	3.37	5.86	7.48	7.80	6.73	5.15	8.27	3.78	63.05
LAS CUMBRES	3.83	5.58	7.95	7.65	2.69	7.26	11.54	15.48	14.95	9.96	13.00	6.90	106.79
PLANTAS SOLARES	20.78	19.66	22.84	21.07	19.50	17.88	14.43	21.51	22.29	22.24	25.14	21.50	248.82
HORUS I	10.11	9.59	11.15	10.18	9.44	8.46	6.77	10.64	11.04	11.08	12.46	10.55	121.45
HORUS II	6.13	5.95	6.80	6.11	5.72	5.12	4.06	6.41	6.62	6.52	7.46	6.35	73.25
FOTOVOLTAICA SIBO (GDR)	1.16	1.05	1.19	1.19	1.06	1.03	0.74	0.83	0.92	1.02	1.28	1.14	12.60
GRANJA SOLAR AVELLANA (GDR)	0.22	0.20	0.25	0.23	0.24	0.25	0.21	0.26	0.27	0.24	0.27	0.24	2.90
GRANJA SOLAR EL JOBO (GDR)	0.17	0.15	0.17	0.18	0.17	0.16	0.15	0.21	0.21	0.19	0.19	0.17	2.11

Central	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
GRANJA SOLAR PEDRO DE ALVARADO (GDR)	0.14	0.12	0.15	0.14	0.14	0.14	0.12	0.17	0.17	0.16	0.17	0.15	1.77
GRANJA SOLAR TAXISCO (GDR)	0.27	0.24	0.29	0.30	0.28	0.27	0.25	0.34	0.34	0.31	0.31	0.28	3.47
GRANJA SOLAR BUENA VISTA (GDR)	0.29	0.28	0.34	0.32	0.28	0.28	0.27	0.34	0.34	0.33	0.34	0.30	3.73
GRANJA SOLAR XELA 1 (GDR)	0.08	0.07	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.10	0.10	0.09	0.10	0.09	1.05
GRANJA SOLAR LAS PILAS (GDR)	0.83	0.75	0.86	0.86	0.77	0.74	0.53	0.59	0.66	0.73	0.92	0.82	9.07
PARQUE SOLAR DON JORGE (GDR)	0.94	0.89	1.09	1.03	0.91	0.90	0.88	1.10	1.08	1.07	1.10	0.95	11.95
PLANTAS TÉRMICAS	791.88	507.98	397.43	502.22	460.34	357.57	481.07	611.00	634.79	630.70	754.22	755.04	6,884.24
TURBINAS DE VAPOR (CARBÓN)													
SAN JOSE	101.03	97.77	68.44	101.03	97.77	101.03	52.15	47.97	101.03	43.88	101.03	97.77	1,010.91
LAS PALMAS II	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LA LIBERTAD	12.93	-	-	-	10.06	-	-	-	12.93	12.09	12.93	12.51	73.45
GENERADORA COSTA SUR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
JAGUAR ENERGY 1	102.11	98.82	102.11	102.11	98.82	36.23	98.82	102.11	52.70	95.53	102.11	98.82	1,090.30
JAGUAR ENERGY 2	102.03	98.74	102.03	102.03	98.74	55.95	78.99	102.03	52.66	95.45	102.03	98.74	1,089.41
SAN ISIDRO	41.59	20.97	-	21.67	28.12	-	-	-	41.59	38.91	41.59	40.25	274.69
GEOTÉRMICAS													
ORZUNIL	12.32	12.21	11.83	11.92	11.43	11.78	11.40	11.73	11.76	11.06	11.92	8.39	137.75
ORTITLAN	14.62	10.85	11.32	14.62	12.05	13.42	10.85	11.32	14.62	13.68	11.32	14.15	152.84
INGENIOS COGENERADORES NO ZAFRA													
PANTALEON B1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PANTALEON B3	20.94	-	-	-	24.47	-	-	-	-	-	-	-	45.41
SANTA ANA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SANTA ANA B2	42.10	38.82	42.10	40.74	-	42.10	19.01	-	-	-	-	13.58	238.44
MAGDALENA B1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAGDALENA B3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAGDALENA B5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAGDALENA B6	35.29	40.72	34.94	42.08	5.43	42.08	21.72	-	-	-	-	4.07	226.32
MAGDALENA B7	35.03	40.42	-	41.77	39.07	8.08	14.82	-	-	-	-	4.04	183.23
LA UNION B1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MADRE TIERRA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GENERADORA SANTA LUCÍA	25.29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.29
TULULA B1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TULULA B4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Central	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
TRINIDAD B3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRINIDAD B4	29.36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.36
TRINIDAD B5	32.37	29.04	-	1.04	31.32	16.22	-	-	-	-	-	-	110.00
PALO GORDO B2	30.23	17.48	22.35	21.02	-	27.86	8.36	-	-	-	-	2.93	130.22
INGENIOS COGENERADORES ZAFRA													
PANTALEON B1	3.85	-	-	-	-	-	5.75	11.13	12.98	11.94	13.73	12.57	71.93
PANTALEON B3	10.57	-	-	-	-	-	16.04	27.27	32.27	29.90	33.36	31.79	181.20
SANTA ANA	-	-	-	-	-	-	1.49	9.88	12.93	11.79	13.24	6.28	55.61
SANTA ANA B2	-	-	-	-	-	-	16.95	32.83	32.83	30.72	32.83	21.18	167.35
MAGDALENA B1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MAGDALENA B3	2.12	-	-	-	-	-	6.68	9.41	9.41	8.80	9.41	9.11	54.94
MAGDALENA B4	1.62	-	-	-	-	-	10.54	13.83	14.86	9.48	9.14	7.55	67.02
MAGDALENA B5	9.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.48	29.16	68.83
MAGDALENA B6	5.76	-	-	-	-	-	16.14	35.74	35.74	33.44	35.74	31.13	193.70
MAGDALENA B7	5.55	-	-	-	-	-	21.09	34.41	34.41	32.19	34.41	29.97	192.03
LA UNION B1	21.72	-	-	-	-	-	16.89	37.41	37.41	35.00	37.41	31.38	217.22
MADRE TIERRA	-	-	-	-	-	-	13.25	19.62	19.56	19.00	21.04	19.33	111.81
GENERADORA SANTA LUCÍA	-	-	-	-	-	-	1.76	2.03	2.02	1.79	2.13	1.99	11.72
TULULA B1	-	-	-	-	-	-	0.49	3.25	3.12	2.62	3.22	1.20	13.89
TULULA B4	-	-	-	-	-	-	1.28	5.92	6.53	5.50	6.75	2.84	28.82
TRINIDAD B3	-	-	-	-	-	-	2.03	2.55	2.72	2.53	2.82	2.94	15.60
TRINIDAD B4	-	-	-	-	-	-	17.75	26.20	26.20	24.51	26.20	25.35	146.19
TRINIDAD B5	-	-	-	-	-	-	-	32.68	32.68	30.58	32.68	31.63	160.26
EL PILAR B3	-	-	-	-	-	-	2.41	5.14	6.09	6.14	0.28	-	20.07
PALO GORDO B2	-	-	-	-	-	-	12.27	23.77	23.77	22.23	23.77	20.70	126.50
TURBINAS DE VAPOR (BIOMASA)													
GENERADORA DEL ATLÁNTICO VAPOR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GDR TÉRMICO 2 ⁶	0.25	0.23	0.18	0.16	0.28	0.32	0.32	0.31	0.26	0.27	0.25	0.23	3.04
MOTORES RECIPROCANTES (BUNKER)													
ARIZONA	68.35	-	0.25	0.02	0.82	0.48	0.01	0.58	-	-	0.66	41.66	112.83
ARIZONA VAPOR	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LAS PALMAS (1, 2, 3, 4 y 5)	-	-	0.01	-	0.01	0.01	-	-	-	-	-	-	0.03

⁶ Incluye GDR Biomasa Santa Ana y GDR Palma Sur

Central	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	TOTAL
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
GENOR	22.77	-	-	-	-	0.04	-	-	-	-	-	-	22.81
TDL B1 (6,7,8,12)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TDL B2 (3,4,9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TDL B3 (10,11,13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ELECTROGENERACIÓN	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GENOSA	-	-	-	-	-	0.00	-	-	-	-	-	-	0.00
TERMICA	0.19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.19
TERMICA B2	1.03	-	-	-	-	0.03	-	-	-	-	-	-	1.06
ARIZONA	68.35	-	0.25	0.02	0.82	0.48	0.01	0.58	-	-	0.66	41.66	112.83
MOTORES RECIPROCANTES (BIOGÁS)													
GENERADORA DEL ATLÁNTICO BIOGÁS	0.05	0.07	0.06	0.11	0.05	0.05	0.04	0.05	0.06	0.08	0.07	0.02	0.70
GDR TÉRMICO 1 ⁷	1.62	1.85	1.80	1.90	1.89	1.90	1.76	1.84	1.64	1.62	1.66	1.80	21.28
TURBINAS DE GAS (GAS NATURAL)													
ACTUN CAN GAS NATURAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TURBINAS DE GAS (DIÉSEL)													
TAMPA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ESCUINTLA GAS 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRANSACCIONES INTERNACIONALES	(34.02)	(52.71)	(19.49)	65.36	60.80	0.38	42.44	38.41	(4.13)	(31.25)	(65.41)	(54.71)	(54.33)
ENERGÍA DEL CARIBE (IMPORTACIÓN)	89.28	86.40	89.28	89.28	86.40	89.28	86.40	89.28	89.28	83.52	89.28	86.40	1,054.08
EXPORTACIONES	55.26	33.69	69.79	154.64	147.20	89.66	128.84	127.69	85.15	52.27	23.87	31.69	999.75
GENERACIÓN TOTAL S.N.I. [GWh]	1,200.66	1,078.00	1,163.46	1,242.81	1,196.84	1,190.02	1,209.30	1,212.95	1,177.25	1,073.42	1,165.83	1,114.42	14,024.95
DEMANDA S.N.I. [GWh]	1,234.68	1,130.71	1,182.95	1,177.45	1,136.04	1,189.64	1,166.86	1,174.54	1,181.37	1,104.67	1,231.24	1,169.13	14,079.27

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.

⁷ Incluye GDR Biogás del Vertedero del trébol y GDR Gas Metano Gabiosa.

2.2. COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA 2024-2025

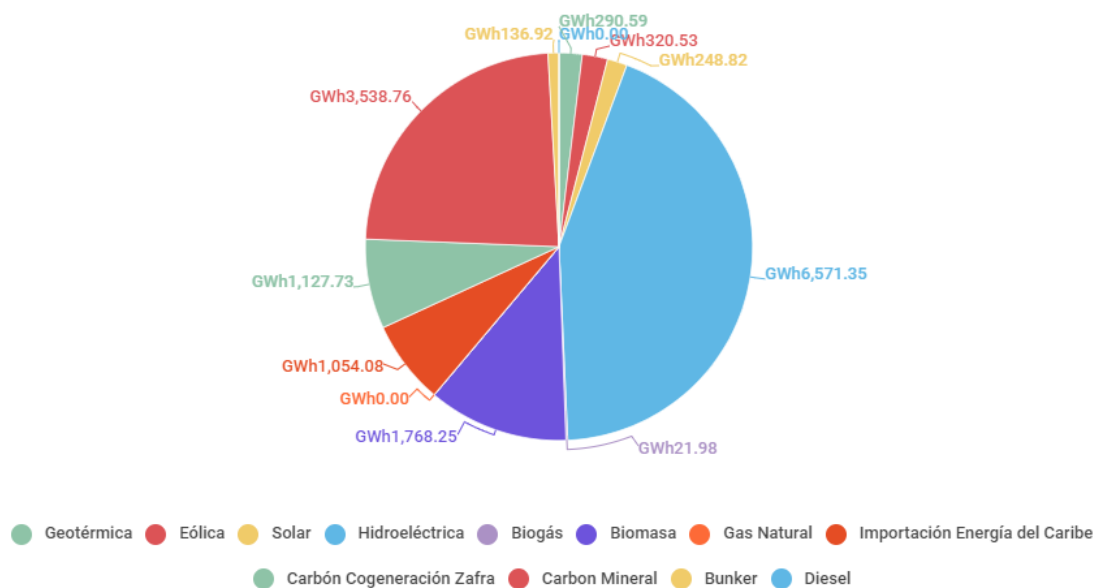
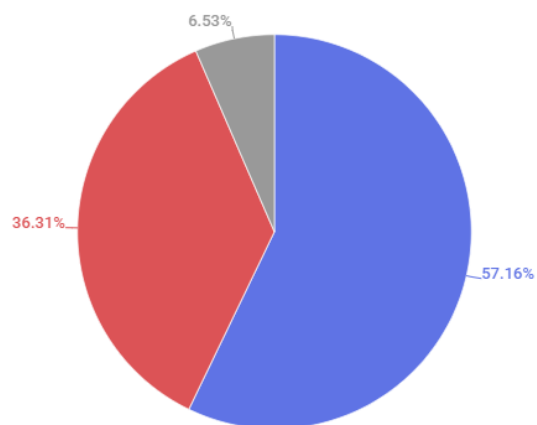


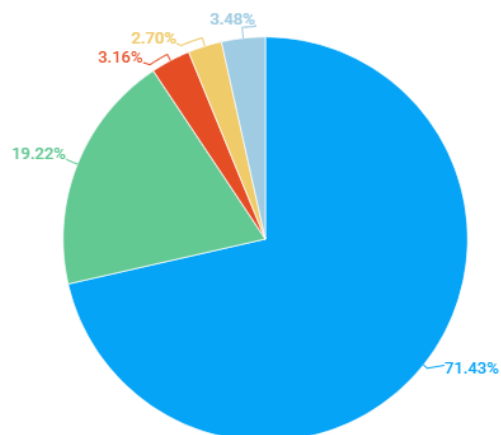
Ilustración 21 Composición de la energía mayo 2024 - abril 2025

2.3. REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE MAYO 2024 – ABRIL 2025



● RENOVARABLE ● NO RENOVARABLE ● IMP. MÉXICO

Ilustración 23 Composición de la energía mayo 2024 - abril 2025

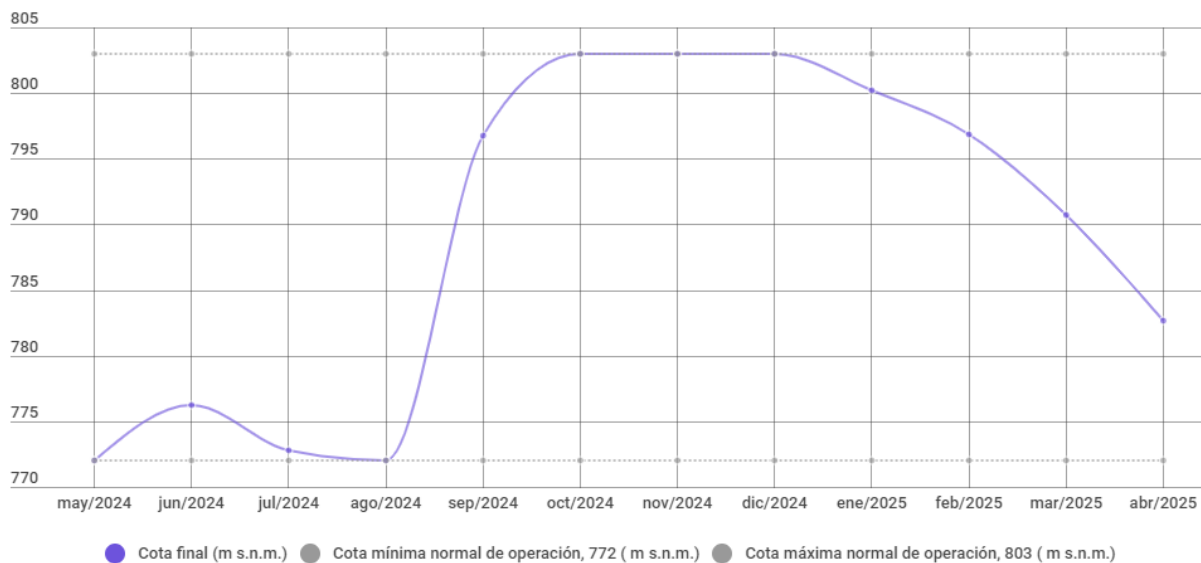


● Hidro+GDR ● Biomasa ● Geotérmico ● Solar ● Eólico

Ilustración 22 Composición de la energía renovable mayo 2024 - abril 2025

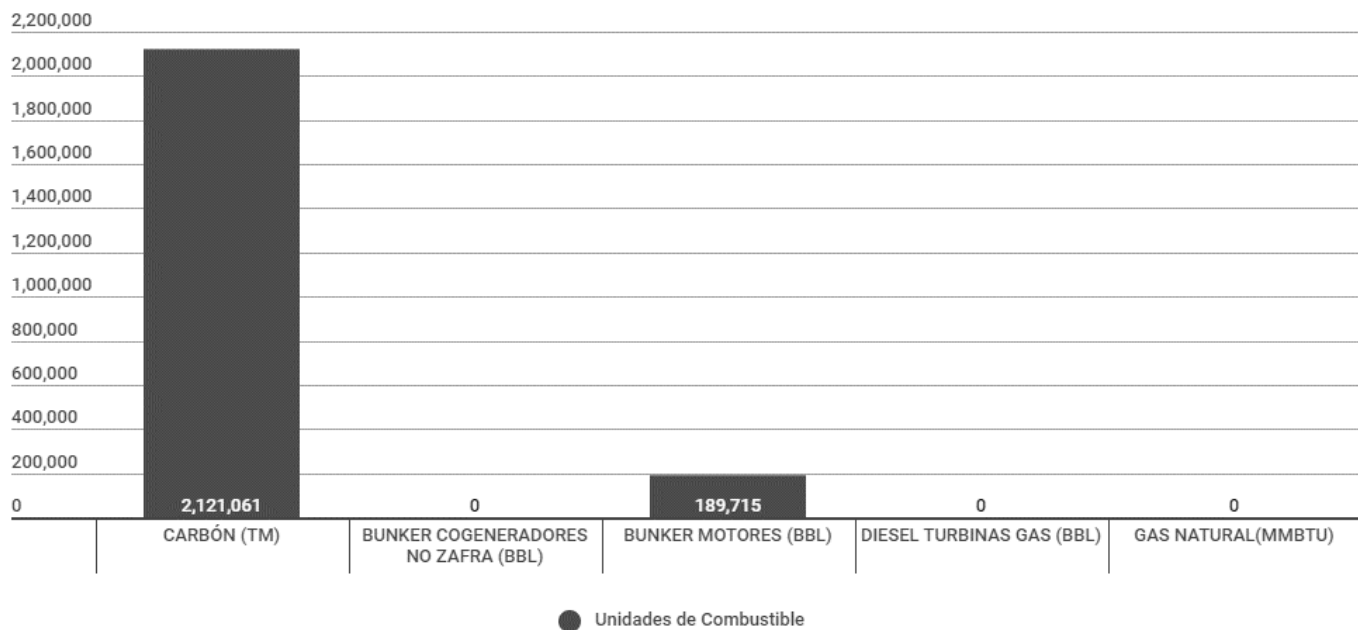
2.4. COTAS DEL EMBALSE ANUAL CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE

Ilustración 24 Cotas finales del embalse de regulación anual



Etapas	Cota inicial (m s.n.m.)	Cota final (m s.n.m.)	Vertimiento (m3/s)
may/2024	782.75	772.00	0.00
jun/2024	772.00	776.28	0.00
jul/2024	776.28	772.74	0.00
ago/2024	772.74	772.00	0.00
sep/2024	772.00	796.76	0.00
oct/2024	796.76	803.00	24.56
nov/2024	803.00	803.00	0.00
dic/2024	803.00	803.00	0.00
ene/2025	803.00	800.21	0.00
feb/2025	800.21	796.87	0.00
mar/2025	796.87	790.67	0.00
abr/2025	790.67	782.62	0.00

Ilustración 25 Requerimiento de Combustible



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

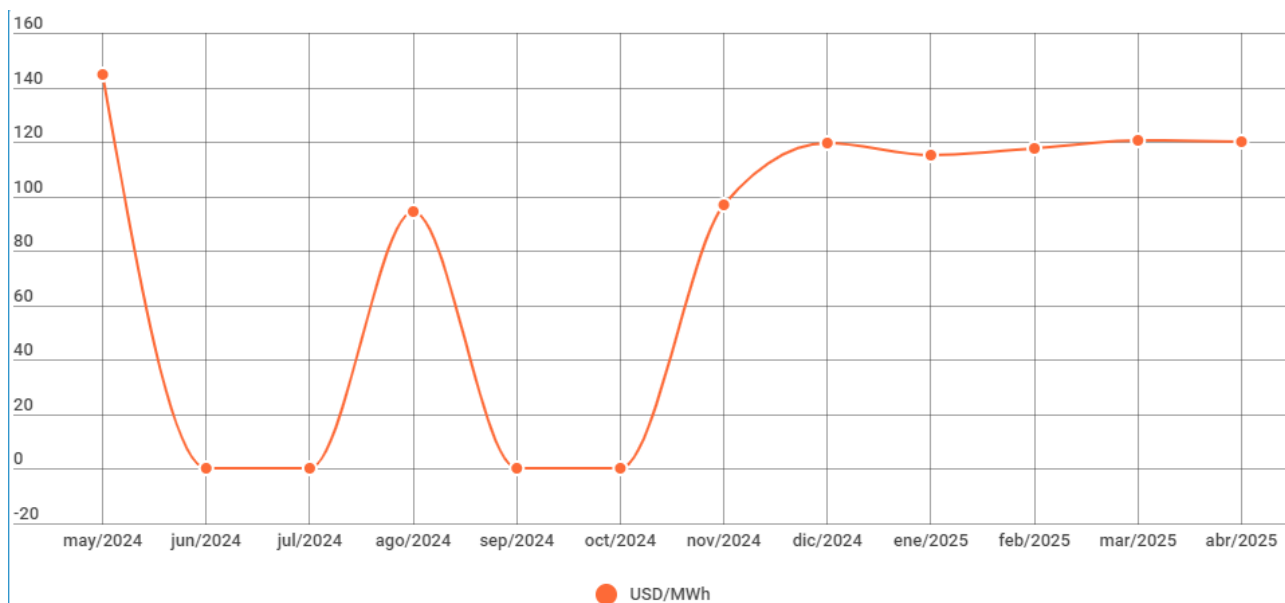


Ilustración 26 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional

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

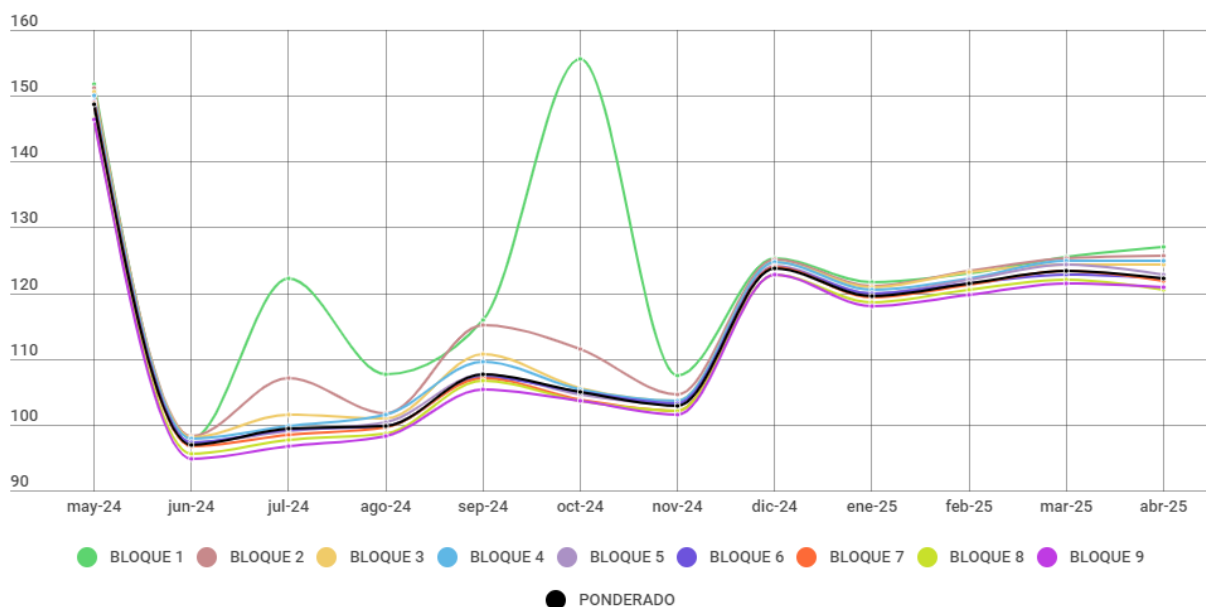


Ilustración 27 Costos Marginales por Bloque Horario 2024-2025

Etapa	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	BLOQUE 6	BLOQUE 7	BLOQUE 8	BLOQUE 9
may-24	151.8	151.1	150.6	150.0	149.1	149.0	148.9	146.5	146.3
jun-24	97.9	98.3	98.0	97.8	97.3	97.2	96.8	95.6	94.8
jul-24	122.2	107.1	101.6	99.8	99.1	99.3	98.4	97.7	96.7
ago-24	107.7	101.7	100.9	101.5	100.3	99.8	99.5	98.6	98.3
sep-24	115.8	115.1	110.7	109.6	107.6	107.2	107.1	106.6	105.4
oct-24	155.6	111.4	105.6	105.3	104.6	105.0	103.9	103.7	103.6
nov-24	107.52	104.52	103.53	103.66	103.04	103.14	102.06	102.10	101.55
dic-24	125.21	125.03	124.68	124.76	124.06	123.88	123.91	122.87	122.78
ene-25	121.56	121.11	120.90	120.48	119.84	119.88	119.32	118.53	118.05
feb-25	123.03	123.30	123.18	122.28	122.05	121.43	121.25	120.53	119.73
mar-25	125.53	125.29	124.31	124.93	124.34	122.74	123.36	121.97	121.46
abr-25	127.04	125.74	124.38	124.92	122.88	122.20	121.92	120.50	120.89

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

Semana		Bloque 1 (18:00-22:00)	Bloque 2 (6:00-18:00)	Bloque 3 (22:00-6:00)
Del	Al			
28/04/2024	4/05/2024	150.16	148.98	147.26
5/05/2024	11/05/2024	150.16	148.98	147.26
12/05/2024	18/05/2024	150.16	148.98	147.26
19/05/2024	25/05/2024	150.16	148.98	147.26
26/05/2024	1/06/2024	135.19	134.17	132.61
2/06/2024	8/06/2024	97.77	97.15	95.98
9/06/2024	15/06/2024	97.77	97.15	95.98
16/06/2024	22/06/2024	97.77	97.15	95.98
23/06/2024	29/06/2024	97.77	97.15	95.98
30/06/2024	6/07/2024	103.08	99.08	97.95
7/07/2024	13/07/2024	103.08	99.08	97.95
14/07/2024	20/07/2024	103.08	99.08	97.95
21/07/2024	27/07/2024	103.08	99.08	97.95
28/07/2024	3/08/2024	101.97	99.62	98.50
4/08/2024	10/08/2024	101.14	100.02	98.91
11/08/2024	17/08/2024	101.14	100.02	98.91
18/08/2024	24/08/2024	101.14	100.02	98.91
25/08/2024	31/08/2024	102.54	101.07	100.01
1/09/2024	7/09/2024	110.94	107.38	106.65
8/09/2024	14/09/2024	110.94	107.38	106.65
15/09/2024	21/09/2024	110.94	107.38	106.65
22/09/2024	28/09/2024	110.94	107.38	106.65
29/09/2024	5/10/2024	109.23	105.01	104.31
6/10/2024	12/10/2024	108.95	104.62	103.92
13/10/2024	19/10/2024	108.95	104.62	103.92
20/10/2024	26/10/2024	108.95	104.62	103.92

Tabla 19 Costo Marginal por bloque horario semanal (\$/MWh)

2.8. IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE RIESGO DE VERTIMIENTO Y ESCAZES 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:

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

mEu_i

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

mEu_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 2023.

Para el periodo mayo 2024 – abril 2025, en el parque generador hidráulico se prevé una producción de 6,337.99 GWh, generación mayor al promedio histórico registrado de 2000 a 2023 (7.98%). A continuación, se presenta una gráfica en donde se puede observar la generación promedio y la generación esperada para el año estacional 2024-2025.

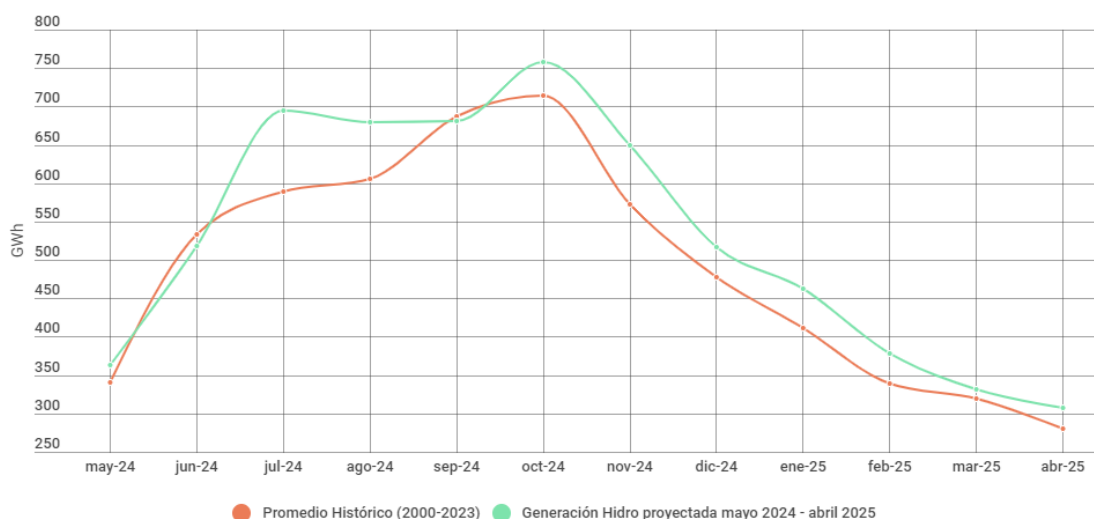


Ilustración 28 Producción de energía Parque Generador Hidráulico S.N.I.

2.9. CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA

Nemo	Central	Potencia (MW)	Fecha
JEN-C1	Jaguar Energy C1	140.9720	7/05/2024
JEN-C2	Jaguar Energy C2	141.0540	7/05/2024
ARI-O	Arizona	158.6270	8/05/2024
ARI-V	Arizona Vapor	1.9450	8/05/2024
SJO-C	San José	139.8700	14/05/2024
LPA-B	Las Palmas Bunker	64.5880	15/05/2024
PNT-B1	Pantaleón Bloque 1 (No Zafra)	22.0560	21/05/2024
ACG-G	Actún Can Gas	2.5860	22/05/2024
TAM-G	Tampa	69.6270	29/05/2024
REN-H	Renace	65.1591	2/07/2024
RE2-H	Renace II	107.1970	2/07/2024
RE3-H	Renace III	67.0160	2/07/2024
RE4-H	Renace IV	51.2340	2/07/2024

HXO-H	Pequeña Hidroeléctrica Xolhuitz	2.2600	3/07/2024
HIX-H	Hidroeléctrica Ixtalito	1.6150	3/07/2024
HAG-H	Hidroaguná	2.0550	16/07/2024
FLO-H	Finca Lorena	4.4560	23/07/2024
HMA-H	Hidroeléctrica Maxanal	2.0640	27/08/2024
HCR-H	Hidroeléctrica Coralito	1.9400	3/09/2024
HLP-H	Hidroeléctrica La Perla	3.7860	10/09/2024
LIB-H	Hidroeléctrica La Libertad	9.4940	11/09/2024
HCV-H	Hidroeléctrica Cerro Vivo	2.1130	12/09/2024
CHX-H	Chixoy	286.5770	18/09/2024
GAT-B	Generadora del Atlántico Biogás	0.5910	18/09/2024
GAT-V	Generadora del Atlántico Vapor	0.3600	18/09/2024
SAL-H	El Salto	3.5750	18/09/2024
CAN-H	Hidro Canadá	45.9280	24/09/2024
MTO-H	Montecristo	13.0420	24/09/2024
RC2-H	El Recreo II	21.9850	24/09/2024
REC-H	El Recreo	25.3090	24/09/2024
SMA-H	Santa María	6.0290	24/09/2024
RAA-H	Raaxha	5.0220	25/09/2024
HGY-H	Hidroeléctrica Guayacán	2.8750	1/10/2024
MTZ-H	Matanzas	11.8080	8/10/2024
SIS-H	San Isidro	3.4210	8/10/2024
HSM-H	Hidroeléctrica El Salto Marinalá	4.9390	15/10/2024
JUR-H	Jurún Marinalá	60.3750	15/10/2024
PVI-H	Palo Viejo	88.1920	15/10/2024
PAS-H	Pasabien	12.6010	29/10/2024
EPI-B3	El Pilar Bloque 3 (Zafra)	12.2020	26/11/2024
ESC-G5	Escuintla Gas 5	34.1050	12/02/2025

2.10. MANTENIMIENTOS MAYORES

2.10.1. MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
HORUS I	HRU-F1	5	27-ene-25	31-ene-25	0.000	0.00	Mantenimiento anual subestación Horus
HORUS II	HRU-F2	5	27-ene-25	31-ene-25	0.000	0.00	Mantenimiento anual subestación Horus

Tabla 20 Programa de mantenimientos mayores mayo 2024-abril 2025 (Solar)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
LAS CUMBRES	LCU-E	3	3-sep-24	5-sep-24	31.500	2.27	Mantenimiento general subestación Las Cumbres

Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores mayo 2024-abril 2025 (Eólica)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
ORTITLAN	ORT-G1	7	16-jun-24	22-jun-24	9.903	1.66	Revisión Turbinas
ORTITLAN	ORT-G2	7	23-jun-24	29-jun-24	10.342	1.74	Revisión Turbinas
ORTITLAN	ORT-G1	7	14-jul-24	20-jul-24	9.903	1.66	Mantenimiento Intercambiadores de calor
ORTITLAN	ORT-G2	7	21-jul-24	27-jul-24	10.342	1.74	Mantenimiento Intercambiadores de calor
ORTITLAN	ORT-G1	7	22-sep-24	28-sep-24	9.903	1.66	Revisión Condensadores
ORTITLAN	ORT-G2	7	29-sep-24	5-oct-24	10.342	1.74	Revisión Condensadores
ORTITLAN	ORT-G1	7	3-nov-24	9-nov-24	9.903	1.66	Trabajos en Pozos Geotérmicos
ORTITLAN	ORT-G2	7	11-nov-24	17-nov-24	10.342	1.74	Trabajos en Pozos Geotérmicos
ORTITLAN	ORT-G1	7	15-dic-24	21-dic-24	9.903	1.66	Mantenimiento Anual
ORTITLAN	ORT-G2	7	22-dic-24	28-dic-24	10.342	1.74	Mantenimiento Anual
ORTITLAN	ORT-G1	7	17-mar-25	23-mar-25	9.903	1.66	Mantenimiento Intercambiadores de calor
ORTITLAN	ORT-G2	7	24-mar-25	30-mar-25	10.342	1.74	Mantenimiento Intercambiadores de calor

ORZUNIL	ZUN-G4	30	22-jun-24	21-jul-24	1.667	1.20	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G3	31	22-jul-24	21-ago-24	1.416	1.05	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G2	31	22-ago-24	21-sep-24	1.583	1.18	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G1	30	22-sep-24	21-oct-24	1.691	1.22	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G7	31	22-oct-24	21-nov-24	1.617	1.20	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G6	30	22-nov-24	21-dic-24	1.742	1.25	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G5	31	22-dic-24	21-ene-25	1.703	1.27	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G4	31	22-ene-25	21-feb-25	1.667	1.24	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G3	28	22-feb-25	21-mar-25	1.416	0.95	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G2	30	22-mar-25	20-abr-25	1.583	1.14	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G	8	21-abr-25	28-abr-25	17.969	3.45	Mantenimiento Preventivo
ORZUNIL	ZUN-G1	22	29-abr-25	20-may-25	1.691	0.89	Mantenimiento Preventivo

Tabla 22 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Geotérmica)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
ACTUN CAN GENERACIÓN	ACG-G	4	15-jul-24	18-jul-24	2.586	0.25	MANTENIMIENTO MENOR A TURBINA A GAS
ACTUN CAN GENERACIÓN	ACG-G	4	16-dic-24	19-dic-24	2.586	0.25	MANTENIMIENTO DE SUBESTACION
ESCUINTLA GAS 5	ESC-G5	18	9-jul-24	26-jul-24	34.105	14.73	Mantenimiento Mecánico Preventivo Intermedio a Sistemas auxiliares de Unidad Gas 5
TAMPA	TAM-G	3	18-mar-25	20-mar-25	69.627	5.01	Mantenimiento de subestación y torre de enfriamiento

Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Turbina de Gas)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
GENERADORA COSTA SUR	GCS-C	5	27-ago-24	31-ago-24	10.000	1.20	Mantenimiento Mayor a Pulverizadores
GENERADORA COSTA SUR	GCS-C	7	29-oct-24	4-nov-24	30.231	5.08	Mantenimiento Anual Programado
GENERADORA COSTA SUR	GCS-C	23	25-feb-25	19-mar-25	30.231	16.69	Mantenimiento Anual Programado
JAGUAR ENERGY	JEN-C1	20	11-oct-24	30-oct-24	140.972	67.67	Mantenimiento Mayor de la unidad, incluye subestaciones Aguacapa, Jaguar y líneas 230kV
JAGUAR ENERGY	JEN-C2	20	18-oct-24	6-nov-24	141.054	67.71	Mantenimiento Mayor de la unidad, incluye subestaciones Aguacapa, Jaguar y líneas 230kV
JAGUAR ENERGY	JEN-C1	15	3-ene-25	17-ene-25	140.972	50.75	Mantenimiento Mayor de la unidad, incluye subestaciones Aguacapa, Jaguar y líneas 230kV
JAGUAR ENERGY	JEN-C2	15	10-ene-25	24-ene-25	141.054	50.78	Mantenimiento Mayor de la unidad, incluye subestaciones Aguacapa, Jaguar y líneas 230kV
LA LIBERTAD	LLI-C	20	8-nov-24	27-nov-24	17.897	8.59	Mantenimiento Mayor a Turbina, Caldera y Generador.
SAN ISIDRO	ISI-B	26	2-dic-24	27-dic-24	57.578	35.93	Mantenimiento General Anual de la Planta de generación, que incluye la caldera y sus sistemas auxiliares, el turbogenerador y auxiliares
SAN JOSÉ	SJO-C	10	13-jul-24	22-jul-24	139.870	33.57	Revisión de Caldera, Generador y Subestación eléctrica
SAN JOSÉ	SJO-C	21	23-sep-24	13-oct-24	20.000	10.08	Mantenimiento mayor a Pulverizadores.
SAN JOSÉ	SJO-C	30	17-nov-24	16-dic-24	139.870	100.71	Mantenimiento mayor anual.
SAN JOSÉ	SJO-C	15	1-feb-25	15-feb-25	139.870	50.35	Mantenimiento mayor anual.
SAN JOSÉ	SJO-C	21	17-mar-25	6-abr-25	20.000	10.08	Mantenimiento mayor a Pulverizadores.

Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Turbinas de Vapor 100% Carbón)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
GENERADORA SANTA LUCIA	GSL-C	7	1-may-24	7-may-24	6.220	1.04	Mantenimiento finalización de Zafra
GENERADORA SANTA LUCIA	GSL-C	45	2-sep-24	16-oct-24	45.226	48.84	Mantenimiento mayor anual
GENERADORA SANTA LUCIA	GSL-C	6	29-oct-24	3-nov-24	45.226	6.51	Mantenimiento para inicio de Zafra
INGENIO LA UNIÓN	LUN-B	30	1-ago-24	30-ago-24	24.118	17.36	Mantenimiento de caldera 6, reparación de una pared frontal y trasera de la caldera, reparación de materiales ferrosos para ductos, mantenimiento menor a turbogenerador 4, Mantenimiento de la Subestación de 69kV y Subestación de Interconexión La Unión 69/230kV.
							Mantenimiento finalización de Zafra
MADRE TIERRA	MTI-B	7	1-may-24	7-may-24	30.403	5.11	Mantenimiento mayor anual
MADRE TIERRA	MTI-B	37	7-ago-24	12-sep-24	12.276	10.90	Mantenimiento para inicio de Zafra
MADRE TIERRA	MTI-B	6	29-oct-24	3-nov-24	12.276	1.77	Mantenimiento anual
MADRE TIERRA	MTI-B	7	25-dic-24	31-dic-24	12.000	2.02	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación (Caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia en 69 Kv)
MAGDALENA BLOQUE 1	MAG-B1	14	6-ene-25	19-ene-25	9.003	3.03	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación
MAGDALENA BLOQUE 3	MAG-B3	21	8-jul-24	28-jul-24	16.436	8.28	Mantenimiento General Anual de la Planta de Generación

MAGDALENA BLOQUE 5	MAG-B5	21	5-ago-24	25-ago-24	43.648	22.00	(Caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia en 69 Kv) 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).
MAGDALENA BLOQUE 6	MAG-B6	26	2-sep-24	27-sep-24	58.250	36.35	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	26	30-sep-24	25-oct-24	57.820	36.08	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	1-sep-24	30-sep-24	41.847	30.13	Revisión de Generador Brush, Turbina TGM y reparaciones varias en caldera Isgec
PANTALEON BLOQUE 1	PNT-B1	30	1-jun-24	30-jun-24	22.056	15.88	Mantenimiento mayor turbina, generador, caldera, subestación y equipos auxiliares.
PANTALEON BLOQUE 3	PNT-B3	25	2-jul-24	26-jul-24	56.160	33.70	Mantenimiento mayor turbina, generador, caldera,

SANTA ANA BLOQUE 1	SAA-B1	45	1-oct-24	14-nov-24	24.237	26.18	subestación y equipos auxiliares. Mantenimiento mayor de turbogenerador TGC-1, Caldera, subestación y equipos auxiliares
SANTA ANA BLOQUE 2	SAA-B2	31	31-ago-24	30-sep-24	58.280	43.36	Mantenimiento mayor turbogenerador TGE-1, Caldera, Subestación 230 KV y equipos auxiliares
TRINIDAD BLOQUE 3	TND-B3	30	1-jun-24	30-jun-24	19.540	14.07	Mantenimiento mayor de la unidad de generación TND-B3
TRINIDAD BLOQUE 4	TND-B4	30	1-sep-24	30-sep-24	40.653	29.27	Mantenimiento mayor a la unidad de generación TND-B4
TRINIDAD BLOQUE 5	TND-B5	61	1-jul-24	30-ago-24	44.810	65.60	Mantenimiento mayor a la unidad de generación TND-B5
TULULÁ BLOQUE 1	TUL-B1	30	1-jul-24	30-jul-24	9.012	6.49	Mantenimiento Mayor de Caldera y Turbogenerador
TULULÁ BLOQUE 4	TUL-B4	30	1-ago-24	30-ago-24	11.898	8.57	Mantenimiento Mayor de Caldera y Turbogenerador

Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Turbinas de Vapor)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
ARIZONA	ARI-O5	60	5-ago-24	3-oct-24	15.966	22.99	Conversión de unidad a gas
ARIZONA	ARI-O9	60	5-ago-24	3-oct-24	16.110	23.20	Conversión de unidad a gas

ARIZONA	ARI-O6	35	26-ago-24	29-sep-24	15.650	13.15	Mantenimiento mayor
ARIZONA	ARI-O2	60	7-oct-24	5-dic-24	15.848	22.82	Conversión de unidad a gas
ARIZONA	ARI-O7	60	7-oct-24	5-dic-24	15.991	23.03	Conversión de unidad a gas
ARIZONA	ARI-O10	60	6-ene-25	6-mar-25	15.255	21.97	Conversión de unidad a gas
ARIZONA	ARI-O3	60	6-ene-25	6-mar-25	15.752	22.68	Conversión de unidad a gas
ARIZONA	ARI-O1	60	10-mar-25	8-may-25	15.937	22.95	Conversión de unidad a gas
ARIZONA	ARI-O6	60	10-mar-25	8-may-25	15.650	22.54	Conversión de unidad a gas
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B1	7	31-ago-24	6-sep-24	7.191	1.21	Mantenimiento eje de levas, cojinete y culatas en general
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B2	7	18-oct-24	24-oct-24	7.209	1.21	Mantenimiento eje de levas, cojinete y culatas en general
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B2	15	24-ene-25	7-feb-25	7.209	2.60	Overhaul de 15,000 horas
ELECTRO GENERACIÓN	ELG-B1	15	21-feb-25	7-mar-25	7.191	2.59	Overhaul de 15,000 horas
GENOR	GEN-B4	30	4-ago-24	2-sep-24	9.602	6.91	Mantenimiento 12,000 horas
GENOR	GEN-B1	10	22-sep-24	1-oct-24	9.967	2.39	Mantenimiento 4,000 horas
GENOR	GEN-B2	10	13-oct-24	22-oct-24	9.922	2.38	Mantenimiento 4,000 horas
GENOR	GEN-B3	10	17-nov-24	26-nov-24	9.927	2.38	Mantenimiento 4,000 horas
GENOSA	GGO-B3	8	10-jun-24	17-jun-24	4.385	0.84	Mantenimiento al cooler de toma de aire, cooler de aceite y mantenimiento de generador. Cambio de chimenea de gases de escape.
GENOSA	GGO-B1	8	14-oct-24	21-oct-24	4.343	0.83	Mantenimiento al cooler de toma de aire, cooler de aceite y mantenimiento de generador. Cambio de chimenea de gases de escape.
GENOSA	GGO-B2	8	11-nov-24	18-nov-24	3.082	0.59	Mantenimiento al cooler de toma de aire, cooler de aceite y mantenimiento del generador.

TÉRMICA I	TER-B1	8	10-jun-24	17-jun-24	7.286	1.40	Mantenimiento al cooler de aire y generador, inspección de turbos.
TÉRMICA I	TER-B2	8	10-feb-25	17-feb-25	6.846	1.31	Mantenimiento al generador, mantenimiento cooler de aceite.
TÉRMICA II	TER-B3	8	14-oct-24	21-oct-24	15.220	2.92	Mantenimiento al sistema de enfriamiento de agua y aire, mediciones al generador, inspección de turbos.
TÉRMICA II	TER-B4	8	11-nov-24	18-nov-24	15.219	2.92	Mantenimiento al sistema de enfriamiento de agua y aire, mediciones al generador, inspección de turbos.
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B8	7	10-jun-24	16-jun-24	6.915	1.16	Mantenimiento eje de levas, cojinete y culatas en general
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B6	3	19-jul-24	21-jul-24	4.793	0.35	Mantenimiento bomba Force sistema lubricación motor
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B12	7	1-ago-24	7-ago-24	9.260	1.56	Mantenimiento volante motor y cambio coupling generador
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B3	7	16-ago-24	22-ago-24	4.258	0.72	Mantenimiento tejas centrales eje cigüeñal
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B4	7	27-sep-24	3-oct-24	4.262	0.72	Cambio de manifold gases de escape
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B9	7	11-oct-24	17-oct-24	6.450	1.08	Cambio cojinete lado NBE generador eléctrico
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B7	3	8-nov-24	10-nov-24	4.518	0.33	Reparación soporte en block para intercooler y turbo-compresor
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B13	11	2-dic-24	12-dic-24	9.256	2.44	Cambio de corona de pistones en cilindros
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B6	11	13-dic-24	23-dic-24	4.793	1.27	Mantenimiento actuador y sistema de inyección general
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B7	11	13-dic-24	23-dic-24	4.518	1.19	Mantenimiento actuador y sistema de inyección general
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B10	11	13-dic-24	23-dic-24	6.915	1.83	Cambio de corona de pistones en cilindros
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B11	11	13-dic-24	23-dic-24	6.991	1.85	Cambio de corona de pistones en cilindros

TEXTILES DEL LAGO	TDL-B11	3	21-mar-25	23-mar-25	6.991	0.50	Cambio disco de inercia en tiempo de motor
TEXTILES DEL LAGO	TDL-B10	3	11-abr-25	13-abr-25	6.915	0.50	Ultrasonido válvulas de escape de todas las culatas

Tabla 26 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Motores Reciprocantes)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
LOS BRILLANTES	LBR 400/230 B	10	16-nov-24	25-nov-24	120.000	28.80	Mantenimiento anual periódico de Banco de Transformación en Subestación Los Brillantes

Tabla 27 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Interconexión)

Central	Unidad / equipo	Tiempo del mantenimiento [días]	Fecha de inicio	Fecha de finalización	Potencia fuera de servicio [MW]	Energía fuera de servicio [GWh]	Motivo/ especificación del mantenimiento
AGUACAPA	AGU-H2	30	11-may-24	9-jun-24	27.357	19.70	a) Instalación del sistema contraincendios del transformador de potencia.
AGUACAPA	AGU-H1	30	15-jun-24	14-jul-24	26.681	19.21	a) Instalación del sistema contraincendios del transformador de potencia.
AGUACAPA	AGU-H1	30	13-ene-25	11-feb-25	26.681	19.21	a) Mantenimiento mayor Unidad No. 1 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", y mantenimiento de Sistemas Auxiliares).
							b) Montaje de Compuerta de bloqueo para el desfogue de la Unidad Generadora.
AGUACAPA	AGU-H2	30	15-feb-25	16-mar-25	27.357	19.70	a) Mantenimiento mayor Unidad No. 2 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", y mantenimiento de Sistemas Auxiliares).
							b) Montaje de compuerta

AGUACAPA	AGU-H3	30	22-mar-25	20-abr-25	27.245	19.62	de bloqueo para el desfogue de la Unidad Generadora. a) Mantenimiento mayor Unidad No. 3 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", y mantenimiento de Sistemas Auxiliares). b) Montaje de compuerta de bloqueo para el desfogue de la Unidad Generadora.
AGUACAPA	AGU-H	20	26-abr-25	15-may-25	81.283	39.02	Montaje de compuerta de bloqueo para el sistema de evacuación de agua para el enfriamiento primario de las Unidades Generadoras.
CANDELARI A	CND-H	30	9-abr-25	8-may-25	4.415	3.18	Mto. Tubería, subestación, casa de máquinas, desfogue.
CHIXOY	CHX-H4	21	4-may-24	24-may-24	57.580	29.02	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares.
CHIXOY	CHX-H1	21	28-ene-25	17-feb-25	57.497	28.98	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares
CHIXOY	CHX-H2	21	18-feb-25	10-mar-25	57.505	28.98	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares
CHIXOY	CHX-H3	21	11-mar-25	31-mar-25	56.593	28.52	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares
CHIXOY	CHX-H4	25	1-abr-25	25-abr-25	57.580	34.55	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares
CHIXOY	CHX-H5	28	26-abr-25	23-may-25	57.402	38.57	Mantenimiento Mayor de Unidad Generadora y equipos auxiliares
CHOLOMA	CHO-H	25	26-feb-25	22-mar-25	9.597	5.76	Mantenimiento embalse, tubería de alta presión, casa de máquinas, desfogue.
EL CAFETAL	CAF-H	6	17-feb-25	22-feb-25	8.507	1.23	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
EL CANADÁ	CAN-H	5	23-nov-24	27-nov-24	45.928	5.51	Inspección y mantenimiento de turbina, calibración de inyectores, inspección y mantenimiento a geomembrana embalse.
EL CANADÁ	CAN-H1	30	22-feb-25	23-mar-25	22.964	16.53	Mantenimiento mayor a generador y Turbina, cambio de rodete, Mantenimiento a S/E 69 kV El Canadá, Mantenimiento a embalse, Mejora a circuito de enfriamiento.
EL CANADÁ	CAN-H2	15	1-mar-25	15-mar-25	22.964	8.27	Mantenimiento a S/E 69 kV El Canadá, Mantenimiento a embalse, Mejora a circuito de enfriamiento, pruebas eléctricas al generador, mantenimiento de turbina.
EL CÓBANO	CBN-H	31	1-mar-25	31-mar-25	9.157	6.81	Cambio de transformador 13.8/230 kv, mantenimiento de bahía de servicios auxiliares Aguacapa y punto de entrega del Cóbano
EL CÓBANO	CBN-H	7	1-mar-25	7-mar-25	9.157	1.54	Mantenimiento de línea de transmisión 13.8 kv y subestación 6.3/13.8 kv
EL CÓBANO	CBN-H1	10	1-mar-25	10-mar-25	9.157	2.20	Mantenimiento a turbina, generador y servicios auxiliares de unidad 1.
EL CÓBANO	CBN-H2	10	1-mar-25	10-mar-25	9.157	2.20	Mantenimiento a turbina, generador y servicios auxiliares de unidad 2.
EL MANANTIAL 1	MNL-01	14	18-feb-25	3-mar-25	3.253	1.09	Mantenimiento anual para limpieza del embalse.
EL MANANTIAL 2	MNL-02	14	4-feb-25	17-feb-25	22.031	7.40	Mantenimiento anual para limpieza del embalse.
EL MANANTIAL 3	MNL-03	14	18-feb-25	3-mar-25	0.438	0.15	Mantenimiento anual para limpieza del embalse.

EL MANANTIAL 4	MNL-04	14	7-may-24	20-may-24	12.885	4.33	Mantenimiento anual para limpieza del embalse.
EL MANANTIAL 4	MNL-04	14	4-mar-25	17-mar-25	12.885	4.33	Mantenimiento anual para limpieza del embalse.
EL PORVENIR	POR-69	12	7-may-24	18-may-24	0.000	0.00	Mantenimiento preventivo a la subestación Eléctrica
EL PORVENIR	POR-69	7	25-nov-24	1-dic-24	0.000	0.00	Mantenimiento preventivo a la subestación Eléctrica.
EL SALTO MARINALÁ	HSM-H3	6	10-mar-25	15-mar-25	0.982	0.14	Mantenimiento Anual Mayor a Turbina, Generador, Transformador y Equipos Auxiliares de
EL SALTO MARINALÁ	HSM-H	4	17-mar-25	20-mar-25	4.939	0.47	Unidad 3. Mantenimiento a Barra de 13.8 kV, trafo de auxiliares, seccionadores del poste de Acometida y Limpieza de Presas y Desarenador
EL SALTO MARINALÁ	HSM-H2	6	17-mar-25	22-mar-25	1.971	0.28	Mantenimiento Anual Mayor a Turbina, Generador, Transformador y Equipos Auxiliares de
EL SALTO MARINALÁ	HSM-H1	6	24-mar-25	29-mar-25	1.986	0.29	Unidad 2 Mantenimiento Anual Mayor a Turbina, Generador, Transformador y Equipos Auxiliares de
FINCA LORENA	FLO-H	3	5-mar-25	7-mar-25	4.479	0.32	Unidad 1 Se realizan trabajos de mantenimiento mecánico, eléctrico e hidráulico en casa de máquinas, subestación y boca toma.
HIDROAGU NA	HAG-H	4	1-may-24	4-may-24	2.021	0.19	Mto Embalse
HIDROAGU NA	HAG-H	5	3-jun-24	7-jun-24	2.021	0.24	Mto Embalse y línea T
HIDROAGU NA	HAG-H	4	26-ago-24	29-ago-24	2.021	0.19	Mantenimiento de embalse
HIDROAGU NA	HAG-H	5	28-oct-24	1-nov-24	2.021	0.24	Mto Embalse, línea T
HIDROAGU NA	HAG-H	5	13-ene-25	17-ene-25	2.021	0.24	Mto Embalse
HIDROAGU NA	HAG-H	5	24-mar-25	28-mar-25	2.021	0.24	Limpieza de embalse y revisión de rodets y Aguas

HIDROELÉCTRICA EL SALTO	SAL-H	36	6-ene-25	10-feb-25	3.575	3.09	Mantenimiento mayor anual de la planta hidroeléctrica El Salto
HIDROELÉCTRICA GUAYACÁN	HGY-H	15	11-feb-25	25-feb-25	2.926	1.05	Mantenimiento preso, tubería de alta presión, casa de máquinas y desfogue
HIDROELÉCTRICA HIDROPOWER SDMM	HHS-H1	10	20-may-24	29-may-24	2.064	0.50	Mantenimiento mayor a la unidad de generación HHS-H1
HIDROELÉCTRICA LA PERLA	HLP-H	6	3-feb-25	8-feb-25	3.786	0.55	-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 13.8kv, chapeo, poda y limpieza de aisladores
HIDROELÉCTRICA LAS UVITAS	HUV-H	42	5-ene-25	15-feb-25	1.839	1.85	Mantenimiento General, cambio de equipos mecánicos y sistema de control.
HIDROELÉCTRICA MAXANAL	HMA-H	6	1-abr-25	6-abr-25	2.064	0.30	limpieza de presa y embalse de regulación diaria
HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA	HST-H	7	24-mar-25	30-mar-25	1.958	0.33	Mantenimiento general de estructuras de obra civil, limpieza de regulador, reparaciones de obra civil. Mantenimiento eléctrico, electrónico. Pruebas químicas de aceites, pruebas eléctricas a equipos
JURÚN MARINALÁ	JUR-H	10	2-nov-24	11-nov-24	60.375	14.49	Mantenimiento y reparación de la Junta No. 7 de la tubería de alta presión de planta hidroeléctrica Jurún Marinalá.
JURÚN MARINALÁ	JUR-H1	60	2-nov-24	31-dic-24	20.084	28.92	Mantenimiento y reparación de grupo turbina y generador de la unidad No. 1 de la planta

JURÚN MARINALÁ	JUR-H	28	1-dic-24	28-dic-24	0.000	0.00	hidroeléctrica Jurún Marinalá Dragado del cauce del río Michatoya para mejorar la capacidad de conducción hidráulica. Por lo que se requiere que, diariamente en el horario de 6:00 a 12:00, se requiere el despachando desde compuertas Amatitlán con el caudal máximo de un metro cúbico por segundo.
JURÚN MARINALÁ	JUR-H3	60	6-ene-25	6-mar-25	20.162	29.03	Mantenimiento y reparación de grupo turbina y generador de la unidad No. 3 de la planta hidroeléctrica Jurún Marinalá.
JURÚN MARINALÁ	JUR-H2	60	10-mar-25	8-may-25	20.129	28.99	Mantenimiento y reparación de grupo turbina y generador de la unidad No. 2 de la planta hidroeléctrica Jurún Marinalá
JURÚN MARINALÁ	JUR-H	10	17-mar-25	26-mar-25	60.375	14.49	Mantenimiento y reparación del sistema oleohidráulico del embalse de la planta hidroeléctrica Jurún Marinalá.
LA LIBERTAD	LIB-H	14	23-mar-25	5-abr-25	9.467	3.18	Mantenimiento mayor anual equipo electromecánico y subestaciones
LAS FUENTES	LFU-H	14	4-feb-25	17-feb-25	13.667	4.59	Mantenimiento de Balsas
LAS VACAS	LVA-H	5	20-may-24	24-may-24	41.432	4.97	Limpieza de embalse
LAS VACAS	LVA-H	7	12-ago-24	18-ago-24	41.432	6.96	limpieza de embalse y mantenimiento de equipo electromecánico
LAS VACAS	LVA-H	7	9-sep-24	15-sep-24	41.432	6.96	Limpieza de embalse
LAS VACAS	LVA-H	7	11-nov-24	17-nov-24	41.432	6.96	Limpieza de em balse y mantenimiento general
LAS VACAS	LVA-H	5	9-dic-24	13-dic-24	41.432	4.97	Mantenimiento equipo electromecánico
LAS VACAS	LVA-H	5	24-feb-25	28-feb-25	41.432	4.97	Mantenimiento equipo electromecánico
LAS VACAS	LVA-H	5	21-abr-25	25-abr-25	41.432	4.97	Limpieza de Embalse

MATANZAS	MTZ-H	12	5-may-24	16-may-24	11.808	3.40	Mantenimiento a S/E 69 kV Matanzas, Pruebas eléctricas al generador e interruptores, Actualización SCADA, ensayos no destructivos a rodete, cambio de válvula esférica, actualización reguladora RT/RV, sistema de vibraciones, dragado de Presa Matanzas.
MATANZAS	MTZ-H	5	2-nov-24	6-nov-24	11.808	1.42	Inspección y mantenimiento a presa Matanzas, inspección, mantenimiento y calibración de inyectores.
MATANZAS	MTZ-H	5	15-feb-25	19-feb-25	11.808	1.42	Mantenimiento a generador, turbina, y presa matanzas.
MONTECRISTO	MTO-H	5	23-nov-24	27-nov-24	13.042	1.57	Inspección a generadores, mantenimiento a distribuidores, (cambio de pernos, ajuste y calibración de paletas)
MONTECRISTO	MTO-H	35	25-feb-25	31-mar-25	13.042	10.96	Mantenimiento a S/E 69kV Montecristo, Mantenimiento y pruebas eléctricas a los generadores, Mantenimiento a turbinas, Cambio sellos válvulas Mariposa, mantenimiento al embalse. Cambio de tubería de carga (fibra a acero) + Cambio tubo aspiración turbinas.
OXEC 2	OX2-H2	15	4-may-24	18-may-24	19.657	7.08	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina
OXEC 2	OX2-H3	15	19-may-24	2-jun-24	19.635	7.07	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina
OXEC 2	OX2-H	2	3-jun-24	4-jun-24	58.947	2.83	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en Central Hidroeléctrica Oxec II
PALÍN II	PAL-H1	38	21-abr-25	28-may-25	2.123	1.94	Mantenimiento mayor anual de la Unidad Generadora No. 1
PALÍN II	PAL-H2	38	21-abr-25	28-may-25	2.126	1.94	Mantenimiento mayor anual de la Unidad Generadora No. 2

PALO VIEJO	PVI-H	4	30-nov-24	3-dic-24	88.192	8.47	Inspección y mantenimiento de canales de conducción e inspección de geomembrana del embalse.
PALO VIEJO	PVI-H1	7	29-mar-25	4-abr-25	44.100	7.41	Pruebas eléctricas al generador, Pruebas y Calibración de protecciones; Mantenimiento Subestación Uspantan; Inspección de cilindros de válvulas; Inspección de Turbina. Mantenimiento al embalse.
PALO VIEJO	PVI-H2	14	29-mar-25	11-abr-25	44.092	14.81	Cambio de Regulador de Voltaje. Pruebas eléctricas al generador, Pruebas y Calibración de protecciones; Mantenimiento Subestación Uspantan; Inspección de cilindros de válvulas; Inspección de Turbina. Mantenimiento al embalse.
PASABIÉN	PAS-H1	7	11-nov-24	17-nov-24	6.301	1.06	Revisión y limpieza de unidades.
PASABIÉN	PAS-H2	7	18-nov-24	24-nov-24	6.301	1.06	Revisión y limpieza de unidades.
POZA VERDE	PVE-H	2	16-jun-24	17-jun-24	9.918	0.48	Limpieza de embalse, presa y bocatoma
POZA VERDE	PVE-H	2	21-jul-24	22-jul-24	9.918	0.48	Se vaciará completamente el embalse
POZA VERDE	PVE-H	2	18-ago-24	19-ago-24	9.918	0.48	Se vaciará completamente el embalse
POZA VERDE	PVE-H	2	29-sep-24	30-sep-24	9.918	0.48	Se vaciará completamente el embalse
POZA VERDE	PVE-H	2	3-nov-24	4-nov-24	9.918	0.48	Se vaciará completamente el embalse
POZA VERDE	PVE-H2	30	18-nov-24	17-dic-24	3.306	2.38	Revisión y modificación al sistema de enfriamiento Unidad No. 2
RAAXHÁ	RAA-H1	9	6-may-24	14-may-24	2.511	0.54	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina
RAAXHÁ	RAA-H	3	15-may-24	17-may-24	5.022	0.36	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación Central Hidroeléctrica Raaxhá

RAAXHÁ	RAA-H2	10	18-may-24	27-may-24	2.511	0.60	Solicitud de Mantenimiento Mayor y Trabajos de Reparación en turbina
RECREO	REC-H	25	25-feb-25	21-mar-25	25.309	15.19	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-H	45	25-feb-25	10-abr-25	21.985	23.74	"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-H	15	9-may-24	23-may-24	65.159	23.46	Mantenimiento anual embalse y equipos auxiliares.
RENACE	REN-H3	10	25-may-24	3-jun-24	21.720	5.21	Mantenimiento anual de unidad.
RENACE	REN-H2	10	17-jun-24	26-jun-24	21.720	5.21	Mantenimiento a unidad generadora.
RENACE 2	RE2-H2	10	3-feb-25	12-feb-25	26.894	6.45	Mantenimiento anual unidad generadora
RENACE 2	RE2-H1	10	17-feb-25	26-feb-25	26.899	6.46	Mantenimiento anual unidad generadora
RENACE 2	RE2-H	10	3-mar-25	12-mar-25	107.197	25.73	Mantenimiento anual a embalse y equipos auxiliares.
RENACE 2	RE2-H3	10	3-mar-25	12-mar-25	26.809	6.43	Mantenimiento anual unidad generadora.
RENACE 2	RE2-H4	10	17-mar-25	26-mar-25	26.595	6.38	Mantenimiento anual a unidad generadora
RENACE 3	RE3-H3	30	2-may-24	31-may-24	22.436	16.15	Mantenimiento anual unidad generadora
RENACE 3	RE3-H1	10	17-feb-25	26-feb-25	22.081	5.30	Mantenimiento anual unidad generadora
RENACE 3	RE3-H	10	3-mar-25	12-mar-25	67.016	16.08	Mantenimiento anual a equipos auxiliares.
RENACE 3	RE3-H3	10	3-mar-25	12-mar-25	22.436	5.38	Mantenimiento anual unidad generadora
RENACE 4	RE4-H1	10	18-nov-24	27-nov-24	25.997	6.24	Mantenimiento anual unidad generadora.
RENACE 4	RE4-H	10	2-dic-24	11-dic-24	51.234	12.30	Mantenimiento anual embalse y equipos auxiliares.

RENACE 4	RE4-H2	10	2-dic-24	11-dic-24	25.237	6.06	Mantenimiento anual de unidad generadora
RIO BOBOS	RBO-H	7	20-may-24	26-may-24	10.310	1.73	Mtop Embalse
RIO BOBOS	RBO-H	7	8-jul-24	14-jul-24	10.310	1.73	Mantenimiento general y cambio de banco de baterías
RIO BOBOS	RBO-H	5	23-sep-24	27-sep-24	10.310	1.24	Limpieza de embalse
RIO BOBOS	RBO-H	5	25-nov-24	29-nov-24	10.310	1.24	Mantenimiento General de la planta
RIO BOBOS	RBO-H	5	17-feb-25	21-feb-25	10.310	1.24	Limpieza de embalse
RIO BOBOS	RBO-H	5	14-abr-25	18-abr-25	10.310	1.24	Limpieza de embalse
SAN ISIDRO	SIS-H	12	5-may-24	16-may-24	3.421	0.99	Mantenimiento a línea de transmisión 13.8 kV, Pruebas eléctricas a los generadores e interruptores, ensayos no destructivos a rodets, calibración de protecciones, dragado de canal Chilascó.
SAN ISIDRO	SIS-H	5	2-nov-24	6-nov-24	3.421	0.41	Inspección de canal y presas, inspección, mantenimiento y calibración de inyectores.
SAN ISIDRO	SIS-H	5	15-feb-25	19-feb-25	3.421	0.41	Mantenimiento e inspección a generadores y turbinas, limpieza y mantenimiento de presa San Isidro.
SANTA MARÍA	SMA-H1	7	14-oct-24	20-oct-24	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral
SANTA MARÍA	SMA-H3	7	4-nov-24	10-nov-24	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral
SANTA MARÍA	SMA-H2	7	18-nov-24	24-nov-24	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral
SANTA MARÍA	SMA-H	36	9-feb-25	16-mar-25	6.029	5.21	Mantenimiento general del embalse
SANTA MARÍA	SMA-H1	7	17-feb-25	23-feb-25	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral
SANTA MARÍA	SMA-H3	7	17-mar-25	23-mar-25	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral
SANTA MARÍA	SMA-H2	33	24-mar-25	25-abr-25	2.010	1.59	Mantenimiento Mayor de la Unidad
SANTA TERESA	STS-H2	30	1-oct-24	30-oct-24	8.735	6.29	Mantenimiento anual unidad generadora
SANTA TERESA	STS-H	10	7-oct-24	16-oct-24	16.800	4.03	Mantenimiento anual embalse y equipos auxiliares.

SANTA TERESA	STS-H1	10	4-nov-24	13-nov-24	8.065	1.94	Mantenimiento anual unidad generadora
SECACAO	SEC-H	30	9-abr-25	8-may-25	16.135	11.62	Mantenimiento área de embalse, tubería, subestación y casa de máquinas.
XACBAL	XAC-H	7	11-nov-24	17-nov-24	98.008	16.47	Mantenimiento preventivo de unidades Generadoras, revisión de las piezas de desgaste post invierno e inspección de conjunto de turbina.
XACBAL	XAC-H	15	16-dic-24	30-dic-24	98.008	35.28	Dragado del embalse de la presa derivadora
XACBAL	XAC-H1	45	7-abr-25	21-may-25	49.106	53.03	Preventivo mayor como seguimiento a la garantía del fabricante, que incluirá: mantenimiento a la turbina, generador, gobernador, excitación, cojinetes, radiadores, sistema de enfriamiento, sistema de lubricación, transformador de potencia y campo de unidad 1 en la subestación. Mantenimiento Válvula de Guarda y Válvulas de unidades generadoras.
XACBAL	XAC-H2	45	7-abr-25	21-may-25	48.902	52.81	Preventivo mayor como seguimiento a la garantía del fabricante, que incluirá: mantenimiento a la turbina, generador, gobernador, excitación, cojinetes, radiadores, sistema de enfriamiento, sistema de lubricación, transformador de potencia y campo de unidad 2 en la subestación. Mantenimiento Válvula de Guarda y Válvulas de unidades generadoras
XACBAL	XAC-230	3	16-abr-25	18-abr-25	98.008	7.06	Mantenimiento predictivo a Bahía 34.5kV y 230kV, verificación de apertura y cierre seccionadores, interruptor recloser, pruebas control de potencia a cts. y pts. y pararrayos
XACBAL DELTA	XAD-H	7	4-nov-24	10-nov-24	58.993	9.91	Mantenimiento preventivo de unidades Generadoras, revisión de las piezas de

							desgaste post invierno e inspección de conjunto de turbina.
XACBAL DELTA	XAD-H	15	16-dic-24	30-dic-24	58.993	21.24	Mantenimiento preventivo Presa Delta
XACBAL DELTA	XAD-H1	15	28-ene-25	11-feb-25	29.548	10.64	Preventivo mayor como seguimiento a la garantía del fabricante, que incluirá: mantenimiento a la turbina, generador, gobernador, excitación, cojinetes, radiadores, sistema de enfriamiento, sistema de lubricación, transformador de potencia y campo de unidad 1 en la subestación.
XACBAL DELTA	XAD-H2	45	12-feb-25	28-mar-25	29.445	31.80	Preventivo mayor como seguimiento a la garantía del fabricante, que incluirá: mantenimiento a la turbina, generador, gobernador, excitación, cojinetes, radiadores, sistema de enfriamiento, sistema de lubricación, transformador de potencia y campo de unidad 2 en la subestación.
XACBAL DELTA	XAD-230	3	16-abr-25	18-abr-25	58.993	4.25	Mantenimiento predictivo, verificación de apertura y cierre seccionadores, interruptor recloser, pruebas control de potencia a cts. y pts. y pararrayos

Tabla 28 Programa de mantenimientos mayores de mayo 2024-abril 2025 (Hidroeléctricas)

2.11. MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN

2.11.1.MANTENIMIENTOS ETCEE

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Barra 69 kV, subestación eléctrica Huehuetenango	2	14-may-24	14-may-24	16-may-24	Armado y montaje de vigas y columnas para la extensión de la barra 69 KV
Barra 69 kV, Transformadores 1 y 2, 69/34.5 kV, 20/28 MVA. subestación eléctrica Huehuetenango	5	15-jul-24	15-jul-24	16-jul-24	Reubicación de los transformadores 1 y 2, 69/34.5 kV 20/28 MVA dentro de la subestación eléctrica Huehuetenango.
Barra 69 kV, Transformadores 1 y 2, 69/13.8 kV, 20/28 MVA. subestación eléctrica Huehuetenango	5	29-jul-24	29-jul-24	30-jul-24	Reubicación de los transformadores 1 y 2, 69/13.8 kV 20/28 MVA dentro de la subestación eléctrica Huehuetenango.
Banco de transformación No. 5 230/69 kV, 117/195 MVA, subestación eléctrica Guatemala Sur	10	5-may-24	2-may-24	30-may-24	Trabajos de obra civil adecuación y ampliación de caseta de control
Banco de transformación No. 5 230/69 kV, 117/195 MVA, subestación eléctrica Guatemala Sur	5	5-jun-24	1-jun-24	15-jun-24	Trabajos de obra civil adecuación y ampliación de caseta de control
Banco de transformacion No. 1 de 138/69kV Guatemala Sur	6	4-nov-24	7-oct-24	2-dic-24	Reemplazo de unidades de Banco de transformación por nuevas unidades de 35 MVA.
Banco de transformacion No. 2 de 138/69kV Guatemala Sur	6	10-nov-24	13-oct-24	8-dic-24	Reemplazo de unidades de Banco de transformación por nuevas unidades de 35 MVA.

años de operación a la GIS de 13.8 kV, Subestacion El Estor, Barra de 13.8 kV, Campos El Estor, el Murcielago, Chichipate, Capacitor, SSAA y Transformador 13.8kV

10

5-jul-24

5-may-24

3-oct-24

Mantenimiento por 20 años de operación a los modulos GIS en la Subestacion El Estor.

Mantenimiento por 20 años de operación a la GIS de 34.5 kV, Subestacion Poptún, Barra de 34.5 kV, Campos Poptún, San Luis, Capacitor 1, Capacitor 2, SSAA y Transformador 13.8kV

10

5-may-24

25-abr-24

15-oct-24

Mantenimiento por años de operación a los modulos GIS en la Subestacion Poptún.

Cambio de interruptor en salida Ahuachapán Subestación Moyuta, Barra 230 KV

5

25-oct-24

4-oct-24

29-nov-24

Cambio de interruptor en salida a Ahuachapán, Barra 230 KV de SE Moyuta por tiempo de operación

Subestación	Voltaje	Capacidad (MVA)	Previsión Puesta
Coatepeque	69/13.8kV	20/28	may-24
La Esperanza	69/13.8kV	20/28	jul-24
Xela	69/13.8kV	20/28	sep-24
La Libertad II	69/34.5 kV	10/14	dic-24
Rabinal	69/13.8 kV	10/14	jul-24

Tabla 29 Transformadores (ETCEE)

Subestación	Voltaje	Capacidad	Línea	Voltaje Línea	Fecha estimada de puesta en Operación
La Libertad II	69/34.5 kV	10/14	La Libertad I - La Libertad II	69 kV	dic-24
Rabinal	69/13.8 kV	10/14	Salamá - Rabinal	69 kV	jun-23

Tabla 30 Nuevas subestaciones ETCEE

Campo	Voltaje	Capacidad	Km. Línea	Fecha estimada de puesta en Operación	Observaciones

Salida a Tecun Uman en Melendrez	69 kV	---	---	may-24	conexión de la línea de transmisión proveniente de S/E Tecún Uman
Salida a Subestación La Esperanza en Xela	69 kV			ago-24	conexión de campo a la línea de transmisión proveniente de S/E La Esperanza
Salida a Subestación Coatepeque 2 en Coatepeque	69 kV	---	---	jun-24	conexión de la línea de transmisión proveniente de S/E Coatepeque 2
Salida a Subestación La Máquina en subestación Champerico	69 kV	---	---	nov-24	conexión de campo de salida de línea
Salida a Subestación Champerico en subestación La Máquina	69 kV	---	---	nov-24	conexión de campo de salida de línea

Tabla 31 Nuevos Campos (ETCEE)

2.11.2.MANTENIMIENTOS TRELEC

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Subestación Naranjo	180	17-oct-24	15-abr-25	22-abr-25	Se reemplazará el de transformador de la subestación Naranjo de 69/13.8 kV a un transformador con una capacidad total de 28 MVA. Se solicitará la desconexión temporal de la subestación.
San Miguel Petapa, subestación 69kV	7	11-mar-25	18-mar-25	25-mar-25	Se ampliará la subestación de transformación San Miguel Petapa y 69/13.8 kV por medio de un segundo transformador con

Arrazola 69kV		180	SE COORDINARÁ CUANDO SE CUENTE CON RESOLUCIÓN DE LA CNEE			una capacidad de 14 MVA. Se reemplazará el de transformador de la subestación Arrazola de 69/13.8 kV a un transformador con una capacidad total de 28 MVA, en configuración barra Simple. Se requerirá desconexión de la subestación por la ampliación.
Puerto Quetzal (Maniobras) - Terminal de Contenedores Quetzal 69 kV		5	2-ene-25	20-feb-25	30-abr-25	Modernización gabinete PCYM bahía de línea ambos extremos de bahía Puerto Quetzal - TCQ y Puerto Quetzal - DUKE
Puerto Quetzal (Maniobras) - Puerto San Jose 69 kV		5	2-ene-25	15-feb-25	30-abr-25	Modernización gabinete PCYM bahía de línea
Pamplona 69 kV		180	SE COORDINARÁ CUANDO SE CUENTE CON RESOLUCIÓN DE LA CNEE			Se reemplazará el de transformador de la subestación Pamplona de 69/13.8 kV a un transformador con una capacidad total de 28 MVA. Se solicitará la desconexión temporal de la subestación.
Puerto Quetzal (Maniobras) - Puerto San Jose 69 kV		5	15-ago-24	10-oct-24	15-dic-24	Modernización gabinete PCYM bahía de línea
Costa Linda, subestación 230 kV		3	1-jun-24	24-sep-24	28-sep-24	La carga del transformador de Pamplona se transfiere en 13.2 kV. Se solicitará la

					desconexión temporal de la subestación. Se podría requerir la línea de 69 kV desenergizada.
Transmisión TRELEC - San José	3	1-jun-24	24-sep-24	28-sep-24	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Incienso 230/69/13.8 kV 150 MVA Transformador No. 1	2	1-ago-24	20-sep-24	30-nov-24	Mantenimiento General equipos de protección
Obispo, subestación 69 kV	3	1-ago-24	20-sep-24	30-nov-24	Cambio de RTU en Subestación
Norte, Subestación 69 kV	3	1-ago-24	13-sep-24	30-nov-24	Cambio de RTU y Tablero PCYM de bahía transformador en Subestación
San Gaspar, subestación 69kV	3	27-ago-24	3-sep-24	10-sep-24	Se ampliará la subestación de transformación San Gaspar de 69/13.8 kV por medio de un segundo transformador OLTC con una capacidad de 10/14 MVA.
Magdalena Derivación 69 kV	5	1-jul-24	1-sep-24	30-nov-24	Modernización gabinete PCYM bahía de línea ambos extremos
Barra 1, Guatemala Sur 69 kV	3	3-ago-24	25-ago-24	30-nov-24	Mantenimiento general a equipos de subestaciones propiedad de TRELEC en Guate Sur
Hincapié 69kV	15	19-jul-24	26-jul-24	2-ago-24	Se ampliará la subestación de transformación Hincapié 69/13.8 kV por medio de un segundo transformador con

Sauce, Nodo de derivación 69 kV	5	1-jun-24	15-jul-24	31-oct-24	una capacidad de 10/14 MVA. Modernización gabinete PCYM bahía de línea ambos extremos de la línea Sauce Palin 69 kV Se ampliará la subestación de transformación Santa María Márquez 69/13.8 kV por medio de un segundo transformador con una capacidad de 10/14 MVA.
Subestación Santa María Marquez	7	8-jul-24	15-jul-24	22-jul-24	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Incienso 230/69/13.8 kV 150 MVA Transformador No. 1	3	6-jul-24	10-jul-24	20-jul-24	Mantenimiento General equipos de protección
La Vega II 230/69/13.8 kV 150 MVA	2	1-jun-24	1-jul-24	31-ago-24	Se reemplazará el de transformador de la subestación Antigua de 69/13.8 kV a un transformador con una capacidad total de 28 MVA, en configuración barra Simple. Se solicitará la desconexión temporal de esta parte de la subestación.
Subestación Antigua 69 kV	7	21-jun-24	28-jun-24	5-jul-24	Modernización de gabinetes de remota, transformador de potencia, líneas y diferencial de barra. Pruebas de equipos y pruebas END-TO-END de bahías de línea.
Belem - Los Lirios 69 kV	15	5-may-24	16-jun-24	30-jul-24	

Los Lirios 69/13.8 kV 10/13 MVA Transformador # 1	14	5-may-24	16-jun-24	31-jul-24	Modernización de gabinetes de remota, transformador de potencia, líneas y diferencial de barra. Pruebas de equipos y pruebas END-TO-END de bahías de línea.
Palín, nodo derivación 69 kV	7	5-jun-24	12-jun-24	19-jun-24	Se reemplazará el de transformador de la subestación Palín de 69/13.8 kV a un transformador con una capacidad total de 28 MVA, en configuración barra Simple.
Santa Monica 69 kV Barra I	15	29-may-24	5-jun-24	12-jun-24	Se instalará un nuevo transformador de la subestación Santa Mónica de 69/13.8 kV con una capacidad total de 28 MVA con OLTC, en configuración barra Simple.
Línea de Transmisión Escuintla - Los Lirios 69 kV	14	5-may-24	2-jun-24	31-jul-24	Modernización de gabinetes de remota, transformador de potencia, líneas y diferencial de barra. Pruebas de equipos y pruebas END-TO-END de bahías de línea.
Los Lirios - Santa Ana (TRELEC) 69 kV	14	5-may-24	2-jun-24	31-jul-24	Modernización de gabinetes de remota, transformador de potencia, líneas y diferencial de barra. Pruebas de equipos y pruebas END-TO-END de bahías de línea.

Lucas - Santa María Cauque 69 kV	5	5-may-24	30-may-24	30-jul-24	Modernización gabinete PCYM bahía de línea
Mixco - San Lucas 69 kV	5	5-may-24	27-may-24	31-jul-24	Modernización gabinete PCYM bahía de línea
Villalobos, subestación 69kV	3	20-may- 24	27-may-24	3-jun-24	Se ampliará la subestación de transformación Villa Lobos de 69/13.8 por medio de la instalación de un segundo transformador de 10/14 MVA en configuración barra simple en 69 kV.
Chacara - San Lucas 69 kV	5	5-may-24	25-may-24	31-jul-24	Modernización gabinete PCYM bahía de línea
Puerto Quetzal (Maniobras) - Portuaria 69 kV	5	1-may-24	11-may-24	31-jul-24	Modernización gabinete PCYM bahía de línea
Subestación Santa Ana (TRELEC)	3	1-may-24	3-may-24	31-jul-24	Cambio de RTU en Subestación
Milagro 69kV	3	23-abr-24	30-abr-24	7-may-24	Se reemplazará el de transformador de la subestación El Milagro de 69/13.8 kV a un transformador con una capacidad total de 14 MVA, en configuración barra Simple.
Ciudad Quetzal, subestación 69kV	3	18-abr-24	25-abr-24	2-may-24	Se ampliará la subestación de transformación Ciudad Quetzal de 69/13.8 kV por medio de la instalación de un segundo transformador OLTC

Tabla 32 Mantenimientos TRELEC

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Efectos adversos
LT Nueva Ciudad Quetzal - Guate Oeste 69 kV (9km)	19-nov-24	Ninguno
L.T de GuateOeste - San Juan Sacatepéquez 69 kV (7 Km)	19-nov-24	Ninguno
SE Castellana y Adecuación de LT	17-may-24	Ninguno
LT Sector Industrial - Aurora y Centro-Aurora	31-mar-24	Ninguno
LT Incinate - Carlos Dorion	29-mar-24	Ninguno
LT Kerns - Carlos Dorián	29-mar-24	Ninguno
SE Incinate (02 campos)	29-mar-24	Ninguno
SE El Sitio y Adecuación de LT	29-mar-24	Ninguno
NLT Ría Grande - Jalapa 69 kV	19-jun-24	Ninguno
Nueva subestación Cabañas 69/34.5 kV	29-mar-24	Ninguno
LT El Rancho - Usumatlán	29-mar-24	Ninguno
Nueva subestación Camotan 69/13.8 kV	30-dic-24	Ninguno
LT Rio Grande - Camotán	30-dic-24	Ninguno
Segundo transformador Guadalupe 69/13.8 kV de 28 MVA.	23-may-24	Ninguno
Reconductorado Laguna-San Miguel Petapa 69 kV (13.07km)	16-may-24	Ninguno
Segundo transformador Villa Lobos 69/13.8 kV de 14 MVA	8-jul-24	Ninguno
Nuevo transformador Santa Monica (Refuerzo Barcenás) 69kV/13,8kV	24-oct-24	Ninguno
Reemplazo transformador Palín 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	14-nov-24	Ninguno
Segundo transformador Ciudad Quetzal de 14MVA	29-jun-24	Ninguno
Reemplazo transformador Milagro 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	6-ago-24	Ninguno
Reconductorado Carlos Dorián-Gerona 69 kV (4.47km)	21-jun-24	Ninguno
Reemplazo transformador en Montecristo 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	29-jul-24	Ninguno
Reemplazo transformador Antigua de 14 MVA a 28 MVA	17-ene-25	Ninguno
Segundo transformador Santa María Márquez 69/13.8 kV de 14 MVA	25-oct-24	Ninguno
Reemplazo transformador Pamplona 69/13.8kV de 14 MVA a 28 MVA	28-dic-24	Ninguno
Segundo transformador Hincapié 69/13.8 kV de 14 MVA	9-jun-24	Ninguno
Segundo transformador San Gaspar de 14MVA	2-jul-24	Ninguno
Ampliación de la subestación GuateOeste 69/230kV	8-oct-24	Ninguno
Reemplazo transf. Arrazola 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	10-mar-25	Ninguno
Segundo transformador San Miguel Petapa 69/13.8 kV de 14 MVA	8-mar-25	Ninguno
Segundo transformador Gerona 69/13.8 kV de 14 MVA	1-abr-25	Ninguno

Tabla 33 Ampliaciones a la Red TRELEC

2.11.3.MANTENIMIENTOS TRANSNORTE, S.A.

Equipo	Fecha Prevista de Operación	Efectos adversos
Subestación Coatepeque II 69kV	jun-24	Ninguno
Subestación Santo Tomás de Castilla 69kV	sep-24	Ninguno

Tabla 34 Ampliaciones de la Red TRANSNORTE

2.1.1. MANTENIMIENTOS FERSA

Equipo	Fecha Prevista de Operación	Efectos adversos
Línea 69kV Chisec - Fray Bartolomé de Las Casas y Subestación Fray Bartolomé de Las Casas 69/13.8 kV 10/14MVA	jul-24	Ninguno

Tabla 35 Ampliaciones de la Red FERSA

2.1.2. MANTENIMIENTOS TREO

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Subestacion Covadonga 230 kV	3	En coordinación para abril de 2025			Mantenimiento Mayor de Subestación Covadonga
La Esperanza - Huehuetenango 2, 230 kV	3	En coordinación para abril de 2025			Mantenimiento Mayor de Subestación Esperanza
Subestación Huehuetenango II TREO	3	En coordinación para abril de 2025			Mantenimiento Mayor de Subestación Huehuetenango

Tabla 36 Mantenimientos TREO

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

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Chixoy II - Tactic circuito 2 230kV	1	16-abr-25	1-may-25	16-may-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Tactic Cto2 en SE Chixoy II
Chixoy II - Tactic circuito 1 230kV	1	15-abr-25	30-abr-25	15-may-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Tactic Cto1 en SE Chixoy II
Chixoy - Chixoy II circuito 2 230kV	1	14-abr-25	29-abr-25	14-may-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Chixoy I Cto2 en SE Chixoy II
Chixoy - Chixoy II circuito 1 230kV	1	13-abr-25	28-abr-25	13-may-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Chixoy I Cto1 en SE Chixoy II
Chixoy II - Uspantán 230kV circuito 2	1	12-abr-25	27-abr-25	12-may-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Chixoy II - Uspantán 230kV circuito 1	1	11-abr-25	26-abr-25	11-may-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Chixoy II, subestación 230 kV	2	8-abr-25	23-abr-25	8-may-25	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV

Tabla 37 Mantenimientos Transmisora de Energía Renovable

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

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
La Entrada - Panaluya 230 kV	1	22-mar-25	29-mar-25	5-abr-25	Bahía La Entrada y Corte Medio Pruebas Predictivas y limpieza de aisladores de los transformadores de corriente y voltaje, apriete de conectores. Prueba de medidores de energía bahía la Entrada. Trabajo a efectuar para verificar la exactitud del

					esquema de medición de acuerdo a lo requerido por AMM/EOR
					Bahía Reactor 13.8 kV
Reactor 20 MVAR Panaluya 13.8 kV	2	22-mar-25	29-mar-25	5-abr-25	Limpieza de aisladores de equipos, engrase a partes móviles, re apriete de conexiones alta tensión, mantenimiento de paneles, pruebas predictivas de Pararrayos, transformadores de medición, seccionadores, interruptor y reactor
					Bahía San Agustín.
Guatemala Norte - San Agustín 230 kV	2	18-mar-25	25-mar-25	1-abr-25	Pruebas Predictivas y limpieza de aisladores de los equipos de la bahía, apriete de conectores.
					Bahía La Vega 2.
Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 1	2	15-mar-25	22-mar-25	29-mar-25	Pruebas Predictivas y limpieza de aisladores de los equipos de la bahía, apriete de conectores.
					Bahía Reactor 13.8 kV
Reactor 20 MVAR Panaluya 13.8 kV	4	13-ago-24	20-ago-24	27-ago-24	Cambio de relevadores de protección al reactor. Se requiere apertura de las cuchillas seccionadores de entrada para dejar indisponible el campo y poder efectuar pruebas de apertura del interruptor.
					Linea Vega2 - Ahuachapán.
Ahuachapan - La Vega II 230 kV	4	16-jul-24	23-jul-24	30-jul-24	Traslado de conductores hacia torre nueva a la altura de la torre 150. Se requiere apertura de línea y puesta a tierra en ambos extremos).

Tabla 38 Mantenimientos EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED

2.1.1. MANTENIMIENTOS ORAZUL ENERGY GUATEMALA TRANSCO, LIMITADA

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
San Joaquín, subestación 230kV	1	17-nov-24	24-nov-24	1-dic-24	Mantenimiento Anual
Subestación Arizona 230kV	1	3-nov-24	10-nov-24	17-nov-24	Mantenimiento Anual

Tabla 39 Mantenimientos ORAZUL ENERGY GUATEMALA TRANSCO, LIMITADA

2.1.2. MANTENIMIENTOS TRECSA

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Chixoy II - San Agustín 230 kV	1	10-abr-25	25-abr-25	10-may-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Chixoy II, subestación 230 kV	2	8-abr-25	23-abr-25	8-may-25	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Panzos - Tactic 230 kV	1	25-mar-25	9-abr-25	24-abr-25	Mantenimiento a la línea y bahía Panzós en SE Tactic 230 kV
Morales - Panaluya 230 kV	1	12-mar-25	27-mar-25	11-abr-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Panaluya, barra 230kV	2	10-mar-25	25-mar-25	9-abr-25	Mantenimiento a Equipos de potencia propiedad de TRECSA en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Subestación Guatemala Sur 230kV	2	27-feb-25	14-mar-25	29-mar-25	Mantenimiento a Equipos de potencia propiedad de TRECSA en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Las Cruces - Guatemala Sur 230 kV ckt.2	1	26-feb-25	13-mar-25	28-mar-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Las Cruces - Guatemala Sur 230 kV	1	25-feb-25	12-mar-25	27-mar-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas

Las Cruces 230 kV	2	23-feb-25	10-mar-25	25-mar-25	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Ahuachapan - La Vega II 230 kV	1	10-feb-25	25-feb-25	11-mar-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Ahuachapán en SE La Vega II 230 kV
La Vega II - San Antonio el Sitio 230 kV	1	9-feb-25	24-feb-25	11-mar-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía San Antonio en SE La Vega II 230 kV
La Vega II - Moyuta 230 kV	1	6-feb-25	21-feb-25	8-mar-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Moyuta en SE La Vega II 230 kV
Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 2	1	5-feb-25	20-feb-25	7-mar-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Aguacapa Cto 2 en SE La Vega II 230 kV
Aguacapa - La Vega II 230 kV ckt. 1	1	4-feb-25	19-feb-25	6-mar-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Aguacapa Cto 1 en SE La Vega II 230 kV
Subestacion La Vega 230 kV	2	2-feb-25	17-feb-25	4-mar-25	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Pacifico - Palestina 230 kV Ckt. 2	1	20-ene-25	4-feb-25	19-feb-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Pacifico - Palestina 230 kV Ckt. 1	1	19-ene-25	3-feb-25	18-feb-25	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Línea de Transmisión Pacifico - San Joaquin 230 kV	1	16-ene-25	31-ene-25	15-feb-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía San Joaquín en SE Pacífico 230 kV
Alborada - Pacifico 230 kV	1	15-ene-25	30-ene-25	14-feb-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Escuintla II en SE Pacífico 230 kV
Aguacapa - Pacifico 230 kV	1	14-ene-25	29-ene-25	13-feb-25	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Aguacapa en SE Pacífico 230 k
Subestación Pacifico	2	12-ene-25	27-ene-25	11-feb-25	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Costa Linda - Pacifico 230 kV	1	30-oct-24	14-nov-24	29-nov-24	Mantenimiento a tramo de línea y bahía Costa Linda en SE Pacífico 230 kV
Reactor 30 MVar SE Covadonga 230 kV	1	9-may-24	24-may-24	8-jun-24	Mantenimiento a Reactor de Potencia 230 kV 30 MVar, Bahía Reactor 230 kV

Uspantan 230 kV	1	8-may-24	23-may-24	7-jun-24	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Subestacion Covadonga 230 kV	2	6-may-24	21-may-24	5-jun-24	Mantenimiento a Equipos de potencia propiedad de TRECSA en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Izabal Reactor 30 MVA	1	27-abr-24	12-may-24	27-may-24	Mantenimiento a Reactor de Potencia 230 kV 30 MVA, Bahía Reactor 230 kV
Izabal 230/69 kV 150 MVA	1	26-abr-24	11-may-24	26-may-24	Mantenimiento a Banco de transformadores 230/69/13.8 kV 150 MVA, bahía lado 230 kV, bahía lado 69 kV.
Izabal 230 kV	1	10-may-24	10-may-24	25-may-24	Mantenimiento a tramo de línea en vacío hacia Morales (Modesto Méndez) y bahía en el extremo de SE Izabal 230 kV
Izabal - Panzos 230 kV	1	24-abr-24	9-may-24	24-may-24	Mantenimiento a la línea y bahía Panzos en SE Izabal 230 kV
Izabal 230 kV	2	24-abr-24	7-may-24	7-may-24	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Pacifico - Palestina 230 kV Ckt. 2	1	21-abr-24	6-may-24	21-may-24	Mantenimiento a la línea.
Palín - Palestina 69 kV Ckt. 2	1	21-abr-24	6-may-24	21-may-24	Mantenimiento a la línea.

Tabla 40 Mantenimientos de TRECSA

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Sub Modesto Méndez	3	1-abr-24	1-abr-24	1-abr-24	Puesta en servicio de las instalaciones.
LT Izabal - Modesto Méndez	3	1-may-24	1-may-24	1-may-24	Puesta en servicio de las instalaciones.
Guate Oeste - Las Cruces 230 kV	3	1-sep-24	1-sep-24	1-sep-24	Puesta en servicio de las instalaciones.
Sub Guate Oeste	3	1-sep-24	1-sep-24	1-sep-24	Puesta en servicio de las instalaciones.

Tabla 41 Adiciones de TRECSA

2.1.3. MANTENIMIENTOS EEBIS

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Subestación Magdalena 230kV	1	19-sep-24	4-oct-24	19-oct-24	Mantenimiento Bahía Generación 230 kV (equipos propiedad EEBIS)
Madre Tierra - Pantaleon 230 kV	1	20-ago-24	4-sep-24	19-sep-24	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Subestación Madre Tierra 230 kV	2	18-ago-24	2-sep-24	17-sep-24	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
La Union - Madre Tierra 230 kV	1	30-jul-24	14-ago-24	29-ago-24	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
La Unión, subestación 230kV	2	28-jul-24	12-ago-24	27-ago-24	Mantenimiento a Equipos de potencia en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Pacifico - Santa Ana 230 kV	1	15-jul-24	30-jul-24	14-ago-24	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
La Union - Magdalena 230 kV	1	14-jul-24	29-jul-24	13-ago-24	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Magdalena - Siquinalá 230kV	1	11-jul-24	26-jul-24	10-ago-24	Mantenimiento a bahías asociadas
Magdalena - Santa Ana 230 kV	1	10-jul-24	25-jul-24	9-ago-24	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Magdalena - Pacífico 230kV	1	9-jul-24	24-jul-24	8-ago-24	Mantenimiento a la línea y bahías asociadas
Subestación Magdalena 230kV	2	7-jul-24	22-jul-24	6-ago-24	Mantenimiento a Equipos de potencia propiedad de EEBIS en Barra 1 y Barra 2 de 230 kV
Magdalena Transformador de 230/69kV	1	29-jun-24	14-jul-24	29-jul-24	Mantenimiento Bahía Transformación 230 kV

Tabla 42 Mantenimientos EEBIS

2.1.4. MANTENIMIENTOS TRANSPORTES ELÉCTRICOS DEL SUR, S.A.

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Subestación Magdalena 230kV	4	3-oct-24	3-oct-24	3-oct-24	Limpieza general de toda la subestación, revisión de interruptores de potencia,

Tabla 43 Mantenimientos TRANSPORTES ELÉCTRICOS DEL SUR

2.1.5. MANTENIMIENTOS TRANSELEC

Equipo	Tiempo de Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del Mantenimiento
Aguacapa - Jaguar Energy 230 kV Circuito # 1	3	Se programará cuando se confirme la salida de las unidades de forma conjunta.			Mantenimiento de SSEE + líneas de Transmisión
Aguacapa - Jaguar Energy 230 kV Circuito # 2	3				Mantenimiento de SSEE + líneas de Transmisión
Aguacapa - Jaguar Energy 230 kV Circuito # 1	3	Se programará cuando se confirme la salida de las unidades de forma conjunta.			Mantenimiento de SSEE + líneas de Transmisión
Aguacapa - Jaguar Energy 230 kV Circuito # 2	3				Mantenimiento de SSEE + líneas de Transmisión

Tabla 44 Mantenimientos TRANSELEC

2.1.6. MANTENIMIENTOS CON RESTRICCIONES

Elemento	Efecto
Los Brillantes - La Esperanza 230kV	Sobrecarga
Los Brillantes - Palo Gordo 230kV	Sobrecarga
Siquinalá - Palo Gordo 230kV	Sobrecarga
La Esperanza - Xela 69kV	Bajo Voltaje
Mazatenango - La Cruz 69kV	Bajo Voltaje
Alaska - Xela 69kV	Bajo Voltaje
Sololá - Alaska 69kV	Bajo Voltaje
Sololá - Patzún 69kV	Bajo Voltaje
La Ruidosa - Morales 69kV	Bajo Voltaje
Malacatán - Finca Lorena 69kV	Bajo Voltaje
Cuyotenango - La Cruz 69kV	Bajo Voltaje
El Pilar - La Cruz 69kV	Bajo Voltaje
Escuintla - El Jocote 69kV	Bajo Voltaje
Panaluya - Morales 230kV	Bajo Voltaje
Panaluya - San Agustín 230kV	Bajo Voltaje

2.1.7. MANTENIMIENTOS QUE REQUIEREN GENERACION FORZADA

Elemento	Generador Despachado
Guatemala Sur - Chácara 69kV	TER-B
Chácara - Chimaltenango 69kV	TER-B
La Esperanza - Alaska - 69kV	TER-B
Capacitor de 10.8MVAR en Subestación Sololá	TER-B
Sololá - Alaska 69kV	TER-B
Sololá - Patzún 69kV	TER-B
La Ruidosa - Alicon - Genor 69kV	GEN-B
Alicon - Genor 69kV	GEN-B
Capacitor de Puerto Barrios	GEN-B
La Ruidosa - Morales 69kV	GEN-B
Panaluya - Morales 230kV	GEN-B
La Entrada - Panaluya 230kV	GEN-B

2.1.8. ADICIONES DE RED

Elemento	Efectos Adversos
Transformador Coatepeque	Ninguno
Transformador La Esperanza	Ninguno
Xela	Ninguno
LT Nueva Ciudad Quetzal - Guate Oeste 69 kV (9km)	Ninguno
L.T de GuateOeste - San Juan Sacatepéquez 69 kV (7 Km)	Ninguno
SE Castellana y Adecuación de LT	Ninguno
LT Sector Industrial - Aurora y Centro-Aurora	Ninguno
LT Incinate - Carlos Dorion	Ninguno
LT Kerns - Carlos Dorión	Ninguno
SE Incinate (02 campos)	Ninguno
SE El Sitio y Adecuación de LT	Ninguno
NLT Ría Grande - Jalapa 69 kV	Ninguno
Nueva subestación Cabañas 69/34.5 kV	Ninguno
LT El Rancho - Usumatlán	Ninguno
Nueva subestación Camotan 69/13.8 kV	Ninguno
LT Rio Grande - Camotán	Ninguno
Segundo transformador Guadalupe 69/13.8 kV de 28 MVA.	Ninguno
Reconductorado Laguna-San Miguel Petapa 69 kV (13.07km)	Ninguno
Segundo transformador Villa Lobos 69/13.8 kV de 14 MVA	Ninguno
Nuevo transformador Santa Monica (Refuerzo Barcenás)	Ninguno
69kV/13,8kV	Ninguno
Reemplazo transformador Palín 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	Ninguno

Segundo transformador Ciudad Quetzal de 14MVA	Ninguno
Reemplazo transformador Milagro 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	Ninguno
Reconductorado Carlos Dori6n-Gerona 69 kV (4.47km)	Ninguno
Reemplazo transformador en Montecristo 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	Ninguno
Reemplazo transformador Antigua de 14 MVA a 28 MVA	Ninguno
Segundo transformador Santa Mar6a M6rquez 69/13.8 kV de 14 MVA	Ninguno
Reemplazo transformador Pamplona 69/13.8kV de 14 MVA a 28 MVA	Ninguno
Segundo transformador Hincapi6 69/13.8 kV de 14 MVA	Ninguno
Segundo transformador San Gaspar de 14MVA	Ninguno
Ampliaci6n de la subestaci6n GuateOeste 69/230kV	Ninguno
Reemplazo transf. Arrazola 69/13.8 kV de 14 MVA a 28 MVA	Ninguno
Segundo transformador San Miguel Petapa 69/13.8 kV de 14 MVA	Ninguno
Segundo transformador Gerona 69/13.8 kV de 14 MVA	Ninguno
L6nea 69kV Chisec - Fray Bartolom6 de Las Casas y Subestaci6n Fray Bartolom6 de Las Casas 69/13.8 kV 10/14MVA	Ninguno
Sub Modesto M6ndez	Ninguno
LT Izabal - Modesto M6ndez	Ninguno
Guate Oeste - Las Cruces 230 kV	Ninguno
Sub Guate Oeste	Ninguno

3. CONCLUSIONES

- 1 Para el periodo mayo 2024 a abril de 2025, existe la suficiente capacidad instalada para suplir la demanda del Sistema Nacional Interconectado, considerando la garant6a de suministro de combustible, seg6n 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 A6o Estacional.
- 2 Para suplir la demanda de potencia y energ6a se estima que ser6n necesarias 2,121,061 toneladas m6tricas de carb6n, adicionalmente se requerir6 189,715 BBL de bunker por despacho econ6mico y para prestaci6n del servicio de RRO cuya cantidad depender6 de la competitividad de las ofertas realizadas.

- 3 La producción de energía hidráulica para el Año Estacional se espera 7.98 % por arriba del promedio histórico de 2000 a 2023.
- 4 La importación desde México para el periodo se estima en a 1,054.08 GWh, considerado la metodología de costos declarada por Energía del Caribe.
- 5 La exportación al SER se estima en 999.75 GWh, este monto incluye los Contratos Firmes del MER y las transacciones de oportunidad.
- 6 La exportación al MEM se estima en 0 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 95%

MES	AGU-H	CAF-H	CAN-H	CBN-H	CHO-H	CHX-H	CND-H	FLO-H	HAG-H	HCR-H	HCV-H
05/2024	15.491	1.677769	10.29567	1.83003	0.7307185	72.30884	1.014515	2.130705	0.3653934	0.610412	0.5755132
06/2024	14.72083	2.595862	11.27736	2.308594	1.598024	75.06778	1.273663	2.372497	0.615035	0.7164088	0.6378685
07/2024	17.47246	3.146675	10.6923	2.191515	2.308029	59.68509	1.936682	2.568047	0.3514279	0.7251125	0.4855741
08/2024	16.33721	3.755401	10.62264	2.313285	2.336745	99.38565	2.474883	3.234469	0.520563	0.733213	0.5521301
09/2024	20.90613	4.347382	13.36232	4.488059	1.600664	103.3214	2.37094	3.130131	1.412744	0.7797525	0.6851824
10/2024	28.63812	4.048766	14.04622	4.514745	2.075779	49.75541	2.583175	2.774747	1.271464	0.8328965	0.6780959
11/2024	17.01008	2.286967	10.29985	2.083312	1.214738	79.00262	2.163927	1.153229	0.8052544	0.779419	0.5632622
12/2024	14.23095	1.647852	9.537003	1.659347	0.8167709	50.34977	1.898124	0.5470718	0.5810672	0.650972	0.5425937
01/2025	13.37147	1.616483	8.124623	1.409445	1.124892	44.80043	1.741719	0.9025662	0.4114617	0.697246	0.5487928
02/2025	11.79659	1.354271	7.130312	1.194851	0.7770953	27.51484	1.409906	1.182435	0.3045375	0.5037899	0.534725
03/2025	12.26863	1.229339	6.842943	0	0.6607159	22.34844	1.37502	1.057818	0.2765304	0.5709386	0.5708992
04/2025	11.97892	0.652544	8.69543	1.272853	0.4805371	35.2551	0.822977	1.122864	0.2720513	0.4017025	0.55736

MES	HGY-H	HIX-H	HKC-H	HLP-H	HMA-H	HHS-H	HPT-H	HSM-H	HST-H	HUV-H	HXO-H	JUR-H
05/2024	0.1243901	0.8777663	0.2714438	0.1641363	0.9367568	0.4389933	1.403479	1.403342	0.6104148	0	0.5773639	12.43401
06/2024	0.215194	1.148634	0.6221284	0.2990459	0.9918408	0.4970124	1.991112	1.270609	0.602883	0.5142042	1.022467	11.46785
07/2024	0.0563494	1.124221	0.5119629	0.2770712	1.507832	0.4062504	1.754637	1.064159	0.5414226	0.4042099	1.058871	9.409922
08/2024	0.09347247	1.059164	0.4543693	0.4337461	2.305757	0.5384159	1.797687	1.221083	0.5508145	0.6666318	0.934802	9.813234
09/2024	0.1357314	1.088212	0.7703502	0.4999228	1.641634	0.6115418	2.422014	1.27162	0.560605	1.285512	1.371677	10.40006
10/2024	0.5229356	1.204195	0.6985691	0.6981371	1.804775	0.6631894	3.084783	1.32715	0.613204	1.328357	1.240107	10.51223
11/2024	0.3666855	1.159745	0.5173612	0.2907279	1.183708	0.4860289	1.435007	1.049663	0.5808827	0.738472	0.8049335	9.389925
12/2024	0.1623216	1.171756	0.3024745	0.156935	1.094964	0.4322201	0.9608375	0.9291784	0.5822697	0.4942055	0.4677688	8.794776
01/2025	0.130468	1.182209	0.2456935	0.1665257	0.7918324	0.3386438	0.4342083	0.9892962	0.6126857	0.1714011	0.3860519	9.624608
02/2025	0.08087347	1.130869	0.1605281	0.1285451	0.5964922	0.2857728	0.3345541	0.8624757	0.514462	0.2489028	0.2783051	8.780023
03/2025	0.02766021	1.162846	0.1739024	0.1139091	0.6820262	0.2753348	0.3596854	0.9604703	0.5731622	0.2316811	0.2878941	8.796628
04/2025	0.09440425	1.102776	0.1587121	0.1288353	0.5833288	0.3398687	0.4287287	0.9888943	0.4942472	0.2263664	0.247585	8.550308

MES	LES-H	LFU-H	LIB-H	LVA-H	MNL-H3	MNL-H4	MNL-H1	MNL-HG21	MNL-HG22	MTO-H	MTZ-H
05/2024	0	3.105053	1.068885	8.094516	0.1115392	0	5.549822	0.0431986 3	2.792341	2.923569	1.186921
06/2024	0	5.523656	2.432132	10.21374	0.3596478	0	9.594245	0.1978854	4.84785	3.202411	2.175853
07/2024	0	7.863973	2.045856	5.94764	0.8015177	0	12.82522	0.3163807	5.311354	3.036284	2.414306
08/2024	0	7.762041	2.327191	9.37335	0.5540702	0	13.3347	0.1824124	7.831477	3.016435	3.5947
09/2024	0	9.553579	2.98793	12.68008	2.273926	0.7060136	14.69427	0.2885261	8.436718	3.794421	2.932586
10/2024	0	7.48447	3.684814	8.567189	0.8404469	9.35E-09	12.98153	0.1923253	4.806029	3.988535	3.62755
11/2024	0	4.448702	2.426423	5.401488	0.3139202	0	7.59209	0.0978659 5	2.41851	2.924798	2.732829
12/2024	0	3.532126	0.9649705	5.098079	0.2259807	0	6.073846	0.0586342 8	1.885086	2.70819	2.615537
01/2025	0	2.337503	0.8384298	5.405502	0.1179008	0	4.17013	0.0407626 5	1.631993	2.307065	2.728815
02/2025	0	1.99558	0.574289	4.101366	0.0925515	0	3.557538	0.0369519 7	1.546034	2.024803	2.097725
03/2025	0.6292698	2.279276	0.6082241	5.224551	0.0823291 8	0	4.103023	0.0450245 2	1.639008	0	1.826842
04/2025	1.289477	2.383897	0.611939	4.915517	0.0923410 3	0	4.304446	0.0382708 9	1.620972	2.46921	1.108827

MES	OX2-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H3	PVE-H	PVI-H	RAA-H	RBO-H	RE4-H	REC-H
05/2024	6.084572	1.797481	1.631578	1.290368	1.135193	0.1274733	1.982675	11.53801	1.888074	2.468939	6.037109	11.39754
06/2024	13.81055	2.410692	1.530338	2.583522	2.497207	0.2429956	2.878633	21.49894	2.552352	2.435912	14.21137	26.80869
07/2024	21.55378	5.172199	1.241687	1.941988	1.623155	0.2119463	3.088444	23.66564	3.553408	1.754194	16.83154	31.66332
08/2024	24.02228	5.184661	1.277812	1.929594	1.687502	0.2380725	3.584892	21.87283	3.627557	1.836229	19.49444	33.83749
09/2024	20.79725	4.597953	1.372335	2.876714	3.122323	0.402393	4.383991	25.63848	3.510525	1.877016	26.82987	44.50116
10/2024	23.44441	5.522478	1.387148	4.040023	3.652617	0.4615335	4.812491	28.71907	3.62757	2.953944	32.87633	58.9448
11/2024	15.95442	5.366788	1.239048	3.971743	2.066659	0.3019392	2.693086	24.58658	3.13606	2.944804	20.38219	40.43435
12/2024	13.62602	3.248596	1.160515	3.071544	1.402077	0.185206	2.220231	21.0129	2.279135	2.948291	16.97355	31.7538
01/2025	10.43464	3.509849	1.270012	2.889463	0.9800471	0.1409016	1.977855	20.94267	2.571479	3.826645	15.29369	25.98708
02/2025	7.388099	2.362937	1.158571	1.593534	0.8781547	0.1104381	1.65983	13.26492	1.749747	2.172238	10.46422	18.3198
03/2025	7.214725	2.269864	1.160765	1.846648	0.8033217	0.09853172	1.59508	12.87418	1.418489	2.547327	8.852075	14.68036
04/2025	5.608914	1.530454	1.128256	0.9616025	0.8162933	0.09568327	1.654026	8.654748	0.7673941	2.163489	7.366837	13.85431

MES	RC2-H	REN-H1	RE2-H	RE3-H	SAL-H	SEC-H	SIS-H	SMA-H	STS-H	VDA-H	XAC-H	XAD-H
05/2024	6.278673	0.2233237	3.70767	0.2665031	0	1.119739	0.2140025	5.49237	9.076644	6.278673	0.2233237	3.70767
06/2024	6.715631	0.1956653	4.654712	0.448167	0	2.693162	0.2020845	8.311564	12.66049	6.715631	0.1956653	4.654712
07/2024	7.449464	0.2323361	6.724784	0.6143874	0	3.408509	0.5642012	14.64971	24.4172	7.449464	0.2323361	6.724784
08/2024	7.21675	0.2373998	8.910532	0.9683693	0	3.640361	0.4267663	16.44667	27.57235	7.21675	0.2373998	8.910532
09/2024	8.218377	0.1925102	7.56917	1.008323	0	5.139736	0.4132815	23.16607	37.03552	8.218377	0.1925102	7.56917
10/2024	9.218387	0.234884	8.849703	0.9327248	0	4.618274	0.5999802	23.4987	38.11327	9.218387	0.234884	8.849703
11/2024	7.1969	0.2063069	6.732314	0.8797077	0	3.810324	0.6038116	12.52023	25.62406	7.1969	0.2063069	6.732314
12/2024	6.197962	0.2325177	6.936908	0.8742438	0	2.785135	0.2954146	11.78815	20.52392	6.197962	0.2325177	6.936908
01/2025	5.339052	0.2196618	6.365232	0.9980458	0	2.110922	0.4241975	13.36487	21.16961	5.339052	0.2196618	6.365232
02/2025	4.747571	0.2133698	5.152689	0.6909598	0	1.764166	0.2883247	8.620671	15.12268	4.747571	0.2133698	5.152689
02/2024	4.747571	0.2133698	5.152689	0.6909598	0	1.764166	0.2883247	8.620671	15.12268	4.747571	0.2133698	5.152689
03/2024	0	0.2320577	5.025184	0.5186129	0	1.521927	0.1392602	8.42189	13.40489	0	0.2320577	5.025184

5.2. 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
05/2024	17.3424	2.395999	12.18822	2.081484	1.022064	87.24002	1.207428	2.389655	0.4522854	0.6951725	0.6606904
06/2024	22.77761	3.384222	14.47644	3.006428	2.200502	112.8129	1.614112	2.928141	0.9505343	0.8808131	0.7242661
07/2024	23.54844	4.404146	14.27039	2.898604	3.606769	123.6814	2.222363	3.224547	0.6295011	1.269346	0.6302002
08/2024	23.69926	5.193801	13.72597	3.595692	3.14236	175.7793	2.677796	3.234469	0.736595	1.192916	0.7057199
09/2024	35.08752	5.869336	17.69236	5.96959	2.596093	153.6734	2.637462	3.130131	1.412744	1.304294	0.8016109
10/2024	36.68521	5.621442	17.45711	5.542266	2.588072	164.1039	2.775769	3.234464	1.271464	1.245144	0.8381551
11/2024	20.31799	3.346027	12.09121	2.503134	1.694031	124.5941	2.433564	1.883554	0.9690915	1.160752	0.7084798
12/2024	16.74492	2.497472	10.75954	1.982709	1.087027	75.2434	2.155649	0.8698675	0.6566071	0.9119213	0.633898
01/2025	15.65862	2.337168	9.735973	1.649896	1.411255	69.06634	1.884698	1.311965	0.4477785	0.8011785	0.5901504
02/2025	13.47223	1.762176	8.630895	1.48826	1.058211	55.50349	1.553356	1.484468	0.3340757	0.5800287	0.5538083
03/2025	13.60196	1.708094	8.737341	0	0.8766405	45.08117	1.468951	1.332532	0.3116107	0.6357275	0.5941039
04/2025	14.0588	1.200834	9.551124	1.514964	0.6938138	55.74698	0.822977	1.333308	0.3203955	0.500985	0.5746929

MES	HGY-H	HIX-H	HKC-H	HLP-H	HMA-H	HHS-H	HPT-H	HSM-H	HST-H	HUV-H	HXO-H	JUR-H
05/2024	0.1565451	1.009804	0.3426316	0.2129945	1.20586	0.4759931	1.74592	1.681101	0.6298426	0	0.6909277	16.1647
06/2024	0.3076491	1.250078	0.7399136	0.4369527	1.386732	0.5645551	2.769217	1.806044	0.6234856	0.5142042	1.250034	16.5668
07/2024	0.1634769	1.263378	0.6062386	0.4592253	2.240696	0.4913151	3.228756	1.759531	0.6134718	0.8688843	1.194161	16.19558
08/2024	0.1956664	1.224957	0.6289998	0.6311486	2.734732	0.5724085	3.388504	1.617919	0.6144072	0.9612204	1.224491	15.27239
09/2024	0.31931	1.219227	1.037868	0.7643788	2.042553	0.7122699	3.39587	2.002257	0.644167	1.285512	1.579807	18.05387
10/2024	0.8105567	1.324415	0.959891	0.8694486	2.201403	0.7793497	3.509043	2.058618	0.6854206	1.328357	1.574551	19.35999
11/2024	0.4739734	1.207864	0.6107008	0.3996137	1.426797	0.560548	1.950544	1.440811	0.652978	0.9037702	0.9081507	13.06924
12/2024	0.2625045	1.253665	0.356164	0.2421255	1.323477	0.4867285	1.30609	1.247282	0.64909	0.5353328	0.5647677	11.21072
01/2025	0.2084383	1.250532	0.27872	0.2151978	1.118011	0.45131	0.8522709	1.210683	0.6732212	0.1714011	0.4300294	11.4215
02/2025	0.151614	1.176426	0.2110992	0.1896955	0.9030141	0.4021973	0.5754585	1.127526	0.608275	0.2979214	0.3306301	11.04439
03/2025	0.1292542	1.2349	0.2230974	0.1722721	0.853146	0.3936861	0.6059355	1.328476	0.6392267	0.2883884	0.3324618	12.82117
04/2025	0.1968547	1.157625	0.2219306	0.16776	0.6996007	0.3996744	0.6398765	1.507456	0.5751908	0.2722584	0.3400218	14.41655

MES	LES-H	LFU-H	LIB-H	LVA-H	MNL-H3	MNL-H4	MNL-H1	MNL-HG21	MNL-HG22	MTO-H	MTZ-H

05/2024	0	3.566273	1.365808	9.293429	0.1336317	0	6.478751	0.0468933	3.070545	3.461077	1.546138
06/2024	0	6.714706	2.848801	12.95347	0.4189687	0	11.52125	0.2211143	5.646327	4.110835	3.292106
07/2024	0	9.369559	2.710261	9.535098	1.09532	0.0474773	15.18411	0.3163807	6.137124	4.052268	4.09566
08/2024	0	9.166553	2.778628	11.73993	1.318454	0.2745277	15.18407	0.1983344	9.30728	3.897731	4.852581
09/2024	0	9.553579	3.818203	14.93594	2.273926	0.7060136	14.69427	0.3061752	9.00697	5.023998	4.916004
10/2024	0	9.872059	4.391881	11.25568	2.349721	0.7295586	15.18407	0.2415283	5.808862	4.957235	4.857434
11/2024	0	5.221823	2.901199	6.835535	0.3997711	0	9.023033	0.1147224	2.616161	3.433522	3.911257
12/2024	0	3.658498	1.493238	5.801773	0.2695828	0	6.343558	0.0646785	2.029453	3.055341	3.64485
01/2025	0	2.577047	1.082533	5.702502	0.1324744	0	4.573779	0.0457856	1.772772	2.764649	3.318362
02/2025	0	2.241922	0.8502105	4.853586	0.0973863	0	4.019465	0.0408582	1.635452	2.450856	2.691966
03/2025	0.6292698	2.384887	0.7928928	5.479106	0.0906897	0	4.296908	0.0477300	1.703281	0	2.441646
04/2025	1.534463	2.557823	0.7354764	5.65481	0.0997272	0	4.620009	0.0422510	1.75726	2.712162	1.719492

MES	OX2-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H3	PVE-H	PVI-H	RAA-H	RBO-H	RE4-H	REC-H
05/2024	8.493586	2.69802	2.123875	1.751722	1.539102	0.1718054	2.336476	14.11485	2.164834	2.864738	9.061165	15.80664
06/2024	16.92142	4.23382	2.19747	3.441692	2.956426	0.3241775	3.870628	26.06924	3.283973	2.95602	20.1754	37.61569
07/2024	27.64004	6.504996	2.137081	2.795094	2.082438	0.2737306	3.800961	29.17054	3.627555	2.97724	27.68608	48.65356
08/2024	28.93076	7.38403	2.015298	2.91973	2.274057	0.2955454	4.620858	25.35939	3.627557	2.567714	31.26355	51.54069
09/2024	24.89795	7.093592	2.396692	3.972384	3.910008	0.5104502	5.796235	31.62373	3.510525	2.757041	36.19187	61.51587
10/2024	29.01626	8.888092	2.545848	5.196794	4.137642	0.5256818	6.338066	37.40049	3.62757	3.701364	46.03487	74.10159
11/2024	22.56808	6.181496	1.720939	4.950297	2.577878	0.3482976	3.544856	33.97636	3.510527	3.944887	31.548	52.8163
12/2024	19.40234	4.53496	1.482907	4.058318	1.696048	0.2245601	2.760091	26.07228	2.752297	4.805368	25.26388	41.13317
01/2025	14.53637	4.59501	1.507128	3.489008	1.234364	0.1616222	2.380157	25.92059	3.2281	4.710612	20.35334	34.25622
02/2025	10.21646	3.460173	1.457368	2.614696	1.019358	0.1247216	2.04378	16.73812	2.316359	3.627429	14.92193	23.91765
03/2025	9.752683	3.04843	1.691817	2.26127	0.9908263	0.1142835	1.976201	15.48048	1.760257	3.50556	12.24494	20.79885
04/2025	6.626177	2.312007	1.902333	1.366102	0.9383943	0.107198	1.88939	10.57388	0.9624717	2.633879	9.877747	16.58736

MES	RC2-H	REN-H1	RE2-H	RE3-H	SAL-H	SEC-H	SIS-H	SMA-H	STS-H	VDA-H	XAC-H	XAD-H
05/2024	7.215706	0.2786678	4.412653	0.3670397	0	1.570899	0.3089943	7.351221	11.70518	7.215706	0.2786678	4.412653
06/2024	7.842921	0.3282572	5.898918	0.6357317	0	3.883407	0.2557737	12.25941	19.14097	7.842921	0.3282572	5.898918
07/2024	8.890784	0.3630384	8.094454	0.9725073	0	4.969753	0.7256121	19.28929	29.77245	8.890784	0.3630384	8.094454
08/2024	8.34653	0.4374222	9.769195	1.341062	0	4.8785	0.5822649	23.69468	37.2823	8.34653	0.4374222	9.769195
09/2024	10.02162	0.3841248	9.356575	1.377842	0	6.095131	0.7628115	29.49169	46.63031	10.02162	0.3841248	9.356575
10/2024	10.79007	0.4014346	9.843463	1.354984	0	4.618274	1.088524	29.35043	46.87995	10.79007	0.4014346	9.843463
11/2024	8.379791	0.3071932	8.780289	1.156407	0	5.179748	0.7520423	21.40463	33.64804	8.379791	0.3071932	8.780289
12/2024	6.832405	0.2943612	7.878036	1.183749	0	3.504082	0.5720514	15.75409	25.26521	6.832405	0.2943612	7.878036
01/2025	6.20728	0.2623374	6.887827	1.148546	0	2.892823	0.5947223	15.99826	25.84438	6.20728	0.2623374	6.887827
02/2025	5.452831	0.2620771	5.676934	0.8316006	0	2.26766	0.4310063	11.46621	18.27499	5.452831	0.2620771	5.676934
02/2024	0	0.3001848	5.368487	0.7374318	0	1.877084	0.2763303	9.503476	15.33125	0	0.3001848	5.368487
03/2024	5.8695	0.3702778	3.007672	0.5713123	0	1.777468	0.2088581	7.80163	12.8202	5.8695	0.3702778	3.007672
04/2025	7.215706	0.2786678	4.412653	0.3670397	0	1.570899	0.3089943	7.351221	11.70518	7.215706	0.2786678	4.412653

6.1 Energía

6.1.1 Estimación del modelo SARIMA para energía

Tabla 45: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, agosto 2023 a enero 2024.

Forecast Evaluation						
Date: 02/16/24 Time: 08:54						
Sample: 2023M08 2024M01						
Included observations: 6						
Evaluation sample: 2023M08 2024M01						
Number of forecasts: 8						
Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA_ARIMA	17.88297	14.65784	1.326231	1.317573	0.008040	0.851502
ENERGIA_ARIMAE	17.04668	14.78008	1.335796	1.329344	0.007671	0.799023
ENERGIA_E_A_T_A...	17.71728	14.77308	1.330847	1.325187	0.007975	0.783397
ENERGIA_E_M_T_M...	20.87934	15.56049	1.411860	1.395730	0.009369	0.991905
ENERGIA_HT_AD	18.62545	15.65278	1.414213	1.405158	0.008369	0.831519
ENERGIA_HT_M	18.49725	14.63884	1.323171	1.313253	0.008318	0.861620
RN_M1_MENSUAL_A...	44.02085	28.31951	2.536351	2.468840	0.019669	2.127960
RN_M1_MENSUAL_F...	28.79886	22.68304	2.036794	2.014359	0.012929	1.374601

Tabla 46: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, agosto 2023 a diciembre 2023.

Forecast Evaluation						
Date: 02/20/24 Time: 10:43						
Sample: 2023M08 2023M12						
Included observations: 5						
Evaluation sample: 2023M08 2023M12						
Number of forecasts: 8						
Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA_ARIMA	18.23734	14.39065	1.307442	1.295021	0.008209	0.923351
ENERGIA_ARIMAIMAE	17.33825	14.63474	1.327568	1.317917	0.007812	0.861748
ENERGIA_E_A_T_A_...	18.26517	14.79287	1.336417	1.327916	0.008234	0.849873
ENERGIA_E_M_T_M...	22.78935	17.80290	1.617007	1.597503	0.010244	1.154095
ENERGIA_HT_AD	20.03072	17.04786	1.542952	1.531491	0.009015	0.950241
ENERGIA_HT_M	19.65676	15.36707	1.392497	1.379637	0.008854	0.973720
RN_M1_MENSUAL_A...	17.23746	13.84255	1.255202	1.250729	0.007786	0.876700
RN_M1_MENSUAL_F...	15.65062	14.96969	1.356411	1.358286	0.007083	0.759482

Tabla 47: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, febrero 2023 a enero 2024.

Forecast Evaluation

Date: 02/16/24 Time: 08:57

Sample: 2023M02 2024M01

Included observations: 12

Evaluation sample: 2023M02 2024M01

Number of forecasts: 10

Combination tests

Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others

Forecast	F-stat	F-prob
ENERGIA_ARIMA	NA	NA
ENERGIA_ARIMA2	NA	NA
ENERGIA_ARIMAIMAE	10.63080	0.0889
ENERGIA_ARIMAIMA...	6.341418	0.1436
ENERGIA_E_A_T_A_...	10.35594	0.0911
ENERGIA_E_M_T_M...	6.566962	0.1391
ENERGIA_HT_AD	10.32598	0.0914
ENERGIA_HT_M	7.212409	0.1276
ENERGIAPROM	7.587712	0.1218
RN_M1_MENSUAL_F...	5.460605	0.1643

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA_ARIMA	62.33989	58.73380	5.299644	5.456622	0.029100	0.993580
ENERGIA_ARIMA2	53.31340	49.29827	4.443476	4.555619	0.024776	0.850999
ENERGIA_ARIMAIMAE	58.91249	55.26045	4.983789	5.122280	0.027453	0.940811
ENERGIA_ARIMAIMA...	53.88065	48.93726	4.389007	4.508240	0.025079	0.867884
ENERGIA_E_A_T_A_...	50.68147	47.15503	4.256778	4.353355	0.023515	0.806108
ENERGIA_E_M_T_M...	39.88641	35.04344	3.152039	3.215057	0.018425	0.636958
ENERGIA_HT_AD	50.36773	46.85142	4.229819	4.324934	0.023365	0.800689
ENERGIA_HT_M	48.02167	43.68778	3.929454	4.022596	0.022276	0.768637
ENERGIAPROM	50.65672	46.37493	4.170929	4.274815	0.023528	0.812679
RN_M1_MENSUAL_F...	21.69948	15.29357	1.385477	1.372570	0.009847	0.346759

Forecast Evaluation

Date: 02/20/24 Time: 10:49

Sample: 2023M02 2023M12

Included observations: 11

Evaluation sample: 2023M02 2023M12

Number of forecasts: 10

Combination tests

Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others

Forecast	F-stat	F-prob
ENERGIA_ARIMA	NA	NA
ENERGIA_ARIMA2	NA	NA
ENERGIA_ARIMAIMAE	5.205136	0.3285
ENERGIA_ARIMAIMA...	3.126382	0.4145
ENERGIA_E_A_T_A...	5.242254	0.3274
ENERGIA_E_M_T_M...	3.352147	0.4018
ENERGIA_HT_AD	5.242254	0.3274
ENERGIA_HT_M	3.593328	0.3894
ENERGIAPROM	3.771730	0.3810
RN_M1_MENSUAL_F...	0.971180	0.6633

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA_ARIMA	60.98968	57.19893	5.171023	5.321066	0.028512	0.936336
ENERGIA_ARIMA2	50.96338	47.01475	4.246710	4.348522	0.023710	0.783413
ENERGIA_ARIMAIMAE	56.87737	53.20559	4.808318	4.936893	0.026537	0.874969
ENERGIA_ARIMAIMA...	52.32354	47.13897	4.233290	4.345906	0.024391	0.813055
ENERGIA_E_A_T_A...	49.50843	45.79275	4.142142	4.233268	0.023005	0.758256
ENERGIA_E_M_T_M...	39.12117	33.91128	3.055176	3.115662	0.018103	0.601973
ENERGIA_HT_AD	49.27074	45.55161	4.120731	4.210717	0.022891	0.754182
ENERGIA_HT_M	46.64238	42.09806	3.792856	3.880678	0.021669	0.719494
ENERGIAPROM	49.18243	44.70963	4.027880	4.125767	0.022877	0.760695
RN_M1_MENSUAL_F...	13.13868	11.11573	1.017001	1.016011	0.005990	0.199684

Tabla 49: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, enero 2023 a enero 2024.

Forecast Evaluation

Date: 02/06/24 Time: 08:33

Sample: 2023M01 2024M01

Included observations: 13

Evaluation sample: 2023M01 2024M01

Number of forecasts: 6

Combination tests

Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others

Forecast	F-stat	F-prob
ENERGIA_ARIMA	2.896910	0.0991
ENERGIA_ARIMAIMAE	3.723370	0.0579
ENERGIA_E_A_T_A...	3.068131	0.0881
ENERGIA_E_M_T_M...	1.236590	0.3844
ENERGIA_HT_AD	2.908705	0.0982
ENERGIA_HT_M	2.423787	0.1398

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA_ARIMA	42.38372	37.68257	3.421605	3.482201	0.019638	0.670616
ENERGIA_ARIMAIMAE	55.35440	50.06407	4.524134	4.644233	0.025838	0.872804
ENERGIA_E_A_T_A...	47.93734	42.92809	3.877138	3.962784	0.022294	0.762886
ENERGIA_E_M_T_M...	37.19539	31.84866	2.870712	2.924505	0.017221	0.585920
ENERGIA_HT_AD	47.39422	42.45290	3.835307	3.918492	0.022035	0.754291
ENERGIA_HT_M	44.64769	39.15693	3.524925	3.604886	0.020752	0.703678

Tabla 50: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, diciembre 2022 a enero 2024.

Forecast Evaluation

Date: 02/06/24 Time: 08:37

Sample: 2022M12 2024M01

Included observations: 14

Evaluation sample: 2022M12 2024M01

Number of forecasts: 5

Combination tests

Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others

Forecast	F-stat	F-prob
ENERGIA_ARIMAIMAE	3.427554	0.0577
ENERGIA_E_A_T_A_...	3.987533	0.0394
ENERGIA_E_M_T_M...	2.612258	0.1066
ENERGIA_HT_AD	5.904859	0.0130
ENERGIA_HT_M	5.229746	0.0186

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA_ARIMAIMAE	58.58925	51.92158	4.690139	4.827071	0.027465	0.956097
ENERGIA_E_A_T_A_...	42.31744	37.09633	3.363124	3.424954	0.019679	0.698219
ENERGIA_E_M_T_M...	30.36605	26.18935	2.376685	2.407791	0.014046	0.493513
ENERGIA_HT_AD	42.68601	37.46758	3.398377	3.460399	0.019851	0.705014
ENERGIA_HT_M	38.12463	33.01086	2.987434	3.041816	0.017708	0.621330

1.1. Modelos de estimación para energía eléctrica

1.1.1. SARIMA (4, 1, 4) (1, 1, 1)₁₂

En la tabla de abajo se muestran los coeficientes del modelo y sus resultados respectivos, se puede concluir que el modelo y las variables son significativas (Probabilidad del estadístico $F < 0.05$), con una bondad de ajuste del 87.48%. Si bien no todos los rezados son significativos, estos permanecen en el modelo porque han recogido adecuadamente la estacionalidad de la serie.

Tabla 51: Resultados del modelo SARIMA(4,1,4)(1,1,1), s=12

Dependent Variable: DLOG(ENERGIA)

Method: ARMA Maximum Likelihood (BFGS)

Date: 02/07/24 Time: 09:54

Sample: 2001M02 2024M01

Included observations: 276

Failure to improve objective (non-zero gradients) after 317 iterations

Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.002979	0.000305	9.776305	0.0000
AR(1)	-0.366254	0.196539	-1.863519	0.0635
AR(2)	0.037205	0.076177	0.488406	0.6257
AR(3)	0.924577	0.050395	18.34655	0.0000
AR(4)	0.127962	0.171641	0.745520	0.4566
SAR(12)	1.000000	3.82E-06	262077.4	0.0000
MA(1)	-0.059207	0.222598	-0.265980	0.7905
MA(2)	-0.149210	0.066861	-2.231638	0.0265
MA(3)	-0.971847	0.176572	-5.503981	0.0000
MA(4)	0.184591	0.200669	0.919880	0.3585
SMA(12)	-0.999972	4.15E-05	-24078.00	0.0000
SIGMASQ	0.000309	0.000143	2.164906	0.0313
R-squared	0.874823	Mean dependent var	0.003197	
Adjusted R-squared	0.869607	S.D. dependent var	0.049735	
S.E. of regression	0.017959	Akaike info criterion	-4.952820	
Sum squared resid	0.085148	Schwarz criterion	-4.795411	
Log likelihood	695.4892	Hannan-Quinn criter.	-4.889655	
F-statistic	167.7284	Durbin-Watson stat	2.021516	
Prob(F-statistic)	0.000000			
Inverted AR Roots	1.00	.92	.87-.50i	.87+.50i
	.50+.87i	.50-.87i	.00+1.00i	-.00-1.00i
	-.14	-.50+.87i	-.50-.87i	-.57-.81i
	-.57+.81i	-.87-.50i	-.87+.50i	-1.00
	Estimated AR process is nonstationary			
Inverted MA Roots	1.00	1.00	.87-.50i	.87+.50i
	.50+.87i	.50-.87i	.19	.00+1.00i
	-.00-1.00i	-.50+.87i	-.50-.87i	-.56+.83i
	-.56-.83i	-.87-.50i	-.87+.50i	-1.00

1.1.2. Correlograma de residuos

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob	
		1	-0.022	-0.022	0.1310	
		2	-0.074	-0.075	1.6755	
		3	-0.029	-0.033	1.9121	
		4	-0.015	-0.023	1.9793	
		5	-0.089	-0.095	4.2038	
		6	0.010	0.001	4.2327	
		7	0.037	0.022	4.6155	
		8	0.041	0.037	5.0859	
		9	0.077	0.082	6.7813	
		10	-0.045	-0.041	7.3743	
		11	0.010	0.026	7.4038	0.007
		12	-0.036	-0.030	7.7818	0.020
		13	0.088	0.098	10.032	0.018
		14	-0.044	-0.034	10.602	0.031
		15	0.027	0.028	10.820	0.055
		16	0.016	0.014	10.898	0.092
		17	0.039	0.037	11.355	0.124
		18	0.011	0.029	11.388	0.181
		19	0.033	0.042	11.718	0.230
		20	-0.074	-0.071	13.352	0.205
		21	0.073	0.087	14.972	0.184
		22	0.028	0.011	15.201	0.231
		23	0.066	0.099	16.505	0.223
		24	-0.099	-0.109	19.491	0.147
		25	-0.002	0.006	19.493	0.192
		26	0.067	0.049	20.860	0.184
		27	0.015	0.034	20.930	0.229
		28	0.013	0.021	20.983	0.280
		29	0.006	0.003	20.995	0.337
		30	0.038	0.013	21.453	0.371
		31	-0.048	-0.022	22.168	0.390
		32	0.064	0.056	23.464	0.376
		33	0.073	0.121	25.163	0.342
		34	0.050	0.019	25.949	0.356
		35	-0.048	-0.023	26.674	0.372
		36	-0.021	-0.044	26.815	0.419

2. Potencia

2.1. Evaluaciones de pronóstico fuera de la muestra

Tabla 52 Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, diciembre 2023 a enero 2024

Forecast Evaluation						
Date: 01/25/24 Time: 14:03						
Sample: 2023M12 2024M01						
Included observations: 2						
Evaluation sample: 2023M12 2024M01						
Number of forecasts: 16						
Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
JCP1_MAX_SEMANAL	59.28138	59.16636	3.012576	3.058862	0.015318	2.995424
JCP2_MENSUAL	72.43093	72.29755	3.681150	3.750481	0.018779	3.666523
JCP3_SEMANAL_MA...	72.25079	72.16407	3.672452	3.741288	0.018732	4.087635
JCP4_MAX_MENSUAL	64.91409	63.59567	3.234029	3.289383	0.016793	4.136727
JCP5_M1_PLP_DIC23	31.18846	31.07031	1.580892	1.593575	0.008001	1.824112
JCP6_M2_PLP_DIC23	27.41466	25.11173	1.275600	1.285352	0.007022	1.949791
POTENCIA_ARIMA	29.52382	24.36462	1.236209	1.247517	0.007561	2.215906
POTENCIA_ARIMA2	30.39002	23.70651	1.202149	1.214132	0.007781	2.306755
POTENCIA_ARIMA2EQ	388.5934	388.5444	19.77920	17.99853	0.089999	20.64630
POTENCIA_ARIMAF01	32.16209	23.73917	1.203167	1.216596	0.008235	2.453472
POTENCIA_ARIMAIMAE	26.33669	22.38673	1.136202	1.145192	0.006741	1.957860
POTENCIA_ARLD24	114.1676	113.7890	5.794326	5.630033	0.028238	5.642469
POTENCIA_E_A_T_A...	25.70848	19.33164	0.979954	0.988515	0.006575	1.958910
POTENCIA_E_M_T_...	24.27625	19.46826	0.987496	0.994804	0.006201	1.834275
POTENCIA_HT_AD	25.74592	19.35365	0.981067	0.989653	0.006585	1.961810
POTENCIA_HT_M	26.62162	20.58776	1.043910	1.052913	0.006804	2.022970

Forecast Evaluation						
Date: 01/26/24 Time: 15:41						
Sample: 2023M09 2024M01						
Included observations: 5						
Evaluation sample: 2023M09 2024M01						
Number of forecasts: 19						
Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
JCP1_MAX_SEMANAL	59.68640	55.45526	2.831743	2.878778	0.015548	1.432790
JCP2_MENSUAL	71.60742	68.40177	3.499598	3.567717	0.018717	1.631618
JCP3_SEMANAL_MA...	66.99545	59.71793	3.043126	3.102196	0.017465	1.665659
JCP4_MAX_MENSUAL	61.54799	53.47715	2.725770	2.774807	0.016005	1.651002
POTENCIA_ARIMA	37.19452	31.77378	1.644296	1.628213	0.009495	1.020022
POTENCIA_ARIMA2	36.09669	32.35698	1.667458	1.656452	0.009229	0.993311
POTENCIA_ARIMAMAE	42.33532	34.89600	1.808558	1.786283	0.010796	1.162813
POTENCIA_ARLD	76.55802	69.89802	3.613881	3.536813	0.019313	2.028316
POTENCIA_ARLD24	136.7141	134.0571	6.906168	6.665800	0.033939	3.533058
POTENCIA_ARLD24VF	136.7141	134.0571	6.906168	6.665800	0.033939	3.533058
POTENCIA_ARLD24...	38.69173	31.91198	1.654591	1.634896	0.009864	1.062188
POTENCIA_ARLDVF	44.19430	38.65021	1.999540	1.975002	0.011257	1.211384
POTENCIA_E_A_T_A...	45.20851	37.13327	1.924782	1.898021	0.011511	1.245548
POTENCIA_E_M_T_...	58.31388	48.26148	2.499494	2.454535	0.014791	1.606476
POTENCIA_HT_AD	45.24001	37.17051	1.926697	1.899902	0.011519	1.246394
POTENCIA_HT_M	54.82371	43.84078	2.273374	2.233547	0.013922	1.511411
POTENCIAPROM	48.19949	38.63555	2.004302	1.973388	0.012256	1.326004
POTENCIAPROM3	45.56294	37.39494	1.940410	1.912725	0.011593	1.245265
POTENCIA_X13	44.83271	36.39400	1.887277	1.860867	0.011417	1.235312

Tabla 11: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, marzo 2023 a enero 2024.

Forecast Evaluation						
Date: 01/26/24 Time: 15:51						
Sample: 2023M03 2024M01						
Included observations: 11						
Evaluation sample: 2023M03 2024M01						
Number of forecasts: 17						
Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
JCP1_MAX_SEMANAL	48.80282	42.45597	2.171024	2.198337	0.012630	1.461402
JCP2_MENSUAL	67.74764	59.64312	3.048594	3.109587	0.017665	1.951843
JCP3_SEMANAL_MA...	55.58100	46.55405	2.377017	2.413359	0.014399	1.667132
POTENCIA_ARIMA	72.84555	65.98548	3.374419	3.445098	0.019026	2.135083
POTENCIA_ARIMAE	72.59775	64.85665	3.315088	3.385283	0.018956	2.113457
POTENCIA_ARIMAIM...	69.22008	60.00940	3.065446	3.129178	0.018051	2.021571
POTENCIA_ARIMATE...	72.84555	65.98548	3.374419	3.445098	0.019026	2.135083
POTENCIA_ARLD	113.3209	107.5903	5.508945	5.682001	0.029923	3.356699
POTENCIA_ARLD24	62.46311	51.96866	2.653688	2.705246	0.016249	1.872812
POTENCIA_ARLDHTAD	119.6096	114.3047	5.854006	6.047221	0.031640	3.536883
POTENCIA_E_A_T_A...	69.65583	62.03152	3.170440	3.234934	0.018175	2.038032
POTENCIA_E_M_T_...	67.18086	56.61813	2.893192	2.953280	0.017504	1.969576
POTENCIA_HT_AD	69.37182	61.70834	3.153829	3.217790	0.018099	2.029955
POTENCIA_HT_M	73.47336	64.38060	3.291517	3.363486	0.019182	2.158801
POTENCIA_X13	71.79901	62.65418	3.202474	3.271166	0.018736	2.119425
POTENCIAPROM	69.39423	59.63615	3.047833	3.111970	0.018095	2.041876
POTENCIAPROM2	66.19794	56.71556	2.897208	2.955440	0.017248	1.964289

Tabla 12: Evaluación de pronósticos fuera de la muestra de modelos de energía eléctrica, enero 2023 a enero 2024.

Forecast Evaluation

Date: 01/26/24 Time: 16:09

Sample: 2023M01 2024M01

Included observations: 13

Evaluation sample: 2023M01 2024M01

Number of forecasts: 9

Combination tests

Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others

Forecast	F-stat	F-prob
POTENCIA_ARIMA	4.358338	0.0858
POTENCIA_ARIMAIMAE	1.373769	0.4027
POTENCIA_ARIMATE...	4.965733	0.0694
POTENCIA_ARLD	6.045144	0.0499
POTENCIA_E_A_T_A...	3.975330	0.0992
POTENCIA_E_M_T_...	2.275447	0.2227
POTENCIA_HT_AD	0.895554	0.5874
POTENCIA_HT_M	4.674675	0.0766
POTENCIA_X13	1.135378	0.4836

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
POTENCIA_ARIMA	75.88089	67.00662	3.434749	3.511757	0.019929	2.099321
POTENCIA_ARIMAIMAE	80.51591	71.83680	3.683588	3.770477	0.021174	2.226511
POTENCIA_ARIMATE...	93.61700	85.57972	4.391540	4.509528	0.024708	2.601105
POTENCIA_ARLD	155.7227	149.5079	7.687229	8.020287	0.041805	4.330076
POTENCIA_E_A_T_A...	88.37766	81.12588	4.163498	4.268408	0.023298	2.460173
POTENCIA_E_M_T_...	86.60895	78.11022	4.009592	4.110473	0.022813	2.406215
POTENCIA_HT_AD	86.28735	78.91367	4.049477	4.149416	0.022734	2.402901
POTENCIA_HT_M	92.11838	83.93375	4.308615	4.422888	0.024302	2.563208
POTENCIA_X13	88.51921	79.97624	4.103569	4.208896	0.023328	2.461250

2.2. Modelos de estimación para potencia

2.2.1. TRAMO-SEATS, X-13

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

Jan 30, 2024 20.00.41

- Period covered- 1st month,2001 to 1st month,2024
- 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\lediaz\AppData\ev_temp\EVX13TMP.fct point forecasts and prediction intervals on the original scale

C:\Users\lediaz\AppData\ev_temp\EVX13TMP.bct point backcasts and prediction intervals on the original scale

C:\Users\lediaz\AppData\ev_temp\EVX13TMP.s11 final seasonally adjusted series (SEATS)

C:\Users\lediaz\AppData\ev_temp\EVX13TMP.afd final seasonally adjusted series forecast decomposition (SEATS)

C:\Users\lediaz\AppData\ev_temp\EVX13TMP.out program output file

C:\Users\lediaz\AppData\ev_temp\EVX13TMP.err program error file

C:\Users\lediaz\AppData\ev_temp\EVX13TMP.udg* seasonal adjustment and model diagnostics file

Contents of spc file C:\Users\ediaz\AppData\lev_temp\EVX13TMP.spc

Line #

```
1: series{
2:   title = "POTENCIA"
3:   start = 2001.1
4:   modelspan = (2001.01, 2024.01)
5:   name = "POTENCIA"
6:   file = "C:\Users\ediaz\AppData\lev_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:   fcstlim = 15
19:   ljungboxlimit = 0.95
20:   checkmu = yes
```

```
21: acceptdefault = no
```

```
22: }
```

```
23:
```

```
24: forecast{
```

```
25:   maxlead = 120
```

```
26:   lognormal = yes
```

```
27:   save = (fct, bct)
```

```
28: }
```

```
29:
```

```
30: seats{
```

```
31:   save = (s11 afd)
```

```
32: }
```

```
33:
```

Likelihood statistics for model fit to untransformed series.

Likelihood Statistics

Number of observations (nobs)	277
Effective number of observations (nefobs)	264
Number of parameters estimated (np)	3
Log likelihood (L)	-1261.3151
AIC	2528.6303
AICC (F-corrected-AIC)	2528.7226
Hannan Quinn	2532.9411

133

Likelihood statistics for model fit to log transformed series.

Likelihood Statistics

Number of observations (nobs)	277
Effective number of observations (nefobs)	264
Number of parameters estimated (np)	3
Log likelihood	679.5630
Transformation Adjustment	-1930.2701
Adjusted Log likelihood (L)	-1250.7071
AIC	2507.4142
AICC (F-corrected-AIC)	2507.5065
Hannan Quinn	2511.7250
BIC	2518.1420

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

A 1 Time series data (for the span analyzed)

From 2001.Jan to 2024.Jan

Observations 277

	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	1829.3	1892.9	1923.0	1890.1	1784.5	
	1826.0	1807.0	1820.9	1876.6	1857.1	1843.0	22175.4
2023	1882.2	1880.2	1943.2	1939.8	1970.0	1969.3	
	1912.1	1949.8	1947.5	1895.5	1941.3	1955.3	23186.3

1995.0

AVGE 1495.3 1486.4 1505.4 1503.9 1494.1 1461.5

1467.4 1474.4 1483.3 1496.6 1521.2 1528.8

Table Total- 413618.79 Mean- 1493.21 Std. Dev.- 248.21

Min - 996.80 Max - 1995.01

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 : 0

Mean is not significant.

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

Model changed to

(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: 2.86 Last-1 year: 1.45 Last-2 year: 1.88

Last three years: 2.06

Estimation converged in 1 ARMA iterations, 4 function evaluations.

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

Nonseasonal differences: 1

Seasonal differences: 1

Standard

Parameter	Estimate	Errors

Nonseasonal MA

Lag 1	0.4405	0.05312

Seasonal MA

Lag 12	0.8897	0.03223

Variance	0.31657E-03

SE of Var	0.27554E-04

Likelihood Statistics

Number of observations (nobs)	277
Effective number of observations (nefobs)	264
Number of parameters estimated (np)	3
Log likelihood	679.5630
Transformation Adjustment	-1930.2701
Adjusted Log likelihood (L)	-1250.7071
AIC	2507.4142
AICC (F-corrected-AIC)	2507.5065
Hannan Quinn	2511.7250
BIC	2518.1420

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	-0.01	-0.03	-0.06	-0.09	-0.06	0.03	-0.03	0.01	-0.01	-0.00	-0.06
SE	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Q	0.05	0.08	0.25	1.15	3.19	4.13	4.32	4.59	4.63	4.65	4.66	5.84
DF	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	0.000	0.000	0.616	0.562	0.363	0.389	0.505	0.597	0.706	0.794	0.863	0.829

Lag	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ACF	-0.03	-0.13	0.08	0.06	-0.05	-0.01	0.03	0.00	-0.08	0.10	0.02	-0.06
SE	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
Q	6.13	10.79	12.45	13.64	14.44	14.47	14.78	14.78	16.73	19.70	19.86	20.87
DF	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
P	0.865	0.547	0.491	0.477	0.493	0.564	0.611	0.677	0.608	0.477	0.530	0.529

Lag	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ACF	-0.04	0.12	-0.11	-0.05	0.05	0.06	0.04	0.07	0.05	0.02	-0.04	-0.07
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	21.32	25.67	29.02	29.63	30.45	31.43	31.84	33.51	34.18	34.29	34.71	36.16
DF	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34
P	0.562	0.370	0.263	0.283	0.294	0.298	0.327	0.301	0.318	0.359	0.386	0.368

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

Sample Autocorrelations of the Residuals

	-1.0	-0.8	-0.6	-0.4	-0.2	0.0	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0
	+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+										
1					.		.				0.014
2					.		.				-0.010
3					.	X	.				-0.025
4					.	X	.				-0.058
5					.	XX	.				-0.087
6					.	X	.				-0.059
7					.	X	.				0.026
8					.	X	.				-0.032
9					.		.				0.011
10					.		.				-0.010
11					.		.				-0.005
12					-----	.	XX	.	-----		-0.065
13					.	X	.				-0.032
14					.	XXX	.				-0.129
15					.	XX	.				0.077
16					.	XX	.				0.065
17					.	X	.				-0.053
18					.		.				-0.011
19					.	X	.				0.033
20					.		.				0.001
21					.	XX	.				-0.082

22	. XXX	0.101
23	. X .	0.023
24	----- .X . -----	-0.059
25	. X .	-0.039
26	. XXX	0.121
27	XXX .	-0.106
28	. X .	-0.045
29	. X .	0.052
30	. X .	0.057
31	. X .	0.037
32	. XX.	0.074
33	. X .	0.047
34	. .	0.019
35	. X .	-0.037
36	----- .XX . -----	-0.069

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	-0.02	-0.03	-0.01	0.09	0.04	0.00	-0.00	0.02	-0.02	-0.02	0.01	0.04
SE	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
Q	0.07	0.26	0.27	2.46	3.01	3.01	3.01	3.15	3.25	3.32	3.38	3.93
DF	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	0.000	0.000	0.600	0.292	0.390	0.556	0.698	0.790	0.861	0.913	0.947	0.950

Lag	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

ACF -0.02 0.06 -0.02 0.07 -0.04 -0.01 0.02 -0.02 -0.00 0.00 -0.01 0.05
 SE 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06
 Q 4.06 5.03 5.10 6.30 6.69 6.70 6.81 6.95 6.95 6.95 6.96 7.56
 DF 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22
 P 0.968 0.957 0.973 0.958 0.966 0.979 0.986 0.991 0.994 0.997 0.998 0.998

Lag 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36
 ACF 0.01 0.05 -0.03 -0.02 -0.02 0.01 -0.01 -0.00 0.00 -0.02 0.01 0.02
 SE 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06 0.06
 Q 7.61 8.33 8.59 8.73 8.82 8.83 8.87 8.87 8.87 8.94 8.97 9.11
 DF 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34
 P 0.999 0.999 0.999 0.999 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 . | . -0.016
 2 . X| . -0.027



Administrador del Mercado Mayorista

3	. .	-0.006
4	. XX.	0.090
5	. X .	0.045
6	. .	0.003
7	. .	-0.002
8	. X .	0.022
9	. .	-0.019
10	. .	-0.016
11	. .	0.015
12	----- . X . -----	0.045
13	. X .	-0.021
14	. X .	0.059
15	. .	-0.016
16	. XX.	0.065
17	. X .	-0.037
18	. .	-0.007
19	. .	0.019
20	. X .	-0.022
21	. .	-0.001
22	. .	0.003
23	. .	-0.005
24	----- . X . -----	0.045
25	. .	0.013
26	. X .	0.050
27	. X .	-0.030
28	. X .	-0.021

29	. .	-0.017
30	. .	0.007
31	. .	-0.011
32	. .	-0.003
33	. .	0.001
34	. .	-0.015
35	. .	0.010
36	----- . X . -----	0.021

Histogram of the Standardized and Mean-Centered Residuals

Standard

Deviations Frequency

Outlier [#]

```

-3 +####
    |###
-2 +####
    |#####
-1 +#####
    |#####
0 +#####
    |#####
1 +#####
    |#####
2 +#####
  
```


3 +#

One '#'= 1 observation[s]

Residuals with $|t| > 3.25$

Obs t-value

2019.Mar -8.96

Summary Statistics for the Unstandardized Residuals

Minimum	-0.130
Maximum	0.041
Median	-0.000
Robust Std Dev	0.015

Normality Statistics for regARIMA Model Residuals:

Number of residuals : 264

Skewness coefficient : -1.5612 (significant negative skewness at one percent level)

Geary's a : 0.7164 (significant at one percent level)

Kurtosis : 13.4165 (significant at one percent level)

Significant skewness has been detected in the model residuals;

Administrador del Mercado Mayorista
 this makes the Geary's a and Kurtosis statistics unreliable indicators
 of the normality of the residuals.

Durbin-Watson Statistic for regARIMA Model Residuals:

dw = 1.961629

Friedman Non-Parametric Test for regARIMA Model Residuals:

ken = 5.132867 (Asymptotically distributed as Chi-Square(11), P-Value = 0.924561)

QS Statistic for regARIMA Model Residuals (full series): 0.00

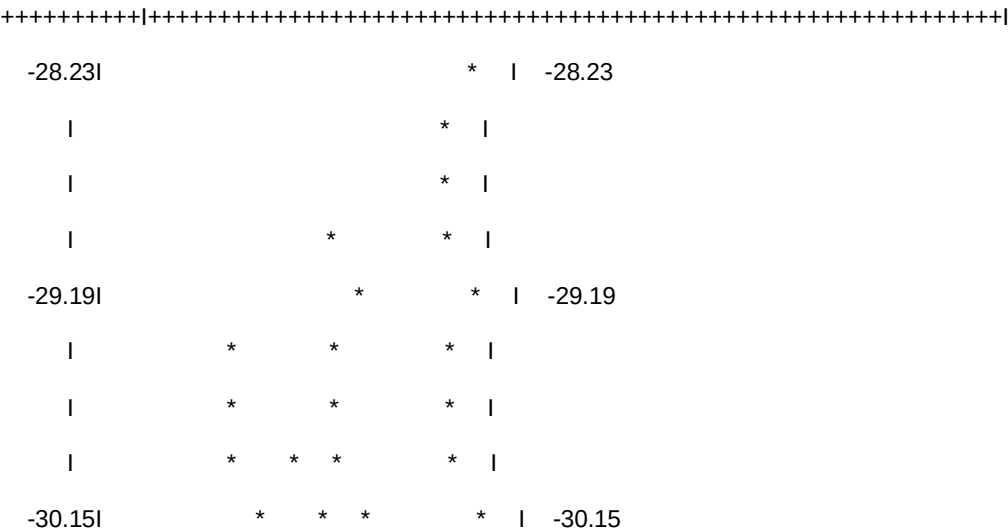
(P-Value = 1.0000)

QS Statistic for regARIMA Model Residuals (starting 2016.Feb): 0.00

(P-Value = 1.0000)

10*LOG(SPECTRUM) of the regARIMA model residuals

Spectrum estimated from 2016.Feb to 2024.Jan.



```

|      **      *      *      *      *      *      |
|      **      *      *      **      *      *      |
|      **      *      *      **      *      *      |
-31.11|      **      *      *      **      *      *      | -31.11
|      ****      *      *      **      *      *      |
|      ****      *      *      **      *      *      |
|      *****      *      **      **      *      *      |
-32.07|      *****      *      **      **      *      *      | -32.07
|      *      *****      *      **      **      *      *      |
|      **      *****      *      **      **      *      *      |
|      **      *****      **      **      **      T      *      *      |
-33.03|      **      **      *****      **      **      **      T      **      *      | -33.03
|      **      **      *****      **      **      **      T      **      *      |
|      **      **      *****      ***      **      **      T*      **      S      *      |
-33.99|      *****S*****      ***      S**      **      T*      **      S      *      | -33.99
|      *****S*****      ***      S***      **      T*      ****S      **      SI
|      *****S*****      ***      S***      **      T*      ****S      ***      SI
|      *****S*****      ***      S***      **      T*      ****S      ***      SI
-34.95|      *****S*****      ****      S***      **      T*      ****S      ***      SI -34.95
|      *****S*****      ****      S***      **      T*      ****S      ***      SI
|      *****S*****S*****      S***      **      T*      ****S*      ***      SI
|      *****S*****S*****      S***      **      T*      ****S*      ***      SI
-35.91|      *****S*****S*****      S***      **      T*      ****S*      ***      SI -35.91
|      *****S*****S*****      S***      **      T*      ****S*      ***      SI
|      *****S*****S*****      S***      ***      T*      ****S*      ***      *SI

```

```
-36.87| *****S*****S**** *S*** *** *T*****S* *** *SI -36.87
```

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

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

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

-37.83| *****S*****S**** *S*** ****S*T*****S*T **** *SI -37.83

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

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

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

-38.79| *****S*****S***** *S**** ****S*T*****S*T*****SI -38.79

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

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

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

-39.75|*****S*****S***** **S*****S*T*****S*T*****S| -39.75

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

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

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

-40.71|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -40.71

+++++|+++++|

S=SEASONAL FREQUENCIES, T=TRADING DAY FREQUENCIES

FORECASTING

Origin 2024.Jan

Number 120

Standard		
Date	Forecast	Error

2024.Feb	7.60	0.018
2024.Mar	7.61	0.020
2024.Apr	7.60	0.023
2024.May	7.60	0.025
2024.Jun	7.58	0.027
2024.Jul	7.58	0.028
2024.Aug	7.59	0.030
2024.Sep	7.59	0.032
2024.Oct	7.60	0.033
2024.Nov	7.61	0.035
2024.Dec	7.62	0.036
2025.Jan	7.61	0.038
2025.Feb	7.62	0.039
2025.Mar	7.64	0.041
2025.Apr	7.63	0.042
2025.May	7.63	0.044
2025.Jun	7.61	0.045
2025.Jul	7.61	0.046
2025.Aug	7.61	0.048
2025.Sep	7.62	0.049
2025.Oct	7.63	0.050



Administrador del Mercado Mayorista

2025.Nov	7.64	0.051
2025.Dec	7.65	0.053
2026.Jan	7.64	0.054
2026.Feb	7.65	0.055
2026.Mar	7.66	0.057
2026.Apr	7.66	0.058
2026.May	7.66	0.059
2026.Jun	7.63	0.060
2026.Jul	7.64	0.062
2026.Aug	7.64	0.063
2026.Sep	7.65	0.064
2026.Oct	7.65	0.065
2026.Nov	7.67	0.066
2026.Dec	7.67	0.067
2027.Jan	7.67	0.068
2027.Feb	7.68	0.070
2027.Mar	7.69	0.071
2027.Apr	7.69	0.072
2027.May	7.68	0.074
2027.Jun	7.66	0.075
2027.Jul	7.66	0.076
2027.Aug	7.67	0.077
2027.Sep	7.67	0.078
2027.Oct	7.68	0.079
2027.Nov	7.70	0.080
2027.Dec	7.70	0.081



Administrador del Mercado Mayorista

2028.Jan	7.70	0.083
2028.Feb	7.70	0.084
2028.Mar	7.72	0.085
2028.Apr	7.71	0.086
2028.May	7.71	0.088
2028.Jun	7.69	0.089
2028.Jul	7.69	0.090
2028.Aug	7.70	0.091
2028.Sep	7.70	0.092
2028.Oct	7.71	0.093
2028.Nov	7.72	0.094
2028.Dec	7.73	0.095
2029.Jan	7.72	0.097
2029.Feb	7.73	0.098
2029.Mar	7.75	0.099
2029.Apr	7.74	0.100
2029.May	7.74	0.101
2029.Jun	7.71	0.103
2029.Jul	7.72	0.104
2029.Aug	7.72	0.105
2029.Sep	7.73	0.106
2029.Oct	7.74	0.107
2029.Nov	7.75	0.108
2029.Dec	7.75	0.109
2030.Jan	7.75	0.110
2030.Feb	7.76	0.112



Administrador del Mercado Mayorista

2030.Mar	7.77	0.113
2030.Apr	7.77	0.114
2030.May	7.76	0.115
2030.Jun	7.74	0.117
2030.Jul	7.75	0.118
2030.Aug	7.75	0.119
2030.Sep	7.75	0.120
2030.Oct	7.76	0.121
2030.Nov	7.78	0.122
2030.Dec	7.78	0.123
2031.Jan	7.78	0.125
2031.Feb	7.78	0.126
2031.Mar	7.80	0.127
2031.Apr	7.79	0.128
2031.May	7.79	0.130
2031.Jun	7.77	0.131
2031.Jul	7.77	0.132
2031.Aug	7.78	0.133
2031.Sep	7.78	0.134
2031.Oct	7.79	0.135
2031.Nov	7.80	0.137
2031.Dec	7.81	0.138
2032.Jan	7.80	0.139
2032.Feb	7.81	0.140
2032.Mar	7.83	0.141
2032.Apr	7.82	0.143

2032.May	7.82	0.144
2032.Jun	7.80	0.145
2032.Jul	7.80	0.146
2032.Aug	7.80	0.148
2032.Sep	7.81	0.149
2032.Oct	7.82	0.150
2032.Nov	7.83	0.151
2032.Dec	7.84	0.152
2033.Jan	7.83	0.153
2033.Feb	7.84	0.155
2033.Mar	7.85	0.156
2033.Apr	7.85	0.157
2033.May	7.85	0.159
2033.Jun	7.82	0.160
2033.Jul	7.83	0.161
2033.Aug	7.83	0.162
2033.Sep	7.84	0.163
2033.Oct	7.84	0.165
2033.Nov	7.86	0.166
2033.Dec	7.86	0.167
2034.Jan	7.86	0.168

Confidence intervals with coverage probability (0.95000

On the Original Scale

with LogNormal correction

Date	Lower	Forecast	Upper

2024.Feb	1920.81	1989.29	2059.56
2024.Mar	1939.72	2019.22	2101.10
2024.Apr	1920.76	2008.62	2099.41
2024.May	1908.56	2004.14	2103.22
2024.Jun	1857.00	1957.48	2061.91
2024.Jul	1859.44	1967.06	2079.20
2024.Aug	1859.69	1973.94	2093.29
2024.Sep	1863.40	1984.18	2110.66
2024.Oct	1872.66	2000.10	2133.84
2024.Nov	1892.96	2027.66	2169.32
2024.Dec	1897.02	2037.68	2185.91
2025.Jan	1884.30	2029.46	2182.73
2025.Feb	1891.77	2045.04	2207.32
2025.Mar	1914.41	2075.83	2247.11
2025.Apr	1898.79	2064.96	2241.64
2025.May	1889.20	2060.38	2242.76
2025.Jun	1840.16	2012.43	2196.34
2025.Jul	1844.25	2022.30	2212.76
2025.Aug	1845.91	2029.40	2226.04
2025.Sep	1850.81	2039.95	2243.02
2025.Oct	1861.08	2056.34	2266.36
2025.Nov	1882.19	2084.70	2302.89
2025.Dec	1887.06	2095.03	2319.49



Administrador del Mercado Mayorista

2026.Jan	1875.13	2086.60	2315.22
2026.Feb	1883.65	2102.65	2339.94
2026.Mar	1906.96	2134.33	2381.17
2026.Apr	1892.07	2123.18	2374.54
2026.May	1883.10	2118.50	2374.99
2026.Jun	1834.72	2069.22	2325.20
2026.Jul	1839.24	2079.40	2342.01
2026.Aug	1841.30	2086.73	2355.55
2026.Sep	1846.54	2097.61	2373.07
2026.Oct	1857.10	2114.49	2397.35
2026.Nov	1878.45	2143.67	2435.62
2026.Dec	1883.56	2154.32	2452.85
2027.Jan	1871.88	2145.68	2448.05
2027.Feb	1880.80	2162.22	2473.63
2027.Mar	1904.35	2194.83	2516.86
2027.Apr	1889.72	2183.39	2509.53
2027.May	1880.97	2178.61	2509.72
2027.Jun	1832.83	2127.96	2456.86
2027.Jul	1837.51	2138.46	2474.40
2027.Aug	1839.70	2146.02	2488.53
2027.Sep	1845.06	2157.24	2506.87
2027.Oct	1855.71	2174.63	2532.38
2027.Nov	1877.14	2204.68	2572.68
2027.Dec	1882.32	2215.66	2590.77
2028.Jan	1870.71	2206.81	2585.61
2028.Feb	1879.81	2223.85	2612.38



Administrador del Mercado Mayorista

2028.Mar	1903.45	2257.43	2657.88
2028.Apr	1888.91	2245.69	2650.02
2028.May	1880.24	2240.81	2650.13
2028.Jun	1832.17	2188.75	2594.23
2028.Jul	1836.89	2199.58	2612.69
2028.Aug	1839.12	2207.39	2627.55
2028.Sep	1844.51	2218.97	2646.88
2028.Oct	1855.17	2236.89	2673.80
2028.Nov	1876.60	2267.83	2716.34
2028.Dec	1881.78	2279.16	2735.45
2029.Jan	1870.16	2270.09	2730.01
2029.Feb	1879.33	2287.66	2758.16
2029.Mar	1902.99	2322.24	2806.17
2029.Apr	1888.47	2310.21	2797.86
2029.May	1879.80	2305.22	2797.96
2029.Jun	1831.74	2251.70	2738.95
2029.Jul	1836.45	2262.88	2758.46
2029.Aug	1838.66	2270.95	2774.18
2029.Sep	1844.02	2282.90	2794.62
2029.Oct	1854.65	2301.37	2823.09
2029.Nov	1876.03	2333.25	2868.06
2029.Dec	1881.17	2344.95	2888.30
2030.Jan	1869.51	2335.65	2882.63
2030.Feb	1878.70	2353.77	2912.32
2030.Mar	1902.32	2389.39	2963.05
2030.Apr	1887.78	2377.05	2954.31



Administrador del Mercado Mayorista

2030.May	1879.09	2371.96	2954.47
2030.Jun	1831.01	2316.93	2892.22
2030.Jul	1835.67	2328.48	2912.89
2030.Aug	1837.83	2336.82	2929.56
2030.Sep	1843.13	2349.16	2951.23
2030.Oct	1853.70	2368.21	2981.38
2030.Nov	1875.02	2401.05	3028.98
2030.Dec	1880.09	2413.13	3050.45
2031.Jan	1868.36	2403.61	3044.58
2031.Feb	1877.54	2422.30	3075.96
2031.Mar	1901.10	2459.00	3129.62
2031.Apr	1886.51	2446.35	3120.47
2031.May	1877.77	2441.16	3120.74
2031.Jun	1829.67	2384.57	3055.07
2031.Jul	1834.27	2396.50	3077.01
2031.Aug	1836.36	2405.14	3094.73
2031.Sep	1841.59	2417.87	3117.74
2031.Oct	1852.08	2437.53	3149.71
2031.Nov	1873.30	2471.38	3200.12
2031.Dec	1878.29	2483.86	3222.94
2032.Jan	1866.50	2474.10	3216.87
2032.Feb	1875.63	2493.40	3250.09
2032.Mar	1899.10	2531.23	3306.89
2032.Apr	1884.47	2518.26	3297.35
2032.May	1875.67	2512.96	3297.75
2032.Jun	1827.55	2454.76	3228.48



Administrador del Mercado Mayorista

2032.Jul	1832.07	2467.08	3251.79
2032.Aug	1834.08	2476.03	3270.65
2032.Sep	1839.23	2489.19	3295.11
2032.Oct	1849.63	2509.48	3329.04
2032.Nov	1870.74	2544.37	3382.47
2032.Dec	1875.63	2557.28	3406.75
2033.Jan	1863.77	2547.28	3400.49
2033.Feb	1872.84	2567.20	3435.70
2033.Mar	1896.20	2606.21	3495.88
2033.Apr	1881.52	2592.91	3485.92
2033.May	1872.65	2587.51	3486.49
2033.Jun	1824.53	2527.63	3413.40
2033.Jul	1828.97	2540.38	3438.19
2033.Aug	1830.90	2549.64	3458.29
2033.Sep	1835.96	2563.25	3484.31
2033.Oct	1846.25	2584.19	3520.36
2033.Nov	1867.23	2620.19	3577.02
2033.Dec	1872.03	2633.53	3602.87
2034.Jan	1860.10	2623.29	3596.43

B 1 Original series (prior adjusted)

From 2001.Jan to 2024.Jan

Observations 277

	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 1829.3 1892.9 1923.0 1890.1 1784.5

1826.0 1807.1 1820.9 1876.6 1857.1 1843.0 22175.4

2023 1882.2 1880.2 1943.2 1939.8 1970.0 1969.3

1912.1 1949.8 1947.5 1895.5 1941.3 1955.3 23186.3

1995.0

AVGE 1495.3 1486.4 1505.4 1503.9 1494.1 1461.5
1467.4 1474.4 1483.3 1496.6 1521.2 1528.8

Table Total- 413618.79 Mean- 1493.21 Std. Dev.- 248.21
Min - 996.80 Max - 1995.01

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

From 2024.Feb to 2034.Jan

Observations 120

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	
	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	TOTAL
2024		1989.3	2019.2	2008.6	2004.1	1957.5	
	1967.1	1973.9	1984.2	2000.1	2027.7	2037.7	21969.3
2025	2029.5	2045.0	2075.8	2065.0	2060.4	2012.4	
	2022.3	2029.4	2040.0	2056.3	2084.7	2095.0	24615.8
2026	2086.6	2102.7	2134.3	2123.2	2118.5	2069.2	
	2079.4	2086.7	2097.6	2114.5	2143.7	2154.3	25310.7
2027	2145.7	2162.2	2194.8	2183.4	2178.6	2128.0	

165



Administrador del Mercado Mayorista

2138.5 2146.0 2157.2 2174.6 2204.7 2215.7 26029.4

2028 2206.8 2223.9 2257.4 2245.7 2240.8 2188.8

2199.6 2207.4 2219.0 2236.9 2267.8 2279.2 26773.2

2029 2270.1 2287.7 2322.2 2310.2 2305.2 2251.7

2262.9 2271.0 2282.9 2301.4 2333.2 2344.9 27543.4

2030 2335.6 2353.8 2389.4 2377.0 2372.0 2316.9

2328.5 2336.8 2349.2 2368.2 2401.0 2413.1 28341.6

2031 2403.6 2422.3 2459.0 2446.4 2441.2 2384.6

2396.5 2405.1 2417.9 2437.5 2471.4 2483.9 29169.3

2032 2474.1 2493.4 2531.2 2518.3 2513.0 2454.8

2467.1 2476.0 2489.2 2509.5 2544.4 2557.3 30028.1

2033 2547.3 2567.2 2606.2 2592.9 2587.5 2527.6

2540.4 2549.6 2563.2 2584.2 2620.2 2633.5 30919.9

2034 2623.3

2623.3

PROGRAM SEATS+



Administrador del Mercado Mayorista
(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)

(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 =277

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 1829.310 1892.930 1923.050 1890.120 1784.470 1825.950 1807.050 1820.910 1876.640
1857.140 1843.020

2023 1882.190 1880.250 1943.160 1939.830 1970.000 1969.290 1912.070 1949.820 1947.510 1895.540
1941.300 1955.340

2024 1995.010

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	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	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	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	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										
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										
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	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
	100.000	100.000									
2023	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									
2024	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 1829.310 1892.930 1923.050 1890.120 1784.470 1825.950 1807.050 1820.910 1876.640
1857.140 1843.020

2023 1882.190 1880.250 1943.160 1939.830 1970.000 1969.290 1912.070 1949.820 1947.510 1895.540
1941.300 1955.340

2024 1995.010

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:

with mean

ARMA Parameters

THETA = -0.4405

BTHETA= -0.8897

TRANSFORMED SERIES

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

175

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	7.512	7.546	7.562	7.544	7.487	7.510	7.499	7.507	7.537	7.527	7.519
2023	7.540	7.539	7.572	7.570	7.586	7.585	7.556	7.575	7.574	7.547	7.571	7.578
2024	7.598											

NONSEASONAL DIFFERENCING D= 1

SEASONAL DIFFERENCING BD= 1

DIFFERENCED SERIES

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2002		0.018	0.015	-0.023	0.018	-0.013	-0.018	0.019	-0.005	0.011	-0.032	0.023
2003 0.028	0.002	-0.002	-0.007	0.005	0.003	0.018	-0.005	-0.007	0.021	-0.008	0.004	-
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 0.008	-0.041	0.028	-0.012	0.015	-0.014	-0.008	-0.002	0.021	0.005	-0.033	0.011	-
2006 0.025	0.015	0.013	0.000	-0.025	-0.004	0.022	-0.007	-0.012	0.017	0.037	0.008	-

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	-0.013	0.031	-0.002	-0.011	-0.051	0.014	0.027	-0.008	0.004	-0.006	-0.012
2023	0.023	-0.004	-0.001	-0.018	0.033	0.057	-0.052	0.030	-0.009	-0.057	0.034	0.015
2024	-0.001											

MEAN OF DIFFERENCED SERIES= 0.8424D-04

VARIANCE OF Z SERIES = 0.2964D-01

VARIANCE OF DIFFERENCED SERIES = 0.6736D-03

AUTOCORRELATIONS OF STATIONARY SERIES

	-0.3720	0.0690	-0.0622	-0.0105	-0.0423	-0.0098	0.0624	-0.0684	0.1038	-0.0757	0.1776	-0.4673
SE	0.0615	0.0695	0.0698	0.0700	0.0700	0.0701	0.0701	0.0703	0.0706	0.0712	0.0715	0.0731

	0.2291	-0.2284	0.1679	0.0654	-0.0713	-0.0047	0.0288	0.0230	-0.1490	0.1280	-0.0058	-0.0071
SE	0.0837	0.0860	0.0883	0.0895	0.0897	0.0899	0.0899	0.0899	0.0899	0.0909	0.0915	0.0915

	-0.0827	0.2559	-0.1849	-0.0306	0.0565	0.0126	-0.0183	0.0055	0.0796	-0.0511	-0.0006	-0.0175
SE	0.0915	0.0918	0.0945	0.0959	0.0959	0.0960	0.0960	0.0960	0.0960	0.0963	0.0964	0.0964

PARTIAL AUTOCORRELATIONS



Administrador del Mercado Mayorista

-0.3720 -0.0806 -0.0753 -0.0661 -0.0844 -0.0715 0.0308 -0.0487 0.0640 -0.0166 0.1728 -0.4064

SE 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615

-0.0900 -0.2828 -0.0104 0.0808 -0.0577 -0.1215 0.0343 -0.0181 -0.0928 -0.0277 0.1700 -0.2556

SE 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615

-0.1596 -0.0012 -0.0062 -0.0802 -0.0372 0.0010 -0.0192 -0.0459 0.0212 0.0490 0.0289 -0.1411

SE 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615 0.0615

MODEL FITTED

NONSEASONAL P= 0 D= 1 Q= 1

SEASONAL BP= 0 BD= 1 BQ= 1

PERIODICITY MQ= 12

MEAN = 0.00000

SE = *****

TH = -0.4405

SE = *****

BTH = -0.8897

SE = *****

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

EXTENDED RESIDUALS

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	0.015	-0.025	-0.023	0.010	-0.013	0.000	0.012	0.002	-0.004	0.004	0.019	0.011
2002	0.011	-0.005	0.001	-0.005	0.000	-0.007	-0.011	0.012	-0.004	0.015	-0.011	0.021
2003	0.017	-0.003	-0.005	-0.002	0.005	0.013	-0.006	0.005	0.015	0.014	-0.005	-0.007
2004	0.004	-0.005	0.006	0.003	-0.004	0.013	0.005	-0.008	-0.012	0.003	0.003	0.013
2005	-0.028	0.009	-0.001	0.015	-0.012	0.000	-0.003	0.010	0.001	-0.025	0.002	0.003
2006	-0.014	0.026	0.007	-0.009	-0.024	0.016	-0.002	-0.002	0.013	0.020	0.028	-0.011
2007	0.005	-0.003	0.004	-0.005	0.017	0.007	0.019	-0.010	-0.006	-0.000	-0.027	0.010
2008	-0.043	0.008	-0.005	0.004	0.026	-0.040	-0.024	0.004	0.020	-0.033	-0.022	-0.042
2009	-0.019	-0.009	0.032	0.021	0.015	0.011	0.028	-0.019	-0.000	-0.001	-0.001	0.003

180

2010 0.038	-0.025	0.010	-0.007	-0.018	-0.007	-0.018	-0.025	-0.006	-0.001	0.002	0.025	-
2011 0.017	0.025	0.021	0.007	0.004	0.017	-0.003	-0.025	-0.020	-0.003	-0.024	0.011	-
2012	0.027	0.011	-0.013	-0.002	0.000	0.003	-0.019	0.011	0.017	0.001	-0.020	0.008
2013 0.006	-0.023	0.016	0.022	-0.007	0.006	-0.009	0.005	-0.005	-0.022	-0.011	0.008	-
2014	-0.001	0.009	0.003	-0.016	-0.004	0.006	0.031	0.005	-0.005	-0.003	0.013	0.004
2015	-0.007	-0.011	-0.001	-0.004	-0.005	-0.010	0.018	0.013	-0.004	0.011	-0.027	0.008
2016	0.010	-0.009	0.004	0.003	0.011	-0.010	-0.000	-0.001	-0.023	-0.002	-0.007	0.005
2017	0.008	-0.013	-0.010	0.029	-0.020	-0.010	-0.003	-0.005	-0.003	-0.010	-0.012	0.003
2018 0.001	0.004	0.002	0.027	-0.010	0.002	-0.022	0.022	-0.004	-0.019	0.005	-0.004	-
2019 0.018	-0.013	0.032	-0.002	-0.020	0.024	-0.000	-0.010	-0.015	-0.014	-0.019	0.002	-
2020	0.016	-0.000	-0.008	-0.130	0.002	0.005	0.011	0.041	0.035	0.009	-0.011	0.023
2021 0.009	0.009	0.009	-0.004	0.028	0.008	0.022	0.012	-0.041	-0.007	0.015	-0.015	-
2022 0.021	0.005	-0.006	0.021	0.034	0.000	-0.035	0.000	-0.013	-0.004	0.018	-0.018	-
2023 0.000	0.022	-0.001	0.020	0.013	0.026	0.037	-0.022	0.008	-0.003	-0.041	-0.006	-
2024	0.027											

STUDENTIZED EXTENDED RESIDUAL OF -7.3018 AT T=232 (4 2020)

TEST-STATISTICS ON EXTENDED RESIDUALS

MEAN= -0.3636D-03

ST.DEV.= 0.1043D-02

OF MEAN

T-VALUE= -0.3485

NORMALITY TEST= 1340. (CHI-SQUARE(2))

SKEWNESS= -1.5520 (SE = 0.1472)

KURTOSIS= 13.3172 (SE = 0.2944)

SUM OF SQUARES= 0.8357D-01

DURBIN-WATSON= 1.9555

STANDARD DEVI.= 0.1786D-01

OF RESID.

VARIANCE= 0.3190D-03

OF RESID.

NON-PARAMETRIC TEST FOR RESIDUAL SEASONALITY (FRIEDMAN) SEAS_NP = 3.48

ASYMP. DISTRIBUTED AS CHI-SQUARE(11)

Critical value 99%: 24.73

Critical value 95%: 19.68

AUTOCORRELATIONS OF EXTENDED RESIDUALS

	0.0159	-0.0140	-0.0178	-0.0587	-0.0890	-0.0577	0.0247	-0.0400	0.0089	-0.0127	-0.0006	-0.0576
SE	0.0601	0.0601	0.0601	0.0601	0.0603	0.0608	0.0610	0.0610	0.0611	0.0611	0.0612	0.0612
	-0.0228	-0.1181	0.0726	0.0677	-0.0499	-0.0064	0.0295	0.0000	-0.0726	0.0925	0.0265	-0.0540
SE	0.0613	0.0614	0.0622	0.0625	0.0628	0.0629	0.0629	0.0630	0.0630	0.0633	0.0637	0.0638
	-0.0392	0.1226	-0.1072	-0.0469	0.0552	0.0533	0.0312	0.0706	0.0499	0.0144	-0.0321	-0.0647
SE	0.0639	0.0640	0.0649	0.0655	0.0656	0.0658	0.0660	0.0660	0.0663	0.0664	0.0664	0.0665

THE LJUNG-BOX Q VALUE IS 19.52 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= 277

NUM.(+)= 139

T-VALUE= 0.903

Detected a Spectral peak in Residuals

AUTOCORRELATIONS OF SQUARED EXTENDED RESIDUALS

	-0.0151	-0.0258	-0.0050	0.0908	0.0458	0.0042	-0.0014	0.0236	-0.0172	-0.0147	0.0158	0.0451
SE	0.0601	0.0601	0.0601	0.0601	0.0606	0.0608	0.0608	0.0608	0.0608	0.0608	0.0608	0.0608
	-0.0204	0.0591	-0.0154	0.0657	-0.0359	-0.0066	0.0205	-0.0206	0.0005	0.0046	-0.0038	0.0459
SE	0.0610	0.0610	0.0612	0.0612	0.0615	0.0615	0.0615	0.0616	0.0616	0.0616	0.0616	0.0616
	0.0143	0.0504	-0.0285	-0.0200	-0.0160	0.0084	-0.0097	-0.0015	0.0020	-0.0139	0.0111	0.0212
SE	0.0617	0.0617	0.0619	0.0619	0.0619	0.0620	0.0620	0.0620	0.0620	0.0620	0.0620	0.0620

THE LJUNG-BOX Q VALUE IS 7.61 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 0.023	0.386	0.066	-0.163	0.145	-0.125	-0.125	0.027	-0.015	-0.162	-0.209	-0.041	-
2002 0.035	0.200	0.002	0.027	0.045	0.057	-0.020	-0.167	0.028	-0.200	0.012	-0.309	-
2003 0.082	0.259	0.036	-0.079	-0.062	-0.110	0.037	-0.187	-0.155	-0.104	0.092	-0.054	-
2004	0.212	-0.069	-0.046	0.019	-0.175	0.054	0.065	0.021	-0.199	-0.042	-0.094	0.250
2005	-0.030	0.018	-0.142	0.201	-0.137	-0.002	-0.122	0.111	0.095	-0.174	-0.107	0.068
2006 0.059	-0.127	0.132	0.102	0.175	-0.373	0.057	-0.171	-0.247	-0.304	-0.182	0.103	-
2007	0.153	-0.038	-0.068	-0.123	-0.198	-0.063	0.127	0.007	-0.063	0.173	-0.134	0.433
2008	-0.125	0.082	-0.134	0.049	0.377	-0.002	-0.209	-0.002	0.415	0.182	0.227	0.047
2009	-0.089	-0.418	-0.206	-0.047	-0.190	-0.126	0.210	-0.123	-0.012	0.032	0.035	0.360
2010 0.324	-0.072	0.161	0.088	0.143	0.104	0.120	-0.128	-0.115	-0.117	-0.118	0.303	-
2011 0.254	-0.062	-0.005	-0.119	0.019	0.170	0.308	0.037	-0.075	0.107	-0.224	0.140	-
2012	0.110	0.164	-0.150	0.071	-0.019	0.187	-0.303	-0.162	0.124	0.105	-0.051	0.176
2013	-0.289	-0.070	0.039	0.036	0.084	0.076	0.051	0.083	-0.033	-0.145	0.148	0.012
2014	-0.097	0.081	0.039	-0.044	-0.219	-0.157	0.033	-0.033	-0.048	-0.192	0.165	0.195
2015	0.039	0.002	-0.032	0.082	-0.090	-0.193	-0.097	0.007	-0.047	0.154	-0.121	0.075
2016	0.073	-0.077	-0.115	0.034	0.091	0.011	0.014	0.142	-0.097	-0.031	-0.005	0.114
2017	0.155	-0.041	-0.310	0.446	-0.026	0.022	-0.008	0.028	0.065	-0.032	-0.055	0.056
2018	-0.053	-0.194	0.077	0.159	0.097	-0.245	0.149	0.118	-0.146	0.008	0.039	0.122
2019	-0.314	0.170	-0.034	-0.089	0.184	0.149	0.153	0.139	0.065	-0.097	0.211	0.013
2020	0.270	0.560	0.980	-0.599	-0.157	-0.316	-0.460	-0.113	0.044	-0.042	-0.228	0.103

2021	-0.072	0.062	-0.213	-0.020	-0.147	0.094	0.342	-0.160	-0.117	0.163	0.000	0.006
2022	-0.060	-0.207	-0.076	0.297	0.290	-0.169	0.114	-0.096	-0.145	0.262	0.023	-0.238
2023	-0.031	-0.239	-0.133	-0.220	-0.096	0.309	-0.078	0.188	0.284	-0.150	-0.109	-0.195
2024	0.106											

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 -0.89

PHI PARAMETERS

1.00

BPHI PARAMETERS

1.00

NUMERATOR OF THE MODEL (TOTAL MOVING AVERAGE POLYNOMIAL)

1.0000 -0.4405 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000

-0.8897 0.3919

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

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
0.990	0.000	0.990	0.000	-
-1.000	0.000	1.000	180.000	2.000

TOTAL SQUARED ERROR= 0.6505500D-32

MA ROOTS OF SEASONAL

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD

0.638	0.648	0.909	45.425	7.925
-0.694	0.693	0.980	135.035	2.666
0.241	0.910	0.941	75.187	4.788
-0.251	0.930	0.963	105.080	3.426
0.701	0.000	0.701	0.000	-
-0.966	0.259	1.000	165.010	2.182

TOTAL SQUARED ERROR= 0.2904634D-26

MA ROOTS OF SEASONALLY ADJUSTED SERIES

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
0.441	0.000	0.441	0.000	-
0.990	0.000	0.990	0.000	-

TOTAL SQUARED ERROR= 0.1668532D-31

DERIVATION OF THE COMPONENT MODELS : OK

MODELS FOR THE COMPONENTS

TREND-CYCLE NUMERATOR (MOVING AVERAGE POL.)

1.00000 0.00969 -0.99031

TREND-CYCLE DENOMINATOR (AUTOREGRESSIVE POL.)

1.00000 -2.00000 1.00000

INNOV. VAR. (*) 0.070403

(*) IN UNITS OF VAR(A)

SEAS. NUMERATOR (MOVING AVERAGE POL.)

1.00000 1.36208 1.39978 1.30602 1.10140 0.85555 0.59637 0.34506 0.13589 -0.05745 -
0.18395 -0.45817

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. (*) 0.003254

IRREGULAR

VAR. (*) 0.46310

SEASONALLY ADJUSTED NUMERATOR (MOVING AVERAGE POL.)

1.00000 -1.43124 0.43666

SEASONALLY ADJUSTED DENOMINATOR (AUTOREGRESSIVE POL.)

1.00000 -2.00000 1.00000

INNOV. VAR. (*) 0.900878

(*) 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

$(1 - 0.4405F - 0.8897F^{12} + 0.3919F^{13})[(1-B)^2]N(t) = KN(1 - 1.431B + 0.4367B^2)$

$$(1 - 1.431F + 0.4367F^2)(1 + F + F^2 + F^3 + F^4 + F^5 + F^6 + F^7 + F^8 + F^9 + F^{10} + F^{11})a(t)$$

$$KN = 0.900878$$

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

$$[(1-B)^2]N(t|t) = KcN(1 - 1.418B + 0.4236B^2)a(t)$$

$$KcN = 0.928659$$

MA ROOTS of concurrent estimator

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
0.990	0.000	0.990	0.000	-
0.428	0.000	0.428	0.000	-

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

$$(1 - 0.4405F - 0.8897F^{12} + 0.3919F^{13})R(t|t) = KrN F$$

$$(1 + 0.4053F + 0.3146F^2 + 0.2247F^3 + 0.1358F^4 + 0.4761E-01F^5 - 0.3967E-01F^6 - 0.1261F^7 - 0.2117F^8 - 0.2964F^9 - 0.3803F^{10} - 1.856F^{11} + 0.9453F^{12})a(t)$$

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

(1) HISTORICAL ESTIMATOR

$$(1-0.4405F-0.8897F^{12}+0.3919F^{13})[(1-B)^2]P(t)=KP(1+0.9693E-02B-0.9903B^2)$$

$$(1+0.9693E-02F-0.9903F^2)(1+F+F^2+F^3+F^4+F^5+F^6+F^7+F^8+F^9+F^{10}+F^{11})a(t)$$

$$KP=0.070403$$

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

$$[(1-B)^2]P(t|t)=KcP(1-0.8392B-0.1498B^2)a(t)$$

$$KcP=0.465556$$

MA ROOTS of concurrent estimator

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD

0.990	0.000	0.990	0.000	-
-0.151	0.000	0.151	180.000	2.0

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

$$(1-0.4405F-0.8897F^{12}+0.3919F^{13})R(t|t)=KrP F$$

$$(1+0.4349E-01F+0.3376E-01F^2+0.2412E-01F^3+0.1457E-01F^4+0.5110E-02F^5-0.4258E-02F^6-0.1353E-01F^7-0.2272E-01F^8$$

$$-0.3181E-01F^9-0.4082E-01F^{10}-0.2323E-01F^{11}-0.8687F^{12})a(t)$$

$$KrP=0.084255$$

3. SEASONAL COMPONENT $[S(t)]$

(1) HISTORICAL ESTIMATOR

$$(1-0.4405F-0.8897F^{12}+0.3919F^{13})(1+B+B^2+B^3+B^4+B^5+B^6+B^7+B^8+B^9+B^{10}+B^{11})S(t)=KS$$

$$(1+1.362B+1.400B^2+1.306B^3+1.101B^4+0.8555B^5+0.5964B^6+0.3451B^7+0.1359B^8-0.5745E-01B^9-0.1840B^{10}-0.4582B^{11})$$



Administrador del Mercado Mayorista

$$(1 + 1.362F + 1.400F^2 + 1.306F^3 + 1.101F^4 + 0.8555F^5 + 0.5964F^6 + 0.3451F^7 + 0.1359F^8 - 0.5745E - 0.01F^9 - 0.1840F^{10} - 0.4582F^{11})[(1-F)^2]a(t)$$

$$KS = 0.003254$$

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

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

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

$$(1 + 1.268B + 1.463B^2 + 1.587B^3 + 1.638B^4 + 1.617B^5 + 1.525B^6 + 1.360B^7 + 1.123B^8 + 0.8136B^9 + 0.4324B^{10} - 0.2090E - 0.01B^{11})a(t)$$

$$KcS = 0.071341$$

MA ROOTS of concurrent estimator

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
-0.625	0.661	0.910	133.390	2.699
0.736	0.625	0.966	40.349	8.922
-0.196	0.899	0.920	102.312	3.519
0.301	0.888	0.938	71.273	5.051
-0.872	0.242	0.905	164.465	2.189
				196

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

$$(1 - 0.4405F - 0.8897F^{12} + 0.3919F^{13})R(t|t) = K_r S F$$

$$(1 + 0.4053F + 0.3146F^2 + 0.2247F^3 + 0.1358F^4 + 0.4761E-01F^5 - 0.3967E-01F^6 - 0.1261F^7 - 0.2117F^8 - 0.2964F^9 - 0.3803F^{10} - 1.856F^{11} + 0.9453F^{12})a(t)$$

$$K_r S = 0.000970$$

4. IRREGULAR COMPONENT $[U(t)]$

(1) HISTORICAL ESTIMATOR

$$(1 - 0.4405F - 0.8897F^{12} + 0.3919F^{13})U(t) = K_U(1 - F)(1 - F^{12})a(t)$$

$$K_U = 0.463102$$

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

$$K_c U = 0.463102$$

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

$$(1 - 0.4405F - 0.8897F^{12} + 0.3919F^{13})R(t|t) = K_r U F(1 + 0.1972F^{11} - 1.087F^{12})a(t)$$

$$K_r U = 0.067140$$

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	-0.0128	0.0583	0.0000	-0.0583	-0.0454	0.0000
-23	-0.0155	0.0155	0.0000	-0.0155	0.0000	-0.0000
-22	-0.0114	0.0114	0.0000	-0.0114	0.0000	-0.0000
-21	-0.0072	0.0071	0.0000	-0.0071	0.0000	0.0000
-20	-0.0029	0.0028	0.0000	-0.0028	0.0001	-0.0000
-19	0.0013	-0.0015	0.0000	0.0015	0.0002	0.0000
-18	0.0053	-0.0058	0.0000	0.0058	0.0005	-0.0000
-17	0.0091	-0.0102	0.0000	0.0102	0.0011	0.0000
-16	0.0122	-0.0147	0.0000	0.0147	0.0024	-0.0000
-15	0.0136	-0.0192	0.0000	0.0192	0.0055	0.0000
-14	0.0111	-0.0237	0.0000	0.0237	0.0126	-0.0000
-13	-0.0003	-0.0283	0.0000	0.0283	0.0286	-0.0000
-12	-0.0144	0.0655	0.0000	-0.0655	-0.0511	0.0000
-11	-0.0174	0.0175	0.0000	-0.0175	-0.0001	-0.0000
-10	-0.0126	0.0128	0.0000	-0.0128	-0.0002	-0.0000
-9	-0.0076	0.0080	0.0000	-0.0080	-0.0004	0.0000
-8	-0.0024	0.0032	0.0000	-0.0032	-0.0008	-0.0000
-7	0.0035	-0.0016	0.0000	0.0016	-0.0019	0.0000

-6	0.0108	-0.0065	0.0000	0.0065	-0.0043	-0.0000
-5	0.0212	-0.0115	0.0000	0.0115	-0.0098	0.0000
-4	0.0386	-0.0164	0.0000	0.0164	-0.0221	-0.0000
-3	0.0717	-0.0214	0.0000	0.0214	-0.0503	0.0000
-2	0.1405	-0.0263	0.0000	0.0263	-0.1141	-0.0000
-1	0.2903	-0.0312	0.0000	0.0312	-0.2591	-0.0000
0	0.4656	0.0713	0.0000	0.9287	0.4631	1.0000
1	0.5404	0.0191	0.0000	0.5404	0.0000	0.5595
2	0.5456	0.0140	0.0000	0.5456	0.0000	0.5595
3	0.5507	0.0088	0.0000	0.5507	0.0000	0.5595
4	0.5559	0.0037	0.0000	0.5559	0.0000	0.5595
5	0.5610	-0.0015	0.0000	0.5610	0.0000	0.5595
6	0.5661	-0.0066	0.0000	0.5661	0.0000	0.5595
7	0.5713	-0.0118	0.0000	0.5713	0.0000	0.5595
8	0.5764	-0.0169	0.0000	0.5764	0.0000	0.5595
9	0.5816	-0.0221	0.0000	0.5816	0.0000	0.5595
10	0.5867	-0.0272	0.0000	0.5867	0.0000	0.5595
11	0.5919	-0.0323	0.0000	0.5919	0.0000	0.5595
12	0.5970	0.0728	0.0000	0.5970	0.0000	0.6698
13	0.6021	0.0191	0.0000	0.6021	0.0000	0.6212
14	0.6073	0.0140	0.0000	0.6073	0.0000	0.6212
15	0.6124	0.0088	0.0000	0.6124	0.0000	0.6212
16	0.6176	0.0037	0.0000	0.6176	0.0000	0.6212
17	0.6227	-0.0015	0.0000	0.6227	0.0000	0.6212

18	0.6279	-0.0066	0.0000	0.6279	0.0000	0.6212
19	0.6330	-0.0118	0.0000	0.6330	0.0000	0.6212
20	0.6381	-0.0169	0.0000	0.6381	0.0000	0.6212
21	0.6433	-0.0221	0.0000	0.6433	0.0000	0.6212
22	0.6484	-0.0272	0.0000	0.6484	0.0000	0.6212
23	0.6536	-0.0323	0.0000	0.6536	0.0000	0.6212
24	0.6587	0.0728	0.0000	0.6587	0.0000	0.7316

DETERMINISTIC COMPONENT FROM regARIMA

NONE

DERIVATION OF THE FILTERS : OK

WIENER-KOLMOGOROV FILTERS (ONE SIDE)

TREND-CYCLE COMPONENT

0.2686	0.1948	0.0884	0.0416	0.0209	0.0117	0.0076	0.0055	0.0042	0.0027	-0.0001	-0.0061
-0.0102	-0.0062	-0.0004	0.0022	0.0032	0.0037	0.0038	0.0036	0.0032	0.0021	-0.0002	-0.0054
-0.0091	-0.0055	-0.0003	0.0019	0.0029	0.0033	0.0033	0.0032	0.0028	0.0019	-0.0002	-0.0048
-0.0081	-0.0049	-0.0003	0.0017	0.0026	0.0029	0.0030	0.0029	0.0025	0.0017	-0.0001	-0.0043
-0.0072	-0.0044	-0.0003	0.0015	0.0023	0.0026	0.0026	0.0026	0.0022	0.0015	-0.0001	-0.0038

0.9491	0.0044	0.0046	0.0046	0.0046	0.0046	0.0046	0.0045	0.0045	0.0045	0.0044	0.0044
-0.0478	0.0043	0.0043	0.0042	0.0042	0.0041	0.0041	0.0041	0.0040	0.0040	0.0039	0.0039
-0.0425	0.0038	0.0038	0.0037	0.0037	0.0037	0.0036	0.0036	0.0036	0.0035	0.0035	0.0035
-0.0378	0.0034	0.0034	0.0033	0.0033	0.0033	0.0032	0.0032	0.0032	0.0031	0.0031	0.0031
-0.0336	0.0030	0.0030	0.0030	0.0029	0.0029	0.0029	0.0029	0.0028	0.0028	0.0028	0.0028

SEASONAL COMPONENT

0.0509	-0.0044	-0.0046	-0.0046	-0.0046	-0.0046	-0.0046	-0.0045	-0.0045	-0.0045	-0.0044	-0.0044
0.0478	-0.0043	-0.0043	-0.0042	-0.0042	-0.0041	-0.0041	-0.0041	-0.0040	-0.0040	-0.0039	-0.0039
0.0425	-0.0038	-0.0038	-0.0037	-0.0037	-0.0037	-0.0036	-0.0036	-0.0036	-0.0035	-0.0035	-0.0035
0.0378	-0.0034	-0.0034	-0.0033	-0.0033	-0.0033	-0.0032	-0.0032	-0.0032	-0.0031	-0.0031	-0.0031
0.0336	-0.0030	-0.0030	-0.0030	-0.0029	-0.0029	-0.0029	-0.0029	-0.0028	-0.0028	-0.0028	-0.0028

IRREGULAR COMPONENT

0.6805	-0.1904	-0.0839	-0.0369	-0.0162	-0.0071	-0.0030	-0.0010	0.0003	0.0018	0.0045	0.0104
-0.0376	0.0105	0.0046	0.0020	0.0009	0.0005	0.0003	0.0004	0.0008	0.0018	0.0041	0.0093
-0.0334	0.0093	0.0041	0.0018	0.0008	0.0004	0.0003	0.0004	0.0007	0.0016	0.0037	0.0083
-0.0297	0.0083	0.0037	0.0016	0.0007	0.0004	0.0003	0.0003	0.0007	0.0014	0.0033	0.0074
-0.0264	0.0074	0.0033	0.0014	0.0007	0.0003	0.0002	0.0003	0.0006	0.0013	0.0029	0.0066

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

COMPONENT	TREND-CYCLE		SEASONAL COMPONENT		TRANS.+IRREGULAR	
	CONTRIBUTION OF OBSERVATION	INNOVATION	OBSERVATION	INNOVATION	OBSERVATION	INNOVATION
LAST PERIOD	0.269	0.466	0.051	0.071	0.681	0.463
NEXT PERIOD	0.195	0.290	-0.004	-0.031	-0.190	-0.259
1 YEAR AHEAD	-0.010	-0.014	0.048	0.066	-0.038	-0.051
2 YEAR AHEAD	-0.009	-0.013	0.042	0.058	-0.033	-0.045

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	0.425	0.459	0.036
2	-0.500	-0.312	-0.241	0.060
3	0.000	-0.342	-0.313	0.060
4	0.000	-0.150	-0.220	0.080
5	0.000	-0.066	-0.182	0.085
6	0.000	-0.028	-0.076	0.080
7	0.000	-0.009	0.022	0.084
8	0.000	0.003	0.048	0.084
9	0.000	0.016	0.058	0.083
10	0.000	0.016	0.054	0.084
11	0.000	-0.024	-0.008	0.084
12	0.000	-0.055	-0.094	0.080

VAR.(*) 0.139 0.025 0.026 0.003

SA SERIES

LAG	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	SE
1	-0.635	-0.635	-0.621	0.036
2	0.135	0.135	0.115	0.077

3	0.000	0.000	0.024	0.083
4	0.000	0.000	-0.002	0.083
5	0.000	0.000	-0.018	0.082
6	0.000	0.000	-0.027	0.080
7	0.000	0.000	0.072	0.082
8	0.000	0.000	-0.074	0.083
9	0.000	0.000	0.061	0.083
10	0.000	-0.007	-0.053	0.083
11	0.000	0.035	0.078	0.082
12	0.000	-0.055	-0.114	0.080

VAR.(*) 2.918 2.757 2.566 0.324

SEASONAL

LAG	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	SE
1	0.905	0.721	0.757	0.085
2	0.744	0.336	0.382	0.109
3	0.556	-0.063	-0.066	0.074
4	0.368	-0.403	-0.428	0.064
5	0.199	-0.632	-0.668	0.144

6	0.064	-0.719	-0.756	0.186
7	-0.032	-0.653	-0.679	0.138
8	-0.087	-0.445	-0.449	0.060
9	-0.103	-0.123	-0.107	0.095
10	-0.088	0.263	0.324	0.140
11	-0.050	0.642	0.672	0.121
12	0.000	0.924	0.889	0.040

VAR.(*) 0.030 0.001 0.001 0.000

IRREGULAR

LAG	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	SE
1	0.000	-0.280	-0.250	0.052
2	0.000	-0.123	-0.128	0.066
3	0.000	-0.054	-0.034	0.067
4	0.000	-0.024	-0.046	0.067
5	0.000	-0.010	-0.067	0.067
6	0.000	-0.004	-0.031	0.064
7	0.000	-0.001	0.068	0.067
8	0.000	0.000	-0.034	0.067

9	0.000	0.003	0.040	0.067
10	0.000	0.007	-0.001	0.067
11	0.000	0.015	0.037	0.067
12	0.000	-0.055	-0.074	0.064

VAR.(*) 0.463 0.315 0.305 0.030

(*) IN UNITS OF VAR(A)

For all components it should happen that :

- $\text{Var}(\text{Component}) > \text{Var}(\text{Estimator})$
- $\text{Var}(\text{Estimator})$ close to $\text{Var}(\text{Estimate})$

* 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	SEASONAL ORDER
	AUTOCOVARIANCE	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	0.465556	1	0.279934	2	0.128449

3	0.061723	4	0.032332	5	0.019385
6	0.013682	7	0.011170	8	0.010064
9	0.009577	10	0.009362	11	0.009267
12	-0.042132	13	-0.021674	14	-0.004971
15	0.002387	16	0.005627	17	0.007055
18	0.007684	19	0.007961	20	0.008083
21	0.008137	22	0.008160	23	0.008171
24	-0.037517	25	-0.019297	26	-0.004429
27	0.002121	28	0.005005	29	0.006276
30	0.006836	31	0.007082	32	0.007191
33	0.007239	34	0.007260	35	0.007269
36	-0.033378	37	-0.017168	38	-0.003940
39	0.001887	40	0.004453	41	0.005584
42	0.006082	43	0.006301	44	0.006398
45	0.006440	46	0.006459	47	0.006467
48	-0.029696	49	-0.015274	50	-0.003505
51	0.001679	52	0.003962	53	0.004968
54	0.005411	55	0.005606	56	0.005692
57	0.005730	58	0.005747	59	0.005754
60	-0.026420				

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

exp(B) WEIGHTS exp(B) WEIGHTS exp(B) WEIGHTS

0	0.928659	1	0.020820	2	0.014314
3	0.011449	4	0.010187	5	0.009631
6	0.009386	7	0.009278	8	0.009230
9	0.009209	10	0.009200	11	0.009196
12	-0.093251	13	0.006897	14	0.007614
15	0.007930	16	0.008069	17	0.008131
18	0.008158	19	0.008169	20	0.008175
21	0.008177	22	0.008178	23	0.008178
24	-0.082965	25	0.006135	26	0.006774
27	0.007055	28	0.007179	29	0.007234
30	0.007258	31	0.007268	32	0.007273
33	0.007275	34	0.007276	35	0.007276
36	-0.073813	37	0.005459	38	0.006027
39	0.006277	40	0.006387	41	0.006436
42	0.006457	43	0.006466	44	0.006471
45	0.006472	46	0.006473	47	0.006474
48	-0.065670	49	0.004856	50	0.005362
51	0.005584	52	0.005682	53	0.005726
54	0.005745	55	0.005753	56	0.005757
57	0.005758	58	0.005759	59	0.005759
60	-0.058426				

CONCURRENT ESTIMATOR:PHASE DIAGRAM

period of cycle Delay(in months)

INF	0.0	0.0
20 years cycle	0.1	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
	One	Two	Three	Four	Five	Six	(2.1878 rad)
Seasonally adjusted series	--	--	--	--	--	--	a-
Trend-Cycle component		--	--	--	--	--	--
Irregular component		--	--	--	--	--	a-

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

FINAL ESTIMATION ERROR			REVISION IN CONCURRENT ESTIMATOR	
ACF (LAG)	TREND-CYCLE	SA SERIES	TREND-CYCLE	SA SERIES
1	0.726	0.195	0.510	0.225
2	0.323	0.028	0.261	0.057
3	0.130	-0.101	0.122	-0.076
4	0.036	-0.193	0.039	-0.174
5	-0.010	-0.249	-0.015	-0.237
6	-0.029	-0.268	-0.049	-0.265

7	-0.032	-0.252	-0.067	-0.256
8	-0.023	-0.200	-0.072	-0.212
9	-0.005	-0.113	-0.062	-0.130
10	0.017	0.008	-0.034	-0.012
11	0.037	0.164	0.018	0.144
12	0.047	0.927	0.075	0.890
VAR.(*)	0.137	0.036	0.118	0.036

TOTAL ESTIMATION ERROR (CONCURRENT ESTIMATOR)

ACF (LAG) TREND-CYCLE SA SERIES

1	0.626	0.210
2	0.294	0.043
3	0.127	-0.088
4	0.037	-0.184
5	-0.012	-0.243
6	-0.038	-0.266
7	-0.048	-0.254
8	-0.045	-0.206
9	-0.031	-0.122

10 -0.007 -0.002

11 0.028 0.154

12 0.060 0.909

VAR.(*) 0.254 0.072

(*) IN UNITS OF VAR(A)

VARIANCE OF THE REVISION ERROR (*)

ADDITIONAL TREND-CYCLE SA SERIES
PERIODS

0	0.1175	0.3577E-01
12	0.5604E-02	0.2837E-01
24	0.4436E-02	0.2245E-01
36	0.3511E-02	0.1777E-01
48	0.2779E-02	0.1407E-01
60	0.2200E-02	0.1113E-01

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

AFTER 1 YEAR	78.16	10.95
AFTER 2 YEAR	80.57	20.77
AFTER 3 YEAR	82.72	29.51
AFTER 4 YEAR	84.62	37.29
AFTER 5 YEAR	86.32	44.21

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

PERIODS AHEAD VARIANCE (*)

0	0.3577E-01
1	0.4086E-01
2	0.4123E-01
3	0.4142E-01
4	0.4150E-01
5	0.4151E-01
6	0.4151E-01

7	0.4156E-01
8	0.4170E-01
9	0.4198E-01
10	0.4247E-01
11	0.4321E-01
12	0.4425E-01

AVERAGE PERCENTAGE REDUCTION IN RMSE FROM CONCURRENT ADJUSTMENT 6.850

(*) IN UNITS OF VAR(A)

LOGS DECOMPOSITION OF THE SERIES: RECENT ESTIMATES

PERIOD	SERIES	TREND-CYCLE			SA SERIES		
		ESTIMATE		STANDARD ERROR		ESTIMATE	
		TOTAL	OF REVISION	TOTAL	OF REVISION	TOTAL	OF REVISION
-24	7.509	7.509	0.6708E-02	0.1189E-02	7.507	0.4311E-02	0.2676E-02
-23	7.512	7.515	0.6712E-02	0.1211E-02	7.504	0.4435E-02	0.2872E-02
-22	7.546	7.523	0.6718E-02	0.1243E-02	7.526	0.4444E-02	0.2885E-02

-21	7.562	7.529	0.6721E-02	0.1259E-02	7.549	0.4449E-02	0.2892E-02
-20	7.544	7.527	0.6722E-02	0.1266E-02	7.537	0.4450E-02	0.2895E-02
-19	7.487	7.522	0.6722E-02	0.1267E-02	7.505	0.4451E-02	0.2895E-02
-18	7.510	7.521	0.6722E-02	0.1267E-02	7.525	0.4451E-02	0.2895E-02
-17	7.499	7.521	0.6723E-02	0.1271E-02	7.514	0.4452E-02	0.2897E-02
-16	7.507	7.524	0.6725E-02	0.1281E-02	7.518	0.4456E-02	0.2903E-02
-15	7.537	7.526	0.6728E-02	0.1300E-02	7.543	0.4463E-02	0.2915E-02
-14	7.527	7.526	0.6733E-02	0.1322E-02	7.521	0.4477E-02	0.2935E-02
-13	7.519	7.527	0.6736E-02	0.1337E-02	7.510	0.4497E-02	0.2965E-02
-12	7.540	7.533	0.6736E-02	0.1337E-02	7.538	0.4525E-02	0.3008E-02
-11	7.539	7.541	0.6740E-02	0.1362E-02	7.532	0.4674E-02	0.3228E-02
-10	7.572	7.551	0.6748E-02	0.1397E-02	7.552	0.4684E-02	0.3243E-02
-9	7.570	7.562	0.6751E-02	0.1415E-02	7.558	0.4690E-02	0.3251E-02
-8	7.586	7.573	0.6753E-02	0.1421E-02	7.578	0.4692E-02	0.3254E-02
-7	7.585	7.580	0.6753E-02	0.1422E-02	7.603	0.4692E-02	0.3254E-02
-6	7.556	7.581	0.6753E-02	0.1423E-02	7.571	0.4692E-02	0.3254E-02
-5	7.575	7.580	0.6756E-02	0.1436E-02	7.590	0.4694E-02	0.3257E-02
-4	7.574	7.576	0.6767E-02	0.1485E-02	7.586	0.4698E-02	0.3263E-02
-3	7.547	7.571	0.6802E-02	0.1637E-02	7.553	0.4707E-02	0.3276E-02
-2	7.571	7.571	0.6921E-02	0.2078E-02	7.565	0.4723E-02	0.3298E-02
-1	7.578	7.577	0.7362E-02	0.3258E-02	7.570	0.4746E-02	0.3332E-02
0	7.598	7.584	0.9004E-02	0.6123E-02	7.596	0.4779E-02	0.3378E-02

STANDARD ERROR OF
FINAL ESTIMATOR

0.6602E-02

0.3380E-02

PERIOD	SEASONAL		
	ESTIMATE	STANDARD ERROR	
	TOTAL	OF REVISION	
-24	0.1883E-02	0.4311E-02	0.2676E-02
-23	0.7671E-02	0.4435E-02	0.2872E-02
-22	0.2003E-01	0.4444E-02	0.2885E-02
-21	0.1237E-01	0.4449E-02	0.2892E-02
-20	0.7665E-02	0.4450E-02	0.2895E-02
-19	-0.1839E-01	0.4451E-02	0.2895E-02
-18	-0.1539E-01	0.4451E-02	0.2895E-02
-17	-0.1436E-01	0.4452E-02	0.2897E-02
-16	-0.1139E-01	0.4456E-02	0.2903E-02
-15	-0.5282E-02	0.4463E-02	0.2915E-02
-14	0.6048E-02	0.4477E-02	0.2935E-02
-13	0.8696E-02	0.4497E-02	0.2965E-02
-12	0.1947E-02	0.4525E-02	0.3008E-02
-11	0.7462E-02	0.4674E-02	0.3228E-02
-10	0.2005E-01	0.4684E-02	0.3243E-02
-9	0.1249E-01	0.4690E-02	0.3251E-02
-8	0.7915E-02	0.4692E-02	0.3254E-02
-7	-0.1801E-01	0.4692E-02	0.3254E-02
-6	-0.1532E-01	0.4692E-02	0.3254E-02

-5	-0.1419E-01	0.4694E-02	0.3257E-02
-4	-0.1130E-01	0.4698E-02	0.3263E-02
-3	-0.5507E-02	0.4707E-02	0.3276E-02
-2	0.5838E-02	0.4723E-02	0.3298E-02
-1	0.8469E-02	0.4746E-02	0.3332E-02
0	0.2052E-02	0.4779E-02	0.3378E-02

STANDARD ERROR OF
FINAL ESTIMATOR 0.3380E-02

FORECAST OF THE STOCHASTIC SERIES AND COMPONENTS (LOGS)

PERIOD	SERIES		TREND-CYCLE			SA SERIES		
	FORECAST	S.E.	FORECAST	STANDARD ERROR		FORECAST	STANDARD	
				TOTAL	OF REVISION		TOTAL	OF REVISION
1 01	7.596	0.1786E-01	7.588	0.1226E-01	0.1033E-01	7.588	0.1726E-01	0.1693E-01
2 01	7.610	0.2047E-01	7.590	0.1560E-01	0.1413E-01	7.590	0.1978E-01	0.1949E-01
3 01	7.605	0.2278E-01	7.593	0.1839E-01	0.1717E-01	7.593	0.2205E-01	0.2179E-01

4	7.603	0.2487E-01	7.595	0.2086E-01	0.1979E-01	7.595	0.2414E-01	0.2390E-01
01								
5	7.579	0.2680E-01	7.597	0.2310E-01	0.2214E-01	7.597	0.2610E-01	0.2588E-01
01								
6	7.584	0.2861E-01	7.600	0.2518E-01	0.2430E-01	7.600	0.2796E-01	0.2775E-01
01								
7	7.588	0.3030E-01	7.602	0.2713E-01	0.2632E-01	7.602	0.2973E-01	0.2954E-01
01								
8	7.593	0.3191E-01	7.604	0.2899E-01	0.2823E-01	7.604	0.3143E-01	0.3125E-01
01								
9	7.601	0.3343E-01	7.607	0.3076E-01	0.3005E-01	7.607	0.3308E-01	0.3290E-01
01								
10	7.615	0.3490E-01	7.609	0.3247E-01	0.3179E-01	7.609	0.3467E-01	0.3450E-01
01								
11	7.620	0.3630E-01	7.611	0.3412E-01	0.3347E-01	7.611	0.3622E-01	0.3606E-01
01								
12	7.616	0.3765E-01	7.613	0.3572E-01	0.3510E-01	7.613	0.3773E-01	0.3758E-01
01								
13	7.623	0.3950E-01	7.616	0.3728E-01	0.3669E-01	7.616	0.3921E-01	0.3906E-01
01								
14	7.638	0.4103E-01	7.618	0.3880E-01	0.3823E-01	7.618	0.4066E-01	0.4051E-01
01								
15	7.633	0.4251E-01	7.620	0.4028E-01	0.3974E-01	7.620	0.4208E-01	0.4194E-01
01								
16	7.631	0.4393E-01	7.623	0.4174E-01	0.4122E-01	7.623	0.4348E-01	0.4334E-01
01								
17	7.607	0.4531E-01	7.625	0.4317E-01	0.4267E-01	7.625	0.4485E-01	0.4473E-01
01								
18	7.612	0.4665E-01	7.627	0.4458E-01	0.4409E-01	7.627	0.4621E-01	0.4609E-01
01								
19	7.615	0.4795E-01	7.630	0.4597E-01	0.4550E-01	7.630	0.4755E-01	0.4743E-01
01								

20	7.621	0.4922E-01	7.632	0.4734E-01	0.4688E-01	7.632	0.4888E-01	0.4876E-01
01								
21	7.629	0.5045E-01	7.634	0.4870E-01	0.4825E-01	7.634	0.5019E-01	0.5008E-01
01								
22	7.642	0.5166E-01	7.637	0.5003E-01	0.4960E-01	7.637	0.5149E-01	0.5138E-01
01								
23	7.647	0.5284E-01	7.639	0.5136E-01	0.5093E-01	7.639	0.5277E-01	0.5267E-01
01								
24	7.643	0.5399E-01	7.641	0.5267E-01	0.5225E-01	7.641	0.5405E-01	0.5394E-01
01								
25	7.651	0.5555E-01	7.644	0.5396E-01	0.5356E-01	7.644	0.5532E-01	0.5521E-01
01								
26	7.666	0.5555E-01	7.646	0.5525E-01	0.5485E-01	7.646	0.5657E-01	0.5647E-01
01								
27	7.661	0.5555E-01	7.648	0.5653E-01	0.5614E-01	7.648	0.5782E-01	0.5772E-01
01								
28	7.658	0.5555E-01	7.651	0.5780E-01	0.5742E-01	7.651	0.5906E-01	0.5896E-01
01								
29	7.635	0.5555E-01	7.653	0.5906E-01	0.5869E-01	7.653	0.6029E-01	0.6020E-01
01								
30	7.640	0.5555E-01	7.655	0.6031E-01	0.5995E-01	7.655	0.6152E-01	0.6143E-01
01								
31	7.643	0.5555E-01	7.657	0.6155E-01	0.6120E-01	7.657	0.6274E-01	0.6265E-01
01								
32	7.649	0.5555E-01	7.660	0.6279E-01	0.6244E-01	7.660	0.6396E-01	0.6387E-01
01								
33	7.657	0.5555E-01	7.662	0.6402E-01	0.6368E-01	7.662	0.6517E-01	0.6508E-01
01								
34	7.670	0.5555E-01	7.664	0.6525E-01	0.6491E-01	7.664	0.6637E-01	0.6629E-01
01								
35	7.675	0.5555E-01	7.667	0.6647E-01	0.6614E-01	7.667	0.6757E-01	0.6749E-01
01								

36	7.671	0.5555E-01	7.669	0.6769E-01	0.6736E-01	7.669	0.6877E-01	0.6869E-01
01								
37	7.679	0.5555E-01	7.671	0.6890E-01	0.6858E-01	7.671	0.6996E-01	0.6988E-01
01								
38	7.694	0.5555E-01	7.674	0.7011E-01	0.6980E-01	7.674	0.7115E-01	0.7107E-01
01								
39	7.689	0.5555E-01	7.676	0.7131E-01	0.7101E-01	7.676	0.7234E-01	0.7226E-01
01								
40	7.686	0.5555E-01	7.678	0.7251E-01	0.7221E-01	7.678	0.7352E-01	0.7345E-01
01								
41	7.663	0.5555E-01	7.681	0.7371E-01	0.7341E-01	7.681	0.7471E-01	0.7463E-01
01								
42	7.668	0.5555E-01	7.683	0.7491E-01	0.7461E-01	7.683	0.7589E-01	0.7581E-01
01								
43	7.671	0.5555E-01	7.686	0.7610E-01	0.7581E-01	7.686	0.7706E-01	0.7699E-01
01								
44	7.677	0.5555E-01	7.688	0.7729E-01	0.7701E-01	7.688	0.7824E-01	0.7817E-01
01								
45	7.685	0.5555E-01	7.690	0.7848E-01	0.7820E-01	7.690	0.7941E-01	0.7934E-01
01								
46	7.698	0.5555E-01	7.693	0.7966E-01	0.7939E-01	7.693	0.8058E-01	0.8051E-01
01								
47	7.703	0.5555E-01	7.695	0.8085E-01	0.8058E-01	7.695	0.8175E-01	0.8168E-01
01								
48	7.699	0.5555E-01	7.697	0.8203E-01	0.8176E-01	7.697	0.8292E-01	0.8286E-01
01								
49	7.707	0.5555E-01	7.700	0.8321E-01	0.8295E-01	7.700	0.8409E-01	0.8402E-01
01								
50	7.722	0.5555E-01	7.702	0.8439E-01	0.8413E-01	7.702	0.8526E-01	0.8519E-01
01								
51	7.717	0.5555E-01	7.704	0.8557E-01	0.8531E-01	7.704	0.8643E-01	0.8636E-01
01								

52	7.715	0.5555E-01	7.707	0.8675E-01	0.8649E-01	7.707	0.8759E-01	0.8753E-01
01								
53	7.691	0.5555E-01	7.709	0.8792E-01	0.8767E-01	7.709	0.8876E-01	0.8869E-01
01								
54	7.696	0.5555E-01	7.711	0.8910E-01	0.8885E-01	7.711	0.8992E-01	0.8986E-01
01								
55	7.700	0.5555E-01	7.714	0.9027E-01	0.9003E-01	7.714	0.9109E-01	0.9103E-01
01								
56	7.705	0.5555E-01	7.716	0.9145E-01	0.9121E-01	7.716	0.9225E-01	0.9219E-01
01								
57	7.713	0.5555E-01	7.718	0.9262E-01	0.9239E-01	7.718	0.9342E-01	0.9336E-01
01								
58	7.727	0.5555E-01	7.721	0.9380E-01	0.9357E-01	7.721	0.9458E-01	0.9452E-01
01								
59	7.732	0.5555E-01	7.723	0.9497E-01	0.9474E-01	7.723	0.9575E-01	0.9569E-01
01								
60	7.728	0.5555E-01	7.726	0.9615E-01	0.9592E-01	7.726	0.9691E-01	0.9685E-01
01								
61	7.735	0.5555E-01	7.728	0.9732E-01	0.9710E-01	7.728	0.9808E-01	0.9802E-01
01								
62	7.750	0.5555E-01	7.730	0.9850E-01	0.9827E-01	7.730	0.9924E-01	0.9918E-01
01								
63	7.745	0.5555E-01	7.733	0.9967E-01	0.9945E-01	7.733	0.1004	0.1004
64	7.743	0.5555E-01	7.735	0.1008	0.1006	7.735	0.1016	0.1015
65	7.719	0.5555E-01	7.737	0.1020	0.1018	7.737	0.1027	0.1027
66	7.724	0.5555E-01	7.740	0.1032	0.1030	7.740	0.1039	0.1039
67	7.728	0.5555E-01	7.742	0.1044	0.1042	7.742	0.1051	0.1050
68	7.733	0.5555E-01	7.744	0.1055	0.1053	7.744	0.1062	0.1062
69	7.741	0.5555E-01	7.747	0.1067	0.1065	7.747	0.1074	0.1074
70	7.755	0.5555E-01	7.749	0.1079	0.1077	7.749	0.1086	0.1085

71	7.760	0.5555E-01	7.752	0.1091	0.1089	7.752	0.1098	0.1097
72	7.756	0.5555E-01	7.754	0.1103	0.1101	7.754	0.1109	0.1109
73	7.764	0.5555E-01	7.756	0.1114	0.1112	7.756	0.1121	0.1120
74	7.779	0.5555E-01	7.759	0.1126	0.1124	7.759	0.1133	0.1132
75	7.774	0.5555E-01	7.761	0.1138	0.1136	7.761	0.1144	0.1144
76	7.771	0.5555E-01	7.764	0.1150	0.1148	7.764	0.1156	0.1156
77	7.748	0.5555E-01	7.766	0.1162	0.1160	7.766	0.1168	0.1168
78	7.753	0.5555E-01	7.768	0.1174	0.1172	7.768	0.1180	0.1179
79	7.757	0.5555E-01	7.771	0.1185	0.1184	7.771	0.1192	0.1191
80	7.762	0.5555E-01	7.773	0.1197	0.1195	7.773	0.1203	0.1203
81	7.770	0.5555E-01	7.775	0.1209	0.1207	7.775	0.1215	0.1215
82	7.784	0.5555E-01	7.778	0.1221	0.1219	7.778	0.1227	0.1227
83	7.789	0.5555E-01	7.780	0.1233	0.1231	7.780	0.1239	0.1238
84	7.785	0.5555E-01	7.783	0.1245	0.1243	7.783	0.1251	0.1250
85	7.792	0.5555E-01	7.785	0.1257	0.1255	7.785	0.1263	0.1262
86	7.808	0.5555E-01	7.787	0.1269	0.1267	7.787	0.1275	0.1274
87	7.802	0.5555E-01	7.790	0.1281	0.1279	7.790	0.1286	0.1286
88	7.800	0.5555E-01	7.792	0.1293	0.1291	7.792	0.1298	0.1298
89	7.777	0.5555E-01	7.795	0.1305	0.1303	7.795	0.1310	0.1310
90	7.782	0.5555E-01	7.797	0.1317	0.1315	7.797	0.1322	0.1322
91	7.785	0.5555E-01	7.800	0.1329	0.1327	7.800	0.1334	0.1334
92	7.791	0.5555E-01	7.802	0.1341	0.1339	7.802	0.1346	0.1346
93	7.799	0.5555E-01	7.804	0.1353	0.1351	7.804	0.1358	0.1358
94	7.813	0.5555E-01	7.807	0.1365	0.1363	7.807	0.1370	0.1370
95	7.818	0.5555E-01	7.809	0.1377	0.1375	7.809	0.1382	0.1382
96	7.814	0.5555E-01	7.812	0.1389	0.1387	7.812	0.1394	0.1394

97	7.821	0.5555E-01	7.814	0.1401	0.1400	7.814	0.1406	0.1406
98	7.836	0.5555E-01	7.816	0.1413	0.1412	7.816	0.1418	0.1418
99	7.831	0.5555E-01	7.819	0.1425	0.1424	7.819	0.1431	0.1430
100	7.829	0.5555E-01	7.821	0.1438	0.1436	7.821	0.1443	0.1442
101	7.806	0.5555E-01	7.824	0.1450	0.1448	7.824	0.1455	0.1454
102	7.811	0.5555E-01	7.826	0.1462	0.1460	7.826	0.1467	0.1467
103	7.814	0.5555E-01	7.829	0.1474	0.1473	7.829	0.1479	0.1479
104	7.820	0.5555E-01	7.831	0.1486	0.1485	7.831	0.1491	0.1491
105	7.828	0.5555E-01	7.833	0.1499	0.1497	7.833	0.1503	0.1503
106	7.842	0.5555E-01	7.836	0.1511	0.1509	7.836	0.1516	0.1515
107	7.847	0.5555E-01	7.838	0.1523	0.1522	7.838	0.1528	0.1528
108	7.843	0.5555E-01	7.841	0.1535	0.1534	7.841	0.1540	0.1540
109	7.851	0.5555E-01	7.843	0.1548	0.1546	7.843	0.1552	0.1552
110	7.866	0.5555E-01	7.846	0.1560	0.1559	7.846	0.1565	0.1564
111	7.861	0.5555E-01	7.848	0.1572	0.1571	7.848	0.1577	0.1577
112	7.858	0.5555E-01	7.851	0.1585	0.1583	7.851	0.1589	0.1589
113	7.835	0.5555E-01	7.853	0.1597	0.1596	7.853	0.1602	0.1601
114	7.840	0.5555E-01	7.855	0.1609	0.1608	7.855	0.1614	0.1614
115	7.844	0.5555E-01	7.858	0.1622	0.1621	7.858	0.1626	0.1626
116	7.849	0.5555E-01	7.860	0.1634	0.1633	7.860	0.1639	0.1639
117	7.857	0.5555E-01	7.863	0.1647	0.1645	7.863	0.1651	0.1651
118	7.871	0.5555E-01	7.865	0.1659	0.1658	7.865	0.1664	0.1663
119	7.876	0.5555E-01	7.868	0.1672	0.1670	7.868	0.1676	0.1676
120	7.872	0.5555E-01	7.870	0.1684	0.1683	7.870	0.1689	0.1688

PERIOD	SEASONAL		
	FORECAST	STANDARD ERROR	
	TOTAL	OF REVISION	
1	0.7415E-02	0.4946E-02	0.3610E-02
2	0.2005E-01	0.4957E-02	0.3626E-02
3	0.1249E-01	0.4964E-02	0.3635E-02
4	0.7964E-02	0.4966E-02	0.3638E-02
5	-0.1790E-01	0.4967E-02	0.3639E-02
6	-0.1533E-01	0.4967E-02	0.3639E-02
7	-0.1414E-01	0.4968E-02	0.3641E-02
8	-0.1127E-01	0.4973E-02	0.3647E-02
9	-0.5584E-02	0.4982E-02	0.3659E-02
10	0.5795E-02	0.4997E-02	0.3681E-02
11	0.8420E-02	0.5021E-02	0.3712E-02
12	0.2070E-02	0.5054E-02	0.3757E-02
13	0.7409E-02	0.5219E-02	0.3976E-02
14	0.2004E-01	0.5230E-02	0.3991E-02
15	0.1248E-01	0.5236E-02	0.3998E-02
16	0.7950E-02	0.5238E-02	0.4001E-02
17	-0.1791E-01	0.5238E-02	0.4002E-02
18	-0.1533E-01	0.5239E-02	0.4002E-02
19	-0.1414E-01	0.5240E-02	0.4004E-02
20	-0.1127E-01	0.5244E-02	0.4009E-02

21	-0.5585E-02	0.5253E-02	0.4021E-02
22	0.5794E-02	0.5268E-02	0.4040E-02
23	0.8419E-02	0.5290E-02	0.4069E-02
24	0.2068E-02	0.5321E-02	0.4110E-02
25	0.7409E-02	0.5478E-02	0.4311E-02
26	0.2004E-01	0.5489E-02	0.4324E-02
27	0.1248E-01	0.5494E-02	0.4331E-02
28	0.7950E-02	0.5497E-02	0.4334E-02
29	-0.1791E-01	0.5497E-02	0.4335E-02
30	-0.1533E-01	0.5497E-02	0.4335E-02
31	-0.1414E-01	0.5498E-02	0.4336E-02
32	-0.1127E-01	0.5502E-02	0.4342E-02
33	-0.5585E-02	0.5511E-02	0.4352E-02
34	0.5792E-02	0.5525E-02	0.4370E-02
35	0.8417E-02	0.5546E-02	0.4397E-02
36	0.2066E-02	0.5576E-02	0.4434E-02
37	0.7408E-02	0.5726E-02	0.4621E-02
38	0.2004E-01	0.5736E-02	0.4634E-02
39	0.1248E-01	0.5741E-02	0.4641E-02
40	0.7950E-02	0.5743E-02	0.4643E-02
41	-0.1791E-01	0.5744E-02	0.4644E-02
42	-0.1533E-01	0.5744E-02	0.4644E-02
43	-0.1414E-01	0.5745E-02	0.4645E-02
44	-0.1127E-01	0.5749E-02	0.4650E-02
45	-0.5586E-02	0.5757E-02	0.4660E-02
46	0.5791E-02	0.5770E-02	0.4676E-02

47	0.8415E-02	0.5791E-02	0.4702E-02
48	0.2064E-02	0.5819E-02	0.4737E-02
49	0.7407E-02	0.5963E-02	0.4912E-02
50	0.2004E-01	0.5973E-02	0.4924E-02
51	0.1248E-01	0.5978E-02	0.4930E-02
52	0.7950E-02	0.5980E-02	0.4933E-02
53	-0.1791E-01	0.5980E-02	0.4933E-02
54	-0.1533E-01	0.5980E-02	0.4933E-02
55	-0.1414E-01	0.5982E-02	0.4935E-02
56	-0.1127E-01	0.5985E-02	0.4939E-02
57	-0.5586E-02	0.5993E-02	0.4949E-02
58	0.5790E-02	0.6006E-02	0.4964E-02
59	0.8414E-02	0.6025E-02	0.4988E-02
60	0.2061E-02	0.6053E-02	0.5021E-02
61	0.7406E-02	0.6191E-02	0.5187E-02
62	0.2004E-01	0.6201E-02	0.5198E-02
63	0.1248E-01	0.6206E-02	0.5204E-02
64	0.7950E-02	0.6208E-02	0.5207E-02
65	-0.1791E-01	0.6208E-02	0.5207E-02
66	-0.1533E-01	0.6208E-02	0.5207E-02
67	-0.1414E-01	0.6209E-02	0.5208E-02
68	-0.1127E-01	0.6213E-02	0.5213E-02
69	-0.5587E-02	0.6220E-02	0.5221E-02
70	0.5789E-02	0.6232E-02	0.5236E-02
71	0.8412E-02	0.6251E-02	0.5259E-02
72	0.2059E-02	0.6278E-02	0.5290E-02

73	0.7405E-02	0.6411E-02	0.5448E-02
74	0.2004E-01	0.6420E-02	0.5459E-02
75	0.1248E-01	0.6425E-02	0.5464E-02
76	0.7949E-02	0.6427E-02	0.5467E-02
77	-0.1791E-01	0.6428E-02	0.5467E-02
78	-0.1533E-01	0.6428E-02	0.5467E-02
79	-0.1414E-01	0.6429E-02	0.5468E-02
80	-0.1127E-01	0.6432E-02	0.5472E-02
81	-0.5588E-02	0.6439E-02	0.5481E-02
82	0.5788E-02	0.6451E-02	0.5495E-02
83	0.8411E-02	0.6469E-02	0.5516E-02
84	0.2057E-02	0.6495E-02	0.5546E-02
85	0.7404E-02	0.6624E-02	0.5697E-02
86	0.2004E-01	0.6633E-02	0.5707E-02
87	0.1248E-01	0.6638E-02	0.5712E-02
88	0.7949E-02	0.6640E-02	0.5715E-02
89	-0.1791E-01	0.6640E-02	0.5715E-02
90	-0.1533E-01	0.6640E-02	0.5715E-02
91	-0.1414E-01	0.6641E-02	0.5716E-02
92	-0.1127E-01	0.6644E-02	0.5720E-02
93	-0.5588E-02	0.6651E-02	0.5728E-02
94	0.5787E-02	0.6663E-02	0.5742E-02
95	0.8409E-02	0.6680E-02	0.5762E-02
96	0.2055E-02	0.6705E-02	0.5791E-02
97	0.7404E-02	0.6830E-02	0.5935E-02
98	0.2004E-01	0.6839E-02	0.5945E-02

99	0.1248E-01	0.6843E-02	0.5950E-02
100	0.7949E-02	0.6845E-02	0.5952E-02
101	-0.1791E-01	0.6846E-02	0.5953E-02
102	-0.1533E-01	0.6846E-02	0.5953E-02
103	-0.1414E-01	0.6847E-02	0.5954E-02
104	-0.1127E-01	0.6850E-02	0.5958E-02
105	-0.5589E-02	0.6856E-02	0.5965E-02
106	0.5786E-02	0.6868E-02	0.5978E-02
107	0.8407E-02	0.6885E-02	0.5998E-02
108	0.2053E-02	0.6909E-02	0.6026E-02
109	0.7403E-02	0.7031E-02	0.6165E-02
110	0.2004E-01	0.7039E-02	0.6174E-02
111	0.1248E-01	0.7043E-02	0.6179E-02
112	0.7949E-02	0.7045E-02	0.6181E-02
113	-0.1791E-01	0.7045E-02	0.6181E-02
114	-0.1533E-01	0.7045E-02	0.6181E-02
115	-0.1414E-01	0.7046E-02	0.6183E-02
116	-0.1127E-01	0.7049E-02	0.6186E-02
117	-0.5577E-02	0.7056E-02	0.6194E-02
118	0.5805E-02	0.7067E-02	0.6206E-02
119	0.8436E-02	0.7084E-02	0.6225E-02
120	0.2092E-02	0.7107E-02	0.6252E-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	6
FORECAST FOR NEXT YEAR	7	6

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	99.45	100.6	99.22	100.8
INTERVAL				
70%				
CONFIDENCE	99.65	100.4	99.51	100.5
INTERVAL				

SAMPLE MEANS



Administrador del Mercado Mayorista

COMPLETE PERIOD LAST THREE YEARS

SERIES	7.294	7.532
TREND-CYCLE	7.294	7.532
SA SERIES	7.294	7.532
SEASONAL	-0.2904E-04	-0.2815E-04
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.	1692.	1692.
2021	1804.	1804.	1804.
2022	1848.	1848.	1849.
2023	1932.	1932.	1933.
2024	1997.	1997.	1995.
2025	2051.	2051.	2051.
2026	2109.	2109.	2109.
2027	2169.	2169.	2169.
2028	2231.	2231.	2231.
2029	7.739	-0.8606E-05	7.739
2030	7.767	-0.9218E-05	7.767
2031	7.796	-0.9829E-05	7.796
2032	7.825	-0.1044E-04	7.825



Administrador del Mercado Mayorista

2033	7.854	-0.5172E-05	7.854
2034	0.6560	0.1744E-03	0.6558

FULL PERIOD	1321.	1319.	1321.

AVERAGE VALUE OF ABSOLUTE

DIFFERENCES IN ANNUAL AVERAGES :

(in % of average level)

ADJUSTED SERIES : 0.926E-01

TREND-CYCLE : 0.525E-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 1829.310 1892.930 1923.050 1890.120 1784.470 1825.950 1807.050 1820.910 1876.640
1857.140 1843.020

2023 1882.190 1880.250 1943.160 1939.830 1970.000 1969.290 1912.070 1949.820 1947.510 1895.540
1941.300 1955.340

2024 1995.010

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	100.579	100.558	101.257	101.531	99.930	97.984	97.889	98.412	98.821	99.764	101.400	101.920
2002	100.552	100.568	101.279	101.532	99.949	97.998	97.891	98.413	98.831	99.761	101.384	101.893
2003	100.494	100.575	101.304	101.532	99.975	98.020	97.909	98.417	98.851	99.754	101.375	101.855
2004	100.412	100.582	101.332	101.537	100.007	98.039	97.936	98.424	98.872	99.733	101.367	101.809
2005	100.322	100.595	101.367	101.541	100.050	98.051	97.963	98.430	98.899	99.713	101.359	101.750
2006	100.241	100.605	101.405	101.535	100.108	98.058	97.993	98.431	98.926	99.700	101.344	101.682
2007	100.166	100.605	101.438	101.529	100.193	98.067	98.030	98.440	98.955	99.681	101.315	101.601
2008	100.093	100.603	101.477	101.530	100.278	98.072	98.062	98.448	98.976	99.655	101.287	101.517
2009	100.045	100.615	101.522	101.523	100.340	98.079	98.086	98.448	98.971	99.624	101.269	101.448
2010	100.039	100.657	101.578	101.514	100.390	98.080	98.096	98.443	98.948	99.582	101.234	101.379
2011	100.043	100.697	101.631	101.504	100.439	98.087	98.122	98.460	98.934	99.552	101.183	101.329
2012	100.041	100.718	101.675	101.477	100.465	98.077	98.163	98.489	98.923	99.540	101.131	101.301
2013	100.037	100.727	101.720	101.445	100.484	98.059	98.219	98.521	98.904	99.531	101.081	101.278
2014	100.046	100.730	101.755	101.408	100.498	98.037	98.272	98.550	98.887	99.530	101.026	101.255

2015	100.069	100.732	101.790	101.383	100.524	98.023	98.310	98.568	98.869	99.525	100.957
	101.219										
2016	100.092	100.739	101.831	101.365	100.562	98.023	98.344	98.577	98.851	99.512	100.893
	101.176										
2017	100.110	100.756	101.878	101.334	100.597	98.028	98.375	98.580	98.843	99.501	100.838
	101.129										
2018	100.122	100.782	101.929	101.278	100.631	98.041	98.403	98.582	98.844	99.496	100.792
	101.082										
2019	100.140	100.807	101.969	101.208	100.657	98.062	98.421	98.582	98.857	99.499	100.751
	101.040										
2020	100.171	100.817	101.994	101.166	100.672	98.084	98.431	98.573	98.866	99.500	100.698
	100.987										
2021	100.184	100.797	102.010	101.200	100.721	98.131	98.455	98.564	98.861	99.489	100.642
	100.921										
2022	100.184	100.766	102.018	101.240	100.765	98.173	98.468	98.570	98.863	99.469	100.602
	100.869										
2023	100.190	100.744	102.020	101.252	100.790	98.210	98.475	98.587	98.872	99.446	100.581
	100.846										
2024	100.201										

STANDARD ERROR OF SEASONAL FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV
DEC											
2001	0.477	0.475	0.477	0.477	0.469	0.460	0.459	0.462	0.463	0.467	0.474
											0.461
2002	0.452	0.450	0.452	0.452	0.445	0.436	0.436	0.438	0.440	0.443	0.450
											0.439
2003	0.431	0.430	0.432	0.432	0.425	0.417	0.416	0.418	0.420	0.423	0.430
											0.421
2004	0.413	0.413	0.415	0.415	0.409	0.400	0.400	0.402	0.404	0.407	0.413
											0.406

2005	0.399	0.399	0.401	0.401	0.395	0.387	0.387	0.389	0.390	0.393	0.399	0.394
2006	0.387	0.387	0.390	0.390	0.384	0.376	0.376	0.378	0.379	0.382	0.388	0.384
2007	0.377	0.378	0.380	0.381	0.375	0.367	0.367	0.369	0.371	0.373	0.379	0.375
2008	0.369	0.370	0.373	0.373	0.368	0.360	0.360	0.362	0.363	0.366	0.372	0.369
2009	0.363	0.364	0.367	0.367	0.363	0.354	0.354	0.356	0.358	0.360	0.366	0.363
2010	0.358	0.359	0.363	0.362	0.358	0.350	0.350	0.351	0.353	0.355	0.361	0.359
2011	0.354	0.356	0.359	0.358	0.354	0.346	0.346	0.347	0.349	0.351	0.357	0.355
2012	0.351	0.353	0.356	0.355	0.351	0.343	0.343	0.345	0.346	0.348	0.354	0.355
2013	0.351	0.353	0.359	0.358	0.355	0.346	0.347	0.348	0.349	0.351	0.357	0.358
2014	0.354	0.357	0.363	0.362	0.358	0.350	0.350	0.351	0.353	0.355	0.361	0.362
2015	0.358	0.361	0.367	0.366	0.363	0.354	0.355	0.356	0.357	0.360	0.365	0.366
2016	0.363	0.366	0.374	0.372	0.369	0.360	0.361	0.362	0.363	0.366	0.371	0.372
2017	0.369	0.372	0.381	0.379	0.377	0.367	0.369	0.369	0.370	0.373	0.378	0.380
2018	0.377	0.380	0.390	0.388	0.386	0.376	0.378	0.378	0.379	0.382	0.387	0.389
2019	0.386	0.390	0.402	0.399	0.397	0.387	0.389	0.389	0.390	0.393	0.398	0.400
2020	0.398	0.402	0.415	0.413	0.411	0.401	0.402	0.403	0.404	0.407	0.412	0.414
2021	0.412	0.417	0.432	0.430	0.428	0.417	0.418	0.419	0.420	0.423	0.429	0.431
2022	0.430	0.434	0.453	0.450	0.448	0.437	0.438	0.439	0.440	0.443	0.449	0.452
2023	0.451	0.456	0.477	0.474	0.473	0.461	0.462	0.463	0.464	0.467	0.474	0.476
2024	0.476											

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	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	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	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	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										
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										
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	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
	100.000	100.000									
2023	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									
2024	100.000										

TREND-CYCLE

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV
DEC											
2001	1021.205	1016.868	1014.029	1015.169	1017.232	1021.362	1027.273	1032.111	1037.047	1044.828	
	1054.461	1062.705									
2002	1067.491	1069.129	1070.077	1071.305	1072.213	1073.060	1075.947	1081.278	1087.529	1094.266	
	1102.148	1112.047									
2003	1119.494	1121.436	1122.538	1126.217	1132.216	1138.515	1144.439	1152.413	1162.170	1169.736	
	1173.734	1177.271									
2004	1180.945	1183.504	1186.874	1191.175	1196.270	1202.384	1206.350	1207.422	1209.568	1214.939	
	1221.513	1225.226									
2005	1225.727	1227.548	1232.017	1236.111	1238.396	1241.370	1246.272	1250.946	1252.219	1252.242	
	1256.113	1261.711									

2006 1267.494 1274.020 1277.116 1275.468 1275.744 1281.762 1289.393 1298.832 1313.049 1329.768
1342.962 1350.008

2007 1354.198 1357.474 1361.455 1368.201 1377.964 1388.776 1396.246 1398.410 1398.867 1398.363
1396.671 1393.543

2008 1388.752 1387.557 1390.491 1394.892 1394.786 1387.256 1382.973 1386.211 1386.141 1376.432
1362.884 1351.794

2009 1347.667 1354.455 1370.486 1387.645 1401.725 1414.732 1423.721 1426.671 1429.257 1432.867
1435.144 1433.661

2010 1429.372 1426.530 1422.953 1417.278 1411.213 1404.655 1400.372 1401.871 1408.013 1416.541
1422.449 1426.004

2011 1435.393 1447.222 1455.919 1463.396 1467.575 1463.987 1455.127 1448.906 1446.641 1447.259
1451.168 1457.602

2012 1466.224 1471.201 1471.767 1473.809 1476.874 1478.159 1480.292 1488.485 1497.918 1500.895
1500.699 1501.199

2013 1504.079 1512.948 1522.753 1527.790 1529.843 1530.244 1529.566 1527.139 1524.227 1525.451
1529.704 1532.468

2014 1535.604 1540.089 1542.268 1543.280 1548.742 1560.845 1574.217 1582.608 1587.745 1594.689
1602.434 1604.977

2015 1602.276 1599.952 1600.344 1601.825 1603.845 1609.953 1621.015 1631.275 1637.879 1640.839
1641.942 1645.780

2016 1649.844 1652.326 1657.313 1664.304 1668.824 1669.799 1669.959 1668.601 1666.234 1667.172
1671.145 1675.128

2017 1675.989 1674.385 1677.859 1683.214 1681.048 1677.178 1676.818 1677.308 1677.156 1676.606
1678.466 1683.361

2018 1689.332 1697.805 1707.066 1710.871 1709.445 1710.069 1714.821 1716.083 1715.014 1717.819
1721.645 1723.748

2019 1728.791 1737.652 1742.459 1745.819 1751.052 1750.819 1744.284 1735.764 1727.705 1723.269
1721.774 1720.152

2020 1716.877 1704.232 1671.782 1637.076 1629.311 1642.938 1665.582 1693.872 1716.543 1728.998
1739.461 1752.454

2021 1763.554 1771.919 1782.016 1795.609 1809.425 1819.884 1820.304 1813.325 1813.077 1817.510
1818.277 1819.457

2022 1824.573 1834.638 1850.265 1861.713 1858.505 1849.301 1845.821 1846.528 1851.346 1856.515
1855.505 1857.395

2023 1868.355 1883.463 1901.875 1923.331 1945.462 1959.350 1961.159 1959.195 1951.879 1941.888
1941.861 1952.905

2024 1966.307

STANDARD ERROR OF TREND-CYCLE

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	7.517	7.037	6.897	6.869	6.872	6.897	6.937	6.969	7.001	7.050	7.107	7.157
2002	7.190	7.198	7.199	7.204	7.208	7.213	7.232	7.268	7.308	7.350	7.397	7.459
2003	7.509	7.519	7.523	7.544	7.583	7.624	7.664	7.717	7.781	7.829	7.851	7.871
2004	7.895	7.910	7.929	7.955	7.988	8.028	8.055	8.062	8.075	8.108	8.148	8.170
2005	8.173	8.183	8.210	8.236	8.250	8.269	8.302	8.333	8.340	8.339	8.361	8.395
2006	8.434	8.476	8.494	8.482	8.482	8.522	8.573	8.635	8.729	8.839	8.923	8.968
2007	8.996	9.016	9.041	9.084	9.148	9.220	9.269	9.284	9.286	9.281	9.268	9.245
2008	9.213	9.204	9.222	9.250	9.249	9.199	9.170	9.192	9.191	9.125	9.034	8.959
2009	8.932	8.976	9.081	9.194	9.286	9.372	9.432	9.451	9.468	9.491	9.505	9.494
2010	9.465	9.446	9.421	9.383	9.342	9.299	9.270	9.280	9.320	9.376	9.414	9.437
2011	9.499	9.577	9.633	9.682	9.709	9.686	9.627	9.586	9.571	9.574	9.599	9.641
2012	9.698	9.730	9.733	9.746	9.766	9.775	9.789	9.843	9.906	9.926	9.925	9.929
2013 10.141	9.948	10.007	10.072	10.107	10.121	10.124	10.119	10.103	10.084	10.093	10.122	10.122
2014 10.627	10.162	10.192	10.207	10.215	10.252	10.332	10.421	10.477	10.511	10.557	10.609	10.609

2015	10.610	10.595	10.599	10.610	10.625	10.665	10.739	10.807	10.851	10.871	10.879
10.906											
2016	10.934	10.951	10.985	11.034	11.065	11.072	11.073	11.064	11.049	11.056	11.084
11.112											
2017	11.119	11.108	11.134	11.172	11.159	11.134	11.132	11.135	11.135	11.132	11.146
11.181											
2018	11.222	11.279	11.343	11.372	11.365	11.370	11.401	11.410	11.403	11.423	11.451
11.468											
2019	11.503	11.562	11.598	11.625	11.663	11.662	11.619	11.562	11.509	11.481	11.474
11.467											
2020	11.448	11.364	11.151	10.926	10.877	10.969	11.121	11.310	11.462	11.547	11.621
11.713											
2021	11.790	11.846	11.919	12.018	12.115	12.187	12.190	12.143	12.143	12.175	12.185
12.200											
2022	12.238	12.306	12.418	12.505	12.489	12.430	12.407	12.412	12.445	12.484	12.483
12.504											
2023	12.584	12.685	12.819	12.977	13.134	13.230	13.243	13.230	13.186	13.139	13.207
13.515											
2024	14.475										

SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1039.576	1009.766	1000.227	1023.534	1008.202	1017.306	1032.705	1032.492	1030.143	1039.457		
	1060.261	1066.135										
2002	1077.954	1065.647	1071.000	1070.892	1074.043	1070.021	1066.488	1087.053	1079.424	1101.636		
	1088.138	1119.801										
2003	1134.997	1119.364	1116.644	1122.797	1129.485	1145.483	1135.751	1149.291	1165.598	1180.909		
	1171.691	1173.085										

2004 1190.346 1176.201 1186.532 1192.861 1187.815 1210.882 1212.117 1206.418 1198.457 1216.690
1221.153 1243.254

2005 1211.466 1229.310 1225.060 1250.746 1228.120 1242.613 1241.126 1261.458 1258.856 1236.642
1255.099 1267.897

2006 1254.833 1288.410 1283.956 1278.731 1249.625 1293.055 1282.646 1289.099 1308.060 1333.986
1364.216 1344.618

2007 1362.662 1351.811 1359.398 1359.441 1377.566 1391.644 1413.370 1396.520 1396.598 1410.876
1381.668 1420.687

2008 1361.187 1392.289 1381.131 1398.950 1426.086 1370.609 1364.153 1390.617 1418.381 1372.255
1365.445 1335.180

2009 1332.505 1329.100 1376.149 1395.913 1400.837 1415.866 1449.704 1414.056 1430.923 1435.153
1437.483 1451.447

2010 1410.229 1437.597 1424.754 1416.409 1413.599 1403.919 1384.360 1396.177 1404.508 1413.403
1449.993 1390.403

2011 1441.395 1455.638 1454.080 1466.740 1484.643 1478.073 1445.159 1437.505 1453.025 1426.660
1464.262 1435.471

2012 1483.366 1483.774 1458.727 1477.390 1475.770 1488.373 1455.295 1488.308 1515.647 1508.643
1488.411 1513.278

2013 1476.456 1516.786 1537.136 1526.920 1536.807 1527.882 1534.203 1531.547 1513.798 1514.257
1542.357 1528.166

2014 1528.850 1548.797 1546.753 1533.109 1534.890 1554.821 1592.523 1585.590 1584.971 1585.056
1619.285 1615.560

2015 1598.920 1593.340 1598.587 1604.413 1596.538 1594.633 1626.279 1641.818 1635.809 1658.512
1620.988 1651.910

2016 1656.987 1642.157 1653.629 1668.426 1680.554 1665.523 1671.885 1678.790 1650.460 1666.431
1668.012 1681.814

2017 1686.252 1663.321 1655.899 1726.472 1667.542 1672.682 1675.723 1678.027 1680.744 1671.043
1669.714 1686.068

2018 1685.351 1686.308 1729.147 1714.692 1714.269 1682.869 1737.342 1721.733 1696.612 1723.142
1722.484 1727.902

2019 1700.003 1766.437 1741.315 1728.864 1773.782 1758.779 1747.399 1734.701 1723.640 1708.356
1736.026 1707.338

2020 1739.229 1734.961 1722.267 1532.707 1619.717 1627.656 1647.118 1711.821 1739.828 1733.570
1720.468 1769.693

2021 1761.306 1777.409 1761.823 1807.840 1804.367 1840.470 1851.273 1780.749 1803.311 1838.757
1809.921 1812.017

2022 1821.439 1815.412 1855.480 1899.487 1875.771 1817.674 1854.352 1833.267 1841.851 1886.663
1846.025 1827.145

2023 1878.613 1866.355 1904.677 1915.840 1954.556 2005.178 1941.673 1977.772 1969.735 1906.093
1930.087 1938.938

2024 1991.010

STANDARD ERROR OF SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	4.934	4.769	4.708	4.809	4.732	4.773	4.846	4.844	4.831	4.869	4.955	4.824
2002	4.847	4.770	4.780	4.771	4.782	4.762	4.746	4.838	4.802	4.896	4.826	4.828
2003	4.867	4.781	4.757	4.776	4.801	4.868	4.827	4.884	4.951	5.012	4.964	4.850
2004	4.898	4.824	4.856	4.875	4.852	4.945	4.950	4.926	4.892	4.963	4.974	4.959
2005	4.813	4.870	4.845	4.941	4.849	4.905	4.899	4.979	4.968	4.877	4.944	4.907
2006	4.840	4.958	4.933	4.908	4.794	4.960	4.920	4.945	5.017	5.113	5.224	5.073
2007	5.127	5.076	5.098	5.094	5.160	5.213	5.294	5.231	5.230	5.281	5.167	5.249
2008	5.017	5.124	5.077	5.140	5.238	5.033	5.010	5.107	5.208	5.037	5.008	4.848
2009	4.830	4.811	4.977	5.046	5.062	5.116	5.238	5.109	5.170	5.183	5.189	5.197
2010	5.041	5.134	5.084	5.052	5.041	5.006	4.937	4.979	5.008	5.038	5.166	4.921
2011	5.096	5.141	5.133	5.176	5.238	5.215	5.099	5.072	5.126	5.032	5.163	5.034
2012	5.197	5.195	5.105	5.168	5.162	5.206	5.090	5.206	5.302	5.278	5.208	5.298

2013	5.173	5.319	5.420	5.386	5.421	5.390	5.413	5.403	5.341	5.344	5.445	5.398
2014	5.405	5.482	5.511	5.465	5.473	5.544	5.679	5.654	5.652	5.654	5.778	5.769
2015	5.716	5.705	5.770	5.795	5.768	5.762	5.876	5.933	5.911	5.995	5.862	5.979
2016	6.006	5.963	6.065	6.124	6.171	6.116	6.140	6.165	6.062	6.122	6.132	6.189
2017	6.216	6.145	6.193	6.462	6.245	6.265	6.277	6.285	6.296	6.262	6.262	6.331
2018	6.341	6.363	6.621	6.572	6.574	6.455	6.665	6.605	6.509	6.614	6.618	6.649
2019	6.557	6.836	6.859	6.818	7.000	6.942	6.898	6.848	6.805	6.748	6.865	6.764
2020	6.910	6.921	7.015	6.252	6.612	6.647	6.726	6.991	7.107	7.085	7.041	7.258
2021	7.248	7.349	7.465	7.673	7.665	7.821	7.867	7.568	7.666	7.822	7.711	7.739
2022	7.810	7.827	8.229	8.441	8.344	8.089	8.253	8.159	8.200	8.406	8.239	8.179
2023	8.447	8.445	8.902	8.974	9.166	9.408	9.110	9.280	9.245	8.955	9.085	9.157
2024	9.450											

IRREGULAR FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	101.799	99.302	98.639	100.824	99.112	99.603	100.529	100.037	99.334	99.486	100.550	100.323
2002	100.980	99.674	100.086	99.961	100.171	99.717	99.121	100.534	99.255	100.673	98.729	100.697
2003	101.385	99.815	99.475	99.696	99.759	100.612	99.241	99.729	100.295	100.955	99.826	99.644
2004	100.796	99.383	99.971	100.142	99.293	100.707	100.478	99.917	99.081	100.144	99.971	101.471
2005	98.836	100.144	99.435	101.184	99.170	100.100	99.587	100.840	100.530	98.754	99.919	100.490

2006	99.001	101.129	100.536	100.256	97.953	100.881	99.477	99.251	99.620	100.317	101.583
	99.601										
2007	100.625	99.583	99.849	99.360	99.971	100.207	101.226	99.865	99.838	100.895	98.926
	101.948										
2008	98.015	100.341	99.327	100.291	102.244	98.800	98.639	100.318	102.326	99.697	100.188
	98.771										
2009	98.875	98.128	100.413	100.596	99.937	100.080	101.825	99.116	100.117	100.159	
	100.163	101.241									
2010	98.661	100.776	100.127	99.939	100.169	99.948	98.857	99.594	99.751	99.779	101.936
	97.503										
2011	100.418	100.582	99.874	100.228	101.163	100.962	99.315	99.213	100.441	98.577	
	100.902	98.482									
2012	101.169	100.855	99.114	100.243	99.925	100.691	98.311	99.988	101.184	100.516	
	99.181	100.805									
2013	98.163	100.254	100.945	99.943	100.455	99.846	100.303	100.289	99.316	99.266	100.827
	99.719										
2014	99.560	100.565	100.291	99.341	99.106	99.614	101.163	100.188	99.825	99.396	101.052
	100.659										
2015	99.791	99.587	99.890	100.162	99.544	99.048	100.325	100.646	99.874	101.077	98.724
	100.372										
2016	100.433	99.385	99.778	100.248	100.703	99.744	100.115	100.611	99.053	99.956	99.813
	100.399										
2017	100.612	99.339	98.691	102.570	99.197	99.732	99.935	100.043	100.214	99.668	99.479
	100.161										
2018	99.764	99.323	101.294	100.223	100.282	98.409	101.313	100.329	98.927	100.310	
	100.049	100.241									
2019	98.335	101.657	99.934	99.029	101.298	100.455	100.179	99.939	99.765	99.135	100.828
	99.255										
2020	101.302	101.803	103.020	93.625	99.411	99.070	98.891	101.060	101.356	100.264	
	98.908	100.984									
2021	99.873	100.310	98.867	100.681	99.721	101.131	101.701	98.203	99.461	101.169	99.540
	99.591										

2022	99.828	98.952	100.282	102.029	100.929	98.290	100.462	99.282	99.487	101.624	99.489
	98.371										
2023	100.549	99.092	100.147	99.611	100.467	102.339	99.006	100.948	100.915	98.157	
	99.394	99.285									
2024	101.256										

FORECAST OF STOCHASTIC SERIES AND COMPONENTS (LEVELS)

PERIOD	SERIES		TREND-CYCLE		ADJUSTED	
	FORECAST	S.E.	FORECAST	S.E.	FORECAST	S.E.
1	1989.	35.53	1975.	24.20	1975.	34.09
2	2019.	41.33	1979.	30.88	1979.	39.15
3	2009.	45.76	1984.	36.50	1984.	43.74
4	2004.	49.86	1988.	41.48	1988.	48.01
5	1957.	52.48	1993.	46.05	1993.	52.04
6	1967.	56.29	1998.	50.31	1998.	55.87
7	1974.	59.84	2002.	54.35	2002.	59.55
8	1984.	63.34	2007.	58.20	2007.	63.11
9	2000.	66.91	2011.	61.91	2011.	66.56
10	2028.	70.80	2016.	65.49	2016.	69.93
11	2038.	74.01	2021.	68.98	2021.	73.23
12	2029.	76.46	2025.	72.39	2025.	76.46

13	2045.	80.85	2030.	75.72	2030.	79.65
14	2076.	85.24	2035.	79.00	2035.	82.78
15	2065.	87.85	2040.	82.22	2039.	85.88
16	2060.	90.59	2044.	85.40	2044.	88.95
17	2012.	91.27	2049.	88.54	2049.	91.98
18	2022.	94.43	2054.	91.65	2054.	94.99
19	2029.	97.41	2058.	94.73	2058.	97.98
20	2040.	100.5	2063.	97.78	2063.	101.0
21	2056.	103.9	2068.	100.8	2068.	103.9
22	2085.	107.8	2073.	103.8	2073.	106.8
23	2095.	110.8	2078.	106.8	2078.	109.8
24	2087.	112.8	2082.	109.8	2082.	112.7
25	2103.	117.0	2087.	112.8	2087.	115.6
26	2134.	118.7	2092.	115.8	2092.	118.5
27	2123.	118.1	2097.	118.7	2097.	121.4
28	2119.	117.8	2102.	121.7	2102.	124.3
29	2069.	115.1	2107.	124.6	2107.	127.2
30	2079.	115.7	2112.	127.6	2112.	130.1
31	2087.	116.1	2117.	130.5	2117.	133.0
32	2098.	116.7	2122.	133.5	2121.	135.9
33	2114.	117.6	2127.	136.4	2126.	138.8
34	2144.	119.2	2131.	139.3	2131.	141.7
35	2154.	119.8	2136.	142.3	2136.	144.7
36	2146.	119.4	2141.	145.2	2141.	147.6
37	2162.	120.3	2146.	148.2	2146.	150.5
38	2195.	122.1	2151.	151.2	2151.	153.4

39	2183.	121.5	2157.	154.1	2156.	156.4
40	2179.	121.2	2162.	157.1	2161.	159.3
41	2128.	118.4	2167.	160.1	2167.	162.3
42	2138.	119.0	2172.	163.1	2172.	165.2
43	2146.	119.4	2177.	166.1	2177.	168.2
44	2157.	120.0	2182.	169.1	2182.	171.2
45	2175.	121.0	2187.	172.1	2187.	174.2
46	2205.	122.6	2192.	175.1	2192.	177.2
47	2216.	123.2	2197.	178.2	2197.	180.2
48	2207.	122.8	2202.	181.2	2202.	183.2
49	2224.	123.7	2208.	184.3	2208.	186.2
50	2257.	125.6	2213.	187.3	2213.	189.3
51	2246.	124.9	2218.	190.4	2218.	192.3
52	2241.	124.6	2223.	193.5	2223.	195.4
53	2189.	121.7	2229.	196.6	2228.	198.5
54	2200.	122.4	2234.	199.7	2234.	201.6
55	2207.	122.8	2239.	202.9	2239.	204.7
56	2219.	123.4	2244.	206.0	2244.	207.8
57	2237.	124.4	2250.	209.2	2250.	211.0
58	2268.	126.1	2255.	212.4	2255.	214.1
59	2279.	126.8	2260.	215.5	2260.	217.3
60	2270.	126.3	2266.	218.7	2266.	220.5
61	2288.	127.3	2271.	222.0	2271.	223.7
62	2322.	129.2	2276.	225.2	2276.	226.9
63	2310.	128.5	2282.	228.4	2282.	230.1
64	2305.	128.2	2287.	231.7	2287.	233.4

65	2252.	125.3	2293.	235.0	2292.	236.7
66	2263.	125.9	2298.	238.3	2298.	239.9
67	2271.	126.3	2304.	241.6	2303.	243.2
68	2283.	127.0	2309.	244.9	2309.	246.6
69	2301.	128.0	2314.	248.3	2314.	249.9
70	2333.	129.8	2320.	251.6	2320.	253.2
71	2345.	130.4	2326.	255.0	2325.	256.6
72	2336.	129.9	2331.	258.4	2331.	260.0
73	2354.	130.9	2337.	261.9	2337.	263.4
74	2389.	132.9	2342.	265.3	2342.	266.8
75	2377.	132.2	2348.	268.7	2348.	270.3
76	2372.	131.9	2353.	272.2	2353.	273.7
77	2317.	128.9	2359.	275.7	2359.	277.2
78	2328.	129.5	2365.	279.2	2365.	280.7
79	2337.	130.0	2370.	282.8	2370.	284.3
80	2349.	130.7	2376.	286.3	2376.	287.8
81	2368.	131.7	2382.	289.9	2382.	291.4
82	2401.	133.6	2387.	293.5	2387.	294.9
83	2413.	134.2	2393.	297.1	2393.	298.5
84	2404.	133.7	2399.	300.7	2399.	302.2
85	2422.	134.7	2405.	304.4	2405.	305.8
86	2459.	136.8	2410.	308.0	2410.	309.5
87	2446.	136.1	2416.	311.7	2416.	313.2
88	2441.	135.8	2422.	315.5	2422.	316.9
89	2385.	132.6	2428.	319.2	2428.	320.6
90	2396.	133.3	2434.	323.0	2434.	324.3

91	2405.	133.8	2440.	326.7	2440.	328.1
92	2418.	134.5	2446.	330.5	2445.	331.9
93	2438.	135.6	2451.	334.4	2451.	335.7
94	2471.	137.5	2457.	338.2	2457.	339.6
95	2484.	138.2	2463.	342.1	2463.	343.4
96	2474.	137.6	2469.	346.0	2469.	347.3
97	2493.	138.7	2475.	349.9	2475.	351.2
98	2531.	140.8	2481.	353.8	2481.	355.1
99	2518.	140.1	2487.	357.8	2487.	359.1
100	2513.	139.8	2493.	361.8	2493.	363.1
101	2455.	136.5	2499.	365.8	2499.	367.1
102	2467.	137.2	2505.	369.8	2505.	371.1
103	2476.	137.7	2512.	373.9	2511.	375.1
104	2489.	138.5	2518.	377.9	2518.	379.2
105	2509.	139.6	2524.	382.0	2524.	383.3
106	2544.	141.5	2530.	386.2	2530.	387.4
107	2557.	142.2	2536.	390.3	2536.	391.6
108	2547.	141.7	2542.	394.5	2542.	395.7
109	2567.	142.8	2549.	398.7	2548.	399.9
110	2606.	145.0	2555.	402.9	2555.	404.2
111	2593.	144.2	2561.	407.2	2561.	408.4
112	2588.	143.9	2567.	411.5	2567.	412.7
113	2528.	140.6	2574.	415.8	2573.	417.0
114	2540.	141.3	2580.	420.1	2580.	421.3
115	2550.	141.8	2586.	424.5	2586.	425.7
116	2563.	142.6	2593.	428.8	2592.	430.0

117	2584.	143.7	2599.	433.2	2599.	434.4
118	2620.	145.7	2605.	437.7	2605.	438.9
119	2634.	146.5	2612.	442.1	2612.	443.3
120	2623.	145.9	2618.	446.6	2618.	447.8

PERIOD SEASONAL FACTORS

	FORECAST	S.E.
1	100.7	0.4982
2	102.0	0.5058
3	101.3	0.5026
4	100.8	0.5006
5	98.22	0.4878
6	98.47	0.4891
7	98.59	0.4898
8	98.87	0.4917
9	99.44	0.4954
10	100.6	0.5026
11	100.8	0.5063
12	100.2	0.5064
13	100.7	0.5257
14	102.0	0.5335
15	101.3	0.5301



Administrador del Mercado Mayorista

16	100.8	0.5280
17	98.22	0.5145
18	98.47	0.5159
19	98.59	0.5166
20	98.87	0.5185
21	99.44	0.5223
22	100.6	0.5298
23	100.8	0.5334
24	100.2	0.5332
25	100.7	0.5519
26	102.0	0.5600
27	101.3	0.5563
28	100.8	0.5540
29	98.22	0.5399
30	98.47	0.5413
31	98.59	0.5421
32	98.87	0.5440
33	99.44	0.5480
34	100.6	0.5557
35	100.8	0.5593
36	100.2	0.5587
37	100.7	0.5768
38	102.0	0.5852
39	101.3	0.5813
40	100.8	0.5789
41	98.22	0.5642



Administrador del Mercado Mayorista

42	98.47	0.5656
43	98.59	0.5664
44	98.87	0.5684
45	99.44	0.5725
46	100.6	0.5804
47	100.8	0.5839
48	100.2	0.5831
49	100.7	0.6007
50	102.0	0.6093
51	101.3	0.6053
52	100.8	0.6028
53	98.22	0.5874
54	98.47	0.5889
55	98.59	0.5897
56	98.87	0.5918
57	99.44	0.5959
58	100.6	0.6041
59	100.8	0.6076
60	100.2	0.6065
61	100.7	0.6237
62	102.0	0.6326
63	101.3	0.6283
64	100.8	0.6257
65	98.22	0.6098
66	98.47	0.6113
67	98.59	0.6122

68	98.87	0.6143
69	99.44	0.6185
70	100.6	0.6269
71	100.8	0.6304
72	100.2	0.6291
73	100.7	0.6459
74	102.0	0.6550
75	101.3	0.6506
76	100.8	0.6478
77	98.22	0.6313
78	98.47	0.6330
79	98.59	0.6338
80	98.87	0.6360
81	99.44	0.6403
82	100.6	0.6488
83	100.8	0.6524
84	100.2	0.6508
85	100.7	0.6673
86	102.0	0.6767
87	101.3	0.6721
88	100.8	0.6692
89	98.22	0.6522
90	98.47	0.6539
91	98.59	0.6548
92	98.87	0.6570
93	99.44	0.6614

94	100.6	0.6701
95	100.8	0.6737
96	100.2	0.6719
97	100.7	0.6881
98	102.0	0.6977
99	101.3	0.6929
100	100.8	0.6900
101	98.22	0.6724
102	98.47	0.6741
103	98.59	0.6750
104	98.87	0.6773
105	99.44	0.6818
106	100.6	0.6907
107	100.8	0.6943
108	100.2	0.6923
109	100.7	0.7083
110	102.0	0.7181
111	101.3	0.7131
112	100.8	0.7101
113	98.22	0.6920
114	98.47	0.6938
115	98.59	0.6947
116	98.88	0.6970
117	99.44	0.7017
118	100.6	0.7108
119	100.8	0.7143

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	1039.576	1009.766	1000.227	1023.534	1008.202	1017.306	1032.705	1032.492	1030.143	1039.457	1060.261	1066.135
2002	1077.954	1065.647	1071.000	1070.892	1074.043	1070.021	1066.488	1087.053	1079.424	1101.636	1088.138	1119.801
2003	1134.997	1119.364	1116.644	1122.797	1129.485	1145.483	1135.751	1149.291	1165.598	1180.909	1171.691	1173.085

2004 1190.346 1176.201 1186.532 1192.861 1187.815 1210.882 1212.117 1206.418 1198.457 1216.690
1221.153 1243.254

2005 1211.466 1229.310 1225.060 1250.746 1228.120 1242.613 1241.126 1261.458 1258.856 1236.642
1255.099 1267.897

2006 1254.833 1288.410 1283.956 1278.731 1249.625 1293.055 1282.646 1289.099 1308.060 1333.986
1364.216 1344.618

2007 1362.662 1351.811 1359.398 1359.441 1377.566 1391.644 1413.370 1396.520 1396.598 1410.876
1381.668 1420.687

2008 1361.187 1392.289 1381.131 1398.950 1426.086 1370.609 1364.153 1390.617 1418.381 1372.255
1365.445 1335.180

2009 1332.505 1329.100 1376.149 1395.913 1400.837 1415.866 1449.704 1414.056 1430.923 1435.153
1437.483 1451.447

2010 1410.229 1437.597 1424.754 1416.409 1413.599 1403.919 1384.360 1396.177 1404.508 1413.403
1449.993 1390.403

2011 1441.395 1455.638 1454.080 1466.740 1484.643 1478.073 1445.159 1437.505 1453.025 1426.660
1464.262 1435.471

2012 1483.366 1483.774 1458.727 1477.390 1475.770 1488.373 1455.295 1488.308 1515.647 1508.643
1488.411 1513.278

2013 1476.456 1516.786 1537.136 1526.920 1536.807 1527.882 1534.203 1531.547 1513.798 1514.257
1542.357 1528.166

2014 1528.850 1548.797 1546.753 1533.109 1534.890 1554.821 1592.523 1585.590 1584.971 1585.056
1619.285 1615.560

2015 1598.920 1593.340 1598.587 1604.413 1596.538 1594.633 1626.279 1641.818 1635.809 1658.512
1620.988 1651.910

2016 1656.987 1642.157 1653.629 1668.426 1680.554 1665.523 1671.885 1678.790 1650.460 1666.431
1668.012 1681.814

2017 1686.252 1663.321 1655.899 1726.472 1667.542 1672.682 1675.723 1678.027 1680.744 1671.043
1669.714 1686.068

2018 1685.351 1686.308 1729.147 1714.692 1714.269 1682.869 1737.342 1721.733 1696.612 1723.142
1722.484 1727.902

2019 1700.003 1766.437 1741.315 1728.864 1773.782 1758.779 1747.399 1734.701 1723.640 1708.356
1736.026 1707.338

2020 1739.229 1734.961 1722.267 1532.707 1619.717 1627.656 1647.118 1711.821 1739.828 1733.570
1720.468 1769.693

2021 1761.306 1777.409 1761.823 1807.840 1804.367 1840.470 1851.273 1780.749 1803.311 1838.757
1809.921 1812.017

2022 1821.439 1815.412 1855.480 1899.487 1875.771 1817.674 1854.352 1833.267 1841.851 1886.663
1846.025 1827.145

2023 1878.613 1866.355 1904.677 1915.840 1954.556 2005.178 1941.673 1977.772 1969.735 1906.093
1930.087 1938.938

2024 1991.010

FINAL TREND-CYCLE

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

2001 1021.205 1016.868 1014.029 1015.169 1017.232 1021.362 1027.273 1032.111 1037.047 1044.828
1054.461 1062.705

2002 1067.491 1069.129 1070.077 1071.305 1072.213 1073.060 1075.947 1081.278 1087.529 1094.266
1102.148 1112.047

2003 1119.494 1121.436 1122.538 1126.217 1132.216 1138.515 1144.439 1152.413 1162.170 1169.736
1173.734 1177.271

2004 1180.945 1183.504 1186.874 1191.175 1196.270 1202.384 1206.350 1207.422 1209.568 1214.939
1221.513 1225.226

2005 1225.727 1227.548 1232.017 1236.111 1238.396 1241.370 1246.272 1250.946 1252.219 1252.242
1256.113 1261.711

2006 1267.494 1274.020 1277.116 1275.468 1275.744 1281.762 1289.393 1298.832 1313.049 1329.768
1342.962 1350.008

2007 1354.198 1357.474 1361.455 1368.201 1377.964 1388.776 1396.246 1398.410 1398.867 1398.363
1396.671 1393.543

2008 1388.752 1387.557 1390.491 1394.892 1394.786 1387.256 1382.973 1386.211 1386.141 1376.432
1362.884 1351.794

2009 1347.667 1354.455 1370.486 1387.645 1401.725 1414.732 1423.721 1426.671 1429.257 1432.867
1435.144 1433.661

2010 1429.372 1426.530 1422.953 1417.278 1411.213 1404.655 1400.372 1401.871 1408.013 1416.541
1422.449 1426.004

2011 1435.393 1447.222 1455.919 1463.396 1467.575 1463.987 1455.127 1448.906 1446.641 1447.259
1451.168 1457.602

2012 1466.224 1471.201 1471.767 1473.809 1476.874 1478.159 1480.292 1488.485 1497.918 1500.895
1500.699 1501.199

2013 1504.079 1512.948 1522.753 1527.790 1529.843 1530.244 1529.566 1527.139 1524.227 1525.451
1529.704 1532.468

2014 1535.604 1540.089 1542.268 1543.280 1548.742 1560.845 1574.217 1582.608 1587.745 1594.689
1602.434 1604.977

2015 1602.276 1599.952 1600.344 1601.825 1603.845 1609.953 1621.015 1631.275 1637.879 1640.839
1641.942 1645.780

2016 1649.844 1652.326 1657.313 1664.304 1668.824 1669.799 1669.959 1668.601 1666.234 1667.172
1671.145 1675.128

2017 1675.989 1674.385 1677.859 1683.214 1681.048 1677.178 1676.818 1677.308 1677.156 1676.606
1678.466 1683.361

2018 1689.332 1697.805 1707.066 1710.871 1709.445 1710.069 1714.821 1716.083 1715.014 1717.819
1721.645 1723.748

2019 1728.791 1737.652 1742.459 1745.819 1751.052 1750.819 1744.284 1735.764 1727.705 1723.269
1721.774 1720.152

2020 1716.877 1704.232 1671.782 1637.076 1629.311 1642.938 1665.582 1693.872 1716.543 1728.998
1739.461 1752.454

2021 1763.554 1771.919 1782.016 1795.609 1809.425 1819.884 1820.304 1813.325 1813.077 1817.510
1818.277 1819.457

2022 1824.573 1834.638 1850.265 1861.713 1858.505 1849.301 1845.821 1846.528 1851.346 1856.515
1855.505 1857.395

2023 1868.355 1883.463 1901.875 1923.331 1945.462 1959.350 1961.159 1959.195 1951.879 1941.888
1941.861 1952.905

FINAL SEASONAL FACTORS

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV
2001	100.579	100.558	101.257	101.531	99.930	97.984	97.889	98.412	98.821	99.764	101.400
101.920											
2002	100.552	100.568	101.279	101.532	99.949	97.998	97.891	98.413	98.831	99.761	101.384
101.893											
2003	100.494	100.575	101.304	101.532	99.975	98.020	97.909	98.417	98.851	99.754	101.375
101.855											
2004	100.412	100.582	101.332	101.537	100.007	98.039	97.936	98.424	98.872	99.733	101.367
101.809											
2005	100.322	100.595	101.367	101.541	100.050	98.051	97.963	98.430	98.899	99.713	101.359
101.750											
2006	100.241	100.605	101.405	101.535	100.108	98.058	97.993	98.431	98.926	99.700	101.344
101.682											
2007	100.166	100.605	101.438	101.529	100.193	98.067	98.030	98.440	98.955	99.681	101.315
101.601											
2008	100.093	100.603	101.477	101.530	100.278	98.072	98.062	98.448	98.976	99.655	101.287
101.517											
2009	100.045	100.615	101.522	101.523	100.340	98.079	98.086	98.448	98.971	99.624	101.269
101.448											
2010	100.039	100.657	101.578	101.514	100.390	98.080	98.096	98.443	98.948	99.582	101.234
101.379											
2011	100.043	100.697	101.631	101.504	100.439	98.087	98.122	98.460	98.934	99.552	101.183
101.329											

2012	100.041	100.718	101.675	101.477	100.465	98.077	98.163	98.489	98.923	99.540	101.131
	101.301										
2013	100.037	100.727	101.720	101.445	100.484	98.059	98.219	98.521	98.904	99.531	101.081
	101.278										
2014	100.046	100.730	101.755	101.408	100.498	98.037	98.272	98.550	98.887	99.530	101.026
	101.255										
2015	100.069	100.732	101.790	101.383	100.524	98.023	98.310	98.568	98.869	99.525	100.957
	101.219										
2016	100.092	100.739	101.831	101.365	100.562	98.023	98.344	98.577	98.851	99.512	100.893
	101.176										
2017	100.110	100.756	101.878	101.334	100.597	98.028	98.375	98.580	98.843	99.501	100.838
	101.129										
2018	100.122	100.782	101.929	101.278	100.631	98.041	98.403	98.582	98.844	99.496	100.792
	101.082										
2019	100.140	100.807	101.969	101.208	100.657	98.062	98.421	98.582	98.857	99.499	100.751
	101.040										
2020	100.171	100.817	101.994	101.166	100.672	98.084	98.431	98.573	98.866	99.500	100.698
	100.987										
2021	100.184	100.797	102.010	101.200	100.721	98.131	98.455	98.564	98.861	99.489	100.642
	100.921										
2022	100.184	100.766	102.018	101.240	100.765	98.173	98.468	98.570	98.863	99.469	100.602
	100.869										
2023	100.190	100.744	102.020	101.252	100.790	98.210	98.475	98.587	98.872	99.446	100.581
	100.846										
2024	100.201										

FINAL IRREGULAR FACTORS

The same as the stochastic irregular.

STANDARD ERROR OF REVISION IN TREND-CYCLE ESTIMATOR

LAST 5 YEARS

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2019	1.482	1.525	1.548	1.561	1.562	1.556	1.553	1.559	1.577	1.603	1.620	
2020	1.616	1.634	1.645	1.632	1.632	1.648	1.670	1.704	1.741	1.779	1.820	1.855
2021	1.866	1.910	1.970	2.012	2.038	2.051	2.052	2.050	2.067	2.101	2.139	2.164
2022	2.170	2.223	2.300	2.344	2.353	2.343	2.339	2.346	2.372	2.413	2.453	2.483
2023	2.498	2.564	2.656	2.721	2.765	2.786	2.791	2.814	2.899	3.180	4.036	6.363
2024	12.040											

STANDARD ERROR OF REVISION IN SA SERIES ESTIMATOR

LAST 5 YEARS

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2019	3.572	3.538	3.521	3.616	3.586	3.563	3.539	3.524	3.507	3.588	3.565	
2020	3.684	3.943	3.933	3.509	3.711	3.730	3.775	3.926	3.998	4.000	3.997	4.154
2021	4.194	4.541	4.522	4.652	4.647	4.741	4.769	4.590	4.658	4.768	4.726	4.780
2022	4.874	5.213	5.353	5.493	5.430	5.263	5.369	5.312	5.347	5.499	5.418	5.418
2023	5.651	6.024	6.176	6.228	6.360	6.526	6.319	6.441	6.427	6.245	6.366	6.460
2024	6.726											

FORECAST OF FINAL COMPONENT

	ORIGINAL (UNCORRECTED) SERIES		TREND-CYCLE		SA SERIES SERIES	
DATE	FORECAST	SE	FORECAST	SER	FORECAST	SER
FEB-2024	1989.2899	0.0349	1974.6826	20.3919	1974.6826	33.4246
MAR-2024	2019.2165	0.0400	1979.2139	27.9771	1979.2139	38.5652
APR-2024	2008.6151	0.0445	1983.7637	34.0587	1983.7637	43.2176
MAY-2024	2004.1399	0.0486	1988.3323	39.3427	1988.3323	47.5272
JUN-2024	1957.4751	0.0523	1992.9195	44.1189	1992.9195	51.5822
JUL-2024	1967.0550	0.0559	1997.5256	48.5396	1997.5256	55.4401
AUG-2024	1973.9351	0.0592	2002.1392	52.6960	2002.1392	59.1410
SEP-2024	1984.1795	0.0623	2006.7572	56.6478	2006.7572	62.7140
OCT-2024	2000.0977	0.0653	2011.3877	60.4371	2011.3877	66.1817
NOV-2024	2027.6557	0.0681	2016.0308	64.0942	2016.0308	69.5613
DEC-2024	2037.6816	0.0709	2020.6866	67.6422	2020.6866	72.8663
JAN-2025	2029.4616	0.0735	2025.3551	71.0988	2025.3551	76.1080
FEB-2025	2045.0414	0.0771	2030.0363	74.4782	2030.0363	79.2954
MAR-2025	2075.8306	0.0801	2034.7303	77.7919	2034.7303	82.4361

APR-2025	2064.9559	0.0830	2039.4371	81.0491	2039.4371	85.5365
MAY-2025	2060.3790	0.0858	2044.1568	84.2579	2044.1568	88.6021
JUN-2025	2012.4279	0.0885	2048.8894	87.4247	2048.8894	91.6377
JUL-2025	2022.3000	0.0911	2053.6349	90.5553	2053.6349	94.6472
AUG-2025	2029.3967	0.0936	2058.3935	93.6544	2058.3935	97.6342
SEP-2025	2039.9525	0.0961	2063.1655	96.7264	2063.1655	100.6020
OCT-2025	2056.3419	0.0985	2067.9507	99.7748	2067.9507	103.5533
NOV-2025	2084.6989	0.1009	2072.7492	102.8030	2072.7492	106.4906
DEC-2025	2095.0310	0.1032	2077.5610	105.8138	2077.5610	109.4161
JAN-2026	2086.6037	0.1054	2082.3863	108.8098	2082.3863	112.3318
FEB-2026	2102.6510	0.1085	2087.2249	111.7932	2087.2249	115.2395
MAR-2026	2134.3348	0.1110	2092.0770	114.7661	2092.0770	118.1409
APR-2026	2123.1806	0.1136	2096.9426	117.7304	2096.9426	121.0374
MAY-2026	2118.5016	0.1160	2101.8218	120.6877	2101.8218	123.9305
JUN-2026	2069.2242	0.1185	2106.7146	123.6397	2106.7146	126.8213
JUL-2026	2079.4015	0.1208	2111.6210	126.5877	2111.6210	129.7111
AUG-2026	2086.7251	0.1232	2116.5412	129.5330	2116.5412	132.6008
SEP-2026	2097.6058	0.1254	2121.4755	132.4768	2121.4755	135.4916
OCT-2026	2114.4853	0.1277	2126.4237	135.4202	2126.4237	138.3843
NOV-2026	2143.6715	0.1299	2131.3860	138.3643	2131.3860	141.2798
DEC-2026	2154.3233	0.1320	2136.3623	141.3099	2136.3623	144.1788
JAN-2027	2145.6848	0.1342	2141.3528	144.2579	2141.3528	147.0821
FEB-2027	2162.2187	0.1370	2146.3574	147.2093	2146.3574	149.9905
MAR-2027	2194.8307	0.1394	2151.3761	150.1646	2151.3761	152.9045
APR-2027	2183.3908	0.1418	2156.4092	153.1247	2156.4092	155.8247
MAY-2027	2178.6095	0.1442	2161.4565	156.0902	2161.4565	158.7519

JUN-2027	2127.9636	0.1465	2166.5181	159.0618	2166.5181	161.6864
JUL-2027	2138.4596	0.1488	2171.5942	162.0400	2171.5942	164.6289
AUG-2027	2146.0213	0.1510	2176.6848	165.0254	2176.6848	167.5798
SEP-2027	2157.2412	0.1533	2181.7902	168.0186	2181.7902	170.5397
OCT-2027	2174.6309	0.1554	2186.9104	171.0201	2186.9104	173.5089
NOV-2027	2204.6780	0.1576	2192.0453	174.0304	2192.0453	176.4879
DEC-2027	2215.6639	0.1597	2197.1951	177.0499	2197.1951	179.4771
JAN-2028	2206.8103	0.1618	2202.3597	180.0790	2202.3597	182.4768
FEB-2028	2223.8510	0.1645	2207.5393	183.1182	2207.5393	185.4875
MAR-2028	2257.4267	0.1669	2212.7338	186.1679	2212.7338	188.5096
APR-2028	2245.6946	0.1693	2217.9434	189.2285	2217.9434	191.5432
MAY-2028	2240.8108	0.1716	2223.1681	192.3002	2223.1681	194.5889
JUN-2028	2188.7521	0.1739	2228.4078	195.3836	2228.4078	197.6469
JUL-2028	2199.5813	0.1762	2233.6628	198.4789	2233.6628	200.7175
AUG-2028	2207.3925	0.1784	2238.9331	201.5864	2238.9331	203.8010
SEP-2028	2218.9669	0.1806	2244.2191	204.7065	2244.2191	206.8977
OCT-2028	2236.8881	0.1828	2249.5206	207.8395	2249.5206	210.0079
NOV-2028	2267.8298	0.1849	2254.8377	210.9857	2254.8377	213.1319
DEC-2028	2279.1649	0.1870	2260.1704	214.1454	2260.1704	216.2699
JAN-2029	2270.0919	0.1891	2265.5188	217.3187	2265.5188	219.4222
FEB-2029	2287.6609	0.1918	2270.8830	220.5061	2270.8830	222.5890
MAR-2029	2322.2380	0.1942	2276.2630	223.7078	2276.2630	225.7705
APR-2029	2310.2068	0.1965	2281.6589	226.9240	2281.6589	228.9671
MAY-2029	2305.2205	0.1989	2287.0706	230.1549	2287.0706	232.1789
JUN-2029	2251.7023	0.2012	2292.4984	233.4008	2292.4984	235.4061
JUL-2029	2262.8799	0.2034	2297.9421	236.6620	2297.9421	238.6490

AUG-2029	2270.9531	0.2057	2303.4021	239.9386	2303.4021	241.9077
SEP-2029	2282.8981	0.2079	2308.8786	243.2310	2308.8786	245.1826
OCT-2029	2301.3733	0.2101	2314.3714	246.5393	2314.3714	248.4738
NOV-2029	2333.2451	0.2122	2319.8808	249.8637	2319.8808	251.7815
DEC-2029	2344.9456	0.2144	2325.4066	253.2045	2325.4066	255.1059
JAN-2030	2335.6489	0.2165	2330.9490	256.5619	2330.9490	258.4472
FEB-2030	2353.7688	0.2192	2336.5081	259.9359	2336.5081	261.8056
MAR-2030	2389.3871	0.2216	2342.0838	263.3270	2342.0838	265.1812
APR-2030	2377.0498	0.2239	2347.6763	266.7352	2347.6763	268.5743
MAY-2030	2371.9609	0.2263	2353.2856	270.1607	2353.2856	271.9851
JUN-2030	2316.9339	0.2286	2358.9117	273.6037	2358.9117	275.4136
JUL-2030	2328.4763	0.2309	2364.5547	277.0645	2364.5547	278.8602
AUG-2030	2336.8245	0.2331	2370.2150	280.5431	2370.2150	282.3249
SEP-2030	2349.1573	0.2354	2375.8926	284.0399	2375.8926	285.8080
OCT-2030	2368.2103	0.2376	2381.5875	287.5549	2381.5875	289.3096
NOV-2030	2401.0499	0.2398	2387.2998	291.0884	2387.2998	292.8300
DEC-2030	2413.1328	0.2420	2393.0295	294.6405	2393.0295	296.3692
JAN-2031	2403.6080	0.2441	2398.7768	298.2113	2398.7768	299.9274
FEB-2031	2422.3029	0.2468	2404.5416	301.8012	2404.5416	303.5048
MAR-2031	2459.0045	0.2492	2410.3240	305.4102	2410.3240	307.1015
APR-2031	2446.3537	0.2516	2416.1241	309.0384	2416.1241	310.7178
MAY-2031	2441.1622	0.2540	2421.9420	312.6861	2421.9420	314.3537
JUN-2031	2384.5746	0.2563	2427.7777	316.3534	2427.7777	318.0095
JUL-2031	2396.4989	0.2587	2433.6312	320.0405	2433.6312	321.6852
AUG-2031	2405.1361	0.2610	2439.5029	323.7476	2439.5029	325.3811
SEP-2031	2417.8748	0.2632	2445.3929	327.4748	2445.3929	329.0973

OCT-2031	2437.5310	0.2655	2451.3013	331.2223	2451.3013	332.8340
NOV-2031	2471.3782	0.2677	2457.2280	334.9903	2457.2280	336.5913
DEC-2031	2483.8616	0.2700	2463.1731	338.7788	2463.1731	340.3694
JAN-2032	2474.1041	0.2722	2469.1367	342.5881	2469.1367	344.1684
FEB-2032	2493.3995	0.2749	2475.1189	346.4183	2475.1189	347.9885
MAR-2032	2531.2289	0.2773	2481.1197	350.2695	2481.1197	351.8298
APR-2032	2518.2568	0.2797	2487.1392	354.1420	2487.1392	355.6924
MAY-2032	2512.9629	0.2821	2493.1774	358.0358	2493.1774	359.5766
JUN-2032	2454.7600	0.2845	2499.2345	361.9512	2499.2345	363.4825
JUL-2032	2467.0845	0.2869	2505.3104	365.8882	2505.3104	367.4102
AUG-2032	2476.0256	0.2892	2511.4056	369.8471	2511.4056	371.3598
SEP-2032	2489.1895	0.2915	2517.5201	373.8279	2517.5201	375.3316
OCT-2032	2509.4755	0.2938	2523.6539	377.8310	2523.6539	379.3258
NOV-2032	2544.3727	0.2961	2529.8072	381.8563	2529.8072	383.3423
DEC-2032	2557.2758	0.2984	2535.9799	385.9041	2535.9799	387.3814
JAN-2033	2547.2809	0.3007	2542.1722	389.9745	2542.1722	391.4433
FEB-2033	2567.2038	0.3034	2548.3841	394.0676	2548.3841	395.5280
MAR-2033	2606.2081	0.3059	2554.6157	398.1837	2554.6157	399.6358
APR-2033	2592.9066	0.3083	2560.8671	402.3227	2560.8671	403.7667
MAY-2033	2587.5106	0.3108	2567.1383	406.4850	2567.1383	407.9209
JUN-2033	2527.6347	0.3132	2573.4293	410.6706	2573.4293	412.0986
JUL-2033	2540.3789	0.3156	2579.7404	414.8797	2579.7404	416.2999
AUG-2033	2549.6397	0.3180	2586.0673	419.1118	2586.0673	420.5242
SEP-2033	2563.2492	0.3204	2592.4079	423.3665	2592.4079	424.7714
OCT-2033	2584.1936	0.3227	2598.7640	427.6444	2598.7640	429.0418
NOV-2033	2620.1852	0.3250	2605.1356	431.9456	2605.1356	433.3355

DEC-2033	2633.5287	0.3274	2611.5229	436.2701	2611.5229	437.6528
JAN-2034	2623.2912	0.3297	2617.9259	440.6182	2617.9259	441.9936

SEASONAL

FACTORS

FEB-2024	100.7397
MAR-2024	102.0211
APR-2024	101.2527
MAY-2024	100.7950
JUN-2024	98.2215
JUL-2024	98.4746
AUG-2024	98.5913
SEP-2024	98.8749
OCT-2024	99.4387
NOV-2024	100.5766
DEC-2024	100.8411
JAN-2025	100.2028
FEB-2025	100.7392
MAR-2025	102.0199
APR-2025	101.2513
MAY-2025	100.7936
JUN-2025	98.2204
JUL-2025	98.4742
AUG-2025	98.5913



Administrador del Mercado Mayorista

SEP-2025	98.8749
OCT-2025	99.4386
NOV-2025	100.5765
DEC-2025	100.8409
JAN-2026	100.2025
FEB-2026	100.7391
MAR-2026	102.0199
APR-2026	101.2512
MAY-2026	100.7936
JUN-2026	98.2204
JUL-2026	98.4742
AUG-2026	98.5913
SEP-2026	98.8749
OCT-2026	99.4386
NOV-2026	100.5764
DEC-2026	100.8407
JAN-2027	100.2023
FEB-2027	100.7390
MAR-2027	102.0198
APR-2027	101.2512
MAY-2027	100.7936
JUN-2027	98.2204
JUL-2027	98.4742
AUG-2027	98.5913
SEP-2027	98.8748
OCT-2027	99.4385



Administrador del Mercado Mayorista

NOV-2027	100.5763
DEC-2027	100.8406
JAN-2028	100.2021
FEB-2028	100.7389
MAR-2028	102.0198
APR-2028	101.2512
MAY-2028	100.7936
JUN-2028	98.2204
JUL-2028	98.4742
AUG-2028	98.5913
SEP-2028	98.8748
OCT-2028	99.4384
NOV-2028	100.5762
DEC-2028	100.8404
JAN-2029	100.2019
FEB-2029	100.7388
MAR-2029	102.0198
APR-2029	101.2512
MAY-2029	100.7936
JUN-2029	98.2205
JUL-2029	98.4742
AUG-2029	98.5913
SEP-2029	98.8748
OCT-2029	99.4384
NOV-2029	100.5761
DEC-2029	100.8402



Administrador del Mercado Mayorista

JAN-2030	100.2016
FEB-2030	100.7387
MAR-2030	102.0197
APR-2030	101.2512
MAY-2030	100.7936
JUN-2030	98.2205
JUL-2030	98.4742
AUG-2030	98.5912
SEP-2030	98.8747
OCT-2030	99.4383
NOV-2030	100.5760
DEC-2030	100.8401
JAN-2031	100.2014
FEB-2031	100.7387
MAR-2031	102.0197
APR-2031	101.2512
MAY-2031	100.7936
JUN-2031	98.2205
JUL-2031	98.4742
AUG-2031	98.5912
SEP-2031	98.8747
OCT-2031	99.4382
NOV-2031	100.5759
DEC-2031	100.8399
JAN-2032	100.2012
FEB-2032	100.7386

MAR-2032	102.0196
APR-2032	101.2511
MAY-2032	100.7936
JUN-2032	98.2205
JUL-2032	98.4742
AUG-2032	98.5912
SEP-2032	98.8747
OCT-2032	99.4382
NOV-2032	100.5758
DEC-2032	100.8398
JAN-2033	100.2010
FEB-2033	100.7385
MAR-2033	102.0196
APR-2033	101.2511
MAY-2033	100.7936
JUN-2033	98.2205
JUL-2033	98.4742
AUG-2033	98.5914
SEP-2033	98.8752
OCT-2033	99.4393
NOV-2033	100.5777
DEC-2033	100.8426
JAN-2034	100.2049

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	0.239	0.184

REVISION ERROR	0.099	0.174

TOTAL ESTIMATION ERROR	0.338	0.358

(SD)	(0.581)	(0.598)

AS MENTIONED BEFORE, FOR APPLIED PURPOSES, THE RELEVANT ERROR IS THE FULL REVISION THE

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-2024	2.03	0.686	0.315	2.69	0.417
DEC-2023	0.723	0.569	0.166	0.459	0.417
NOV-2023	2.41	-0.137E-02	0.111	1.26	0.417
OCT-2023	-2.67	-0.512	0.940E-01	-3.23	0.417
SEP-2023	-0.118	-0.373	0.888E-01	-0.406	0.416
AUG-2023	1.97	-0.100	0.868E-01	1.86	0.416
JUL-2023	-2.91	0.923E-01	0.859E-01	-3.17	0.416
JUN-2023	-0.360E-01	0.714	0.852E-01	2.59	0.416
MAY-2023	1.56	1.15	0.847E-01	2.02	0.416
APR-2023	-0.171	1.13	0.842E-01	0.586	0.416
MAR-2023	3.35	0.978	0.838E-01	2.05	0.416
FEB-2023	-0.103	0.809	0.836E-01	-0.652	0.407

JAN-2023	2.13	0.590	0.797E-01	2.82	0.371
DEC-2022	-0.760	0.102	0.771E-01	-1.02	0.371
NOV-2022	-1.04	-0.544E-01	0.769E-01	-2.15	0.371
OCT-2022	3.06	0.279	0.769E-01	2.43	0.371
SEP-2022	0.767	0.261	0.767E-01	0.468	0.371
AUG-2022	-1.04	0.383E-01	0.764E-01	-1.14	0.370
JUL-2022	2.32	-0.188	0.760E-01	2.02	0.370
JUN-2022	-5.59	-0.495	0.757E-01	-3.10	0.370
MAY-2022	-1.71	-0.172	0.753E-01	-1.25	0.370
APR-2022	1.59	0.619	0.749E-01	2.37	0.370
MAR-2022	3.48	0.852	0.746E-01	2.21	0.370
FEB-2022	0.248	0.552	0.744E-01	-0.331	0.362
JAN-2022	-0.214	0.281	0.709E-01	0.520	0.330
DEC-2021	0.394	0.649E-01	0.686E-01	0.116	0.330
NOV-2021	-0.427	0.422E-01	0.684E-01	-1.57	0.330
OCT-2021	2.61	0.244	0.684E-01	1.97	0.330
SEP-2021	1.57	-0.137E-01	0.682E-01	1.27	0.330
AUG-2021	-3.70	-0.383	0.680E-01	-3.81	0.330
JUL-2021	0.920	0.231E-01	0.677E-01	0.587	0.330
JUN-2021	-0.622	0.578	0.673E-01	2.00	0.329
MAY-2021	-0.665	0.769	0.670E-01	-0.192	0.329
APR-2021	1.80	0.763	0.667E-01	2.61	0.329
MAR-2021	0.316	0.570	0.663E-01	-0.877	0.329
FEB-2021	1.53	0.474	0.662E-01	0.914	0.322

B. ACCUMULATED RATE OF GROWTH DURING THE PRESENT YEAR.

TABLE 5.3 ACCUMULATED RATE OF GROWTH DURING THE PRESENT YEAR

(In percent points)

JAN-2024	ESTIMATE	SER
ORIGINAL SERIES	2.03	-
TREND-CYCLE	0.686	0.315
SA SERIES	2.69	0.417

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

(SD x 1.0D9) (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-2024	5.99	5.24	0.580	5.98	0.370E-01
DEC-2023	6.09	5.14	0.259	6.12	0.367E-01

NOV-2023	4.53	4.65	0.117	4.55	0.364E-01
OCT-2023	1.01	4.60	0.551E-01	1.03	0.361E-01
SEP-2023	6.95	5.43	0.286E-01	6.94	0.360E-01
AUG-2023	7.90	6.10	0.188E-01	7.88	0.359E-01
JUL-2023	4.72	6.25	0.161E-01	4.71	0.359E-01
JUN-2023	10.4	5.95	0.156E-01	10.3	0.359E-01
MAY-2023	4.23	4.68	0.156E-01	4.20	0.359E-01
APR-2023	0.873	3.31	0.155E-01	0.861	0.359E-01
MAR-2023	2.65	2.79	0.154E-01	2.65	0.358E-01
FEB-2023	2.78	2.66	0.150E-01	2.81	0.356E-01
JAN-2023	3.15	2.40	0.148E-01	3.14	0.332E-01
DEC-2022	0.783	2.09	0.148E-01	0.835	0.327E-01
NOV-2022	1.95	2.05	0.146E-01	1.99	0.324E-01
OCT-2022	2.58	2.15	0.143E-01	2.61	0.322E-01
SEP-2022	2.14	2.11	0.141E-01	2.14	0.320E-01
AUG-2022	2.96	1.83	0.140E-01	2.95	0.320E-01
JUL-2022	0.179	1.40	0.140E-01	0.166	0.319E-01
JUN-2022	-1.20	1.62	0.140E-01	-1.24	0.319E-01
MAY-2022	4.00	2.71	0.140E-01	3.96	0.319E-01
APR-2022	5.11	3.68	0.139E-01	5.07	0.319E-01
MAR-2022	5.32	3.83	0.137E-01	5.32	0.318E-01
FEB-2022	2.11	3.54	0.134E-01	2.14	0.317E-01
JAN-2022	3.41	3.46	0.131E-01	3.41	0.295E-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-2024	2.88	2.86	2.86
	DEC-2024	(-0.600)	(2.68)	(2.68)
TREND-CYCLE	JAN-2024	1.85	2.46	2.62

DEC-2024 (1.71) (2.25) (2.42)

SA SERIES JAN-2024 2.88 2.85 2.85

DEC-2024 (-0.611) (2.67) (2.67)

D. FORECAST

TABLE 5.7 RATES OF GROWTH FORECASTS :

In Percent Points

FORECAST	ORIGINAL	TREND-CYCLE	SA SERIES
ORIGIN :	SERIES		
JAN-2024	(SER)	(SER)	(SER)

ONE-PERIOD-AHEAD

FORECAST PERIOD

TO PERIOD RATE	-0.29	0.43	-0.82
T(1,1)	(1.8)	(0.44)	(1.7)

FORECAST OF ANNUAL

RATE OF GROWTH OVER

THE NEXT 12 PERIODS	1.7	3.0	1.7
(one year horizon)	(3.8)	(3.3)	(3.8)

FORECAST OF ANNUAL

RATE OF GROWTH FOR

THE PRESENT YEAR	4.2	3.5	4.2
(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

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

(2) ARIMA Models

Stochastic LONG TERM TREND $m(t)$:

$$[(1-B)^2]m(t) = \text{niid} \sim (0, 0.4912E-06V_a)$$

Stochastic Cycle $c(t)$:

$$[C(t)] = \text{niid} \sim (0, 0.6538E-01V_a)$$

(3) Std of innovations

Long Term Trend: 0.1252E-04

Business Cycle: 0.4567E-02

(4) FINAL ERRORS

Var(final error of Business Cycle Component) = 0.6459 in units of V_a

Var(final error of LONG TERM TREND Component) = 0.5261 in units of V_a

SPECTRUM OF CYCLE

MODE = 10.00 years cycle

MEAN = 3.22 years cycle

MEDIAN = 7.14 years cycle

CYCLICAL COMPONENT

X 10.0D-1

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
2001	0.095	0.011	-0.059	-0.089	-0.110	-0.111	-0.095	-0.090	-0.084	-0.051	-0.001	0.036
2002	0.039	0.013	-0.020	-0.050	-0.083	-0.116	-0.131	-0.123	-0.106	-0.086	-0.055	-0.007
2003	0.019	-0.004	-0.035	-0.043	-0.031	-0.016	-0.004	0.026	0.070	0.095	0.090	0.081
2004	0.073	0.056	0.045	0.043	0.048	0.061	0.056	0.027	0.008	0.015	0.033	0.027
2005	-0.005	-0.026	-0.026	-0.028	-0.044	-0.055	-0.050	-0.046	-0.070	-0.103	-0.105	-0.094
2006	-0.080	-0.061	-0.068	-0.113	-0.141	-0.125	-0.096	-0.052	0.027	0.125	0.195	0.220
2007	0.223	0.221	0.223	0.247	0.293	0.346	0.375	0.367	0.347	0.320	0.286	0.242
2008	0.186	0.156	0.157	0.169	0.148	0.075	0.025	0.030	0.011	-0.077	-0.194	-0.293
2009	-0.341	-0.307	-0.207	-0.099	-0.014	0.062	0.109	0.113	0.115	0.125	0.125	0.099

2010	0.053	0.017	-0.023	-0.079	-0.138	-0.200	-0.246	-0.251	-0.224	-0.179	-0.154	-
0.145												
2011	-0.096	-0.030	0.013	0.048	0.059	0.018	-0.060	-0.120	-0.153	-0.166	-0.157	-
0.131												
2012	-0.090	-0.075	-0.089	-0.094	-0.092	-0.102	-0.107	-0.071	-0.027	-0.027	-0.048	-
0.064												
2013	-0.065	-0.026	0.018	0.031	0.024	0.007	-0.018	-0.055	-0.094	-0.107	-0.100	-
0.103												
2014	-0.103	-0.095	-0.101	-0.116	-0.101	-0.044	0.021	0.053	0.065	0.088	0.116	0.112
2015	0.075	0.040	0.023	0.012	0.005	0.024	0.073	0.117	0.139	0.139	0.127	0.132
2016	0.139	0.137	0.149	0.174	0.185	0.174	0.159	0.134	0.104	0.094	0.103	0.112
2017	0.102	0.077	0.084	0.101	0.074	0.037	0.021	0.011	-0.004	-0.020	-0.023	-
0.007												
2018	0.016	0.053	0.094	0.104	0.082	0.073	0.088	0.083	0.064	0.068	0.077	0.076
2019	0.092	0.131	0.145	0.151	0.167	0.152	0.101	0.038	-0.023	-0.063	-0.087	-
0.111												
2020	-0.146	-0.236	-0.444	-0.671	-0.736	-0.670	-0.551	-0.401	-0.287	-0.234	-0.194	-
0.140												
2021	-0.097	-0.071	-0.036	0.019	0.073	0.108	0.088	0.026	0.001	0.002	-0.018	-
0.036												
2022	-0.033	-0.003	0.057	0.093	0.051	-0.025	-0.070	-0.092	-0.092	-0.091	-0.123	-
0.139												
2023	-0.108	-0.054	0.016	0.101	0.188	0.232	0.214	0.177	0.112	0.034	0.006	0.036
2024	0.077											
FORECAST :												
2024	0.093	0.088	0.084	0.080	0.076	0.072	0.069	0.065	0.061	0.058	0.054	
2025	0.051	0.048	0.045	0.042	0.039	0.036	0.033	0.031	0.028	0.026	0.024	0.021
2026	0.019	0.017	0.015	0.014	0.012	0.010	0.009	0.007	0.006	0.005	0.003	0.002
2027	0.001	0.000	-0.001	-0.002	-0.003	-0.003	-0.004	-0.005	-0.005	-0.006	-0.006	-
0.007												

2028	-0.007	-0.007	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-
0.009												
2029	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.009	-0.008	-
0.008												
2030	-0.008	-0.008	-0.008	-0.008	-0.007	-0.007	-0.007	-0.007	-0.007	-0.007	-0.006	-
0.006												
2031	-0.006	-0.006	-0.005	-0.005	-0.005	-0.005	-0.004	-0.004	-0.004	-0.004	-0.003	-
0.003												
2032	-0.003	-0.003	-0.002	-0.002	-0.002	-0.001	-0.001	-0.000	-0.000	0.000	0.001	0.001
2033	0.002	0.002	0.002	0.003	0.003	0.004	0.004	0.005	0.005	0.006	0.006	0.007
2034	0.007											

CYCLICAL FACTORS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	100.946	100.099	99.405	99.104	98.892	98.881	99.040	99.093	99.154	99.483	99.983	100.346
2002	100.380	100.117	99.791	99.492	99.164	98.832	98.689	98.769	98.931	99.134	99.439	99.921
2003	100.179	99.944	99.635	99.557	99.683	99.833	99.950	100.245	100.691	100.945	100.891	100.798
2004	100.719	100.545	100.443	100.420	100.466	100.597	100.549	100.262	100.068	100.142		
2005	99.935	99.726	99.734	99.713	99.549	99.443	99.493	99.527	99.293	98.964	98.942	99.058
2006	99.190	99.382	99.308	98.870	98.586	98.749	99.038	99.467	100.261	101.246	101.960	102.210
2007	102.246	102.218	102.247	102.488	102.958	103.508	103.811	103.725	103.517	103.244		
	102.889	102.435										

2008	101.865	101.565	101.572	101.689	101.482	100.740	100.240	100.288	100.100	99.221
98.070	97.103									
2009	96.639	96.961	97.943	99.004	99.844	100.606	101.081	101.127	101.148	101.243
100.980										
2010	100.519	100.163	99.755	99.202	98.622	98.010	97.557	97.507	97.778	98.213
98.550										98.464
2011	99.037	99.689	100.121	100.468	100.585	100.168	99.392	98.796	98.469	98.338
98.688										98.428
2012	99.092	99.247	99.102	99.055	99.075	98.973	98.927	99.284	99.719	99.723
99.350										99.514
2013	99.343	99.729	100.173	100.302	100.233	100.054	99.805	99.442	99.048	98.923
98.967										98.994
2014	98.963	99.046	98.980	98.839	98.982	99.549	100.194	100.520	100.639	100.872
101.111										101.156
2015	100.737	100.390	100.216	100.111	100.042	100.228	100.724	101.170	101.389	101.384
101.267	101.321									
2016	101.390	101.364	101.494	101.748	101.853	101.744	101.587	101.342	101.038	100.937
101.022	101.110									
2017	101.011	100.766	100.829	101.006	100.734	100.362	100.202	100.094	99.950	99.784
99.762	99.922									
2018	100.146	100.517	100.935	101.030	100.817	100.725	100.876	100.822	100.630	100.666
100.761	100.754									
2019	100.918	101.302	101.449	101.509	101.676	101.524	101.005	100.371	99.762	99.360
99.126	98.882									
2020	98.540	97.659	95.643	93.501	92.898	93.510	94.627	96.057	97.158	97.673
98.602										98.069
2021	99.021	99.282	99.633	100.174	100.721	101.075	100.868	100.248	99.999	100.005
99.806	99.628									
2022	99.662	99.963	100.561	100.927	100.496	99.741	99.295	99.074	99.071	99.085
98.604										98.767
2023	98.919	99.450	100.151	101.006	101.890	102.338	102.153	101.773	101.116	100.325
100.050	100.345									

2024 100.759

FORECAST :

2024 100.918 100.875 100.834 100.793 100.754 100.715 100.678 100.640 100.604 100.569
100.535

2025 100.501 100.469 100.438 100.407 100.378 100.350 100.323 100.297 100.272 100.248
100.225 100.203

2026 100.182 100.162 100.143 100.125 100.107 100.091 100.076 100.061 100.047 100.034
100.022 100.010

2027 100.000 99.990 99.980 99.972 99.963 99.956 99.949 99.943 99.937 99.932 99.927
99.922

2028 99.918 99.915 99.912 99.909 99.907 99.904 99.903 99.901 99.900 99.899 99.898
99.898

2029 99.898 99.898 99.898 99.898 99.899 99.899 99.900 99.901 99.902 99.903 99.905
99.906

2030 99.907 99.909 99.910 99.912 99.914 99.916 99.918 99.919 99.921 99.923 99.926
99.928

2031 99.930 99.932 99.934 99.937 99.939 99.942 99.944 99.947 99.949 99.952 99.955
99.958

2032 99.961 99.964 99.967 99.970 99.973 99.977 99.980 99.984 99.988 99.991 99.995
100.000

2033 100.004 100.008 100.013 100.018 100.022 100.027 100.033 100.038 100.043 100.048
100.053 100.058

2034 100.063

Revision error of CYCLICAL FACTOR

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

2001	1.525	1.487	1.430	1.367	1.300	1.233	1.167	1.099	1.030	0.963	0.896	0.831

2002	0.774	0.726	0.683	0.643	0.604	0.566	0.529	0.494	0.459	0.424	0.388	0.356
2003	0.335	0.321	0.310	0.301	0.294	0.287	0.281	0.275	0.270	0.265	0.258	0.253
2004	0.252	0.252	0.251	0.251	0.251	0.251	0.250	0.249	0.249	0.249	0.249	0.249
2005	0.247	0.242	0.238	0.232	0.227	0.223	0.220	0.217	0.215	0.213	0.212	0.211
2006	0.207	0.201	0.193	0.184	0.177	0.172	0.167	0.164	0.163	0.163	0.162	0.161
2007	0.157	0.150	0.142	0.135	0.129	0.124	0.120	0.117	0.115	0.113	0.112	0.111
2008	0.107	0.102	0.096	0.090	0.085	0.080	0.078	0.076	0.075	0.074	0.073	0.073
2009	0.071	0.068	0.065	0.062	0.060	0.059	0.059	0.058	0.058	0.058	0.058	0.058
2010	0.057	0.055	0.053	0.051	0.050	0.049	0.049	0.049	0.049	0.049	0.048	0.047
2011	0.048	0.047	0.047	0.046	0.046	0.046	0.045	0.045	0.044	0.044	0.042	0.042
2012	0.042	0.042	0.041	0.041	0.041	0.040	0.040	0.041	0.041	0.041	0.041	0.042
2013	0.042	0.042	0.043	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.045	0.046	0.047
2014	0.048	0.048	0.048	0.049	0.049	0.050	0.050	0.050	0.051	0.052	0.054	0.056
2015	0.057	0.057	0.057	0.058	0.058	0.058	0.058	0.059	0.061	0.064	0.067	0.071
2016	0.075	0.076	0.076	0.076	0.077	0.077	0.079	0.081	0.084	0.089	0.095	0.101
2017	0.107	0.109	0.110	0.111	0.111	0.113	0.116	0.120	0.125	0.131	0.139	0.147
2018	0.154	0.159	0.161	0.162	0.164	0.166	0.170	0.175	0.181	0.188	0.196	0.203
2019	0.211	0.215	0.217	0.218	0.220	0.222	0.223	0.225	0.228	0.232	0.236	0.240
2020	0.243	0.243	0.238	0.233	0.231	0.233	0.236	0.239	0.242	0.244	0.245	0.247
2021	0.248	0.250	0.255	0.262	0.270	0.278	0.284	0.288	0.295	0.302	0.310	0.320
2022	0.333	0.357	0.392	0.432	0.467	0.499	0.533	0.567	0.603	0.640	0.676	0.715
2023	0.763	0.823	0.897	0.978	1.059	1.135	1.204	1.269	1.329	1.384	1.440	1.491
2024	1.522											

FORECAST :

2024	1.524	1.547	1.593	1.634	1.672	1.706	1.736	1.764	1.789	1.811	1.832	
2025	1.850	1.866	1.881	1.894	1.906	1.916	1.925	1.933	1.940	1.946	1.952	1.956

2026	1.960	1.964	1.967	1.969	1.971	1.973	1.975	1.976	1.977	1.977	1.978	1.978
2027	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.978
2028	1.978	1.978	1.978	1.978	1.978	1.978	1.978	1.978	1.978	1.978	1.979	1.979
2029	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.979	1.980	1.980	1.980	1.980	1.980	1.980
2030	1.981	1.981	1.981	1.981	1.981	1.981	1.981	1.982	1.982	1.982	1.982	1.982
2031	1.982	1.982	1.983	1.983	1.983	1.983	1.983	1.983	1.983	1.983	1.983	1.984
2032	1.984	1.984	1.984	1.984	1.984	1.984	1.984	1.984	1.984	1.984	1.985	1.985
2033	1.985	1.985	1.985	1.985	1.985	1.985	1.985	1.985	1.986	1.986	1.986	1.986
2034	1.986											

LONG TERM TREND COMPONENT

YEAR DEC	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	
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	6.977	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	7.268	7.269	7.271	7.272	7.274	7.276	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	7.316	7.318	7.320

2013	7.322	7.324	7.326	7.328	7.330	7.333	7.335	7.337	7.339	7.341	7.343	7.345
2014	7.347	7.349	7.351	7.353	7.355	7.357	7.359	7.362	7.364	7.366	7.368	7.370
2015	7.372	7.374	7.376	7.378	7.380	7.382	7.383	7.385	7.387	7.389	7.391	7.393
2016	7.395	7.396	7.398	7.400	7.401	7.403	7.405	7.406	7.408	7.409	7.411	7.412
2017	7.414	7.415	7.417	7.418	7.420	7.421	7.423	7.424	7.425	7.427	7.428	7.429
2018	7.431	7.432	7.433	7.434	7.436	7.437	7.438	7.440	7.441	7.442	7.443	7.445
2019	7.446	7.447	7.449	7.450	7.451	7.453	7.454	7.455	7.457	7.458	7.460	7.461
2020	7.463	7.464	7.466	7.468	7.469	7.471	7.473	7.475	7.477	7.479	7.481	7.483
2021	7.485	7.487	7.489	7.491	7.493	7.496	7.498	7.500	7.503	7.505	7.507	7.510
2022	7.512	7.515	7.517	7.520	7.522	7.525	7.528	7.530	7.533	7.536	7.538	7.541
2023	7.544	7.546	7.549	7.552	7.554	7.557	7.560	7.563	7.565	7.568	7.571	7.574
2024	7.576											

FORECAST :

2024	7.579	7.582	7.584	7.587	7.590	7.592	7.595	7.598	7.600	7.603	7.606	
2025	7.608	7.611	7.614	7.616	7.619	7.621	7.624	7.627	7.629	7.632	7.634	7.637
2026	7.639	7.642	7.644	7.647	7.649	7.652	7.654	7.657	7.659	7.662	7.664	7.667
2027	7.669	7.672	7.674	7.676	7.679	7.681	7.684	7.686	7.688	7.691	7.693	7.696
2028	7.698	7.700	7.703	7.705	7.708	7.710	7.712	7.715	7.717	7.719	7.722	7.724
2029	7.727	7.729	7.731	7.734	7.736	7.738	7.741	7.743	7.745	7.748	7.750	7.753
2030	7.755	7.757	7.760	7.762	7.764	7.767	7.769	7.771	7.774	7.776	7.779	7.781
2031	7.783	7.786	7.788	7.790	7.793	7.795	7.798	7.800	7.802	7.805	7.807	7.810
2032	7.812	7.814	7.817	7.819	7.822	7.824	7.826	7.829	7.831	7.833	7.836	7.838
2033	7.841	7.843	7.845	7.848	7.850	7.853	7.855	7.857	7.860	7.862	7.865	7.867
2034	7.869											

LONG TERM TREND

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

2001 1011.637 1015.857 1020.095 1024.351 1028.625 1032.917 1037.226 1041.554 1045.899 1050.262
1054.641 1059.037

2002 1063.450 1067.878 1072.321 1076.780 1081.253 1085.740 1090.241 1094.755 1099.282 1103.820
1108.369 1112.927

2003 1117.494 1122.068 1126.648 1131.233 1135.822 1140.414 1145.007 1149.600 1154.192 1158.781
1163.366 1167.945

2004 1172.519 1177.084 1181.641 1186.189 1190.726 1195.251 1199.763 1204.262 1208.747 1213.216
1217.670 1222.106

2005 1226.525 1230.925 1235.306 1239.667 1244.006 1248.324 1252.618 1256.889 1261.135 1265.354
1269.547 1273.710

2006 1277.843 1281.945 1286.014 1290.047 1294.044 1298.003 1301.921 1305.796 1309.626 1313.408
1317.141 1320.822

2007 1324.449 1328.019 1331.532 1334.987 1338.381 1341.713 1344.984 1348.193 1351.340 1354.426
1357.451 1360.416

2008 1363.324 1366.175 1368.972 1371.718 1374.413 1377.062 1379.667 1382.231 1384.756 1387.245
1389.703 1392.130

2009 1394.532 1396.909 1399.264 1401.599 1403.916 1406.216 1408.500 1410.771 1413.030 1415.278
1417.519 1419.754

2010 1421.986 1424.216 1426.447 1428.683 1430.925 1433.177 1435.439 1437.715 1440.006 1442.314
1444.641 1446.987

2011 1449.354 1451.742 1454.153 1456.586 1459.043 1461.525 1464.033 1466.567 1469.129 1471.719
1474.337 1476.985

2012 1479.663 1482.369 1485.106 1487.872 1490.667 1493.491 1496.344 1499.225 1502.133 1505.068
1508.030 1511.016

2013 1514.027 1517.061 1520.118 1523.196 1526.294 1529.412 1532.548 1535.702 1538.872 1542.057
1545.256 1548.469

2014 1551.692 1554.925 1558.166 1561.413 1564.664 1567.916 1571.169 1574.419 1577.663 1580.901
1584.128 1587.344

2015 1590.546 1593.732 1596.901 1600.050 1603.178 1606.282 1609.362 1612.416 1615.441 1618.436
1621.400 1624.331

2016 1627.228 1630.091 1632.919 1635.710 1638.465 1641.184 1643.866 1646.511 1649.121 1651.695
1654.234 1656.740

2017 1659.214 1661.655 1664.067 1666.449 1668.805 1671.134 1673.440 1675.724 1677.988 1680.233
1682.462 1684.676

2018 1686.878 1689.068 1691.250 1693.425 1695.595 1697.762 1699.929 1702.098 1704.272 1706.453
1708.645 1710.850

2019 1713.071 1715.311 1717.574 1719.863 1722.182 1724.534 1726.924 1729.356 1731.835 1734.365
1736.950 1739.596

2020 1742.306 1745.086 1747.938 1750.868 1753.878 1756.971 1760.148 1763.410 1766.758 1770.190
1773.706 1777.304

2021 1780.982 1784.740 1788.575 1792.486 1796.469 1800.524 1804.648 1808.840 1813.098 1817.420
1821.805 1826.250

2022 1830.755 1835.317 1839.934 1844.605 1849.329 1854.102 1858.924 1863.793 1868.707 1873.664
1878.662 1883.699

2023 1888.772 1893.879 1899.016 1904.182 1909.372 1914.585 1919.816 1925.065 1930.329 1935.606
1940.894 1946.193

2024 1951.500

FORECAST :

2024 1956.813 1962.132 1967.454 1972.779 1978.105 1983.432 1988.758 1994.083 1999.405
2004.725 2010.041

2025 2015.353 2020.661 2025.964 2031.262 2036.555 2041.843 2047.125 2052.402 2057.673 2062.939
2068.200 2073.457

2026 2078.708 2083.954 2089.197 2094.435 2099.670 2104.901 2110.130 2115.356 2120.580 2125.802
2131.023 2136.243

2027 2141.463 2146.684 2151.905 2157.127 2162.351 2167.577 2172.806 2178.039 2183.274 2188.515
2193.760 2199.010

2028 2204.265 2209.527 2214.796 2220.072 2225.355 2230.647 2235.947 2241.255 2246.573 2251.901
2257.239 2262.587

2029 2267.947 2273.317 2278.699 2284.093 2289.499 2294.918 2300.350 2305.795 2311.253 2316.724
2322.210 2327.710

2030 2333.224 2338.753 2344.296 2349.855 2355.428 2361.017 2366.621 2372.241 2377.876 2383.527
2389.194 2394.877

2031 2400.576 2406.291 2412.022 2417.770 2423.534 2429.313 2435.110 2440.922 2446.751 2452.596
2458.457 2464.335

2032 2470.228 2476.138 2482.064 2488.006 2493.964 2499.938 2505.928 2511.934 2517.956 2523.993
2530.046 2536.114

2033 2542.198 2548.298 2554.413 2560.543 2566.688 2572.849 2579.024 2585.215 2591.421 2597.642
2603.877 2610.128

2034 2616.394

Revision error of LONG TERM TREND

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	16.468	15.668	14.888	14.128	13.389	12.672	11.977	11.304	10.655	10.030	9.428	8.851
2002	8.298	7.770	7.267	6.790	6.339	5.914	5.515	5.143	4.798	4.481	4.192	3.931
2003	3.698	3.492	3.315	3.164	3.039	2.938	2.859	2.799	2.757	2.730	2.714	2.707
2004	2.708	2.713	2.722	2.732	2.742	2.752	2.760	2.766	2.769	2.768	2.765	2.757
2005	2.746	2.732	2.713	2.691	2.665	2.636	2.604	2.569	2.530	2.489	2.446	2.400
2006	2.352	2.302	2.250	2.197	2.142	2.087	2.030	1.972	1.914	1.855	1.796	1.737
2007	1.678	1.619	1.560	1.501	1.443	1.386	1.329	1.273	1.218	1.164	1.110	1.058
2008	1.007	0.957	0.909	0.862	0.816	0.772	0.728	0.687	0.647	0.608	0.571	0.535
2009	0.501	0.469	0.438	0.408	0.380	0.354	0.329	0.306	0.285	0.265	0.246	0.230
2010	0.214	0.201	0.189	0.179	0.170	0.162	0.156	0.152	0.148	0.145	0.143	0.142
2011	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.141	0.142	0.142	0.142	0.142	0.141	0.141
2012	0.140	0.139	0.138	0.137	0.136	0.134	0.133	0.135	0.137	0.139	0.141	0.142
2013	0.143	0.145	0.146	0.147	0.147	0.148	0.148	0.149	0.149	0.149	0.150	0.150

302

2014	0.151	0.152	0.154	0.157	0.161	0.165	0.171	0.178	0.187	0.198	0.210	0.224
2015	0.240	0.258	0.277	0.299	0.323	0.349	0.376	0.406	0.438	0.471	0.507	0.545
2016	0.585	0.627	0.671	0.717	0.765	0.816	0.868	0.922	0.979	1.038	1.098	1.161
2017	1.226	1.293	1.361	1.432	1.504	1.578	1.654	1.731	1.809	1.890	1.971	2.053
2018	2.137	2.221	2.306	2.392	2.478	2.564	2.650	2.736	2.821	2.906	2.990	3.072
2019	3.153	3.232	3.309	3.383	3.455	3.524	3.590	3.652	3.711	3.765	3.815	3.860
2020	3.901	3.937	3.969	3.995	4.017	4.035	4.049	4.060	4.069	4.077	4.086	4.097
2021	4.113	4.137	4.172	4.222	4.291	4.384	4.506	4.660	4.851	5.083	5.360	5.684
2022	6.058	6.482	6.959	7.489	8.072	8.710	9.403	10.151	10.955	11.815	12.732	13.706
2023	14.738	15.828	16.977	18.185	19.452	20.780	22.168	23.616	25.126	26.696	28.326	30.017
2024	31.768											
FORECAST :												
2024	33.578	35.447	37.373	39.356	41.395	43.488	45.634	47.832	50.080	52.377	54.721	
2025	57.111	59.545	62.023	64.541	67.100	69.698	72.332	75.002	77.707	80.445	83.214	86.014
2026	88.844	91.702	94.587	97.497	100.433	103.393	106.376	109.381	112.408	115.455	118.521	121.607
2027	124.711	127.832	130.971	134.126	137.298	140.484	143.686	146.903	150.134	153.378	156.637	159.909
2028	163.193	166.491	169.802	173.125	176.460	179.808	183.168	186.541	189.925	193.322	196.730	200.151
2029	203.584	207.030	210.487	213.958	217.440	220.936	224.444	227.965	231.500	235.047	238.608	242.183
2030	245.771	249.374	252.991	256.622	260.268	263.929	267.605	271.296	275.003	278.726	282.465	286.221
2031	289.993	293.782	297.588	301.411	305.252	309.111	312.988	316.884	320.798	324.731	328.683	332.655

2032	336.647	340.658	344.690	348.742	352.815	356.908	361.023	365.160	369.318	373.498
	377.700	381.925								
2033	386.172	390.442	394.736	399.052	403.392	407.756	412.145	416.557	420.994	425.456
	429.942	434.454								
2034	438.991									

QS statistic for seasonality:

Original Series	8.25 (P-Value = 0.0162)
Original Series (EV adj)	8.25 (P-Value = 0.0162)
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 2016.Feb):

Original Series	0.55 (P-Value = 0.7614)
Original Series (EV adj)	0.55 (P-Value = 0.7614)
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)

(Table A1 or B1). Spectrum estimated from 2016.Feb to 2024.Jan.

+++++|+++++

305

```

| *S ** * ** S** ** *T* *****S* *** *SI
| *S ** *S** S** *** *T* *****S* *** *SI
-34.04| *S* ** **S*** S** *** *T* *****S* *** *SI -34.04
| *S* ** **S*** *S*** *** *T* *****S* *** *SI
| *S* *** **S*** *S*** ***S*T*****S* *** *SI
| *S* *****S*** *S*** ***S*T*****S* *** *SI
-35.49| *S* *****S*** *S*** ***S*T*****S*T *****SI -35.49
| *S*****S*** *S*** ***S*T*****S*T*****SI
| *S*****S*** *S*** ***S*T*****S*T*****SI
| *S*****S*** *S*** ***S*T*****S*T*****SI
-36.95| *S*****S*** *S*** ***S*T*****S*T*****SI -36.95
| *S*****S*** **S*** ***S*T*****S*T*****SI
| **S*****S*** **S*** ***S*T*****S*T*****SI
| ** **S*****S*** **S*** ***S*T*****S*T*****SI
-38.40| ** **S*****S*** **S*****S*T*****S*T*****SI -38.40
| ** **S*****S*** **S*****S*T*****S*T*****SI
| *** **S*****S*** **S*****S*T*****S*T*****SI
| *****S*****S*** **S*****S*T*****S*T*****SI
-39.85| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -39.85
| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
-41.31| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -41.31
| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

```



Administrador del Mercado Mayorista

-42.76|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -42.76

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

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

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

-44.21|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -44.21

++++++|++++++|

S=SEASONAL FREQUENCIES, T=TRADING DAY FREQUENCIES

+++++|+++++

308

```

|      *** *  *** ** T* *****S  **** |
|      ***** **  *** ** T* *****S*  **** |
-34.90|      ***** **  *** ** T*****S*  **** | -34.90
|      ***** ***  S*** *** *T*****S*  *****SI
|      ***** ***  S*** *** *T*****S*  *****SI
|      ***** ***  S*** *** *T*****S*T*****SI
-36.36|      ***** ***  S*** *** *T*****S*T*****SI -36.36
|      ***** ***  S*** *****S*T*****S*T*****SI
|      ***** ***  S*** *****S*T*****S*T*****SI
|      ***** ***  S***** *****S*T*****S*T*****SI
-37.81| *  * ***** ***** *S*****S*T*****S*T*****SI -37.81
|  ** **S***** ***** *S*****S*T*****S*T*****SI
|  ** ***S***** ***** *S*****S*T*****S*T*****SI
|  *****S*****S***** *S*****S*T*****S*T*****SI
-39.26| *****S*****S***** **S*****S*T*****S*T*****SI -39.26
|  *****S*****S***** **S*****S*T*****S*T*****SI
|  *****S*****S***** **S*****S*T*****S*T*****SI
|  *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
-40.71| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -40.71
|  *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
|  *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
|  *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
-42.17| *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -42.17
|  *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
|  *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI
|  *****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI

```



Administrador del Mercado Mayorista

-43.62|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -43.62

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

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

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

-45.07|*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI -45.07

++++++|++++++|

S=SEASONAL FREQUENCIES, T=TRADING DAY FREQUENCIES

Spectrum estimated from 2016.Feb to 2024.Jan.

+++++|+++++

8.21		*					8.21
			*		*		
			*	*	*		
			*	*	*		
5.67		*	*	*		*	5.67
		*	*	**		*	
		*	**	**	*	*	
		*	*	**	**	T	* *
3.12		*	*	**	**	T	** * 3.12
		**	*	**	**	T*	** ***
		*****	*	*	**	**	T* ** ***
		*****	**	***	**	T*	****S ***
0.58		*****	**	***	**	T*	****S *** 0.58
		*****	***	S***	**	T*	****S ****
		*****	***	S***	****	T*	*****S* ****
		*	*****	***	S****	****	*T*****S* *****
-1.97		*	*****	***	S****	****	*T*****S* *****SI -1.97
		*	*****	S****	*S*****	S*T*****	S*T*****SI
		*	*****	S****	*S*****	S*T*****	S*T*****SI
		**	*****	S*****	S*****	S*T*****	S*T*****SI
-4.52		**	*****	S*****	S*****	S*T*****	S*T*****SI -4.52
		**	*****	S*****	S*****	S*T*****	S*T*****SI

	S**S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	* ***S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
-7.06I	* ***S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	-7.06
	** ***S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	** ***S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
-9.61I	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	-9.61
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
-12.15I	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	-12.15
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
-14.70I	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	-14.70
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
-17.24I	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	-17.24
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
-19.79I	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	-19.79
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	
	*****S*****S*****S*****S*T*****S*T*****SI	



++++++|+++++

S=SEASONAL FREQUENCIES, T=TRADING DAY FREQUENCIES

Peak probabilities for Tukey spectrum estimator

Spectrum estimated from 2016.Feb to 2024.Jan.

	S1	S2	S3	S4	S5	S6	TD
	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Model Residuals		0.478	0.716	0.101	0.140	0.185	0.896 0.052
Original Series (Table A1 or B1)		0.785	0.515	0.705	0.183	0.928*	0.847 0.907*
Seasonally adjusted series (SEATS)		0.354	0.069	0.553	0.046	0.439	0.460 0.940*
Stochastic Irregular (SEATS)		0.514	0.502	0.559	0.607	0.516	0.585 0.508

** - Peak Probability > 0.99,

* - 0.90 < Peak Probability < 0.99

Referencias

Belke, A. H., Dreger, C., & Dobnik, F. (2010). *Energy Consumption and Economic Growth - New Insights into the Cointegration Relationship*. SSRN Electronic Journal. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1635765>

7. Estudios eléctricos

Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional Mayo 2,024 – Abril 2,025

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.

Con la entrada en operación de líneas de transmisión y subestaciones de transformación 230/69 kV, se reduce el impacto de contingencias, se mejoran las condiciones de tendencias de colapso de tensión, así como la seguridad y calidad del S.N.I.. Debido al crecimiento natural de la demanda, se ve la necesidad de implementar, como política operativa, maniobras en los bancos de reactores de la red radial de 230 kV, para mejorar las condiciones de regulación de tensión en el área de influencia y el resto del sistema.

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. El escenario de demanda media representa el mayor requerimiento de potencia reactiva por parte de la demanda en la zona central del S.N.I..

La zona oriental del sistema es dependiente de los vínculos existentes y nuevos en 230 kV por el déficit de potencia reactiva, ante ciertos mantenimientos, contingencias y la no integración de proyectos en 230/69 kV en el área de influencia, se hace necesario despachar generación forzada, restricción de demanda y la necesidad de instalar nuevos bancos de compensación reactiva para tratar de evitar el colapso de tensión, razón por la cual, se realizó una sensibilidad de instalación de compensación reactiva adicional.

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. Adicionalmente, algunos transformadores se encuentran con su capacidad muy cercana a la nominal y en algunos casos es rebasada, para el cual se observa la necesidad de nuevos vínculos de transmisión en 230/69 kV. 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 2,024		
Agente	Subestación	Ampliación
TRECSA	Modesto Méndez	Subestación eléctrica 230/69/13.8 kV 75 MVA
TRECSA	Modesto Méndez	LT Modesto Méndez - Río Dulce 69 kV
TRECSA	Modesto Méndez	LT Modesto Méndez - Poptún 69 kV
TRECSA	Modesto Méndez	LT Modesto Méndez - Izabal 230 kV
FERSA	Fray Bartolomé de las Casas	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
FERSA	las Casas	LT Chisec - Fray Bartolomé de las Casas 69 kV
TRELEC	Cabañas	Subestación eléctrica 69/34.5 kV 10/14 MVA
TRELEC	El Sitio	Ampliación SE y Recondutorado
TRELEC	La Castellana	Ampliación SE y Recondutorado
TRELEC	Aurora	Ampliación SE y Recondutorado
TRELEC	Carlos Dorion	Recondutorado LT Carlos Dori3n - Gerona 69 kV
TRELEC	San Miguel Petapa	Recondutorado LT Laguna - San Miguel Petapa 69 kV
TRELEC	Incinate	LT Incinate - Carlos Dorion 69 kV ckt No. 1
TRELEC	Incinate	LT Incinate - Carlos Dorion 69 kV ckt No. 2
TRELEC	Carlos Dorion	LT Kerns - Carlos Dori3n 69 kV
TRELEC	Río Grande	LT Río Grande - Jalapa 69 kV
TRELEC	Guadalupe	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Villa Lobos	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Ciudad Quetzal	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Hincapié	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	San Gaspar	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Milagro	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Montecristo	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Rabinal	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
ETCEE	La Libertad II	Subestación eléctrica 69/34.5 kV 10/14 MVA
ETCEE	Xela	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	La Esperanza	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Coatepeque	Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRANSNORTE	Coatepeque II	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA

Marzo 2,025		
Agente	Subestación	Ampliación
TRECSA	Guatemala Oeste	Subestación eléctrica 230/69/13.8 kV 195 MVA
TRECSA	Guatemala Oeste	LT Las Cruces - Guatemala Oeste 230 kV
TRELEC	Guatemala Oeste	LT Ciudad Quetzal - Guatemala Oeste 69 kV
TRELEC	Guatemala Oeste	LT San Juan Sacatepequez - Guatemala Oeste 69 kV
TRELEC	Camotán	Subestación eléctrica 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Santa Mónica	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Santa María Márquez	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	San Miguel Petapa	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Gerona	Transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA
TRELEC	Palín	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Antigua	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Pamplona	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
TRELEC	Arrazola	Reemplazo Transformador 69/13.8 kV 20/28 MVA
ETCEE	Champerico	LT Champerico - La Máquina 69 kV
ETCEE	Guatemala Sur	Reemplazo Transformador No. 1 138/69 kV 105 MVA
ETCEE	Guatemala Sur	Reemplazo Transformador No. 2 138/69 kV 105 MVA

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.

CONTENIDO

A. Objetivo

B. Criterios del Estudio

C. Metodología

1. Estudios de Flujos de Carga y Corto Circuito..... (1-1 a 1-4)
 - 1.1. Estudio Septiembre 2,024
 - Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
 - 1.2. Estudio Marzo 2,025
 - Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
 - 1.3. Estudio Abril 2,025
 - Caso de Demanda Máxima
 - 1.4. Sensibilidad de Generación Local
2. Instalación de Compensación Reactiva..... (2-1 a 2-28)
 - 2.1. Análisis de Bancos de Capacitores
 - 2.1.1. Septiembre 2,024
 - 2.1.2. Marzo 2,025
 - 2.1.3. Análisis de Sensibilidad - Área de Petén
 - 2.2. Análisis de Bancos de Reactores
3. Factores de Pérdidas Nodales de Referencia (Indicativos)..... (3-1 a 3-11)
 - 3.1. Septiembre 2,024
 - 3.2. Marzo 2,025
4. Análisis de Contingencias..... (4-1 a 4-46)
 - 4.1. Septiembre 2,024
 - 4.1.1 Demanda Máxima
 - 4.1.2 Demanda Media
 - 4.1.3 Demanda Mínima

4.2.	Marzo 2,025	
4.2.1	Demanda Máxima	
4.2.2	Demanda Media	
4.2.3	Demanda Mínima	
5.	Unidades Requeridas por Restricciones Operativas.....	(5-1 a 5-5)

D. Anexos

D.1.	Septiembre 2,024.....	(D-2 a D-24)
D.1.1.	Demanda Máxima	
	• Resumen. • Despacho de Generación • Sobrecarga en Líneas de Transmisión. • Sobrecarga en Transformadores. • Próxima Sobrecarga en Transformadores. • Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje. • Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje. • Corrientes de Falla Trifásica.	
D.1.2.	Demanda Media	
	• Resumen. • Despacho de Generación • Sobrecarga en Líneas de Transmisión. • Sobrecarga en Transformadores. • Próxima Sobrecarga en Transformadores. • Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje. • Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje. • Corrientes de Falla Trifásica.	
D.1.3.	Demanda Mínima	
	• Resumen. • Despacho de Generación	

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.
- Sobrecarga en Transformadores.
- Próxima Sobrecarga en Transformadores.
- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.
- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.
- Corrientes de Falla Trifásica.

D.2. Marzo 2,025..... (D-24 a D-47)

D.2.1. Demanda Máxima

- Resumen.
- Despacho de Generación
- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.
- Sobrecarga en Transformadores.
- Próxima Sobrecarga en Transformadores.
- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.
- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.
- Corrientes de Falla Trifásica.

D.2.2. Demanda Media

- Resumen.
- Despacho de Generación
- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.
- Sobrecarga en Transformadores.
- Próxima Sobrecarga en Transformadores.
- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.
- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.
- Corrientes de Falla Trifásica.

D.2.3. Demanda Mínima

- Resumen.
- Despacho de Generación

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.
- Sobrecarga en Transformadores.
- Próxima Sobrecarga en Transformadores.
- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.
- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.
- Corrientes de Falla Trifásica.

D.3. Abril 2,025..... (D-48 a D-55)

D.2.1. Demanda Máxima

- Resumen.
- Despacho de Generación
- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.
- Sobrecarga en Transformadores.
- Próxima Sobrecarga en Transformadores.
- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.
- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.
- Corrientes de Falla Trifásica.

D.4. Unidades Requeridas por Restricciones Operativas..... (D-56 a D-61)

D.5. Bloque Horario..... (D-62)

D.6. Máxima Transferencia de Potencia entre el Sistema Eléctrico Mexicano y Guatemala..... (D-63)

D.7. Esquemas de Control Suplementario..... (D-64)

D.8. Esquemas de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia (D-72)

A. Objetivos

- Determinar las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado durante el año estacional comprendido entre Mayo 2,024 y Abril 2,025.
- 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.

B. 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 °C (Rate A) y 75 °C (Rate B).
- Para límites de transferencia en transformadores se utilizó su capacidad nominal en MVA (Rate B).
- 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 EDACBF se usó el siguiente esquema:

<u>Etapas</u>	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

C. 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. (TRECSA), Transporte de Energía Eléctrica del Norte (TRANSNORTE) y Fersa, S.A. (FERSA).
- 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 2,024 – Abril 2,025. 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 2,024 y 2,025, 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.23), los parámetros eléctricos de cada uno de los equipos que se adicionaran al S.N.I., 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, para determinar su efecto en el sistema.

1. Estudios de Flujos de Carga y Corto Circuito

1.1. Estudio Septiembre 2,024

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.

- **Demanda Máxima**

La demanda máxima esperada de generación será de aproximadamente 1957.6 MW, adicional a esto se le agrega una exportación de 111.6 MW en la interconexión con El Salvador y una exportación de 80.7 MW en la interconexión con Honduras y 240.0 MW importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 4.31651001 %. 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 la red de TRELEC 69 kV, en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada.

En demanda máxima se presentan los mayores niveles de corrientes de falla, siendo el nodo de GES-69 con el mayor nivel de falla trifásica (16.3845 kA), aunque se observa que el nodo de GSU-691 tiene un nivel de falla de 14.9807 kA. Dichos valores de falla 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.**”.

- **Demanda Media**

La demanda esperada de generación será de aproximadamente 1805.5 MW, adicional a ésta se agrega una exportación de 106.1 MW y 102.9 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y 240.0 MW de importación de México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 4.10412628 %. En este período se tiene el mayor requerimiento de potencia reactiva por parte de la demanda en la zona central del SNI.

El máximo valor de la corriente de falla trifásica es de 16.3570 kA en el nodo de GES-69, cuyo valor es por debajo de los obtenidos en demanda máxima. En la red de TRELEC 69 kV, en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada. Se espera sobrecarga en el transformador Sidegua 230/22 kV. Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “**D.1.2.**”

- **Demanda Mínima**

La demanda mínima esperada de generación será aproximadamente de 1226.7 MW, adicional a ésta se agrega una exportación de 164.8 MW y 109.7 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y una importación de 240.1 MW de México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.42382000 %. 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, Morales, Izabal, Guatemala Norte, Guatemala Este y Guatemala Sur reducen los niveles de tensión.

Se espera sobrecarga en el transformador Sidegua 230/22 kV. Las corrientes de falla trifásica se encuentran aproximadamente en 15.4642 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.”.

1.2. Estudio Marzo 2,025

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.

- **Demanda Máxima**

La demanda máxima esperada de generación será de aproximadamente 2002.4 MW, adicional a ésta se agrega una exportación de 82.8 MW y de 70.0 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 3.83040352 %. La demanda de potencia reactiva de la carga es menor 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 y oriental.

En la red de TRELEC 69 kV, en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada, así mismo en la zona occidental. En demanda máxima se presentan los mayores niveles de corrientes de falla, siendo el nodo de PAC-230 con el mayor nivel de falla trifásica (17.1634 kA), aunque se observa que el nodo de SJQ-230 tiene un nivel de falla de 17.0091 kA. Dichos valores de falla 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.2.1.”.

- **Demanda Media**

La demanda esperada de generación será de aproximadamente 1821.3 MW, adicionalmente se agrega una demanda esperada de exportación de 63.0 MW y 103.8 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 3.56338879 %.

En la red 69 KV de TRELEC, en la zona central, se observan algunos transformadores que rebasan su máxima capacidad. Se espera sobrecarga en el transformador Sidegua 230/22 kV. La mayor corriente de falla trifásica está en 16.6400 kA en el nodo de PAC-230, valor inferior al obtenido en demanda máxima.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “D.2.2.”.

- **Demanda Mínima**

La demanda esperada de generación será de aproximadamente 1230.7 MW, adicionalmente se una demanda esperada de exportación de 141.6 MW y 77.1 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 3.10392460 %. 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, Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur, Izabal y Morales, reducen los niveles de tensión.

Se espera sobrecarga en el transformador Sidegua 230/22 KV. El mayor nivel de falla se encuentra en el nodo GES-69 corrientes de falla trifásica se encuentran 15.5265 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.”.

1.3. Estudio Abril 2,025

Para el año estacional en estudio se espera que para el mes de abril de 2,025 se tenga la demanda máxima proyectada.

- **Demanda Máxima**

Las condiciones esperadas para éste escenario será una generación máxima de aproximadamente 1908.2 MW, la demanda de 2032.6 MW y las pérdidas de transmisión alrededor del 71.2 MW; adicional a ésta se considera una importación de 35.9

MW en la interconexión con El Salvador y una exportación de 59.2 MW en la interconexión con Honduras, y 219.0 MW importados desde México; el porcentaje de pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.73126507 %. En la red 69 KV de TRELEC, en la zona central, se observan algunos transformadores que capacidad es rebasada. Así mismo en la zona occidental. El mayor nivel de falla se encuentra en el nodo GES-69 corrientes de falla trifásica se encuentran 16.7319 kA aproximadamente. Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “D.3.1.”.

1.4. Sensibilidad de Generación Local

- **Septiembre 2,024 Demanda Máxima**

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 2,004.8 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 1,927.2 MW y 77.3 MW de perdidas, 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 3.85574621 %.

- **Marzo 2,025 Demanda Máxima**

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 2,088.3 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 2,019.8 MW de demanda local y 68.2 MW de perdidas, 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 3.26581430 %.

- **Abril 2,025 Demanda Máxima**

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 2,103.8 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 2,035.2 MW y 68.4 MW de perdidas, 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 3.25125963 %.

2. Instalación de Compensación Reactiva

Sobre la base de los estudios de flujos de carga y asumiendo que la demanda conectada a los nodos en que se vincula con el transportista cumple 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.

2.1. Análisis de Bancos de Capacitores

2.1.1. Septiembre 2,024

- **Demanda Media**

Tomando como base el estudio de demanda media, los montos propuestos de bancos de capacitores para los nodos con mayor tendencia a bajo voltaje son los siguientes:

Tabla 2.1. Bancos de Capacitores

No.	Nodo	Nomenclatura	Subestación	Voltaje (P.U.)	MVAR Total	
					0.95 P.U.	1.00 P.U.
1	1307	LNO-69	La Noria	0.9388	2.1	12.2
2	1395	LNO-342	La Noria	0.9473	0.1	2.7
					2.2 MVAR	14.9 MVAR

- **Compensando a 0.95 P.U. el voltaje simultáneamente**

Con la compensación simultánea en todos los nodos con voltaje fuera de rango, ya no se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en ciertos nodos, el texto asociado a estos nodos aparece con valor negativo de MVAR:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 11:46
 PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024_0.95 PU
 GENERATOR SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	X-----	REMOTE BUS	-----X	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1307	LNO-69			69.000	1	0	2	0.0	2.8	9999.0	-9999.0	65.550	65.550							100.0	3	1		
1395	LNO-342			34.500	1	0	2	0.0	-0.7	9999.0	-9999.0	32.775	32.775							100.0	3	1		
SUBSYSTEM TOTALS							0.0	2.2	19998.0-19998.0											200.0				

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEPMED24_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

X-----	BUS	-----X	IN WORKING CASE		IN PAESEPMED24_095.sav		DELTA VLT	ANGLE
			VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE		
1307	[LNO-69	69.000]	0.93877	-21.16	0.95000	-21.25	0.01123	-0.09
1395	[LNO-342	34.500]	0.94727	-23.59	0.95000	-23.64	0.00273	-0.05

La adición de bancos de capacitores para incrementar el voltaje hasta el límite inferior de 0.95 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes, no sólo mejora los niveles de tensión en la red del transportista, si no que se mejoran los niveles de tensión en la red de 230 KV del SNI; esto se demuestra en la comparación entre los casos con y sin la adición de bancos de capacitores como sigue a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEPMED24_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

X-----	BUS	-----X	IN WORKING CASE		IN PAESEPMED24_095.sav		DELTA VLT	ANGLE
			VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE		
801	[CRU-230	230.00]	0.99920	-12.30	0.99931	-12.29	0.00012	0.01
1101	[AGU-230	230.00]	1.00635	-11.66	1.00646	-11.65	0.00010	0.01
1102	[ALB-230	230.00]	0.99590	-12.40	0.99604	-12.39	0.00013	0.01
1103	[CHX-231	230.00]	1.02226	-5.14	1.02230	-5.13	0.00004	0.01
1106	[ESC-231	230.00]	0.99604	-12.39	0.99617	-12.38	0.00013	0.01
1107	[GES-231	230.00]	0.98552	-13.94	0.98563	-13.93	0.00011	0.01
1108	[GNO-231	230.00]	0.99017	-12.95	0.99027	-12.94	0.00010	0.01
1109	[GSU-231	230.00]	0.98181	-14.32	0.98193	-14.31	0.00012	0.01
1110	[LBR-231	230.00]	1.00675	-6.93	1.00690	-6.92	0.00015	0.01
1111	[SID-230	230.00]	0.99444	-12.46	0.99457	-12.45	0.00013	0.01
1112	[TAM-230	230.00]	0.99590	-12.40	0.99604	-12.39	0.00013	0.01
1117	[SJO-230	230.00]	1.00421	-11.21	1.00431	-11.20	0.00010	0.01
1119	[ESP-230	230.00]	1.00696	-8.46	1.00714	-8.45	0.00018	0.01
1120	[SJQ-230	230.00]	0.99962	-12.08	0.99974	-12.07	0.00012	0.01

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEP MED24_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

X-----	BUS	-----X	IN WORKING CASE		IN PAESEP MED24_095.sav		DELTA VLT	ANGLE
			VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE		
1121	[ARI-230	230.00]	1.00939	-11.75	1.00947	-11.74	0.00008	0.01
1124	[LVG-230	230.00]	1.00186	-13.20	1.00196	-13.18	0.00010	0.01
1125	[MOY-231	230.00]	1.00800	-14.70	1.00810	-14.69	0.00010	0.01
1126	[MOY-230	230.00]	1.00792	-14.65	1.00802	-14.64	0.00010	0.01
1127	[INC-230	230.00]	0.97165	-15.28	0.97177	-15.26	0.00012	0.01
1129	[MOY-232	230.00]	1.00779	-14.60	1.00789	-14.59	0.00010	0.01
1130	[CRU-230	230.00]	0.98123	-14.45	0.98134	-14.44	0.00012	0.01
1132	[SIQ-230	230.00]	1.00160	-11.51	1.00173	-11.50	0.00013	0.01
1133	[PNZ-230	230.00]	1.00874	-5.98	1.00879	-5.98	0.00005	0.01
1135	[REN-232	230.00]	1.02075	-2.13	1.02078	-2.12	0.00003	0.01
1136	[GNO-232	230.00]	0.99017	-12.95	0.99027	-12.94	0.00010	0.01
1139	[PLT-230	230.00]	0.99911	-12.30	0.99923	-12.29	0.00012	0.01
1140	[PAC-230	230.00]	1.00021	-12.04	1.00033	-12.03	0.00012	0.01
1141	[CHX-233	230.00]	1.02079	-5.52	1.02083	-5.51	0.00005	0.01
1145	[PGO-231	230.00]	1.00560	-8.45	1.00574	-8.44	0.00014	0.01
1146	[PGO-230	230.00]	1.00560	-8.45	1.00574	-8.44	0.00014	0.01
1148	[REN-234	230.00]	1.02070	-2.11	1.02073	-2.10	0.00003	0.01
1149	[SGB-230	230.00]	0.97966	-14.62	0.97978	-14.61	0.00012	0.01
1150	[ISA-230	230.00]	0.99132	-13.03	0.99146	-13.02	0.00014	0.01
1157	[GSU-232	230.00]	0.98181	-14.32	0.98193	-14.31	0.00012	0.01
1160	[LPA-230	230.00]	0.99604	-12.39	0.99617	-12.38	0.00013	0.01
1161	[LPA-231	230.00]	0.99604	-12.39	0.99617	-12.38	0.00013	0.01
1162	[LPA-232	230.00]	0.99604	-12.39	0.99617	-12.38	0.00013	0.01
1164	[CLI-230	230.00]	1.00319	-11.39	1.00330	-11.38	0.00010	0.01
1165	[LUN-230	230.00]	1.00383	-11.54	1.00395	-11.53	0.00012	0.01
1166	[SAA-230	230.00]	1.00251	-11.84	1.00262	-11.82	0.00011	0.01
1167	[PNT-231	230.00]	1.00234	-11.52	1.00247	-11.51	0.00012	0.01
1168	[PNT-230	230.00]	1.00234	-11.52	1.00246	-11.51	0.00012	0.01
1169	[MTI-230	230.00]	1.00323	-11.53	1.00335	-11.52	0.00012	0.01
1170	[SNT-231	230.00]	0.99566	-13.48	0.99577	-13.47	0.00011	0.01
1171	[SNT-230	230.00]	0.99566	-13.48	0.99577	-13.47	0.00011	0.01
1219	[MAG-230	230.00]	1.00497	-11.56	1.00508	-11.55	0.00011	0.01
1221	[MAG-231	230.00]	1.00537	-11.54	1.00547	-11.53	0.00011	0.01
1444	[TIC-231	230.00]	1.01250	-6.85	1.01256	-6.84	0.00006	0.01
1448	[TIC-232	230.00]	1.01250	-6.85	1.01256	-6.84	0.00006	0.01
1710	[PAN-230	230.00]	0.99859	-17.97	0.99867	-17.96	0.00008	0.01
1730	[IZA-230	230.00]	1.00289	-6.40	1.00294	-6.39	0.00005	0.01
1732	[MOR-230	230.00]	1.00554	-18.60	1.00562	-18.58	0.00008	0.01
1756	[REN-230	230.00]	1.02051	-2.40	1.02054	-2.39	0.00003	0.01
1771	[SAS-230	230.00]	0.99873	-12.97	0.99881	-12.96	0.00008	0.01

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEP MED24_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAESEP MED24_095.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1823	[PVI-230 230.00]	1.02286	-4.81	1.02291	-4.80	0.00004	0.01
1832	[XAC-230 230.00]	1.02054	-3.77	1.02060	-3.76	0.00006	0.01
1840	[COV-230 230.00]	1.02057	-3.80	1.02063	-3.79	0.00006	0.01
1841	[HUE-232 230.00]	1.01211	-7.90	1.01226	-7.89	0.00016	0.01
1843	[CHN-230 230.00]	1.01268	-7.90	1.01283	-7.89	0.00016	0.01
1845	[USP-230 230.00]	1.02277	-4.83	1.02282	-4.82	0.00005	0.01
1864	[XAD-230 230.00]	1.02010	-3.60	1.02016	-3.59	0.00005	0.01
1908	[JEN-230 230.00]	1.01042	-10.59	1.01050	-10.58	0.00008	0.01
14051	[MDM-230 230.00]	1.00265	-7.11	1.00270	-7.10	0.00005	0.01
14215	[IRD-230 230.00]	1.00595	-18.63	1.00603	-18.62	0.00008	0.01

Así mismo, con la adición de los bancos de capacitores también se reducen las pérdidas totales del sistema. Para el caso de demanda media, las pérdidas sin estos capacitores ascienden a 74.1 MW, y con la adición de capacitores las pérdidas son de 74.0 MW, que representan 0.1 MW de reducción.

- Compensando a 1.00 P.U. el Voltaje simultáneamente

A continuación, se presenta el mismo análisis para el caso de añadir capacitores con el objetivo de incrementar el voltaje hasta el valor de 1.00 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024_1.00 PU
GENERATOR SUMMARY:

										X----- REMOTE BUS -----X			
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	# MACH	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL
1307	LNO-69	69.000	1	0	2			0.0	13.3	9999.0	-9999.0	69.000	69.000
1395	LNO-342	34.500	1	0	2			0.0	-1.0	9999.0	-9999.0	34.500	34.500
SUBSYSTEM TOTALS								0.0	12.3	19998.0	-19998.0		
												MVABASE	ZONE
												100.0	3
												100.0	3
												200.0	1

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEPMED24_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAESEPMED24_100.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1307	[LNO-69 69.000]	0.93877	-21.16	1.00000	-21.69	0.06123	-0.54
1395	[LNO-342 34.500]	0.94727	-23.59	1.00000	-23.85	0.05273	-0.27

La adición de bancos de capacitores para incrementar el voltaje hasta el nominal de 1.00 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes, no sólo mejora los niveles de tensión en la red del transportista, si no que se mejoran los niveles de tensión en la red de 230 del SNI; esto se demuestra en la comparación entre los casos con y sin la adición de bancos de capacitores como sigue a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEPMED24_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAESEPMED24_100.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
801	[CRU-230 230.00]	0.99920	-12.30	0.99984	-12.27	0.00065	0.03
1101	[AGU-230 230.00]	1.00635	-11.66	1.00691	-11.63	0.00055	0.03
1102	[ALB-230 230.00]	0.99590	-12.40	0.99663	-12.37	0.00073	0.03
1103	[CHX-231 230.00]	1.02226	-5.14	1.02249	-5.11	0.00023	0.03
1106	[ESC-231 230.00]	0.99604	-12.39	0.99677	-12.35	0.00073	0.03
1107	[GES-231 230.00]	0.98552	-13.94	0.98612	-13.90	0.00060	0.04
1108	[GNO-231 230.00]	0.99017	-12.95	0.99071	-12.91	0.00054	0.03
1109	[GSU-231 230.00]	0.98181	-14.32	0.98246	-14.29	0.00065	0.04
1110	[LBR-231 230.00]	1.00675	-6.93	1.00756	-6.90	0.00081	0.03
1111	[SID-230 230.00]	0.99444	-12.46	0.99517	-12.43	0.00073	0.03
1112	[TAM-230 230.00]	0.99590	-12.40	0.99664	-12.37	0.00073	0.03
1117	[SJO-230 230.00]	1.00421	-11.21	1.00476	-11.18	0.00055	0.03
1119	[ESP-230 230.00]	1.00696	-8.46	1.00796	-8.43	0.00099	0.03
1120	[SJQ-230 230.00]	0.99962	-12.08	1.00028	-12.04	0.00065	0.03
1121	[ARI-230 230.00]	1.00939	-11.75	1.00983	-11.71	0.00044	0.03
1124	[LVG-230 230.00]	1.00186	-13.20	1.00242	-13.16	0.00057	0.04
1125	[MOY-231 230.00]	1.00800	-14.70	1.00854	-14.66	0.00054	0.04
1126	[MOY-230 230.00]	1.00792	-14.65	1.00846	-14.62	0.00054	0.04
1127	[INC-230 230.00]	0.97165	-15.28	0.97229	-15.24	0.00064	0.04
1129	[MOY-232 230.00]	1.00779	-14.60	1.00833	-14.56	0.00054	0.04
1130	[CRU-230 230.00]	0.98123	-14.45	0.98187	-14.42	0.00065	0.04
1132	[SIQ-230 230.00]	1.00160	-11.51	1.00228	-11.47	0.00068	0.03
1133	[PNZ-230 230.00]	1.00874	-5.98	1.00901	-5.95	0.00027	0.03
1135	[REN-232 230.00]	1.02075	-2.13	1.02091	-2.10	0.00016	0.03
1136	[GNO-232 230.00]	0.99017	-12.95	0.99071	-12.91	0.00054	0.03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEPMD24_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

X-----	BUS	-----X	IN WORKING CASE		IN PAESEPMD24_100.sav		DELTA VLT	ANGLE
			VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE		
1139	[PLT-230	230.00]	0.99911	-12.30	0.99976	-12.27	0.00065	0.03
1140	[PAC-230	230.00]	1.00021	-12.04	1.00086	-12.01	0.00064	0.03
1141	[CHX-233	230.00]	1.02079	-5.52	1.02104	-5.49	0.00025	0.03
1145	[PGO-231	230.00]	1.00560	-8.45	1.00636	-8.43	0.00077	0.03
1146	[PGO-230	230.00]	1.00560	-8.45	1.00637	-8.43	0.00077	0.03
1148	[REN-234	230.00]	1.02070	-2.11	1.02086	-2.08	0.00015	0.03
1149	[SGB-230	230.00]	0.97966	-14.62	0.98031	-14.58	0.00065	0.04
1150	[ISA-230	230.00]	0.99132	-13.03	0.99206	-13.00	0.00074	0.03
1157	[GSU-232	230.00]	0.98181	-14.32	0.98246	-14.29	0.00065	0.04
1160	[LPA-230	230.00]	0.99604	-12.39	0.99677	-12.35	0.00073	0.03
1161	[LPA-231	230.00]	0.99604	-12.39	0.99677	-12.35	0.00073	0.03
1162	[LPA-232	230.00]	0.99604	-12.39	0.99677	-12.35	0.00073	0.03
1164	[CLI-230	230.00]	1.00319	-11.39	1.00376	-11.36	0.00057	0.03
1165	[LUN-230	230.00]	1.00383	-11.54	1.00447	-11.51	0.00064	0.03
1166	[SAA-230	230.00]	1.00251	-11.84	1.00311	-11.80	0.00059	0.03
1167	[PNT-231	230.00]	1.00234	-11.52	1.00301	-11.48	0.00067	0.03
1168	[PNT-230	230.00]	1.00234	-11.52	1.00301	-11.48	0.00067	0.03
1169	[MTI-230	230.00]	1.00323	-11.53	1.00388	-11.50	0.00065	0.03
1170	[SNT-231	230.00]	0.99566	-13.48	0.99624	-13.45	0.00058	0.04
1171	[SNT-230	230.00]	0.99566	-13.48	0.99624	-13.45	0.00058	0.04
1219	[MAG-230	230.00]	1.00497	-11.56	1.00556	-11.53	0.00059	0.03
1221	[MAG-231	230.00]	1.00537	-11.54	1.00594	-11.50	0.00058	0.03
1444	[TIC-231	230.00]	1.01250	-6.85	1.01281	-6.82	0.00031	0.03
1448	[TIC-232	230.00]	1.01250	-6.85	1.01281	-6.82	0.00031	0.03
1710	[PAN-230	230.00]	0.99859	-17.97	0.99902	-17.94	0.00043	0.04
1730	[IZA-230	230.00]	1.00289	-6.40	1.00316	-6.37	0.00027	0.03
1732	[MOR-230	230.00]	1.00554	-18.60	1.00597	-18.56	0.00042	0.04
1756	[REN-230	230.00]	1.02051	-2.40	1.02068	-2.37	0.00016	0.03
1771	[SAS-230	230.00]	0.99873	-12.97	0.99916	-12.94	0.00043	0.03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 12:12
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAESEP MED24_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAESEP MED24_100.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1823	[PVI-230 230.00]	1.02286	-4.81	1.02311	-4.78	0.00024	0.03
1832	[XAC-230 230.00]	1.02054	-3.77	1.02084	-3.74	0.00030	0.03
1840	[COV-230 230.00]	1.02057	-3.80	1.02088	-3.77	0.00030	0.03
1841	[HUE-232 230.00]	1.01211	-7.90	1.01295	-7.87	0.00084	0.03
1843	[CHN-230 230.00]	1.01268	-7.90	1.01352	-7.88	0.00084	0.03
1845	[USP-230 230.00]	1.02277	-4.83	1.02302	-4.80	0.00024	0.03
1864	[XAD-230 230.00]	1.02010	-3.60	1.02039	-3.58	0.00029	0.03
1908	[JEN-230 230.00]	1.01042	-10.59	1.01088	-10.55	0.00046	0.03
14051	[MDM-230 230.00]	1.00265	-7.11	1.00293	-7.08	0.00028	0.03
14215	[IRD-230 230.00]	1.00595	-18.63	1.00638	-18.59	0.00042	0.04

En este caso, con la adición de los bancos de capacitores, las pérdidas para el escenario de demanda media son de 73.9 MW, 0.2 MW menos que en el caso sin los nuevos capacitores.

2.1.2. Marzo 2,025

- Demanda Media

Tomando como base el estudio de demanda media, los montos propuestos de bancos de capacitores para los nodos con mayor tendencia a bajo voltaje son los siguientes:

Tabla 2.2. Bancos de Capacitores

No.	Nodo	Nomenclatura	Subestación	Voltaje (P.U.)	MVAR Total	
					0.95 P.U.	1.00 P.U.
1	1307	LNO-69	La Noria	0.9459	0.8	11.5
					0.8 MVAR	11.5 MVAR

- Compensando a 0.95 P.U.

Con la compensación del nodo a 0.95 P.U. se obtiene el siguiente incremento de voltaje:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 09 2024  21:47
PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025_0.95 PU
GENERATOR SUMMARY:

      # MACH
BUS# X-- NAME --X BASKV ON/OFF TYP    MW    MVAR    QMAX    QMIN  VSCHED VACTUAL
1307 LNO-69      69.000  1  0  2      0.0    0.8  9999.0 -9999.0  65.550  65.550
SUBSYSTEM TOTALS      0.0    0.8  9999.0 -9999.0

X----- REMOTE BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  MVABASE ZONE AREA SWING
100.0  3  1
100.0

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 09 2024  21:47
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMED25_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:
      IN WORKING CASE      IN PAEMARMED25_095.sav
X----- BUS -----X  VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1307 [LNO-69      69.000]  0.94594  -8.43   0.95000  -8.47   0.00406  -0.04

```

La adición del banco de capacitores para incrementar el voltaje hasta el límite inferior de 0.95 P.U., en el nodo que presenta bajos voltajes, no sólo mejora el nivel de tensión en la red del transportista, si no que se mejoran los niveles de tensión en la red de 230 KV del SNI; esto se demuestra en la comparación entre los casos con y sin la adición de bancos de capacitores como sigue a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 21:47
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMED25_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMED25_095.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
	801 [CRU-230 230.00]	1.00411	-0.97	1.00413	-0.97	0.00002	0.00
	1101 [AGU-230 230.00]	1.00645	-1.28	1.00647	-1.27	0.00002	0.00
	1102 [ALB-230 230.00]	1.00073	-1.59	1.00075	-1.59	0.00002	0.00
	1103 [CHX-231 230.00]	1.02451	-4.64	1.02453	-4.64	0.00001	0.00
	1106 [ESC-231 230.00]	1.00088	-1.57	1.00090	-1.57	0.00002	0.00
	1107 [GES-231 230.00]	0.98882	-6.26	0.98883	-6.26	0.00002	0.00
	1108 [GNO-231 230.00]	0.99432	-6.75	0.99434	-6.75	0.00002	0.00
	1109 [GSU-231 230.00]	0.98503	-6.00	0.98505	-6.00	0.00002	0.00

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 21:47
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMED25_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMED25_095.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
	1110 [LBR-231 230.00]	1.01155	1.74	1.01158	1.74	0.00003	0.00
	1111 [SID-230 230.00]	0.99928	-1.65	0.99930	-1.65	0.00002	0.00
	1112 [TAM-230 230.00]	1.00074	-1.59	1.00076	-1.59	0.00002	0.00
	1117 [SJO-230 230.00]	1.00800	0.07	1.00802	0.07	0.00001	0.00
	1119 [ESP-230 230.00]	1.01118	-1.87	1.01123	-1.87	0.00004	0.00
	1120 [SJQ-230 230.00]	1.00423	-1.15	1.00425	-1.14	0.00002	0.00
	1121 [ARI-230 230.00]	1.01603	0.20	1.01604	0.20	0.00001	0.00
	1124 [LVG-230 230.00]	1.00232	-3.77	1.00234	-3.77	0.00002	0.00
	1125 [MOY-231 230.00]	1.00690	-4.96	1.00692	-4.95	0.00002	0.00
	1126 [MOY-230 230.00]	1.00682	-4.93	1.00683	-4.93	0.00002	0.00
	1127 [INC-230 230.00]	0.97490	-7.08	0.97491	-7.07	0.00002	0.00
	1129 [MOY-232 230.00]	1.00675	-4.89	1.00677	-4.89	0.00002	0.00
	1130 [CRU-230 230.00]	0.98417	-6.21	0.98418	-6.21	0.00002	0.00
	1132 [SIQ-230 230.00]	1.00781	-0.41	1.00783	-0.41	0.00002	0.00
	1133 [PNZ-230 230.00]	1.01497	-5.99	1.01498	-5.99	0.00001	0.00
	1135 [REN-232 230.00]	1.02091	-4.25	1.02092	-4.25	0.00001	0.00
	1136 [GNO-232 230.00]	0.99432	-6.75	0.99434	-6.75	0.00002	0.00

1137	[GOE-230]	230.00]	0.98389	-6.26	0.98391	-6.26	0.00002	0.00
1139	[PLT-230]	230.00]	1.00403	-0.97	1.00404	-0.97	0.00002	0.00
1140	[PAC-230]	230.00]	1.00477	-1.11	1.00479	-1.11	0.00002	0.00
1141	[CHX-233]	230.00]	1.02374	-4.85	1.02376	-4.84	0.00001	0.00
1145	[PGO-231]	230.00]	1.01244	1.24	1.01246	1.25	0.00002	0.00
1146	[PGO-230]	230.00]	1.01248	1.26	1.01251	1.26	0.00002	0.00
1148	[REN-234]	230.00]	1.02087	-4.25	1.02088	-4.25	0.00001	0.00
1149	[SGB-230]	230.00]	0.98261	-6.38	0.98262	-6.38	0.00002	0.00
1150	[ISA-230]	230.00]	0.99864	-1.31	0.99866	-1.31	0.00002	0.00
1157	[GSU-232]	230.00]	0.98503	-6.00	0.98505	-6.00	0.00002	0.00
1160	[LPA-230]	230.00]	1.00088	-1.57	1.00090	-1.57	0.00002	0.00
1161	[LPA-231]	230.00]	1.00088	-1.57	1.00090	-1.57	0.00002	0.00
1162	[LPA-232]	230.00]	1.00088	-1.57	1.00090	-1.57	0.00002	0.00
1164	[CLI-230]	230.00]	1.00711	-0.18	1.00712	-0.18	0.00002	0.00
1165	[LUN-230]	230.00]	1.01012	0.05	1.01014	0.05	0.00002	0.00
1166	[SAA-230]	230.00]	1.00752	-0.63	1.00754	-0.62	0.00002	0.00
1167	[PNT-231]	230.00]	1.00911	-0.18	1.00913	-0.17	0.00002	0.00
1168	[PNT-230]	230.00]	1.00900	-0.20	1.00902	-0.19	0.00002	0.00
1169	[MTI-230]	230.00]	1.00969	-0.06	1.00970	-0.06	0.00002	0.00
1170	[SNT-231]	230.00]	0.99702	-4.73	0.99704	-4.73	0.00002	0.00
1171	[SNT-230]	230.00]	0.99703	-4.73	0.99704	-4.73	0.00002	0.00
1219	[MAG-230]	230.00]	1.01056	-0.14	1.01058	-0.14	0.00001	0.00
1221	[MAG-231]	230.00]	1.01094	-0.10	1.01096	-0.09	0.00001	0.00
1444	[TIC-231]	230.00]	1.01705	-5.45	1.01706	-5.45	0.00001	0.00
1448	[TIC-232]	230.00]	1.01705	-5.45	1.01706	-5.45	0.00001	0.00

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 21:47
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMED25_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMED25_095.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1710	[PAN-230 230.00]	0.99233	-13.09	0.99235	-13.09	0.00001	0.00
1730	[IZA-230 230.00]	1.00940	-6.39	1.00941	-6.38	0.00001	0.00
1732	[MOR-230 230.00]	0.98560	-12.96	0.98561	-12.96	0.00001	0.00
1756	[REN-230 230.00]	1.02100	-4.29	1.02101	-4.29	0.00001	0.00
1771	[SAS-230 230.00]	1.00087	-8.78	1.00089	-8.78	0.00001	0.00
1823	[PVI-230 230.00]	1.02627	-4.55	1.02629	-4.55	0.00001	0.00
1832	[XAC-230 230.00]	1.02756	-4.20	1.02758	-4.20	0.00002	0.00
1840	[COV-230 230.00]	1.02756	-4.20	1.02758	-4.20	0.00002	0.00
1841	[HUE-232 230.00]	1.01759	-3.08	1.01763	-3.08	0.00004	0.00
1843	[CHN-230 230.00]	1.01817	-3.09	1.01820	-3.08	0.00004	0.00
1845	[USP-230 230.00]	1.02624	-4.56	1.02626	-4.56	0.00001	0.00
1864	[XAD-230 230.00]	1.02759	-4.20	1.02761	-4.20	0.00002	0.00
1908	[JEN-230 230.00]	1.01050	-0.14	1.01052	-0.14	0.00001	0.00
14051	[MDM-230 230.00]	1.00691	-6.94	1.00692	-6.94	0.00001	0.00
14215	[IRD-230 230.00]	0.98598	-12.99	0.98600	-12.99	0.00001	0.00

La adición del banco para compensar a 0.95 p.u no presenta mejoras en las pérdidas del sistema.

- Compensando a 1.00 P.U.

A continuación, se presenta el mismo análisis para el caso de añadir capacitores con el objetivo de incrementar el voltaje hasta el valor de 1.00 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 21:49

PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025

DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025_1.00 PU

GENERATOR SUMMARY:

												X----- REMOTE BUS -----X									
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1307	LNO-69			69.000	1	0	2	0.0	11.5	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	3	1	
SUBSYSTEM TOTALS								0.0	11.5	9999.0	-9999.0							100.0			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 21:49
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMED25_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMED25_100.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1307	[LNO-69 69.000]	0.94594	-8.43	1.00000	-8.96	0.05406	-0.53

La adición del banco de capacitores para incrementar el voltaje hasta el nominal de 1.00 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes, no sólo mejora los niveles de tensión en la red del transportista, si no que se mejoran los niveles de tensión en la red de 230 del SNI; esto se demuestra en la comparación entre los casos con y sin la adición de bancos de capacitores como sigue a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 21:49
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMED25_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMED25_100.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
801	[CRU-230 230.00]	1.00411	-0.97	1.00434	-0.96	0.00022	0.02
1101	[AGU-230 230.00]	1.00645	-1.28	1.00666	-1.26	0.00021	0.02
1102	[ALB-230 230.00]	1.00073	-1.59	1.00100	-1.57	0.00026	0.02
1103	[CHX-231 230.00]	1.02451	-4.64	1.02467	-4.62	0.00015	0.02
1106	[ESC-231 230.00]	1.00088	-1.57	1.00115	-1.56	0.00026	0.02
1107	[GES-231 230.00]	0.98882	-6.26	0.98905	-6.24	0.00024	0.02
1108	[GNO-231 230.00]	0.99432	-6.75	0.99455	-6.73	0.00022	0.02
1109	[GSU-231 230.00]	0.98503	-6.00	0.98528	-5.98	0.00025	0.02
1110	[LBR-231 230.00]	1.01155	1.74	1.01193	1.76	0.00038	0.02
1111	[SID-230 230.00]	0.99928	-1.65	0.99954	-1.63	0.00026	0.02
1112	[TAM-230 230.00]	1.00074	-1.59	1.00100	-1.57	0.00026	0.02
1117	[SJO-230 230.00]	1.00800	0.07	1.00820	0.08	0.00020	0.02
1119	[ESP-230 230.00]	1.01118	-1.87	1.01175	-1.85	0.00056	0.02
1120	[SJQ-230 230.00]	1.00423	-1.15	1.00447	-1.13	0.00023	0.02
1121	[ARI-230 230.00]	1.01603	0.20	1.01617	0.22	0.00014	0.02
1124	[LVG-230 230.00]	1.00232	-3.77	1.00254	-3.75	0.00022	0.02
1125	[MOY-231 230.00]	1.00690	-4.96	1.00711	-4.94	0.00021	0.02
1126	[MOY-230 230.00]	1.00682	-4.93	1.00703	-4.91	0.00021	0.02
1127	[INC-230 230.00]	0.97490	-7.08	0.97515	-7.06	0.00025	0.02
1129	[MOY-232 230.00]	1.00675	-4.89	1.00696	-4.87	0.00021	0.02
1130	[CRU-230 230.00]	0.98417	-6.21	0.98442	-6.19	0.00025	0.02
1132	[SIQ-230 230.00]	1.00781	-0.41	1.00805	-0.39	0.00023	0.02
1133	[PNZ-230 230.00]	1.01497	-5.99	1.01512	-5.97	0.00014	0.02
1135	[REN-232 230.00]	1.02091	-4.25	1.02103	-4.24	0.00012	0.02
1136	[GNO-232 230.00]	0.99432	-6.75	0.99455	-6.73	0.00022	0.02
1137	[GOE-230 230.00]	0.98389	-6.26	0.98414	-6.24	0.00025	0.02

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 21:49
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMED25_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

X-----X	BUS	VOLTAGE	ANGLE	IN WORKING CASE	VOLTAGE	ANGLE	IN PAEMARMED25_100.sav	DELTA VLT	ANGLE
1139	[PLT-230	230.00]	1.00403	-0.97	1.00425	-0.96	0.00022	0.02	
1140	[PAC-230	230.00]	1.00477	-1.11	1.00500	-1.09	0.00023	0.02	
1141	[CHX-233	230.00]	1.02374	-4.85	1.02391	-4.83	0.00016	0.02	
1145	[PGO-231	230.00]	1.01244	1.24	1.01275	1.26	0.00031	0.02	
1146	[PGO-230	230.00]	1.01248	1.26	1.01279	1.27	0.00031	0.02	
1148	[REN-234	230.00]	1.02087	-4.25	1.02099	-4.23	0.00012	0.02	
1149	[SGB-230	230.00]	0.98261	-6.38	0.98286	-6.36	0.00025	0.02	
1150	[ISA-230	230.00]	0.99864	-1.31	0.99888	-1.30	0.00024	0.02	
1157	[GSU-232	230.00]	0.98503	-6.00	0.98528	-5.98	0.00025	0.02	
1160	[LPA-230	230.00]	1.00088	-1.57	1.00115	-1.56	0.00026	0.02	
1161	[LPA-231	230.00]	1.00088	-1.57	1.00115	-1.56	0.00026	0.02	
1162	[LPA-232	230.00]	1.00088	-1.57	1.00115	-1.56	0.00026	0.02	
1164	[CLI-230	230.00]	1.00711	-0.18	1.00731	-0.17	0.00020	0.02	
1165	[LUN-230	230.00]	1.01012	0.05	1.01033	0.07	0.00020	0.02	
1166	[SAA-230	230.00]	1.00752	-0.63	1.00773	-0.61	0.00021	0.02	
1167	[PNT-231	230.00]	1.00911	-0.18	1.00933	-0.16	0.00022	0.02	
1168	[PNT-230	230.00]	1.00900	-0.20	1.00922	-0.18	0.00022	0.02	
1169	[MTI-230	230.00]	1.00969	-0.06	1.00990	-0.04	0.00021	0.02	
1170	[SNT-231	230.00]	0.99702	-4.73	0.99725	-4.71	0.00022	0.02	
1171	[SNT-230	230.00]	0.99703	-4.73	0.99725	-4.71	0.00022	0.02	
1219	[MAG-230	230.00]	1.01056	-0.14	1.01076	-0.12	0.00020	0.02	
1221	[MAG-231	230.00]	1.01094	-0.10	1.01114	-0.08	0.00019	0.02	
1444	[TIC-231	230.00]	1.01705	-5.45	1.01721	-5.43	0.00017	0.02	
1448	[TIC-232	230.00]	1.01705	-5.45	1.01721	-5.43	0.00017	0.02	
1710	[PAN-230	230.00]	0.99233	-13.09	0.99252	-13.07	0.00019	0.02	
1730	[IZA-230	230.00]	1.00940	-6.39	1.00954	-6.37	0.00014	0.02	
1732	[MOR-230	230.00]	0.98560	-12.96	0.98577	-12.94	0.00017	0.02	
1756	[REN-230	230.00]	1.02100	-4.29	1.02112	-4.27	0.00012	0.02	
1771	[SAS-230	230.00]	1.00087	-8.78	1.00107	-8.76	0.00020	0.02	
1823	[PVI-230	230.00]	1.02627	-4.55	1.02646	-4.53	0.00018	0.02	
1832	[XAC-230	230.00]	1.02756	-4.20	1.02783	-4.18	0.00027	0.02	
1840	[COV-230	230.00]	1.02756	-4.20	1.02782	-4.18	0.00027	0.02	
1841	[HUE-232	230.00]	1.01759	-3.08	1.01810	-3.06	0.00050	0.02	
1843	[CHN-230	230.00]	1.01817	-3.09	1.01867	-3.07	0.00050	0.02	
1845	[USP-230	230.00]	1.02624	-4.56	1.02643	-4.54	0.00018	0.02	
1864	[XAD-230	230.00]	1.02759	-4.20	1.02786	-4.18	0.00027	0.02	
1908	[JEN-230	230.00]	1.01050	-0.14	1.01067	-0.12	0.00017	0.02	
14051	[MDM-230	230.00]	1.00691	-6.94	1.00705	-6.92	0.00014	0.02	
14215	[IRD-230	230.00]	0.98598	-12.99	0.98615	-12.97	0.00017	0.02	

En este caso, con la adición del banco de capacitores, las pérdidas para el escenario de demanda media son de 64.8 MW, 0.1 MW menos que en el caso sin el banco de capacitores.

- **Demanda Máxima**

Tomando como base el estudio de demanda máxima, los montos propuestos de bancos de capacitores para los nodos con mayor tendencia a bajo voltaje con los siguientes:

Tabla 2.3. Bancos de Capacitores

No.	Nodo	Nomenclatura	Subestación	Voltaje (P.U.)	MVAR Total	
					0.95 P.U.	1.00 P.U.
1	1308	MAL-69	Malacatán	0.9456	0.8	11.8
2	1312	POR-69	El Porvenir	0.9434	0.9	8.4
3	1375	POR-13	El Porvenir	0.9414	0.2	1.3
4	1616	POR-H	El Porvenir	0.9418	0.3	1.9
5	1893	SRP-13	San Rafael Pie de la Cuesta	0.9465	0.2	3.8
6	1495	PET-69	Peten (Ixpanpajul)	0.9359	0.8	4.5
7	1719	SYX-69	Sayaxche	0.9437	0.4	3.8
8	1767	LLB-691	La Libertad (1)	0.9426	0.4	3.9
9	1768	LLB-69	La Libertad	0.9443	0.3	2.5
10	14036	FBA-69	Fray Bartolomé de Las Casas	0.9479	0.2	3.7
11	14037	FBA-13	Fray Bartolomé de Las Casas	0.9445	0.2	2.3
					4.7 MVAR	47.9 MVAR

- Compensando a 0.95 P.U. el voltaje simultáneamente

Con la compensación simultánea en todos los nodos con voltaje fuera de rango, ya no se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en ciertos nodos, el texto asociado a estos nodos aparece con valor negativo de MVAR:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:23
 PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,025_0.95 PU
 GENERATOR SUMMARY:

# MACH												X----- REMOTE BUS -----X									
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1308	MAL-	69		69.000	1	0	2	0.0	-0.3	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	3	1	
1312	POR-	69		69.000	1	0	2	0.0	1.0	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	3	1	
1375	POR-	13		13.800	1	0	2	0.0	0.0	9999.0	-9999.0	13.110	13.110					100.0	3	1	
1495	PET-	69		69.000	1	0	2	0.0	2.1	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1616	POR-H			2.3000	1	0	2	0.0	0.0	9999.0	-9999.0	2.1850	2.1850					100.0	6	1	
1719	SYX-	69		69.000	1	0	2	0.0	0.0	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1767	LLB-	691		69.000	1	0	2	0.0	-1.1	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1768	LLB-	69		69.000	1	0	2	0.0	-0.2	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1893	SRP-	13		13.800	1	0	2	0.0	0.0	9999.0	-9999.0	13.110	13.110					100.0	3	1	
14036	FBA-	69		69.000	1	0	2	0.0	-0.5	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
14037	FBA-	13		13.800	1	0	2	0.0	0.4	9999.0	-9999.0	13.110	13.110					100.0	4	1	
SUBSYSTEM TOTALS								0.0	1.4109989.0*****				1100.0								

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:23
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMAX25_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMAX25_095.sav				
X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1308	[MAL-69	69.000]	0.94565	-14.75	0.95000	-14.80	0.00435	-0.04
1312	[POR-69	69.000]	0.94344	-14.93	0.95000	-15.08	0.00656	-0.15
1375	[POR-13	13.800]	0.94138	-18.18	0.95000	-18.28	0.00862	-0.09
1495	[PET-69	69.000]	0.93570	-34.84	0.95000	-34.76	0.01430	0.08
1616	[POR-H	2.3000]	0.94178	-16.99	0.95000	-17.10	0.00822	-0.12
1719	[SYX-69	69.000]	0.94353	-33.11	0.95000	-32.94	0.00647	0.16
1767	[LLB-691	69.000]	0.94240	-34.35	0.95000	-34.17	0.00760	0.18
1768	[LLB-69	69.000]	0.94412	-35.67	0.95000	-35.44	0.00588	0.23
1893	[SRP-13	13.800]	0.94651	-16.05	0.95000	-16.06	0.00349	-0.01
14036	[FBA-69	69.000]	0.94782	-25.12	0.95000	-25.01	0.00218	0.10
14037	[FBA-13	13.800]	0.94436	-27.02	0.95000	-26.90	0.00564	0.12

La adición de bancos de capacitores para incrementar el voltaje hasta el límite inferior de 0.95 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes, no sólo mejora los niveles de tensión en la red del transportista, si no que se mejoran los niveles de tensión en la red de 230 KV del SNI; esto se demuestra en la comparación entre los casos con y sin la adición de bancos de capacitores como sigue a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:23
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMAX25_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMAX25_095.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
801	[CRU-230 230.00]	1.00745	-1.92	1.00750	-1.92	0.00004	0.01
1101	[AGU-230 230.00]	1.00982	-2.03	1.00986	-2.02	0.00004	0.01
1102	[ALB-230 230.00]	1.00501	-2.48	1.00505	-2.47	0.00005	0.01
1103	[CHX-231 230.00]	1.02069	-3.64	1.02079	-3.63	0.00010	0.01
1106	[ESC-231 230.00]	1.00507	-2.47	1.00512	-2.46	0.00005	0.01
1107	[GES-231 230.00]	0.99285	-6.78	0.99294	-6.78	0.00008	0.01
1108	[GNO-231 230.00]	0.99683	-6.98	0.99693	-6.97	0.00010	0.01
1109	[GSU-231 230.00]	0.98990	-6.62	0.98998	-6.61	0.00008	0.01
1110	[LBR-231 230.00]	1.00298	1.76	1.00311	1.76	0.00013	0.01
1111	[SID-230 230.00]	1.00471	-2.50	1.00476	-2.49	0.00005	0.01
1112	[TAM-230 230.00]	1.00501	-2.48	1.00506	-2.47	0.00005	0.01
1117	[SJO-230 230.00]	1.00917	-0.78	1.00921	-0.78	0.00004	0.01
1119	[ESP-230 230.00]	0.99338	-1.90	0.99361	-1.90	0.00024	0.01
1120	[SJQ-230 230.00]	1.00741	-2.02	1.00745	-2.01	0.00004	0.01
1121	[ARI-230 230.00]	1.01338	-0.83	1.01341	-0.82	0.00003	0.01
1124	[LVG-230 230.00]	1.00486	-4.69	1.00492	-4.68	0.00006	0.01
1125	[MOY-231 230.00]	1.00587	-6.61	1.00594	-6.60	0.00006	0.01
1126	[MOY-230 230.00]	1.00593	-6.58	1.00599	-6.57	0.00006	0.01
1127	[INC-230 230.00]	0.98200	-7.70	0.98208	-7.69	0.00008	0.01
1129	[MOY-232 230.00]	1.00597	-6.51	1.00604	-6.51	0.00006	0.01
1130	[CRU-230 230.00]	0.98964	-6.69	0.98972	-6.69	0.00008	0.01
1132	[SIQ-230 230.00]	1.00948	-1.19	1.00953	-1.18	0.00005	0.01
1133	[PNZ-230 230.00]	1.01175	-4.80	1.01210	-4.80	0.00035	0.00
1135	[REN-232 230.00]	1.01762	-1.77	1.01771	-1.76	0.00009	0.01
1136	[GNO-232 230.00]	0.99683	-6.98	0.99693	-6.97	0.00010	0.01
1137	[GOE-230 230.00]	0.98970	-6.67	0.98977	-6.66	0.00007	0.01
1139	[PLT-230 230.00]	1.00737	-1.92	1.00741	-1.92	0.00004	0.01
1140	[PAC-230 230.00]	1.00792	-1.98	1.00796	-1.97	0.00004	0.01
1141	[CHX-233 230.00]	1.02000	-3.74	1.02011	-3.74	0.00011	0.01
1145	[PGO-231 230.00]	1.00727	0.99	1.00737	1.00	0.00010	0.01
1146	[PGO-230 230.00]	1.00732	1.01	1.00742	1.01	0.00010	0.01
1148	[REN-234 230.00]	1.01759	-1.77	1.01767	-1.76	0.00009	0.01
1149	[SGB-230 230.00]	0.98806	-6.86	0.98813	-6.85	0.00008	0.01
1150	[ISA-230 230.00]	1.00246	-2.48	1.00251	-2.47	0.00005	0.01
1157	[GSU-232 230.00]	0.98990	-6.62	0.98998	-6.61	0.00008	0.01

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:23
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMAX25_095.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMAX25_095.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1160	[LPA-230 230.00]	1.00507	-2.47	1.00512	-2.46	0.00005	0.01
1161	[LPA-231 230.00]	1.00507	-2.47	1.00512	-2.46	0.00005	0.01
1162	[LPA-232 230.00]	1.00507	-2.47	1.00512	-2.46	0.00005	0.01
1164	[CLI-230 230.00]	1.00871	-1.04	1.00875	-1.03	0.00004	0.01
1165	[LUN-230 230.00]	1.01158	-0.74	1.01163	-0.74	0.00004	0.01
1166	[SAA-230 230.00]	1.01020	-1.48	1.01024	-1.47	0.00004	0.01
1167	[PNT-231 230.00]	1.01078	-0.96	1.01083	-0.95	0.00005	0.01
1168	[PNT-230 230.00]	1.01066	-0.98	1.01071	-0.97	0.00005	0.01
1169	[MTI-230 230.00]	1.01124	-0.85	1.01128	-0.84	0.00004	0.01
1170	[SNT-231 230.00]	1.00028	-5.49	1.00035	-5.48	0.00007	0.01
1171	[SNT-230 230.00]	1.00030	-5.49	1.00037	-5.48	0.00007	0.01
1219	[MAG-230 230.00]	1.01181	-0.95	1.01185	-0.95	0.00004	0.01
1221	[MAG-231 230.00]	1.01206	-0.91	1.01210	-0.90	0.00004	0.01
1444	[TIC-231 230.00]	1.01461	-4.46	1.01475	-4.46	0.00014	0.01
1448	[TIC-232 230.00]	1.01461	-4.46	1.01475	-4.46	0.00014	0.01
1710	[PAN-230 230.00]	0.99644	-12.59	0.99666	-12.58	0.00022	0.01
1730	[IZA-230 230.00]	1.00553	-5.32	1.00601	-5.32	0.00048	0.00
1732	[MOR-230 230.00]	0.98746	-12.74	0.98776	-12.73	0.00031	0.01
1756	[REN-230 230.00]	1.01774	-1.88	1.01783	-1.87	0.00009	0.01
1771	[SAS-230 230.00]	1.00165	-8.46	1.00180	-8.45	0.00015	0.01
1823	[PVI-230 230.00]	1.02118	-2.79	1.02128	-2.79	0.00010	0.01
1832	[XAC-230 230.00]	1.01899	-0.99	1.01908	-0.98	0.00010	0.01
1840	[COV-230 230.00]	1.01898	-1.01	1.01908	-1.01	0.00010	0.01
1841	[HUE-232 230.00]	0.99853	-2.54	0.99874	-2.54	0.00021	0.01
1843	[CHN-230 230.00]	0.99910	-2.55	0.99931	-2.54	0.00021	0.01
1845	[USP-230 230.00]	1.02114	-2.81	1.02124	-2.81	0.00010	0.01
1864	[XAD-230 230.00]	1.01907	-0.86	1.01916	-0.86	0.00009	0.01
1908	[JEN-230 230.00]	1.01312	-0.90	1.01316	-0.89	0.00004	0.01
14051	[MDM-230 230.00]	1.00301	-5.96	1.00366	-5.97	0.00065	0.00
14215	[IRD-230 230.00]	0.98784	-12.77	0.98815	-12.76	0.00031	0.01

Así mismo, con la adición de los bancos de capacitores también se reducen las pérdidas totales del sistema. Para el caso de demanda máxima, las pérdidas sin estos capacitores ascienden a 76.7 MW, y con la adición de capacitores las pérdidas son de 76.6 MW, que representan 0.1 MW de reducción.

- Compensando a 1.00 P.U. el Voltaje simultáneamente

A continuación, se presenta el mismo análisis para el caso de añadir capacitores con el objetivo de incrementar el voltaje hasta el valor de 1.00 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:27
 PROGRAMACION DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,025_1.00 PU
 GENERATOR SUMMARY:

													X----- REMOTE BUS -----X								
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1308		MAL-69		69.000	1	0	2	0.0	9.9	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	3	1	
1312		POR-69		69.000	1	0	2	0.0	1.0	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	3	1	
1375		POR-13		13.800	1	0	2	0.0	0.0	9999.0	-9999.0	13.800	13.800					100.0	3	1	
1495		PET-69		69.000	1	0	2	0.0	4.2	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1616		POR-H		2.3000	1	0	2	0.0	0.0	9999.0	-9999.0	2.3000	2.3000					100.0	6	1	
1719		SYX-69		69.000	1	0	2	0.0	1.2	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1767		LLB-691		69.000	1	0	2	0.0	-1.3	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1768		LLB-69		69.000	1	0	2	0.0	-0.4	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1893		SRP-13		13.800	1	0	2	0.0	1.1	9999.0	-9999.0	13.800	13.800					100.0	3	1	
14036		FBA-69		69.000	1	0	2	0.0	2.1	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
14037		FBA-13		13.800	1	0	2	0.0	0.3	9999.0	-9999.0	13.800	13.800					100.0	4	1	
SUBSYSTEM TOTALS							0.0	18.310	9989.0	*****								1100.0			

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:27
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMAX25_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

X-----		BUS	-----X	IN WORKING CASE		IN PAEMARMAX25_100.sav			
				VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1308		[MAL-69	69.000]	0.94565	-14.75	1.00000	-15.41	0.05435	-0.65
1312		[POR-69	69.000]	0.94344	-14.93	1.00000	-15.66	0.05656	-0.73
1375		[POR-13	13.800]	0.94138	-18.18	1.00000	-18.54	0.05862	-0.36
1495		[PET-69	69.000]	0.93570	-34.84	1.00000	-34.08	0.06430	0.76
1616		[POR-H	2.3000]	0.94178	-16.99	1.00000	-17.48	0.05822	-0.50
1719		[SYX-69	69.000]	0.94353	-33.11	1.00000	-32.40	0.05647	0.70
1767		[LLB-691	69.000]	0.94240	-34.35	1.00000	-33.53	0.05760	0.82
1768		[LLB-69	69.000]	0.94412	-35.67	1.00000	-34.67	0.05588	1.00
1893		[SRP-13	13.800]	0.94651	-16.05	1.00000	-16.36	0.05349	-0.32
14036		[FBA-69	69.000]	0.94782	-25.12	1.00000	-25.07	0.05218	0.05
14037		[FBA-13	13.800]	0.94436	-27.02	1.00000	-26.78	0.05564	0.25

La adición de bancos de capacitores para incrementar el voltaje hasta el nominal de 1.00 P.U., en los nodos que presentaron bajos voltajes, no sólo mejora los niveles de tensión en la red del transportista, si no que se mejoran los niveles de tensión en la red de 230 del SNI; esto se demuestra en la comparación entre los casos con y sin la adición de bancos de capacitores como sigue a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:27
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMAX25_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMAX25_100.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
801	[CRU-230 230.00]	1.00745	-1.92	1.00783	-1.90	0.00037	0.02
1101	[AGU-230 230.00]	1.00982	-2.03	1.01018	-2.01	0.00037	0.02
1102	[ALB-230 230.00]	1.00501	-2.48	1.00543	-2.46	0.00042	0.02
1103	[CHX-231 230.00]	1.02069	-3.64	1.02145	-3.63	0.00076	0.01
1106	[ESC-231 230.00]	1.00507	-2.47	1.00549	-2.44	0.00042	0.02
1107	[GES-231 230.00]	0.99285	-6.78	0.99351	-6.76	0.00066	0.02
1108	[GNO-231 230.00]	0.99683	-6.98	0.99761	-6.96	0.00078	0.02
1109	[GSU-231 230.00]	0.98990	-6.62	0.99051	-6.59	0.00061	0.03
1110	[LBR-231 230.00]	1.00298	1.76	1.00454	1.75	0.00156	-0.01
1111	[SID-230 230.00]	1.00471	-2.50	1.00513	-2.48	0.00042	0.02
1112	[TAM-230 230.00]	1.00501	-2.48	1.00543	-2.46	0.00042	0.02
1117	[SJO-230 230.00]	1.00917	-0.78	1.00950	-0.76	0.00033	0.02
1119	[ESP-230 230.00]	0.99338	-1.90	0.99613	-1.92	0.00276	-0.01
1120	[SJQ-230 230.00]	1.00741	-2.02	1.00780	-2.00	0.00039	0.02
1121	[ARI-230 230.00]	1.01338	-0.83	1.01361	-0.81	0.00022	0.02
1124	[LVG-230 230.00]	1.00486	-4.69	1.00535	-4.66	0.00049	0.02
1125	[MOY-231 230.00]	1.00587	-6.61	1.00639	-6.58	0.00052	0.03
1126	[MOY-230 230.00]	1.00593	-6.58	1.00644	-6.55	0.00052	0.03
1127	[INC-230 230.00]	0.98200	-7.70	0.98262	-7.67	0.00062	0.03
1129	[MOY-232 230.00]	1.00597	-6.51	1.00649	-6.49	0.00052	0.03
1130	[CRU-230 230.00]	0.98964	-6.69	0.99025	-6.67	0.00060	0.03
1132	[SIQ-230 230.00]	1.00948	-1.19	1.00997	-1.17	0.00048	0.02
1133	[PNZ-230 230.00]	1.01175	-4.80	1.01374	-4.80	0.00199	0.00
1135	[REN-232 230.00]	1.01762	-1.77	1.01827	-1.76	0.00065	0.01
1136	[GNO-232 230.00]	0.99683	-6.98	0.99761	-6.96	0.00078	0.02
1137	[GOE-230 230.00]	0.98970	-6.67	0.99029	-6.64	0.00060	0.03
1139	[PLT-230 230.00]	1.00737	-1.92	1.00774	-1.90	0.00037	0.02
1140	[PAC-230 230.00]	1.00792	-1.98	1.00830	-1.96	0.00038	0.02
1141	[CHX-233 230.00]	1.02000	-3.74	1.02082	-3.73	0.00081	0.01
1145	[PGO-231 230.00]	1.00727	0.99	1.00840	0.99	0.00113	0.00
1146	[PGO-230 230.00]	1.00732	1.01	1.00845	1.01	0.00113	0.00
1148	[REN-234 230.00]	1.01759	-1.77	1.01824	-1.76	0.00065	0.01
1149	[SGB-230 230.00]	0.98806	-6.86	0.98866	-6.83	0.00060	0.03
1150	[ISA-230 230.00]	1.00246	-2.48	1.00286	-2.45	0.00040	0.02
1157	[GSU-232 230.00]	0.98990	-6.62	0.99051	-6.59	0.00061	0.03

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E FRI, FEB 09 2024 23:27
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE PAEMARMAX25_100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU:

		IN WORKING CASE		IN PAEMARMAX25_100.sav			
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1160	[LPA-230 230.00]	1.00507	-2.47	1.00549	-2.44	0.00042	0.02
1161	[LPA-231 230.00]	1.00507	-2.47	1.00549	-2.44	0.00042	0.02
1162	[LPA-232 230.00]	1.00507	-2.47	1.00549	-2.44	0.00042	0.02
1164	[CLI-230 230.00]	1.00871	-1.04	1.00905	-1.01	0.00034	0.02
1165	[LUN-230 230.00]	1.01158	-0.74	1.01199	-0.72	0.00040	0.02
1166	[SAA-230 230.00]	1.01020	-1.48	1.01055	-1.46	0.00035	0.02
1167	[PNT-231 230.00]	1.01078	-0.96	1.01122	-0.94	0.00044	0.02
1168	[PNT-230 230.00]	1.01066	-0.98	1.01110	-0.96	0.00044	0.02
1169	[MTI-230 230.00]	1.01124	-0.85	1.01166	-0.83	0.00042	0.02
1170	[SNT-231 230.00]	1.00028	-5.49	1.00084	-5.47	0.00056	0.02
1171	[SNT-230 230.00]	1.00030	-5.49	1.00086	-5.46	0.00056	0.02
1219	[MAG-230 230.00]	1.01181	-0.95	1.01218	-0.93	0.00037	0.02
1221	[MAG-231 230.00]	1.01206	-0.91	1.01242	-0.89	0.00036	0.02
1444	[TIC-231 230.00]	1.01461	-4.46	1.01568	-4.45	0.00107	0.01
1448	[TIC-232 230.00]	1.01461	-4.46	1.01568	-4.45	0.00107	0.01
1710	[PAN-230 230.00]	0.99644	-12.59	0.99778	-12.55	0.00134	0.04
1730	[IZA-230 230.00]	1.00553	-5.32	1.00814	-5.33	0.00261	-0.01
1732	[MOR-230 230.00]	0.98746	-12.74	0.98916	-12.69	0.00171	0.04
1756	[REN-230 230.00]	1.01774	-1.88	1.01841	-1.87	0.00067	0.01
1771	[SAS-230 230.00]	1.00165	-8.46	1.00266	-8.43	0.00102	0.03
1823	[PVI-230 230.00]	1.02118	-2.79	1.02199	-2.78	0.00081	0.01
1832	[XAC-230 230.00]	1.01899	-0.99	1.01992	-0.99	0.00093	0.00
1840	[COV-230 230.00]	1.01898	-1.01	1.01992	-1.01	0.00093	0.00
1841	[HUE-232 230.00]	0.99853	-2.54	1.00093	-2.55	0.00240	-0.01
1843	[CHN-230 230.00]	0.99910	-2.55	1.00149	-2.55	0.00240	-0.01
1845	[USP-230 230.00]	1.02114	-2.81	1.02195	-2.80	0.00081	0.01
1864	[XAD-230 230.00]	1.01907	-0.86	1.01997	-0.86	0.00090	0.00
1908	[JEN-230 230.00]	1.01312	-0.90	1.01343	-0.87	0.00031	0.02
14051	[MDM-230 230.00]	1.00301	-5.96	1.00643	-5.98	0.00341	-0.02
14215	[IRD-230 230.00]	0.98784	-12.77	0.98955	-12.73	0.00171	0.04

En este caso, con la adición de los bancos de capacitores, las pérdidas para el escenario de demanda máxima son de 76.6 MW, 0.1 MW menos que en el caso sin los nuevos capacitores.

2.1.3. Análisis de Sensibilidad – Área Petén

En el área de Petén, se tienen problemas de regulación de voltaje. Para los escenarios de demanda media y demanda máxima, la tendencia es a operar con voltaje muy cercanos al límite inferior de 0.95 por unidad -pu- y, en ocasiones, incluso por debajo de este ya fuera de los límites establecidos en las Normas Técnica vigentes. Debido a esta condición de operación actual, se realiza un análisis de sensibilidad del requerimiento de compensación reactiva en el área de influencia, sin considerar la puesta en operación de la subestación eléctrica Modesto Méndez 230/69/13.8 kV 75 MVA. A continuación, se determinan los montos de compensación 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.

- Septiembre 2,024 - Demanda Máxima

Tabla 2.4. Bancos de Capacitores

No.	Nodo	Nomenclatura	Subestación	Voltaje (P.U.)	MVAR Total	
					0.95 P.U.	1.00 P.U.
1	1403	COB-69	Cobán	0.9612	-	12.40
2	1429	CHS-69	Chisec	0.9503	0.90	7.60
3	1719	SYX-69	Sayaxché	0.9234	1.20	5.10
4	1767	LLB-691	La Libertad	0.9196	1.40	4.90
5	1495	PET-69	Ixpanpajul	0.9115	1.60	5.30
6	1442	POP-69	Poptún	0.9325	0.70	5.50
					5.80	40.80

- Compensando a 0.95 P.U. el voltaje simultáneamente

Con la compensación simultánea en todos los nodos con voltaje fuera de rango, ya no se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en ciertos nodos, el texto asociado a estos nodos aparece con valor negativo de MVAR:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 15 2024 9:43
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024
 GENERATOR SUMMARY:

											X----- REMOTE BUS -----X												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	#	MACH	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1403	COB-69	69.000	1	0	2	0.0	-4.9	9999.0	-9999.0	65.550	65.550	65.550	65.550	65.550	100.0	4	1						
1429	CHS-69	69.000	1	0	2	0.0	-0.9	9999.0	-9999.0	65.550	65.550	65.550	65.550	65.550	100.0	4	1						
1442	POP-69	69.000	1	0	2	0.0	-0.9	9999.0	-9999.0	65.550	65.550	65.550	65.550	65.550	100.0	4	1						
1495	PET-69	69.000	1	0	2	0.0	3.1	9999.0	-9999.0	65.550	65.550	65.550	65.550	65.550	100.0	4	1						
1719	SYX-69	69.000	1	0	2	0.0	1.3	9999.0	-9999.0	65.550	65.550	65.550	65.550	65.550	100.0	4	1						
1767	LLB-691	69.000	1	0	2	0.0	-1.3	9999.0	-9999.0	65.550	65.550	65.550	65.550	65.550	100.0	4	1						
SUBSYSTEM TOTALS											0.0	-3.5	59994.0-59994.0			600.0							

o Compensando a 1.00 P.U. el voltaje simultáneamente

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 15 2024 9:47
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024
 GENERATOR SUMMARY:

											X----- REMOTE BUS -----X												
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	#	MACH	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1403	COB-69	69.000	1	0	2	0.0	9.9	9999.0	-9999.0	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000	100.0	4	1						
1429	CHS-69	69.000	1	0	2	0.0	1.3	9999.0	-9999.0	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000	100.0	4	1						
1442	POP-69	69.000	1	0	2	0.0	2.7	9999.0	-9999.0	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000	100.0	4	1						
1495	PET-69	69.000	1	0	2	0.0	2.5	9999.0	-9999.0	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000	100.0	4	1						
1719	SYX-69	69.000	1	0	2	0.0	1.0	9999.0	-9999.0	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000	100.0	4	1						
1767	LLB-691	69.000	1	0	2	0.0	-1.5	9999.0	-9999.0	69.000	69.000	69.000	69.000	69.000	100.0	4	1						
SUBSYSTEM TOTALS											0.0	15.9	59994.0-59994.0			600.0							

- Septiembre 2,024 - Demanda Media

Tabla 2.4. Bancos de Capacitores

No.	Nodo	Nomenclatura	Subestación	Voltaje (P.U.)	MVAR Total	
					0.95 P.U.	1.00 P.U.
1	1403	COB-69	Cobán	0.9828	-	5.90
2	1429	CHS-69	Chisec	0.9775	-	3.80
3	1719	SYX-69	Sayaxché	0.9517	-	3.90
4	1767	LLB-691	La Libertad	0.9486	0.10	3.70
5	1495	PET-69	Ixpanpajul	0.9407	0.50	4.60
6	1442	POP-69	Poptún	0.9554	-	4.80
					0.60	26.70

- Compensando a 0.95 P.U. el voltaje simultáneamente

Con la compensación simultánea en todos los nodos con voltaje fuera de rango, ya no se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en ciertos nodos, el texto asociado a estos nodos aparece con valor negativo de MVAR:

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 15 2024    9:56
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024
GENERATOR SUMMARY:

      # MACH
BUS# X-- NAME --X BASKV ON/OFF TYP  MW   MVAR   QMAX   QMIN  VSCHED VACTUAL
1403 COB-69      69.000  0  1  -2    0.0    0.0    0.0    0.0   65.550  67.880
1429 CHS-69      69.000  0  1  -2    0.0    0.0    0.0    0.0   65.550  67.628
1442 POP-69      69.000  0  1  -2    0.0    0.0    0.0    0.0   65.550  66.300
1495 PET-69      69.000  1  0   2    0.0    0.5  9999.0 -9999.0  65.550  65.550
1719 SYX-69      69.000  0  1  -2    0.0    0.0    0.0    0.0   65.550  66.142
1767 LLB-691     69.000  0  1  -2    0.0    0.0    0.0    0.0   65.550  66.013
SUBSYSTEM TOTALS      0.0    0.5  9999.0 -9999.0

X----- REMOTE BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  MVABASE ZONE AREA SWING
      0.0    4    1
      0.0    4    1
      0.0    4    1
     100.0    4    1
      0.0    4    1
      0.0    4    1
     100.0600.0
  
```

○ Compensando a 1.00 P.U. el voltaje simultáneamente

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 15 2024 9:58
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024
 GENERATOR SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	X----- REMOTE BUS -----X	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1403		COB-69		69.000	1	0	2	0.0	4.3	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1		
1429		CHS-69		69.000	1	0	2	0.0	-0.4	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1		
1442		POP-69		69.000	1	0	2	0.0	1.9	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1		
1495		PET-69		69.000	1	0	2	0.0	3.1	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1		
1719		SYX-69		69.000	1	0	2	0.0	1.5	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1		
1767		LLB-691		69.000	1	0	2	0.0	-1.4	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1		
SUBSYSTEM TOTALS							0.0	9.0	59994.0	-59994.0								600.0	600.0			

• Marzo 2,025 - Demanda Máxima

Tabla 2.4. Bancos de Capacitores

No.	Nodo	Nomenclatura	Subestación	Voltaje (P.U.)	MVAR Total	
					0.95 P.U.	1.00 P.U.
1	1403	COB-69	Cobán	0.9441	1.20	14.40
2	1429	CHS-69	Chisec	0.9085	3.60	9.80
3	1719	SYX-69	Sayaxché	0.8776	4.10	7.60
4	1767	LLB-691	La Libertad	0.8725	4.50	7.60
5	1495	PET-69	Ixpanpajul	0.8632	5.10	8.40
6	1442	POP-69	Poptún	0.8920	4.80	9.00
					23.30	56.80

○ Compensando a 0.95 P.U. el voltaje simultáneamente

Con la compensación simultánea en todos los nodos con voltaje fuera de rango, ya no se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en ciertos nodos, el texto asociado a estos nodos aparece con valor negativo de MVAR:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 15 2024  11:14
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025
GENERATOR SUMMARY:
```

# MACH											X----- REMOTE BUS -----X										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1403	COB-69			69.000	1	0	2	0.0	-4.1	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1429	CHS-69			69.000	1	0	2	0.0	2.1	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1442	POP-69			69.000	1	0	2	0.0	1.1	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1495	PET-69			69.000	1	0	2	0.0	4.8	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1719	SYX-69			69.000	1	0	2	0.0	1.1	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
1767	LLB-691			69.000	1	0	2	0.0	-1.2	9999.0	-9999.0	65.550	65.550					100.0	4	1	
SUBSYSTEM TOTALS								0.0	3.8	59994.0-59994.0								600.0			

○ Compensando a 1.00 P.U. el voltaje simultáneamente

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 15 2024  11:14
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025
GENERATOR SUMMARY:
```

# MACH											X----- REMOTE BUS -----X										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1403	COB-69			69.000	1	0	2	0.0	9.7	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1429	CHS-69			69.000	1	0	2	0.0	2.3	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1442	POP-69			69.000	1	0	2	0.0	4.8	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1495	PET-69			69.000	1	0	2	0.0	3.5	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1719	SYX-69			69.000	1	0	2	0.0	0.8	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1767	LLB-691			69.000	1	0	2	0.0	-1.5	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
SUBSYSTEM TOTALS								0.0	19.6	59994.0-59994.0								600.0			

- Marzo 2,025 - Demanda Media

Tabla 2.4. Bancos de Capacitores

No.	Nodo	Nomenclatura	Subestación	Voltaje (P.U.)	MVAR Total	
					0.95 P.U.	1.00 P.U.
1	1403	COB-69	Cobán	0.9760	-	6.80
2	1429	CHS-69	Chisec	0.9582	-	5.80
3	1719	SYX-69	Sayaxché	0.9266	1.30	5.20
4	1767	LLB-691	La Libertad	0.9210	2.00	5.40
5	1495	PET-69	Ixpanpajul	0.9105	2.80	6.20
6	1442	POP-69	Poptún	0.9305	1.80	6.60
					7.90	36.00

- Compensando a 0.95 P.U. el voltaje simultáneamente

Con la compensación simultánea en todos los nodos con voltaje fuera de rango, ya no se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en ciertos nodos, el texto asociado a estos nodos aparece con valor negativo de MVAR:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 15 2024  11:36
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025
GENERATOR SUMMARY:

      # MACH
BUS# X-- NAME --X BASKV ON/OFF TYP  MW   MVAR   QMAX   QMIN  VSCHED VACTUAL  X----- REMOTE BUS -----X
1403 COB-69      69.000  0  1  -2   0.0   0.0    0.0    0.0  65.550  67.673  BUS# X-- NAME --X BASKV  MVABASE ZONE AREA SWING
1429 CHS-69      69.000  0  1  -2   0.0   0.0    0.0    0.0  65.550  66.979      0.0    4    1
1442 POP-69      69.000  1  0   2   0.0  -0.7  9999.0 -9999.0  65.550  65.550      0.0    4    1
1495 PET-69      69.000  1  0   2   0.0   4.3  9999.0 -9999.0  65.550  65.550     100.0    4    1
1719 SYX-69      69.000  1  0   2   0.0  -0.6  9999.0 -9999.0  65.550  65.550     100.0    4    1
1767 LLB-691     69.000  1  0   2   0.0  -1.2  9999.0 -9999.0  65.550  65.550     100.0    4    1
SUBSYSTEM TOTALS      0.0   1.8 39996.0-39996.0      400.0
```


○ Compensando a 1.00 P.U. el voltaje simultáneamente

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 15 2024  11:06
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025
GENERATOR SUMMARY:

```

# MACH											X----- REMOTE BUS -----X										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA	SWING
1403		COB-69		69.000	1	0	2	0.0	3.7	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1429		CHS-69		69.000	1	0	2	0.0	0.4	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1442		POP-69		69.000	1	0	2	0.0	3.4	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1495		PET-69		69.000	1	0	2	0.0	3.8	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1719		SYX-69		69.000	1	0	2	0.0	1.2	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
1767		LLB-691		69.000	1	0	2	0.0	-1.4	9999.0	-9999.0	69.000	69.000					100.0	4	1	
SUBSYSTEM TOTALS							0.0	11.0	59994.0-59994.0				600.0600.0								

Para hacer más efectiva la regulación de voltaje y que considere las distintas condiciones que se pueden dar en la operación en tiempo real, se recomienda que la compensación de potencia reactiva sea dimensionada por medio de bancos de capacitores multietapas con varias etapas, que permiten hacer mejor la regulación de voltaje.

2.2. Análisis de Bancos de Reactores

En condiciones normales no se presentan voltajes superiores a los permitidos en el rango establecido en las normas técnicas, por lo que no se requiere adicionar bancos de reactores a lo existente.

3. 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:

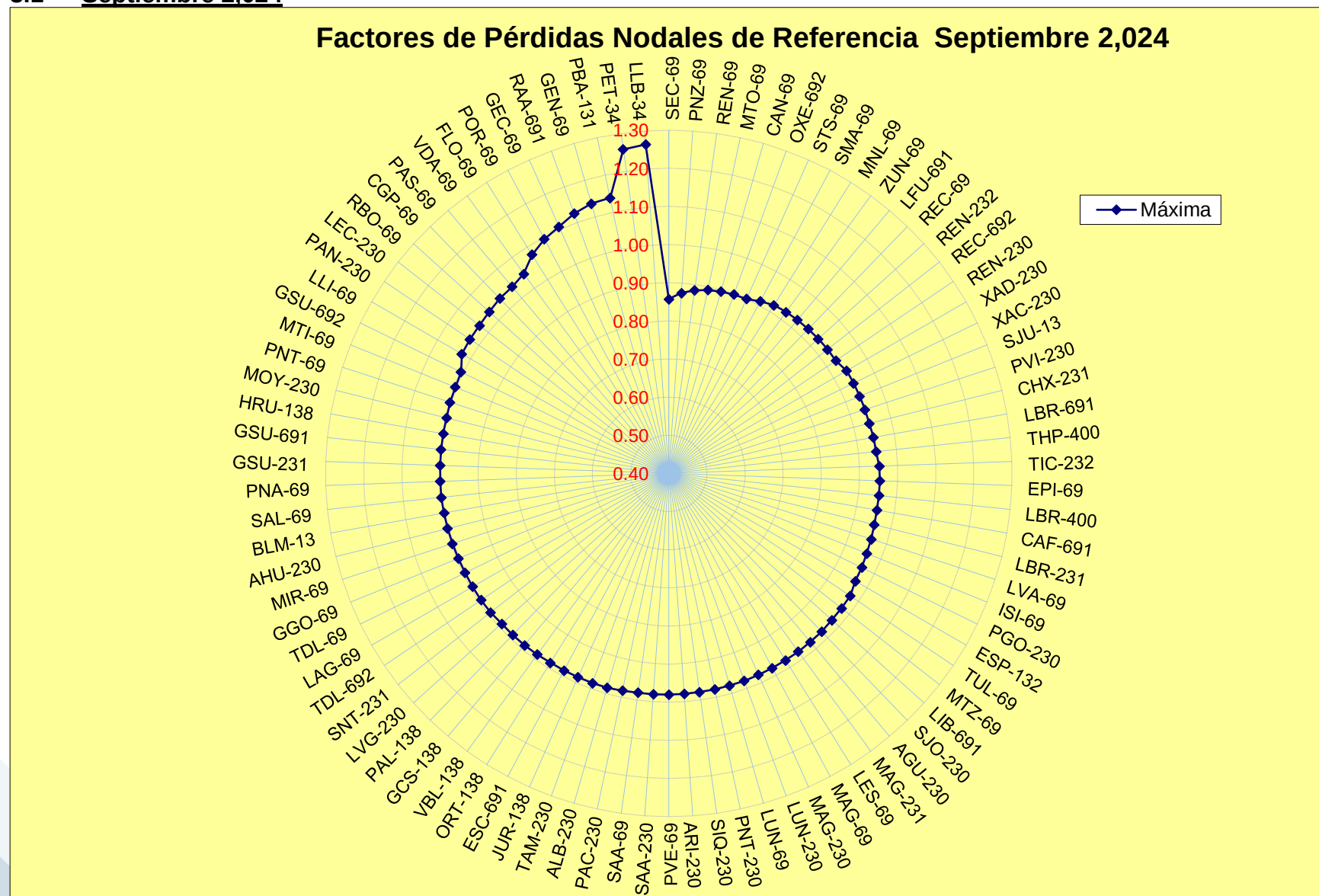
$$FPNE_{ik} = 1 + \left(\frac{\Delta P_{erd}}{\Delta P_{d_{ik}}} \right)$$

en donde:

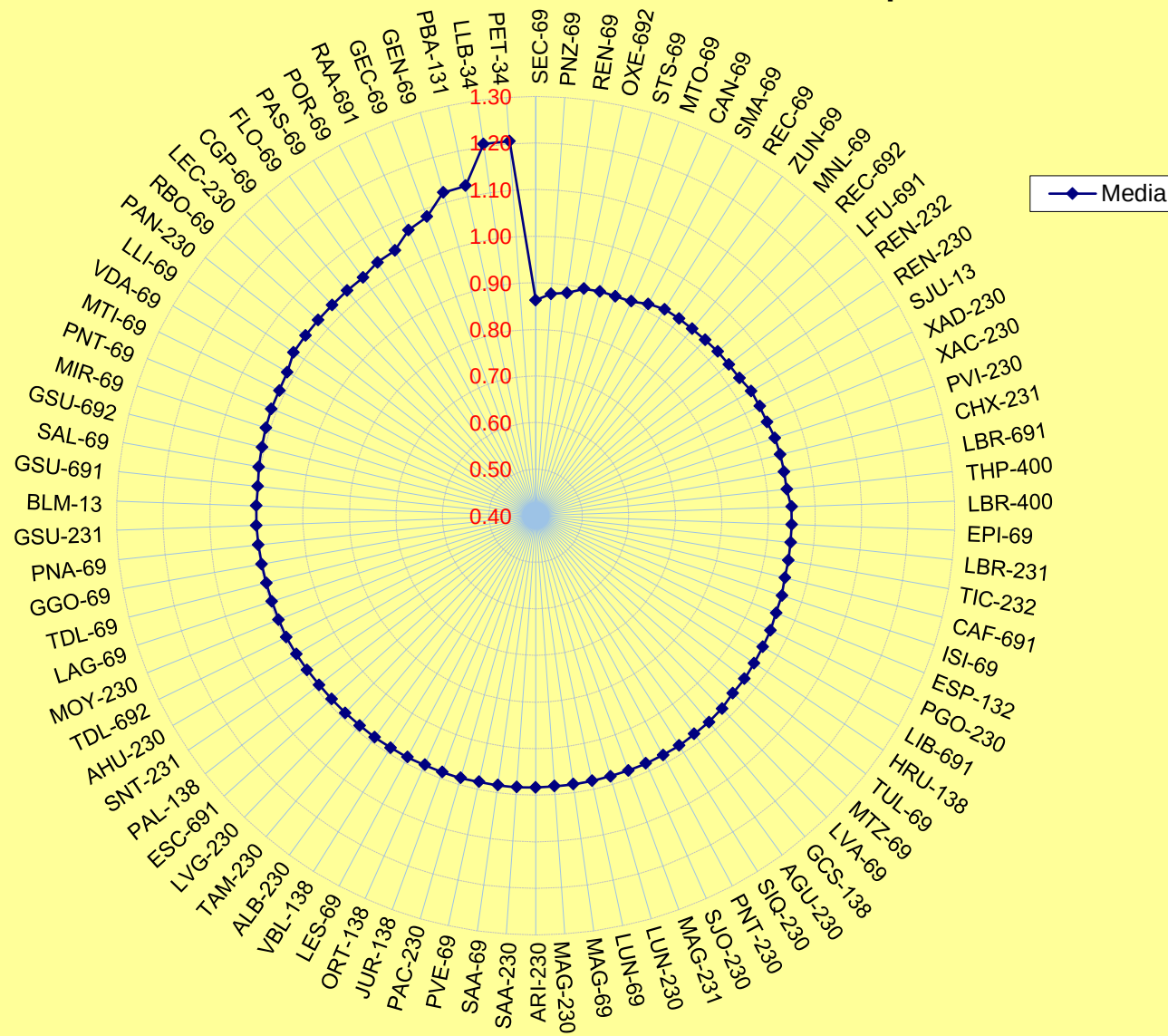
$$\Delta P_{d_i} = 1.0 MW$$

, para cada uno de los nodos listados en las gráficas.

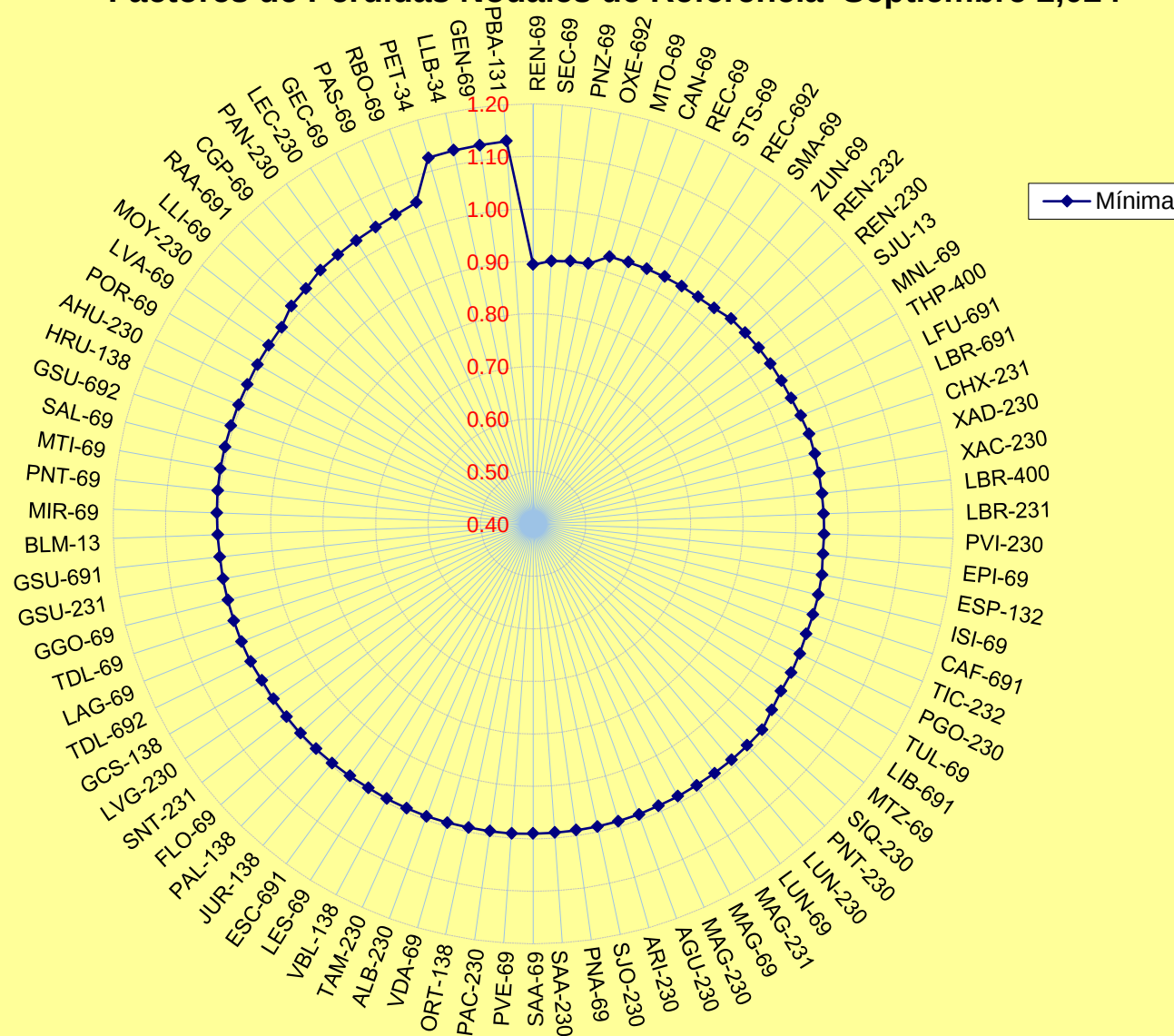
3.1 Septiembre 2,024



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Septiembre 2,024



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Septiembre 2,024

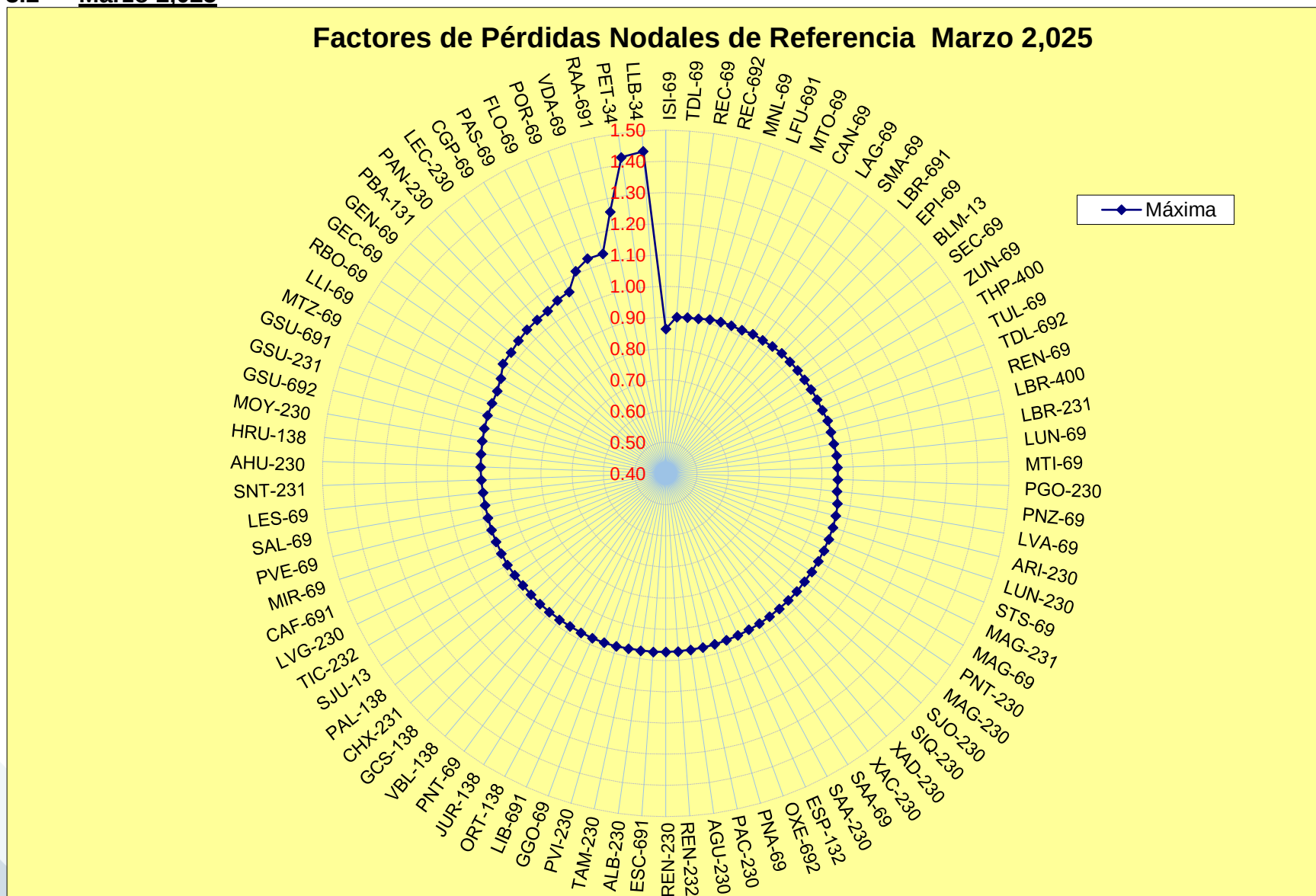


Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Septiembre 2,024				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1101	AGU-230	0.977531433	0.979057312	0.989032745
1102	ALB-230	0.984985352	0.988044739	0.992900848
1103	CHX-231	0.941795349	0.941322327	0.952602386
1109	GSU-231	1.000000000	1.000000000	1.000000000
1110	LBR-231	0.955162048	0.950599670	0.953781128
1112	TAM-230	0.984985352	0.988052368	0.992908478
1115	JUR-138	0.984985352	0.985794067	0.995296478
1117	SJO-230	0.977172852	0.982063293	0.989379883
1121	ARI-230	0.979408264	0.983436584	0.989303589
1123	PAL-138	0.989067078	0.989799500	0.995609283
1124	LVG-230	0.989135742	0.988761902	0.996685028
1126	MOY-230	1.000457764	0.995681763	1.008323669
1128	LBR-400	0.953910828	0.949638367	0.952999115
1131	ORT-138	0.985496521	0.986015320	0.991588593
1132	SIQ-230	0.979042053	0.981895447	0.986808777
1135	REN-232	0.927017212	0.926582336	0.942829132
1140	PAC-230	0.982330322	0.985679626	0.991355896
1146	PGO-230	0.963172913	0.961029053	0.964763641
1151	ESC-691	0.985153198	0.989105225	0.993618011
1154	GSU-691	1.000213623	1.000228882	1.000030518
1156	GSU-692	1.005928040	1.006118774	1.005344391
1165	LUN-230	0.978584290	0.982147217	0.987239838
1166	SAA-230	0.980430603	0.984291077	0.989852905
1168	PNT-230	0.978912354	0.981971741	0.986930847
1170	SNT-231	0.992477417	0.992034912	0.996673584
1174	VBL-138	0.986930847	0.987434387	0.992992401
1206	SAL-69	0.999542236	1.003913879	1.004993439
1215	LAG-69	0.993896484	0.995750427	0.999179840
1216	TDL-69	0.994171143	0.996017456	0.999443054
1217	LUN-69	0.978706360	0.982276917	0.987365723

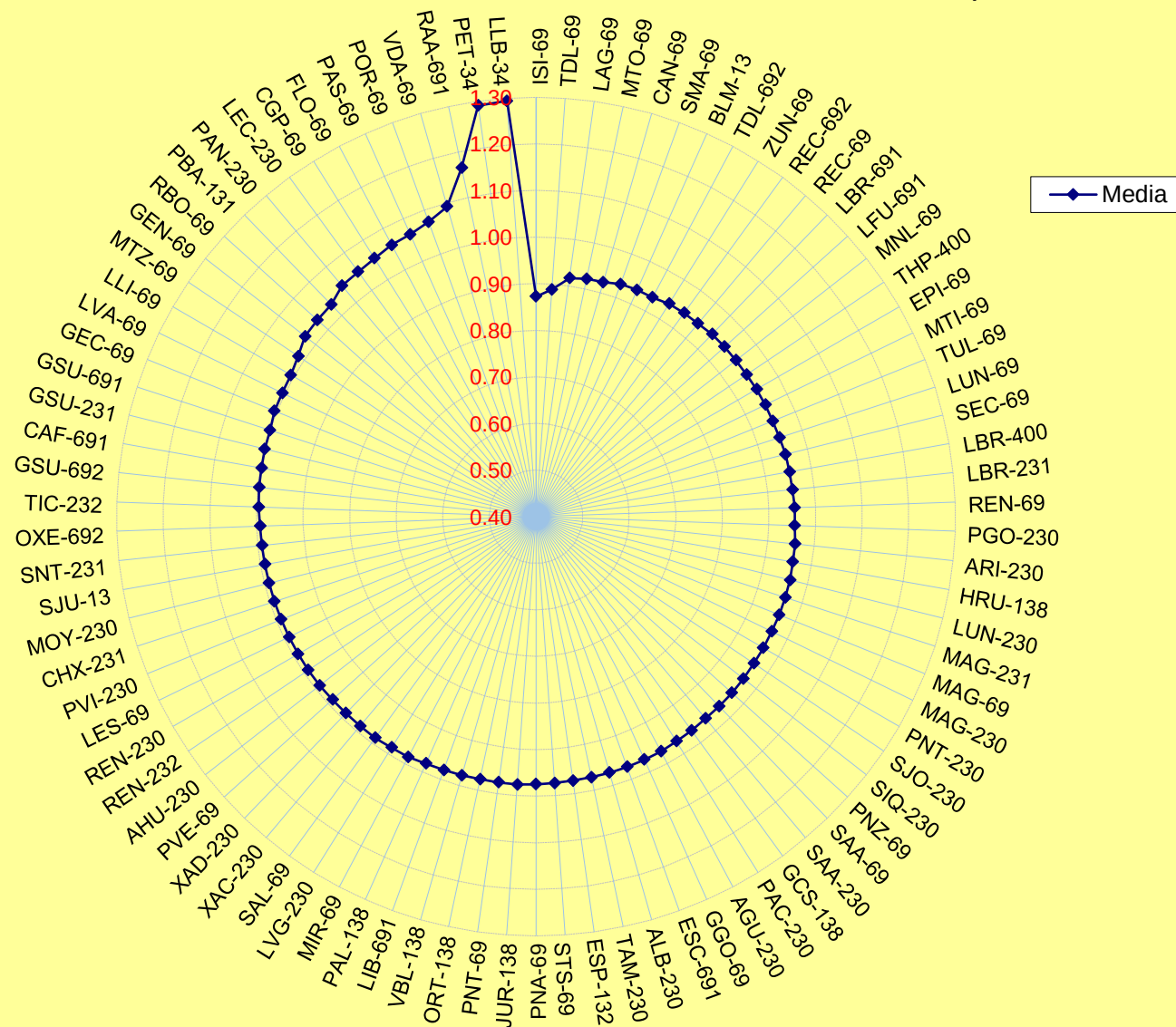
Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Septiembre 2,024				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1218	MAG-69	0.978057861	0.982391357	0.987682343
1219	MAG-230	0.978057861	0.982391357	0.987682343
1220	MTI-69	1.003868103	1.012474060	1.004871368
1221	MAG-231	0.977539062	0.982116699	0.987411499
1223	SAA-69	0.980430603	0.984291077	0.989852905
1241	PNT-69	1.003356934	1.011962891	1.004371643
1249	LVA-69	0.957916260	0.975891113	1.007442474
1306	LBR-691	0.944793701	0.941596985	0.949424744
1312	POR-69	1.095558167	1.044227600	1.006851196
1314	SMA-69	0.911140442	0.914810181	0.934093475
1322	ZUN-69	0.923179626	0.923187256	0.936325073
1334	ESP-132	0.964942932	0.956832886	0.958518982
1337	TUL-69	0.973869324	0.969024658	0.967838287
1338	EPI-69	0.953796387	0.950187683	0.955162048
1339	CAN-69	0.895805359	0.903800964	0.930339813
1398	REC-69	0.926506042	0.922515869	0.931861877
1399	MTO-69	0.891853333	0.900993347	0.929416656
1406	LES-69	0.977821350	0.987274170	0.993041992
1413	RBO-69	1.033370972	1.028099060	1.051006317
1417	SEC-69	0.857048035	0.862449646	0.902080536
1424	GEN-69	1.135818481	1.121429443	1.128360748
1426	REN-69	0.884674072	0.882850647	0.893829346
1436	PAS-69	1.038970947	1.040992737	1.044559479
1437	PVE-69	0.979888916	0.984390259	0.991329193
1448	TIC-232	0.952522278	0.951118469	0.961154938
1449	MTZ-69	0.974769592	0.969505310	0.976173401
1452	SJU-13	0.939537048	0.934593201	0.944950104
1467	PBA-131	1.138488770	1.123809814	1.130588531
1496	PET-34	1.258285522	1.205810547	1.125110626
1667	CGP-69	1.037666321	1.030479431	1.030712128

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Septiembre 2,024				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1704	OXE-692	0.899238586	0.897842407	0.906639099
1710	PAN-230	1.029067993	1.027458191	1.033287048
1721	PNZ-69	0.874534607	0.877044678	0.905239105
1755	GCS-138	0.988395691	0.978408813	0.996726990
1756	REN-230	0.928421021	0.927917480	0.943885803
1758	STS-69	0.900962830	0.900619507	0.933029175
1764	VDA-69	1.047042847	1.015769958	0.992355347
1769	LLB-34	1.264648438	1.205612183	1.127376556
1795	HRU-138	1.000312805	0.966018677	1.005416870
1806	GEC-69	1.107894897	1.082756042	1.039562225
1823	PVI-230	0.940597534	0.940170288	0.954730988
1832	XAC-230	0.939277649	0.935905457	0.952976227
1835	PNA-69	0.999618530	0.998954773	0.989532471
1846	FLO-69	1.076332092	1.031555176	0.996120453
1857	MNL-69	0.919952393	0.923248291	0.945423126
1862	LIB-691	0.975196838	0.962997437	0.969459534
1863	ISI-69	0.960090637	0.955848694	0.959903717
1864	XAD-230	0.938667297	0.935241699	0.952636719
1865	REC-692	0.928161621	0.924400330	0.933574677
1869	LFU-691	0.924926758	0.926391602	0.946475983
3183	LEC-230	1.029731750	1.028854370	1.035858154
12250	TDL-692	0.993751526	0.995605469	0.999034882
12254	LLI-69	1.026718140	1.026901245	1.019950867
12283	MIR-69	0.996505737	1.009407043	1.002620697
12285	GGO-69	0.995033264	0.997276306	0.999584198
12325	BLM-13	0.997886658	1.000183105	1.001510620
14005	CAF-691	0.954063416	0.951217651	0.960597992
14011	RAA-691	1.125427246	1.070922852	1.023017883
14319	THP-400	0.946380615	0.941978455	0.945594788
28161	AHU-230	0.997642517	0.993957520	1.005565643

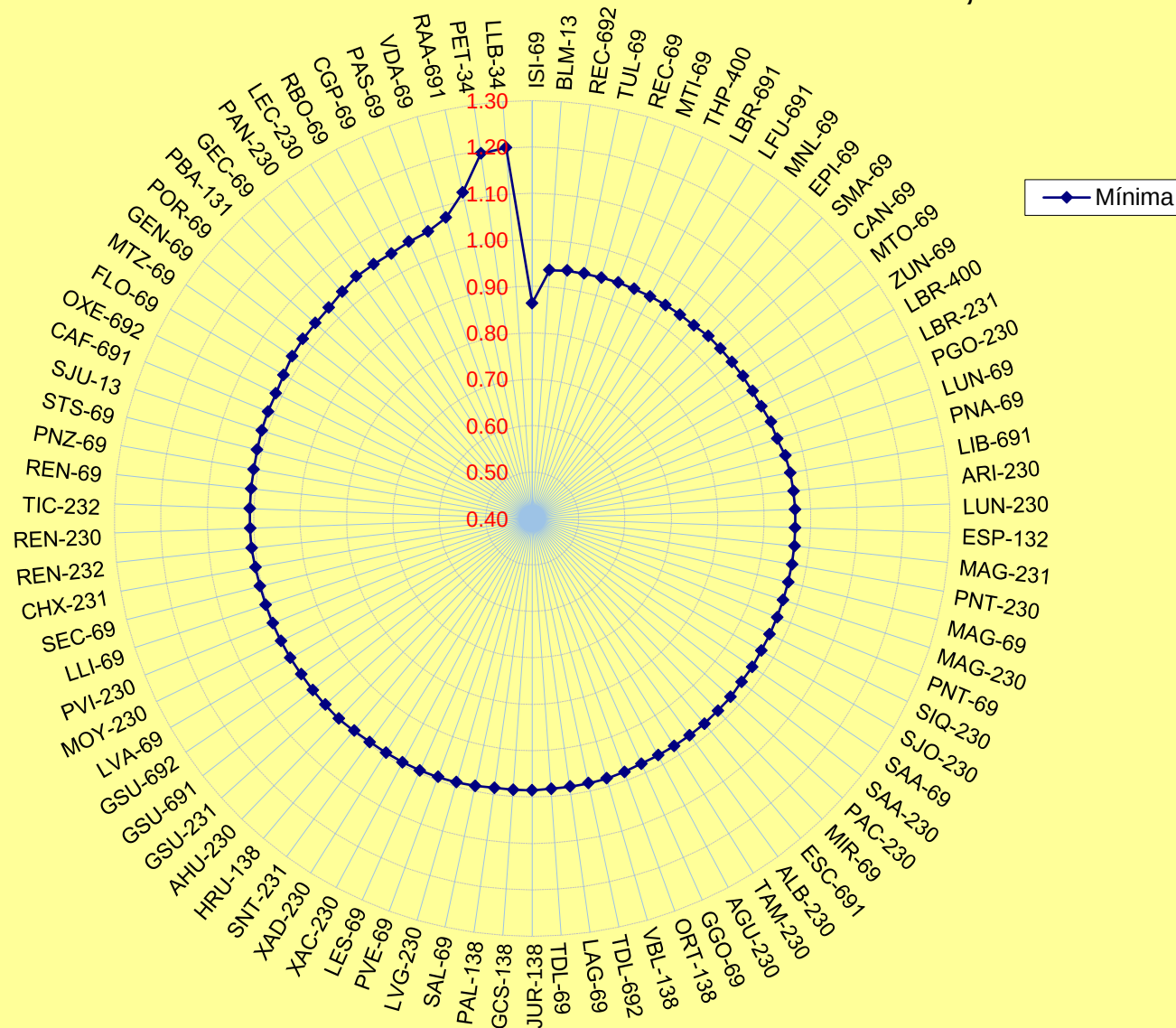
3.2 Marzo 2,025



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2,025



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2,025



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Marzo 2,025				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1101	AGU-230	0.970985413	0.970893860	0.978103638
1102	ALB-230	0.973594666	0.971893311	0.977668762
1103	CHX-231	0.980949402	0.990333557	1.005168915
1109	GSU-231	1.000000000	1.000000000	1.000000000
1110	LBR-231	0.947326660	0.953414917	0.949344635
1112	TAM-230	0.973594666	0.971900940	0.977676392
1115	JUR-138	0.978401184	0.976226807	0.985763550
1117	SJO-230	0.965248108	0.963676453	0.969913483
1121	ARI-230	0.962265015	0.959251404	0.966083527
1123	PAL-138	0.981773376	0.979965210	0.986137390
1124	LVG-230	0.985908508	0.984535217	0.991161346
1126	MOY-230	0.996528625	0.990463257	1.002136230
1128	LBR-400	0.945907593	0.952751160	0.948364258
1131	ORT-138	0.978294373	0.976493835	0.981197357
1132	SIQ-230	0.965377808	0.964607239	0.969371796
1135	REN-232	0.971672058	0.989326477	1.007839203
1140	PAC-230	0.970352173	0.968734741	0.975025177
1146	PGO-230	0.951812744	0.955619812	0.954498291
1151	ESC-691	0.973182678	0.971389771	0.977264404
1154	GSU-691	1.000259399	1.000244141	1.000034332
1156	GSU-692	0.998916626	0.997291565	1.000034332
1165	LUN-230	0.962844849	0.961875916	0.967006683
1166	SAA-230	0.967330933	0.965835571	0.971900940
1168	PNT-230	0.964141846	0.963317871	0.968185425
1170	SNT-231	0.991706848	0.991134644	0.995132446
1174	VBL-138	0.979698181	0.977890015	0.982593536
1206	SAL-69	0.987976074	0.986854553	0.989070892
1215	LAG-69	0.927108765	0.917129517	0.983276367
1216	TDL-69	0.902740479	0.888916016	0.983539581
1217	LUN-69	0.950386047	0.949501038	0.954586029

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Marzo 2,025				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1218	MAG-69	0.964065552	0.962913513	0.968391418
1219	MAG-230	0.964141846	0.962944031	0.968475342
1220	MTI-69	0.950973511	0.947601318	0.940799713
1221	MAG-231	0.963714600	0.962516785	0.968044281
1223	SAA-69	0.967308044	0.965812683	0.971870422
1241	PNT-69	0.979125977	0.976234436	0.968948364
1249	LVA-69	0.958633423	1.005714417	1.001625061
1306	LBR-691	0.931335449	0.944213867	0.941585541
1312	POR-69	1.132270813	1.073608398	1.028701782
1314	SMA-69	0.927520752	0.931007385	0.946121216
1322	ZUN-69	0.936958313	0.939064026	0.947719574
1334	ESP-132	0.968353271	0.972068787	0.967151642
1337	TUL-69	0.939720154	0.948028564	0.939289093
1338	EPI-69	0.935226440	0.946731567	0.942062378
1339	CAN-69	0.919906616	0.923530579	0.946269989
1398	REC-69	0.904144287	0.940856934	0.939323425
1399	MTO-69	0.917907715	0.921562195	0.946445465
1406	LES-69	0.989303589	0.989494324	0.994121552
1413	RBO-69	1.028930664	1.031173706	1.046104431
1417	SEC-69	0.936744690	0.952072144	1.004058838
1424	GEN-69	1.035034180	1.028724670	1.027130127
1426	REN-69	0.945732117	0.955253601	1.008899689
1436	PAS-69	1.059700012	1.063301086	1.057243347
1437	PVE-69	0.986930847	0.987121582	0.992637634
1448	TIC-232	0.985855103	0.995460510	1.008430481
1449	MTZ-69	1.001197815	1.015441895	1.024166107
1452	SJU-13	0.983169556	0.990577698	1.012737274
1467	PBA-131	1.039604187	1.032440186	1.030612946
1496	PET-34	1.423194885	1.291030884	1.193374634
1667	CGP-69	1.054183960	1.053962708	1.052555084

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Marzo 2,025				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1704	OXE-692	0.968917847	0.992523193	1.014236450
1710	PAN-230	1.041893005	1.047569275	1.044212341
1721	PNZ-69	0.951881409	0.965187073	1.008953094
1755	GCS-138	0.980789185	0.967971802	0.985832214
1756	REN-230	0.972236633	0.989486694	1.007900238
1758	STS-69	0.963211060	0.973579407	1.010860443
1764	VDA-69	1.132369995	1.092132568	1.074211121
1769	LLB-34	1.434349060	1.294639587	1.200546265
1795	HRU-138	0.994689941	0.959556580	0.996852875
1806	GEC-69	1.029052734	1.005264282	1.036911011
1823	PVI-230	0.976310730	0.989631653	1.002647400
1832	XAC-230	0.966667175	0.986892700	0.994724274
1835	PNA-69	0.969871521	0.974296570	0.962165833
1846	FLO-69	1.109855652	1.060234070	1.018157959
1857	MNL-69	0.913375854	0.944656372	0.942031860
1862	LIB-691	0.978004456	0.978652954	0.964786530
1863	ISI-69	0.863006592	0.872482300	0.863506317
1864	XAD-230	0.966140747	0.986900330	0.994728088
1865	REC-692	0.906669617	0.940689087	0.938789368
1869	LFU-691	0.916664124	0.944541931	0.941913605
3183	LEC-230	1.043159485	1.049430847	1.044990540
12250	TDL-692	0.940818787	0.933013916	0.983131409
12254	LLI-69	1.010063171	1.007438660	1.003269196
12283	MIR-69	0.986915588	0.984382629	0.975589752
12285	GGO-69	0.977432251	0.971107483	0.978298187
12325	BLM-13	0.935638428	0.932746887	0.936229706
14005	CAF-691	0.986511230	0.998245239	1.013637543
14011	RAA-691	1.256553650	1.165847778	1.118141174
14319	THP-400	0.938255310	0.945243835	0.940814972
28161	AHU-230	0.993873596	0.988975525	0.999515533

4. 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
Branch default continuous rating no. =	0
Branch default long term rating no. =	0
Branch default short term rating no. =	0
Transformer default continuous rating no. =	0
Transformer default long term rating no. =	0
Transformer default short term rating no. =	0
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
Adjust PPC =	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
FDPF 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
Report generators reached MW, MVAR limits =	F
Report reactive devices reached MVAR limits =	F
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
Summarize NB Equipment Not Found =	F
Summarize NB Partial Topology	F
Summarize NB Node without Bus	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
Radial Breaker Switch Closure Option =      0
Admittance Matrix Singularity Threshold =    .00010
Energize OS Bus For Switchable Shunts =      1
```

```
Remove node breaker information when saving powerflow =  F
```

```
Interface file: 06_interface_2024.itf
```

Criteria:

```
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:      430
```

```
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:      430
```

```
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: 527  
Number of 3-winding transformers including the outaged: 30
```

4.1. Septiembre 2,024

Listado de Contingencias:

Se simularon contingencias N-1 de todas las líneas 400, 230, 138 y 69 KV, así como transformadores de tres y dos devanados del S.N.I. también se simuló la operación de los Esquemas de Control Suplementario activos en el S.N.I, anexo “D.7.”

Listado de contingencias, líneas:

1	OUTBRN	801	1139 1	31	OUTBRN	1109	1157 1	61	OUTBRN	1135	1148 1
2	OUTBRN	801	1139 2	32	OUTBRN	1110	1119 1	62	OUTBRN	1135	1756 1
3	OUTBRN	1101	1124 1	33	OUTBRN	1110	1145 1	63	OUTBRN	1136	1448 2
4	OUTBRN	1101	1124 2	34	OUTBRN	1113	1115 1	64	OUTBRN	1139	1140 1
5	OUTBRN	1101	1140 1	35	OUTBRN	1113	1755 1	65	OUTBRN	1139	1140 2
6	OUTBRN	1101	1908 1	36	OUTBRN	1114	1115 2	66	OUTBRN	1140	1164 1
7	OUTBRN	1101	1908 2	37	OUTBRN	1114	1122 1	67	OUTBRN	1140	1166 1
8	OUTBRN	1102	1106 1	38	OUTBRN	1115	1122 1	68	OUTBRN	1140	1219 1
9	OUTBRN	1102	1106 2	39	OUTBRN	1117	1164 1	69	OUTBRN	1141	1444 1
10	OUTBRN	1102	1111 1	40	OUTBRN	1118	1796 1	70	OUTBRN	1141	1448 2
11	OUTBRN	1102	1112 1	41	OUTBRN	1119	1841 1	71	OUTBRN	1141	1771 1
12	OUTBRN	1102	1140 1	42	OUTBRN	1120	1121 1	72	OUTBRN	1141	1845 1
13	OUTBRN	1102	1150 1	43	OUTBRN	1120	1140 1	73	OUTBRN	1141	1845 2
14	OUTBRN	1102	1157 1	44	OUTBRN	1122	1123 1	74	OUTBRN	1144	12161 1
15	OUTBRN	1103	1141 1	45	OUTBRN	1122	1174 1	75	OUTBRN	1144	12272 1
16	OUTBRN	1103	1141 2	46	OUTBRN	1124	1129 1	76	OUTBRN	1144	12272 2
17	OUTBRN	1106	1109 1	47	OUTBRN	1124	1170 1	77	OUTBRN	1145	1146 1
18	OUTBRN	1106	1120 1	48	OUTBRN	1124	28161 1	78	OUTBRN	1151	1240 1
19	OUTBRN	1106	1132 1	49	OUTBRN	1125	1126 1	79	OUTBRN	1151	12205 1
20	OUTBRN	1106	1160 1	50	OUTBRN	1125	28161 1	80	OUTBRN	1151	12241 1
21	OUTBRN	1107	1108 1	51	OUTBRN	1126	1129 2	81	OUTBRN	1151	12282 1
22	OUTBRN	1107	1109 1	52	OUTBRN	1128	14319 1	82	OUTBRN	1152	1408 1
23	OUTBRN	1107	1136 2	53	OUTBRN	1130	1149 1	83	OUTBRN	1152	12081 1
24	OUTBRN	1107	1157 2	54	OUTBRN	1130	1157 2	84	OUTBRN	1152	12082 1
25	OUTBRN	1107	1170 1	55	OUTBRN	1131	1174 1	85	OUTBRN	1152	12371 1
26	OUTBRN	1108	1136 1	56	OUTBRN	1132	1145 1	86	OUTBRN	1153	12009 1
27	OUTBRN	1108	1444 1	57	OUTBRN	1132	1168 1	87	OUTBRN	1153	12245 1
28	OUTBRN	1108	1771 1	58	OUTBRN	1132	1219 1	88	OUTBRN	1153	12372 1
29	OUTBRN	1109	1127 1	59	OUTBRN	1133	1444 1	89	OUTBRN	1154	1204 1
30	OUTBRN	1109	1130 1	60	OUTBRN	1133	1730 1	90	OUTBRN	1154	1204 2

91	OUTBRN	1154	1204 3	121	OUTBRN	1215	1216 1	151	OUTBRN	1306	1374 1
92	OUTBRN	1154	12192 1	122	OUTBRN	1215	12251 1	152	OUTBRN	1306	1828 1
93	OUTBRN	1154	12304 2	123	OUTBRN	1217	12326 1	153	OUTBRN	1306	1860 1
94	OUTBRN	1154	12304 4	124	OUTBRN	1219	1221 1	154	OUTBRN	1306	1862 1
95	OUTBRN	1155	12062 1	125	OUTBRN	1220	1241 1	155	OUTBRN	1306	1863 1
96	OUTBRN	1155	12150 1	126	OUTBRN	1240	1241 1	156	OUTBRN	1306	1869 1
97	OUTBRN	1155	12152 1	127	OUTBRN	1241	1303 1	157	OUTBRN	1308	1310 1
98	OUTBRN	1155	12273 1	128	OUTBRN	1241	12108 1	158	OUTBRN	1308	1312 1
99	OUTBRN	1155	12301 1	129	OUTBRN	1241	12108 2	159	OUTBRN	1308	1846 1
100	OUTBRN	1156	1364 1	130	OUTBRN	1249	12049 1	160	OUTBRN	1309	1328 1
101	OUTBRN	1156	1425 1	131	OUTBRN	1251	12292 1	161	OUTBRN	1309	1336 1
102	OUTBRN	1156	12147 1	132	OUTBRN	1301	1364 1	162	OUTBRN	1309	1824 1
103	OUTBRN	1156	12303 1	133	OUTBRN	1301	1806 1	163	OUTBRN	1313	1315 1
104	OUTBRN	1156	12303 3	134	OUTBRN	1301	1810 1	164	OUTBRN	1313	1326 1
105	OUTBRN	1160	1161 1	135	OUTBRN	1302	1310 1	165	OUTBRN	1314	1339 1
106	OUTBRN	1160	1162 1	136	OUTBRN	1302	1310 2	166	OUTBRN	1314	1374 1
107	OUTBRN	1163	12243 1	137	OUTBRN	1302	1862 1	167	OUTBRN	1314	1813 1
108	OUTBRN	1163	12269 1	138	OUTBRN	1302	1876 1	168	OUTBRN	1315	1318 1
109	OUTBRN	1165	1169 1	139	OUTBRN	1303	1307 1	169	OUTBRN	1315	1810 1
110	OUTBRN	1165	1219 1	140	OUTBRN	1303	1816 1	170	OUTBRN	1315	1833 1
111	OUTBRN	1166	1219 1	141	OUTBRN	1303	1833 1	171	OUTBRN	1316	1373 1
112	OUTBRN	1167	1168 1	142	OUTBRN	1303	12292 1	172	OUTBRN	1317	1318 1
113	OUTBRN	1168	1169 1	143	OUTBRN	1304	1321 1	173	OUTBRN	1318	1329 1
114	OUTBRN	1170	1171 1	144	OUTBRN	1304	1329 1	174	OUTBRN	1320	1828 1
115	OUTBRN	1172	1173 1	145	OUTBRN	1304	1330 1	175	OUTBRN	1321	1322 1
116	OUTBRN	1204	12015 1	146	OUTBRN	1304	1372 1	176	OUTBRN	1322	1813 2
117	OUTBRN	1204	12027 1	147	OUTBRN	1305	1325 1	177	OUTBRN	1323	1863 1
118	OUTBRN	1204	12080 1	148	OUTBRN	1305	1327 1	178	OUTBRN	1324	1335 1
119	OUTBRN	1204	12123 1	149	OUTBRN	1306	1316 1	179	OUTBRN	1324	1372 1
120	OUTBRN	1206	12178 1	150	OUTBRN	1306	1338 1	180	OUTBRN	1327	1388 1

181	OUTBRN	1336	1337 1	211	OUTBRN	1415	1419 1	241	OUTBRN	1433	1772 1
182	OUTBRN	1336	18240 1	212	OUTBRN	1415	1449 1	242	OUTBRN	1433	14014 1
183	OUTBRN	1338	18240 1	213	OUTBRN	1416	1426 1	243	OUTBRN	1434	1716 1
184	OUTBRN	1339	1399 1	214	OUTBRN	1416	1426 2	244	OUTBRN	1434	14024 1
185	OUTBRN	1343	1857 1	215	OUTBRN	1416	1447 1	245	OUTBRN	1435	1436 1
186	OUTBRN	1372	1892 1	216	OUTBRN	1416	1447 2	246	OUTBRN	1435	1492 1
187	OUTBRN	1398	1866 1	217	OUTBRN	1416	1758 1	247	OUTBRN	1435	1779 1
188	OUTBRN	1403	1416 1	218	OUTBRN	1417	1712 1	248	OUTBRN	1438	1439 1
189	OUTBRN	1403	1764 1	219	OUTBRN	1417	1718 1	249	OUTBRN	1439	14012 1
190	OUTBRN	1406	1709 1	220	OUTBRN	1417	1747 1	250	OUTBRN	1442	1495 1
191	OUTBRN	1406	14012 1	221	OUTBRN	1419	1765 1	251	OUTBRN	1442	14052 1
192	OUTBRN	1407	1413 1	222	OUTBRN	1422	1445 1	252	OUTBRN	1444	1448 1
193	OUTBRN	1407	1431 1	223	OUTBRN	1422	1716 1	253	OUTBRN	1445	1493 1
194	OUTBRN	1407	1733 1	224	OUTBRN	1423	1795 1	254	OUTBRN	1445	1776 1
195	OUTBRN	1407	1736 1	225	OUTBRN	1423	14020 1	255	OUTBRN	1447	14005 1
196	OUTBRN	1407	14022 1	226	OUTBRN	1424	1733 1	256	OUTBRN	1448	1756 1
197	OUTBRN	1408	1414 1	227	OUTBRN	1425	1437 1	257	OUTBRN	1449	14005 1
198	OUTBRN	1408	1667 1	228	OUTBRN	1425	1439 1	258	OUTBRN	1483	1484 1
199	OUTBRN	1409	1432 1	229	OUTBRN	1427	1431 1	259	OUTBRN	1491	1492 1
200	OUTBRN	1409	1779 1	230	OUTBRN	1427	1721 1	260	OUTBRN	1491	1715 1
201	OUTBRN	1410	1424 1	231	OUTBRN	1427	1735 1	261	OUTBRN	1493	1497 1
202	OUTBRN	1411	1428 1	232	OUTBRN	1429	1719 1	262	OUTBRN	1495	1767 1
203	OUTBRN	1411	1709 1	233	OUTBRN	1429	1764 1	263	OUTBRN	1497	1498 1
204	OUTBRN	1411	1762 1	234	OUTBRN	1429	14011 1	264	OUTBRN	1498	1499 1
205	OUTBRN	1412	1494 1	235	OUTBRN	1429	14036 1	265	OUTBRN	1702	14011 1
206	OUTBRN	1412	1494 2	236	OUTBRN	1430	1443 1	266	OUTBRN	1704	1722 1
207	OUTBRN	1412	14018 1	237	OUTBRN	1430	1494 1	267	OUTBRN	1710	1732 1
208	OUTBRN	1414	1415 1	238	OUTBRN	1431	14052 1	268	OUTBRN	1710	1771 1
209	OUTBRN	1414	1430 1	239	OUTBRN	1432	14022 1	269	OUTBRN	1710	3183 1
210	OUTBRN	1414	1731 1	240	OUTBRN	1433	1731 1	270	OUTBRN	1715	14014 1

271	OUTBRN	1718	1721 1	301	OUTBRN	1865	1866 1	331	OUTBRN	12036	12287 1
272	OUTBRN	1718	1758 1	302	OUTBRN	1869	1870 1	332	OUTBRN	12037	12155 1
273	OUTBRN	1719	1767 1	303	OUTBRN	1978	12566 1	333	OUTBRN	12038	12169 1
274	OUTBRN	1721	14001 1	304	OUTBRN	1980	12325 1	334	OUTBRN	12038	12304 1
275	OUTBRN	1730	14051 1	305	OUTBRN	12000	12039 1	335	OUTBRN	12039	12040 1
276	OUTBRN	1732	14215 1	306	OUTBRN	12003	12178 1	336	OUTBRN	12040	12281 1
277	OUTBRN	1755	14020 1	307	OUTBRN	12005	12335 1	337	OUTBRN	12041	12042 1
278	OUTBRN	1767	1768 1	308	OUTBRN	12008	12038 1	338	OUTBRN	12042	12191 1
279	OUTBRN	1777	1778 1	309	OUTBRN	12009	12372 1	339	OUTBRN	12043	12210 1
280	OUTBRN	1795	14024 1	310	OUTBRN	12013	12014 1	340	OUTBRN	12049	12239 1
281	OUTBRN	1810	1811 1	311	OUTBRN	12014	12042 1	341	OUTBRN	12050	12304 1
282	OUTBRN	1816	1835 1	312	OUTBRN	12014	12233 1	342	OUTBRN	12052	12106 1
283	OUTBRN	1820	1821 1	313	OUTBRN	12017	12255 1	343	OUTBRN	12055	12179 1
284	OUTBRN	1821	1842 1	314	OUTBRN	12017	12306 1	344	OUTBRN	12057	12091 1
285	OUTBRN	1822	1842 1	315	OUTBRN	12018	12222 1	345	OUTBRN	12062	12087 1
286	OUTBRN	1823	1845 1	316	OUTBRN	12020	12021 1	346	OUTBRN	12067	12111 1
287	OUTBRN	1823	1845 2	317	OUTBRN	12021	12372 1	347	OUTBRN	12067	12115 1
288	OUTBRN	1824	1835 1	318	OUTBRN	12022	12081 1	348	OUTBRN	12067	12273 1
289	OUTBRN	1828	1829 1	319	OUTBRN	12022	12323 1	349	OUTBRN	12080	12304 1
290	OUTBRN	1829	1866 1	320	OUTBRN	12023	12068 1	350	OUTBRN	12081	12174 1
291	OUTBRN	1832	1840 1	321	OUTBRN	12023	12082 1	351	OUTBRN	12082	12118 1
292	OUTBRN	1832	1864 1	322	OUTBRN	12023	12215 1	352	OUTBRN	12087	12311 1
293	OUTBRN	1835	1836 1	323	OUTBRN	12025	12327 1	353	OUTBRN	12091	12286 1
294	OUTBRN	1837	1838 1	324	OUTBRN	12027	12037 1	354	OUTBRN	12092	12119 1
295	OUTBRN	1840	1841 1	325	OUTBRN	12027	12050 1	355	OUTBRN	12092	12163 1
296	OUTBRN	1840	1845 1	326	OUTBRN	12027	12179 1	356	OUTBRN	12100	12315 1
297	OUTBRN	1841	1843 1	327	OUTBRN	12034	12091 1	357	OUTBRN	12102	12186 1
298	OUTBRN	1846	1892 1	328	OUTBRN	12034	12095 1	358	OUTBRN	12102	12337 1
299	OUTBRN	1857	1869 1	329	OUTBRN	12034	12100 1	359	OUTBRN	12103	12186 1
300	OUTBRN	1861	1862 1	330	OUTBRN	12036	12092 1	360	OUTBRN	12105	12106 1

361	OUTBRN	12106	12230 1	391	OUTBRN	12142	12237 1	421	OUTBRN	12214	12245 1
362	OUTBRN	12107	12207 1	392	OUTBRN	12145	12226 1	422	OUTBRN	12218	12234 1
363	OUTBRN	12107	12230 1	393	OUTBRN	12145	12284 1	423	OUTBRN	12218	12254 1
364	OUTBRN	12108	12283 1	394	OUTBRN	12145	12321 1	424	OUTBRN	12221	12234 1
365	OUTBRN	12108	12296 1	395	OUTBRN	12145	12332 1	425	OUTBRN	12221	12243 1
366	OUTBRN	12110	12265 1	396	OUTBRN	12146	12285 1	426	OUTBRN	12221	12319 1
367	OUTBRN	12111	12265 1	397	OUTBRN	12146	12321 1	427	OUTBRN	12227	12321 1
368	OUTBRN	12112	12152 1	398	OUTBRN	12147	12190 1	428	OUTBRN	12232	12297 1
369	OUTBRN	12112	12207 1	399	OUTBRN	12150	12152 1	429	OUTBRN	12234	12235 1
370	OUTBRN	12118	12175 1	400	OUTBRN	12153	12257 1	430	OUTBRN	12239	12240 1
371	OUTBRN	12118	12261 1	401	OUTBRN	12153	12287 1	431	OUTBRN	12242	12269 1
372	OUTBRN	12119	12121 1	402	OUTBRN	12154	12228 1	432	OUTBRN	12242	12303 1
373	OUTBRN	12121	12127 1	403	OUTBRN	12154	12239 1	433	OUTBRN	12243	12244 1
374	OUTBRN	12122	12155 1	404	OUTBRN	12159	12330 1	434	OUTBRN	12245	12246 1
375	OUTBRN	12122	12186 1	405	OUTBRN	12161	12309 1	435	OUTBRN	12247	12248 1
376	OUTBRN	12123	12169 1	406	OUTBRN	12161	12330 1	436	OUTBRN	12247	12252 1
377	OUTBRN	12125	12192 1	407	OUTBRN	12169	12279 1	437	OUTBRN	12250	12251 1
378	OUTBRN	12125	12231 1	408	OUTBRN	12171	12313 1	438	OUTBRN	12251	12271 1
379	OUTBRN	12129	12153 1	409	OUTBRN	12173	12174 1	439	OUTBRN	12252	12253 1
380	OUTBRN	12129	12228 1	410	OUTBRN	12177	12305 1	440	OUTBRN	12255	12256 1
381	OUTBRN	12131	12310 1	411	OUTBRN	12189	12191 1	441	OUTBRN	12257	12258 1
382	OUTBRN	12132	12372 1	412	OUTBRN	12190	12191 1	442	OUTBRN	12265	12266 1
383	OUTBRN	12133	12200 1	413	OUTBRN	12190	12210 1	443	OUTBRN	12271	12272 1
384	OUTBRN	12133	12327 1	414	OUTBRN	12193	12247 1	444	OUTBRN	12273	12278 1
385	OUTBRN	12136	12281 1	415	OUTBRN	12194	12195 1	445	OUTBRN	12274	12278 1
386	OUTBRN	12136	12282 1	416	OUTBRN	12194	12252 1	446	OUTBRN	12281	12297 1
387	OUTBRN	12136	12292 1	417	OUTBRN	12195	12304 1	447	OUTBRN	12283	12292 1
388	OUTBRN	12137	12318 1	418	OUTBRN	12198	12200 1	448	OUTBRN	12284	12333 1
389	OUTBRN	12142	12178 1	419	OUTBRN	12210	12216 1	449	OUTBRN	12285	12332 1
390	OUTBRN	12142	12205 1	420	OUTBRN	12214	12222 1	450	OUTBRN	12301	12312 1

451	OUTBRN	12303	12306 1	481	OUTBRN	1113	1618 1	511	OUTBRN	1216	1641 1
452	OUTBRN	12304	12335 1	482	OUTBRN	1115	1609 1	512	OUTBRN	1216	1668 1
453	OUTBRN	12305	12324 1	483	OUTBRN	1115	1610 1	513	OUTBRN	1216	1669 1
454	OUTBRN	12305	12332 1	484	OUTBRN	1115	1611 1	514	OUTBRN	1217	1636 1
455	OUTBRN	12308	12321 1	485	OUTBRN	1117	1651 1	515	OUTBRN	1217	1914 1
456	OUTBRN	12310	12330 1	486	OUTBRN	1121	1659 1	516	OUTBRN	1217	1994 1
457	OUTBRN	12312	12317 1	487	OUTBRN	1121	1660 1	517	OUTBRN	1219	1218 1
458	OUTBRN	12313	12317 1	488	OUTBRN	1121	1661 1	518	OUTBRN	1218	1637 1
459	OUTBRN	12318	12374 1	489	OUTBRN	1123	1671 1	519	OUTBRN	1218	1673 1
460	OUTBRN	12319	12374 1	490	OUTBRN	1126	1434 1	520	OUTBRN	1218	1688 1
461	OUTBRN	12327	12371 1	491	OUTBRN	1131	1691 1	521	OUTBRN	1220	1638 1
462	OUTBRN	14005	14006 1	492	OUTBRN	1135	1990 1	522	OUTBRN	1220	1986 1
463	OUTBRN	14010	14011 1	493	OUTBRN	1135	1991 1	523	OUTBRN	1221	1699 1
464	OUTBRN	14012	14038 1	494	OUTBRN	1135	1992 1	524	OUTBRN	1221	1970 1
465	OUTBRN	1101	1118 1	495	OUTBRN	1146	1971 1	525	OUTBRN	1221	1977 1
466	OUTBRN	1101	1606 1	496	OUTBRN	1148	1984 1	526	OUTBRN	1223	1640 1
467	OUTBRN	1101	1607 1	497	OUTBRN	1148	1985 1	527	OUTBRN	1241	1639 1
468	OUTBRN	1101	1608 1	498	OUTBRN	1157	1156 1	528	OUTBRN	1241	1672 1
469	OUTBRN	1102	1151 1	499	OUTBRN	1161	1648 1	529	OUTBRN	1249	1662 1
470	OUTBRN	1103	1601 1	500	OUTBRN	1162	1958 1	530	OUTBRN	1249	1663 1
471	OUTBRN	1103	1602 1	501	OUTBRN	1162	1959 1	531	OUTBRN	1659	1250 1
472	OUTBRN	1103	1603 1	502	OUTBRN	1164	12328 1	532	OUTBRN	1976	1251 1
473	OUTBRN	1103	1604 1	503	OUTBRN	1165	12326 1	533	OUTBRN	1301	1361 1
474	OUTBRN	1103	1605 1	504	OUTBRN	1166	1223 1	534	OUTBRN	1301	1371 1
475	OUTBRN	1109	1154 2	505	OUTBRN	1166	1993 1	535	OUTBRN	1302	1349 2
476	OUTBRN	1128	1110 1	506	OUTBRN	1167	1995 1	536	OUTBRN	1302	1351 1
477	OUTBRN	1128	1110 2	507	OUTBRN	1171	16013 1	537	OUTBRN	1303	1365 1
478	OUTBRN	1111	1116 1	508	OUTBRN	1172	1982 1	538	OUTBRN	1303	1366 1
479	OUTBRN	1112	1633 1	509	OUTBRN	1174	1173 1	539	OUTBRN	1304	1348 2
480	OUTBRN	1112	1634 1	510	OUTBRN	1206	1615 1	540	OUTBRN	1304	1354 1

541	OUTBRN	1304	1355 1	571	OUTBRN	1820	1334 1	601	OUTBRN	1412	1463 1
542	OUTBRN	1305	1319 1	572	OUTBRN	1335	1385 1	602	OUTBRN	1412	1464 1
543	OUTBRN	1305	1344 1	573	OUTBRN	1337	1654 1	603	OUTBRN	1413	1613 1
544	OUTBRN	1305	1356 1	574	OUTBRN	1337	1974 1	604	OUTBRN	1414	1465 1
545	OUTBRN	1305	1358 1	575	OUTBRN	1338	1967 1	605	OUTBRN	1414	1466 1
546	OUTBRN	1307	1368 1	576	OUTBRN	1339	1666 1	606	OUTBRN	1415	1451 1
547	OUTBRN	1307	1387 1	577	OUTBRN	1339	1670 1	607	OUTBRN	1416	1452 1
548	OUTBRN	1307	1395 2	578	OUTBRN	1343	1948 1	608	OUTBRN	1417	1454 1
549	OUTBRN	1308	1332 1	579	OUTBRN	1821	1367 1	609	OUTBRN	1417	1645 1
550	OUTBRN	1308	1353 1	580	OUTBRN	1372	1376 1	610	OUTBRN	1419	1441 1
551	OUTBRN	1309	1333 1	581	OUTBRN	1373	1377 1	611	OUTBRN	1438	1421 1
552	OUTBRN	1309	1359 1	582	OUTBRN	1373	1386 1	612	OUTBRN	1422	1462 1
553	OUTBRN	1310	1352 1	583	OUTBRN	1374	1378 1	613	OUTBRN	1423	1450 1
554	OUTBRN	1312	1616 1	584	OUTBRN	1375	1616 1	614	OUTBRN	1424	1642 1
555	OUTBRN	1313	1363 1	585	OUTBRN	1388	1389 1	615	OUTBRN	1424	1643 1
556	OUTBRN	1314	1370 1	586	OUTBRN	1811	1396 1	616	OUTBRN	1425	1478 1
557	OUTBRN	1314	1614 1	587	OUTBRN	1832	1397 1	617	OUTBRN	1425	1770 1
558	OUTBRN	1315	1362 1	588	OUTBRN	1398	1674 1	618	OUTBRN	1426	1656 1
559	OUTBRN	1316	1350 1	589	OUTBRN	1399	1676 1	619	OUTBRN	1426	1657 1
560	OUTBRN	1317	1369 1	590	OUTBRN	1403	1420 1	620	OUTBRN	1426	1658 3
561	OUTBRN	1317	1830 1	591	OUTBRN	1403	1453 1	621	OUTBRN	1427	1489 1
562	OUTBRN	1322	1644 1	592	OUTBRN	1403	1726 1	622	OUTBRN	1428	1470 1
563	OUTBRN	1323	1379 1	593	OUTBRN	1406	1459 1	623	OUTBRN	1429	1471 1
564	OUTBRN	1324	1380 1	594	OUTBRN	1406	1612 1	624	OUTBRN	1430	1476 1
565	OUTBRN	1325	1383 1	595	OUTBRN	1407	1460 1	625	OUTBRN	1430	1488 1
566	OUTBRN	1326	1381 1	596	OUTBRN	1409	1455 1	626	OUTBRN	1431	1475 1
567	OUTBRN	1327	1384 1	597	OUTBRN	1409	1456 1	627	OUTBRN	1432	1472 1
568	OUTBRN	1328	1382 1	598	OUTBRN	1410	1467 1	628	OUTBRN	1432	1487 1
569	OUTBRN	1330	1360 1	599	OUTBRN	1410	1468 1	629	OUTBRN	1433	1473 1
570	OUTBRN	1330	1360 2	600	OUTBRN	1410	1724 2	630	OUTBRN	1433	1725 1

631	OUTBRN	1434	1474 1	661	OUTBRN	1806	1692 1	691	OUTBRN	1795	16012 1
632	OUTBRN	1436	1646 1	662	OUTBRN	1823	1693 1	692	OUTBRN	1795	16015 1
633	OUTBRN	1436	1647 1	663	OUTBRN	1823	1694 1	693	OUTBRN	1796	1998 1
634	OUTBRN	1437	1687 1	664	OUTBRN	1702	1751 1	694	OUTBRN	1811	1812 1
635	OUTBRN	1442	1477 1	665	OUTBRN	1702	1752 1	695	OUTBRN	1816	1817 1
636	OUTBRN	1443	1482 1	666	OUTBRN	1704	1981 1	696	OUTBRN	1824	1825 1
637	OUTBRN	1444	1447 1	667	OUTBRN	1709	1711 1	697	OUTBRN	1832	1912 1
638	OUTBRN	1445	1458 1	668	OUTBRN	1716	1717 1	698	OUTBRN	1832	1913 1
639	OUTBRN	1449	1664 1	669	OUTBRN	1718	1753 1	699	OUTBRN	1833	1834 1
640	OUTBRN	1452	1969 1	670	OUTBRN	1719	1720 1	700	OUTBRN	1836	1923 1
641	OUTBRN	1497	1457 1	671	OUTBRN	1747	1945 1	701	OUTBRN	1837	1923 1
642	OUTBRN	1497	1457 2	672	OUTBRN	1754	1916 1	702	OUTBRN	1838	1924 1
643	OUTBRN	1498	1479 1	673	OUTBRN	1754	1917 1	703	OUTBRN	1846	16026 1
644	OUTBRN	1498	1479 2	674	OUTBRN	1755	1960 1	704	OUTBRN	1857	16009 1
645	OUTBRN	1483	1664 1	675	OUTBRN	1756	1954 1	705	OUTBRN	1857	16010 1
646	OUTBRN	1484	1665 1	676	OUTBRN	1756	1955 1	706	OUTBRN	1857	16011 1
647	OUTBRN	1491	1781 1	677	OUTBRN	1756	1956 1	707	OUTBRN	1860	1973 1
648	OUTBRN	1491	1782 1	678	OUTBRN	1756	1957 1	708	OUTBRN	1861	16016 1
649	OUTBRN	1493	1494 1	679	OUTBRN	1758	1964 1	709	OUTBRN	1863	16017 1
650	OUTBRN	1495	1496 1	680	OUTBRN	1758	1965 1	710	OUTBRN	1864	16002 1
651	OUTBRN	1495	1496 2	681	OUTBRN	1762	1763 1	711	OUTBRN	1864	16003 1
652	OUTBRN	1496	1754 1	682	OUTBRN	1764	1975 1	712	OUTBRN	1865	16029 1
653	OUTBRN	1496	1915 1	683	OUTBRN	1765	1766 1	713	OUTBRN	1870	16024 1
654	OUTBRN	1726	1649 1	684	OUTBRN	1768	1769 1	714	OUTBRN	1876	1877 1
655	OUTBRN	1687	1652 1	685	OUTBRN	1857	1775 1	715	OUTBRN	1892	1893 1
656	OUTBRN	1687	1653 1	686	OUTBRN	1775	1953 1	716	OUTBRN	12250	1901 1
657	OUTBRN	1654	1655 1	687	OUTBRN	1775	16007 1	717	OUTBRN	12254	1902 1
658	OUTBRN	1806	1686 1	688	OUTBRN	1775	16008 1	718	OUTBRN	1908	1909 1
659	OUTBRN	12241	1689 1	689	OUTBRN	1776	1777 1	719	OUTBRN	1908	1910 1
660	OUTBRN	1712	1690 1	690	OUTBRN	1778	1983 1	720	OUTBRN	12241	1966 1

721	OUTBRN	1968	1973 1	751	OUTBRN	12125	12530 1	781	OUTBRN	12240	12557 1
722	OUTBRN	12285	1972 1	752	OUTBRN	12127	12531 1	782	OUTBRN	12271	12559 1
723	OUTBRN	1979	12241 1	753	OUTBRN	12132	12524 1	783	OUTBRN	12272	12560 1
724	OUTBRN	12000	12500 1	754	OUTBRN	12133	12532 1	784	OUTBRN	12274	12561 1
725	OUTBRN	12000	12558 1	755	OUTBRN	12142	12533 1	785	OUTBRN	12279	12563 1
726	OUTBRN	12005	12502 1	756	OUTBRN	12145	12534 1	786	OUTBRN	12281	12565 1
727	OUTBRN	12008	12503 1	757	OUTBRN	12146	12535 1	787	OUTBRN	12283	12566 1
728	OUTBRN	12009	12504 1	758	OUTBRN	12147	12536 1	788	OUTBRN	12284	12567 1
729	OUTBRN	12015	12505 1	759	OUTBRN	12150	12537 1	789	OUTBRN	12285	12339 1
730	OUTBRN	12017	12506 1	760	OUTBRN	12153	12538 1	790	OUTBRN	12286	12568 1
731	OUTBRN	12022	12507 1	761	OUTBRN	12161	12373 1	791	OUTBRN	12313	12314 1
732	OUTBRN	12023	12508 1	762	OUTBRN	12161	12539 1	792	OUTBRN	12315	12316 1
733	OUTBRN	12049	12510 1	763	OUTBRN	12163	12540 1	793	OUTBRN	12323	12331 1
734	OUTBRN	12049	12573 1	764	OUTBRN	12169	12541 1	794	OUTBRN	12324	12325 1
735	OUTBRN	12050	12511 1	765	OUTBRN	12171	12542 1	795	OUTBRN	12333	12334 1
736	OUTBRN	12052	12512 1	766	OUTBRN	12173	12543 1	796	OUTBRN	12335	12336 1
737	OUTBRN	12055	12513 1	767	OUTBRN	12177	12564 1	797	OUTBRN	12337	12338 1
738	OUTBRN	12057	12515 1	768	OUTBRN	12178	12544 1	798	OUTBRN	14001	16023 1
739	OUTBRN	12062	12517 1	769	OUTBRN	12179	12545 1	799	OUTBRN	14006	16025 1
740	OUTBRN	12068	12516 1	770	OUTBRN	12186	12548 1	800	OUTBRN	14010	16028 1
741	OUTBRN	12087	12519 1	771	OUTBRN	12192	12549 1	801	OUTBRN	14012	14013 1
742	OUTBRN	12087	12575 1	772	OUTBRN	12192	12571 1	802	OUTBRN	14014	14015 1
743	OUTBRN	12095	12521 1	773	OUTBRN	12193	12550 1	803	OUTBRN	14018	14019 1
744	OUTBRN	12100	12522 1	774	OUTBRN	12207	12552 1	804	OUTBRN	14020	14021 1
745	OUTBRN	12102	12523 1	775	OUTBRN	12214	12518 1	805	OUTBRN	14022	14023 1
746	OUTBRN	12105	12525 1	776	OUTBRN	12218	12553 1	806	OUTBRN	14024	14025 1
747	OUTBRN	12108	12526 1	777	OUTBRN	12222	12554 1	807	OUTBRN	14036	14037 1
748	OUTBRN	12110	12527 1	778	OUTBRN	12226	12555 1	808	OUTBRN	14215	14216 1
749	OUTBRN	12119	12528 1	779	OUTBRN	12227	12556 1	809	OUTBRN	16013	16014 1
750	OUTBRN	12122	12529 1	780	OUTBRN	12230	12570 1	810	OUTBRN	18240	18241 1

Listado de contingencias, transformadores 3 devanados:

811	3WT	1106	1113	1502	1
812	3WT	1106	1151	1504	1
813	3WT	1107	1155	1507	1
814	3WT	1107	1155	1522	1
815	3WT	1108	1152	1503	1
816	3WT	1109	1154	1513	1
817	3WT	1110	1306	1501	1
818	3WT	1114	1156	1509	1
819	3WT	1114	1156	1511	1
820	3WT	1119	1820	1519	1
821	3WT	1119	1304	1506	1
822	3WT	1124	14038	1530	1
823	3WT	1127	12091	1532	1
824	3WT	1127	12092	1533	2
825	3WT	1133	1722	1531	1
826	3WT	1136	1152	1518	1
827	3WT	1136	1153	1505	1
828	3WT	1139	1144	1529	1
829	3WT	1150	12332	1534	1
830	3WT	1422	1411	1525	1
831	3WT	1499	1409	1521	1
832	3WT	1710	1409	1516	1
833	3WT	1730	1735	1527	1
834	3WT	1732	1736	1526	1
835	3WT	1771	1772	1524	1
836	3WT	1822	1305	1520	1
837	3WT	1841	1842	1528	1
838	3WT	1843	1347	1536	1
839	3WT	14051	14052	1541	1

4.1.1. Condiciones en Precontingencia

En los escenarios de demanda mínima, media y máxima para septiembre de 2024, se presentan las condiciones preexistentes que se detallan a continuación:

4.1.1.1 Demanda Mínima

Se observa sobrecarga en el transformador de la subestación SIDEGUA, como se muestra a continuación:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 15 2024  11:37
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES) :

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
1111 SID-230      230.00*   1   1116 SID-22      22.800    1  1   101.9    67.2   151.6
```

4.1.1.2 Demanda Media

Se observan sobrecargas en los transformadores de las subestaciones SIDEGUA, Acacias, Ciudad Vieja, Las Flores y Hector Flores como se muestra a continuación:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 15 2024  11:36
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES) :

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
1111 SID-230      230.00*   1   1116 SID-22      22.800    1  1    95.5    67.2   142.1
12000 ACA-69D     69.000*   1  12500 ACA-13     13.800    1  1    7.4     7.0   105.1
12052 CVI-69      69.000*   1  12512 CVI-13     13.800    1  1   22.2    14.0   158.5
12102 LFL-69      69.000*   1  12523 LFL-13     13.800    1  1   17.3    14.0   123.7
12214 HFL-69      69.000*   1  12518 HFL-13     13.800    1  1   14.3    14.0   102.2
```

Se observa que el nodo LNO-69 (La Noria) presenta un voltaje de operación por debajo de 0.95 p.u. como se muestra a continuación:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 15 2024  11:39
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024

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)
1307 LNO-69      69.000    1 0.9388 64.775      1395 LNO-342    34.500    1 0.9473 32.681
```

4.1.1.3 Demanda Máxima

Se observan sobrecargas en los transformadores de las subestaciones Ciudad Vieja, Las Flores, Hector Flores y Arrazola como se muestra a continuación:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 15 2024  11:36
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

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 19.4 14.0 138.5
12102 LFL-69      69.000*    1 12523 LFL-13      13.800    1 1 14.4 14.0 103.2
12214 HFL-69      69.000*    1 12518 HFL-13      13.800    1 1 16.5 14.0 117.6
12274 ARR-69      69.000*    1 12561 ARR-13      13.800    1 1 14.9 14.0 106.3
```

4.1.2. Resultados Demanda Máxima

Violaciones PLP 2024-2025		
Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	GSUSMO692 (1154 12304 4)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR69 (1155 12150 1)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR692 (1155 12152 1)	Thermal Violation
Insecure	CENCEN692 (1204 12027 1)	Thermal Violation
Insecure	3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	Thermal Violation
Insecure	COBSJU69 (1403 1416 1)	Voltage Collapse
Insecure	COBVDA69 (1403 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSSYX69 (1429 1719 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSVDA69 (1429 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPJET69 (1442 1495 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPMDM69 (1442 14052 1)	Voltage Collapse
Insecure	SYXLLB691 (1719 1767 1)	Voltage Collapse
Insecure	PNZTIC231 (1133 1444 1)	Voltage Violation
Insecure	PNZIZA230 (1133 1730 1)	Voltage Violation
Insecure	ESPXEL69D (1304 1329 1)	Voltage Violation
Insecure	LBREPI69 (1306 1338 1)	Voltage Violation
Insecure	MALFLO69 (1308 1846 1)	Voltage Violation
Insecure	MAZLCR69 (1309 1336 1)	Voltage Violation
Insecure	ALKXEL69D (1318 1329 1)	Voltage Violation
Insecure	LCRCUY69 (1336 18240 1)	Voltage Violation
Insecure	PETLLB691 (1495 1767 1)	Voltage Violation
Insecure	PANSAS230 (1710 1771) 1	Voltage Violation
Insecure	RGR 138/69 (1493 1494 1)	Voltage Violation
Insecure	3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	Voltage Violation
Insecure	3WT HUE230/138 (1841 1842 1528 1)	Voltage Violation

4.1.2.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	VA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSUSMO692 (1154 12304 4)	1154	GSU-691	12304	SMO-692	2	1	1	87.980	83.800	105.000
GESRBR69 (1155 12150 1)	1155	GES-69	12152	RBR-692	1	1	1	98.840	94.410	104.700
GESRBR692 (1155 12152 1)	1155	GES-69	12150	RBR-69	1	1	1	98.840	94.410	104.700
CENCEN692 (1204 12027 1)	12027	CEN-692	12050	CRI-69	1	1	2	75.230	70.510	106.700
CENCEN692 (1204 12027 1)	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	102.320	70.510	145.100
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1304	ESP-69	1321	ZUN-69D	1	1	3	91.610	83.800	109.300
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1314	SMA-69	1813	ZUN-692	1	1	3	100.200	83.800	119.600
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1321	ZUN-69D	1322	ZUN-69	1	1	3	95.320	83.800	113.700
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1322	ZUN-69	1813	ZUN-692	2	1	3	99.180	83.800	118.400

4.1.2.2 Colapso de Voltaje

Contingencia Name	Violation Type
COBSJU69 (1403 1416 1)	Voltage Collapse
COBVDA69 (1403 1764 1)	Voltage Collapse
CHSSYX69 (1429 1719 1)	Voltage Collapse
CHSVDA69 (1429 1764 1)	Voltage Collapse
POPPET69 (1442 1495 1)	Voltage Collapse
POPMDM69 (1442 14052 1)	Voltage Collapse
SYXLLB691 (1719 1767 1)	Voltage Collapse

4.1.2.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
PNZTIC231 (1133 1444 1)	1495	PET-69	1	69.000	61.540	0.892	0.900	1.100	2.000	-0.008
PNZTIC231 (1133 1444 1)	1767	LLB-691	1	69.000	62.100	0.900	0.900	1.100	2.000	0.000
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1495	PET-69	1	69.000	61.640	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.007
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1326	ZCP-69	1	69.000	56.530	0.819	0.900	1.100	2.000	-0.081
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1313	QUI-69	1	69.000	57.100	0.828	0.900	1.100	2.000	-0.072
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1317	TOT-69	1	69.000	57.510	0.833	0.900	1.100	2.000	-0.067
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1318	ALK-69	1	69.000	57.910	0.839	0.900	1.100	2.000	-0.061
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1329	XEL-69D	1	69.000	57.920	0.840	0.900	1.100	2.000	-0.061
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1315	SOL-69	1	69.000	59.280	0.859	0.900	1.100	2.000	-0.041
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1811	CSA-69	1	69.000	59.780	0.866	0.900	1.100	2.000	-0.034
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1810	PAT-69	1	69.000	60.240	0.873	0.900	1.100	2.000	-0.027
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1301	CHM-69	1	69.000	61.640	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.007
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1806	GEC-69	1	69.000	61.640	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.007
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1833	TOL-69	1	69.000	61.650	0.894	0.900	1.100	2.000	-0.007
LBREPI69 (1306 1338 1)	1328	LMA-69	1	69.000	61.520	0.892	0.900	1.100	2.000	-0.009
MALFLO69 (1308 1846 1)	1312	POR-69	1	69.000	61.650	0.894	0.900	1.100	2.000	-0.007
MALFLO69 (1308 1846 1)	1308	MAL-69	1	69.000	61.800	0.896	0.900	1.100	2.000	-0.004
MAZLCR69 (1309 1336 1)	1328	LMA-69	1	69.000	61.730	0.895	0.900	1.100	2.000	-0.005
LCRCUY69 (1336 18240 1)	1328	LMA-69	1	69.000	61.470	0.891	0.900	1.100	2.000	-0.009
PETLLB691 (1495 1767 1)	1495	PET-69	1	69.000	60.300	0.874	0.900	1.100	2.000	-0.026
PANSAS230 (1710 1771) 1	1410	PBA-69	1	69.000	53.910	0.781	0.900	1.100	2.000	-0.119
PANSAS230 (1710 1771) 1	1424	GEN-69	1	69.000	54.020	0.783	0.900	1.100	2.000	-0.117
PANSAS230 (1710 1771) 1	1733	ALC-69	1	69.000	54.300	0.787	0.900	1.100	2.000	-0.113
PANSAS230 (1710 1771) 1	1407	LRU-69	1	69.000	57.870	0.839	0.900	1.100	2.000	-0.061
PANSAS230 (1710 1771) 1	1413	RBO-69	1	69.000	59.120	0.857	0.900	1.100	2.000	-0.043
PANSAS230 (1710 1771) 1	14022	LAM-69	1	69.000	59.150	0.857	0.900	1.100	2.000	-0.043
PANSAS230 (1710 1771) 1	1432	MYE-69	1	69.000	60.390	0.875	0.900	1.100	2.000	-0.025
PANSAS230 (1710 1771) 1	1495	PET-69	1	69.000	60.640	0.879	0.900	1.100	2.000	-0.021
PANSAS230 (1710 1771) 1	1768	LLB-69	1	69.000	61.420	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010
PANSAS230 (1710 1771) 1	1767	LLB-691	1	69.000	61.440	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010

PANSAS230 (1710 1771) 1	1779	PAI-69	1	69.000	61.820	0.896	0.900	1.100	2.000	-0.004
PANSAS230 (1710 1771) 1	1719	SYX-69	1	69.000	61.950	0.898	0.900	1.100	2.000	-0.002
PANSAS230 (1710 1771) 1	1409	PAN-69	1	69.000	62.020	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.001
PANSAS230 (1710 1771) 1	1435	SCR-69	1	69.000	62.030	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.001
RGR 138/69 (1493 1494 1)	14018	ESQ-69	1	69.000	59.860	0.868	0.900	1.100	2.000	-0.032
RGR 138/69 (1493 1494 1)	1412	QUE-69	1	69.000	60.060	0.870	0.900	1.100	2.000	-0.030
RGR 138/69 (1493 1494 1)	1494	RGR-69	1	69.000	60.140	0.872	0.900	1.100	2.000	-0.028
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1335	TAC-69	1	69.000	53.150	0.770	0.900	1.100	2.000	-0.130
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1324	TEJ-69	1	69.000	53.350	0.773	0.900	1.100	2.000	-0.127
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1372	SMR-69	1	69.000	54.070	0.784	0.900	1.100	2.000	-0.116
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1312	POR-69	1	69.000	54.350	0.788	0.900	1.100	2.000	-0.112
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1892	SRP-69	1	69.000	54.450	0.789	0.900	1.100	2.000	-0.111
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1846	FLO-69	1	69.000	54.520	0.790	0.900	1.100	2.000	-0.110
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1308	MAL-69	1	69.000	54.530	0.790	0.900	1.100	2.000	-0.110
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1330	XEL-69	1	69.000	56.260	0.815	0.900	1.100	2.000	-0.085
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1326	ZCP-69	1	69.000	56.540	0.820	0.900	1.100	2.000	-0.081
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1304	ESP-69	1	69.000	56.800	0.823	0.900	1.100	2.000	-0.077
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1317	TOT-69	1	69.000	56.800	0.823	0.900	1.100	2.000	-0.077
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1329	XEL-69D	1	69.000	56.860	0.824	0.900	1.100	2.000	-0.076
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1313	QUI-69	1	69.000	57.110	0.828	0.900	1.100	2.000	-0.072
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1318	ALK-69	1	69.000	57.210	0.829	0.900	1.100	2.000	-0.071
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1315	SOL-69	1	69.000	59.270	0.859	0.900	1.100	2.000	-0.041
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1811	CSA-69	1	69.000	59.920	0.868	0.900	1.100	2.000	-0.032
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1810	PAT-69	1	69.000	60.370	0.875	0.900	1.100	2.000	-0.025
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1310	MEL-69	1	69.000	60.730	0.880	0.900	1.100	2.000	-0.020
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1321	ZUN-69D	1	69.000	61.590	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.007
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1301	CHM-69	1	69.000	61.830	0.896	0.900	1.100	2.000	-0.004
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1806	GEC-69	1	69.000	61.830	0.896	0.900	1.100	2.000	-0.004
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	1833	TOL-69	1	69.000	61.880	0.897	0.900	1.100	2.000	-0.003
3WT HUE230/138 (1841 1842 1528 1)	1325	IXH-69	1	69.000	61.310	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.011
3WT HUE230/138 (1841 1842 1528 1)	1327	IXY-69	1	69.000	62.020	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.001

4.1.3 Resultados Demanda Media

Violaciones PLP 2024-2025			
Base Case Status	Contingency Name		Violation Type
Insecure	GSUSMO692	(1154 12304 4)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR69	(1155 12150 1)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR692	(1155 12152 1)	Thermal Violation
Insecure	CENCEN692	(1204 12027 1)	Thermal Violation
Insecure	COBSJU69	(1403 1416 1)	Voltage Collapse
Insecure	COBVDA69	(1403 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSSYX69	(1429 1719 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSVDA69	(1429 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPPE69	(1442 1495 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPMDM69	(1442 14052 1)	Voltage Collapse
Insecure	SYXLLB691	(1719 1767 1)	Voltage Collapse
Insecure	ESPXEL69D	(1304 1329 1)	Voltage Violation
Insecure	LBREPI69	(1306 1338 1)	Voltage Violation
Insecure	MAZLCR69	(1309 1336 1)	Voltage Violation
Insecure	ALKXEL69D	(1318 1329 1)	Voltage Violation
Insecure	LCRCUY69	(1336 18240 1)	Voltage Violation
Insecure	PETLLB691	(1495 1767 1)	Voltage Violation
Insecure	PANSAS230	(1710 1771 1)	Voltage Violation

4.1.3.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	VA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSUSMO692 (1154 12304 4)	1154	GSU-691	12304	SMO-692	2	1	1	84.140	83.800	100.400
GESRBR69 (1155 12150 1)	1155	GES-69	12152	RBR-692	1	1	1	99.460	94.410	105.300
GESRBR692 (1155 12152 1)	1155	GES-69	12150	RBR-69	1	1	1	99.460	94.410	105.300
CENCEN692 (1204 12027 1)	12027	CEN-692	12050	CRI-69	1	1	2	76.130	70.510	108.000
CENCEN692 (1204 12027 1)	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	100.960	70.510	143.200

4.1.3.2 Colapso de Voltaje

Contingencia Name	Violation Type
COBSJU69 (1403 1416 1)	Voltage Collapse
COBVDA69 (1403 1764 1)	Voltage Collapse
CHSSYX69 (1429 1719 1)	Voltage Collapse
CHSVDA69 (1429 1764 1)	Voltage Collapse
POPPET69 (1442 1495 1)	Voltage Collapse
POPMDM69 (1442 14052 1)	Voltage Collapse
SYXLLB691 (1719 1767 1)	Voltage Collapse

4.1.3.3 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	1	69.000	61.540	0.892	0.900	1.100	2.000	-0.008
ESPXEL69D (1304 1329 1)	1313	QUI-69	1	69.000	61.930	0.898	0.900	1.100	2.000	-0.002
LBREPI69 (1306 1338 1)	1328	LMA-69	1	69.000	61.580	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.008
MAZLCR69 (1309 1336 1)	1328	LMA-69	1	69.000	60.850	0.882	0.900	1.100	2.000	-0.018
MAZLCR69 (1309 1336 1)	1309	MAZ-69	1	69.000	61.500	0.891	0.900	1.100	2.000	-0.009
ALKXEL69D (1318 1329 1)	1326	ZCP-69	1	69.000	61.450	0.891	0.900	1.100	2.000	-0.009
ALKXEL69D (1318 1329 1)	1313	QUI-69	1	69.000	61.840	0.896	0.900	1.100	2.000	-0.004
LCRCUY69 (1336 18240 1)	1328	LMA-69	1	69.000	61.970	0.898	0.900	1.100	2.000	-0.002
PETLLB691 (1495 1767 1)	1495	PET-69	1	69.000	56.770	0.823	0.900	1.100	2.000	-0.077
PANSAS230 (1710 1771) 1	1410	PBA-69	1	69.000	61.590	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.007
PANSAS230 (1710 1771) 1	1424	GEN-69	1	69.000	61.620	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.007
PANSAS230 (1710 1771) 1	1733	ALC-69	1	69.000	61.690	0.894	0.900	1.100	2.000	-0.006

4.1.4 Demanda Mínima

Violaciones PLP 2024-2025				
Base Case Status	Contingency Name			Violation Type
Insecure	COBSJU69	(1403	1416 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSSYX69	(1429	1719 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSVDA69	(1429	1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPPET69	(1442	1495 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPMDM69	(1442	14052 1)	Voltage Collapse
Insecure	PETLLB691	(1495	1767 1)	Voltage Violation
Insecure	SYXLLB691	(1719	1767 1)	Voltage Violation

4.1.4.1 Sobrecargas

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN SOBRECARGAS -

4.1.4.2 Colapso de Voltaje

Contingencia Name	Violation Type
COBSJU69 (1403 1416 1)	Voltage Collapse
CHSSYX69 (1429 1719 1)	Voltage Collapse
CHSVDA69 (1429 1764 1)	Voltage Collapse
POPPET69 (1442 1495 1)	Voltage Collapse
POPMDM69 (1442 14052 1)	Voltage Collapse

4.1.4.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
PETLLB691 (1495 1767 1)	1495	PET-69	1	69.000	61.440	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.010
SYXLLB691 (1719 1767 1)	1495	PET-69	1	69.000	61.960	0.898	0.900	1.100	2.000	-0.002

4.2 Marzo 2.025

Listado de Contingencias:

1	OUTBRN	801	1139 1	31	OUTBRN	1109	1157 1	61	OUTBRN	1133	1444 1
2	OUTBRN	801	1139 2	32	OUTBRN	1110	1119 1	62	OUTBRN	1133	1730 1
3	OUTBRN	1101	1124 1	33	OUTBRN	1110	1145 1	63	OUTBRN	1135	1148 1
4	OUTBRN	1101	1124 2	34	OUTBRN	1113	1115 1	64	OUTBRN	1135	1756 1
5	OUTBRN	1101	1140 1	35	OUTBRN	1113	1755 1	65	OUTBRN	1136	1448 2
6	OUTBRN	1101	1908 1	36	OUTBRN	1114	1115 2	66	OUTBRN	1139	1140 1
7	OUTBRN	1101	1908 2	37	OUTBRN	1114	1122 1	67	OUTBRN	1139	1140 2
8	OUTBRN	1102	1106 1	38	OUTBRN	1115	1122 1	68	OUTBRN	1140	1164 1
9	OUTBRN	1102	1106 2	39	OUTBRN	1117	1164 1	69	OUTBRN	1140	1166 1
10	OUTBRN	1102	1111 1	40	OUTBRN	1118	1796 1	70	OUTBRN	1140	1219 1
11	OUTBRN	1102	1112 1	41	OUTBRN	1119	1841 1	71	OUTBRN	1141	1444 1
12	OUTBRN	1102	1140 1	42	OUTBRN	1120	1121 1	72	OUTBRN	1141	1448 2
13	OUTBRN	1102	1150 1	43	OUTBRN	1120	1140 1	73	OUTBRN	1141	1771 1
14	OUTBRN	1102	1157 1	44	OUTBRN	1122	1123 1	74	OUTBRN	1141	1845 1
15	OUTBRN	1103	1141 1	45	OUTBRN	1122	1174 1	75	OUTBRN	1141	1845 2
16	OUTBRN	1103	1141 2	46	OUTBRN	1124	1129 1	76	OUTBRN	1143	12049 1
17	OUTBRN	1106	1109 1	47	OUTBRN	1124	1170 1	77	OUTBRN	1143	12240 1
18	OUTBRN	1106	1120 1	48	OUTBRN	1124	28161 1	78	OUTBRN	1144	12161 1
19	OUTBRN	1106	1132 1	49	OUTBRN	1125	1126 1	79	OUTBRN	1144	12272 1
20	OUTBRN	1106	1160 1	50	OUTBRN	1125	28161 1	80	OUTBRN	1144	12272 2
21	OUTBRN	1107	1108 1	51	OUTBRN	1126	1129 2	81	OUTBRN	1145	1146 1
22	OUTBRN	1107	1109 1	52	OUTBRN	1128	14319 1	82	OUTBRN	1151	1240 1
23	OUTBRN	1107	1136 2	53	OUTBRN	1130	1137 1	83	OUTBRN	1151	12205 1
24	OUTBRN	1107	1157 2	54	OUTBRN	1130	1137 2	84	OUTBRN	1151	12241 1
25	OUTBRN	1107	1170 1	55	OUTBRN	1130	1149 1	85	OUTBRN	1151	12282 1
26	OUTBRN	1108	1136 1	56	OUTBRN	1130	1157 2	86	OUTBRN	1152	1408 1
27	OUTBRN	1108	1444 1	57	OUTBRN	1131	1174 1	87	OUTBRN	1152	12081 1
28	OUTBRN	1108	1771 1	58	OUTBRN	1132	1145 1	88	OUTBRN	1152	12082 1
29	OUTBRN	1109	1127 1	59	OUTBRN	1132	1168 1	89	OUTBRN	1152	12371 1
30	OUTBRN	1109	1130 1	60	OUTBRN	1132	1219 1	90	OUTBRN	1153	12009 1

91	OUTBRN	1153	12245 1	121	OUTBRN	1204	12027 1	151	OUTBRN	1305	1325 1
92	OUTBRN	1153	12372 1	122	OUTBRN	1204	12080 1	152	OUTBRN	1305	1327 1
93	OUTBRN	1154	1204 1	123	OUTBRN	1204	12123 1	153	OUTBRN	1306	1316 1
94	OUTBRN	1154	1204 2	124	OUTBRN	1206	12178 1	154	OUTBRN	1306	1338 1
95	OUTBRN	1154	1204 3	125	OUTBRN	1215	1216 1	155	OUTBRN	1306	1374 1
96	OUTBRN	1154	12192 1	126	OUTBRN	1215	12251 1	156	OUTBRN	1306	1828 1
97	OUTBRN	1154	12304 2	127	OUTBRN	1217	12326 1	157	OUTBRN	1306	1860 1
98	OUTBRN	1154	12304 4	128	OUTBRN	1219	1221 1	158	OUTBRN	1306	1862 1
99	OUTBRN	1155	12062 1	129	OUTBRN	1220	1241 1	159	OUTBRN	1306	1863 1
100	OUTBRN	1155	12150 1	130	OUTBRN	1240	1241 1	160	OUTBRN	1306	1869 1
101	OUTBRN	1155	12152 1	131	OUTBRN	1241	1303 1	161	OUTBRN	1308	1310 1
102	OUTBRN	1155	12273 1	132	OUTBRN	1241	12108 1	162	OUTBRN	1308	1312 1
103	OUTBRN	1155	12301 1	133	OUTBRN	1241	12108 2	163	OUTBRN	1308	1846 1
104	OUTBRN	1156	1364 1	134	OUTBRN	1249	12049 1	164	OUTBRN	1309	1328 1
105	OUTBRN	1156	1425 1	135	OUTBRN	1251	12292 1	165	OUTBRN	1309	1336 1
106	OUTBRN	1156	12147 1	136	OUTBRN	1301	1364 1	166	OUTBRN	1309	1824 1
107	OUTBRN	1156	12303 1	137	OUTBRN	1301	1806 1	167	OUTBRN	1313	1315 1
108	OUTBRN	1156	12303 3	138	OUTBRN	1301	1810 1	168	OUTBRN	1313	1326 1
109	OUTBRN	1160	1161 1	139	OUTBRN	1302	1310 1	169	OUTBRN	1314	1339 1
110	OUTBRN	1160	1162 1	140	OUTBRN	1302	1310 2	170	OUTBRN	1314	1374 1
111	OUTBRN	1163	12243 1	141	OUTBRN	1302	1862 1	171	OUTBRN	1314	1813 1
112	OUTBRN	1163	12269 1	142	OUTBRN	1302	1876 1	172	OUTBRN	1315	1318 1
113	OUTBRN	1165	1169 1	143	OUTBRN	1303	1307 1	173	OUTBRN	1315	1810 1
114	OUTBRN	1165	1219 1	144	OUTBRN	1303	1816 1	174	OUTBRN	1315	1833 1
115	OUTBRN	1166	1219 1	145	OUTBRN	1303	1833 1	175	OUTBRN	1316	1373 1
116	OUTBRN	1167	1168 1	146	OUTBRN	1303	12292 1	176	OUTBRN	1317	1318 1
117	OUTBRN	1168	1169 1	147	OUTBRN	1304	1321 1	177	OUTBRN	1318	1329 1
118	OUTBRN	1170	1171 1	148	OUTBRN	1304	1329 1	178	OUTBRN	1320	1828 1
119	OUTBRN	1172	1173 1	149	OUTBRN	1304	1330 1	179	OUTBRN	1321	1322 1
120	OUTBRN	1204	12015 1	150	OUTBRN	1304	1372 1	180	OUTBRN	1322	1813 2

181	OUTBRN	1323	1328 1	211	OUTBRN	1412	1494 2	241	OUTBRN	1430	1443 1
182	OUTBRN	1323	1863 1	212	OUTBRN	1412	14018 1	242	OUTBRN	1430	1494 1
183	OUTBRN	1324	1335 1	213	OUTBRN	1414	1415 1	243	OUTBRN	1431	14052 1
184	OUTBRN	1324	1372 1	214	OUTBRN	1414	1430 1	244	OUTBRN	1432	14022 1
185	OUTBRN	1327	1388 1	215	OUTBRN	1414	1731 1	245	OUTBRN	1433	1731 1
186	OUTBRN	1336	1337 1	216	OUTBRN	1415	1419 1	246	OUTBRN	1433	1772 1
187	OUTBRN	1336	18240 1	217	OUTBRN	1415	1449 1	247	OUTBRN	1433	14014 1
188	OUTBRN	1338	18240 1	218	OUTBRN	1416	1426 1	248	OUTBRN	1434	1716 1
189	OUTBRN	1339	1399 1	219	OUTBRN	1416	1426 2	249	OUTBRN	1434	14024 1
190	OUTBRN	1343	1857 1	220	OUTBRN	1416	1447 1	250	OUTBRN	1435	1436 1
191	OUTBRN	1372	1892 1	221	OUTBRN	1416	1447 2	251	OUTBRN	1435	1492 1
192	OUTBRN	1398	1866 1	222	OUTBRN	1416	1758 1	252	OUTBRN	1435	1779 1
193	OUTBRN	1403	1416 1	223	OUTBRN	1417	1712 1	253	OUTBRN	1438	1439 1
194	OUTBRN	1403	1764 1	224	OUTBRN	1417	1718 1	254	OUTBRN	1439	14012 1
195	OUTBRN	1406	1709 1	225	OUTBRN	1417	1747 1	255	OUTBRN	1442	1495 1
196	OUTBRN	1406	14012 1	226	OUTBRN	1419	1765 1	256	OUTBRN	1442	14052 1
197	OUTBRN	1407	1413 1	227	OUTBRN	1422	1445 1	257	OUTBRN	1444	1448 1
198	OUTBRN	1407	1431 1	228	OUTBRN	1422	1716 1	258	OUTBRN	1445	1493 1
199	OUTBRN	1407	1733 1	229	OUTBRN	1423	1795 1	259	OUTBRN	1445	1776 1
200	OUTBRN	1407	1736 1	230	OUTBRN	1423	14020 1	260	OUTBRN	1447	14005 1
201	OUTBRN	1407	14022 1	231	OUTBRN	1424	1733 1	261	OUTBRN	1448	1756 1
202	OUTBRN	1408	1414 1	232	OUTBRN	1425	1437 1	262	OUTBRN	1449	14005 1
203	OUTBRN	1408	1667 1	233	OUTBRN	1425	1439 1	263	OUTBRN	1483	1484 1
204	OUTBRN	1409	1432 1	234	OUTBRN	1427	1431 1	264	OUTBRN	1491	1492 1
205	OUTBRN	1409	1779 1	235	OUTBRN	1427	1721 1	265	OUTBRN	1491	1715 1
206	OUTBRN	1410	1424 1	236	OUTBRN	1427	1735 1	266	OUTBRN	1493	1497 1
207	OUTBRN	1411	1428 1	237	OUTBRN	1429	1719 1	267	OUTBRN	1494	14016 1
208	OUTBRN	1411	1709 1	238	OUTBRN	1429	1764 1	268	OUTBRN	1495	1767 1
209	OUTBRN	1411	1762 1	239	OUTBRN	1429	14011 1	269	OUTBRN	1497	1498 1
210	OUTBRN	1412	1494 1	240	OUTBRN	1429	14036 1	270	OUTBRN	1498	1499 1

271	OUTBRN	1702	14011 1	301	OUTBRN	1840	1841 1	331	OUTBRN	12027	12050 1
272	OUTBRN	1704	1722 1	302	OUTBRN	1840	1845 1	332	OUTBRN	12027	12179 1
273	OUTBRN	1710	1732 1	303	OUTBRN	1841	1843 1	333	OUTBRN	12034	12091 1
274	OUTBRN	1710	1771 1	304	OUTBRN	1846	1892 1	334	OUTBRN	12034	12095 1
275	OUTBRN	1710	3183 1	305	OUTBRN	1857	1869 1	335	OUTBRN	12034	12100 1
276	OUTBRN	1715	14014 1	306	OUTBRN	1861	1862 1	336	OUTBRN	12036	12092 1
277	OUTBRN	1718	1721 1	307	OUTBRN	1865	1866 1	337	OUTBRN	12036	12287 1
278	OUTBRN	1718	1758 1	308	OUTBRN	1869	1870 1	338	OUTBRN	12037	12155 1
279	OUTBRN	1719	1767 1	309	OUTBRN	1978	12566 1	339	OUTBRN	12038	12169 1
280	OUTBRN	1721	14001 1	310	OUTBRN	1980	12325 1	340	OUTBRN	12038	12304 1
281	OUTBRN	1730	14051 1	311	OUTBRN	12000	12039 1	341	OUTBRN	12039	12040 1
282	OUTBRN	1732	14215 1	312	OUTBRN	12003	12178 1	342	OUTBRN	12040	12281 1
283	OUTBRN	1755	14020 1	313	OUTBRN	12005	12335 1	343	OUTBRN	12041	12042 1
284	OUTBRN	1767	1768 1	314	OUTBRN	12008	12038 1	344	OUTBRN	12042	12191 1
285	OUTBRN	1777	1778 1	315	OUTBRN	12009	12372 1	345	OUTBRN	12043	12210 1
286	OUTBRN	1795	14024 1	316	OUTBRN	12013	12014 1	346	OUTBRN	12050	12304 1
287	OUTBRN	1810	1811 1	317	OUTBRN	12014	12042 1	347	OUTBRN	12052	12106 1
288	OUTBRN	1816	1835 1	318	OUTBRN	12014	12233 1	348	OUTBRN	12055	12179 1
289	OUTBRN	1820	1821 1	319	OUTBRN	12017	12255 1	349	OUTBRN	12057	12091 1
290	OUTBRN	1821	1842 1	320	OUTBRN	12017	12306 1	350	OUTBRN	12062	12087 1
291	OUTBRN	1822	1842 1	321	OUTBRN	12018	12222 1	351	OUTBRN	12067	12111 1
292	OUTBRN	1823	1845 1	322	OUTBRN	12020	12021 1	352	OUTBRN	12067	12115 1
293	OUTBRN	1823	1845 2	323	OUTBRN	12021	12372 1	353	OUTBRN	12067	12273 1
294	OUTBRN	1824	1835 1	324	OUTBRN	12022	12081 1	354	OUTBRN	12080	12304 1
295	OUTBRN	1828	1829 1	325	OUTBRN	12022	12323 1	355	OUTBRN	12081	12174 1
296	OUTBRN	1829	1866 1	326	OUTBRN	12023	12068 1	356	OUTBRN	12082	12118 1
297	OUTBRN	1832	1840 1	327	OUTBRN	12023	12082 1	357	OUTBRN	12087	12311 1
298	OUTBRN	1832	1864 1	328	OUTBRN	12023	12215 1	358	OUTBRN	12091	12286 1
299	OUTBRN	1835	1836 1	329	OUTBRN	12025	12327 1	359	OUTBRN	12092	12119 1
300	OUTBRN	1837	1838 1	330	OUTBRN	12027	12037 1	360	OUTBRN	12092	12163 1

361	OUTBRN	12100	12315 1	391	OUTBRN	12136	12282 1	421	OUTBRN	12195	12304 1
362	OUTBRN	12102	12186 1	392	OUTBRN	12136	12292 1	422	OUTBRN	12198	12200 1
363	OUTBRN	12102	12337 1	393	OUTBRN	12137	12318 1	423	OUTBRN	12210	12216 1
364	OUTBRN	12103	12186 1	394	OUTBRN	12142	12178 1	424	OUTBRN	12214	12222 1
365	OUTBRN	12105	12106 1	395	OUTBRN	12142	12205 1	425	OUTBRN	12214	12245 1
366	OUTBRN	12106	12230 1	396	OUTBRN	12142	12237 1	426	OUTBRN	12218	12234 1
367	OUTBRN	12107	12207 1	397	OUTBRN	12145	12226 1	427	OUTBRN	12218	12254 1
368	OUTBRN	12107	12230 1	398	OUTBRN	12145	12284 1	428	OUTBRN	12221	12234 1
369	OUTBRN	12108	12283 1	399	OUTBRN	12145	12321 1	429	OUTBRN	12221	12243 1
370	OUTBRN	12108	12296 1	400	OUTBRN	12145	12332 1	430	OUTBRN	12221	12319 1
371	OUTBRN	12110	12265 1	401	OUTBRN	12146	12285 1	431	OUTBRN	12227	12321 1
372	OUTBRN	12111	12265 1	402	OUTBRN	12146	12321 1	432	OUTBRN	12232	12297 1
373	OUTBRN	12112	12152 1	403	OUTBRN	12147	12190 1	433	OUTBRN	12234	12235 1
374	OUTBRN	12112	12207 1	404	OUTBRN	12150	12152 1	434	OUTBRN	12242	12269 1
375	OUTBRN	12118	12175 1	405	OUTBRN	12153	12257 1	435	OUTBRN	12242	12303 1
376	OUTBRN	12118	12261 1	406	OUTBRN	12153	12287 1	436	OUTBRN	12243	12244 1
377	OUTBRN	12119	12121 1	407	OUTBRN	12154	12228 1	437	OUTBRN	12245	12246 1
378	OUTBRN	12121	12127 1	408	OUTBRN	12159	12330 1	438	OUTBRN	12247	12248 1
379	OUTBRN	12122	12155 1	409	OUTBRN	12161	12309 1	439	OUTBRN	12247	12252 1
380	OUTBRN	12122	12186 1	410	OUTBRN	12161	12330 1	440	OUTBRN	12250	12251 1
381	OUTBRN	12123	12169 1	411	OUTBRN	12169	12279 1	441	OUTBRN	12251	12271 1
382	OUTBRN	12125	12192 1	412	OUTBRN	12171	12313 1	442	OUTBRN	12252	12253 1
383	OUTBRN	12125	12231 1	413	OUTBRN	12173	12174 1	443	OUTBRN	12255	12256 1
384	OUTBRN	12129	12153 1	414	OUTBRN	12177	12305 1	444	OUTBRN	12257	12258 1
385	OUTBRN	12129	12228 1	415	OUTBRN	12189	12191 1	445	OUTBRN	12265	12266 1
386	OUTBRN	12131	12310 1	416	OUTBRN	12190	12191 1	446	OUTBRN	12271	12272 1
387	OUTBRN	12132	12372 1	417	OUTBRN	12190	12210 1	447	OUTBRN	12273	12278 1
388	OUTBRN	12133	12200 1	418	OUTBRN	12193	12247 1	448	OUTBRN	12274	12278 1
389	OUTBRN	12133	12327 1	419	OUTBRN	12194	12195 1	449	OUTBRN	12281	12297 1
390	OUTBRN	12136	12281 1	420	OUTBRN	12194	12252 1	450	OUTBRN	12283	12292 1

451	OUTBRN	12284	12333 1	481	OUTBRN	1111	1116 1	511	OUTBRN	1172	1982 1
452	OUTBRN	12285	12332 1	482	OUTBRN	1112	1633 1	512	OUTBRN	1174	1173 1
453	OUTBRN	12301	12312 1	483	OUTBRN	1112	1634 1	513	OUTBRN	1206	1615 1
454	OUTBRN	12303	12306 1	484	OUTBRN	1113	1618 1	514	OUTBRN	1216	1641 1
455	OUTBRN	12304	12335 1	485	OUTBRN	1115	1609 1	515	OUTBRN	1216	1668 1
456	OUTBRN	12305	12324 1	486	OUTBRN	1115	1610 1	516	OUTBRN	1216	1669 1
457	OUTBRN	12305	12332 1	487	OUTBRN	1115	1611 1	517	OUTBRN	1217	1636 1
458	OUTBRN	12308	12321 1	488	OUTBRN	1117	1651 1	518	OUTBRN	1217	1914 1
459	OUTBRN	12310	12330 1	489	OUTBRN	1121	1659 1	519	OUTBRN	1217	1994 1
460	OUTBRN	12312	12317 1	490	OUTBRN	1121	1660 1	520	OUTBRN	1219	1218 1
461	OUTBRN	12313	12317 1	491	OUTBRN	1121	1661 1	521	OUTBRN	1218	1637 1
462	OUTBRN	12318	12374 1	492	OUTBRN	1123	1671 1	522	OUTBRN	1218	1673 1
463	OUTBRN	12319	12374 1	493	OUTBRN	1126	1434 1	523	OUTBRN	1218	1688 1
464	OUTBRN	12327	12371 1	494	OUTBRN	1131	1691 1	524	OUTBRN	1220	1638 1
465	OUTBRN	14005	14006 1	495	OUTBRN	1135	1990 1	525	OUTBRN	1220	1986 1
466	OUTBRN	14010	14011 1	496	OUTBRN	1135	1991 1	526	OUTBRN	1221	1699 1
467	OUTBRN	14012	14038 1	497	OUTBRN	1135	1992 1	527	OUTBRN	1221	1970 1
468	OUTBRN	1101	1118 1	498	OUTBRN	1146	1971 1	528	OUTBRN	1221	1977 1
469	OUTBRN	1101	1606 1	499	OUTBRN	1148	1984 1	529	OUTBRN	1223	1640 1
470	OUTBRN	1101	1607 1	500	OUTBRN	1148	1985 1	530	OUTBRN	1241	1639 1
471	OUTBRN	1101	1608 1	501	OUTBRN	1157	1156 1	531	OUTBRN	1241	1672 1
472	OUTBRN	1102	1151 1	502	OUTBRN	1161	1648 1	532	OUTBRN	1249	1662 1
473	OUTBRN	1103	1601 1	503	OUTBRN	1162	1958 1	533	OUTBRN	1249	1663 1
474	OUTBRN	1103	1602 1	504	OUTBRN	1162	1959 1	534	OUTBRN	1659	1250 1
475	OUTBRN	1103	1603 1	505	OUTBRN	1164	12328 1	535	OUTBRN	1976	1251 1
476	OUTBRN	1103	1604 1	506	OUTBRN	1165	12326 1	536	OUTBRN	1301	1361 1
477	OUTBRN	1103	1605 1	507	OUTBRN	1166	1223 1	537	OUTBRN	1301	1371 1
478	OUTBRN	1109	1154 2	508	OUTBRN	1166	1993 1	538	OUTBRN	1302	1349 2
479	OUTBRN	1128	1110 1	509	OUTBRN	1167	1995 1	539	OUTBRN	1302	1351 1
480	OUTBRN	1128	1110 2	510	OUTBRN	1171	16013 1	540	OUTBRN	1303	1365 1

541	OUTBRN	1303	1366 1	571	OUTBRN	1328	1382 1	601	OUTBRN	1410	1467 1
542	OUTBRN	1304	1348 2	572	OUTBRN	1330	1360 1	602	OUTBRN	1410	1468 1
543	OUTBRN	1304	1354 1	573	OUTBRN	1330	1360 2	603	OUTBRN	1410	1724 2
544	OUTBRN	1304	1355 1	574	OUTBRN	1820	1334 1	604	OUTBRN	1412	1463 1
545	OUTBRN	1305	1319 1	575	OUTBRN	1335	1385 1	605	OUTBRN	1412	1464 1
546	OUTBRN	1305	1344 1	576	OUTBRN	1337	1654 1	606	OUTBRN	1413	1613 1
547	OUTBRN	1305	1356 1	577	OUTBRN	1337	1974 1	607	OUTBRN	1414	1465 1
548	OUTBRN	1305	1358 1	578	OUTBRN	1338	1967 1	608	OUTBRN	1414	1466 1
549	OUTBRN	1307	1368 1	579	OUTBRN	1339	1666 1	609	OUTBRN	1415	1451 1
550	OUTBRN	1307	1387 1	580	OUTBRN	1339	1670 1	610	OUTBRN	1416	1452 1
551	OUTBRN	1307	1395 2	581	OUTBRN	1343	1948 1	611	OUTBRN	1417	1454 1
552	OUTBRN	1308	1332 1	582	OUTBRN	1821	1367 1	612	OUTBRN	1417	1645 1
553	OUTBRN	1308	1353 1	583	OUTBRN	1372	1376 1	613	OUTBRN	1419	1441 1
554	OUTBRN	1309	1333 1	584	OUTBRN	1373	1377 1	614	OUTBRN	1438	1421 1
555	OUTBRN	1309	1359 1	585	OUTBRN	1373	1386 1	615	OUTBRN	1422	1462 1
556	OUTBRN	1310	1352 1	586	OUTBRN	1374	1378 1	616	OUTBRN	1423	1450 1
557	OUTBRN	1312	1616 1	587	OUTBRN	1375	1616 1	617	OUTBRN	1424	1642 1
558	OUTBRN	1313	1363 1	588	OUTBRN	1388	1389 1	618	OUTBRN	1424	1643 1
559	OUTBRN	1314	1370 1	589	OUTBRN	1811	1396 1	619	OUTBRN	1425	1478 1
560	OUTBRN	1314	1614 1	590	OUTBRN	1832	1397 1	620	OUTBRN	1425	1770 1
561	OUTBRN	1315	1362 1	591	OUTBRN	1398	1674 1	621	OUTBRN	1426	1656 1
562	OUTBRN	1316	1350 1	592	OUTBRN	1399	1676 1	622	OUTBRN	1426	1657 1
563	OUTBRN	1317	1369 1	593	OUTBRN	1403	1420 1	623	OUTBRN	1426	1658 3
564	OUTBRN	1317	1830 1	594	OUTBRN	1403	1453 1	624	OUTBRN	1427	1489 1
565	OUTBRN	1322	1644 1	595	OUTBRN	1403	1726 1	625	OUTBRN	1428	1470 1
566	OUTBRN	1323	1379 1	596	OUTBRN	1406	1459 1	626	OUTBRN	1429	1471 1
567	OUTBRN	1324	1380 1	597	OUTBRN	1406	1612 1	627	OUTBRN	1430	1476 1
568	OUTBRN	1325	1383 1	598	OUTBRN	1407	1460 1	628	OUTBRN	1430	1488 1
569	OUTBRN	1326	1381 1	599	OUTBRN	1409	1455 1	629	OUTBRN	1431	1475 1
570	OUTBRN	1327	1384 1	600	OUTBRN	1409	1456 1	630	OUTBRN	1432	1472 1

631	OUTBRN	1432	1487 1	661	OUTBRN	1806	1686 1	691	OUTBRN	1775	16008 1
632	OUTBRN	1433	1473 1	662	OUTBRN	12241	1689 1	692	OUTBRN	1776	1777 1
633	OUTBRN	1433	1725 1	663	OUTBRN	1712	1690 1	693	OUTBRN	1778	1983 1
634	OUTBRN	1434	1474 1	664	OUTBRN	1806	1692 1	694	OUTBRN	1795	16012 1
635	OUTBRN	1436	1646 1	665	OUTBRN	1823	1693 1	695	OUTBRN	1795	16015 1
636	OUTBRN	1436	1647 1	666	OUTBRN	1823	1694 1	696	OUTBRN	1796	1998 1
637	OUTBRN	1437	1687 1	667	OUTBRN	1702	1751 1	697	OUTBRN	1811	1812 1
638	OUTBRN	1442	1477 1	668	OUTBRN	1702	1752 1	698	OUTBRN	1816	1817 1
639	OUTBRN	1443	1482 1	669	OUTBRN	1704	1981 1	699	OUTBRN	1824	1825 1
640	OUTBRN	1444	1447 1	670	OUTBRN	1709	1711 1	700	OUTBRN	1832	1912 1
641	OUTBRN	1445	1458 1	671	OUTBRN	1716	1717 1	701	OUTBRN	1832	1913 1
642	OUTBRN	1449	1664 1	672	OUTBRN	1718	1753 1	702	OUTBRN	1833	1834 1
643	OUTBRN	1452	1969 1	673	OUTBRN	1719	1720 1	703	OUTBRN	1836	1923 1
644	OUTBRN	1497	1457 1	674	OUTBRN	1747	1945 1	704	OUTBRN	1837	1923 1
645	OUTBRN	1497	1457 2	675	OUTBRN	1754	1916 1	705	OUTBRN	1838	1924 1
646	OUTBRN	1498	1479 1	676	OUTBRN	1754	1917 1	706	OUTBRN	1846	16026 1
647	OUTBRN	1498	1479 2	677	OUTBRN	1755	1960 1	707	OUTBRN	1857	16009 1
648	OUTBRN	1483	1664 1	678	OUTBRN	1756	1954 1	708	OUTBRN	1857	16010 1
649	OUTBRN	1484	1665 1	679	OUTBRN	1756	1955 1	709	OUTBRN	1857	16011 1
650	OUTBRN	1491	1781 1	680	OUTBRN	1756	1956 1	710	OUTBRN	1860	1973 1
651	OUTBRN	1491	1782 1	681	OUTBRN	1756	1957 1	711	OUTBRN	1861	16016 1
652	OUTBRN	1493	1494 1	682	OUTBRN	1758	1964 1	712	OUTBRN	1863	16017 1
653	OUTBRN	1495	1496 1	683	OUTBRN	1758	1965 1	713	OUTBRN	1864	16002 1
654	OUTBRN	1495	1496 2	684	OUTBRN	1762	1763 1	714	OUTBRN	1864	16003 1
655	OUTBRN	1496	1754 1	685	OUTBRN	1764	1975 1	715	OUTBRN	1865	16029 1
656	OUTBRN	1496	1915 1	686	OUTBRN	1765	1766 1	716	OUTBRN	1870	16024 1
657	OUTBRN	1726	1649 1	687	OUTBRN	1768	1769 1	717	OUTBRN	1876	1877 1
658	OUTBRN	1687	1652 1	688	OUTBRN	1857	1775 1	718	OUTBRN	1892	1893 1
659	OUTBRN	1687	1653 1	689	OUTBRN	1775	1953 1	719	OUTBRN	12250	1901 1
660	OUTBRN	1654	1655 1	690	OUTBRN	1775	16007 1	720	OUTBRN	12254	1902 1

721	OUTBRN	1908	1909 1	751	OUTBRN	12108	12526 1	781	OUTBRN	12218	12553 1
722	OUTBRN	1908	1910 1	752	OUTBRN	12110	12527 1	782	OUTBRN	12222	12554 1
723	OUTBRN	12241	1966 1	753	OUTBRN	12119	12528 1	783	OUTBRN	12226	12555 1
724	OUTBRN	1968	1973 1	754	OUTBRN	12122	12529 1	784	OUTBRN	12227	12556 1
725	OUTBRN	12285	1972 1	755	OUTBRN	12125	12530 1	785	OUTBRN	12230	12570 1
726	OUTBRN	1979	12241 1	756	OUTBRN	12127	12531 1	786	OUTBRN	12240	12557 1
727	OUTBRN	12000	12500 1	757	OUTBRN	12132	12524 1	787	OUTBRN	12271	12559 1
728	OUTBRN	12000	12558 1	758	OUTBRN	12133	12532 1	788	OUTBRN	12272	12560 1
729	OUTBRN	12005	12502 1	759	OUTBRN	12142	12533 1	789	OUTBRN	12274	12561 1
730	OUTBRN	12008	12503 1	760	OUTBRN	12145	12534 1	790	OUTBRN	12279	12563 1
731	OUTBRN	12009	12504 1	761	OUTBRN	12146	12535 1	791	OUTBRN	12281	12565 1
732	OUTBRN	12015	12505 1	762	OUTBRN	12147	12536 1	792	OUTBRN	12283	12566 1
733	OUTBRN	12017	12506 1	763	OUTBRN	12150	12537 1	793	OUTBRN	12284	12567 1
734	OUTBRN	12022	12507 1	764	OUTBRN	12153	12538 1	794	OUTBRN	12285	12339 1
735	OUTBRN	12023	12508 1	765	OUTBRN	12161	12373 1	795	OUTBRN	12286	12568 1
736	OUTBRN	12049	12510 1	766	OUTBRN	12161	12539 1	796	OUTBRN	12303	12572 1
737	OUTBRN	12049	12573 1	767	OUTBRN	12163	12540 1	797	OUTBRN	12313	12314 1
738	OUTBRN	12050	12511 1	768	OUTBRN	12169	12541 1	798	OUTBRN	12315	12316 1
739	OUTBRN	12052	12512 1	769	OUTBRN	12171	12542 1	799	OUTBRN	12319	12562 1
740	OUTBRN	12055	12513 1	770	OUTBRN	12173	12543 1	800	OUTBRN	12323	12331 1
741	OUTBRN	12057	12515 1	771	OUTBRN	12177	12564 1	801	OUTBRN	12324	12325 1
742	OUTBRN	12062	12517 1	772	OUTBRN	12178	12544 1	802	OUTBRN	12333	12334 1
743	OUTBRN	12068	12516 1	773	OUTBRN	12178	12574 1	803	OUTBRN	12335	12336 1
744	OUTBRN	12068	12569 1	774	OUTBRN	12179	12545 1	804	OUTBRN	12337	12338 1
745	OUTBRN	12087	12519 1	775	OUTBRN	12186	12548 1	805	OUTBRN	14001	16023 1
746	OUTBRN	12087	12575 1	776	OUTBRN	12192	12549 1	806	OUTBRN	14006	16025 1
747	OUTBRN	12095	12521 1	777	OUTBRN	12192	12571 1	807	OUTBRN	14010	16028 1
748	OUTBRN	12100	12522 1	778	OUTBRN	12193	12550 1	808	OUTBRN	14012	14013 1
749	OUTBRN	12102	12523 1	779	OUTBRN	12207	12552 1	809	OUTBRN	14014	14015 1
750	OUTBRN	12105	12525 1	780	OUTBRN	12214	12518 1	810	OUTBRN	14016	14017 1

811	OUTBRN	14018	14019	1
812	OUTBRN	14020	14021	1
813	OUTBRN	14022	14023	1
814	OUTBRN	14024	14025	1
815	OUTBRN	14036	14037	1
816	OUTBRN	14215	14216	1
817	OUTBRN	16013	16014	1
818	OUTBRN	18240	18241	1

Listado de contingencias, transformadores 3 devanados:

819	3WT	1106	1113	1502	1
820	3WT	1106	1151	1504	1
821	3WT	1107	1155	1507	1
822	3WT	1107	1155	1522	1
823	3WT	1108	1152	1503	1
824	3WT	1109	1154	1513	1
825	3WT	1110	1306	1501	1
826	3WT	1114	1156	1509	1
827	3WT	1114	1156	1511	1
828	3WT	1119	1820	1519	1
829	3WT	1119	1304	1506	1
830	3WT	1124	14038	1530	1
831	3WT	1127	12091	1532	1
832	3WT	1127	12092	1533	2
833	3WT	1133	1722	1531	1
834	3WT	1136	1152	1518	1
835	3WT	1136	1153	1505	1
836	3WT	1137	1143	1542	1
837	3WT	1139	1144	1529	1
838	3WT	1150	12332	1534	1

839	3WT	1422	1411	1525	1
840	3WT	1499	1409	1521	1
841	3WT	1710	1409	1516	1
842	3WT	1730	1735	1527	1
843	3WT	1732	1736	1526	1
844	3WT	1771	1772	1524	1
845	3WT	1822	1305	1520	1
846	3WT	1841	1842	1528	1
847	3WT	1843	1347	1536	1
848	3WT	14051	14052	1541	1

4.2.1 Condiciones en Precontingencia

En los escenarios de demanda mínima, media y máxima para marzo de 2025, se presentan las condiciones preexistentes que se detallan a continuación

4.2.1.1 Demanda Mínima

Se observa sobrecarga en el transformador de SIDEGUA, como se muestra a continuación:

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 15 2024  14:38
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  CKT  LOADING  RATING  PERCENT
1111 SID-230    230.00*   1    1116 SID-22    22.800   1  1    101.8   67.2   151.5
```

4.2.1.2 Demanda Media

Se observan sobrecargas en los transformadores de las subestaciones SIDEGUA, Acacias, Ciudad Vieja, Las Flores y Hector Flores como se muestra a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 15 2024 14:39
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
 LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X											
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1111	SID-230	230.00*	1	1116	SID-22	22.800	1	1	95.4	67.2	142.0
12000	ACA-69D	69.000*	1	12500	ACA-13	13.800	1	1	7.7	7.0	109.6
12052	CVI-69	69.000*	1	12512	CVI-13	13.800	1	1	23.2	14.0	165.5
12102	LFL-69	69.000*	1	12523	LFL-13	13.800	1	1	18.1	14.0	129.2
12214	HFL-69	69.000*	1	12518	HFL-13	13.800	1	1	14.9	14.0	106.6

Se observa que el nodo LNO-69 (La Noria) presenta un voltaje de operación por debajo de 0.95 p.u. como se muestra a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 15 2024 14:39
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0400:

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 0.9600:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1307	LNO-69	69.000	1	0.9459	65.270	1395	LNO-342	34.500	1	0.9535	32.896

4.2.1.3 Demanda Máxima

Se observan sobrecargas en los transformadores de las subestaciones Huehuetenango, Ciudad Vieja, Las Flores, Rodríguez Briones y Hector Flores como se muestra a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 15 2024 14:43
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES; TRANSFORMERS) (EXCLUDED: NONE)
LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B (MVA FOR TRANSFORMERS, CURRENT FOR NON-TRANSFORMER BRANCHES):

```
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
1305 HUE-69 69.000* 1 1319 HUE-132 13.800 1 1 28.4 28.0 101.5
1305 HUE-69 69.000* 1 3WNDTR WND 2 1 1 90.6 90.0 100.7
1822 HUE-138 138.00* 1 3WNDTR WND 1 1 1 90.6 90.0 100.6
12052 CVI-69 69.000* 1 12512 CVI-13 13.800 1 1 20.4 14.0 145.9
12102 LFL-69 69.000* 1 12523 LFL-13 13.800 1 1 15.2 14.0 108.9
12150 RBR-69 69.000* 1 12537 RBR-13 13.800 1 1 28.2 28.0 100.6
12214 HFL-69 69.000* 1 12518 HFL-13 13.800 1 1 17.3 14.0 123.8
```

Se observa que los nodos MAL-69 (Malacatán), PET-69 (Petén), LLB-69, LLB-691 (La Libertad), FBA-69 (Fray Bartolomé), POR-69 (El Porvenir) y SYX-69 (Sayaxhé) presentan un voltaje de operación por debajo de 0.95 p.u. como se muestra a continuación:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 15 2024 14:43
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0400:

```
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 0.9510:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
1308 MAL-69 69.000 1 0.9457 65.250 1312 POR-69 69.000 1 0.9434 65.097
1495 PET-69 69.000 1 0.9357 64.563 1719 SYX-69 69.000 1 0.9435 65.104
1767 LLB-691 69.000 1 0.9424 65.026 1768 LLB-69 69.000 1 0.9441 65.144
14036 FBA-69 69.000 1 0.9478 65.399
```

4.2.2

Resultados Demanda Máxima

Violaciones PLP 2024-2025			
Base Case Status	Contingency Name		Violation Type
Insecure	LBRESP230	(1110 1119 1)	Voltage Violation
Insecure	LBRESP230	(1110 1119 1)	Thermal Violation
Insecure	PNZTIC230	(1133 1444 1)	Voltage Violation
Insecure	PNZIZA230	(1133 1730 1)	Voltage Violation
Insecure	GSUSMO69	(1154 12304 4)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR69	(1155 12150 1)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR692	(1155 12152 1)	Thermal Violation
Insecure	CENCEN69	(1204 12027 1)	Thermal Violation
Insecure	COALIB69	(1302 1862 1)	Voltage Collapse
Insecure	LBRLIB69	(1306 1862 1)	Voltage Collapse
Insecure	MALFLO69	(1308 1846 1)	Voltage Violation
Insecure	SMRSRP69	(1372 1892 1)	Voltage Violation
Insecure	COBSJU69	(1403 1416 1)	Voltage Collapse
Insecure	COBVDA69	(1403 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSSYX69	(1429 1719 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSVDA69	(1429 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPPET69	(1442 1495 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPMDM69	(1442 14052 1)	Voltage Collapse
Insecure	PETLLB69	(1495 1767 1)	Voltage Collapse
Insecure	SYXLLB69	(1719 1767 1)	Voltage Collapse
Insecure	IZAMDM230	(1730 14051 1)	Voltage Violation
Insecure	FLOSRP69	(1846 1892 1)	Voltage Violation
Insecure	RGR138/69	(1493 1494 1)	Voltage Violation
Insecure	3WT ESP230/69	(1119 1304 1506 1)	Voltage Collapse
Insecure	3WT HUE230/138	(1841 1842 1528 1)	Voltage Violation
Insecure	3WT MDM230/69	(14051 14052 1541 1)	Voltage Violation

4.2.2.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	Flow	Rating	Unit	Load (%)
	Number	Name	Number	Name							
LBRESP230 (1110 1119 1)	1304	ESP-69	1321	ZUN-69D 69.0	1	1	3	84.280	83.800	MVA	100.600
LBRESP230 (1110 1119 1)	1321	ZUN-69D	1322	ZUN-69 69.0	1	1	3	85.550	83.800	MVA	102.100
GSUSMO69 (1154 12304 4)	1154	GSU-691	12304	SMO-692 69.0	2	1	1	92.640	83.800	MVA	110.500
GESRBR69 (1155 12150 1)	1155	GES-69	12152	RBR-692 69.0	1	1	1	104.130	94.410	MVA	110.300
GESRBR692 (1155 12152 1)	1155	GES-69	12150	RBR-69 69.0	1	1	1	104.120	94.410	MVA	110.300
CENCEN69 (1204 12027 1)	1154	GSU-691	12304	SMO-692 69.0	2	1	1	85.320	83.800	MVA	101.800
CENCEN69 (1204 12027 1)	12027	CEN-692	12050	CRI-69 69.0	1	1	2	79.340	70.510	MVA	112.500
CENCEN69 (1204 12027 1)	12050	CRI-69	12304	SMO-692 69.0	1	1	2	108.290	70.510	MVA	153.600

4.2.2.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
COALIB69 (1302 1862 1)	Voltage Collapse
LBRLIB69 (1306 1862 1)	Voltage Collapse
COBSJU69 (1403 1416 1)	Voltage Collapse
COBVDA69 (1403 1764 1)	Voltage Collapse
CHSSYX69 (1429 1719 1)	Voltage Collapse
CHSVDA69 (1429 1764 1)	Voltage Collapse
POPPET69 (1442 1495 1)	Voltage Collapse
POPMDM69 (1442 14052 1)	Voltage Collapse
PETLLB69 (1495 1767 1)	Voltage Collapse
SYXLLB69 (1719 1767 1)	Voltage Collapse
3WT ESP230/69 (1119 1304 1506 1)	Voltage Collapse

4.2.2.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
LBRESP230 (1110 1119 1)	1312	POR-69	1	69.000	60.310	0.874	0.900	1.100	2.000	-0.0259
LBRESP230 (1110 1119 1)	1308	MAL-69	1	69.000	60.480	0.877	0.900	1.100	2.000	-0.0234
LBRESP230 (1110 1119 1)	1846	FLO-69	1	69.000	61.210	0.887	0.900	1.100	2.000	-0.0129
LBRESP230 (1110 1119 1)	1892	SRP-69	1	69.000	61.270	0.888	0.900	1.100	2.000	-0.012
LBRESP230 (1110 1119 1)	1335	TAC-69	1	69.000	61.530	0.892	0.900	1.100	2.000	-0.0083
LBRESP230 (1110 1119 1)	1324	TEJ-69	1	69.000	61.620	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.007
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1495	PET-69	1	69.000	51.500	0.746	0.900	1.100	2.000	-0.1537
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1768	LLB-69	1	69.000	51.920	0.753	0.900	1.100	2.000	-0.1475
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1767	LLB-691	1	69.000	52.290	0.758	0.900	1.100	2.000	-0.1421
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1719	SYX-69	1	69.000	53.090	0.769	0.900	1.100	2.000	-0.1306
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1442	POP-69	1	69.000	55.900	0.810	0.900	1.100	2.000	-0.0899
PNZTIC230 (1133 1444 1)	14036	FBA-69	1	69.000	57.520	0.834	0.900	1.100	2.000	-0.0663
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1429	CHS-69	1	69.000	57.940	0.840	0.900	1.100	2.000	-0.0603
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1702	PLA-69	1	69.000	58.280	0.845	0.900	1.100	2.000	-0.0553
PNZTIC230 (1133 1444 1)	14011	RAA-691	1	69.000	58.480	0.848	0.900	1.100	2.000	-0.0525
PNZTIC230 (1133 1444 1)	14010	RAA-69	1	69.000	58.520	0.848	0.900	1.100	2.000	-0.0519
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1764	VDA-69	1	69.000	61.040	0.885	0.900	1.100	2.000	-0.0154
PNZTIC230 (1133 1444 1)	14052	MDM-69	1	69.000	61.750	0.895	0.900	1.100	2.000	-0.005
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1495	PET-69	1	69.000	53.770	0.779	0.900	1.100	2.000	-0.1208
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1768	LLB-69	1	69.000	54.240	0.786	0.900	1.100	2.000	-0.114
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1767	LLB-691	1	69.000	54.510	0.790	0.900	1.100	2.000	-0.11
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1719	SYX-69	1	69.000	55.180	0.800	0.900	1.100	2.000	-0.1003
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1442	POP-69	1	69.000	57.490	0.833	0.900	1.100	2.000	-0.0668
PNZIZA230 (1133 1730 1)	14036	FBA-69	1	69.000	58.910	0.854	0.900	1.100	2.000	-0.0462
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1429	CHS-69	1	69.000	59.310	0.860	0.900	1.100	2.000	-0.0405
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1702	PLA-69	1	69.000	59.710	0.865	0.900	1.100	2.000	-0.0347
PNZIZA230 (1133 1730 1)	14011	RAA-691	1	69.000	59.880	0.868	0.900	1.100	2.000	-0.0322

PNZIZA230 (1133 1730 1)	14010	RAA-69	1	69.000	59.920	0.868	0.900	1.100	2.000	-0.0317
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1764	VDA-69	1	69.000	61.940	0.898	0.900	1.100	2.000	-0.0023
MALFLO69 (1308 1846 1)	1312	POR-69	1	69.000	57.950	0.840	0.900	1.100	2.000	-0.0602
MALFLO69 (1308 1846 1)	1308	MAL-69	1	69.000	58.120	0.842	0.900	1.100	2.000	-0.0576
MALFLO69 (1308 1846 1)	1310	MEL-69	1	69.000	62.030	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.001
SMRSRP69 (1372 1892 1)	1312	POR-69	1	69.000	57.910	0.839	0.900	1.100	2.000	-0.0608
SMRSRP69 (1372 1892 1)	1308	MAL-69	1	69.000	58.080	0.842	0.900	1.100	2.000	-0.0582
SMRSRP69 (1372 1892 1)	1892	SRP-69	1	69.000	58.100	0.842	0.900	1.100	2.000	-0.058
SMRSRP69 (1372 1892 1)	1846	FLO-69	1	69.000	58.130	0.842	0.900	1.100	2.000	-0.0576
SMRSRP69 (1372 1892 1)	1310	MEL-69	1	69.000	62.030	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.0011
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1495	PET-69	1	69.000	55.520	0.805	0.900	1.100	2.000	-0.0954
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1768	LLB-69	1	69.000	56.130	0.813	0.900	1.100	2.000	-0.0866
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1767	LLB-691	1	69.000	56.320	0.816	0.900	1.100	2.000	-0.0837
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1719	SYX-69	1	69.000	56.970	0.826	0.900	1.100	2.000	-0.0743
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1442	POP-69	1	69.000	58.740	0.851	0.900	1.100	2.000	-0.0487
IZAMDM230 (1730 14051 1)	14036	FBA-69	1	69.000	60.150	0.872	0.900	1.100	2.000	-0.0283
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1429	CHS-69	1	69.000	60.530	0.877	0.900	1.100	2.000	-0.0228
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1702	PLA-69	1	69.000	60.970	0.884	0.900	1.100	2.000	-0.0163
IZAMDM230 (1730 14051 1)	14011	RAA-691	1	69.000	61.130	0.886	0.900	1.100	2.000	-0.0141
IZAMDM230 (1730 14051 1)	14010	RAA-69	1	69.000	61.160	0.886	0.900	1.100	2.000	-0.0136
FLOSRP69 (1846 1892 1)	1312	POR-69	1	69.000	61.110	0.886	0.900	1.100	2.000	-0.0144
FLOSRP69 (1846 1892 1)	1308	MAL-69	1	69.000	61.270	0.888	0.900	1.100	2.000	-0.012
FLOSRP69 (1846 1892 1)	1846	FLO-69	1	69.000	61.530	0.892	0.900	1.100	2.000	-0.0082
RGR138/69 (1493 1494 1)	14018	ESQ-69	1	69.000	59.120	0.857	0.900	1.100	2.000	-0.0432
RGR138/69 (1493 1494 1)	14016	CMT-69	1	69.000	59.220	0.858	0.900	1.100	2.000	-0.0418
RGR138/69 (1493 1494 1)	1412	QUE-69	1	69.000	59.250	0.859	0.900	1.100	2.000	-0.0413
RGR138/69 (1493 1494 1)	1494	RGR-69	1	69.000	59.330	0.860	0.900	1.100	2.000	-0.0401
RGR138/69 (1493 1494 1)	1443	MAT-69	1	69.000	62.020	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.0012
3WT HUE230/138 (1841 1842 1528 1)	1325	IXH-69	1	69.000	60.150	0.872	0.900	1.100	2.000	-0.0283
3WT HUE230/138 (1841 1842 1528 1)	1327	IXY-69	1	69.000	60.800	0.881	0.900	1.100	2.000	-0.0188
3WT HUE230/138 (1841 1842 1528 1)	1388	BRI-69	1	69.000	60.880	0.882	0.900	1.100	2.000	-0.0177

3WT HUE 230/138 (1841 1842 1528 1)	1305	HUE-69	1	69.000	61.590	0.893	0.900	1.100	2.000	-0.0074
3WT HUE 230/138 (1841 1842 1528 1)	1822	HUE-138	1	138.000	123.440	0.895	0.900	1.100	2.000	-0.0055
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1495	PET-69	1	69.000	57.050	0.827	0.900	1.100	2.000	-0.0731
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1768	LLB-69	1	69.000	57.670	0.836	0.900	1.100	2.000	-0.0642
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1767	LLB-691	1	69.000	57.810	0.838	0.900	1.100	2.000	-0.0622
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1719	SYX-69	1	69.000	58.360	0.846	0.900	1.100	2.000	-0.0542
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1442	POP-69	1	69.000	59.940	0.869	0.900	1.100	2.000	-0.0314
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	14036	FBA-69	1	69.000	61.060	0.885	0.900	1.100	2.000	-0.0151
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1429	CHS-69	1	69.000	61.430	0.890	0.900	1.100	2.000	-0.0098
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1702	PLA-69	1	69.000	61.910	0.897	0.900	1.100	2.000	-0.0028
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	14011	RAA-691	1	69.000	62.050	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.0008
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	14010	RAA-69	1	69.000	62.080	0.900	0.900	1.100	2.000	-0.0003

4.2.3 Resultados Demanda Media

Violaciones PLP 2024-2025			
Base Case Status	Contingency Name		Violation Type
Insecure	PNZTIC230	(1133 1444 1)	Voltage Violation
Insecure	PNZIZA230	(1133 1730 1)	Voltage Violation
Insecure	GSUSMO69	(1154 12304 4)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR69	(1155 12150 1)	Thermal Violation
Insecure	GESRBR692	(1155 12152 1)	Thermal Violation
Insecure	CENCEN69	(1204 12027 1)	Thermal Violation
Insecure	COBSJU69	(1403 1416 1)	Voltage Collapse
Insecure	COBVDA69	(1403 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSSYX69	(1429 1719 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSVDA69	(1429 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPPET69	(1442 1495 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPMDM69	(1442 14052 1)	Voltage Collapse
Insecure	PETLLB69	(1495 1767 1)	Voltage Violation
Insecure	SYXLLB69	(1719 1767 1)	Voltage Collapse

Insecure	IZAMDM230 (1730 14051 1)	Voltage Violation
Insecure	3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	Voltage Violation

4.2.3.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	Flow	Rating	Unit	Load (%)
	Number	Name	Number	Name							
GSUSMO69 (1154 12304 4)	1154	GSU-691	12304	SMO-692	2	1	1	87.740	83.800	MVA	104.700
GESRBR69 (1155 12150 1)	1155	GES-69	12152	RBR-692	1	1	1	103.830	94.410	MVA	110.000
GESRBR692 (1155 12152 1)	1155	GES-69	12150	RBR-69	1	1	1	103.830	94.410	MVA	110.000
CENCEN69 (1204 12027 1)	12027	CEN-692	12050	CRI-69	1	1	2	79.520	70.510	MVA	112.800
CENCEN69 (1204 12027 1)	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	105.610	70.510	MVA	149.800

4.2.3.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
COBSJU69 (1403 1416 1)	Voltage Collapse
COBVDA69 (1403 1764 1)	Voltage Collapse
CHSSYX69 (1429 1719 1)	Voltage Collapse
CHSVDA69 (1429 1764 1)	Voltage Collapse
POPPET69 (1442 1495 1)	Voltage Collapse
POPMDM69 (1442 14052 1)	Voltage Collapse
SYXLLB69 (1719 1767 1)	Voltage Collapse

4.2.3.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1495	PET-69	1	69.000	60.040	0.870	0.900	1.100	2.000	-0.0298
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1768	LLB-69	1	69.000	60.670	0.879	0.900	1.100	2.000	-0.0208
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1767	LLB-691	1	69.000	60.780	0.881	0.900	1.100	2.000	-0.0191
PNZTIC230 (1133 1444 1)	1719	SYX-69	1	69.000	61.310	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.0115
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1495	PET-69	1	69.000	60.420	0.876	0.900	1.100	2.000	-0.0243
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1768	LLB-69	1	69.000	61.060	0.885	0.900	1.100	2.000	-0.0151
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1767	LLB-691	1	69.000	61.160	0.886	0.900	1.100	2.000	-0.0136
PNZIZA230 (1133 1730 1)	1719	SYX-69	1	69.000	61.690	0.894	0.900	1.100	2.000	-0.006
PETLLB69 (1495 1767 1)	1495	PET-69	1	69.000	57.070	0.827	0.900	1.100	2.000	-0.0729
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1495	PET-69	1	69.000	60.520	0.877	0.900	1.100	2.000	-0.0229
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1768	LLB-69	1	69.000	61.230	0.887	0.900	1.100	2.000	-0.0127
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1767	LLB-691	1	69.000	61.320	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.0113
IZAMDM230 (1730 14051 1)	1719	SYX-69	1	69.000	61.880	0.897	0.900	1.100	2.000	-0.0032
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1495	PET-69	1	69.000	61.310	0.889	0.900	1.100	2.000	-0.0114
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1768	LLB-69	1	69.000	62.010	0.899	0.900	1.100	2.000	-0.0013
3WT MDM230/69 (14051 14052 1541 1)	1767	LLB-691	1	69.000	62.080	0.900	0.900	1.100	2.000	-0.0002

4.2.4 Resultados de Demanda Mínima

Violaciones PLP 2024-2025			
Base Case Status	Contingency Name		Violation Type
Insecure	COBSJU69	(1403 1416 1)	Voltage Collapse
Insecure	COBVDA69	(1403 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSSYX69	(1429 1719 1)	Voltage Collapse
Insecure	CHSVDA69	(1429 1764 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPPET69	(1442 1495 1)	Voltage Collapse
Insecure	POPMDM69	(1442 14052 1)	Voltage Collapse

4.2.4.1 Sobrecargas

– NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN SOBRECARGAS –

4.2.4.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
COBSJU69 (1403 1416 1)	Voltage Collapse
COBVDA69 (1403 1764 1)	Voltage Collapse
CHSSYX69 (1429 1719 1)	Voltage Collapse
CHSVDA69 (1429 1764 1)	Voltage Collapse
POPPET69 (1442 1495 1)	Voltage Collapse
POPMDM69 (1442 14052 1)	Voltage Collapse

4.2.4.3 Violaciones de Voltaje

– NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN VIOLACIONES DE VOLTAJE –

4.3 Resumen de resultados

Contingencia	SEP24 1900	SEP24 1100	SEP24 0300	MAR25 1900	MAR25 1100	MAR25 0300
CENCEN69	SC	SC		SC	SC	
GSUSMO69	SC	SC		SC	SC	
GESRBR69	SC	SC		SC	SC	
GESRBR692	SC	SC		SC	SC	
CHSSYX69	CV	CV	CV	CV	CV	CV
CHSVDA69	CV	CV	CV	CV	CV	CV
COBSJU69	CV	CV	CV	CV	CV	CV
COBVDA69	CV	CV		CV	CV	CV
PNZTIC230	BV			BV	BV	
PNZIZA230	BV			BV	BV	
IZAMDM230				BV	BV	
MDM 230/69				BV	BV	
LBRESP230				SC, BV		
COALIB69				CV		
LBRLIB69				CV		
ESP 230/69	SC, BV			CV		
HUE 230/138	BV			BV		
MALFLO69	BV			BV		
SMRSRP69				BV		
FLOSRP69				BV		
POPPET69	CV	CV	CV	CV	CV	CV
POPMDM69	CV	CV	CV	CV	CV	CV
SYXLLB69	CV	CV	BV	CV	CV	
PETLLB69	BV	BV	BV	CV	BV	
RGR138/69	BV			BV		
ESPSOL69	BV	BV				
LBRCUY69	BV	BV				
MAZLCR69	BV	BV				
LCRCUY69	BV	BV				
PANSAS230	BV	BV				

SC= Sobrecarga, CV=Colapso de Voltaje, BV=Bajo Voltaje, AV= Alto Voltaje, ISLA (dependiendo del despacho de los generadores en el área afectada)

5. 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, 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.

5.1 Criterios

- Los siguientes escenarios representan el Año Estacional:
 - Septiembre 2,024 - época lluviosa
 - Demanda Máxima
 - Demanda Media
 - Demanda Mínima
 - Marzo 2,025 – 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.

5.2 Registros

Tabla 5.1. Generación Forzada 2,023

Fecha	Generación Forzada	Razón de Convocatoria	Indisponibilidad en el Sistema de Transporte	Elementos Afectados
Enero 2,023				
27/01/20203 08:54 - 13:10	TER-B4	Control de potencia reactiva y tensión	Banco de Capacitores en SE Solola.	SE Solola, Patzún, Cruz de Santiago y Chimalteango
Febrero 2,023				
16/02/2023 09:30 - 16:21	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT La Ruidosa - Alicon 69 kV	SE Genor, Puerto Barrios, Alicon
Marzo 2,023				
13/03/2023 11:20 - 14:14	GEN-B2	Control de potencia reactiva y tensión	LT Guatemala Norte - Tactic 230 kV, regulación de tensión en Ixpanpajul	SE Ixpanpajul, Poptún
Abril 2,023				

Mayo 2,023				

Junio 2,023				

Julio 2,023				

Agosto 2,023				
23/08/2023 07:28 - 12:18	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT La Ruidosa - Alicon 69 kV	SE Genor, Puerto Barrios, Alicon
29/08/2023 11:36 - 15:08	GEN-B1 y GEN-B3	Control de potencia reactiva y tensión	Regulación de tensión en el sistema secundario de transmisión.	SE Panaluya, Morales, Puerto Barrios.
30/08/2023 23:37 - 23:59	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT La Ruidosa - Alicon 69 kV	SE Genor, Puerto Barrios, Alicon
31/08/2023 00:00 - 07:05				
Septiembre 2,023				

Fecha	Generación Forzada	Razón de Convocatoria	Indisponibilidad en el Sistema de Transporte	Elementos Afectados
Octubre 2,023				
5/10/2023 11:36 - 17:21	GEN-B3	Control de potencia reactiva y tensión	Regulación de tensión en el sistema secundario de transmisión.	SE Panaluya, Morales, Puerto Barrios.
Noviembre 2,023				
1/11/2023 14:03 - 22:15	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT La Ruidosa - Alicon 69 kV	SE Genor, Puerto Barrios, Alicon
6/11/2023 11:13 - 14:17	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT Alicon - Genor 69 kV	SE Genor, Puerto Barrios, Alicon
27/11/2023 06:55 - 17:02	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT La Ruidosa - Alicon 69 kV	SE Genor, Puerto Barrios, Alicon
Diciembre 2,023				
10/12/2023 08:30 - 16:49	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	Operación en isla	LT La Ruidosa - Alicon 69 kV	SE Genor, Puerto Barrios, Alicon

5.3 Análisis

Tabla 5.2. Análisis de Generación Forzada

No.	Generación Forzada	Indisponibilidad en el Sistema de Transporte	Condición Persistente	Análisis	Simulaciones
1	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4	LT La Ruidosa - Alicon - Genor 69 kV	Si	Al estar indisponible un tramo de la línea de transmisión, la única forma de alimentar la demanda de SE Puerto Barrios y al GUS Alicon, es desde SE Genor, formando una isla.	
2	TER-B4	Banco de Capacitores en SE Sololá 69 kV	Si	Ante la indisponibilidad de este capacitor, se deprime el voltaje 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.4.1.
3	GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3 y GEN-B4		Si	En el área de Petén de la red de 69 kV, se tienen problemas de regulación de tensión. Para los escenarios de demanda media y máxima, la tendencia es a operar con voltaje muy cercanos al límite inferior de 0.95 por unidad -pu- y, en ocasiones, por debajo de este ya fuera de los límites establecidos en las Normas Técnicas vigentes. Adicionalmente, en la época lluviosa, condiciones normales de operación, los voltajes en la red troncal 230 kV se deprimen a valores cercanos a 0.95 P.U., esta condición se debe a que el flujo de potencia proveniente de la generación hidroeléctrica, debe de recorrer mayores distancias, por su ubicación geográfica alejada de la demanda, resultando en una menor regulación de tensión cercana a la demanda. Bajo estas condiciones, se deberán de maniobrar los bancos de compensación reactiva ubicados en SE Morales e Izabal, para mejorar la regulación de tensión en el área de Petén y troncal 230 kV.	Anexo D.4.2.

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.

5.4 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-B4
Genor	GEN-B1
	GEN-B2
	GEN-B3
	GEN-B4

D. ANEXOS

D.1. Septiembre 2,024

D.1.1. Demanda Máxima

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E								THU, FEB 08 2024 9:39						
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025								AREA TOTALS						
DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024								IN MW/MVAR						
		FROM -----AT AREA BUSES-----					TO				-NET INTERCHANGE-			
X--	AREA	--X	GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT	
1			1957.6	0.0	0.0	1920.4	0.0	0.0	0.3	0.0	84.5	-47.6	-47.6	0.0
GUATEMAL			108.3	0.0	0.0	309.4	-240.2	0.0	0.8	627.9	766.9	-100.9	-100.9	
2			0.0	0.0	0.0	111.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	-111.6	-111.6	0.0
SALVADOR			0.0	0.0	0.0	-11.0	0.0	0.0	0.0	26.3	3.9	33.4	33.4	
3			0.0	0.0	0.0	79.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	-80.7	-80.7	0.0
HONDURAS			0.0	0.0	0.0	-15.0	0.0	0.0	0.0	24.4	7.9	31.5	31.5	
8			35160.0	0.0	0.0	34920.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.0	240.0	0.0
MEXICO			8110.5	0.0	0.0	8074.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.0	36.0	
COLUMN			37117.6	0.0	0.0	37031.0	0.0	0.0	0.3	0.0	86.3	0.0	0.0	0.0
TOTALS			8218.8	0.0	0.0	8358.0	-240.2	0.0	0.8	678.6	778.7	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											THU, FEB 08 2024 10:07									
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025																				
DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024																				
AREA 1 [GUATEMALA] GENERATOR SUMMARY:																				
# MACH																				
												X----- REMOTE BUS -----X								
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
1601	CHX	H1		13.800	1	0	3	52.3	4.1	29.0	-20.0	1.0250	1.0250					55.3	6	1
SYST																				
1602	CHX	H2		13.800	1	0	2	53.0	4.2	29.0	-20.0	1.0250	1.0250					55.3	6	1
1603	CHX	H3		13.800	1	0	2	53.0	4.2	29.0	-20.0	1.0250	1.0250					55.3	6	1
1604	CHX	H4		13.800	1	0	2	53.0	4.2	29.0	-20.0	1.0250	1.0250					55.3	6	1
1605	CHX	H5		13.800	1	0	2	53.0	4.2	29.0	-20.0	1.0250	1.0250					55.3	6	1
1606	AGU	H1		10.000	1	0	2	26.3	3.5	22.5	-18.8	1.0200	1.0200					37.5	6	1
1607	AGU	H2		10.000	1	0	2	26.3	3.5	22.5	-18.8	1.0200	1.0200					37.5	6	1
1608	AGU	H3		10.000	1	0	2	26.3	3.5	22.5	-18.8	1.0200	1.0200					37.5	6	1
1609	JUR	H1		13.800	1	0	2	19.5	-0.5	10.0	-10.0	1.0100	1.0100					25.0	6	1
1610	JUR	H2		13.800	1	0	2	19.5	-1.8	10.0	-10.0	1.0050	1.0050					25.0	6	1
1611	JUR	H3		13.800	1	0	2	19.5	3.4	10.0	-10.0	1.0250	1.0250					25.0	6	1
1612	LES	H		6.9000	2	0	2	13.0	0.4	4.0	-2.0	1.0250	1.0250					15.0	6	1
1613	RBO	H		4.1600	1	0	2	10.0	0.3	5.0	-2.0	1.0280	1.0280					12.5	6	1
1614	SMA	H		2.3000	3	0	2	5.9	0.1	1.8	-2.6	1.0250	1.0250					7.5	6	1
1615	SAL	H		2.3000	2	0	2	3.4	0.4	0.6	0.0	1.0170	1.0170					5.0	6	1
1644	ZUN	G		13.200	3	5	2	15.9	-1.2	9.9	-8.1	1.0200	1.0200					22.4	6	1
1645	SEC	H		6.6000	1	0	2	14.7	-0.9	10.0	-5.0	1.0100	1.0100					19.5	6	1
1646	PAS	H1		4.1600	1	0	2	4.1	-0.3	1.0	-1.0	1.0110	1.0110					7.5	6	1
1647	PAS	H2		4.1600	1	0	2	4.1	-0.3	1.0	-1.0	1.0110	1.0110					7.5	6	1
1651	SJO	C		13.800	1	0	2	135.8	15.2	64.0	-30.0	1.0150	1.0150					160.0	6	1
1652	PVE	H1		4.1600	1	0	2	3.1	-0.1	1.0	-1.0	1.0100	1.0100					4.4	6	1
1653	PVE	H2		4.1600	1	0	2	3.1	-0.1	1.0	-1.0	1.0100	1.0100					4.4	6	1
1656	REN	H1		6.9000	1	0	2	21.1	2.7	11.9	-7.3	1.0230	1.0230					23.5	6	1
1657	REN	H2		6.9000	1	0	2	21.1	2.4	11.9	-7.3	1.0200	1.0200					23.5	6	1
1658	REN	H3		6.9000	1	0	2	21.1	2.4	11.9	-7.3	1.0200	1.0200					23.5	6	1
1659	ARI	O1		13.800	3	1	2	15.0	4.1	36.0	-21.0	1.0150	1.0150					63.8	6	1
1660	ARI	O2		13.800	4	0	2	20.0	3.4	48.0	-28.0	1.0150	1.0150					85.1	6	1
1662	LVA	H1		13.800	1	0	2	20.0	1.4	15.0	0.0	1.0250	1.0250					26.0	6	1
1663	LVA	H2		13.800	1	1	2	20.0	1.4	15.0	0.0	1.0250	1.0250					26.0	6	1
1664	MTZ	H		4.1600	1	0	2	6.1	4.9	6.4	-3.5	1.0250	1.0250					13.4	6	1
1665	SIS	H		4.1600	1	1	2	1.2	0.1	0.8	0.0	1.0280	1.0280					2.1	6	1
1666	CAN	H1		13.800	1	0	2	20.4	-6.0	12.5	-10.0	1.0200	1.0200					28.3	6	1
1670	CAN	H2		13.800	1	0	2	20.4	-0.2	12.5	-10.0	1.0280	1.0280					28.3	6	1
1671	PAL	H		6.3000	2	0	2	4.0	1.2	4.0	-2.0	1.0250	1.0250					6.4	6	

1674	REC-H	13.800	2	0	2	16.1	-2.9	18.1	-14.5	1.0050	1.0050	34.4	6	1
1676	MTO-H	13.800	2	0	2	11.6	-2.9	8.0	-7.5	1.0250	1.0250	15.4	6	1
1687	PVE-13	13.800	1	0	2	3.1	-0.3	1.0	-1.0	1.0120	1.0120	4.4	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	0	2	4.0	-0.4	2.0	-1.0	1.0100	1.0100	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	1	2	19.6	3.5	18.0	0.0	1.0250	1.0250	30.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	0	2	41.4	0.6	23.5	-23.5	1.0200	1.0200	50.0	6	1
1694	PVI-H2	13.800	1	0	2	41.4	0.6	23.5	-23.5	1.0200	1.0200	50.0	6	1
1909	JEN-C1	15.750	1	0	2	136.9	16.8	70.6	-33.1	1.0220	1.0220	176.5	6	1
1910	JEN-C2	15.750	1	0	2	136.9	16.8	70.6	-33.1	1.0220	1.0220	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	0	2	42.1	-1.6	27.8	-27.8	1.0100	1.0100	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	1	0	2	42.1	-1.6	27.8	-27.8	1.0100	1.0100	55.3	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	0	2	6.1	1.0	4.7	-3.8	1.0000	1.0000	7.9	6	1
1924	PNA-H2	0.4800	1	0	2	0.8	0.2	0.7	-0.6	1.0150	1.0150	1.1	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	0	2	9.4	-1.9	7.3	-5.8	1.0050	1.0050	19.5	6	1
1948	MNL-H7	6.6000	2	1	2	8.1	0.0	7.3	-4.5	1.0250	1.0250	12.2	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	0	2	26.0	2.5	18.0	-17.9	1.0200	1.0200	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	1	0	2	26.0	2.5	18.0	-17.9	1.0200	1.0200	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	1	0	2	26.0	2.5	18.0	-17.9	1.0200	1.0200	33.8	6	1
1957	REN-H7	13.800	1	0	2	26.0	-3.0	18.0	-17.9	1.0000	1.0000	33.8	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	0	2	8.2	-0.7	5.0	-4.0	1.0000	1.0000	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	1	0	2	8.2	-0.7	5.0	-4.0	1.0000	1.0000	9.4	6	1
1970	MAG-B5	13.800	1	0	2	56.1	1.4	46.5	-37.2	1.0100	1.0100	77.5	6	1
1975	VDA-H	0.6900	2	0	2	1.9	0.3	1.1	-0.9	1.0050	1.0050	2.3	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	0	2	45.2	4.5	37.0	-18.9	1.0150	1.0150	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	1	0	2	56.1	9.2	33.8	-24.2	1.0190	1.0190	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0	2	2.0	-0.4	1.3	-1.0	1.0200	1.0200	2.4	6	1
1981	OXE-H2	13.800	3	0	2	57.2	4.4	36.3	-36.3	1.0200	1.0200	69.0	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	0	2	5.4	-5.4	9.8	-9.8	1.0050	1.0050	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	0	2	24.9	-3.0	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1985	REN-H12	13.800	1	0	2	24.9	-3.0	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	0	2	21.7	-0.5	15.0	-13.4	1.0100	1.0100	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	1	0	2	21.7	-0.5	15.0	-13.4	1.0100	1.0100	28.5	6	1
1992	REN-H10	13.800	1	0	2	21.7	0.2	15.0	-13.4	1.0125	1.0125	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	1	0	2	31.0	6.0	10.0	0.0	1.0150	1.0150	78.0	6	1
1998	CBN-H	6.6000	2	0	2	8.9	0.7	6.4	-5.1	1.0150	1.0150	12.2	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	0	2	23.5	-0.5	18.0	-17.8	1.0150	1.0150	34.2	6	1
16003	XAD-H2	13.800	1	0	2	23.5	-0.5	18.0	-17.8	1.0150	1.0150	34.2	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	2	0	2	1.1	-0.2	0.6	-0.4	1.0150	1.0150	1.4	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	2	0	2	6.5	-0.8	5.0	-2.6	1.0150	1.0150	8.3	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	2	0	2	6.5	-0.8	5.0	-2.6	1.0150	1.0150	8.3	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	0	2	9.2	2.2	7.1	-3.7	1.0270	1.0270	11.8	6	1
16023	OXE-H	13.800	2	0	2	23.0	-1.6	12.6	-12.3	1.0150	1.0150	29.0	6	1
16024	LFU-H	6.6000	1	0	2	9.2	-1.6	5.1	-4.7	1.0000	1.0000	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	0	2	8.2	2.8	5.8	-2.4	1.0250	1.0250	9.7	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	0	2	4.2	2.1	3.0	-1.7	1.0100	1.0100	5.0	6	1

16028 RAA-H	4.1600	2	0	2	4.3	1.4	3.0	-1.8	1.0100	1.0100		5.7	6	1
16029 REC-H2	13.800	2	0	2	14.3	-3.0	15.1	-9.0	1.0100	1.0100		28.8	6	1
SUBSYSTEM TOTALS					1957.6	108.3	1293.9	-909.1				2686.0		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 10:09
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024

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 THU, FEB 08 2024 10:11
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024

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 19.4 14.0 138.5
 12102 LFL-69 69.000* 1 12523 LFL-13 13.800 1 1 14.4 14.0 103.2
 12214 HFL-69 69.000* 1 12518 HFL-13 13.800 1 1 16.5 14.0 117.6
 12274 ARR-69 69.000* 1 12561 ARR-13 13.800 1 1 14.9 14.0 106.3

- Próxima Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 10:13
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
 MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % 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
1117	SJO-	230		230.00	1	1651	SJO-C		13.800*	1	1	1	136.6	150.0	91.1
1305	HUE-	69		69.000*	1	1319	HUE-132		13.800	1	1	1	27.0	28.0	96.5
1305	HUE-	69		69.000*	1	3WNDTR			WND 2	1	1	1	86.4	90.0	96.0
1822	HUE-	138		138.00*	1	3WNDTR			WND 1	1	1	1	86.1	90.0	95.7
1846	FLO-	69		69.000	1	16026	FLO-H		4.1600*	1	1	1	4.7	5.0	94.0
12052	CVI-	69		69.000*	1	12512	CVI-13		13.800	1	1	1	19.4	14.0	138.5
12102	LFL-	69		69.000*	1	12523	LFL-13		13.800	1	1	1	14.4	14.0	103.2
12150	RBR-	69		69.000*	1	12537	RBR-13		13.800	1	1	1	26.8	28.0	95.8
12173	SSI-	691		69.000*	1	12543	SSI-13		13.800	1	1	1	13.0	14.0	92.8
12178	SMM-	69		69.000*	1	12544	SMM-13		13.800	1	1	1	27.3	28.0	97.6
12214	HFL-	69		69.000*	1	12518	HFL-13		13.800	1	1	1	16.5	14.0	117.6
12274	ARR-	69		69.000*	1	12561	ARR-13		13.800	1	1	1	14.9	14.0	106.3
12279	SMC-	69		69.000*	1	12563	SMC-13		13.800	1	1	1	12.9	14.0	91.9

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 10:14
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024

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 *															

- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 10:15
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0350:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1541	MDM-13T	13.800	1	1.0461	14.436		
14319	THP-400	400.00	8	1.0395	415.80		

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1307	LNO-69	69.000	1	0.9619	66.370		
1326	ZCP-69	69.000	1	0.9579	66.093		
1396	CSA-342	34.500	1	0.9651	33.295		
1812	CSA-34	34.500	1	0.9641	33.261		
1313	QUI-69	69.000	1	0.9640	66.516		
1381	ZCP-13	13.800	1	0.9605	13.254		
1811	CSA-69	69.000	1	0.9672	66.735		

- Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.2 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, FEB 08 2024 11:27
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, SEPTIEMBRE 2,024
 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 NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT	X----LG FAULT---
			/I+/ AN(I+)	/3I0/ AN(I+)
801	[CRU-230	230.00] AMP	7920.6 -89.44	7115.9 -89.45

1101	[AGU-230	230.00]	AMP	12929.8	-87.02	15687.2	-88.53
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	13671.7	-87.64	17594.5	-89.31
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	9433.2	-85.90	10239.9	-87.12
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	13720.7	-87.64	17717.3	-89.32
1107	[GES-231	230.00]	AMP	11708.8	-85.68	13634.2	-88.43
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	10865.9	-85.62	11911.1	-88.23
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	11580.0	-86.03	13450.2	-88.70
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	8633.7	-89.41	8115.8	-90.03
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	12393.8	-87.51	14514.3	-89.20
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6489.8	-96.02	7759.5	-97.20
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5706.0	-95.23	6300.2	-97.18
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6450.3	-95.69	7284.0	-96.40
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13838.5	-100.32	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8004.3	-90.64	7755.5	-93.06
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5473.5	-88.68	5345.3	-90.48
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	13885.6	-87.68	17662.2	-88.96
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	6375.5	-90.29	7157.8	-92.41
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5596.0	-94.93	5966.4	-95.59
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5559.3	-94.89	5903.5	-95.53
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10318.5	-87.71	11073.2	-89.39
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5011.8	-90.40	4153.8	-90.99
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5088.9	-90.37	4246.0	-90.99
1127	[INC-230	230.00]	AMP	7206.2	-89.81	8026.0	-92.83
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7545.1	-86.54	5718.8	-86.17
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5134.8	-90.34	4284.0	-90.91
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	8384.3	-88.33	7388.6	-89.29
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	4051.3	-93.75	4040.4	-95.59
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	11287.2	-88.77	11517.6	-88.83
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3870.8	-85.45	3786.2	-86.40
1135	[REN-232	230.00]	AMP	5422.5	-85.29	5957.2	-86.13
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	10865.9	-85.62	11911.1	-88.23
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	8922.3	-89.09	8729.7	-89.88
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	14002.9	-87.79	17908.4	-89.10
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9931.2	-85.85	10577.1	-86.58
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	9349.9	-97.40	12326.1	-98.06
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7620.3	-89.02	6953.1	-88.91
1148	[REN-234	230.00]	AMP	5337.8	-85.26	5822.0	-86.05
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	6123.4	-89.97	4611.2	-89.64
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5250.1	-87.33	4216.9	-92.83
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	11764.4	-97.12	12278.8	-98.80
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13704.4	-95.36	14485.9	-98.15
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7982.6	-98.88	7958.9	-101.06
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14980.7	-95.63	15862.5	-99.29
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16384.5	-94.98	17470.5	-98.70
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	11346.3	-94.94	13149.9	-97.62

1157	[GSU-232	230.00]	AMP	11580.0	-86.03	13450.2	-88.70
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	13720.7	-87.64	17717.3	-89.32
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	13720.7	-87.64	17717.3	-89.32
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	13720.7	-87.64	17717.3	-89.32
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	8663.9	-90.36	8421.3	-92.75
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	8446.3	-89.58	7582.3	-89.11
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	9787.1	-89.16	9074.6	-88.54
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	8736.4	-89.47	7748.9	-88.66
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10017.0	-87.63	10441.6	-89.26
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9616.5	-87.86	10002.6	-89.36
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4542.0	-94.10	4733.6	-95.71
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	10142.5	-85.31	9915.4	-85.46
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	11000.4	-90.14	10766.5	-90.74
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	10142.5	-85.31	9915.4	-85.46
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3133.0	-90.18	3070.8	-93.67
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2962.0	-85.58	3127.4	-87.36
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1961.4	-92.53	2121.9	-96.12
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5731.8	-85.38	6293.2	-86.21
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5713.3	-88.15	5038.7	-89.56
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	8021.5	-86.03	8044.6	-86.05
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5978.2	-86.44	6175.5	-87.06
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4476.2	-88.58	4514.8	-90.27
1843	[CHN-230	230.00]	AMP	3355.7	-88.82	3310.5	-90.23
1845	[USP-230	230.00]	AMP	8194.0	-86.03	8251.9	-86.02
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	10688.0	-88.93	12545.2	-90.86
14051	[MDM-230	230.00]	AMP	1987.2	-86.52	1963.8	-87.99

D.1.2. Demanda Media.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										THU, FEB 08 2024 13:15			
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025										AREA TOTALS			
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024										IN MW/MVAR			
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT	
										TO TIE LINES	TO TIES + LOADS		
1	1805.5	0.0	0.0	1762.1	0.0	0.0	0.3	0.0	74.1	-31.0	-31.0	0.0	
GUATEMAL	209.2	0.0	0.0	447.5	-229.3	0.0	0.8	622.3	679.3	-67.0	-67.0		
2	0.0	0.0	0.0	105.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-106.1	-106.1	0.0	
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	-16.0	0.0	0.0	0.0	26.1	3.1	39.0	39.0		
3	0.0	0.0	0.0	101.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	-102.9	-102.9	0.0	
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-5.5	0.0	0.0	0.0	23.3	12.5	16.3	16.3		
8	32990.2	0.0	0.0	32750.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.0	240.0	0.0	
MEXICO	8871.2	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.7	11.7		
COLUMN	34795.7	0.0	0.0	34718.9	0.0	0.0	0.3	0.0	76.6	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	9080.4	0.0	0.0	9285.5	-229.3	0.0	0.8	671.6	694.9	0.0	0.0		

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E											THU, FEB 08 2024 13:17										
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025																					
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024																					
AREA 1 [GUATEMAL] GENERATOR SUMMARY:																					
# MACH																					
												X----- REMOTE BUS -----X									
BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																					
1601		CHX	H1		13.800	1 0	3	50.6	5.4	29.0	-20.0	1.0280	1.0280						55.3	6	1
SYST																					
1602		CHX	H2		13.800	1 0	2	50.0	5.4	29.0	-20.0	1.0280	1.0280						55.3	6	1
1603		CHX	H3		13.800	1 0	2	50.0	5.4	29.0	-20.0	1.0280	1.0280						55.3	6	1

1604	CHX-H4	13.800	1	0	2	50.0	5.4	29.0	-20.0	1.0280	1.0280	55.3	6	1
1605	CHX-H5	13.800	1	0	2	50.0	5.4	29.0	-20.0	1.0280	1.0280	55.3	6	1
1606	AGU-H1	10.000	1	0	2	24.6	5.1	22.5	-18.8	1.0210	1.0210	37.5	6	1
1607	AGU-H2	10.000	1	0	2	24.6	7.8	22.5	-18.8	1.0210	1.0210	37.5	6	1
1608	AGU-H3	10.000	1	0	2	24.6	7.8	22.5	-18.8	1.0210	1.0210	37.5	6	1
1609	JUR-H1	13.800	1	0	2	19.5	1.4	10.0	-10.0	1.0200	1.0200	25.0	6	1
1610	JUR-H2	13.800	1	0	2	19.5	1.4	10.0	-10.0	1.0200	1.0200	25.0	6	1
1611	JUR-H3	13.800	1	0	2	19.5	1.4	10.0	-10.0	1.0200	1.0200	25.0	6	1
1612	LES-H	6.9000	2	0	2	8.0	-1.6	4.0	-2.0	1.0160	1.0160	15.0	6	1
1613	RBO-H	4.1600	1	0	2	10.0	1.1	5.0	-2.0	1.0250	1.0250	12.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	3	0	2	5.8	-0.8	1.8	-2.6	1.0130	1.0130	7.5	6	1
1615	SAL-H	2.3000	1	1	2	1.7	0.2	0.3	0.0	1.0110	1.0110	2.5	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	5	2	15.9	0.5	9.9	-8.1	1.0200	1.0200	22.4	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	0	2	15.7	0.8	10.0	-5.0	1.0250	1.0250	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	0	2	1.1	0.0	1.0	-1.0	1.0000	1.0000	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	0	2	100.0	28.3	64.0	-30.0	1.0270	1.0270	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	0	2	3.0	0.1	1.0	-1.0	1.0100	1.0100	4.4	6	1
1653	PVE-H2	4.1600	1	0	2	3.0	0.1	1.0	-1.0	1.0100	1.0100	4.4	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	0	2	21.1	2.6	11.9	-7.3	1.0290	1.0290	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	1	0	2	21.1	2.6	11.9	-7.3	1.0290	1.0290	23.5	6	1
1658	REN-H3	6.9000	1	0	2	21.1	2.6	11.9	-7.3	1.0290	1.0290	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	1	2	15.0	14.5	36.0	-21.0	1.0250	1.0250	63.8	6	1
1660	ARI-O2	13.800	3	1	2	15.0	13.7	36.0	-21.0	1.0250	1.0250	63.8	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	0	2	13.6	0.4	15.0	0.0	1.0150	1.0150	26.0	6	1
1663	LVA-H2	13.800	1	1	2	13.6	0.4	15.0	0.0	1.0150	1.0150	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	0	2	6.1	3.1	6.4	-3.5	1.0180	1.0180	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1	2	1.2	0.1	0.8	0.0	1.0200	1.0200	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	0	2	14.6	-1.8	12.5	-10.0	1.0200	1.0200	28.3	6	1
1670	CAN-H2	13.800	1	0	2	14.6	-2.5	12.5	-10.0	1.0190	1.0190	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	2	0	2	4.0	0.2	4.0	-2.0	1.0150	1.0150	6.4	6	1
1674	REC-H	13.800	2	0	2	17.8	-1.8	18.1	-14.5	1.0100	1.0100	34.4	6	1
1676	MTO-H	13.800	2	0	2	8.3	-2.1	8.0	-7.5	1.0200	1.0200	15.4	6	1
1687	PVE-13	13.800	1	0	2	3.0	-0.5	1.0	-1.0	1.0100	1.0100	4.4	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	0	2	4.0	-0.3	2.0	-1.0	1.0200	1.0200	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	1	2	19.6	2.4	18.0	0.0	1.0220	1.0220	30.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	0	2	25.2	1.7	23.5	-23.5	1.0250	1.0250	50.0	6	1
1694	PVI-H2	13.800	1	0	2	25.2	3.3	23.5	-23.5	1.0281	1.0281	50.0	6	1
1909	JEN-C1	15.750	1	0	2	130.0	23.7	70.6	-33.1	1.0230	1.0230	176.5	6	1
1910	JEN-C2	15.750	1	0	2	130.0	23.7	70.6	-33.1	1.0230	1.0230	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	0	2	44.9	-1.8	27.8	-27.8	1.0100	1.0100	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	1	0	2	44.9	-1.8	27.8	-27.8	1.0100	1.0100	55.3	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	0	2	4.0	1.9	4.7	-3.8	1.0000	1.0000	7.9	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	0	2	4.7	-2.4	7.3	-5.8	1.0100	1.0100	19.5	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	0	2	25.9	3.6	18.0	-17.9	1.0290	1.0290	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	1	0	2	25.9	3.6	18.0	-17.9	1.0290	1.0290	33.8	6	1

1956	REN-H6	13.800	1	0	2	25.9	3.6	18.0	-17.9	1.0290	1.0290	33.8	6	1
1957	REN-H7	13.800	1	0	2	25.9	3.6	18.0	-17.9	1.0290	1.0290	33.8	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	0	2	8.1	0.4	5.0	-4.0	1.0200	1.0200	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	1	0	2	8.1	0.4	5.0	-4.0	1.0200	1.0200	9.4	6	1
1970	MAG-B5	13.800	1	0	2	30.0	10.2	46.5	-37.2	1.0190	1.0190	77.5	6	1
1975	VDA-H	0.6900	2	0	2	1.9	0.6	1.1	-0.9	1.0100	1.0100	2.3	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	0	2	28.0	4.2	37.0	-18.9	1.0100	1.0100	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	1	0	2	30.0	21.5	33.8	-24.2	1.0270	1.0270	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0	2	2.0	0.2	1.3	-1.0	1.0250	1.0250	2.4	6	1
1981	OXE-H2	13.800	3	0	2	57.2	4.1	36.3	-36.3	1.0200	1.0200	69.0	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	0	2	2.1	-0.2	0.4	-0.4	1.0160	1.0160	24.5	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	0	2	8.6	0.7	9.8	-9.8	1.0170	1.0170	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	0	2	24.9	-4.5	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1985	REN-H12	13.800	1	0	2	24.9	-4.5	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	0	2	21.0	1.9	15.0	-13.4	1.0250	1.0250	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	1	0	2	21.0	2.5	15.0	-13.4	1.0270	1.0270	28.5	6	1
1992	REN-H10	13.800	1	0	2	21.0	2.5	15.0	-13.4	1.0270	1.0270	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	1	0	2	20.0	7.5	10.0	0.0	1.0100	1.0100	78.0	6	1
1998	CBN-H	6.6000	2	0	2	8.9	1.2	6.4	-5.1	1.0150	1.0150	12.2	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	0	2	26.1	-5.0	18.0	-17.8	1.0000	1.0000	34.2	6	1
16003	XAD-H2	13.800	1	0	2	26.1	-5.0	18.0	-17.8	1.0000	1.0000	34.2	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	2	0	2	1.1	-0.2	0.6	-0.4	1.0100	1.0100	1.4	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	2	0	2	6.6	-0.8	5.0	-2.6	1.0100	1.0100	8.3	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	2	0	2	6.6	-0.8	5.0	-2.6	1.0100	1.0100	8.3	6	1
16012	HRU-F	20.000	1	0	2	47.2	-5.4	15.5	-15.5	1.0100	1.0100	55.0	6	1
16015	HRU-F2	20.000	1	0	2	27.1	-3.2	8.9	-8.9	1.0100	1.0100	35.0	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	0	2	9.2	1.3	7.1	-3.7	1.0220	1.0220	11.8	6	1
16023	OXE-H	13.800	2	0	2	23.0	-2.4	12.6	-12.3	1.0150	1.0150	29.0	6	1
16024	LFU-H	6.6000	1	0	2	10.0	0.6	5.1	-4.7	1.0200	1.0200	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	0	2	8.2	1.5	5.8	-2.4	1.0180	1.0180	9.7	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	0	2	4.0	1.0	3.0	-1.7	1.0080	1.0080	5.0	6	1
16028	RAA-H	4.1600	2	0	2	4.4	0.7	3.0	-1.8	1.0130	1.0130	5.7	6	1
16029	REC-H2	13.800	2	0	2	14.7	1.4	15.1	-9.0	1.0200	1.0200	28.8	6	1
SUBSYSTEM TOTALS						1805.5	209.2	1297.4	-920.9			2755.9		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 08 2024  13:19
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024

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    THU, FEB 08 2024  13:19
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024

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
1111 SID-230      230.00*    1   1116 SID-22      22.800    1 1    95.5    67.2   142.1
12000 ACA-69D     69.000*    1  12500 ACA-13     13.800    1 1     7.4     7.0   105.1
12052 CVI-69      69.000*    1  12512 CVI-13     13.800    1 1    22.2    14.0   158.5
12102 LFL-69      69.000*    1  12523 LFL-13     13.800    1 1    17.3    14.0   123.7
12214 HFL-69      69.000*    1  12518 HFL-13     13.800    1 1    14.3    14.0   102.2
```

- Próxima Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 13:53
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
 MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING SET B:

FROM BUS				TO BUS									
BUS#	X--	NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1111		SID-230	230.00*	1	1116		SID-22	22.800	1	1	95.5	67.2	142.1
12000		ACA-69D	69.000*	1	12500		ACA-13	13.800	1	1	7.4	7.0	105.1
12052		CVI-69	69.000*	1	12512		CVI-13	13.800	1	1	22.2	14.0	158.5
12102		LFL-69	69.000*	1	12523		LFL-13	13.800	1	1	17.3	14.0	123.7
12108		LUC-69	69.000*	1	12526		LUC-13	13.800	1	1	12.6	14.0	90.1
12178		SMM-69	69.000*	1	12544		SMM-13	13.800	1	1	26.4	28.0	94.4
12214		HFL-69	69.000*	1	12518		HFL-13	13.800	1	1	14.3	14.0	102.2
12274		ARR-69	69.000*	1	12561		ARR-13	13.800	1	1	12.7	14.0	90.8

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 13:55
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024

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)
1307		LNO-69	69.000	1	0.9388	64.775	1395		LNO-342	34.500	1	0.9473	32.681

- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 08 2024  13:56
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0350:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
1541 MDM-13T      13.800      1 1.0488 14.474

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)
1307 LNO-69       69.000      1 0.9388 64.775      1313 QUI-69       69.000      1 0.9676 66.764
1326 ZCP-69       69.000      1 0.9627 66.427      1368 LNO-13       13.800      1 0.9695 13.379
1381 ZCP-13       13.800      1 0.9635 13.296      1387 LNO-34       34.500      1 0.9683 33.407
1395 LNO-342      34.500      1 0.9473 32.681      12000 ACA-69D     69.000      1 0.9631 66.456
```

- Corrientes de Falla Trifásica.

```
PSS(R)E-33.12.2 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS      THU, FEB 08 2024  13:59
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,024
      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 NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X      THREE PHASE FAULT X----LG FAULT---X
      /I+/      AN(I+)      /3I0/      AN(I+)
801 [CRU-230      230.00] AMP      7898.0      -89.88      7101.5      -89.83
```

1101	[AGU-230	230.00]	AMP	12933.7	-87.44	15668.6	-88.88
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	13694.2	-88.03	17621.2	-89.67
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	9434.3	-85.96	10240.7	-87.10
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	13743.0	-88.03	17744.1	-89.68
1107	[GES-231	230.00]	AMP	11711.8	-85.98	13639.3	-88.57
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	10856.8	-85.84	11905.4	-88.27
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	11585.3	-86.36	13451.8	-88.88
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	8517.0	-88.96	8022.9	-89.40
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	12402.1	-87.89	14507.8	-89.54
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6489.8	-94.22	7767.9	-95.36
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5689.3	-93.82	6284.4	-95.67
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6447.2	-94.04	7286.9	-94.68
1116	[SID-22	22.800]	AMP	14263.7	-100.09	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8000.9	-91.42	7739.7	-93.80
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5409.7	-88.17	5283.4	-89.59
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	13892.6	-88.15	17660.9	-89.37
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	6278.5	-90.63	7074.8	-92.76
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5589.8	-93.29	5963.9	-93.88
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5553.1	-93.25	5901.1	-93.81
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10309.2	-87.90	11061.8	-89.45
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5002.4	-89.92	4154.2	-90.36
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5080.0	-89.88	4247.3	-90.36
1127	[INC-230	230.00]	AMP	7188.2	-90.06	8039.3	-92.97
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7434.0	-85.61	5630.4	-85.20
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5125.5	-89.87	4284.3	-90.30
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	8363.6	-88.54	7358.3	-89.32
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	4048.7	-92.01	4039.7	-93.79
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	11266.3	-89.17	11479.9	-89.16
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3868.3	-85.18	3784.4	-86.05
1135	[REN-232	230.00]	AMP	5452.6	-85.20	5989.8	-86.01
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	10856.8	-85.84	11905.4	-88.27
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	8902.0	-89.55	8722.4	-90.29
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	14011.5	-88.27	17908.4	-89.52
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9930.5	-85.92	10576.4	-86.55
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	9348.2	-97.74	12330.0	-98.35
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7554.0	-88.78	6902.9	-88.55
1148	[REN-234	230.00]	AMP	5367.2	-85.17	5853.7	-85.92
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	6096.3	-90.08	4583.5	-89.59
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5225.7	-87.67	4223.1	-93.10
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	11720.8	-97.61	12246.4	-99.27
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13672.6	-95.16	14482.4	-97.75
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7937.0	-98.75	7903.4	-100.76
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14965.7	-95.67	15827.5	-99.17
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16357.0	-94.94	17449.5	-98.52
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	11309.5	-93.90	13103.8	-96.45

1157	[GSU-232	230.00]	AMP	11585.3	-86.36	13451.8	-88.88
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	13743.0	-88.03	17744.1	-89.68
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	13743.0	-88.03	17744.1	-89.68
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	13743.0	-88.03	17744.1	-89.68
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	8659.7	-91.08	8402.7	-93.42
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	8424.6	-90.07	7550.7	-89.54
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	9763.9	-89.58	9038.8	-88.89
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	8713.5	-89.91	7716.2	-89.05
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10004.7	-87.82	10421.1	-89.31
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9602.3	-88.04	9980.8	-89.40
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4538.7	-92.39	4732.6	-93.93
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	10144.5	-85.35	9917.4	-85.35
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	11002.9	-89.65	10778.1	-90.09
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	10144.5	-85.35	9917.4	-85.35
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3116.4	-89.41	3045.6	-93.04
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2959.2	-85.24	3122.3	-86.96
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1944.0	-91.93	2100.6	-95.51
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5762.4	-85.30	6326.4	-86.09
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5691.4	-87.86	5013.5	-89.21
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	8017.8	-86.10	8043.4	-86.03
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5963.9	-86.03	6165.5	-86.57
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4442.3	-88.00	4486.2	-89.36
1843	[CHN-230	230.00]	AMP	3345.0	-88.01	3308.8	-89.19
1845	[USP-230	230.00]	AMP	8189.9	-86.09	8250.3	-85.99
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	10684.4	-89.36	12521.3	-91.23
14051	[MDM-230	230.00]	AMP	1983.0	-86.05	1946.5	-87.41

D.1.3. Demanda Mínima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										THU, FEB 08 2024 14:01			
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025										AREA TOTALS			
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024										IN MW/MVAR			
FROM -----AT AREA BUSES-----													
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT	
										TO TIE LINES	TO TIES + LOADS		
1	1226.7	0.0	0.0	1150.0	0.0	0.0	0.3	0.0	42.0	34.4	34.4	0.0	
GUATEMAL	51.2	0.0	0.0	175.3	178.2	0.0	0.9	625.1	402.7	-80.7	-80.7		
2	0.0	0.0	0.0	163.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	-164.8	-164.8	0.0	
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	-4.0	0.0	0.0	0.0	26.1	7.1	22.9	22.9		
3	0.0	0.0	0.0	107.4	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	-109.7	-109.7	0.0	
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-24.0	0.0	0.0	0.0	23.3	15.0	32.3	32.3		
8	27632.6	0.0	0.0	27392.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	240.1	240.1	0.0	
MEXICO	2056.9	0.0	0.0	2031.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.5	25.5		
COLUMN	28859.3	0.0	0.0	28813.6	0.0	0.0	0.3	0.0	45.5	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	2108.1	0.0	0.0	2178.7	178.2	0.0	0.9	674.4	424.8	0.0	0.0		

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										THU, FEB 08 2024 14:02			
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025													
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024													
AREA 1 [GUATEMAL] GENERATOR SUMMARY:													
# MACH													
BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	X----- REMOTE BUS -----X		
											BUS# X-- NAME --X BASKV	MVABASE	ZONE AREA
SWING													
1601	CHX-H1	13.800	1 0	3	52.6	-5.0	29.0	-20.0	0.9950	0.9950		55.3	6 1
SYST													
1602	CHX-H2	13.800	1 0	2	53.0	-5.0	29.0	-20.0	0.9950	0.9950		55.3	6 1
1603	CHX-H3	13.800	1 0	2	53.0	-5.0	29.0	-20.0	0.9950	0.9950		55.3	6 1
1604	CHX-H4	13.800	1 0	2	53.0	-5.0	29.0	-20.0	0.9950	0.9950		55.3	6 1

1605	CHX-H5	13.800	1	0	2	53.0	-5.0	29.0	-20.0	0.9950	0.9950	55.3	6	1
1606	AGU-H1	10.000	1	0	2	22.5	-4.0	22.5	-18.8	0.9800	0.9800	37.5	6	1
1607	AGU-H2	10.000	1	0	2	22.5	-4.0	22.5	-18.8	0.9800	0.9800	37.5	6	1
1609	JUR-H1	13.800	1	0	2	8.5	-4.1	10.0	-10.0	1.0050	1.0050	25.0	6	1
1612	LES-H	6.9000	1	1	2	4.0	0.4	5.7	-1.0	1.0200	1.0200	7.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	3	0	2	5.8	-1.4	1.8	-2.6	1.0130	1.0130	7.5	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	5	2	15.9	-1.3	9.9	-8.1	1.0020	1.0020	22.4	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	0	2	9.9	-1.2	10.0	-5.0	1.0100	1.0100	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	0	2	1.1	0.2	1.0	-1.0	1.0000	1.0000	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	0	2	60.0	18.6	64.0	-30.0	1.0270	1.0270	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	0	2	2.7	-0.1	1.0	-1.0	1.0000	1.0000	4.4	6	1
1653	PVE-H2	4.1600	1	0	2	2.7	-0.9	1.0	-1.0	1.0000	1.0000	4.4	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	0	2	21.1	2.8	11.9	-7.3	1.0200	1.0200	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	1	0	2	21.1	1.6	11.9	-7.3	1.0180	1.0180	23.5	6	1
1658	REN-H3	6.9000	1	0	2	21.1	1.1	11.9	-7.3	1.0120	1.0120	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	1	2	15.0	4.4	36.0	-21.0	1.0150	1.0150	63.8	6	1
1660	ARI-O2	13.800	2	2	2	10.0	3.5	24.0	-14.0	1.0150	1.0150	42.6	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	0	2	4.4	2.1	15.0	0.0	1.0200	1.0200	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	0	2	3.1	2.9	6.4	-3.5	1.0250	1.0250	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1	2	1.2	0.2	0.8	0.0	1.0150	1.0150	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	0	2	10.0	-0.9	12.5	-3.0	1.0240	1.0240	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	2	0	2	4.0	1.4	4.0	-2.0	1.0150	1.0150	6.4	6	1
1674	REC-H	13.800	2	0	2	16.1	-2.1	18.1	-14.5	1.0100	1.0100	34.4	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	1	2	2.8	-0.4	4.0	-3.8	1.0150	1.0150	7.7	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	0	2	2.7	0.1	2.0	-1.0	1.0200	1.0200	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	1	2	19.6	3.5	18.0	0.0	1.0120	1.0120	30.0	6	1
1909	JEN-C1	15.750	1	0	2	87.0	10.8	70.6	-33.1	1.0180	1.0180	176.5	6	1
1910	JEN-C2	15.750	1	0	2	87.0	10.8	70.6	-33.1	1.0180	1.0180	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	0	2	22.1	2.8	27.8	-27.8	1.0000	1.0000	55.3	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	1	2	3.0	0.1	2.4	-1.9	1.0000	1.0000	4.0	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	0	2	23.5	3.7	18.0	-17.9	1.0180	1.0180	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	1	0	2	23.5	3.7	18.0	-17.9	1.0180	1.0180	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	1	0	2	23.5	3.7	18.0	-17.9	1.0180	1.0180	33.8	6	1
1970	MAG-B5	13.800	1	0	2	30.0	-3.1	46.5	-37.2	1.0050	1.0050	77.5	6	1
1975	VDA-H	0.6900	2	0	2	1.8	0.4	1.1	-0.9	1.0050	1.0050	2.3	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	0	2	18.0	0.5	37.0	-18.9	1.0100	1.0100	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	1	0	2	30.0	6.6	33.8	-24.2	0.9970	0.9970	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0	2	2.0	-0.4	1.3	-1.0	1.0250	1.0250	2.4	6	1
1981	OXE-H2	13.800	3	0	2	57.2	2.6	36.3	-36.3	1.0100	1.0100	69.0	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	0	2	4.8	-2.7	11.6	-11.6	1.0050	1.0050	24.5	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	0	2	12.8	-0.9	9.8	-9.8	1.0180	1.0180	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	0	2	24.9	-1.2	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1985	REN-H12	13.800	1	0	2	24.9	-1.2	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	0	2	19.3	2.9	15.0	-13.4	1.0170	1.0170	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	1	0	2	19.3	2.9	15.0	-13.4	1.0170	1.0170	28.5	6	1

1993 SAA-B2	13.800	1	0	2	20.0	6.0	10.0	0.0	1.0050	1.0050	78.0	6	1
1998 CBN-H	6.6000	2	0	2	6.9	-0.5	6.4	-5.1	1.0000	1.0000	12.2	6	1
16002 XAD-H1	13.800	1	0	2	25.0	2.6	18.0	-17.8	1.0100	1.0100	34.2	6	1
16008 MNL-H3	0.4800	2	0	2	0.7	-0.3	0.6	-0.4	1.0000	1.0000	1.4	6	1
16009 MNL-H4	6.6000	2	0	2	4.3	-1.7	5.0	-2.6	1.0000	1.0000	8.3	6	1
16014 SNT-E	0.6900	1	0	2	29.6	8.6	16.4	-16.4	1.0250	1.0250	56.0	6	1
16023 OXE-H	13.800	2	0	2	23.0	-1.5	12.6	-12.3	1.0150	1.0150	29.0	6	1
16025 CAF-H	4.1600	2	0	2	8.2	-0.4	5.8	-2.4	1.0100	1.0100	9.7	6	1
16026 FLO-H	4.1600	2	0	2	4.3	-0.4	3.0	-1.7	1.0000	1.0000	5.0	6	1
16028 RAA-H	4.1600	2	0	2	4.3	0.0	3.0	-1.8	1.0100	1.0100	5.7	6	1
16029 REC-H2	13.800	2	0	2	13.4	-0.7	15.1	-10.5	1.0190	1.0190	28.8	6	1
SUBSYSTEM TOTALS					1226.7	51.2	1047.5	-704.6			2195.0		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 14:05
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024

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 THU, FEB 08 2024 14:05
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024

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
 1111 SID-230 230.00* 1 1116 SID-22 22.800 1 1 101.9 67.2 151.6

- Próxima Sobrecarga en Transformadores.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 08 2024  14:07
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE  90.0 % 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
1111 SID-230      230.00*    1   1116 SID-22      22.800    1  1   101.9   67.2  151.6
```

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    THU, FEB 08 2024  14:09
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024

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 *
```

• Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 14:11
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0350:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
14319	THP-400	400.00	8	1.0388	415.52						

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1307	LNO-69	69.000	1	0.9675	66.757						

• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.2 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, FEB 08 2024 14:12
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,024
 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 NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X-----	BUS	-----X	THREE PHASE FAULT	X----LG FAULT----
			/I+/ AN(I+)	/3I0/ AN(I+)
801	[CRU-230	230.00] AMP	7443.3 -89.96	6898.9 -89.57
1101	[AGU-230	230.00] AMP	11688.1 -88.12	14651.9 -89.18
1102	[ALB-230	230.00] AMP	12303.8 -88.67	16289.1 -89.87
1103	[CHX-231	230.00] AMP	8154.4 -86.35	9201.7 -87.39

1106	[ESC-231	230.00]	AMP	12343.0	-88.68	16392.7	-89.88
1107	[GES-231	230.00]	AMP	10467.1	-86.90	12586.0	-88.70
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	9736.9	-86.58	11066.7	-88.28
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	10365.6	-87.25	12419.6	-88.96
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	8156.6	-88.58	7831.0	-88.71
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	11259.9	-88.44	13614.8	-89.61
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	5779.9	-95.67	7106.1	-96.67
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5043.0	-94.50	5726.4	-96.05
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	5437.5	-94.86	6418.5	-95.53
1116	[SID-22	22.800]	AMP	14351.2	-99.35	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	7596.4	-91.72	7544.4	-93.83
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5178.0	-88.13	5148.3	-89.02
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	12496.6	-88.80	16369.9	-89.63
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	5909.8	-90.32	6800.2	-92.26
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	4896.0	-94.21	5430.7	-94.73
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	4868.2	-94.18	5379.0	-94.67
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	9444.2	-88.17	10490.0	-89.37
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4796.8	-89.81	4074.9	-90.49
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4867.0	-89.80	4164.3	-90.49
1127	[INC-230	230.00]	AMP	6652.2	-90.08	7542.8	-92.28
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7474.3	-84.70	5681.5	-84.24
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4908.7	-89.79	4200.0	-90.41
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	7732.2	-88.63	7084.6	-88.70
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3695.2	-93.00	3797.2	-94.60
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	10424.7	-89.34	10992.0	-89.00
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3650.0	-85.52	3641.7	-86.32
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4835.7	-86.26	5469.8	-87.08
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	9736.9	-86.58	11066.7	-88.28
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	8320.8	-89.74	8402.6	-90.09
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	12597.9	-88.93	16588.0	-89.79
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	8477.5	-86.33	9438.1	-86.91
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	9120.9	-97.38	12111.1	-97.89
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7270.2	-88.39	6776.5	-87.91
1148	[REN-234	230.00]	AMP	4769.9	-86.23	5357.1	-87.01
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	5774.1	-89.66	4500.9	-88.65
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5030.5	-87.58	4125.7	-92.53
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	11256.3	-96.89	11925.4	-98.22
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13128.2	-94.59	14093.3	-96.74
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7768.7	-97.86	7815.4	-99.47
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14231.4	-95.44	15310.2	-97.98
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15464.2	-94.88	16800.6	-97.50
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10472.8	-94.10	12367.7	-96.25
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	10365.6	-87.25	12419.6	-88.96
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	12343.0	-88.68	16392.7	-89.88
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	12343.0	-88.68	16392.7	-89.88

1162	[LPA-232	230.00]	AMP	12343.0	-88.68	16392.7	-89.88
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	8171.1	-91.38	8161.5	-93.41
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	7957.6	-90.00	7350.7	-89.21
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	9133.3	-89.62	8746.1	-88.63
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	8213.3	-89.87	7507.9	-88.73
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	9161.0	-88.06	9895.2	-89.07
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	8825.8	-88.20	9501.8	-89.11
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4087.4	-93.36	4401.9	-94.74
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	8845.1	-85.95	9085.4	-85.82
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10292.1	-89.98	10333.7	-90.30
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	8845.1	-85.95	9085.4	-85.82
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2963.4	-88.63	2955.7	-92.31
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2814.4	-85.60	3006.7	-87.21
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1854.4	-91.19	2019.5	-94.79
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5095.9	-86.31	5766.4	-87.12
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5288.0	-87.59	4812.5	-88.80
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	6632.8	-86.56	7036.9	-86.66
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5037.5	-87.22	5450.2	-87.84
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4239.4	-88.22	4352.1	-89.17
1843	[CHN-230	230.00]	AMP	3231.4	-87.98	3221.5	-88.79
1845	[USP-230	230.00]	AMP	6779.5	-86.56	7219.6	-86.63
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	9924.3	-89.99	11991.9	-91.55
14051	[MDM-230	230.00]	AMP	1914.2	-86.28	1900.9	-87.58

D.2. Marzo 2,025

D.2.1. Demanda Máxima

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										THU, FEB 08 2024 14:14			
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025										AREA TOTALS			
DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025										IN MW/MVAR			
X-- AREA --X	FROM GENE-	-----AT FROM IND	AREA TO IND	BUSES TO	TO BUS	TO	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-			
	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	GNE BUS	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	DESIRED	
						DEVICES				LINES	+ LOADS	NET INT	
1	2002.4	0.0	0.0	2011.6	0.0	0.0	0.3	0.0	76.7	-86.2	-86.2	0.0	
GUATEMAL	144.9	0.0	0.0	322.6	-198.8	0.0	0.8	629.9	715.9	-65.7	-65.7		
2	0.0	0.0	0.0	82.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-82.8	-82.8	0.0	
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	7.5	0.0	0.0	0.0	26.0	2.4	16.1	16.1		
3	0.0	0.0	0.0	69.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	-70.0	-70.0	0.0	
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-7.5	0.0	0.0	0.0	23.5	6.0	25.0	25.0		
8	35159.0	0.0	0.0	34920.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	239.0	239.0	0.0	
MEXICO	8099.2	0.0	0.0	8074.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.7	24.7		
COLUMN	37161.4	0.0	0.0	37083.1	0.0	0.0	0.3	0.0	78.0	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	8244.1	0.0	0.0	8397.1	-198.8	0.0	0.8	679.4	724.3	0.0	0.0		

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										THU, FEB 08 2024		14:19									
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025																					
DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025																					
AREA 1 [GUATEMALA] GENERATOR SUMMARY:																					
# MACH																					
X----- REMOTE BUS -----X																					
BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																					
1601		CHX-H1			13.800	1	0	3	35.7	3.5	29.0	-20.0	1.0250	1.0250					55.3	6	1
SYST																					

1602	CHX-H2	13.800	1	0	2	35.5	3.5	29.0	-20.0	1.0250	1.0250	55.3	6	1
1603	CHX-H3	13.800	1	0	2	0.0	2.4	29.0	-20.0	1.0250	1.0250	55.3	6	1
1604	CHX-H4	13.800	1	0	2	0.0	2.4	29.0	-20.0	1.0250	1.0250	55.3	6	1
1605	CHX-H5	13.800	1	0	2	0.0	2.4	29.0	-20.0	1.0250	1.0250	55.3	6	1
1606	AGU-H1	10.000	1	0	2	25.9	4.0	22.5	-18.8	1.0200	1.0200	37.5	6	1
1607	AGU-H2	10.000	1	0	2	25.9	4.0	22.5	-18.8	1.0200	1.0200	37.5	6	1
1608	AGU-H3	10.000	1	0	2	25.9	4.0	22.5	-18.8	1.0200	1.0200	37.5	6	1
1609	JUR-H1	13.800	1	0	2	19.5	-1.8	10.0	-10.0	1.0100	1.0100	25.0	6	1
1610	JUR-H2	13.800	1	0	2	19.5	-3.1	10.0	-10.0	1.0050	1.0050	25.0	6	1
1612	LES-H	6.9000	1	1	2	3.9	1.1	2.0	-1.0	1.0250	1.0250	7.5	6	1
1613	RBO-H	4.1600	1	0	2	10.0	2.4	5.0	-2.0	1.0280	1.0280	12.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	1	2	2	0.5	0.5	0.6	-0.9	1.0250	1.0250	2.5	6	1
1615	SAL-H	2.3000	2	0	2	3.5	0.5	0.6	0.0	1.0170	1.0170	5.0	6	1
1636	LUN-B	13.800	1	0	2	22.8	1.7	5.0	0.0	1.0100	1.0100	38.8	6	1
1638	MTI-B	13.800	1	0	-2	15.5	0.0	6.0	0.0	1.0200	1.0210	25.9	6	1
1639	PNT-B	13.800	1	0	2	18.0	2.4	5.0	0.0	1.0150	1.0150	45.3	6	1
1640	SAA-B	13.800	1	0	2	15.0	2.7	10.0	0.0	1.0200	1.0200	45.3	6	1
1641	TDL-B1	13.800	3	2	2	17.0	1.0	13.8	0.0	1.0300	1.0300	25.1	6	1
1642	GEN-B1	13.800	2	0	2	19.1	1.6	10.0	0.0	1.0100	1.0100	24.2	6	1
1643	GEN-B2	13.800	2	0	2	19.1	1.6	10.0	0.0	1.0100	1.0100	24.2	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	5	2	17.4	0.2	9.9	-8.1	1.0200	1.0200	22.4	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	0	2	15.6	-0.3	10.0	-5.0	1.0100	1.0100	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	0	2	0.8	1.0	1.0	-1.0	1.0110	1.0110	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	0	2	135.8	15.0	64.0	-30.0	1.0150	1.0150	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	0	2	1.8	0.0	1.0	-1.0	1.0100	1.0100	4.4	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	1	2	4.5	4.4	9.9	0.0	1.0250	1.0250	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	0	2	21.1	2.9	11.9	-7.3	1.0230	1.0230	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	1	0	2	21.1	2.6	11.9	-7.3	1.0200	1.0200	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	1	2	37.5	3.0	36.0	-21.0	1.0150	1.0150	63.8	6	1
1660	ARI-O2	13.800	4	0	2	27.5	1.8	48.0	-28.0	1.0150	1.0150	85.1	6	1
1661	ARI-O3	13.800	3	0	2	15.0	1.5	36.0	-21.0	1.0150	1.0150	63.8	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	0	2	18.1	3.5	15.0	0.0	1.0250	1.0250	26.0	6	1
1663	LVA-H2	13.800	1	1	2	18.1	3.5	15.0	0.0	1.0250	1.0250	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	0	2	11.5	4.4	6.4	-3.5	1.0250	1.0250	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1	2	1.3	0.1	0.8	0.0	1.0280	1.0280	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	0	2	20.0	-2.5	12.5	-10.0	1.0200	1.0200	28.3	6	1
1668	ELG-B	13.800	1	3	-2	7.2	0.0	5.6	0.0	1.0100	1.0281	9.4	6	1
1669	TDL-B2	13.800	4	2	2	25.6	0.7	20.7	0.0	1.0270	1.0270	34.5	6	1
1671	PAL-H	6.3000	2	0	2	3.4	0.6	4.0	-2.0	1.0250	1.0250	6.4	6	1
1673	MAG-B2	13.800	1	0	2	12.6	1.3	6.2	0.0	1.0170	1.0170	17.6	6	1
1674	REC-H	13.800	2	0	2	24.6	-1.8	18.1	-14.5	1.0050	1.0050	34.4	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	1	2	5.7	0.1	4.0	-3.8	1.0250	1.0250	7.7	6	1
1686	GEC-B	13.800	2	0	2	13.7	0.6	11.8	-6.9	1.0200	1.0200	19.7	6	1
1688	MAG-B3	13.800	1	0	2	18.0	1.8	18.0	0.0	1.0170	1.0170	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	0	2	4.3	-0.2	2.0	-1.0	1.0100	1.0100	5.4	6	1

1691	ORT-G	12.470	2	1	2	19.6	1.7	18.0	0.0	1.0250	1.0250	30.0	6	1
1692	GEC-B2	13.800	2	0	2	29.5	8.2	20.0	-10.0	1.0300	1.0300	46.2	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	0	2	42.0	1.1	23.5	-23.5	1.0200	1.0200	50.0	6	1
1901	TDL-B3	13.800	2	1	2	14.2	1.9	11.2	0.0	1.0170	1.0170	18.8	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	0	2	17.4	3.1	6.6	-3.5	1.0100	1.0100	24.6	6	1
1909	JEN-C1	15.750	1	0	2	136.9	19.1	70.6	-33.1	1.0220	1.0220	176.5	6	1
1910	JEN-C2	15.750	1	0	2	136.9	19.1	70.6	-33.1	1.0220	1.0220	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	0	2	47.1	-0.9	27.8	-27.8	1.0100	1.0100	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	1	0	2	47.1	-0.9	27.8	-27.8	1.0100	1.0100	55.3	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	0	2	6.4	0.8	4.7	-3.8	1.0000	1.0000	7.9	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	0	2	1.0	-1.5	7.3	-5.8	1.0050	1.0050	19.5	6	1
1948	MNL-H7	6.6000	1	2	2	2.3	0.8	3.7	-2.2	1.0250	1.0250	6.1	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	2	0	2	2.1	0.0	1.2	-0.8	1.0150	1.0150	2.7	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	0	2	26.1	1.8	18.0	-17.9	1.0200	1.0200	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	1	0	2	26.1	1.8	18.0	-17.9	1.0200	1.0200	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	1	0	2	26.1	1.8	18.0	-17.9	1.0200	1.0200	33.8	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	0	2	7.8	-0.8	5.0	-4.0	1.0000	1.0000	9.4	6	1
1966	TND-B2	13.800	1	0	2	3.0	-3.4	14.9	-11.9	1.0100	1.0100	24.8	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	0	2	3.7	0.2	1.8	-1.0	1.0250	1.0250	4.3	6	1
1970	MAG-B5	13.800	1	0	2	48.0	0.2	46.5	-37.2	1.0100	1.0100	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	1	1	2	31.9	5.1	34.2	-20.2	1.0150	1.0150	57.0	6	1
1973	EPI-B3	13.800	1	0	2	11.8	-0.1	17.1	-7.5	1.0150	1.0150	28.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	1	0	2	9.6	0.3	11.2	-9.0	1.0100	1.0100	18.8	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	0	2	6.0	2.6	37.0	-18.9	1.0150	1.0150	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	1	0	2	46.2	7.8	33.8	-24.2	1.0190	1.0190	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0	2	2.0	-0.4	1.3	-1.0	1.0200	1.0200	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	1	0	2	28.0	-2.4	29.0	-20.0	1.0200	1.0200	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	1	0	2	43.9	-1.1	34.5	-25.1	1.0000	1.0000	57.5	6	1
1981	OXE-H2	13.800	2	1	2	23.0	0.7	24.2	-24.2	1.0200	1.0200	46.0	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	0	2	5.5	-3.6	9.8	-9.8	1.0050	1.0050	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	0	2	5.5	-4.7	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1986	MTI-B2	13.800	1	0	2	14.0	0.0	14.9	-8.4	1.0200	1.0200	24.8	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	0	2	20.3	-1.2	15.0	-13.4	1.0100	1.0100	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	1	0	2	20.3	-1.2	15.0	-13.4	1.0100	1.0100	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	1	0	2	44.1	5.7	10.0	0.0	1.0150	1.0150	78.0	6	1
1994	LUN-B3	13.800	1	0	2	27.5	-2.2	24.8	-16.2	1.0000	1.0000	41.2	6	1
1995	PNT-B3	13.800	1	0	2	43.8	7.8	50.1	-30.7	1.0180	1.0180	83.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	1	1	2	2.5	0.5	3.2	-2.6	1.0150	1.0150	6.1	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	0	2	20.1	-0.6	18.0	-17.8	1.0150	1.0150	34.2	6	1
16003	XAD-H2	13.800	1	0	2	20.1	-0.6	18.0	-17.8	1.0150	1.0150	34.2	6	1
16007	MNL-H2	0.4800	1	1	2	1.1	0.0	0.6	-0.4	1.0150	1.0150	1.3	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	2	0	2	0.9	0.0	0.6	-0.4	1.0150	1.0150	1.4	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	2	0	2	5.5	-0.4	5.0	-2.6	1.0150	1.0150	8.3	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	1	1	2	2.8	-0.5	2.5	-1.3	1.0150	1.0150	4.2	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	0	-2	3.2	1.0	1.0	-1.0	1.0009	0.9952	56.0	6	1

16017 ISI-B	13.800	1	0	2	55.9	-4.0	46.5	-24.2	1.0100	1.0100	77.5	6	1
16023 OXE-H	13.800	1	1	2	7.0	-0.4	6.3	-6.2	1.0150	1.0150	14.5	6	1
16024 LFU-H	6.6000	1	0	2	8.5	-1.2	5.1	-4.7	1.0000	1.0000	15.1	6	1
16025 CAF-H	4.1600	2	0	2	8.2	2.2	5.8	-2.4	1.0250	1.0250	9.7	6	1
16026 FLO-H	4.1600	1	1	-2	1.6	1.5	1.5	-0.9	1.0000	0.9770	2.5	6	1
16028 RAA-H	4.1600	1	1	-2	2.2	1.5	1.5	-0.9	1.0100	0.9814	2.8	6	1
16029 REC-H2	13.800	2	0	2	21.3	-2.0	15.1	-9.0	1.0100	1.0100	28.8	6	1
SUBSYSTEM TOTALS					2002.4	144.9	1611.9	-982.4			3393.0		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 14:20
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
 CURRENT LOADINGS ABOVE 90.0 % 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 THU, FEB 08 2024 14:21
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025

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
 1305 HUE-69 69.000* 1 1319 HUE-132 13.800 1 1 28.4 28.0 101.5
 1305 HUE-69 69.000* 1 3WNDTR WND 2 1 1 90.6 90.0 100.7
 1822 HUE-138 138.00* 1 3WNDTR WND 1 1 1 90.6 90.0 100.6
 12052 CVI-69 69.000* 1 12512 CVI-13 13.800 1 1 20.4 14.0 145.9
 12102 LFL-69 69.000* 1 12523 LFL-13 13.800 1 1 15.2 14.0 108.9
 12150 RBR-69 69.000* 1 12537 RBR-13 13.800 1 1 28.2 28.0 100.6
 12214 HFL-69 69.000* 1 12518 HFL-13 13.800 1 1 17.3 14.0 123.8

- Próxima Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 14:21
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
 MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING SET B:

FROM BUS				TO BUS											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1117		SJO-230		230.00	1	1651		SJO-C		13.800*	1	1	136.6	150.0	91.1
1305		HUE-69		69.000*	1	1319		HUE-132		13.800	1	1	28.4	28.0	101.5
1305		HUE-69		69.000*	1	3WNDTR		WND 2		1	1	1	90.6	90.0	100.7
1822		HUE-138		138.00*	1	3WNDTR		WND 1		1	1	1	90.6	90.0	100.6
12052		CVI-69		69.000*	1	12512		CVI-13		13.800	1	1	20.4	14.0	145.9
12095		KAM-69		69.000*	1	12521		KAM-13		13.800	1	1	26.5	28.0	94.6
12102		LFL-69		69.000*	1	12523		LFL-13		13.800	1	1	15.2	14.0	108.9
12108		LUC-69		69.000*	1	12526		LUC-13		13.800	1	1	12.7	14.0	90.6
12150		RBR-69		69.000*	1	12537		RBR-13		13.800	1	1	28.2	28.0	100.6
12173		SSI-691		69.000*	1	12543		SSI-13		13.800	1	1	13.7	14.0	97.6
12214		HFL-69		69.000*	1	12518		HFL-13		13.800	1	1	17.3	14.0	123.8
12240		SJS-69		69.000*	1	12557		SJS-13		13.800	1	1	12.6	14.0	90.3
12279		SMC-69		69.000*	1	12563		SMC-13		13.800	1	1	13.5	14.0	96.5

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 14:27
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025

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)
1308		MAL-69		69.000	1	0.9457	65.250	1312		POR-69		69.000	1	0.9434	65.097

1375	POR-13	13.800	1	0.9414	12.991	1495	PET-69	69.000	1	0.9357	64.563
1616	POR-H	2.3000	1	0.9418	2.166	1719	SYX-69	69.000	1	0.9435	65.104
1767	LLB-691	69.000	1	0.9424	65.026	1768	LLB-69	69.000	1	0.9441	65.144
1893	SRP-13	13.800	1	0.9465	13.062	14036	FBA-69	69.000	1	0.9478	65.399
14037	FBA-13	13.800	1	0.9444	13.032						

- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 14:28
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0350:

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 0.9700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V (PU)	V (KV)
1307	LNO-69	69.000	1	0.9632	66.460	1308	MAL-69	69.000	1	0.9457	65.250				
1310	MEL-69	69.000	1	0.9586	66.146	1312	POR-69	69.000	1	0.9434	65.097				
1324	TEJ-69	69.000	1	0.9622	66.391	1326	ZCP-69	69.000	1	0.9660	66.654				
1332	MAL-132	13.800	1	0.9511	13.126	1335	TAC-69	69.000	1	0.9619	66.370				
1349	COA-133	13.800	1	0.9629	13.288	1372	SMR-69	69.000	1	0.9673	66.747				
1375	POR-13	13.800	1	0.9414	12.991	1381	ZCP-13	13.800	1	0.9687	13.367				
1385	TAC-13	13.800	1	0.9624	13.281	1403	COB-69	69.000	1	0.9631	66.451				
1429	CHS-69	69.000	1	0.9524	65.714	1442	POP-69	69.000	1	0.9641	66.524				
1495	PET-69	69.000	1	0.9357	64.563	1616	POR-H	2.3000	1	0.9418	2.166				
1702	PLA-69	69.000	1	0.9615	66.346	1719	SYX-69	69.000	1	0.9435	65.104				
1764	VDA-69	69.000	1	0.9560	65.966	1767	LLB-691	69.000	1	0.9424	65.026				
1768	LLB-69	69.000	1	0.9441	65.144	1846	FLO-69	69.000	1	0.9555	65.927				
1877	COA-132	13.800	1	0.9587	13.230	1892	SRP-69	69.000	1	0.9563	65.985				
1893	SRP-13	13.800	1	0.9465	13.062	14010	RAA-69	69.000	1	0.9631	66.451				
14011	RAA-691	69.000	1	0.9626	66.420	14036	FBA-69	69.000	1	0.9478	65.399				
14037	FBA-13	13.800	1	0.9444	13.032										

Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.2 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, FEB 08 2024 14:29
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, MARZO 2,025
 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 NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X				THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
				/I+/	AN(I+)	/3I0/	AN(I+)
801	[CRU-230	230.00]	AMP	9037.0	-81.20	7610.9	-80.27
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	14972.8	-79.09	17224.3	-80.15
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	16764.3	-80.75	20382.4	-81.85
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	9204.3	-84.51	10034.3	-85.57
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	16837.5	-80.76	20546.2	-81.87
1107	[GES-231	230.00]	AMP	12864.4	-79.94	14628.5	-82.12
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	11559.0	-80.71	12400.9	-82.78
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	12903.5	-79.88	14780.1	-81.98
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	9302.6	-80.80	8465.2	-81.03
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	14886.7	-80.29	16362.8	-81.30
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6464.5	-88.33	7722.4	-89.08
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5603.3	-88.11	6885.9	-89.25
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6210.9	-87.90	7138.3	-88.07
1116	[SID-22	22.800]	AMP	14084.3	-91.17	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8790.5	-82.42	8151.5	-84.24
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5618.4	-81.03	5434.8	-82.71
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	17009.1	-80.64	20384.8	-81.27
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	7297.1	-81.37	7830.6	-83.16
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5459.7	-87.20	5956.2	-87.20
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5425.1	-87.16	5893.8	-87.13
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	11381.7	-80.69	11715.3	-81.72
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5225.0	-82.91	4221.3	-82.75
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5308.9	-82.89	4317.2	-82.77
1127	[INC-230	230.00]	AMP	7536.9	-83.29	8240.5	-85.89

1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7558.3	-77.14	5696.3	-76.64
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5359.6	-82.86	4357.0	-82.69
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	9151.7	-81.74	8848.9	-82.94
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3993.1	-85.63	4020.0	-87.00
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	13845.4	-81.27	12964.4	-80.18
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3800.3	-83.93	3737.7	-84.80
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4826.0	-84.05	5463.7	-85.00
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	11559.0	-80.71	12400.9	-82.78
1137	[GOE-230	230.00]	AMP	7942.3	-82.37	7635.4	-83.76
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	10364.9	-81.07	9482.6	-80.96
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	17163.4	-80.76	20688.8	-81.43
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9671.0	-84.20	10353.7	-84.76
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	11078.8	-86.25	14170.7	-86.73
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8604.3	-80.47	7439.2	-79.69
1148	[REN-234	230.00]	AMP	4752.7	-84.04	5344.8	-84.95
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	6517.6	-83.10	5140.1	-82.66
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5917.6	-78.81	4457.8	-83.64
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	15033.3	-87.23	14359.5	-88.65
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13981.1	-89.95	14654.5	-92.48
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8078.5	-93.05	8010.7	-95.07
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	15562.4	-88.89	16312.7	-92.24
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16974.0	-88.73	17852.7	-92.06
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	12408.9	-88.01	13424.5	-90.52
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	12903.5	-79.88	14780.1	-81.98
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	16837.5	-80.76	20546.2	-81.87
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	16837.5	-80.76	20546.2	-81.87
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	16837.5	-80.76	20546.2	-81.87
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9624.7	-82.30	8907.2	-84.03
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	10175.4	-81.39	8347.1	-79.73
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	12043.5	-81.44	10128.0	-79.47
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	10537.3	-81.39	8524.8	-79.32
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10947.6	-81.02	10998.9	-81.99
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	10469.1	-81.20	10511.4	-82.05
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4462.6	-86.11	4706.0	-87.20
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9888.3	-82.99	9735.5	-82.93
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10647.5	-88.40	10542.9	-89.02
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9888.3	-82.99	9735.5	-82.93
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3254.5	-86.34	3120.8	-89.19
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2924.8	-84.10	3086.4	-85.78
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	2096.2	-88.65	2198.0	-91.64
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5125.5	-84.04	5792.6	-84.96
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5853.3	-84.45	5091.1	-85.29
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7688.9	-83.88	7803.8	-83.85
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5907.6	-83.13	6118.5	-83.68
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4545.0	-81.98	4565.9	-83.58

1843	[CHN-230	230.00]	AMP	3391.4	-82.16	3331.2	-83.49
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7865.1	-83.89	8011.1	-83.82
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	11822.2	-80.76	13279.6	-82.26
14051	[MDM-230	230.00]	AMP	1976.1	-84.87	1949.7	-86.26

D.2.2. Demanda Media.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										THU, FEB 08 2024 14:47			
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025										AREA TOTALS			
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025										IN MW/MVAR			
FROM -----AT AREA BUSES-----										-NET INTERCHANGE-			
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT	
1	1821.3	0.0	0.0	1828.3	0.0	0.0	0.3	0.0	64.9	-72.2	-72.2	0.0	
GUATEMAL	200.6	0.0	0.0	462.6	-191.8	0.0	0.8	632.2	623.1	-61.9	-61.9		
2	0.0	0.0	0.0	62.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-63.0	-63.0	0.0	
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	-5.5	0.0	0.0	0.0	26.0	1.3	30.3	30.3		
3	0.0	0.0	0.0	101.8	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	-103.8	-103.8	0.0	
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-10.0	0.0	0.0	0.0	23.1	13.0	20.2	20.2		
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	8871.0	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.5	11.5		
COLUMN	34810.5	0.0	0.0	34743.1	0.0	0.0	0.3	0.0	67.2	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	9071.6	0.0	0.0	9306.6	-191.8	0.0	0.8	681.4	637.4	0.0	0.0		

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										THU, FEB 08 2024 14:57											
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025																					
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025																					
AREA 1 [GUATEMAL] GENERATOR SUMMARY:																					
# MACH																					
X----- REMOTE BUS -----X																					
BUS#		X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																					
1601		CHX	H1		13.800	1 0	3	45.8	3.8	29.0	-20.0	1.0280	1.0280					55.3	6	1	
SYST																					
1602		CHX	H2		13.800	1 0	2	45.4	3.7	29.0	-20.0	1.0280	1.0280					55.3	6	1	
1603		CHX	H3		13.800	1 0	2	45.4	3.7	29.0	-20.0	1.0280	1.0280					55.3	6	1	
1606		AGU	H1		10.000	1 0	2	25.9	5.2	22.5	-18.8	1.0210	1.0210					37.5	6	1	
1609		JUR	H1		13.800	1 0	2	19.5	1.0	10.0	-10.0	1.0200	1.0200					25.0	6	1	

1610	JUR-H2	13.800	1	0	2	19.5	1.0	10.0	-10.0	1.0200	1.0200	25.0	6	1
1612	LES-H	6.9000	1	1	2	3.9	-0.1	2.0	-1.0	1.0160	1.0160	7.5	6	1
1613	RBO-H	4.1600	1	0	2	10.0	1.8	5.0	-2.0	1.0250	1.0250	12.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	3	0	2	5.9	-1.0	1.8	-2.6	1.0130	1.0130	7.5	6	1
1615	SAL-H	2.3000	1	1	2	1.0	0.3	0.3	0.0	1.0150	1.0150	2.5	6	1
1636	LUN-B	13.800	1	0	2	22.8	1.9	5.0	0.0	1.0100	1.0100	38.8	6	1
1638	MTI-B	13.800	1	0	2	15.5	0.8	6.0	0.0	1.0220	1.0220	25.9	6	1
1639	PNT-B	13.800	1	0	2	18.0	3.4	5.0	0.0	1.0150	1.0150	45.3	6	1
1640	SAA-B	13.800	1	0	2	15.0	2.9	10.0	0.0	1.0180	1.0180	45.3	6	1
1641	TDL-B1	13.800	3	2	2	17.3	0.0	13.8	0.0	1.0220	1.0220	25.1	6	1
1642	GEN-B1	13.800	2	0	2	19.1	2.4	10.0	0.0	1.0250	1.0250	24.2	6	1
1643	GEN-B2	13.800	2	0	2	19.1	2.3	10.0	0.0	1.0250	1.0250	24.2	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	5	2	17.4	0.1	9.9	-8.1	1.0200	1.0200	22.4	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	0	2	14.7	0.4	10.0	-5.0	1.0250	1.0250	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	0	2	0.8	0.5	1.0	-1.0	1.0000	1.0000	7.5	6	1
1648	LPA-B	13.800	5	0	2	62.4	15.4	36.0	0.0	1.0200	1.0200	85.2	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	0	2	135.8	28.5	64.0	-30.0	1.0270	1.0270	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	0	2	2.7	-0.2	1.0	-1.0	1.0100	1.0100	4.4	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	1	2	4.5	4.0	9.9	0.0	1.0270	1.0270	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	0	2	21.1	2.6	11.9	-7.3	1.0290	1.0290	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	1	0	2	21.1	2.6	11.9	-7.3	1.0290	1.0290	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	1	2	47.7	9.8	36.0	-21.0	1.0250	1.0250	63.8	6	1
1660	ARI-O2	13.800	4	0	2	30.9	8.3	48.0	-28.0	1.0250	1.0250	85.1	6	1
1661	ARI-O3	13.800	3	0	2	15.0	7.9	36.0	-21.0	1.0250	1.0250	63.8	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1	2	1.3	0.6	0.8	0.0	1.0200	1.0200	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	0	2	20.0	-2.0	12.5	-10.0	1.0200	1.0200	28.3	6	1
1668	ELG-B	13.800	2	2	2	14.4	0.1	11.2	0.0	1.0220	1.0220	18.8	6	1
1669	TDL-B2	13.800	4	2	2	25.5	0.2	20.7	0.0	1.0200	1.0200	34.5	6	1
1671	PAL-H	6.3000	2	0	2	3.7	0.1	4.0	-2.0	1.0150	1.0150	6.4	6	1
1673	MAG-B2	13.800	1	0	2	12.6	2.6	6.2	0.0	1.0270	1.0270	17.6	6	1
1674	REC-H	13.800	1	1	2	1.8	-1.8	9.1	-7.2	1.0100	1.0100	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	1	2	5.7	-2.2	4.0	-3.8	1.0200	1.0200	7.7	6	1
1686	GEC-B	13.800	2	0	2	13.7	0.5	11.8	-6.9	1.0250	1.0250	19.7	6	1
1688	MAG-B3	13.800	1	0	2	18.0	3.0	18.0	0.0	1.0250	1.0250	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	0	2	4.0	-0.4	2.0	-1.0	1.0200	1.0200	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	1	2	19.6	1.9	18.0	0.0	1.0220	1.0220	30.0	6	1
1692	GEC-B2	13.800	2	0	2	29.5	3.3	20.0	-10.0	1.0250	1.0250	46.2	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	0	2	25.8	0.0	23.5	-23.5	1.0250	1.0250	50.0	6	1
1901	TDL-B3	13.800	2	1	2	13.9	4.3	11.2	0.0	1.0200	1.0200	18.8	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	0	2	17.4	3.7	6.6	-3.5	1.0190	1.0190	24.6	6	1
1909	JEN-C1	15.750	1	0	2	136.9	24.2	70.6	-33.1	1.0230	1.0230	176.5	6	1
1910	JEN-C2	15.750	1	0	2	136.9	24.2	70.6	-33.1	1.0230	1.0230	176.5	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	1	2	1.4	0.7	2.4	-1.9	1.0000	1.0000	4.0	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	0	2	21.3	3.1	18.0	-17.9	1.0290	1.0290	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	1	0	2	21.3	3.1	18.0	-17.9	1.0290	1.0290	33.8	6	1

1964	STS-H1	6.3000	1	0	2	7.8	0.3	5.0	-4.0	1.0200	1.0200	9.4	6	1
1966	TND-B2	13.800	1	0	2	3.0	-1.7	14.9	-11.9	1.0200	1.0200	24.8	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	0	2	0.3	0.2	1.8	-1.0	1.0200	1.0200	4.3	6	1
1970	MAG-B5	13.800	1	0	2	48.0	7.3	46.5	-37.2	1.0190	1.0190	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	1	1	2	31.9	4.0	34.2	-20.2	1.0180	1.0180	57.0	6	1
1972	GGO-B	11.400	3	0	2	11.5	0.7	11.0	-8.8	1.0210	1.0210	21.6	6	1
1973	EPI-B3	13.800	1	0	2	11.8	0.4	17.1	-7.5	1.0200	1.0200	28.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	1	0	2	9.6	1.4	11.2	-9.0	1.0200	1.0200	18.8	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	0	2	6.0	-0.4	37.0	-18.9	1.0000	1.0000	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	1	0	2	46.2	16.7	33.8	-24.2	1.0270	1.0270	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0	2	2.0	0.1	1.3	-1.0	1.0250	1.0250	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	1	0	2	28.0	-4.8	29.0	-20.0	1.0200	1.0200	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	1	0	2	43.9	-0.8	34.5	-25.1	1.0200	1.0200	57.5	6	1
1981	OXE-H2	13.800	1	2	2	8.6	0.3	12.1	-12.1	1.0200	1.0200	23.0	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	0	2	5.5	-5.6	23.9	-17.6	1.0000	1.0000	33.5	6	1
1986	MTI-B2	13.800	1	0	2	14.0	0.3	14.9	-8.4	1.0200	1.0200	24.8	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	0	2	9.0	1.2	15.0	-13.4	1.0250	1.0250	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	1	0	2	44.1	3.4	10.0	0.0	1.0100	1.0100	78.0	6	1
1994	LUN-B3	13.800	1	0	2	27.5	-1.9	24.8	-16.2	1.0000	1.0000	41.2	6	1
1995	PNT-B3	13.800	1	0	2	43.8	6.5	50.1	-30.7	1.0150	1.0150	83.5	6	1
16012	HRU-F	20.000	1	0	2	45.4	-5.2	14.9	-14.9	1.0100	1.0100	55.0	6	1
16015	HRU-F2	20.000	1	0	2	24.9	-3.2	8.2	-8.2	1.0100	1.0100	35.0	6	1
16017	ISI-B	13.800	1	0	2	55.9	-4.8	46.5	-24.2	1.0100	1.0100	77.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	1	2	7.0	-1.8	6.3	-6.2	1.0150	1.0150	14.5	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	0	2	8.2	0.8	5.8	-2.4	1.0180	1.0180	9.7	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	0	2	1.6	1.3	3.0	-1.7	1.0050	1.0050	5.0	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	1	2	2.2	1.2	1.5	-0.9	1.0130	1.0130	2.8	6	1
16029	REC-H2	13.800	1	1	2	5.5	1.8	7.6	-4.5	1.0200	1.0200	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS						1821.3	200.6	1354.9	-755.9	2899.6				

• Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 14:59
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

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 THU, FEB 08 2024 15:00
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
 MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

FROM BUS				TO BUS							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1111	SID-230	230.00*	1	1116	SID-22	22.800	1	1	95.4	67.2	142.0
12000	ACA-69D	69.000*	1	12500	ACA-13	13.800	1	1	7.7	7.0	109.6
12052	CVI-69	69.000*	1	12512	CVI-13	13.800	1	1	23.2	14.0	165.5
12102	LFL-69	69.000*	1	12523	LFL-13	13.800	1	1	18.1	14.0	129.2
12214	HFL-69	69.000*	1	12518	HFL-13	13.800	1	1	14.9	14.0	106.6

- Próxima Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:00
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
 MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING SET B:

FROM BUS				TO BUS							
BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1111	SID-230	230.00*	1	1116	SID-22	22.800	1	1	95.4	67.2	142.0
1117	SJO-230	230.00	1	1651	SJO-C	13.800*	1	1	138.7	150.0	92.5
12000	ACA-69D	69.000*	1	12500	ACA-13	13.800	1	1	7.7	7.0	109.6
12052	CVI-69	69.000*	1	12512	CVI-13	13.800	1	1	23.2	14.0	165.5
12102	LFL-69	69.000*	1	12523	LFL-13	13.800	1	1	18.1	14.0	129.2
12108	LUC-69	69.000*	1	12526	LUC-13	13.800	1	1	13.1	14.0	93.9
12214	HFL-69	69.000*	1	12518	HFL-13	13.800	1	1	14.9	14.0	106.6

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:01
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

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)
1307		LNO-69		69.000	1	0.9459	65.270								

- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:01
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0350:

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 0.9700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1307		LNO-69		69.000	1	0.9459	65.270	1395		LNO-342		34.500	1	0.9535	32.896
1495		PET-69		69.000	1	0.9695	66.895	1541		MDM-13T		13.800	1	0.9699	13.384
12000		ACA-69D		69.000	1	0.9641	66.526	12525		LPR-13		13.800	1	0.9665	13.338

- Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.2 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS THU, FEB 08 2024 15:04
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,025

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMALA] 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 NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X				THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
				/I+/ AN(I+)		/3I0/ AN(I+)	
801	[CRU-230	230.00]	AMP	8890.2	-80.10	7543.9	-79.25
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	14205.2	-77.58	16641.6	-78.87
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	16367.6	-79.52	20102.7	-80.72
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	7399.1	-83.52	8562.7	-84.94
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	16440.4	-79.52	20264.7	-80.74
1107	[GES-231	230.00]	AMP	11928.9	-78.79	13900.1	-81.07
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	10534.1	-79.72	11667.3	-81.92
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	12090.8	-78.71	14140.1	-80.90
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	8978.0	-80.78	8289.7	-81.02
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	14565.6	-79.10	16165.7	-80.22
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6466.1	-85.42	7737.7	-86.22
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5660.5	-85.64	6996.3	-86.78
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6239.3	-85.18	7172.2	-85.37
1116	[SID-22	22.800]	AMP	14537.0	-89.78	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8677.2	-81.38	8097.5	-83.29
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5352.4	-81.42	5250.8	-82.87
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	16512.2	-79.45	20008.8	-80.17
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	7256.4	-80.26	7814.8	-82.08
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5485.6	-84.54	5981.1	-84.55
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5450.4	-84.50	5918.0	-84.48
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10835.7	-79.29	11385.6	-80.51
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5098.4	-81.25	4186.3	-81.13
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5178.8	-81.21	4280.7	-81.14
1127	[INC-230	230.00]	AMP	7253.8	-82.20	8046.9	-84.91
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7524.9	-77.18	5677.9	-76.69
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5227.2	-81.20	4319.0	-81.09
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	8630.8	-80.71	8533.7	-82.10
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	4001.1	-82.97	4022.9	-84.35
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	13559.6	-80.27	12822.8	-79.30
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3505.2	-84.46	3552.4	-85.51

1135	[REN-232	230.00]	AMP	4215.8	-85.33	4939.9	-86.48
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	10534.1	-79.72	11667.3	-81.92
1137	[GOE-230	230.00]	AMP	7495.1	-81.42	7362.7	-82.99
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	10177.1	-79.95	9386.5	-79.93
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	16640.0	-79.55	20284.8	-80.33
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	7779.0	-83.35	8862.5	-84.36
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	11059.1	-84.91	14145.2	-85.40
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8414.0	-80.17	7358.1	-79.44
1148	[REN-234	230.00]	AMP	4160.8	-85.34	4843.4	-86.45
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	6241.0	-82.17	5020.8	-81.97
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5954.0	-77.94	4505.3	-82.65
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	14967.9	-86.23	14343.1	-87.69
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13512.6	-88.99	14376.0	-91.58
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7911.3	-92.45	7894.9	-94.48
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	15259.4	-87.71	16145.9	-91.08
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16498.1	-87.55	17564.5	-90.97
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	12254.8	-85.81	13335.1	-88.28
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	12090.8	-78.71	14140.1	-80.90
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	16440.4	-79.52	20264.7	-80.74
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	16440.4	-79.52	20264.7	-80.74
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	16440.4	-79.52	20264.7	-80.74
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9482.1	-81.24	8838.5	-83.06
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	10029.5	-80.44	8288.1	-78.87
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	11833.6	-80.47	10040.8	-78.61
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	10378.2	-80.44	8462.2	-78.47
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10378.0	-79.73	10655.2	-80.89
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9945.8	-79.92	10195.6	-80.97
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4475.4	-83.45	4714.3	-84.55
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	8346.7	-82.56	8721.1	-82.99
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10001.2	-88.61	10141.7	-89.37
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	8346.7	-82.56	8721.1	-82.99
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3146.4	-85.20	3055.5	-88.61
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2753.0	-84.71	2966.3	-86.45
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	2054.7	-88.12	2168.5	-91.32
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4461.2	-85.21	5223.8	-86.34
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5439.2	-83.58	4885.2	-84.90
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	6296.7	-83.87	6813.2	-84.38
1840	[COV-230	230.00]	AMP	4535.3	-84.10	5075.0	-85.14
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4246.7	-82.64	4358.5	-84.12
1843	[CHN-230	230.00]	AMP	3237.0	-82.78	3242.9	-84.06
1845	[USP-230	230.00]	AMP	6410.8	-83.83	6967.6	-84.32
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	11404.9	-79.42	12997.1	-81.13
14051	[MDM-230	230.00]	AMP	1903.8	-85.54	1916.1	-87.02

D.2.3. Demanda Mínima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E						THU, FEB 08 2024		15:05						
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025						AREA TOTALS								
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025						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		1230.7	0.0	0.0	1212.5	0.0	0.0	0.3	0.0	38.2	-20.3	-20.3	0.0
	GUATEMAL		62.6	0.0	0.0	180.2	185.2	0.0	0.9	631.6	390.6	-62.7	-62.7	
	2		0.0	0.0	0.0	140.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	-141.6	-141.6	0.0
	SALVADOR		0.0	0.0	0.0	6.5	0.0	0.0	0.0	26.1	5.4	14.1	14.1	
	3		0.0	0.0	0.0	76.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	-77.1	-77.1	0.0
	HONDURAS		0.0	0.0	0.0	-15.5	0.0	0.0	0.0	23.8	7.5	31.8	31.8	
	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		2048.2	0.0	0.0	2031.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	16.8	
	COLUMN		28862.3	0.0	0.0	28821.7	0.0	0.0	0.3	0.0	40.3	0.0	0.0	0.0
	TOTALS		2110.8	0.0	0.0	2202.6	185.2	0.0	0.9	681.4	403.6	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:06
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025
 AREA 1 [GUATEMAL] GENERATOR SUMMARY:

# MACH											X----- REMOTE BUS -----X			
BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X-- NAME --X	BASKV	MVABASE
1601	CHX-H1	13.800	1 0	3	43.4	-4.4	29.0	-20.0	13.731	13.731				55.3
1602	CHX-H2	13.800	1 0	2	0.0	-6.2	29.0	-20.0	13.731	13.731				55.3

SWING
SYST

1603	CHX-H3	13.800	1	0	2	0.0	-6.2	29.0	-20.0	13.731	13.731	55.3	6	1
1604	CHX-H4	13.800	1	0	2	0.0	-6.2	29.0	-20.0	13.731	13.731	55.3	6	1
1605	CHX-H5	13.800	1	0	2	0.0	-6.2	29.0	-20.0	13.731	13.731	55.3	6	1
1614	SMA-H	2.3000	1	2	2	0.5	-0.4	0.6	-0.9	2.3299	2.3299	2.5	6	1
1636	LUN-B	13.800	1	0	2	22.8	3.8	5.0	0.0	14.076	14.076	38.8	6	1
1638	MTI-B	13.800	1	0	2	15.5	2.5	6.0	0.0	13.938	13.938	25.9	6	1
1639	PNT-B	13.800	1	0	2	18.0	3.6	5.0	0.0	13.938	13.938	45.3	6	1
1640	SAA-B	13.800	1	0	2	15.0	4.3	10.0	0.0	13.800	13.800	45.3	6	1
1642	GEN-B1	13.800	2	0	2	19.1	1.0	10.0	0.0	14.007	14.007	24.2	6	1
1643	GEN-B2	13.800	2	0	2	19.1	1.0	10.0	0.0	14.007	14.007	24.2	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	5	2	17.4	1.3	9.9	-8.1	13.226	13.226	22.4	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	0	2	6.3	-0.6	10.0	-5.0	6.6660	6.6660	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	0	2	0.8	0.0	1.0	-1.0	4.1600	4.1600	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	0	2	135.8	22.9	64.0	-30.0	14.173	14.173	160.0	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	1	2	4.5	4.3	9.9	0.0	12.096	12.096	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	0	2	5.0	0.9	11.9	-7.3	7.0380	7.0380	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	1	2	15.0	0.9	36.0	-21.0	14.007	14.007	63.8	6	1
1660	ARI-O2	13.800	3	1	2	25.0	0.3	36.0	-21.0	14.007	14.007	63.8	6	1
1661	ARI-O3	13.800	3	0	2	45.0	1.1	36.0	-21.0	14.007	14.007	63.8	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	0	2	2.0	3.8	15.0	0.0	14.076	14.076	26.0	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1	2	1.3	0.7	0.8	0.0	4.2224	4.2224	2.1	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1	2	1.1	1.5	2.0	-1.0	6.3945	6.3945	3.2	6	1
1673	MAG-B2	13.800	1	0	2	12.6	2.2	6.2	0.0	13.910	13.910	17.6	6	1
1688	MAG-B3	13.800	1	0	2	18.0	3.4	18.0	0.0	14.076	14.076	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	0	2	1.7	0.3	2.0	-1.0	6.7320	6.7320	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	1	2	19.6	3.9	18.0	0.0	12.620	12.620	30.0	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	0	2	17.4	3.3	6.6	-3.5	14.048	14.048	24.6	6	1
1909	JEN-C1	15.750	1	0	2	136.9	13.2	70.6	-33.1	16.034	16.034	176.5	6	1
1910	JEN-C2	15.750	1	0	2	136.9	13.2	70.6	-33.1	16.034	16.034	176.5	6	1
1966	TND-B2	13.800	1	0	2	3.0	-3.4	14.9	-11.9	13.869	13.869	24.8	6	1
1970	MAG-B5	13.800	1	0	2	48.0	-4.8	46.5	-37.2	13.869	13.869	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	1	1	2	31.9	0.2	34.2	-20.2	13.938	13.938	57.0	6	1
1973	EPI-B3	13.800	1	0	2	11.8	1.5	17.1	-7.5	14.076	14.076	28.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	1	0	2	9.6	0.1	11.2	-9.0	13.966	13.966	18.8	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	0	2	6.0	-0.9	37.0	-18.9	13.869	13.869	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	1	0	2	46.2	3.6	33.8	-24.2	13.759	13.759	77.5	6	1
1979	TND-B4	13.800	1	0	2	28.0	-2.5	29.0	-20.0	14.007	14.007	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	1	0	2	43.9	-0.3	34.5	-25.1	13.910	13.910	57.5	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	0	2	13.4	-2.0	11.6	-11.6	0.6532	0.6532	24.5	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	0	2	13.6	-0.1	9.8	-9.8	0.7024	0.7024	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	0	2	5.5	-0.1	23.9	-17.6	13.800	13.800	33.5	6	1
1986	MTI-B2	13.800	1	0	2	14.0	-4.0	14.9	-8.4	13.800	13.800	24.8	6	1
1993	SAA-B2	13.800	1	0	2	44.1	3.3	10.0	0.0	13.869	13.869	78.0	6	1
1994	LUN-B3	13.800	1	0	2	27.5	-3.8	24.8	-16.2	13.800	13.800	41.2	6	1
1995	PNT-B3	13.800	1	0	2	43.8	11.6	50.1	-30.7	14.145	14.145	83.5	6	1

16014 SNT-E	0.6900	1	0	2	19.3	7.6	16.4	-16.4	0.7072	0.7072	56.0	6	1
16017 ISI-B	13.800	1	0	2	55.9	-8.2	46.5	-24.2	13.772	13.772	77.5	6	1
16026 FLO-H	4.1600	1	1	2	1.6	0.5	1.5	-0.9	4.1600	4.1600	2.5	6	1
16028 RAA-H	4.1600	1	1	2	2.2	0.0	1.5	-0.9	4.2266	4.2266	2.8	6	1
16029 REC-H2	13.800	1	1	2	5.4	1.3	7.6	-6.0	14.062	14.062	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS					1230.7	62.6	1092.9	-603.6			2353.7		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 08 2024  15:07
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025
      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      THU, FEB 08 2024  15:08
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025
      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
1111 SID-230      230.00*    1    1116 SID-22      22.800    1  1    101.8    67.2    151.5

```

- Próxima Sobrecarga en Transformadores.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, FEB 08 2024  15:08
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025

```

OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
 MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING SET B:

FROM BUS				TO BUS											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1111		SID-230		230.00*	1	1116		SID-22		22.800	1	1	101.8	67.2	151.5
1117		SJO-230		230.00	1	1651		SJO-C		13.800*	1	1	137.7	150.0	91.8

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:10
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025

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 *															

- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:10
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0350:

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 0.9700:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1307	LNO-69	69.000	1	0.9650	66.584

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)

Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.2 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,025

MON, FEB 12 2024 10:09

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 NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

			THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
X-----	BUS	-----X	/I+/ AN(I+)		/3I0/ AN(I+)	
801	[CRU-230	230.00] AMP	8026.7	-79.03	7182.5	-78.21
1101	[AGU-230	230.00] AMP	12505.7	-76.72	15310.5	-77.76
1102	[ALB-230	230.00] AMP	14062.1	-78.48	17998.1	-79.43
1103	[CHX-231	230.00] AMP	7212.7	-84.68	8383.7	-85.80
1106	[ESC-231	230.00] AMP	14113.8	-78.49	18124.1	-79.44
1107	[GES-231	230.00] AMP	10588.8	-78.61	12747.8	-80.19
1108	[GNO-231	230.00] AMP	9454.3	-79.57	10821.2	-81.10
1109	[GSU-231	230.00] AMP	10720.0	-78.43	12968.3	-79.94
1110	[LBR-231	230.00] AMP	8463.1	-78.22	7982.6	-78.23
1112	[TAM-230	230.00] AMP	12720.2	-78.08	14797.3	-78.93
1113	[ESC-138	138.00] AMP	5584.0	-85.48	6894.7	-86.26
1114	[GSU-138	138.00] AMP	4803.9	-84.80	6089.5	-85.91
1115	[JUR-138	138.00] AMP	5069.9	-84.43	6116.7	-84.84
1116	[SID-22	22.800] AMP	14574.1	-88.10	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00] AMP	8110.6	-80.01	7826.6	-81.82
1119	[ESP-230	230.00] AMP	5058.7	-79.10	5050.0	-80.07
1120	[SJQ-230	230.00] AMP	14235.3	-78.43	18011.4	-78.96
1121	[ARI-230	230.00] AMP	6788.3	-78.97	7485.6	-80.67

1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	4619.4	-83.92	5275.0	-84.08
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	4594.1	-83.88	5225.5	-84.02
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	9762.7	-78.15	10688.5	-79.21
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4856.8	-79.92	4085.8	-80.27
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4928.3	-79.90	4175.3	-80.28
1127	[INC-230	230.00]	AMP	6729.9	-81.09	7603.7	-83.14
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7452.8	-74.09	5645.0	-73.57
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4972.1	-79.88	4212.4	-80.20
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	7981.6	-79.76	8179.6	-80.57
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3546.9	-82.57	3702.7	-83.89
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	12252.3	-78.92	12124.9	-77.87
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3165.2	-84.26	3315.0	-85.34
1135	[REN-232	230.00]	AMP	3520.3	-85.11	4273.8	-86.30
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	9454.3	-79.57	10821.2	-81.10
1137	[GOE-230	230.00]	AMP	7036.5	-80.28	7131.3	-81.33
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	9053.5	-78.90	8820.0	-78.85
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	14334.5	-78.52	18241.7	-79.10
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	7422.2	-84.23	8543.5	-84.95
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	9384.0	-86.10	12378.5	-86.50
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8004.9	-77.94	7155.3	-77.05
1148	[REN-234	230.00]	AMP	3482.4	-85.14	4201.5	-86.30
1149	[SGB-230	230.00]	AMP	5915.1	-80.73	4925.4	-80.09
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5572.2	-76.52	4338.9	-81.06
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	14314.4	-83.91	13932.1	-85.21
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12930.0	-87.68	13921.8	-89.82
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	7667.3	-90.79	7715.8	-92.42
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14440.6	-86.46	15538.5	-88.96
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15526.5	-86.57	16786.0	-89.11
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10690.6	-84.49	12085.4	-86.75
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	10720.0	-78.43	12968.3	-79.94
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	14113.8	-78.49	18124.1	-79.44
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	14113.8	-78.49	18124.1	-79.44
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	14113.8	-78.49	18124.1	-79.44
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	8786.7	-79.89	8501.9	-81.60
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	9345.3	-79.05	8018.5	-77.43
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	10871.1	-79.09	9635.5	-77.18
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	9641.3	-79.05	8179.8	-77.03
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	9387.6	-78.74	10041.4	-79.57
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9036.1	-78.87	9636.5	-79.62
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	3901.6	-82.94	4278.1	-84.03
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	7415.5	-82.73	8039.9	-82.98
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	8887.8	-89.57	9365.6	-90.24
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	7415.5	-82.73	8039.9	-82.98
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3008.0	-84.22	2986.5	-87.06
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2524.3	-84.61	2779.7	-86.33

1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1958.8	-86.47	2090.6	-89.43
1756	[REN-230	230.00]	AMP	3709.9	-84.98	4505.8	-86.15
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5133.9	-83.00	4728.0	-83.83
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	5872.1	-84.14	6445.1	-84.46
1840	[COV-230	230.00]	AMP	4328.0	-83.60	4866.4	-84.45
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4076.3	-80.64	4222.6	-81.70
1843	[CHN-230	230.00]	AMP	3130.0	-80.51	3143.4	-81.40
1845	[USP-230	230.00]	AMP	5987.1	-84.13	6598.5	-84.41
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	10423.6	-78.24	12339.9	-79.78
14051	[MDM-230	230.00]	AMP	1786.7	-85.39	1819.9	-86.82

D.3. Abril 2,025

D.3.1. Demanda Máxima

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 12 2024 10:22

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025 AREA TOTALS

DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025 IN MW/MVAR

FROM -----AT AREA BUSES-----		TO		TO		TO		TO		-NET INTERCHANGE-		DESIRED
X-- AREA --X	GENE- FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES	DESIRE	
	RATION GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT CHARGING	LOSSES	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT	
1	1908.2	0.0	0.0	2032.6	0.0	0.0	0.3	0.0	71.2	-195.8	-195.8	0.0
GUATEMAL	112.5	0.0	0.0	325.6	-200.5	0.0	0.8	631.7	670.8	-52.5	-52.5	
2	0.0	0.0	0.0	-36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	35.9	35.9	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	16.0	0.0	0.0	0.0	26.3	0.3	10.0	10.0	
3	0.0	0.0	0.0	58.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	-59.2	-59.2	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	23.4	4.2	17.0	17.0	
8	35139.0	0.0	0.0	34920.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	219.0	219.0	0.0
MEXICO	8100.1	0.0	0.0	8074.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.6	25.6	
COLUMN	37047.2	0.0	0.0	36975.1	0.0	0.0	0.3	0.0	71.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8212.5	0.0	0.0	8418.3	-200.5	0.0	0.8	681.4	675.3	0.0	0.0	

- Despacho de Generación

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:12

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025

DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025

AREA 1 [GUATEMAL] GENERATOR SUMMARY:

MACH

X----- REMOTE BUS -----X

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ON/OFF	TYP	MW	MVAR	QMAX	QMIN	VSCHED	VACTUAL	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	MVABASE	ZONE	AREA
SWING																				
1601	CHX-H1			13.800	1	0	3	44.4	2.4	29.0	-20.0	14.145	14.145					55.3	6	1
SYST																				
1602	CHX-H2			13.800	1	0	2	44.5	2.4	29.0	-20.0	14.145	14.145					55.3	6	1
1603	CHX-H3			13.800	1	0	2	44.5	2.4	29.0	-20.0	14.145	14.145					55.3	6	1
1604	CHX-H4			13.800	1	0	2	44.5	2.4	29.0	-20.0	14.145	14.145					55.3	6	1
1605	CHX-H5			13.800	1	0	2	44.5	2.4	29.0	-20.0	14.145	14.145					55.3	6	1
1606	AGU-H1			10.000	1	0	2	28.0	3.6	22.5	-18.8	10.200	10.200					37.5	6	1
1607	AGU-H2			10.000	1	0	2	28.0	3.6	22.5	-18.8	10.200	10.200					37.5	6	1
1609	JUR-H1			13.800	1	0	2	17.6	-2.3	10.0	-10.0	13.938	13.938					25.0	6	1
1610	JUR-H2			13.800	1	0	2	17.6	-3.6	10.0	-10.0	13.869	13.869					25.0	6	1
1611	JUR-H3			13.800	1	0	2	17.6	1.6	10.0	-10.0	14.145	14.145					25.0	6	1
1612	LES-H			6.9000	2	0	2	13.0	0.6	4.0	-2.0	7.0725	7.0725					15.0	6	1
1613	RBO-H			4.1600	1	0	2	9.8	2.1	5.0	-2.0	4.2765	4.2765					12.5	6	1
1614	SMA-H			2.3000	2	1	2	3.9	0.1	1.2	-1.7	2.3575	2.3575					5.0	6	1
1615	SAL-H			2.3000	1	1	2	1.7	0.2	0.3	0.0	2.3276	2.3276					2.5	6	1
1636	LUN-B			13.800	1	0	2	22.8	1.7	5.0	0.0	13.938	13.938					38.8	6	1
1638	MTI-B			13.800	1	0	2	15.5	0.1	6.0	0.0	14.104	14.104					25.9	6	1
1639	PNT-B			13.800	1	0	2	18.0	2.2	5.0	0.0	14.007	14.007					45.3	6	1
1640	SAA-B			13.800	1	0	2	15.0	2.6	10.0	0.0	14.076	14.076					45.3	6	1
1642	GEN-B1			13.800	2	0	2	19.4	1.4	10.0	0.0	13.938	13.938					24.2	6	1
1643	GEN-B2			13.800	2	0	2	19.4	1.4	10.0	0.0	13.938	13.938					24.2	6	1
1644	ZUN-G			13.200	3	5	2	17.4	-1.2	9.9	-8.1	13.464	13.464					22.4	6	1
1645	SEC-H			6.6000	1	0	2	15.0	-0.7	10.0	-5.0	6.6660	6.6660					19.5	6	1
1646	PAS-H1			4.1600	1	0	2	6.1	0.6	1.0	-1.0	4.2058	4.2058					7.5	6	1
1647	PAS-H2			4.1600	1	0	2	6.1	0.6	1.0	-1.0	4.2058	4.2058					7.5	6	1
1651	SJO-C			13.800	1	0	2	135.8	14.3	64.0	-30.0	14.007	14.007					160.0	6	1
1652	PVE-H1			4.1600	1	0	2	2.6	-0.1	1.0	-1.0	4.2016	4.2016					4.4	6	1
1653	PVE-H2			4.1600	1	0	2	2.6	-0.1	1.0	-1.0	4.2016	4.2016					4.4	6	1
1654	TUL-B12			12.000	1	1	2	4.5	3.4	9.9	0.0	12.300	12.300					13.6	6	1
1656	REN-H1			6.9000	1	0	2	17.5	2.1	11.9	-7.3	7.0587	7.0587					23.5	6	1
1657	REN-H2			6.9000	1	0	2	17.5	1.8	11.9	-7.3	7.0380	7.0380					23.5	6	1
1659	ARI-O1			13.800	2	2	2	26.0	2.6	24.0	-14.0	14.007	14.007					42.6	6	1
1660	ARI-O2			13.800	4	0	2	20.0	1.7	48.0	-28.0	14.007	14.007					85.1	6	1
1661	ARI-O3			13.800	3	0	2	15.0	1.6	36.0	-21.0	14.007	14.007					63.8	6	1
1662	LVA-H1			13.800	1	0	2	20.0	3.4	15.0	0.0	14.145	14.145					26.0	6	1
1663	LVA-H2			13.800	1	1	2	20.0	3.4	15.0	0.0	14.145	14.145					26.0	6	1
1664	MTZ-H			4.1600	1	0	2	2.5	4.1	6.4	-3.5	4.2640	4.2640					13.4	6	1
1665	SIS-H			4.1600	1	1	2	1.4	0.1	0.8	0.0	4.2765	4.2765					2.1	6	1
1666	CAN-H1			13.800	1	0	2	22.3	-4.2	12.5	-10.0	14.076	14.076					28.3	6	1
1671	PAL-H			6.3000	2	0	2	3.6	0.5	4.0	-2.0	6.4575	6.4575					6.4	6	1
1673	MAG-B2			13.800	1	0	2	12.6	1.3	6.2	0.0	14.035	14.035					17.6	6	1
1674	REC-H			13.800	2	0	2	20.1	-2.9	18.1	-14.5	13.869	13.869					34.4	6	1
1676	MTO-H			13.800	1	1	2	6.3	-1.2	4.0	-3.8	14.145	14.145					7.7	6	1

1686	GEC-B	13.800	2	0	2	13.7	0.6	11.8	-6.9	14.076	14.076	19.7	6	1
1688	MAG-B3	13.800	1	0	2	18.0	1.8	18.0	0.0	14.035	14.035	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	0	2	4.1	-0.4	2.0	-1.0	6.6660	6.6660	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	1	2	19.6	1.4	18.0	0.0	12.782	12.782	30.0	6	1
1692	GEC-B2	13.800	2	0	2	29.5	8.1	20.0	-10.0	14.214	14.214	46.2	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	0	2	40.0	-0.1	23.5	-23.5	14.076	14.076	50.0	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	0	2	17.4	3.0	6.6	-3.5	13.938	13.938	24.6	6	1
1909	JEN-C1	15.750	1	0	2	136.9	16.7	70.6	-33.1	16.096	16.097	176.5	6	1
1910	JEN-C2	15.750	1	0	2	136.9	16.7	70.6	-33.1	16.096	16.096	176.5	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	0	2	6.4	0.5	4.7	-3.8	4.1600	4.1600	7.9	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	0	2	9.4	-1.8	7.3	-5.8	6.6330	6.6330	19.5	6	1
1948	MNL-H7	6.6000	3	0	2	12.5	-0.1	11.0	-6.7	6.7650	6.7650	18.3	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	0	2	19.7	1.1	18.0	-17.9	14.076	14.076	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	1	0	2	19.7	1.1	18.0	-17.9	14.076	14.076	33.8	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	0	2	7.8	-1.0	5.0	-4.0	6.3000	6.3000	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	1	0	2	7.8	-1.0	5.0	-4.0	6.3000	6.3000	9.4	6	1
1966	TND-B2	13.800	1	0	2	4.0	-3.5	14.9	-11.9	13.938	13.938	24.8	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	0	2	3.7	0.2	1.8	-1.0	4.2640	4.2640	4.3	6	1
1970	MAG-B5	13.800	1	0	2	48.0	-0.2	46.5	-37.2	13.938	13.938	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	1	1	2	31.9	5.9	34.2	-20.2	14.007	14.007	57.0	6	1
1972	GGO-B	11.400	3	0	2	13.3	2.0	11.0	-8.8	11.514	11.514	21.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	1	0	2	9.6	-0.3	11.2	-9.0	13.938	13.938	18.8	6	1
1976	GSL-C	13.800	1	0	2	6.0	2.4	37.0	-18.9	14.007	14.007	62.5	6	1
1977	MAG-B6	13.800	1	0	2	46.2	7.3	33.8	-24.2	14.062	14.062	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0	2	1.9	-0.4	1.3	-1.0	14.076	14.076	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	1	0	2	28.0	-2.7	29.0	-20.0	14.076	14.076	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	1	0	2	43.9	-1.9	34.5	-25.1	13.800	13.800	57.5	6	1
1981	OXE-H2	13.800	1	2	2	15.4	0.7	12.1	-12.1	14.076	14.076	23.0	6	1
1983	LCU-E	0.6900	1	0	2	10.2	-4.1	9.8	-9.8	0.6934	0.6934	33.2	6	1
1984	REN-H11	13.800	1	0	2	5.5	-4.9	23.9	-17.6	13.800	13.800	33.5	6	1
1986	MTI-B2	13.800	1	0	2	14.0	-0.1	14.9	-8.4	14.076	14.076	24.8	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	0	2	21.8	-1.3	15.0	-13.4	13.938	13.938	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	1	0	2	44.1	5.0	10.0	0.0	14.007	14.007	78.0	6	1
1994	LUN-B3	13.800	1	0	2	27.5	-2.3	24.8	-16.2	13.800	13.800	41.2	6	1
1995	PNT-B3	13.800	1	0	2	43.8	7.3	50.1	-30.7	14.048	14.048	83.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	2	0	2	8.9	0.7	6.4	-5.1	6.6990	6.6990	12.2	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	2	0	2	1.0	-0.2	0.6	-0.4	0.4872	0.4872	1.4	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	2	0	2	6.4	-0.9	5.0	-2.6	6.6990	6.6990	8.3	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	2	0	2	6.4	-0.9	5.0	-2.6	6.6990	6.6990	8.3	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	0	2	8.8	2.8	7.1	-3.7	7.0863	7.0863	11.8	6	1
16017	ISI-B	13.800	1	0	2	55.9	-5.4	46.5	-24.2	13.938	13.938	77.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	1	2	2.0	0.1	6.3	-6.2	14.007	14.007	14.5	6	1
16024	LFU-H	6.6000	1	0	2	9.8	-1.6	5.1	-4.7	6.6000	6.6000	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	0	2	8.3	2.1	5.8	-2.4	4.2640	4.2640	9.7	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	0	2	1.6	2.2	3.0	-1.7	4.1600	4.1600	5.0	6	1

16028 RAA-H	4.1600	2	0	2	1.0	2.8	3.0	-1.8	4.2016	4.2016	5.7	6	1
16029 REC-H2	13.800	2	0	2	15.3	-3.3	15.1	-9.0	13.938	13.938	28.8	6	1
SUBSYSTEM TOTALS					1908.2	112.4	1422.8	-852.7			3008.7		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:13
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025

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 THU, FEB 08 2024 15:14
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025

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
 1305 HUE-69 69.000* 1 1319 HUE-132 13.800 1 1 28.8 28.0 102.7
 1305 HUE-69 69.000* 1 3WNDTR WND 2 1 1 91.6 90.0 101.8
 1822 HUE-138 138.00* 1 3WNDTR WND 1 1 1 91.7 90.0 101.8
 12052 CVI-69 69.000* 1 12512 CVI-13 13.800 1 1 20.7 14.0 147.6
 12102 LFL-69 69.000* 1 12523 LFL-13 13.800 1 1 15.4 14.0 110.2
 12150 RBR-69 69.000* 1 12537 RBR-13 13.800 1 1 28.5 28.0 101.8
 12214 HFL-69 69.000* 1 12518 HFL-13 13.800 1 1 17.5 14.0 125.2

- Próxima Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:15
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025

SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
 MVA LOADINGS ABOVE 90.0 % OF RATING SET B:

FROM BUS				TO BUS											
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1117		SJO-230		230.00	1	1651		SJO-C		13.800*	1	1	136.5	150.0	91.0
1305		HUE-69		69.000*	1	1319		HUE-132		13.800	1	1	28.8	28.0	102.7
1305		HUE-69		69.000*	1	3WNDTR		WND 2		1	1	1	91.6	90.0	101.8
1822		HUE-138		138.00*	1	3WNDTR		WND 1		1	1	1	91.7	90.0	101.8
12052		CVI-69		69.000*	1	12512		CVI-13		13.800	1	1	20.7	14.0	147.6
12095		KAM-69		69.000*	1	12521		KAM-13		13.800	1	1	26.8	28.0	95.7
12102		LFL-69		69.000*	1	12523		LFL-13		13.800	1	1	15.4	14.0	110.2
12108		LUC-69		69.000*	1	12526		LUC-13		13.800	1	1	12.8	14.0	91.6
12150		RBR-69		69.000*	1	12537		RBR-13		13.800	1	1	28.5	28.0	101.8
12173		SSI-691		69.000*	1	12543		SSI-13		13.800	1	1	13.8	14.0	98.7
12214		HFL-69		69.000*	1	12518		HFL-13		13.800	1	1	17.5	14.0	125.2
12240		SJS-69		69.000*	1	12557		SJS-13		13.800	1	1	12.8	14.0	91.4
12279		SMC-69		69.000*	1	12563		SMC-13		13.800	1	1	13.7	14.0	97.6

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:16
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025

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)
1495		PET-69		69.000	1	0.9479	65.403								

- Nodos Próximos a los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, FEB 08 2024 15:16
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0350:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
* NONE *							

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9700:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
1307	LNO-69	69.000	1	0.9643	66.537		
1312	POR-69	69.000	1	0.9578	66.088		
1332	MAL-132	13.800	1	0.9657	13.326		
1403	COB-69	69.000	1	0.9658	66.641		
1495	PET-69	69.000	1	0.9479	65.403		
1616	POR-H	2.3000	1	0.9562	2.199		
1764	VDA-69	69.000	1	0.9605	66.276		
1768	LLB-69	69.000	1	0.9552	65.906		
1893	SRP-13	13.800	1	0.9605	13.254		
14037	FBA-13	13.800	1	0.9531	13.153		

- Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.12.2 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, FEB 12 2024 10:27
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,024 - 2,025
 DEMANDA MÁXIMA, ABRIL 2,025

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 NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

X----- BUS -----X				THREE PHASE FAULT		X----LG FAULT---X	
				/I+/ AN(I+)		/3I0/ AN(I+)	
801	[CRU-230	230.00]	AMP	8636.7	-82.76	7436.6	-81.89
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	14362.8	-80.65	16782.2	-81.52
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	16127.9	-82.33	19842.5	-83.30
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	8497.4	-84.91	9482.2	-86.04
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	16195.1	-82.33	19997.1	-83.32
1107	[GES-231	230.00]	AMP	12387.7	-81.24	14264.7	-83.26
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	11075.8	-81.90	12063.7	-83.85
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	12474.9	-81.20	14452.3	-83.16
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	9173.7	-83.11	8409.0	-83.41
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	14384.6	-81.85	16016.3	-82.72
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6681.1	-88.88	7929.6	-89.61
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5788.6	-88.60	7072.0	-89.74
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6593.9	-88.64	7472.5	-88.68
1116	[SID-22	22.800]	AMP	14049.4	-92.44	0.0	0.00
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8619.8	-83.82	8069.9	-85.58
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5465.1	-83.41	5346.2	-85.21
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	16282.0	-82.24	19782.8	-82.75
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	7072.3	-82.93	7670.3	-84.68
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5700.1	-87.73	6146.1	-87.65
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5662.3	-87.68	6079.8	-87.58
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	11066.4	-82.30	11538.0	-82.91
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5169.2	-84.21	4214.8	-82.98
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5251.6	-84.18	4309.8	-83.02
1127	[INC-230	230.00]	AMP	7394.3	-84.40	8144.3	-86.94
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7545.5	-80.14	5700.2	-79.67
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5301.0	-84.15	4349.1	-82.96
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	8940.1	-82.90	8737.4	-84.02
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	4112.0	-86.01	4100.6	-87.36
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	13479.0	-82.86	12780.7	-81.71
1133	[PNZ-230	230.00]	AMP	3643.2	-85.21	3640.9	-86.14
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4353.6	-85.98	5057.1	-87.03
1136	[GNO-232	230.00]	AMP	11075.8	-81.90	12063.7	-83.85
1137	[GOE-230	230.00]	AMP	7785.0	-83.49	7554.3	-84.81
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	9841.6	-82.62	9213.4	-82.54
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	16414.3	-82.35	20061.4	-82.90
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	8848.6	-84.77	9729.9	-85.44
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	9623.4	-89.83	12595.8	-90.31
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8494.1	-82.54	7389.9	-81.78
1148	[REN-234	230.00]	AMP	4294.6	-85.98	4955.7	-86.99

1149	[SGB-230	230.00]	AMP	6412.5	-84.20	5105.9	-83.72
1150	[ISA-230	230.00]	AMP	5930.1	-80.32	4468.9	-84.92
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	14898.9	-88.56	14289.5	-90.01
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13787.2	-90.84	14535.6	-93.40
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8018.4	-93.99	7981.1	-96.04
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	15384.1	-89.84	16208.3	-93.21
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16731.9	-89.64	17706.3	-92.97
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	12593.1	-88.71	13571.8	-91.21
1157	[GSU-232	230.00]	AMP	12474.9	-81.20	14452.3	-83.16
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	16195.1	-82.33	19997.1	-83.32
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	16195.1	-82.33	19997.1	-83.32
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	16195.1	-82.33	19997.1	-83.32
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9413.8	-83.71	8806.2	-85.37
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	9985.9	-82.92	8275.3	-81.20
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	11775.7	-83.00	10020.6	-80.98
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	10333.3	-82.93	8449.6	-80.81
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10638.1	-82.42	10827.4	-83.10
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	10186.4	-82.57	10355.6	-83.15
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4615.8	-86.53	4819.5	-87.60
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9145.1	-84.05	9263.5	-84.12
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10646.7	-89.85	10551.2	-90.53
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9145.1	-84.05	9263.5	-84.12
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3241.9	-87.12	3115.5	-89.75
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2844.6	-85.39	3034.1	-87.08
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	2092.1	-89.19	2196.6	-92.10
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4619.4	-85.93	5358.5	-86.95
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5709.0	-85.34	5027.3	-86.11
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	6883.7	-84.97	7241.5	-85.19
1840	[COV-230	230.00]	AMP	4747.6	-85.25	5235.1	-86.21
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4329.2	-84.47	4417.7	-86.22
1843	[CHN-230	230.00]	AMP	3267.4	-84.80	3248.5	-86.25
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7022.4	-84.96	7418.0	-85.15
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	11493.0	-82.12	13074.2	-83.49
14051	[MDM-230	230.00]	AMP	1946.4	-86.21	1950.6	-87.68

D.4. Unidades requeridas por restricciones operativas

D.4.1. TER-B4

- Septiembre 2,024 – Demanda Máxima

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 12 2024  11:11
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAESEPMAX24_GF1_TERB4_V1.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\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAESEPMAX24_GF1_TERB4_V1.sav
X----- BUS -----X VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1301 [CHM-69      69.000] 0.96077 -27.02  0.99780 -25.60  0.03703  1.42
1303 [COC-69      69.000] 0.98703 -18.16  0.99155 -17.31  0.00452  0.86
1307 [LNO-69      69.000] 0.95454 -20.99  0.95926 -20.11  0.00471  0.88
1313 [QUI-69      69.000] 0.93379 -29.52  0.95136 -28.28  0.01756  1.24
1315 [SOL-69      69.000] 0.95757 -24.98  0.97409 -23.88  0.01652  1.10
1317 [TOT-69      69.000] 0.98202 -20.54  0.99079 -19.62  0.00877  0.92
1318 [ALK-69      69.000] 0.98654 -19.87  0.99525 -18.96  0.00871  0.91
1326 [ZCP-69      69.000] 0.92728 -31.29  0.94506 -29.98  0.01778  1.30
1810 [PAT-69      69.000] 0.95335 -27.36  0.98335 -26.00  0.03000  1.36
1811 [CSA-69      69.000] 0.94747 -28.27  0.97770 -26.86  0.03023  1.41
1833 [TOL-69      69.000] 0.96869 -21.93  0.97931 -20.96  0.01062  0.96
```

- Septiembre 2,024 – Demanda Media

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 12 2024  11:19
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAESEPMD24_GF1_TERB4_V1.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\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAESEPMD24_GF1_TERB4_V1.sav
X----- BUS -----X VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1301 [CHM-69      69.000] 0.96757 -23.69  1.00124 -22.39  0.03367  1.30
1303 [COC-69      69.000] 0.97686 -18.09  0.98080 -17.28  0.00394  0.81
1307 [LNO-69      69.000] 0.93130 -21.21  0.93545 -20.39  0.00415  0.83
1313 [QUI-69      69.000] 0.93818 -25.30  0.95348 -24.22  0.01529  1.08
1315 [SOL-69      69.000] 0.95932 -21.76  0.97389 -20.76  0.01456  0.99
```


1317	[TOT-69	69.000]	0.98014	-17.50	0.98773	-16.66	0.00759	0.84
1318	[ALK-69	69.000]	0.98331	-17.01	0.99086	-16.18	0.00755	0.83
1326	[ZCP-69	69.000]	0.93299	-26.64	0.94841	-25.53	0.01542	1.11
1810	[PAT-69	69.000]	0.95878	-23.83	0.98585	-22.60	0.02707	1.23
1811	[CSA-69	69.000]	0.95326	-24.53	0.98050	-23.26	0.02724	1.26
1833	[TOL-69	69.000]	0.96629	-20.17	0.97558	-19.28	0.00929	0.89

- Marzo 2,025 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 12 2024 11:35
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAEMARMAX25_GF1_TERB4_V1.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\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAEMARMAX25_GF1_TERB4_V1.sav				
X-----	BUS -----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE	
	1301 [CHM-69	69.000]	0.92356	-25.76	0.96269	-24.24	0.03913	1.53
	1303 [COC-69	69.000]	0.98293	-13.15	0.98672	-12.29	0.00379	0.86
	1307 [LNO-69	69.000]	0.94826	-16.15	0.95224	-15.27	0.00397	0.89
	1313 [QUI-69	69.000]	0.90427	-27.82	0.92311	-26.49	0.01884	1.33
	1315 [SOL-69	69.000]	0.93228	-22.78	0.94979	-21.64	0.01750	1.15
	1317 [TOT-69	69.000]	0.96225	-18.72	0.97161	-17.76	0.00936	0.95
	1318 [ALK-69	69.000]	0.96725	-17.99	0.97653	-17.05	0.00928	0.94
	1326 [ZCP-69	69.000]	0.89678	-29.80	0.91592	-28.39	0.01914	1.41
	1810 [PAT-69	69.000]	0.91943	-25.90	0.95124	-24.44	0.03181	1.45
	1811 [CSA-69	69.000]	0.91288	-26.92	0.94498	-25.40	0.03211	1.52
	1833 [TOL-69	69.000]	0.95220	-18.28	0.96300	-17.30	0.01080	0.98

- Marzo 2,025 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 12 2024 11:41
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAEMARMED25_GF1_TERB4_V1.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\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAEMARMED25_GF1_TERB4_V1.sav			

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1301	[CHM-69	69.000]	0.95416	-21.02	0.98980	-19.69	0.03564	1.33
1303	[COC-69	69.000]	0.98165	-11.64	0.98493	-10.84	0.00328	0.80
1307	[LNO-69	69.000]	0.93414	-14.87	0.93765	-14.05	0.00350	0.82
1313	[QUI-69	69.000]	0.92946	-22.36	0.94564	-21.24	0.01618	1.12
1315	[SOL-69	69.000]	0.95293	-18.63	0.96817	-17.62	0.01524	1.00
1317	[TOT-69	69.000]	0.97661	-15.60	0.98451	-14.74	0.00790	0.86
1318	[ALK-69	69.000]	0.97999	-15.08	0.98783	-14.23	0.00785	0.85
1326	[ZCP-69	69.000]	0.92385	-23.78	0.94021	-22.62	0.01636	1.16
1810	[PAT-69	69.000]	0.94741	-21.04	0.97604	-19.79	0.02863	1.25
1811	[CSA-69	69.000]	0.94154	-21.79	0.97039	-20.49	0.02884	1.29
1833	[TOL-69	69.000]	0.96413	-15.35	0.97347	-14.47	0.00934	0.88

D.4.2. GEN-B1, GEN-B2, GEN-B3, GEN-B4

- Septiembre 2,024 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 12 2024 14:44
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAESEPMAX24_GF2_GENB1B2B3B4_V1.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
 OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1133	[PNZ-230	230.00]	1.00426	-6.52	1.01006	-3.71	0.00581	2.82
1407	[LRU-69	69.000]	0.97509	-22.98	1.01480	-17.67	0.03971	5.31
1410	[PBA-69	69.000]	0.95964	-32.80	1.00715	-21.47	0.04751	11.33
1413	[RBO-69	69.000]	0.99167	-21.77	1.02244	-16.41	0.03077	5.36
1424	[GEN-69	69.000]	0.95969	-32.35	1.00910	-21.09	0.04942	11.26
1427	[EST-69	69.000]	1.00208	-7.98	1.01268	-4.86	0.01059	3.13
1431	[RIO-69	69.000]	0.95822	-19.24	0.98900	-14.95	0.03078	4.28
1432	[MYE-69	69.000]	0.99067	-24.24	1.01765	-20.15	0.02698	4.08
1442	[POP-69	69.000]	0.90140	-32.43	0.94032	-27.66	0.03892	4.77
1444	[TIC-231	230.00]	1.00857	-7.65	1.01290	-4.93	0.00434	2.71
1460	[LRU-341	34.500]	0.96445	-26.02	1.00521	-20.48	0.04076	5.54
1467	[PBA-131	13.800]	0.96613	-36.04	1.01470	-24.41	0.04857	11.63
1468	[PBA-132	13.800]	0.94152	-37.24	0.98928	-25.50	0.04777	11.74
1495	[PET-69	69.000]	0.87719	-42.23	0.92063	-37.07	0.04344	5.16
1642	[GEN-B1	13.800]	0.95969	-32.35	1.01500	-19.16	0.05531	13.19
1643	[GEN-B2	13.800]	0.95969	-32.35	1.01500	-19.09	0.05531	13.25
1718	[TEL-69	69.000]	1.01186	0.12	1.01460	3.14	0.00274	3.02
1721	[PNZ-69	69.000]	1.01107	-1.11	1.01559	1.93	0.00452	3.04

1730	[IZA-230	230.00]	0.99788	-6.81	1.00484	-3.93	0.00696	2.88
1735	[IZA-69	69.000]	1.00520	-7.77	1.01491	-4.69	0.00970	3.09

- Septiembre 2,024 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 12 2024 15:00
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAESEPMED24_GF2_GENB1B2B3B4_V1.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\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAESEPMED24_GF2_GENB1B2B3B4_V1.sav		DELTA VLT		ANGLE		
X	BUS	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE			
1133	[PNZ-230	230.00]	1.00543	-5.97	1.01077	-3.23	0.00534	2.75
1407	[LRU-69	69.000]	0.96980	-21.41	1.00822	-16.24	0.03842	5.17
1410	[PBA-69	69.000]	0.95979	-30.29	1.00619	-19.21	0.04639	11.09
1413	[RBO-69	69.000]	0.98643	-20.19	1.01670	-14.98	0.03027	5.21
1424	[GEN-69	69.000]	0.95971	-29.89	1.00804	-18.87	0.04834	11.02
1427	[EST-69	69.000]	1.00546	-7.15	1.01504	-4.10	0.00958	3.05
1431	[RIO-69	69.000]	0.96396	-17.46	0.99196	-13.31	0.02800	4.15
1432	[MYE-69	69.000]	0.98029	-22.41	1.00730	-18.46	0.02701	3.95
1442	[POP-69	69.000]	0.92255	-28.32	0.95297	-23.93	0.03042	4.39
1444	[TIC-231	230.00]	1.00880	-7.20	1.01285	-4.56	0.00406	2.64
1460	[LRU-341	34.500]	0.95699	-24.14	0.99649	-18.76	0.03951	5.38
1467	[PBA-131	13.800]	0.96519	-33.01	1.01243	-21.68	0.04724	11.33
1468	[PBA-132	13.800]	0.96139	-34.36	1.00889	-22.91	0.04750	11.45
1495	[PET-69	69.000]	0.90220	-36.05	0.93312	-31.59	0.03091	4.46
1642	[GEN-B1	13.800]	0.95971	-29.89	1.01500	-16.93	0.05529	12.95
1643	[GEN-B2	13.800]	0.95971	-29.89	1.01500	-16.87	0.05529	13.02
1718	[TEL-69	69.000]	1.01986	0.50	1.02226	3.44	0.00240	2.94
1721	[PNZ-69	69.000]	1.01659	-0.57	1.02064	2.40	0.00405	2.97
1730	[IZA-230	230.00]	0.99965	-6.20	1.00601	-3.39	0.00637	2.81
1735	[IZA-69	69.000]	1.00809	-6.98	1.01687	-3.98	0.00877	3.01

- Marzo 2,025 – Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 12 2024 15:14
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAEMARMAX25_GF2_GENB1B2B3B4_V1.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\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAEMARMAX25_GF2_GENB1B2B3B4_V1.sav

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1133	[PNZ-230	230.00]	1.00102	-10.22	1.00662	-7.65	0.00559	2.56
1407	[LRU-69	69.000]	0.92924	-25.17	0.97074	-20.04	0.04149	5.14
1410	[PBA-69	69.000]	0.89417	-36.52	0.98838	-25.01	0.09421	11.51
1413	[RBO-69	69.000]	0.94635	-23.84	0.98736	-18.82	0.04101	5.02
1424	[GEN-69	69.000]	0.89496	-35.98	0.99061	-24.60	0.09565	11.39
1427	[EST-69	69.000]	0.97716	-12.54	0.98851	-9.70	0.01135	2.84
1431	[RIO-69	69.000]	0.88161	-22.66	0.91693	-18.76	0.03532	3.90
1432	[MYE-69	69.000]	0.96140	-25.62	0.98464	-21.77	0.02324	3.85
1442	[POP-69	69.000]	0.64578	-41.28	0.70798	-36.92	0.06220	4.36
1444	[TIC-231	230.00]	1.00617	-9.99	1.00984	-7.52	0.00367	2.47
1460	[LRU-341	34.500]	0.91625	-28.71	0.95902	-23.27	0.04277	5.44
1467	[PBA-131	13.800]	0.89860	-40.45	0.99514	-28.22	0.09654	12.23
1468	[PBA-132	13.800]	0.87473	-41.92	0.96984	-29.40	0.09511	12.51
1495	[PET-69	69.000]	0.50537	-63.17	0.58640	-56.70	0.08103	6.48
1642	[GEN-B1	13.800]	0.89496	-35.98	1.01000	-22.62	0.11504	13.37
1643	[GEN-B2	13.800]	0.89496	-35.98	1.01000	-22.55	0.11504	13.43
1718	[TEL-69	69.000]	1.00229	-8.10	1.00561	-5.33	0.00332	2.77
1721	[PNZ-69	69.000]	0.99868	-9.18	1.00372	-6.38	0.00504	2.80
1730	[IZA-230	230.00]	0.99292	-10.67	0.99988	-8.05	0.00696	2.62
1735	[IZA-69	69.000]	0.98171	-12.20	0.99203	-9.39	0.01032	2.81

- Marzo 2,025 – Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 12 2024 15:24
 COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\...\EE\07 PLP\PLP2425\GF\PAEMARMED25_GF2_GENB1B2B3B4_V1.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
 OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN 0.00 DEGREES:

X-----	BUS	-----X	VOLTAGE	ANGLE	VOLTAGE	ANGLE	DELTA VLT	ANGLE
1133	[PNZ-230	230.00]	1.01239	-10.92	1.01533	-8.85	0.00294	2.07
1407	[LRU-69	69.000]	0.96868	-23.58	0.98679	-19.65	0.01812	3.93
1410	[PBA-69	69.000]	0.95380	-32.82	0.99642	-24.59	0.04262	8.23
1413	[RBO-69	69.000]	0.98533	-22.35	1.00034	-18.41	0.01501	3.94
1424	[GEN-69	69.000]	0.95390	-32.39	0.99845	-24.23	0.04455	8.17
1427	[EST-69	69.000]	1.00224	-12.77	1.00733	-10.45	0.00508	2.32
1431	[RIO-69	69.000]	0.95665	-21.50	0.97142	-18.34	0.01476	3.17
1432	[MYE-69	69.000]	0.97824	-23.51	0.98930	-20.57	0.01105	2.94
1442	[POP-69	69.000]	0.88382	-34.03	0.90443	-30.69	0.02061	3.34
1444	[TIC-231	230.00]	1.01299	-10.41	1.01518	-8.44	0.00219	1.98
1460	[LRU-341	34.500]	0.95496	-26.43	0.97363	-22.39	0.01866	4.04

1467	[PBA-131	13.800]	0.95881	-35.69	1.00224	-27.21	0.04343	8.48
1468	[PBA-132	13.800]	0.95477	-37.12	0.99846	-28.52	0.04369	8.60
1495	[PET-69	69.000]	0.84444	-43.85	0.86931	-40.33	0.02487	3.52
1642	[GEN-B1	13.800]	0.95390	-32.39	1.01500	-23.25	0.06110	9.14
1643	[GEN-B2	13.800]	0.95390	-32.39	1.01500	-22.21	0.06110	10.19
1718	[TEL-69	69.000]	1.01937	-8.43	1.02112	-6.20	0.00175	2.23
1721	[PNZ-69	69.000]	1.01514	-9.44	1.01755	-7.18	0.00241	2.26
1730	[IZA-230	230.00]	1.00745	-11.30	1.01096	-9.17	0.00351	2.12
1735	[IZA-69	69.000]	1.00442	-12.49	1.00905	-10.20	0.00463	2.28

D.5. 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
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.6. Máxima Transferencia de Potencia entre el Sistema Eléctrico 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.7. 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: Etapa 1: LT Guatemala Sur – Guadalupe 1 69 kV; Etapa 2: 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); Condición de Barras acopladas en 69 kV en SE Guatemala Sur, ante la detección de sobrecarga en los bancos de transformación actúan las acciones del GUA_ECS-03 y GUA_ECS-21 variante transmisión.
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 LBRSFE691.
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 i) 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 Siquinalá - Palo Gordo - Los Brillantes 230 kV, apertura de: a) La Esperanza – Alaska 69 kV y b) Los Brillantes – La Cruz 69 kV. Bajo esta 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 mtto. 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. (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 con 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 – Siquinalá – 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)	Ante contingencia en los bancos de transformación No. 1, No. 2 ó No. 4* en subestación eléctrica Guatemala Sur y la sobrecarga en los remanentes: Variante Generación: Disparo de Central Eólica Viento Blanco. Variante Transmisión*: Disparo de línea de transmisión Guatemala Sur – Guadalupe 2 69 kV (PTA y Clientes Industriales).
GUA_ECS-22	Esquema por control de tensión	Red 230 kV(1)	Ante la apertura de la línea de transmisión Panzós – Tactic 230 kV y un voltaje inferior/igual a 0.94 P.U. por 750 ms, en S/E Izabal dispara: el reactor de 30 MVAR, transformador 150 MVA 230/69/13.8 kV, las líneas de

			transmisión El Estor – Izabal 69 kV, Panzós – Izabal 230 kV y tramo Izabal – Morales 230 kV. Ante la apertura de la línea de transmisión Panzós – Izabal 230 kV o el tramo Izabal – Morales 230 kV y un voltaje inferior/igual a 0.94 P.U. por 750 ms, en S/E Izabal dispara el reactor de 30 MVAR. Ante la apertura del reactor de 30 MVAR en S/E Izabal 230 kV y un voltaje superior/igual a (Etapa No. 1) 1.075 P.U. por 2 segundos ó (Etapa No. 2) 1.10 P.U. por 1 segundo, dispara transformador 150 MVA 230/69/13.8 kV, las líneas de transmisión El Estor – Izabal 69 kV, Izabal – Panzós 230 kV, tramo Izabal – Morales 230 kV.
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 del interruptor de potencia del reactor 30 MVAR en SE Morales, voltaje ≥ 1.075 P.U. por 2 seg ó ≥ 1.10 P.U. por 1 seg; se dispara la línea de transmisión Morales – Panaluya 230 kV; Ante el disparo de un interruptor de potencia de la línea de transmisión Morales – Panaluya 230 kV, voltaje ≤ 0.95 P.U. por 0.5 seg, dispara la línea de transmisión Morales – Panaluya 230 kV y el reactor 30 MVAR en SE Morales. Ante un voltaje ≤ 0.95 P.U. por 0.2 seg, disparo de SE Morales y SE Interfaz Rio Dulce.
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 kV de Mazatenango (1309-1359) por disparo de línea 69 kV 1309 MAZ 69 – 1824 SSU 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, Oxec I 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. (Inactivo)

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. (Inactivo)
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.
GUA_ECS-44	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Occidente (3)	Disparo de Orzunil 1, ante la apertura de: 1. La línea ESPZUN69 y sobrecarga en LBRSE69; ó 2. Banco 230/69 kV 150 MVA en SE Esperanza y sobrecarga en ESPZUN69.
GUA-ECS-45	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Occidente(3)	Disparo de Hidroeléctrica Ampliación Integración Hidroeléctrica El Manantial (Manantial II) ante el disparo del cualquier tramo de las líneas de transmisión La Esperanza – Los Brillantes – Palo Gordo 230 kV.
GUA-ECS-46	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Oriental(4)	Esquema de Desconexión Automática de Generación de las centrales hidroeléctricas Oxec I y Oxec II, ante el disparo de la línea de transmisión Tactic – Panzós 230 kV y la sobrecarga de las líneas de transmisión Izabal – El Estor – Rio Dulce 69 kV.
GUA_ECS-47	Esquema por control de tensión	Oriental(4)	Esquema de Desconexión Automática de Carga por Bajo Voltaje en GUS PAINSA, ante contingencia en la línea de transmisión Panaluya – PAINSA 69 kV.
GUA_ECS-48	Esquema por bajo voltaje	Occidente (3)	Disparo del transformador 69/13.8 kV 10/14 MVA de subestación eléctrica San Antonio Suchitepéquez, al presentarse un voltaje inferior a 62 kV.
GUA_ECS-49	Esquema por bajo voltaje	Occidente (3)	Disparo de los circuitos de distribución de forma automática y escalonada en subestación eléctrica Cuyotenango, al presentarse un voltaje inferior a 0.9 P.U..

D.8. Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia

// GUATEMALA LOAD SHEDDING MODELS //

12536 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.09 58.90 00.00 0.23 58.40 00.00 0.33 0.10 / PTA-13
 12523 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.37 58.90 00.00 0.51 58.40 00.00 0.12 0.10 / LFL-13
 12564 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.37 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / LLR-13
 12518 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.79 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / HFL-13
 12510 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.78 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / CQU-13
 12506 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.17 58.90 00.00 0.54 00.00 00.00 0.00 0.10 / BAR-13
 12504 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.18 58.90 00.00 0.57 58.70 00.00 0.25 0.10 / APA-13
 12563 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.28 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / SMC-13
 12338 'LDShBL' '*' 59.30 0.00 0.43 59.10 00.00 0.57 00.00 00.00 0.00 0.10 / CRL-13
 12532 'LDShBL' '*' 59.10 0.00 0.56 58.40 00.00 0.44 00.00 00.00 0.00 0.10 / NOR-13
 12534 'LDShBL' '*' 59.10 0.00 0.55 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / PRT-13
 12531 'LDShBL' '*' 59.10 0.00 0.35 58.70 00.00 0.22 58.40 00.00 0.32 0.10 / MON-13
 12511 'LDShBL' '*' 59.10 0.00 0.31 58.40 00.00 0.22 00.00 00.00 0.00 0.10 / CRI-13
 12561 'LDShBL' '*' 59.10 0.00 0.51 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / ARR-13
 12331 'LDShBL' '*' 59.10 0.00 0.82 58.90 00.00 0.18 00.00 00.00 0.00 0.10 / LPZ-13
 12508 'LDShBL' '*' 58.90 0.00 0.52 58.70 00.00 0.48 00.00 00.00 0.00 0.10 / CDO-132
 12549 'LDShBL' '*' 58.90 0.00 0.33 58.40 00.00 0.67 00.00 00.00 0.00 0.10 / VIL-13
 12513 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.84 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / EGU-13
 12529 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / MIX-13
 12515 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.25 58.40 00.00 0.47 00.00 00.00 0.00 0.10 / ESI-13
 12545 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.73 58.40 00.00 0.27 00.00 00.00 0.00 0.10 / STR-13
 12517 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.18 58.40 00.00 0.18 00.00 00.00 0.00 0.10 / GDA-13
 12519 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.38 58.40 00.00 0.62 00.00 00.00 0.00 0.10 / HIN-13
 12542 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.47 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / SMP-13
 12507 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.71 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / CDO-131
 12524 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.29 58.40 00.00 0.50 00.00 00.00 0.00 0.10 / LNI-13
 12548 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.50 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / TIN-13
 12565 'LDShBL' '*' 58.70 0.00 0.27 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / MIA-13

12314 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / ALA-13
 12522 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.50 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / LCA-13
 12537 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.16 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / RBR-13
 12550 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.50 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / VNU-131
 12539 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.30 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / SGA-13
 12527 'LDSHBL' '*' 58.10 0.00 1.00 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / MCR-13
 12512 'LDSHBL' '*' 58.10 0.00 0.42 00.00 00.00 0.00 00.00 00.00 0.00 0.10 / CVI-13

1365 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.14 59.10 0.00 0.25 00.00 0.00 0.00 0.10 / COC-13
 1368 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.10 58.90 0.00 0.59 58.70 0.00 0.14 0.10 / LNO-13
 1359 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.14 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MAZ-13
 1333 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.15 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MAZ-132
 18241 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.35 58.70 0.00 0.60 00.00 0.00 0.00 0.10 / CUY-13
 1350 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.08 58.70 0.00 0.19 58.40 0.00 0.11 0.10 / SSE-13
 1381 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.01 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / ZCP-13
 1351 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.09 59.10 0.00 0.09 58.70 0.00 0.16 0.10 / COA-13
 1386 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.13 58.40 0.00 0.28 00.00 0.00 0.00 0.10 / REU-13
 1363 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.19 58.40 0.00 0.06 00.00 0.00 0.00 0.10 / QUI-131
 1355 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.13 58.40 0.00 0.07 00.00 0.00 0.00 0.10 / ESP-131
 1817 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.26 58.70 0.00 0.36 00.00 0.00 0.00 0.10 / CAO-13
 1371 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.22 58.70 0.00 0.11 00.00 0.00 0.00 0.10 / CHM-342
 1354 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.37 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.20 0.10 / ESP-34
 1353 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MAL-13
 1825 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SSU-13
 1352 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.12 58.40 0.00 0.66 00.00 0.00 0.00 0.10 / MEL-13
 1370 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.36 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SMA-13
 1332 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.53 58.40 0.00 0.47 00.00 0.00 0.00 0.10 / MAL-132
 1361 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.34 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CHM-34
 1366 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.44 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / COC-34
 1358 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.37 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / HUE-13
 1387 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.70 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / LNO-34

1367 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.32 58.10 0.00 0.20 00.00 0.00 0.00 0.10 / POL-13
 1369 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.24 58.10 0.00 0.35 00.00 0.00 0.00 0.10 / TOT-13
 1834 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.68 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / TOL-34
 1384 'LDSHBL' '*' 58.10 0.00 0.26 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / IXY-34

1456 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.05 59.10 0.00 0.50 58.90 0.00 0.06 0.10 / PAN-34
 1462 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.19 58.90 0.00 0.08 58.70 0.00 0.18 0.10 / PRO-13
 1466 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.52 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SAN-34
 1453 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.11 58.40 0.00 0.24 00.00 0.00 0.00 0.10 / COB-13
 1465 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.67 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SAN-13
 1452 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.19 58.40 0.00 0.54 00.00 0.00 0.00 0.10 / SJU-13
 1421 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.22 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / LAP-13
 1451 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.60 58.10 0.00 0.22 00.00 0.00 0.00 0.10 / SEL-13
 1460 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.36 58.70 0.00 0.37 00.00 0.00 0.00 0.10 / LRU-341
 1753 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.20 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / TEL-13
 1715 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.14 58.70 0.00 0.72 58.40 0.00 0.14 0.10 / TFM-69
 1464 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.17 58.70 0.00 0.47 58.40 0.00 0.13 0.10 / QUE-34
 1782 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.96 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / TEC-13
 1473 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.16 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / RAN-34
 1458 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.33 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / IPA-13
 14019 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.47 58.40 0.00 0.27 00.00 0.00 0.00 0.10 / ESQ-13
 1441 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.47 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SLM-13
 1455 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.53 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / PAN-13
 1457 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.30 58.40 0.00 0.22 00.00 0.00 0.00 0.10 / CQM-34
 1459 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.69 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / LES-13
 1450 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.24 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CLL-13
 1496 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.09 58.10 0.00 0.06 00.00 0.00 0.00 0.10 / PET-34
 1470 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.09 58.10 0.00 0.12 00.00 0.00 0.00 0.10 / EJI-13
 1463 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.81 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / QUE-13
 1471 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.08 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CHS-34

1334 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.27 58.90 0.00 0.27 58.70 0.00 0.27 0.10 / ESP-132
 1724 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.34 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / PBA-133
 1360 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.27 58.90 0.00 0.27 58.70 0.00 0.27 0.10 / XEL-13
 1479 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.42 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / ZCA-13
 1376 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.22 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SMR-13
 1468 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.33 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / PBA-132
 1487 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.25 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MYE-13
 1488 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / JAL-13
 1725 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.74 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / RAN-13
 1752 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.59 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / PLA-13
 1319 'LDSHBL' '*' 58.10 0.00 0.78 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / HUE-132

 1250 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / ARI-13
 1320 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / IRT-69
 12003 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / AGS-69
 12013 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / ASU-69
 12020 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / BZA-69
 12025 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / CEM-69
 12043 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / COL-69
 12103 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / LIZ-69
 12131 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / NES-69
 12189 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / VIG-69
 12198 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / ZAP-69
 12215 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / KER-69
 12231 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / MRI-69
 12233 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / INH-69
 12235 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / FRI-69
 12237 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / CSU-69
 12244 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / SAM-69
 12246 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / LRO-69
 12248 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / OLE-69

12256 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / PYT-69
 12258 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / KOR-69
 12266 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / TEX-69
 12269 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / IMP-69
 1731 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / HIS-69
 1116 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / SID-22
 1667 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / CGP-69
 12216 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / MGU-69
 1149 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.37 58.10 0.00 0.22 0.00 0.00 0.00 0.10 / SGB-230
 1733 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / ALC-69
 1779 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.10 / PAI-69