

REPROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO VERSIÓN DEFINITIVA NOVIEMBRE 2018 – ABRIL 2019



Contenido

1	PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA REPROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019	5
1.1	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL S.N.I.....	5
1.1.1	Análisis del Comportamiento Histórico de la Demanda.....	5
1.1.2	Formulación del modelo de Proyección Anual de la Demanda de potencia y energía.	6
1.2	DISGREGACIÓN DE LA DEMANDA.....	7
1.3	CONDICIONES HIDROLÓGICAS.....	8
1.3.1	Condiciones observadas al 1 de septiembre de 2018.....	8
1.4	OFERTA.....	11
1.5	Mantenimientos	18
1.6	EXPORTACIONES E IMPORTACIONES	18
1.6.1	Exportaciones	18
1.6.2	Importaciones	19
1.7	COSTOS VARIABLES DE ENERGÍA POR CENTRAL	19
1.8	MODELACIÓN DE LA MÁQUINA DE FALLA.....	21
1.9	CONTRATOS DE RESERVA DE POTENCIA	21
1.10	RESUMEN ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA	21
1.10.1	Resumen Ejecutivo - Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional mayo 2,018–abril 2,019	21
1.10.2	Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD).....	26
1.11	VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	27
1.12	CRITERIOS APLICADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA	27
2	RESULTADOS	28
2.1	PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL S.N.I. NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019.....	28
2.2	COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019	31
2.3	REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019.....	32
2.4	COTAS DE EMBALSES CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE PARA CENTRALES DE REGULACIÓN ANUAL	32
2.5	COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO.....	33
2.6	COSTOS DE OPORTUNIDAD ESTIMADO DEL AGUA DE CENTRALES CON EMBALSE ESTACIONAL.....	34
2.7	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE RIESGO DE VERTIMIENTO Y ESCASES DE OFERTA HIDROELÉCTRICA	35
2.8	CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA	36
2.9	MANTENIMIENTOS MAYORES	36
2.9.1	MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN	36

3	CONCLUSIONES.....	53
4	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	53
5	CÁLCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS.....	53
5.1	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 80%	54
5.2	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 95%	55
6	Anexo	56
6.1	Energía.....	56
6.1.1	Estimación del modelo SARIMA para energía	56
6.2	Potencia.....	60
6.2.1	Selección de modelo para predicción de potencia	60
6.3	Mes de máxima potencia a generar 2018-2019.....	60
6.4	Tratamiento de la crisis económica mundial de 2008.....	96
7	ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA.....	98

Ilustraciones

Ilustración 1: Comportamiento de la Demanda de Energía y Potencia	5
Ilustración 2 Comportamiento variación interanual de la demanda de potencia y energía respecto al PIB a precios constantes de 2001	6
Ilustración 3 Anomalía semanal de la Temperatura Superficial del Mar (TSM) en °C, del 8 de julio al 18 de agosto de 2018.....	8
Ilustración 4 Evolución semanal de las anomalías de la Temperatura del mar bajo la superficie del Pacífico ecuatorial	9
Ilustración 5 Predicción de Precipitación septiembre 2018 a noviembre 2018	10
Ilustración 6 Proyección de Precios Carburantes 2018-2019	19
Ilustración 7 Composición de la energía noviembre 2018 - abril 2019	31
Ilustración 8 Composición de la energía noviembre 2018 - abril 2019	31
Ilustración 9 Composición de la energía renovable noviembre 2018 - abril 2019	31
Ilustración 10 Requerimiento de combustible	32
Ilustración 11 Costos Marginales por Bloque Horario noviembre 2018- abril 2019.....	33
Ilustración 12 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional	34
Ilustración 13 Producción de energía parque generador hidráulico S.N.I.	35
Ilustración 14 Prueba de normalidad en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía	58

Tablas

Tabla 1 Oferta total por tecnología.....	11
Tabla 2 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Centrales Hidroeléctricas)	12
Tabla 3 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Centrales de Vapor) ..	13
Tabla 4 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Turbina de Gas)	13
Tabla 5 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Motores de Combustión Interna)	13
Tabla 6 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Fotovoltaica y Eólica)	14
Tabla 7 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Ingenios Azucareros) 14	
Tabla 8 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Geotérmicos)	14

Tabla 9 Generadores Distribuidos Renovables.....	15
Tabla 10 Generadores Distribuidos Renovables.....	16
Tabla 11 Criterio de CENS.....	21
Tabla 12 Costo Operativo del CENS trimestre de agosto 2018 a octubre 2018.....	21
Tabla 13 Niveles de embalses de Chixoy noviembre 2018- abril 2019.....	32
Tabla 14 Costo Marginal por bloque horario semanal (\$/MWh)	34
Tabla 15 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (eólicas y solares)	36
Tabla 16 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Geotérmicas)	36
Tabla 17 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Turbina de Gas).....	36
Tabla 18 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Motores de Combustión Interna).....	37
Tabla 19 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Turbinas de Vapor)	37
Tabla 20 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Hidroeléctricas)1	38
Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Hidroeléctrica)2	39
Tabla 22 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Hidroeléctricas)3.....	40
Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas) 4.....	41
Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas) 5.....	42
Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas) 6.....	43
Tabla 26 Mantenimientos ETCEE.....	44
Tabla 27 Nuevos Transformadores ETCEE	44
Tabla 28 Rotación de Transformadores ETCEE	44
Tabla 29 Reconductorado de Línea	44
Tabla 30 Nuevas Líneas de Transmisión.....	44
Tabla 31 Nuevos elementos de compensación reactiva.....	44
Tabla 32 Evaluación del pronóstico del modelo de demanda de energía	56
Tabla 33 Coeficientes del modelo SARIMA para la demanda de energía	57
Tabla 34 Correlograma del modelo SARIMA para la demanda de energía	57
Tabla 35 Prueba de autocorrelación en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía	58
Tabla 36 Prueba de heterocedasticidad del modelo SARIMA para la demanda de energía	59
Tabla 37 Evaluación de pronóstico para la potencia	60
Tabla 38 Error de pronóstico fuera de la muestra para los modelos de mejor ajuste de diciembre a julio 2018	60
Tabla 43 Validación de los modelos de la estacionalidad de la serie 2001 a 2017.....	61
Tabla 45 Efecto por datos atípicos para la proyección de potencia	96
Tabla 46 Resultados del modelo tomando en cuenta la crisis económica de 2008 para la energía	97

1 PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA REPROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019

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

1.1.1 Análisis del Comportamiento Histórico de la Demanda.

Durante el periodo de 1990-2017 la demanda de energía eléctrica ha experimentado un crecimiento constante, presentando en los últimos años una leve estabilización. En promedio, la demanda de energía ha experimentado un crecimiento de 5.77%, mientras que la potencia de 5.20%. Debido a la crisis económica mundial de 2008, tanto la demanda de energía como la de potencia presentaron comportamientos atípicos, lo cual provocó a partir de ese momento cierto estancamiento en el crecimiento, alcanzando valores de 2.54% para la potencia y de 3.72% para la energía durante el periodo de 2010 a 2017. Lo anterior se muestra en la Ilustración 1.

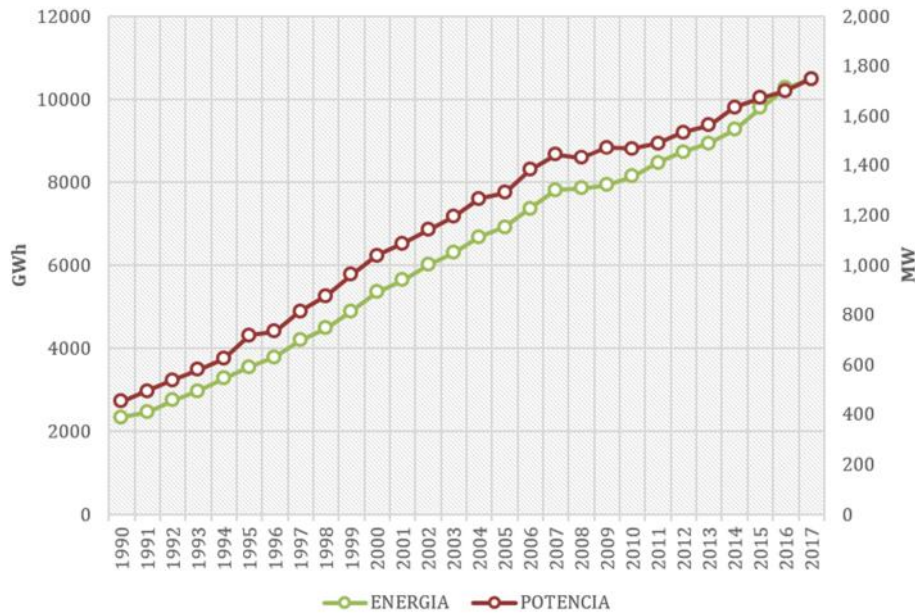


Ilustración 1: Comportamiento de la Demanda de Energía y Potencia

En la Ilustración 2 se puede observar el comparativo de crecimiento interanual entre la potencia y el crecimiento del Producto Interno Bruto -PIB- a precios constantes de 2001. Como se puede observar gráficamente existe una correlación directa entre el comportamiento de la potencia y la energía con la evolución del PIB. Dicha correlación se ha acentuado a partir del año 2004, mostrando un ajuste de aproximadamente 95% para la potencia y 97.6% para la energía.

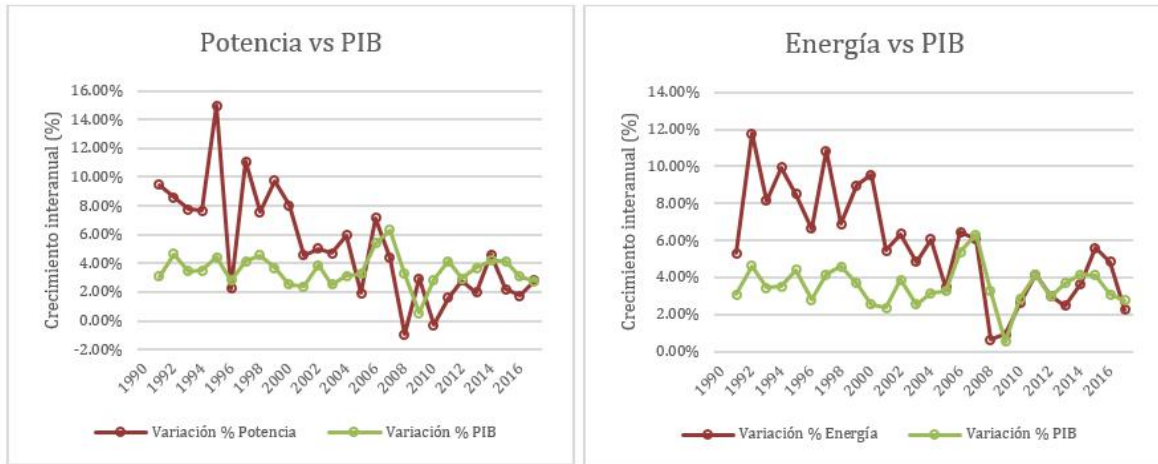


Ilustración 2 Comportamiento variación interanual de la demanda de potencia y energía respecto al PIB a precios constantes de 2001

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

Para la determinación de la proyección de demanda para la potencia y la energía, se evaluaron diferentes modelos econométricos de regresión simple, regresión múltiple con variables como población, usuarios conectados, precio spot, componentes desagregados del PIB, etc. Asimismo, se utilizaron diferentes muestras donde se contrastaron los criterios de información para la selección de la muestra para la estimación del modelo.

La herramienta estadística utilizada fue el programa estadístico E-views.

1.1.2.1 Energía

Para la determinación de la máxima demanda de energía se estimaron 9 modelos diferentes. La muestra utilizada fue de enero de 2001 a julio de 2018 con periodicidad mensual. El modelo de mejor ajuste fue un modelo SARIMA (1,1,0) (2,1,36)₁₂ con el IMAE como variable exógena.

La serie de tiempo correspondiente al IMAE fue validada con las técnicas de evaluación de pronósticos: error cuadrático medio (RMSE por sus siglas en inglés), error medio absoluto (MAE por sus siglas en inglés), etc., dentro de la muestra 2001-2017 y fuera de la muestra para el año 2018. El modelo seleccionado fue el modelo de suavizamiento exponencial Holt-Winters aditivo, el cual fue seleccionado entre 9 diferentes modelos estimados de la variable que presentó un estimador estadísticamente significativo.

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

Ecuación 1 Modelo SARIMA (1,1,0) (2,1,36)₁₂ para la determinación de la demanda de energía

$$E \quad \ln a_{12}^1 = c + I1 \quad + \phi_1 E \quad \ln a_{t-1} + \theta_1 E \quad \ln a_{t-12} + \theta_2 E_{t-12} + \varepsilon_t - \phi_{36} \varepsilon_{t-36}$$

Donde,

$$\begin{aligned} \phi = E: & \quad d \quad e \quad a1 \quad d \quad c\phi \quad r, \\ \theta = E: & \quad d \quad e \quad a1 \quad d \quad c\theta \quad e \end{aligned}$$

$$\varphi = E_t \theta$$

$$c = C$$

La demanda de energía estimada para el periodo noviembre 2018–abril 2019 asciende a 5,548.54 GWh con un crecimiento esperado de 5.69%, respecto al mismo periodo del año estacional 2017-2018

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

1.1.2.2 Potencia

El comportamiento de la demanda de potencia para el primer semestre del Año Estacional 2018-2019 experimentó una disminución de la demanda de potencia observada respecto a la estimada. Por lo anterior, para la determinación de la proyección de potencia para el segundo semestre del Año Estacional 2018-2019, se validaron los cuatro mejores modelos estimados para la PLP 2018-2019 para los primeros 6 meses del Año Estacional con y sin el PIB como variable explicativa. El modelo de mejor ajuste fue el modelo TRAMO/SEATS (0,1,1) (0,1,1)₁₂, el cual se presenta en la ecuación 2.

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

$$\nabla \nabla_{12}^1 P_t = c + \theta_1 P_{t-1} + \theta_2 E_{t-12} + \varphi_1 P_{t-1} + \varepsilon_t$$

Donde,

$$\theta = E_t \theta$$

$$\varphi = E_t \varphi$$

$$c = C$$

Adicionalmente se realizaron 9 modelos para cada serie anual correspondiente a la muestra de 1990 a 2017, con lo cual el modelo mensual que presentó menor error de pronóstico respecto a las series anuales fue el modelo (TRAMO/SEATS (0,1,1) (0,1,1)₁₂), donde los resultados obtenidos fueron consistentes con la estimación del mes de potencia máxima a generar -PMG- del SNI estimado para la PLP 2018-2019.

El mes en que se prevé la PMG es abril de 2019 a las 19:00 horas por un monto estimado de 1,788.1 MW, reflejando un crecimiento esperado de 1.45% respecto a la demanda máxima registrada para el periodo noviembre 2017 - abril 2018.

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 los mismos para una semana, teniendo en cuenta que el bloque 1 representa la demanda máxima del mes:



1.3 CONDICIONES HIDROLÓGICAS

1.3.1 Condiciones observadas al 1 de septiembre de 2018

Para este periodo se consideran años análogos el 2006, 2009, 2012 y 2015

Durante julio y la primera quincena de agosto de 2018 la Temperatura Superficial del Mar (TSM) en el Pacífico Tropical presento valores normales y ligeramente superior a lo normal y en el Golfo de México se observaron valores ligeramente con anomalía positiva, como se puede observar en la *Ilustración 3* e *Ilustración 4*.

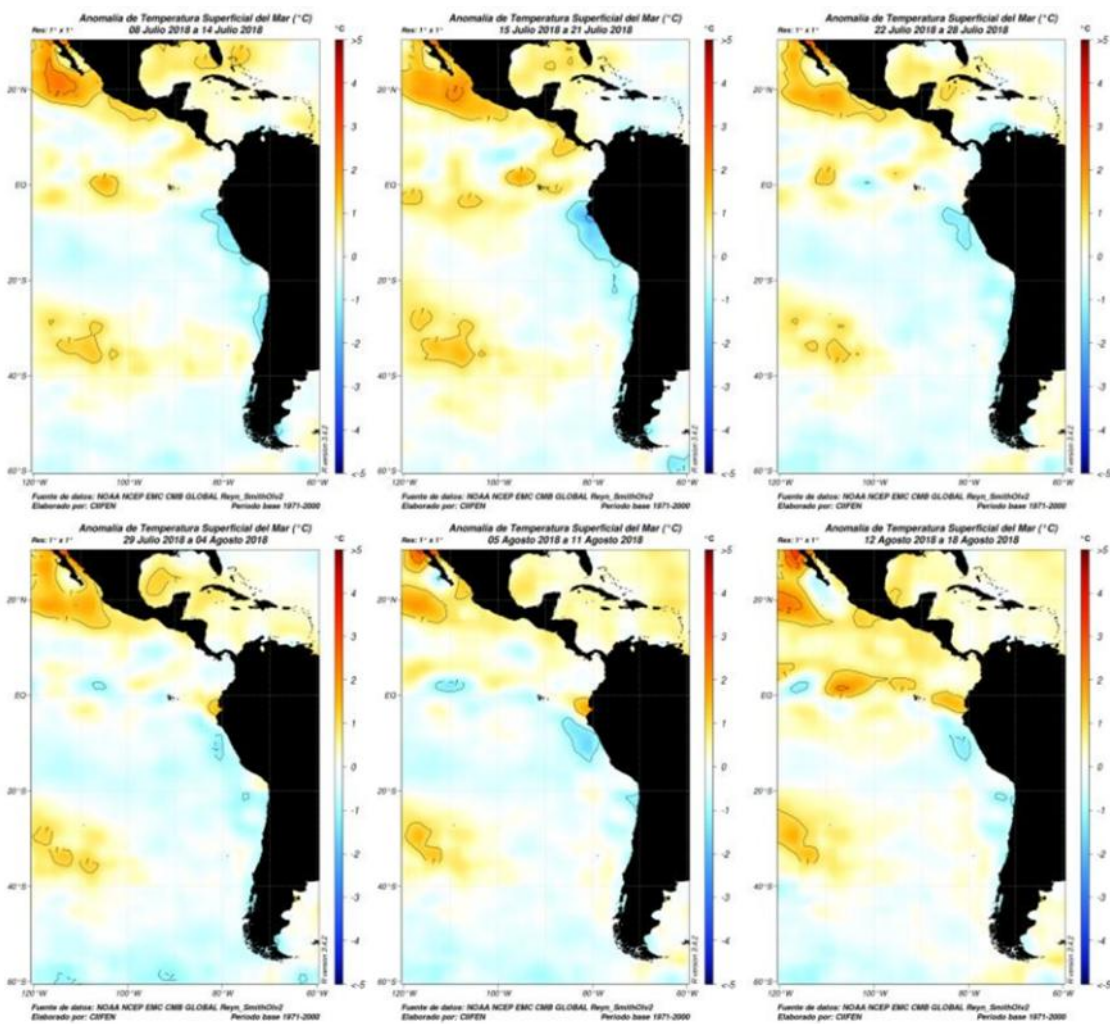


Ilustración 3 Anomalía semanal de la Temperatura Superficial del Mar (TSM) en °C, del 8 de julio al 18 de agosto de 2018

(CIIFEN, 2018)

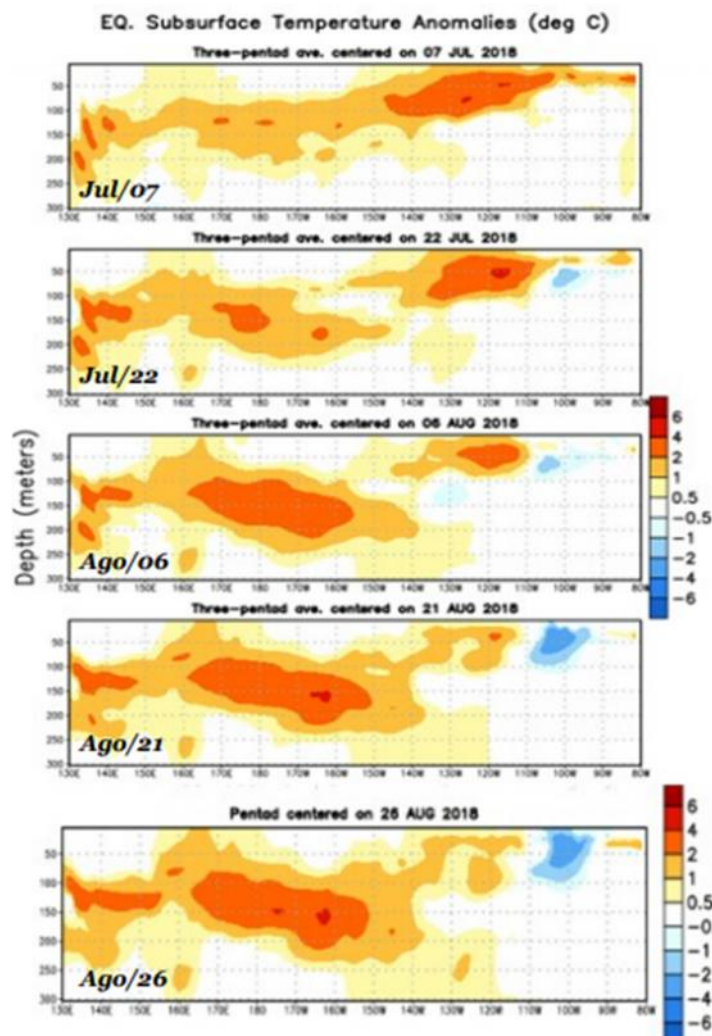


Ilustración 4 Evolución semanal de las anomalías de la Temperatura del mar bajo la superficie del Pacífico ecuatorial

(CIIFEN, 2018)

Respecto a precipitaciones durante el mes de julio de 2018 se presentaron excesos de lluvia sobre la región noreste de Brasil, en algunos puntos al este de Colombia, sur de Venezuela y gran parte de Uruguay; para la parte de Centroamérica, el norte de Venezuela, la región oriental de Colombia, Ecuador y el centro de Chile se presentaron condiciones de precipitación deficitaria.

La Radiación de Onda Larga (OLR) en julio 2018 se identificó por anomalías positivas sobre Centroamérica, Ecuador, centro-sur de Chile, en el extremo occidental de Brasil y en el Pacífico ecuatorial occidental. Los valores de esta anomalía negativa se asocian a la presencia de cielos nublados mientras que las anomalías positivas a cielos despejados.

Condiciones esperadas de lluvias

En cuanto a las perspectivas climáticas generadas por modelos de predicción del clima oceánico, señalan la posibilidad de generación de un evento de El Niño para fines del presente año; conforme a las predicciones

globales de precipitación (mm) realizada por la NOAA se prevé para el periodo de septiembre a noviembre de 2018 precipitaciones deficitarias en gran parte de Centroamérica, el extremo norte de Sudamérica, como se observa en la *Ilustración 5* Predicción de Precipitación septiembre 2018 a noviembre 2018.

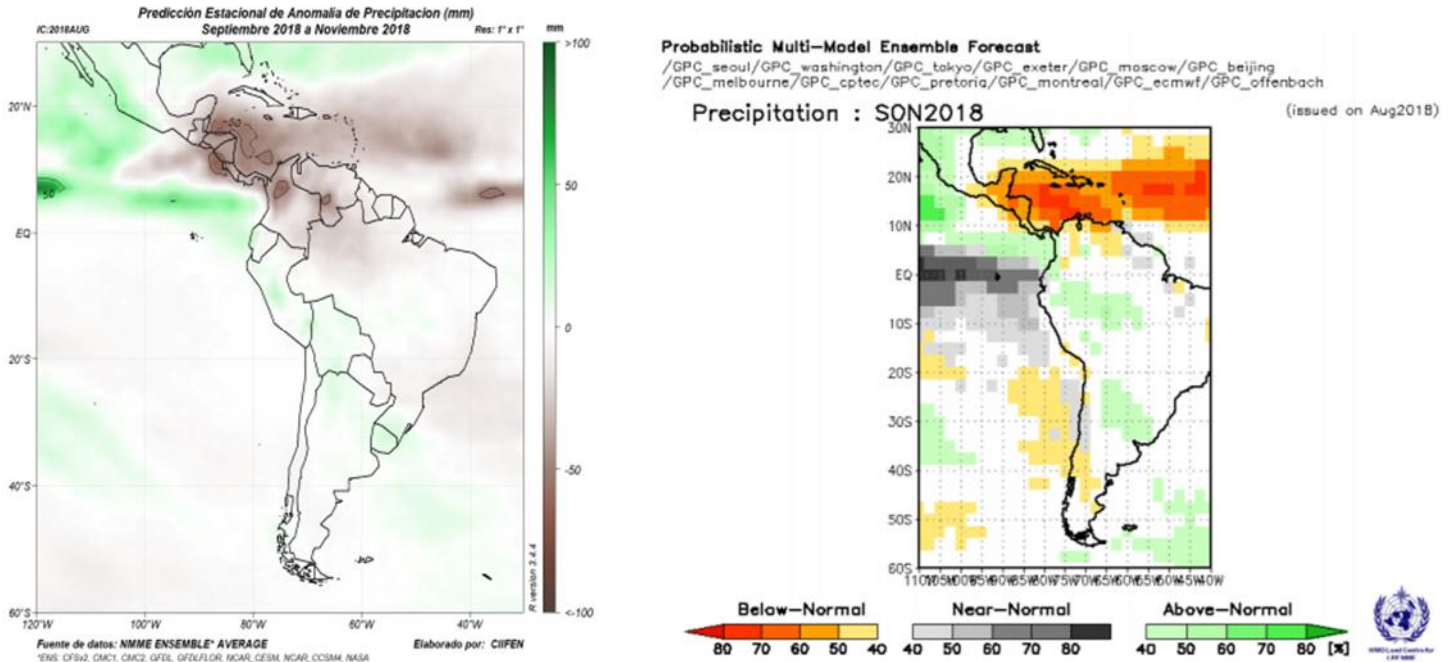


Ilustración 5 Predicción de Precipitación septiembre 2018 a noviembre 2018

Estimación para el S.N.I.

De las condiciones esperadas y descritas anteriormente, para los meses de septiembre – noviembre en las regiones del país en donde se encuentran las cuencas de las centrales hidroeléctricas, se esperan condiciones de precipitaciones por debajo de lo normal y considerando, que para el resto del año estacional se prevé la ocurrencia de condiciones Niño se espera una reducción en los caudales de los ríos; el invierno considerado seco podrá provocar que en el verano se observe una reducción en el caudal de aporte en los ríos para el periodo de estudio.

Derivado de lo anterior para la presente reprogramación se procede a utilizar el modelo estocástico de estimación de caudales a fin de simular 50 escenarios hidrológicos mediante series sintéticas, presentando el resultado de la serie hidrológica que representa una producción bajo el promedio de la producción del parque generador hidráulico (serie 34).

1.4 OFERTA

Para la realización de esta programación se considera el parque generador disponible a septiembre de 2018, presentando por tecnología los siguientes valores:

Tecnología	MW Efectivo	Porcentaje
Hidráulica	1356	35.6%
GDR	110	2.5%
Turbinas de Vapor	528	15.8%
Turbinas de Gas	136	4.0%
Motores Reciprocantes	483	16.4%
Ingenios Zafrá	635	20.2%
Geotérmica	35	1.0%
Fotovoltaica	80	2.3%
Eólica	107	2.2%
Total	3470	

Tabla 1 Oferta total por tecnología

A continuación, se presenta el detalle de esta.

PLANTAS GENERADORAS HIDROELÉCTRICAS	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
CHIXOY	5	300.000	285.401	27 de noviembre de 1983	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDRO XACBAL	2	94.000	100.004	8 de agosto de 2010	Chajul	Quiché	N/A
PALO VIEJO	2	85.000	87.381	31 de mayo de 2012	San Juan Cotzal	Quiché	N/A
AGUACAPA	3	90.000	79.742	22 de febrero de 1982	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A
JURÚN MARINALÁ	3	60.000	60.451	12 de febrero de 1970	Palín	Escuintla	N/A
RENACE 1	3	68.100	66.788	marzo de 2004	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A
HIDRO CANADA	2	48.100	45.928	23 de noviembre de 2003	Zunil	Quezaltenango	N/A
LAS VACAS	3	45.000	41.004	mayo de 2002	Chinautla	Guatemala	N/A
EL RECREO	2	26.000	25.309	julio de 2007	El Palmar	Quetzaltenango	N/A
SECACAO	1	16.500	16.307	11 de noviembre de 1998	Senahú	Alta Verapaz	N/A
LOS ESCLAVOS	2	15.000	13.682	17 de agosto de 1966	Cuilapa	Santa Rosa	N/A
MONTECRISTO	2	13.500	13.042	mayo de 2006	Zunil	Quetzaltenango	N/A
PASABIEN	2	12.750	12.429	22 de junio de 2000	Río Hondo	Zacapa	N/A
MATANZAS	1	12.000	11.808	1 de julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A
POZA VERDE	3	12.510	9.881	22 de junio de 2005	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A
RIO BOBOS	1	10.000	10.349	10 de agosto de 1995	Morales	Izabal	N/A
CHOLOMA	1	9.700	9.527	11 de diciembre de 2011	Senahú	Alta Verapaz	N/A
SANTA TERESA	2	17.000	16.846	9 de octubre de 2011	Tucurú	Alta Verapaz	N/A
PANAN	3	7.320	7.486	31 de julio de 2011	San Miguel Panán	Suchitepéquez	N/A
SANTA MARÍA	3	6.000	6.029	25 de junio de 1927	Zunil	Quezaltenango	N/A
PALÍN 2	2	5.800	3.924	julio de 2005	Palín	Escuintla	N/A
CANDELARIA	1	4.600	4.433	mayo de 2006	Senahú	Alta Verapaz	N/A
SAN ISIDRO	2	3.932	3.400	julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A
EL CAPULÍN	2	3.500	0.000	1990	Siquinalá	Escuintla	N/A
EL PORVENIR	1	2.280	0.000	septiembre de 1968	San Pablo	San Marcos	N/A
EL SALTO	2	4.000	2.371	1938	Escuintla	Escuintla	N/A
CHICHAÍC	2	0.600	0.456	26 de julio de 1979	Cobán	Alta Verapaz	N/A
SAN JERÓNIMO	1	0.250	0.200	18 de diciembre de 1996	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A
VISION DE AGUILA	2	2.070	2.080	29 de diciembre de 2013	Cobán	Alta Verapaz	N/A
EL MANANTIAL 1	3	3.780	3.615	22 de febrero de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
EL MANANTIAL 2	8	27.420	23.238	22 de febrero de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
EL COBANO	2	11.000	8.851	29 de febrero de 2015	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A
OXEC	2	26.100	24.838	1 de noviembre de 2015, 8 de noviembre de 2015	Cahabón	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA LA LIBERTAD	1	9.440	9.554	20 de marzo de 2016	Colomba	Quetzaltenango	N/A
RENACE II	4	114.784	113.964	3 de abril de 2016	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A
RAAXHA	2	5.100	4.425	15 de mayo de 2016 y 19 de junio de 2016	Chisec	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA LAS FUENTES 2	2	14.170	13.733	22 de mayo de 2016	El Palmar	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA EL CAFETAL	2	8.600	8.487	29 de mayo de 2016	Purulhá	Baja Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA FINCA LORENA	2	4.200	4.482	14 de agosto de 2016	Sn Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	N/A
RENACE III	3	66.000	66.005	27 de noviembre de 2016	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A
EL RECREO II	2	24.440	21.985	30 de octubre 2016	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
XACBAL DELTA	2	58.440	58.404	30 de julio de 2017	Chajul	Quiché	N/A
EL MANANTIAL 3	1	0.520	0.523	8 de octubre de 2017	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
OXEC II	1	20.000	57.947	28 de agosto de 2018	Cahabón	Alta Verapaz	N/A

Tabla 2 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Centrales Hidroeléctricas)

TURBINAS DE VAPOR	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
SAN JOSÉ	1	139.000	139.870	01 enero de 2000	Masagua	Escuintla	Carbón
LA LIBERTAD	1	20.000	17.382	17 agosto 2008	Villa Nueva	Guatemala	Carbón
ARIZONA VAPOR	1	12.500	3.771	29 septiembre 2008	Puerto San José	Escuintla	N/A
GENERADORA COSTA SUR	1	30.200	30.249	11 de agosto de 2013	Guanagazapa	Escuintla	Carbón
JAGUAR ENERGY	2	300.000	279.506	21 de junio de 2015 y 2 de agosto de 2015	Masagua	Escuintla	Carbón
GENERADORA SAN ISIDRO	1	64.200	57.615	1 de mayo de 2016	Champerico	Retalhuleu	Carbón

Tabla 3 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Centrales de Vapor)

TURBINAS DE GAS	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
TAMPA	2	80.000	75.771	1995	Escuintla	Escuintla	Diesel
STEWART & STEVENSON	1	51.000	21.459	24 de diciembre de 1995	Escuintla	Escuintla	Diesel
ESCUINTLA GAS 5	1	41.850	38.579	noviembre de 1985	Escuintla	Escuintla	Diesel

Tabla 4 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Turbina de Gas)

MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
ARIZONA	10	160.000	161.018	abril/mayo 2003	Puerto San José	Escuintla	Bunker
PUERTO QUETZAL POWER	10	59.000	56.794	1993	Puerto Quetzal	Escuintla	Bunker
LAS PALMAS	5	66.800	67.018	septiembre de 1998	Escuintla	Escuintla	Bunker
GENOR	4	46.240	40.618	octubre 1998	Puerto Barrios	Izabal	Bunker
SIDEGUA	10	44.000	0.000	1995	Escuintla	Escuintla	Bunker
GENERADORA DEL ESTE	10	70.000	70.473	1996	Amatitlán	Guatemala	Bunker
GENERADORA PROGRESO	6	21.968	0.000	1993	Sanarate	El Progreso	Bunker
ELECTRO GENERACIÓN	2	15.750	16.326	noviembre de 2003	Amatitlán	Guatemala	Bunker
TERMICA	2	15.300	14.120	30 de abril de 2017	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
TERMICA B-2	2	37.500	31.178	26 de noviembre de 2017	Chimaltenango	Chimaltenango	Bunker
COENESA	5	10.000	6.255	Septiembre de 2008	El Estor	Izabal	Diesel
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	2	5.000	4.195	13 de octubre de 2016	Santa Elena	Petén	Bunker
GENOSA	3	18.600	14.704	14 de julio de 2013	Puerto San José	Escuintla	Bunker

Tabla 5 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Motores de Combustión Interna)

SOLAR FOTOVOLTAICA	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
HORUS 1	8	50.000	50.000	9 de febrero de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A
HORUS 2	3	30.000	30.000	26 de julio de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A

EÓLICAS	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
SAN ANTONIO EL SITIO	16	52.800	51.900	19 de abril de 2015	Villa Canales	Guatemala	N/A
VIENTO BLANCO	7	23.100	23.100	6 de diciembre de 2015	San Vicente Pacaya	Escuintla	N/A
LAS CUMBRES	15	31.500	31.500	25 de marzo de 2018	Agua Blanca	Jutiapa	N/A

Tabla 6 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Fotovoltaica y Eólica)

INGENIO AZUCAREROS	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
MAGDALENA	Varias	180.000	91.977	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
BIOMASS	2	124.800	115.657	B-6 15 de marzo de 2013 y B-7 14/09/2014	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Carbón
PANTALEÓN	Varias	60.000	23.536	1991	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN BLOQUE 3	1	61.460	54.478	31 de julio de 2016	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Carbón
LA UNIÓN	Varias	85.500	41.440	1995	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
SANTA ANA BLOQUE 1	Varias	40.000	24.617	1995	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
SANTA ANA BLOQUE 2	1	64.200	45.339	18 de enero de 2015	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Carbón
MADRE TIERRA	2	36.800	28.281	1996	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
GENERADORA SANTA LUCÍA	1	44.889	32.603	9 de noviembre de 2014	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Carbón
CONCEPCIÓN	Varias	27.500	20.574	1994	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
TULLULÁ	2	12.500	3.785	febrero de 2001	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker
TULLULÁ 4	1	15.000	10.854	24 de mayo 2013	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker
TRINIDAD	2	21.000	0.000	U1 febrero de 2009, U2 enero 2011	Masagua	Escuintla	Biomasa
TRINIDAD 3	1	19.800	13.669	noviembre 2011, octubre 2012	Masagua	Escuintla	Biomasa/Bunker
TRINIDAD 4	1	46.000	34.638	1 de mayo de 2015	Masagua	Escuintla	Biomasa/Carbón
TRINIDAD 5	1	46.000	46.142	30 octubre de 2016	Masagua	Escuintla	Biomasa/Carbón
SAN DIEGO	1	5.000	0.000	diciembre de 2004	Escuintla	Escuintla	Biomasa
EL PILAR	2	10.500	0.000	18 de marzo 2012	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu	Biomasa/Bunker
EL PILAR 3	1	22.850	13.747	1 de marzo de 2013	San Andrés Villa Seca	Retalhuleu	Biomasa
PALO GORDO	1	30.900	0.000	1 de marzo de 2013 Y 9 de noviembre de 2014	San Antonio Suchitepéquez	Suchitepéquez	Biomasa
PALO GORDO BLOQUE 2	1	46.000	33.929	8 de noviembre de 2015	San Antonio Suchitepéquez	Suchitepéquez	Biomasa/Carbón

Tabla 7 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Ingenios Azucareros)

GEOTÉRMICAS	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/O OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
ORZUNIL	7	24.000	14.399	20 de agosto de 1999	Zunil	Quezaltenango	N/A
ORTITLAN	2	25.200	20.833	01 julio 2007	San Vicente Pacaya	Escuintla	N/A

Tabla 8 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Geotérmicos)

PLANTAS GENERADORAS GDR	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACIÓN Y/D OPERACIÓN COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
HIDROELECTRICA SANTA ELENA	2	0.560	0.560	1 de diciembre de 2008	Escuintla	Escuintla	N/A
KAPLAN CHAPINA	1	2.000	2.000	1 de junio 2009	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA CUEVA MARIA 1 Y 2	5	4.950	4.950	1 de octubre de 2009	Cartel	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA LOS CERROS	1	1.250	1.250	1 de febrero de 2010	San José El Rodeo	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA COVADONGA	2	1.600	1.500	1 de julio de 2010	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
HIDROELECTRICA JESBON MARAVILLAS	2	0.750	0.750	1 de agosto de 2010	Malacatán	San Marcos	N/A
CENTRAL GENERADORA EL PRADO (Sn Ant Morazán)	1	0.500	0.500	1 de diciembre de 2010	Colomba	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS	5	0.438	0.438	1 diciembre de 2010	San Francisco Zapotitán	Suchitepéquez	N/A
HIDROPOWER SDMM	1	2.160	2.035	1 de abril de 2011	Escuintla	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA LA PERLA	1	3.700	3.799	1 de octubre de 2011	San Miguel Tucurú	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA SAC-JA	2	2.000	2.000	1 de octubre 2011	Puruhá	Baja Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA SAN JOAQUIN	1	0.950	0.800	1 de enero 2012	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA LUARCA	2	0.510	0.510	16 de junio 2012	Mazatenango	Suchitepéquez	N/A
HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS FASE 2	1	1.710	1.600	22 de agosto de 2012	San Francisco Zapotitán	Suchitepéquez	N/A
PALO GORDO	2	5.000	0.000	De 01/12/2011 a 14/05/2012	San Antonio Suchitepéquez	Suchitepéquez	Biomasa
HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	1	2.000	2.161	24 de noviembre de 2013	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS	2	1.200	1.000	26 de febrero de 2013	Masagua	Escuintla	N/A
EL CORALITO	1	2.100	1.927	1 de julio de 2013	Santa Bárbara	Suchitepéquez	N/A
EL ZAMBO	1	0.980	0.980	28 de julio de 2013	San Francisco Zapotitán	Suchitepéquez	N/A
GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	1	2.603	2.603	8 de diciembre de 2013	Morales	Izabal	Biomasa
GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	3	1.300	1.300	8 de diciembre de 2013	Morales	Izabal	Biomasa
HIDROELECTRICA MONTE MARIA	2	0.691	0.691	1 de enero de 2014	Sn Juan Alotenango	Sacatepequez	N/A
HIDROELECTRICA HIDROAGUNA	1	2.000	2.086	5 de abril de 2014	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	N/A
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO	5	5.000	5.000	1 de mayo de 2014	Estanzuela	Zacapa	Fotovoltaica
HIDROELECTRICA LA PAZ	2	0.950	0.950	17 de agosto de 2014	Masagua	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA IXTALITO	1	1.634	1.600	14 de septiembre de 2014	Nuevo Progreso	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA GUAYACAN	2	2.900	2.954	9 de noviembre de 2014	Taxisco	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA TUTO DOS	1	0.960	0.960	18 de noviembre de 2014	La Libertad	Huehuetenango	N/A
HIDROELECTRICA SANTA TERESA	1	2.171	2.058	16 de enero de 2015	San Lucas Tolimán	Sololá	N/A
HIDROELECTRICA EL PANAL	1	2.500	2.500	12 de febrero de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA PACAYAS	2	5.000	5.000	25 de marzo de 2015	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL	1	1.200	1.018	25 abril de 2015	Guatemala	Guatemala	Biomasa
HIDROELECTRICA SAMUC	1	1.200	1.200	14 de mayo de 2015	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA CONCEPCION	1	0.150	0.150	19 de julio de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
GAS METANO GABIOSA	1	1.056	1.056	19 de julio de 2015	La Gomera	Escuintla	Biomasa
HIDROELECTRICA SAN JOSE	1	0.430	0.430	30 de julio de 2015	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA PEÑA FLOR	1	0.499	0.499	27 de octubre de 2015	Pueblo Nuevo	Suchitepéquez	N/A

Tabla 9 Generadores Distribuidos Renovables

HIDROELECTRICA SANTA ANITA	1	1.560	1.560	21 de diciembre de 2015	Villa Canales	Guatemala	N/A
HIDROELECTRICA CERRO VIVO	1	2.400	2.113	24 de enero de 2016	Chinautla	Guatemala	N/A
HIDROELECTRICA MAXANAL	1	2.800	2.800	16 de febrero de 2016	Santa Bárbara	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA LAS UVITAS	1	1.870	1.870	16 de marzo de 2016	Yepocapa	Chimaltenango	N/A
HIDROELECTRICA EL CONACASTE	1	3.000	3.000	11 de mayo de 2016	Mazatenango	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA EL BROTE	2	3.700	3.700	3 de agosto de 2016	Chicacao	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA MOPA	1	0.975	0.975	20 de noviembre de 2016	Genova	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA LOS PATOS	2	5.000	4.630	29 de noviembre de 2016 y 25 de junio de 2017	Pajapita	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA EL COROZO	2	0.900	0.900	23 de enero de 2017	Samayac	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA MIRAFLORES	1	0.837	0.837	12 de febrero de 2017	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA LA CEIBA I	1	0.700	0.686	16 de febrero de 2017	Colomba	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA CARMEN AMALIA	1	0.686	0.686	7 de marzo de 2017	Colomba	Quetzaltenango	N/A
PEQUEÑA HIDROELECTRICA XOLHUITZ	1	2.300	2.286	7 de marzo de 2017	Nuevo Progreso	San Marcos	N/A
GRANJA SOLAR TAXISCO	4	1.800	1.500	15 de marzo de 2017	Taxisco	Santa Rosa	N/A
GRANJA SOLAR EL JOBO	4	1.200	1.000	15 de marzo de 2017	Taxisco	Santa Rosa	N/A
GRANJA SOLAR LA AVELLANA	4	1.200	1.000	15 de marzo de 2017	Moyuta	Jutiapa	N/A
GRAJA PEDRO DE ALVARADO	4	1.800	1.500	15 de marzo de 2017	Moyuta	Jutiapa	N/A
HIDROELECTRICA SAMUC II	1	1.800	1.680	21 de marzo de 2017	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL FASE II	3	3.600	3.600	3 de mayo de 2017	Guatemala	Guatemala	Biomasa
HIDROELECTRICA EL TRIANGULO	1	0.960	0.960	16 de mayo de 2017	Los Amates	Izabal	N/A
HIDROELECTRICA NUEVA HIDROCON	1	1.000	1.000	26 de mayo de 2017	Alotenango	Chimaltenango	N/A
MINI HIDROELECTRICA LA VINA	1	0.290	0.290	23 de junio de 2017	Colomba	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA EL SALTO MARINALA	3	5.000	5.000	25 de junio de 2017	Escuintla	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA CUTZAN	1	1.950	1.950	13 de julio de 2017	Chicacao	Suchitepequez	N/A
GRANJA SOLAR BUENA VISTA	5	1.500	1.500	30 de agosto de 2017	Jutiapa	Jutiapa	N/A
BIOMASA SANTA ANA	1	1.062	1.062	27 de diciembre de 2017	Villa Canales	Guatemala	Biomasa
MINI HIDROELECTRICA HIDROXOCOBIL	1	1.400	1.200	31 de julio de 2018	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A

Tabla 10 Generadores Distribuidos Renovables

Se considera que el servicio de Reserva Rápida (RRa), se cubrirá con ofertas de las siguientes centrales: Tampa, PQP, Las Palmas, S&S y Arizona. En la tabla siguiente se muestran las unidades que se encuentran habilitadas para prestar este servicio con las potencias correspondientes. A continuación, se detalla el margen de reserva habilitado de RRA por unidad generadora, al momento de la realización de la RPLP.

PLANTA / UNIDAD	Margen Habilitado de RRa [MW]
TAM-G1	36.7698
TAM-G2	36.8869
PQP-B1	5.6612
PQP-B2	5.4226
PQP-B3	5.3488
PQP-B4	5.6617
PQP-B5	5.6646
PQP-B6	5.6669
PQP-B7	5.5186
PQP-B8	5.6515
LPA-B1	13.9280
LPA-B2	11.4473
LPA-B3	14.4568
LPA-B4	14.3776
LPA-B5	5.3608
ARI-O1	15.8954
ARI-O2	15.8022
ARI-O3	16.0981
ARI-O4	15.3754
ARI-O5	15.7148
ARI-O6	15.9177
ARI-O7	15.3425
ARI-O8	15.8483
ARI-O9	15.9367
ARI-O10	15.9020
S&S-D	17.7208

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

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

UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO ± [MW]	UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO± [MW]
AGU-H2	6.05	OXE-H2	5.00
AGU-H3	6.05	PWT-B1	5.35
JUR-H1	5.69	PWT-B2	5.35
JUR-H2	5.69	PWT-B3	5.35
JUR-H3	5.69	PWT-B4	5.35
CHX-H1	12.08	PWT-B5	5.35
CHX-H2	12.08	PWT-B6	5.35
CHX-H3	12.08	PWT-B7	5.35
CHX-H4	12.08	LPA-B1	5.22
CHX-H5	12.08	LPA-B2	5.20
LVA-H1	5.00	LPA-B3	5.27
LVA-H2	5.00	LPA-B4	5.20
PVI-H1	10.00	ARI-O1	5.15
PVI-H2	10.00	ARI-O2	5.15
XAC-H1	11.00	ARI-O3	5.15
XAC-H2	11.00	ARI-O4	5.15
XAD-H1	7.92	ARI-O5	5.15
XAD-H2	7.92	ARI-O6	5.15
CAN-H1	6.45	ARI-O7	5.15
CAN-H2	6.45	ARI-O8	5.15
OXE-H1	5.00	ARI-O10	5.15

1.5 Mantenimientos

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

Hidroeléctrica Chixoy que tiene programado mantenimiento mayor durante los primeros meses de 2019, una a la vez, por lo que durante estos meses contará con el 80 % de su capacidad instalada.

La Central Generadora Eléctrica San José que informa la realización de su mantenimiento mayor con una duración de 30 días iniciando el 3 de octubre de 2018.

El mantenimiento mayor de la Central Generadora Jaguar, se realizará de la siguiente forma:

Jaguar I: inicia el 14 de enero con una duración de 30 días
 Jaguar II: inicia el 3 de febrero con una duración de 30 días

El programa de mantenimientos mayores se encuentra en la sección 2.9 de este informe, el cual, según lo establecido el numeral 1.2.7 de la NCC-1, los participantes deberán respetar.

1.6 EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

1.6.1 Exportaciones

Se estima una exportación para el periodo de estudio hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER) de 885.03 GWh, incluyendo los Contratos Firmes del MER y las transacciones de oportunidad, no se estiman importaciones del MER. Se estima una exportación anual hacia el Mercado Eléctrico Mayorista de México (MEM) de 434.87 GWh, correspondiendo todo a transacciones de oportunidad.

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 para cada uno de los nodos frontera, Ahuachapán y San Buenaventura para el último año calendario, se hace un

ordenamiento de estas mediciones, congruente con el formato de la carga horaria, luego se integra la misma de la forma definida en el numeral 1.2. En términos generales la estimación se limita a replicar lo exportado en el último año calendario, e integrarlo de forma que lo exige la Programación de Largo Plazo. Se han realizado ensayos para estimar las posibles transacciones de energía hacia el MER utilizando estudios coordinados de despacho de carga regionales, pero la experiencia nos ha demostrado que no es adecuado utilizar estos resultados, debido a que los mismos son resultado de una optimización hidrotérmica y las transacciones reales se ven limitadas por condiciones fuera del ámbito de la optimización, como lo son voluntades políticas y restricciones financieras. Para la estimación de las exportaciones hacia México se sigue un procedimiento similar al de las exportaciones al MER, teniendo en cuenta que por la poca historia que se tiene, solamente se analizaron los datos de enero a julio de 2018, representando una exportación promedio.

1.6.2 Importaciones

Se considera para el periodo de estudio las siguientes ofertas de importación:

1. 120 MW de potencia, regida por el despacho económico al costo variable estimado según la metodología de costos variables presentadas por ECOE-INDE y CFE de México.
2. 120 MW de potencia, regida por el despacho económico al costo variable estimado según la metodología de costos variables presentada por Energía del Caribe.

1.7 COSTOS VARIABLES DE ENERGÍA POR CENTRAL

Para la determinación de los costos variables de generación de cada unidad, se consideran la proyección de costos de combustibles según el Short Term Energy Outlook de la Energy Information Administration, publicado en septiembre de 2018, de la forma establecida en la Norma de Coordinación Comercial No. 2, numeral 2.2.1, con la única variación de utilizar como costo base para la proyección los costos declarados para el mes de agosto de 2018.

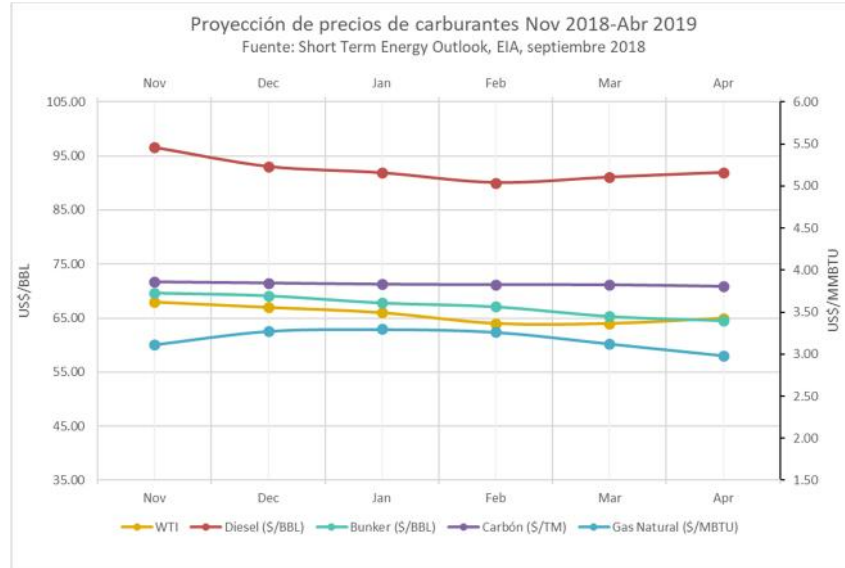


Ilustración 6 Proyección de Precios Carburantes 2018-2019

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

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

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

MNEMO	PLANTA	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19
PGO-B2	PALO GORDO	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68
TND-B3	TRINIDAD 3	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
SJO-C	SAN JOSE	51.48	51.35	51.20	51.15	51.13	50.94
GCS-C	COSTA SUR	73.00	72.81	72.60	72.53	72.50	72.22
LPA-C	LAS PALMAS CARBON	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10	6.10
LLI-C	LA LIBERTAD	62.08	61.79	61.74	61.72	61.52	61.71
TND-B4	TRINIDAD 4	11.53	11.50	11.48	11.47	11.46	11.43
TND-B5	TRINIDAD 5	8.09	8.09	8.09	8.09	8.09	8.09
MEX-I	INTERCONEXIÓN CON MÉXICO	48.26	49.26	48.26	50.26	48.26	50.26
CAR-I	ENERGÍA DEL CARIBE	43.28	44.65	44.85	44.55	43.36	42.16
ARI-O	ARIZONA	107.80	107.17	105.51	104.64	102.42	101.46
LPA-B1	LAS PALMAS	111.99	111.34	109.64	108.74	106.45	105.46
GEN-B1	GENOR	125.74	125.00	123.06	122.04	119.43	118.30
PQP-B	PUERTO QUETZAL POWER	122.74	121.96	119.94	118.87	116.15	114.97
TDL-B	GENERADORA DEL ESTE	115.96	115.14	113.00	111.88	109.00	107.76
ELG-B	ELECTRO GENERACION	115.96	115.14	113.00	111.88	109.00	107.76
GGO-B	GENOSA	124.23	123.39	121.21	120.07	117.14	115.87
TER-B	TERMICA	128.59	127.72	125.44	124.24	121.18	119.86
STL-C	SANTA LUCÍA	74.36	74.16	73.93	73.86	73.83	73.54
JEN-C	JAGUAR ENERGY	62.79	62.73	62.66	62.63	62.62	62.53
MTI-BZ	MADRE TIERRA ZAFRA	6.82	6.82	6.82	6.82	6.82	6.82
MTI-BNZ	MADRE TIERRA NO ZAFRA	98.41	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
MAG-B6	MAGDALENA GRUPO 6	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
MAG-B5	MAGDALENA GRUPO 5	7.70	7.70	7.70	7.70	7.70	7.70
MAG-B7	MAGDALENA GRUPO 7	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
MAG-B1	MAGDALENA GRUPO 1	149.25	149.25	149.25	149.25	149.25	149.25
TUL-B1	TULULA BLOQUE 1	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95
TUL-B2	TULULA BLOQUE 4	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95
COE-D	COENESA	210.29	210.29	210.29	210.29	210.29	210.29
TAM-G	TAMPA	122.36	122.36	122.36	122.36	122.36	122.36
S&S-D	STEWART & STEVENSON	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	315.40	315.40	315.40	315.40	315.40	315.40
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	269.63	269.63	269.63	269.63	269.63	269.63
CON-B	CONCEPCION	26.41	26.41	26.41	26.41	26.41	26.41
LUN-B	LA UNION	8.57	8.57	8.57	8.57	8.57	8.57
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	14.27	14.27	14.27	14.27	14.27	14.27
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	18.27	18.27	18.27	18.27	18.27	18.27
PNT-B3	PANTALEÓN BLOQUE 3	9.63	9.63	9.63	9.63	9.63	9.63
SAA-B2	SANTA ANA BLOQUE 2	16.98	16.95	16.92	16.91	16.91	16.86
SAA-B	SANTA ANA	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59
SAA-C	SANTA ANA CARBÓN	16.98	16.95	16.92	16.91	16.91	16.86
SIS-C	SAN ISIDRO	66.64	66.53	66.40	66.36	66.34	66.17

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 a 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 11 Criterio de CENS

Donde:

$$C = C \text{ de: } \text{í a n s i}$$

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	241.4
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	301.8
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	362.2
RD > 10%	100% x CENS	1509.0

Tabla 12 Costo Operativo del CENS trimestre de agosto 2018 a octubre 2018

1.9 CONTRATOS DE RESERVA DE POTENCIA

Para el periodo 2018-2019 no hay ningún contrato de reserva de potencia vigente.

1.10 RESUMEN ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA

1.10.1 *Resumen Ejecutivo - Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional mayo 2,018–abril 2,019*

Los siguientes párrafos son el extracto del “Resumen Ejecutivo” contenido en el documento “Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa”, en el cual se abordan con detalle cada uno de los temas analizados. Este resumen ejecutivo contiene los principales comentarios y observaciones de los análisis realizados.

1.10.1.1 Objetivo

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.

1.10.1.2 Resumen de los resultados

1.10.1.2.1 Instalaciones 230kV

Con la entrada en operación de líneas de transmisión en 230 kV, la reconfiguración de líneas en algunas subestaciones y la instalación de bancos de capacitores en 69 kV en la principales subestaciones de transformación 230/69 kV, se ha reducido el impacto de contingencias, se ha aliviado las condiciones de tendencias a colapso de tensión y se tienen nuevos vínculos desde las centrales generadoras hacia los centros de consumo, mejorando la seguridad y confiabilidad del S.N.I.. Para el escenario de marzo 2,019, ante contingencias en las líneas de transmisión Panaluya – Morales 230 kV ó Panaluya – San Agustín 230 kV, Los Brillantes – Esperanza 230 kV; se presenta el colapso de tensión en la zona oriental y occidental respectivamente, por lo que se ve la necesidad de implementar un Esquema de Control Suplementario de Desconexión Automático de carga ante estas contingencias. Es importante mencionar, que el segundo circuito Aguacapa – La Vega II 230 kV, reduce la cargabilidad del primer circuito, pero es importante mencionar que la suma de ambos flujos en condiciones normales de operación se encuentran alrededor de los 330 MW y en la condición de la falla en la línea de transmisión Escuintla – San Joaquín 230 kV, el flujo en ambos circuitos alcanza 366 MW, ambos valores se encuentran muy cercanos a la capacidad 374 MVA nominal de un circuito, por lo que se hace imprescindible que se ponga en operación el segundo circuito en la línea de transmisión Aguacapa – La Vega II 230 kV.

1.10.1.2.2 Zona Central

Algunos transformadores de la red de TRELEC se encuentran con sobrecarga como los que se ubican en las subestaciones de Álamo, Miriam, Ciudad Vieja, San Gaspar, San Juan Sacatepéquez, Héctor Flores y Las Flores.

Ante contingencias en las líneas de transmisión Centro – Centro 69 kV, Guatemala Sur – Centro 69 kV ckt. 2, Guatemala Sur – Centro 69 kV ckt. 3, Guatemala Sur – Santa Mónica 69 kV ckt. 2; los transformadores Guatemala Sur 230/69 kV ckt. 1, Guatemala Sur 230/69 kV ckt. 2; se presentan sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores de la zona central. Por lo que se ve la necesidad de implementar Esquemas de Desconexión Automático 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.

La adición de compensación de potencia reactiva en los centros de consumo aumentará la reserva de potencia reactiva de nuestro sistema y ayudará a aumentar la capacidad de transmisión de potencia activa desde los centros de generación.

1.10.1.2.3 Zona Oriental

Es una zona dependiente de generación local y con déficit de potencia reactiva, en la cual su capacidad de transporte ha sido rebasada o se encuentra muy próxima a su límite; ante mantenimientos o contingencias, se hace necesario despachar Generación Forzada o desconexión de demanda. Dado que la zona es dependiente de la generación, dependiendo de las condiciones de despacho económico se podría hacer necesaria la generación forzada para mantenimiento de los niveles de voltaje, principalmente en el área de Petén. Las ampliaciones de ETCEE deben ser complementadas con la instalación de bancos de capacitores de tal manera que se mejoren los niveles de voltaje y se aumente la reserva de potencia reactiva en dicha área; evitando con esto un mayor requerimiento de potencia reactiva de 230 kV y 138 kV del S.N.I. y manteniendo estos voltajes dentro de los rangos establecidos en las Normas Técnicas.

Ante contingencias en las líneas de transmisión Estor – Rio Dulce 69 kV, Los Esclavos – La Pastoria – La Vega – Guatemala Sur 69 kV, La Ruidosa – Morales 69 kV ó en el transformador Morales 230/69 kV 150 MVA; se presenta colapso de tensión en la zona oriental. Por lo que se ve la necesidad de implementar Esquemas de Desconexión Automático de Carga en el área oriental para evitar el colapso de tensión.

1.10.1.2.4 Zona Occidental

Para las centrales conectadas a la línea de transmisión en 69 kV entre las subestaciones La Esperanza y Los Brillantes, se hace necesario la ampliación a la capacidad de transporte y la implementación de esquemas de desconexión automática de generación ante pérdida de alguno de los extremos de la línea, o en su defecto la implementación de restricciones de generación, para evitar sobrecargas de equipos por contingencias o en caso de mantenimientos; las ampliaciones de transporte en esta área en 230 kV se hacen necesarias bajo estas condiciones. En los períodos de demanda máxima la generación de la mencionada área se hace imprescindible para el mantenimiento del voltaje en el área occidental.

Ante contingencias en el transformador Esperanza 230/69 kV 150 MVA o en las líneas de transmisión Chimaltenango – Patzicia 69 kV, Cocales – Toliman 69 kV, Esperanza – Xela 69 kV, Xela – Alaska 69 kV, Malacatan – Finca Lorena 69 kV, Mazatenango – La Cruz 69 kV, San Marcos – Finca Lorena 69 kV, Solola – Alaska 69 kV y Los Brillantes – Esperanza 230 kV; se ve la necesidad de implementar un Esquema de Desconexión Automático de Carga por Bajo Voltaje. Estos esquemas evitaren que, ante contingencias, los voltajes en el área de influencia desciendan a valores inferiores de 0.90 P.U. como lo establece la normativa vigente.

1.10.1.2.5 Operación interconectada del S.N.I.

Guatemala opera interconectado con el Sistema Eléctrico Regional (SER) y con el Sistema Eléctrico de México.

1.10.1.2.5.1 Guatemala Interconectado con el SER

Las condiciones de operación de nuestro sistema han cambiado por la operación interconectada de todo el Sistema Eléctrico Regional (SER). El SER cuenta con una mayor inercia, mayor disponibilidad de reserva rodante y esquemas de desconexión automática de carga por baja frecuencia (EDACBF) equivalente a la suma de cada uno de los sistemas eléctricos nacionales que conforman el SER, por lo cual se tiene un mayor apoyo de los demás sistemas eléctricos que conforman el SER ante una contingencia sufrida en cualquier sistema eléctrico de éstos. Las contingencias que antes se traducían en variaciones severas de la frecuencia y la actuación de esquemas (EDACBF) para aliviarlas, ahora se traducen variaciones leves de la frecuencia dependiendo del tipo de contingencia, pero con mayor efecto sobre el flujo de potencia entre las distintas interconexiones de los distintos sistemas eléctricos que conforman el SER; por la misma naturaleza de la composición de los sistemas eléctricos individuales.

La incorporación de los tramos de las líneas de transmisión correspondientes al proyecto SIEPAC proveerán nuevas rutas para la transmisión de potencia entre los centros de generación y consumo en el SNI de Guatemala, las cuales dependiendo de los niveles de intercambio que se manejen con otros países del SER generarán flujos circulantes en las interconexiones con otros países, que servirán a la demanda local del SNI. En los escenarios de demanda máxima y media la potencia reactiva producida por las líneas de transmisión ayudará a mejorar la reserva de potencia reactiva y los niveles de tensión, para los escenarios de demanda mínima será necesario dependiendo de las condiciones de operación verificar la posibilidad de operación de las mismas con la correspondiente compensación de potencia reactiva por medio de reactores y la implementación de esquemas de control suplementario para mantenimiento del voltaje. Para el AGC de Guatemala será necesario incorporar las nuevas consideraciones de operación por la reorientación de los flujos en las interconexiones.

La operación interconectada con tres líneas de transmisión de interconexión ampliará considerablemente la capacidad de transmisión de potencia entre el SNI y el SER, se requerirá de la actuación de los Esquemas de Control Suplementario para que ayuden a preservar la seguridad y el abastecimiento de la demanda en el SNI.

1.10.1.2.5.2 El SER Interconectado con México

Las condiciones de operación de nuestro sistema cambian considerablemente con la operación interconectada con México. El sistema mexicano puede ser denominado como la barra infinita por su tamaño, siendo éste aproximadamente siete (7) veces mayor que el del SER, lo anterior significa una mayor inercia y un aumento de la disponibilidad de reserva rodante equivalente a la suma de cada uno de los sistemas eléctricos que conforman el sistema interconectado SER-MEX, bajo ésta nueva condición de operación el mayor soporte a las variaciones de carga o generación a razón de un 85% aproximadamente es provisto por México, lo cual significa un mayor apoyo a los demás sistemas eléctricos que conforman el SER ante una contingencia sufrida en cualquier sistema eléctrico de éstos. Las contingencias ahora se traducirán en variaciones leves de la frecuencia dependiendo del tipo de contingencia, pero con mayor efecto sobre el flujo de potencia entre las distintas interconexiones de los

distintos sistemas eléctricos que conforman el SER; por la misma naturaleza de la composición de los sistemas eléctricos individuales.

El SNI debe contar efectivamente, con las componentes necesarias de capacidad de transporte, reservas de potencia y los esquemas suplementarios de control necesarios para hacer frente a contingencias, tanto de forma aislada, interconectado con el SER y en el SER interconectado con México, y ahora con mayor razón por la entrada en operación de los tramos de la línea SIEPAC en Guatemala. La participación activa de la generación, el transporte y de la demanda, en lo que a cada uno le corresponde, ayudarán a mantener la calidad, confiabilidad y seguridad del conjunto SNI - SER - SEM.

1.10.1.2.6 Ampliaciones de Transporte consideradas

Se incluyen las adiciones de instalaciones de transporte que se tienen planificadas, según lo informado por los Participantes del Mercado Mayorista, para evaluar los efectos que éstas pueden tener sobre el sistema.

Septiembre 2,018			
Transportista	Subestación	Tipo de Ampliación	Puesta en Operación
EEBIS	Siquinala	Campos en 230 kV	May-18
EEBIS	Siquinala	LT Magdalena - Siquinala 230 kV ckt. 1	May-18
EEBIS	Siquinala	LT Pantaleon - Siquinala 230 kV ckt. 1	May-18
EEBIS	La Vega	LT Aguacapa - La Vega 230 kV ckt. 1	Jun-18
ETCEE	Escuintla	Transformador 230/69/13.8 kV 100MVA	Jul-18
ETCEE	Escuintla	Reconductorado LT Escuintla - Cocales 69 kV	Jul-18
RECSA	Quesada	Transformador 69/13.8 kV 14 MVA	Sep-18
RECSA	Jutiapa	Transformador 138/13.8 kV 14 MVA	Sep-18

Marzo 2,019			
Transportista	Subestación	Tipo de Ampliación	Puesta en Operación
ETCEE	Esperanza	Transformador 69/13.8 28 MVA	Dec-18
ETCEE	Playa Grande	Rotacion Transformador 69/34.5 kV 3.5 MVA	Dec-18
ETCEE	Coban	Rotacion Transformador 69/34.5 kV 14 MVA	Nov-18
ETCEE	Chiquimulilla	Rotacion Transformador 138/13.8 kV 56 MVA	Nov-18
ETCEE	Sayaxche	Reactor 1 MVAR 34.5 kV	Dec-18
ETCEE	La Libertad II	Reactor 1 MVAR 34.5 kV	Dec-18
RECSA	Patzicia	Transformador 69/34.5 kV 14 MVA	Dec-18
EEBIS	Las Cruces	LT Las Cruces - Palestina 230 kV ckt. 1 y 2	Jul-18
EEBIS	Las Cruces	LT Las Cruces - Guatemala Sur 230 kV ckt. 1 y 2	Dec-18

1.10.1.2.7 Necesidad de Esquemas de Control Suplementario (ECS)

Como resultado de los análisis llevados a cabo en los estudios eléctricos se identifica la necesidad de que en corto plazo se implementen Esquemas de Control Suplementario para evitar sobrecargas, bajos voltajes y colapsos de tensión en el S.N.I. de Guatemala.

No.	Condición	Acción
1	P_GSUSMO692 > 83.8MVA	a) Disparo de 100% carga en CRI-13
2	P_GSU230/69A > 180MVA ó P_GSU230/69B > 195 MVA	a) Disparo de línea CENMIX691
3	P_GSUCEN69A > 67.2 MVA	a) Disparo de línea Centro-Guatemala 1 (CENCG1-69)
4	V_ESP-69 < 0.9 p.u.	a) Disparo de carga en Xela 1, 2 & 3 (ESP-131) b) Disparo de carga en Xela 4, 5 & 6 (XEL-13)
5	V_GNO-692 < 0.9 p.u.	a) Disparo de línea Guate Norte-Guadalupe 1 b) Disparo de línea Guate Norte-Guatemala 2
6	V_ZCP-69 < 0.9 p.u. V_QUI-69 < 0.9 p.u.	a) Disparo de carga en Zacualpa (ZCP-13) b) Disparo de carga en Quiché (QUI-13)
7	V_MAZ-69 < 0.9 p.u.	a) Disparo de carga en MAZ-13 b) Disparo de carga en MAZ-132
8	V_LES-69 < 0.9 p.u.	a) Disparo de 50% de carga en LES-13 b) Disparo de 50% restante de carga en LES-13
9	V_MAL-69 < 0.9 p.u.	a) Disparo de carga en MAL-13 b) Disparo de carga en MAL-132

1.10.1.2.8 Necesidad de ampliaciones de transporte

Como resultado de los análisis llevados a cabo en los estudios eléctricos se identifica la necesidad de que en corto plazo se lleven a cabo ampliaciones de transporte.

Ampliaciones necesarias de transporte en los siguientes elementos del S.N.I.:

1. Línea de transmisión en 69 kV entre la subestación Guatemala Sur – Chimaltenango – Patzún – Sololá – La Esperanza, segundo circuito.
2. Línea de transmisión en 69 kV entre las subestaciones Los Brillantes – San Felipe – Santa María – Orzuníl – La Esperanza, segundo circuito o línea de transmisión en 230 kV con transformación en 230/69 kV.
3. Línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones La Esperanza – Los Brillantes – Palo Gordo – Siquinala, segundo circuito.
4. Línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Guatemala Este – San Antonio El Sitio – La Vega segundo circuito.
5. Línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Alborada – Pacífico 230 kV segundo circuito y la ampliación de la capacidad térmica de la línea existente.

NOTA: 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: 4.2315 %

Porcentaje de reservas: 5%

Total: 9.2315% en demanda máxima.

1.11 VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información recibida para la realización de la Reprogramación, 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.

Se continua utilizando la metodología de costos variables declarada para las centrales Arizona, Las Palmas I (bunker) y Las Palmas Gas S&S, bajo responsabilidad del Agente, mientras se resuelve en la instancia correspondiente.

1.12 CRITERIOS APLICADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA

- 1.11.1 Se respeta la Legislación actual del Subsector Eléctrico.
- 1.11.2 Se respetan las condiciones contractuales actualizadas y operativas de los generadores, lo cual incluye las condiciones contractuales informadas por EEGSA respecto al contrato existente vigente con Energías San José.
- 1.11.3 El despacho del excedente a 120 MW de San José a costo variable.
- 1.11.4 Se despacha de forma económica el bloque de 120 MW proveniente de México, en base al costo variable según fórmula establecida en el contrato vigente entre ECOE-INDE y CFE de México.
- 1.11.5 Se despacha de forme económica el bloque de 120 MW de Energía del Caribe, en base al costo variable según metodología presentada.
- 1.11.6 Se consideran las restricciones de la red actual y los resultados de los estudios eléctricos.
- 1.11.7 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. NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019

	noviembre-18		diciembre-18		enero-19		febrero-19		marzo-19		abril-19		TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS HIDRAULICAS	488.9	1103.0	417.8	991.0	408.7	993.7	357.4	863.0	319.8	835.6	269.9	827.6	2262.6
CHIXOY	90.130	188.0	23.235	30.0	102.121	92.5	99.139	211.6	71.372	151.6	70.051	132.3	456.05
AGUACAPA	15.04	77.40	12.76	77.40	11.63	77.40	10.49	63.70	10.41		10.13	65.90	70.45
JURUN	17.91	58.70	17.50	58.70	17.79	56.40	15.23	27.40	12.09	26.50	13.06	43.00	93.56
RENACE 1	25.69	49.10	20.62	64.80	20.35	64.80	20.46	64.80	16.92	64.80	11.47	33.50	115.51
RENACE 2	44.06	110.64	35.59	110.64	35.86	110.64	35.82	110.64	30.02	110.64	19.31	48.90	200.66
RENACE 3	24.02	64.10	20.07	64.10	20.59	64.10	20.40	64.10	16.68	57.20	10.89	44.90	112.66
ESCLAVOS	2.55	3.54	1.82	13.30	1.29	6.30	1.00	9.30	0.96	6.86	1.26	6.64	8.87
PEQUEÑAS HIDRAULICAS*	3.40	5.09	3.89	7.63	3.94	8.15	2.68	5.64	1.06	0.88	3.15	6.20	18.12
PALIN II	1.74	2.42	1.72	2.31	1.72	2.31	1.48	2.21	1.18	1.58	1.27	1.77	9.11
RIO BOBOS	4.96	7.37	3.64	9.72	3.87	10.00	6.75	10.00	4.41	10.00	2.23	10.00	25.86
SECACAO	9.87	7.05	8.62	7.28	7.24	15.80	5.99		5.84	0.42	3.87		41.44
PASABIEN	2.98	10.10	2.57	12.10	2.09	12.10	0.35	12.10	0.87	12.10	1.25	12.10	10.10
POZA VERDE	2.82	8.05	2.05	9.59	1.79		1.44		1.27	9.08	1.12	1.55	10.49
LAS VACAS	6.35	22.60	6.31	29.60	6.09	39.80	5.05	31.80	5.45	39.80	6.14	9.93	35.38
MATANZAS + SAN ISIDRO	5.20	14.60	2.58	13.06	2.95	4.70	3.35	11.94	3.22	3.73	1.97	13.85	19.27
EL CANADÁ	12.92	38.60	13.45	29.90	13.91	31.60	11.25	14.80	11.54	31.60	11.94	44.60	75.01
CANDELARIA	2.68	1.92	2.34	1.98	1.97	4.30	1.63		1.59	0.11	1.05		11.26
MONTECRISTO	3.51	10.50	3.66	8.12	3.78	8.59	3.06	4.02	3.14	8.58	3.24	12.10	20.39
EL RECREO	6.43	24.20	6.50	21.00	6.62	13.00	5.25		5.28	11.10	5.39	18.00	35.48
EL RECREO 2	5.97	21.00	5.91	18.20	5.96	21.30	4.67		4.61	9.64	4.66	15.70	31.78
XACBAL	49.05	95.50	51.23	83.00	29.80	97.10	20.00	19.30	17.20	42.30	12.72	48.50	180.01
XACBAL DELTA	31.17	53.70	32.72	53.70	20.30	50.30	12.68	31.60	11.84	49.30	8.25	53.70	116.95
PANAN	3.50	7.26	2.14	6.31	1.66	6.10	1.16	6.75	1.10		1.11	7.26	10.67
SANTA TERESA	5.45	9.54	5.67	16.00	3.66	13.90	2.73	16.40	4.21	16.00	2.68		24.40
CHOLOMA	5.65	9.25	3.16	9.25	1.71		2.18		1.88	0.78	1.68		16.25
LA PERLA	0.75		0.59		1.47	3.69	1.16	3.69	1.16	3.69	0.60	3.69	5.72
PALO VIEJO	34.62	48.10	63.12	84.80	29.92	84.80	24.69	50.90	39.78	84.80	29.94	57.10	222.07
HIDROPOWER	1.19	1.98	1.22	1.98	1.18	1.98	1.13	1.98	1.25	1.98	1.26	1.98	7.22
EL LIBERTADOR	0.58	1.98	0.52	1.98	0.46	1.98	0.39	1.98	0.39	1.98	0.55	1.98	2.89
VISIÓN DE ÁGUILA	0.93	2.02	0.55	2.02	0.56	2.02	0.45	2.02	0.28	0.72	0.17	2.02	2.93
AGUNÁ	1.07	1.49	1.39	2.03	0.83	2.03	0.63		0.43	1.83	0.49	2.03	4.84
GUAYACÁN	0.38	2.87	0.36	2.87	0.39	2.87	0.33	2.87	0.39	1.48	0.45	2.87	2.29
EL CÓBANO	4.14	8.59	2.29	8.59	1.63	8.59	1.26	7.37	1.37		1.07	8.59	11.75
EL CORALITO	1.35	1.87	1.09	1.87	0.82	1.87	0.48	1.87	0.81	1.87	0.69	1.87	5.22
EL MANANTIAL	1.68	10.95	4.66	23.11	4.38	4.74	3.03	4.74	3.71	3.51	3.94	26.46	21.40
IXTALITO	0.64	1.55	0.42	1.55	0.38	1.55	0.33	1.55	0.31	1.55	0.39	1.55	2.47
OXEC	11.38	19.10	5.55		3.11		4.10		1.74	2.33	2.05		27.92
OXEC II	24.31	47.10	31.32	57.90	17.69	24.80	11.96	41.90	12.35	39.40	7.49	40.30	105.11
CERRO VIVO	0.88	1.22	0.70	0.94	0.63	0.85	0.57	0.84	0.62	0.83	0.60	0.84	4.00
LA LIBERTAD	3.50	9.28	1.64	9.28	1.47	9.28	1.26		1.15		0.73	6.80	9.75
LAS FUENTES II	4.26	13.30	2.82	13.30	2.01		1.40		1.71		1.80	13.30	14.00
EL CAFETAL	1.98	8.24	0.95		2.32	8.24	2.02		1.71	7.88	1.01	5.22	10.00
RAAXHA	3.09	4.30	2.50	4.30	3.20	4.30	2.18	4.30	1.65	2.22	0.89	2.15	13.51
FINCA LORENA	3.13	4.35	1.95	4.35	3.24	4.35	2.21	4.35	1.49	4.35	2.12	4.35	14.14
SANTA TERESA ALTORR	0.82	2.00	0.73	2.00	0.87	2.00	0.81	2.00	0.91	2.00	0.77	2.00	4.91
LOS PATOS	2.51	4.49	1.26	4.49	1.03	4.49	0.71	4.49	0.69	4.49	0.87	4.49	7.06
EL SALTO MARINALÁ	1.83	4.85	1.74	4.85	1.74	4.85	1.51	4.85	1.24	2.97	1.38	4.36	9.45
MAXANAL	0.46	2.08	0.41		0.45	2.08	0.40	2.08	0.38		0.48	2.08	2.58
XOLHUITZ	0.43	1.14	0.30	1.14	0.25	1.14	0.19	1.14	0.19	1.14	0.25	1.14	1.62

PLANTAS TÉRMICAS	466.20	659.75	526.65	740.94	589.80	799.64	608.90	905.17	754.88	1016.98	756.68	1058.90	3703.11
TURBINAS DE VAPOR	188.41	263.66	75.20	134.07	136.49	190.27	196.97	293.10	299.56	404.91	357.93	504.36	1254.57
SAN JOSE	93.31	129.60	75.20	134.07	99.75	134.07	90.09	134.07	99.75	134.07	96.53	134.07	554.63
JAGUAR	95.10	134.06			36.74	56.20	58.08	86.43	187.41	253.94	194.69	271.69	572.02
LA LIBERTAD							11.34	16.90	12.41	16.90	9.58	13.50	33.33
LAS PALMAS II													
ARIZONA VAPOR													
COSTA SUR											17.64	29.40	17.64
SAN ISIDRO							37.46	55.70			39.50	55.70	76.96
GEOTÉRMICAS	24.63	34.20	21.57	29.00	23.44	31.50	22.99	34.20	25.45	34.20	20.74	28.80	138.81
ORZUNIL	10.07	14.00	10.40	14.00	8.39	11.30	9.39	14.00	10.40	14.00	10.07	14.00	58.71
ORTITLAN	14.56	20.20	11.16	15.00	15.05	20.20	13.59	20.20	15.05	20.20	10.68	14.80	80.09
COGENERADORES(T,VAPOR)	253.16	361.89	429.88	577.87	429.88	577.87	388.28	577.87	429.88	577.87	378.00	525.74	2309.07
CONCEPCION	8.63	17.00	14.86	20.00	14.86	20.00	13.42	20.00	14.86	20.00	14.38	20.00	81.02
PANTALEON	11.52	16.00	17.00	22.90	17.00	22.90	15.36	22.90	17.00	22.90	16.45	22.90	94.33
PANTALEON 3	24.18	33.60	35.69	48.00	35.69	48.00	32.24	48.00	35.69	48.00	34.54	48.00	198.05
SANTA ANA	10.33	18.00	17.78	23.90	17.78	23.90	16.06	23.90	17.78	23.90	15.49	21.50	95.22
SANTA ANA 2	20.07	27.90	32.75	44.00	32.75	44.00	29.58	44.00	32.75	44.00	32.21	44.84	180.12
MAGDALENA	8.86	12.30	11.94	16.10	11.94	16.10	10.79	16.10	11.94	16.10	11.56	16.10	67.03
MAGDALENA (U1,U4,U5,U6,U7)	66.25	92.00	112.70	151.50	112.70	151.50	101.80	151.50	112.70	151.50	98.01	136.70	604.16
LA UNION	20.28	28.20	29.93	40.20	29.93	40.20	27.04	40.20	29.93	40.20	28.97	40.20	166.08
MADRE TIERRA	16.47	22.90	20.43	27.50	20.43	27.50	18.45	27.50	20.43	27.50	19.77	27.50	115.98
TULULA	3.41		10.57	14.17	10.57	14.17	9.55	14.17	10.57	14.17	10.23	14.17	54.92
TRINIDAD	36.54	50.69	68.22	91.70	68.22	91.70	61.62	91.70	68.22	91.70	45.39	63.00	348.22
EL PILAR	4.16	9.90	9.93	13.30	9.93	13.30	8.97	13.30	9.93	13.30	4.48	6.23	47.41
PALO GORDO	11.07	15.40	24.51	32.90	24.51	32.90	22.14	32.90	24.51	32.90	23.72	32.90	130.45
SANTA LUCÍA	11.40	18.00	23.55	31.70	23.55	31.70	21.27	31.70	23.55	31.70	22.79	31.70	126.11
GEN. ATLÁNTICO VAPOR													
MOTORES RECÍPROCANTES													0.66
ARIZONA													0.66
POP													
LAS PALMAS 1													
LAS PALMAS 2													
LAS PALMAS 3													
LAS PALMAS 4													
LAS PALMAS 5													
GENOR													
GEN. DEL ESTE (6,7,8,12)													
GEN. DEL ESTE (3,4,9)													
GEN. DEL ESTE (10,11,13)													
ELECTROGENERACIÓN													
ACTUN CAN													
TÉRMICA													
COENESA													
GENOSA													
GEN. DEL ATLÁNTICO GAS													
TURBINAS DE GAS													
TAMPA													
STEWART & STEVENSON													
LAGUNA GAS 1													
LAGUNA GAS 2													
ESCUINTLA GAS 3													
ESCUINTLA GAS 5													

	noviembre-18		diciembre-18		enero-19		febrero-19		marzo-19		abril-19		TOTAL	
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	
TURBINAS DE GAS														
TAMPA														
STEWART & STEVENSON														
LAGUNA GAS 1														
LAGUNA GAS 2														
ESCUINTLA GAS 3														
ESCUINTLA GAS 5														
SOLAR+EÓLICA														
	65.4	0.2	74.3	39.0	48.2	0.1	40.5	16.6	60.9	27.2	37.2	17.0	326.5	
HORUS	15.918		15.279		16.520		14.647		16.992		18.175		97.53	
EL SITIO	22.756		26.732	6.750	16.074		12.199	16.400	20.863	16.400	8.738	16.400	107.36	
VIENTO BLANCO	10.706	0.084	12.896	12.900	6.243	0.042	5.474	0.084	9.203	4.310	4.126	0.252	48.65	
LAS CUMBRES	16.058	0.126	19.344	19.300	9.365	0.063	8.211	0.126	13.805	6.460	6.189	0.378	72.97	
GENERACIÓN DISTRIBUIDA														
		19.6	24.5	14.7	17.0	11.4	12.5	9.3	11.0	10.0	10.5	9.4	10.0	74.36
TRANS.INTER.(NETO)														
		132.2	36.0	112.6	22.9	120.4	60.3	137.1	38.0	169.9	105.7	141.5	125.4	813.8
ECOE-INDE														
ENERGÍA DEL CARIBE														
		83.9	116.5	86.7	116.5	86.68	116.5	78.29	116.5	86.68	116.5	83.9	116.5	506.10
TOTAL IMPORTACIONES														
		83.9	116.5	86.7	116.5	86.7	116.5	78.3	116.5	86.7	116.5	83.9	116.5	506.10
EXPORTACIONES (+)														
		216.1	152.5	199.3	139.4	207.1	176.8	215.4	154.5	256.6	222.2	225.4	241.9	1319.90
DEMANDA S.N.I.														
	907.1	1751.6	920.0	1765.0	937.0	1742.6	878.5	1754.2	975.0	1781.5	931.0	1788.1	5548.54	
TOT. GEN.+IMPORT.														
	1,124.1	1,904.0	1,120.0	1,904.4	1,144.8	1,922.4	1,094.5	1,912.3	1,232.2	2,006.7	1,157.1	2,030.0	6,872.6	
RRO														
		38.4		38.8		39.5		39.5		40.9		41.4		
RESERVA RODANTE PARA DEMANDA MÁXIMA MENSUAL														
RESERVA RODANTE OPERATIVA														
						38.44	38.82	39.50	39.52	40.86	41.38			
RESERVA RODANTE REGULANTE														
						57.12	57.13	57.67	57.37	60.20	60.90			
RESERVA RODANTE TOTAL														
						95.56	95.95	97.17	96.89	101.06	102.28			
RESERVA SECUNDARIA														
2%														
				35.0		35.3		34.9		35.1		35.6	35.8	
Déficit de reserva														

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 al Mercado Eléctrico Mayorista de México.

2.2 COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019

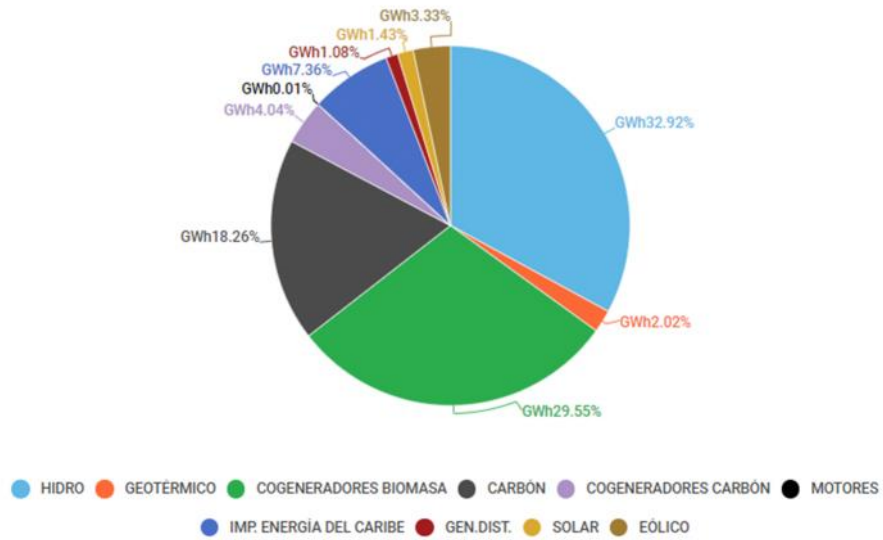


Ilustración 7 Composición de la energía noviembre 2018 - abril 2019

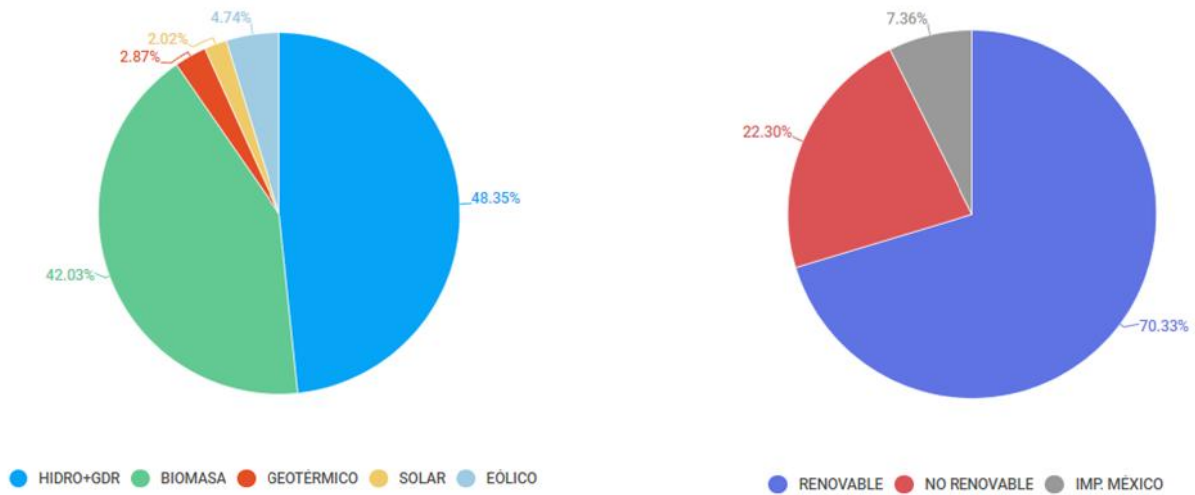


Ilustración 9 Composición de la energía renovable noviembre 2018 - abril 2019

Ilustración 8 Composición de la energía noviembre 2018 - abril 2019

2.3 REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE NOVIEMBRE 2018- ABRIL 2019

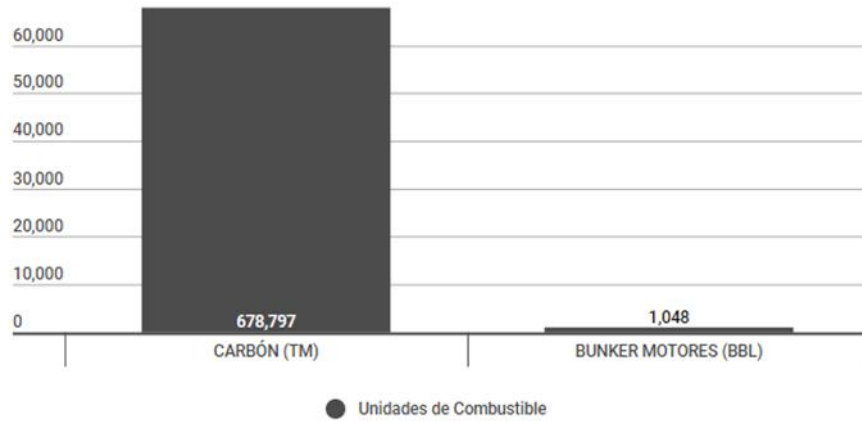


Ilustración 10 Requerimiento de combustible

2.4 COTAS DE EMBALSES CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE PARA CENTRALES DE REGULACIÓN ANUAL

	FINAL	VERTIMIENTO
	msnm	m3/seg
NOVIEMBRE	790.24	0.00
DICIEMBRE	794.16	0.00
ENERO	791.44	0.00
FEBRERO	786.79	0.00
MARZO	784.14	0.00
ABRIL	781.15	0.00

Tabla 13 Niveles de embalses de Chixoy noviembre 2018- abril 2019

2.5 COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO

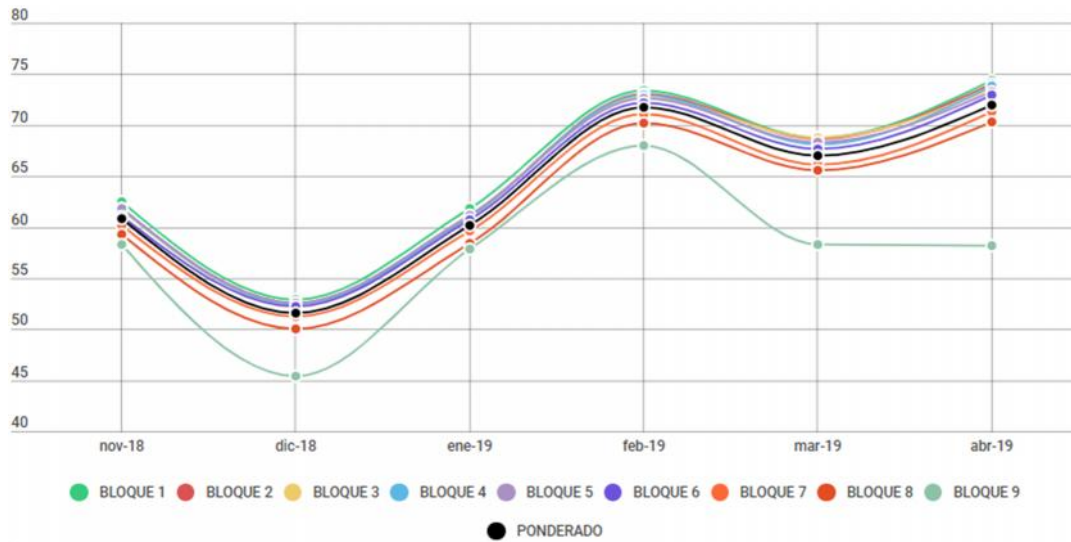


Ilustración 11 Costos Marginales por Bloque Horario noviembre 2018- abril 2019

	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	BLOQUE 6	BLOQUE 7	BLOQUE 8	BLOQUE 9	PONDERADO
nov-18	62.5	61.8	61.7	61.8	61.8	61.1	60.2	59.3	58.3	60.84
dic-18	52.9	52.6	52.4	52.5	52.6	52.2	51.2	50.0	45.4	51.54
ene-19	61.8	61.0	61.2	61.0	61.2	60.7	59.6	58.4	57.9	60.22
feb-19	73.4	73.1	72.7	73.0	72.6	72.2	71.1	70.2	68.0	71.71
mar-19	68.8	68.6	68.8	68.1	68.3	67.7	66.1	65.6	58.3	67.04
abr-19	74.4	74.0	73.6	73.8	73.3	73.0	71.3	70.3	58.2	71.94

Semana		Bloque 1 (18:00-22:00)	Bloque 2 (6:00-18:00)	Bloque 3 (22:00-6:00)
Del	Al			
28/10/2018	3/11/2018	66.63	57.57	36.41
4/11/2018	10/11/2018	61.65	61.35	59.64
11/11/2018	17/11/2018	61.65	61.35	59.64
18/11/2018	24/11/2018	61.65	61.35	59.64
25/11/2018	1/12/2018	60.34	60.05	58.28
2/12/2018	8/12/2018	52.47	52.26	50.11
9/12/2018	15/12/2018	52.47	52.26	50.11
16/12/2018	22/12/2018	52.47	52.26	50.11
23/12/2018	29/12/2018	50.86	50.65	48.45
30/12/2018	5/01/2019	58.11	57.90	55.92
6/01/2019	12/01/2019	61.01	60.79	58.91
13/01/2019	19/01/2019	61.01	60.79	58.91
20/01/2019	26/01/2019	61.01	60.79	58.91
27/01/2019	2/02/2019	64.36	64.06	62.20
3/02/2019	9/02/2019	72.73	72.22	70.44
10/02/2019	16/02/2019	72.73	72.22	70.44
17/02/2019	23/02/2019	72.73	72.22	70.44
24/02/2019	2/03/2019	68.32	67.79	65.33
3/03/2019	9/03/2019	68.32	67.79	65.33
10/03/2019	16/03/2019	68.32	67.79	65.33
17/03/2019	23/03/2019	68.32	67.79	65.33
24/03/2019	30/03/2019	67.57	67.06	64.70
31/03/2019	6/04/2019	73.59	72.91	69.76
7/04/2019	13/04/2019	73.59	72.91	69.76
14/04/2019	20/04/2019	73.59	72.91	69.76
21/04/2019	27/04/2019	73.59	72.91	69.76

Tabla 14 Costo Marginal por bloque horario semanal (\$/MWh)

2.6 COSTOS DE OPORTUNIDAD ESTIMADO DEL AGUA DE CENTRALES CON EMBALSE ESTACIONAL

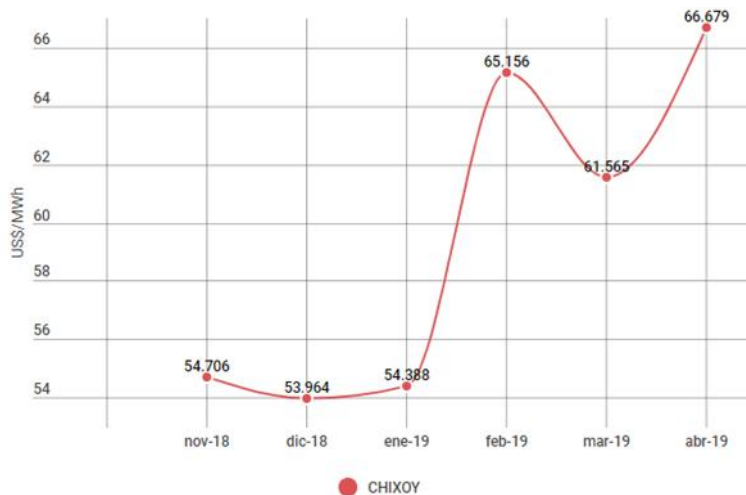


Ilustración 12 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional

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

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

$$s_i = v_i - u_i - a_i - r_i + \sum [u_m + s_m] - v_{t+1}$$

$$m \in u_i \quad P \quad i = 1, \dots, I$$

Donde:

i indexa las plantas hidroeléctricas

I número de plantas

v_{t+1} Volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t

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

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

r_i Riego en la planta i en la etapa t

u_i Volumen turbinado en la etapa t

s_i Volumen vertido en la etapa t

$m \in u_i$ 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 en base a los caudales históricos declarados por los Participantes del Mercado Mayorista.

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

Para el parque generador hidráulico se prevé una producción de 2262.6 GWh, generación que está abajo de la generación promedio registrada. A continuación, se presenta una gráfica en donde se puede observar la generación promedio con caudales históricos y la generación esperada para el periodo noviembre 2018-abril 2019, la generación hidráulica proyectada incluye el aporte de Oxec II, que se estima en 105.11 GWh, sin el cual implica una baja de 3.6% respecto al promedio histórico.

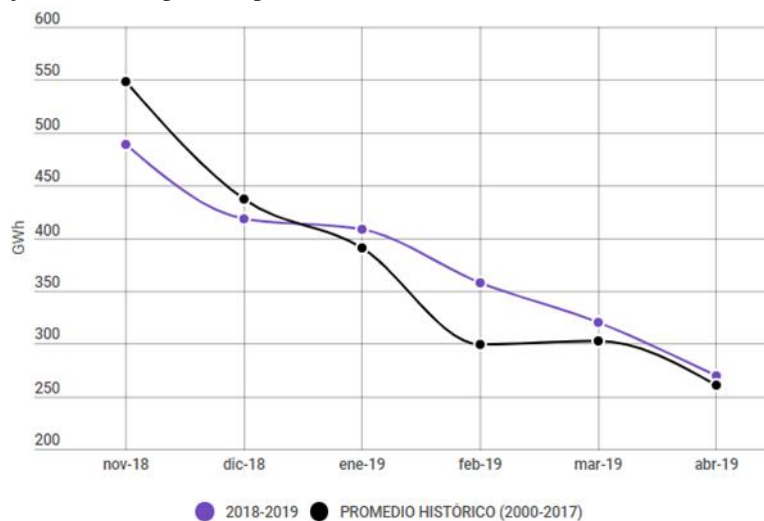


Ilustración 13 Producción de energía parque generador hidráulico S.N.I.

2.8 CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA

Para el segundo semestre del año estacional no se tiene contemplada la realización de pruebas de potencia máxima de las centrales en operación comercial al momento de la realización de esta Reprogramación.

2.9 MANTENIMIENTOS MAYORES

2.9.1 MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Viento Blanco	SUBESTACIÓN	3	16-dic-18	18-dic-18	23.100	1.66	Mantenimiento Anual Programado, se debe coordinar con Ortitlan
Viento Blanco	SUBESTACIÓN	3	07-abr-19	09-abr-19	23.100	1.66	Mantenimiento Anual Programado, se debe coordinar con Ortitlan
Las Cumbres	SUBESTACIÓN	5	22-abr-19	26-abr-19	31.500	3.78	Mantenimiento a Subestación Las Cumbres, Subestación Ipala y línea de transmisión

Tabla 15 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (eólicas y solares)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Ortitlan	Planta	8	16-dic-18	23-dic-18	20.500	3.94	Mantenimiento Anual
Ortitlan	Planta	8	07-abr-19	14-abr-19	20.500	3.94	Mantenimiento Anual
Orzunil	ZUN-G	6	12-ene-19	17-ene-19	14.399	2.07	Mantenimiento Anual

Tabla 16 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Geotérmicas)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Tampa	TAM-G2	15	14-ene-19	28-ene-19	37.106	13.36	Mantenimiento Predictivo Programado
Tampa	TAM-G1	15	14-ene-19	28-ene-19	37.935	13.66	Mantenimiento Predictivo Programado
Tampa	Central	3	08-feb-19	10-feb-19	75.041	5.40	Mantenimiento anual programado

Tabla 17 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Turbina de Gas)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Generadora Costa Sur	GCS-C	22	29-oct-18	19-nov-18	30.249	15.97	Mantenimiento Caldera
Generadora Costa Sur	GCS-C	5	8-dic-18	12-dic-18	10.249	1.23	Mantenimiento Pulverizadores
Jaguar Energy	JEN-C1	30	14-ene-19	12-feb-19	138.078	99.42	Mantenimiento mayor a la unidad
Jaguar Energy	JEN-C2	30	3-feb-19	4-mar-19	141.760	102.07	Mantenimiento mayor a la unidad
La Libertad	Central	6	3-dic-18	8-dic-18	17.382	2.50	Mantenimiento refractario, ductos de gases y mantenimiento de equipo mecánico y eléctrico
La Libertad	Central	6	15-abr-19	20-abr-19	17.382	2.50	Mantenimiento refractario, ductos de gases y mantenimiento de equipo mecánico y eléctrico
Las Palmas II	LPA-C1	21	7-ene-19	27-ene-19	38.673	19.49	Mantenimiento de Turbogenerador
Las Palmas II	LPA-C2	42	7-ene-19	17-feb-19	38.673	38.98	Mantenimiento de Turbogenerador
San José	Caldera	30	3-oct-18	1-nov-18	138.087	99.42	Mantenimiento mayor anual

Tabla 19 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Turbinas de Vapor)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Arizona	ARI-07	35	11-mar-19	14-abr-19	16.000	13.44	Mantenimiento mayor
Biogas del Vertedero El Trebol	BVT-G	4	15-ene-19	18-ene-19	0.900	0.09	Servicio de 28,000 horas
Electro Generación	ELG-B1	18	18-feb-19	07-mar-19	7.500	3.24	overhaul de 30,000 horas
Generadora del Este	TDL-B3-11	8	19-nov-18	26-nov-18	7.500	1.44	Cambio de cojinetes del tren de engranes
Generadora del Este	TDL-B1-12	18	10-dic-18	27-dic-18	10.000	4.32	Overhaul de 30,000 horas
Generadora del Este	TDL-B3-13	8	08-mar-19	15-mar-19	10.000	1.92	Mantenimiento al sistema de inyección y eje de levas
Genosa	GGO-B1	8	11-nov-18	18-nov-18	4.900	0.94	Inspección de cilindros, calibrar sistema de inyección
Genosa	GGO-B1, B2 y B3	5	13-ene-19	17-ene-19	14.700	1.76	Mantenimiento sistemas, enfriamiento, combustible y lubricación.
Genosa	GGO-B1, B2 y B3	7	14-abr-19	20-abr-19	14.700	2.47	Revisión de camisas, Limpieza de Generadores, Gobernadores y AVR
Puerto Quetzal Power	PQP-B6	30	15-oct-18	13-nov-18	5.679	4.09	Overhaul
Puerto Quetzal Power	Central	10	12-nov-18	21-nov-18	56.794	13.63	Reparación de casco
Puerto Quetzal Power	PQP-B6	30	14-nov-18	13-dic-18	5.679	4.09	Mantenimiento de generador
Puerto Quetzal Power	PQP-B8	30	14-ene-19	12-feb-19	5.679	4.09	Mantenimiento de generador
Puerto Quetzal Power	Central	1	17-feb-19	17-feb-19	56.794	1.36	Revisión y Limpieza en Tubería de agua de mar
Puerto Quetzal Power	PQP-B9	30	22-abr-19	21-may-19	5.679	4.09	Mantenimiento de generador

Tabla 18 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Motores de Combustión Interna)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Aguacapa	AGU-H2	20	09-feb-19	28-feb-19	26.581	12.76	Mantenimiento mayor Unidad No. 2 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", y cambio de servomotor de deflector)
Aguacapa	AGU-H1	20	02-mar-19	21-mar-19	26.581	12.76	Mantenimiento mayor en unidad No. 1 (comprende trabajos en toberas "A" y "B", cambio de boquilla de inyector)
Aguacapa	AGU-H3	20	30-mar-19	18-abr-19	26.581	12.76	Mantenimiento mayor en Unidad No. 3 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", cambio de boquilla de inyector)
Canada	CAN-H	4	10-nov-18	13-nov-18	45.928	4.41	Filtrado de aceite de transformador de potencia Unidad 1, pruebas a generadores
Canada	CAN-H	4	11-mar-19	14-mar-19	45.928	4.41	Mantenimiento general a la aparataje de las subestaciones El Canadá y Santa María. Calibración de relevadores de protección
Candelaria	CND-H	20	25-abr-19	14-may-19	4.433	2.13	Mantenimiento Anual - Servicios a turbina, generador, equipos auxiliares, subestacion, transformador principal.
Chixoy	CHX-H1	20	29-ene-19	17-feb-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
Chixoy	CHX-H2	20	19-feb-19	10-mar-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
Chixoy	CHX-H3	20	12-mar-19	31-mar-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
Chixoy	CHX-H4	20	02-abr-19	21-abr-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
Chixoy	CHX-H5	20	23-abr-19	12-may-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
Choloma	CHO-H	15	27-mar-19	10-abr-19	9.700	3.49	Mantenimiento Anual - Servicios a turbina, generador, limpieza de embalse, equipos auxiliares, subestacion, transformador principal.
El Cafetal	Unidad No. 1	6	10-abr-19	15-abr-19	4.244	0.61	Mantenimiento Preventivo y Predictivo
El Cafetal	Unidad No. 2	6	11-abr-19	16-abr-19	4.244	0.61	Mantenimiento Preventivo y Predictivo
El Cafetal	Embalse	6	12-abr-19	17-abr-19	8.487	1.22	Limpieza de embalse
El Cafetal	Línea Transmisión 69 KV	6	12-abr-19	17-abr-19	8.487	1.22	Mantenimiento Preventivo y Predictivo
El Cafetal	Subestación de Elevación	6	13-abr-19	18-abr-19	8.487	1.22	Mantenimiento Preventivo y Predictivo
El Cafetal	Subestación de Maniobras	6	14-abr-19	19-abr-19	8.487	1.22	Mantenimiento Preventivo y Predictivo
El Cobano	Generador 1	8	18-feb-19	25-feb-19	5.100	0.98	Mantenimiento Preventivo
El Cobano	Generador 2	8	18-mar-19	25-mar-19	5.100	0.98	Mantenimiento Preventivo

Tabla 20 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Hidroeléctricas)I

El Manantial 1	Embalse Cuache y Unidades 1,2 y 3	20	26-nov-18	15-dic-18	3.615	1.74	Revisión y ajuste de rodets, Validación de eficiencias y Mantenimiento de rutina. Revisión de sellos y estado de geomembrana. Limpieza anual del embalse, limpieza de desarenadores
El Manantial 2	Embalse Ocosito y unidades 4,5,6,7,8,9,10 y 11	20	05-nov-18	24-nov-18	23.200	11.14	Revisión y ajuste de rodets, Validación de eficiencias y Mantenimiento de rutina. Revisión de sellos y estado de geomembrana. Limpieza anual del embalse, limpieza de desarenadores
El Manantial 3	Embalse Viña y Unidad 12	5	08-abr-19	12-abr-19	0.523	0.06	Revisión y ajuste de rodets, Validación de eficiencias y Mantenimiento de rutina. Revisión de sellos y estado de geomembrana. Limpieza anual del embalse, limpieza de desarenadores
El Recreo 1	Unidad No. 1	5	30-nov-18	04-dic-18	13.500	1.62	Revisión de rodete tipo Peltón y reparación en sitio según sea necesario
El Recreo 1	Unidad No. 2	5	07-dic-18	11-dic-18	13.500	1.62	Revisión de rodete tipo Peltón y reparación en sitio según sea necesario
El Recreo 1	Presa, servicios auxiliares en casa de máquinas, grupos turbina-generador 1 y 2, subestación elevadora El Recreo, Subestación San Martín y Línea 69 Kv	25	15-mar-19	08-abr-19	25.400	15.24	Preventivo a servicios auxiliares, compuertas y otros equipos en la presa, servicios auxiliares en casa de máquinas, mantenimiento a transformadores y aparata en la subestación elevadora El Recreo; mantenimiento a la línea de transmisión 69 Kv, al equipo y aparata en la Subestación San Martín
El Recreo 2	Unidad No. 1	5	30-nov-18	04-dic-18	12.000	1.44	Revisión de rodete tipo Francis y reparación en sitio según sea necesario
El Recreo 2	Unidad No. 2	5	07-dic-18	11-dic-18	12.000	1.44	Revisión de rodete tipo Francis y reparación en sitio según sea necesario
El Recreo 2	Camara de carga, toma y entrada al tunel, servicios auxiliares en casa de máquinas, grupos turbina-generador 1 y 2, subestación elevadora El Recreo II, Subestación Las Victorias y Línea 69 kV Recreo II- Las Victorias	25	15-mar-19	08-abr-19	24.000	14.40	Preventivo a servicios auxiliares, compuertas y otros equipos en área de toa, cámara de carga y entrada al tunel, servicios auxiliares en caso de máquinas Recreo II, mantenimiento a generadores y turbinas, a equipos de mando y control, mantenimiento a transformadores y aparata en la subestación elevadora El Recreo II, Mantenimiento al equipo y aparata en la subestación Las Victorias; y a la Línea de transmisión 69 kV Recreo II- Las Victorias
Guayacan	Turbina Francis	15	06-mar-19	20-mar-19	2.954	1.06	Mantenimiento Anual - Servicios a turbina, generador, limpieza del área de la presa, equipos auxiliares, subestación, transformador principal.
Hidro Xacbal	Presa Derivadora	5	10-dic-18	14-dic-18	100.004	12.00	Dragado del embalse de la presa derivadora

Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Hidroeléctrica)2

Hidro Xacbal	Unidad 1	15	25-feb-19	11-mar-19	50.002	18.00	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.
Hidro Xacbal	Central	4	10-mar-19	13-mar-19	100.004	9.60	Mantenimiento predictivo a Bahía 34.5, verificación de apertura y cierre seccionadores, interruptor recloser, pruebas control de potencia a cts. y pts. y pararrayos
Hidro Xacbal	Unidad 2	65	12-mar-19	15-may-19	50.002	78.00	Preventivo mayor como seguimiento a la garantía del fabricante, que incluirá: overhall a la turbina, desmontaje y montaje de generador, gobernador, excitación, cojinetes, radiadores, sistema de enfriamiento, sistema de lubricación, transformador de potencia y campo de unidad 2 en la subestación.
Hidro Xacbal Delta	Unidad 1	15	25-ene-19	08-feb-19	29.202	10.51	Preventivo mayor como seguimieneto a la garantía del fabricante
Hidro Xacbal Delta	Unidad 2	15	09-feb-19	23-feb-19	29.202	10.51	Preventivo mayor como seguimieneto a la garantía del fabricante
Hidro Xacbal Delta	Central	4	10-mar-19	13-mar-19	58.404	5.61	Mantenimiento preventivo y predictivo a subestación.
Hidroaguna	Central	8	13-nov-18	20-nov-18	2.086	0.40	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta
Hidroaguna	Central	3	05-feb-19	07-feb-19	2.086	0.15	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo
Hidroaguna	Central	3	25-mar-19	27-mar-19	2.086	0.15	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo
Jurun Marinala	JUR-H2	15	25-feb-19	11-mar-19	20.150	7.25	Mantenimiento mayor anual de la unidad
Jurun Marinala	JUR-H	20	13-mar-19	01-abr-19	60.451	29.02	Limpieza de embalse de regulación diaria y presa. Reparación del vertedero de la presa de Hidroeléctrica Jurun Marinalá. Mantenimiento mayor anual de la unidad No. 1. Mantenimiento mayor anual de la Unidad No. 3
La Libertad	Equipo electromecánico, Subestación y Presa	8	01-abr-19	08-abr-19	9.540	1.83	Mantenimiento anual
Las Fuentes II	LFU-H	6	08-abr-19	13-abr-19	13.733	1.98	Limpieza de Balsa regulación y desregulación
Las Fuentes II	LFU-H	3	11-abr-19	13-abr-19	13.733	0.99	Reapriete de acoplamiento conico y revisión de desgaste
Las Vacas	Embalse	6	25-nov-18	30-nov-18	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador

Tabla 22 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018 - abril 2019 (Hidroeléctricas)3

Las Vacas	Embalse	6	09-abr-19	14-abr-19	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Los Esclavos	LES-H	22	03-nov-18	24-nov-18	13.682	7.22	Mantenimiento anual preventivo de ambas unidades, limpieza del embalse y cambio de dos válvulas tipo mariposa de las unidades generadoras 1 y 2 de la planta hidroeléctrica Los Esclavos
Los Esclavos	LES-H2	90	02-mar-19	30-may-19	6.841	14.78	Mantenimiento y reparación del generador electrico No. 2
Matanzas	Subestación, Generadores, Presa, Turbinas	5	30-abr-19	04-may-19	11.808	1.42	Mantenimiento general a Subestación, Pruebas eléctricas a Generador, interruptores y transformadores, Limpieza de Generador, Mantenimiento general de Presa, Ensayos no destructivos a rodete de turbina.
Montecristo	Unidad No. 1 y Unidad No. 2	4	10-nov-18	13-nov-18	13.042	1.25	Retrofit de reguladores de voltaje y velocidad.
Montecristo	Subestaciones Elevación y Conmutación, Unidad No. 1 y Unidad No. 2	10	11-mar-19	20-mar-19	13.042	3.13	Mantenimiento general a la apararamenta de las subestaciones de elevación y conmutación, Calibración de relevadores de protección y cambio de valvula mariposa Unidad No. 2
Oxec	Sub-estaciones, Línea y Equipos de Planta	30	04-mar-19	02-abr-19	24.800	17.86	Mantenimiento Anual Equipos en General
Palin II	PAL-H	38	24-abr-19	31-may-19	3.924	3.58	Mantenimiento mayor anual de las unidades generadoras y de la presa reguladora de la Planta Palin II
Palo Viejo	CENTRAL	13	10-nov-18	22-nov-18	87.381	27.26	Inspección y/o reparación de juntas en canales de conducción de agua, limpieza rejilla de toma entrada a la tubería de baja presión en el embalse.
Palo Viejo	CENTRAL	13	23-abr-19	05-may-19	87.381	27.26	Pruebas eléctricas a transformadores de servicios propios; inspección de rodete, cojinetes y sellos de la turbina; inspección de válvula esférica y mantenimiento general a equipos de Subestación Uspantán y líneas cortas 230 Kv, mantenimiento y/o reparación de juntas de canales, mantenimiento a presas.
Panan	Unidades 1, 2 y 3	7	27-ene-19	02-feb-19	7.538	1.27	Limpieza general de los generadores, revision de rodamientos, ajustes de alaves, calibraciones a las protecciones del generador. Limpieza de sedimentos del embalse, Calibración de los relevadores
Pasabien	Unidad 1	5	05-nov-18	09-nov-18	6.214	0.75	Revisión y limpieza de equipo electromecanico, turbina, chumacera, valvula de alta presión hidraulica, interruptor, panel, etc
Pasabien	Unidad 2	5	12-nov-18	16-nov-18	6.214	0.75	Revisión y limpieza de equipo electromecanico, turbina, chumacera, valvula de alta presión hidraulica, interruptor, panel, etc

Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas) 4

Porvenir	POR-H	12	19-nov-18	30-nov-18	2.146	0.62	Mantenimiento preventivo semestral, incluye mantenimiento de la subestación 2 días, mantenimiento de la unidad y el embalse
Poza Verde	Unidad 1	5	11-mar-19	15-mar-19	3.290	0.39	Mantenimiento anual de unidad de generación, chequeo de rodete, chequeo de sellos, chumaceras, limpieza de tanque rotativo, laberinto, chequeo de ejes y acoples, al transformador de potencia, sistema de refrigeración, válvulas y unidad de potencia hidráulica.
Poza Verde	Unidad 2	5	01-abr-19	05-abr-19	3.290	0.39	Mantenimiento anual de unidad de generación, chequeo de rodete, chequeo de sellos, chumaceras, limpieza de tanque rotativo, laberinto, chequeo de ejes y acoples, al transformador de potencia, sistema de refrigeración, válvulas y unidad de potencia hidráulica.
Poza Verde	Unidad 3	5	15-abr-19	19-abr-19	3.290	0.39	Mantenimiento anual de unidad de generación, chequeo de rodete, chequeo de sellos, chumaceras, limpieza de tanque rotativo, laberinto, chequeo de ejes y acoples, al transformador de potencia, sistema de refrigeración, válvulas y unidad de potencia hidráulica.
Raaxhá	Sub-Estaciones, Línea y Equipos de Planta	30	17-mar-19	15-abr-19	4.400	3.17	Mantenimiento Anual Equipos en General
Renace 2	RE2-H1	10	02-abr-19	11-abr-19	28.500	6.84	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 2	RE2-H2	10	07-abr-19	16-abr-19	28.500	6.84	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 2	RE2-H3	10	12-abr-19	21-abr-19	28.500	6.84	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 2	RE2-H4	10	17-abr-19	26-abr-19	28.500	6.84	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 2	Central	8	22-abr-19	29-abr-19	114.000	21.89	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 3	RE3-H1	10	04-mar-19	13-mar-19	22.000	5.28	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 3	RE3-H2	10	22-abr-19	01-may-19	22.000	5.28	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 3	RE3-H3	10	22-abr-19	01-may-19	22.000	5.28	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace 3	Central	10	22-abr-19	01-may-19	66.005	15.84	Revisión, limpieza y verificación de equipos
Rio Bobos	Central	9	23-nov-18	01-dic-18	10.000	2.16	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta
Salto Marinala	HSM-H	15	20-mar-19	03-abr-19	5.000	1.80	Mantenimiento Mayor Anual de las unidades, Limpieza de la cámara de carga, Mantenimiento del tubo conductor de agua y a compuertas.

Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas) 5

San Isidro	Central	5	20-abr-19	24-abr-19	3.400	0.41	Mantenimiento anual a línea de transmisión, Pruebas eléctricas a generadores e interruptores, Cambio de pines y bujes del sistema de frenado de unidades generadoras.
Santa María	SMA-H3	7	05-nov-18	11-nov-18	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Santa María	SMA-H1	7	12-nov-18	18-nov-18	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Santa María	SMA-H	36	17-feb-19	24-mar-19	3.000	2.59	Mantenimiento preventivo semestral del embalse
Santa María	SMA-H1	7	25-feb-19	03-mar-19	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Santa María	SMA-H2	7	25-mar-19	31-mar-19	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Santa María	SMA-H3	35	01-abr-19	05-may-19	2.010	1.69	Mantenimiento preventivo mayor de la unidad
Santa Teresa	STS-H1	15	22-oct-18	05-nov-18	8.400	3.02	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Santa Teresa	STS-H2	30	22-oct-18	20-nov-18	8.400	6.05	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Secacao	Central	20	25-abr-19	14-may-19	16.307	7.83	Mantenimiento Anual - Servicios a turbina, generador, limpieza de embalse, equipos auxiliares, subestacion, transformador principal.
Visión de Aguila	Central	20	01-mar-19	20-mar-19	2.100	1.01	Mantenimiento Anual Equipos en General

Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores reprogramación definitiva noviembre 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas) 6

MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN NOV 2018-ABR 2019

2.9.1.1 MANTENIMIENTOS ETCEE

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha mas temprana de comienzo	Fecha mas tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestación Guatemala Sur, Campos 69 y 138kV.	2 meses	31-oct-18	15-oct-18	15-nov-18	Remodelación del Sistema de Protección, Control y Medición de Subestación Guatemala Sur, específicamente todos los campos de 69kV y 138kV. (Los campos se solicitaran de manera alterna, pero puede implicar que un campo este indisponible varios días)
Subestacion Guate Sur, Banco de Transformacion 1 138/69 kV Fase R	2 meses	04-mar-19	07-ene-19	06-abr-19	Inspección interna por posible punto caliente debido a conexión floja.

Tabla 26 Mantenimientos ETCEE

Subestación	Voltaje	Capacidad	Previsión Puesta en Servicio*
Escuintla I	230/69/13.8	100	abr-19
La Esperanza	69/13.8 kV	28	dic-18
Subestación	Voltaje	Capacidad	Previsión Puesta en Servicio*

Tabla 27 Nuevos Transformadores ETCEE

Origen	Destino	Transformador	Capacidad		Fecha
		Voltaje	inicial(MVA)	Final (MVA)	
Santa Elena la Cumbre	Playa Grande	69/34.5 kV	1.5	3.5	abr-19
Sanarate	Coban	69/34.5	7	14	mar-19
Fábrica	Chiquimulilla	138/13.8 kV	28	56	mar-19

Tabla 28 Rotación de Transformadores ETCEE

Línea	Voltaje	Capacidad(A)	Km. Línea	Fecha estimada de puesta en operación.
Escuintla - Cocales	69 kV	1015	50	dic-18

Tabla 29 Reconductorado de Línea

Línea	Voltaje	Capacidad	Km. Línea	Fecha estimada de puesta en operación.
Aguacapa-La Vega 2	230 kV	374	28.91	mar-19

Tabla 30 Nuevas Líneas de Transmisión

Equipo	Voltaje(kV)	Capacidad(MVAR)	Previsión Puesta en Servicio*
Banco de Reactores Sayaxché	34.5	1	abr-19
Banco de Reactores La Libertad II	34.5	1	abr-19

Tabla 31 Nuevos elementos de compensación reactiva

2.9.1.2 MANTENIMIENTOS TRELEC

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Arrazola	1	06-ene-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Puerto San José	1	07-ene-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Castellana	1	13-ene-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Antigua	1	14-ene-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Cristóbal	1	20-ene-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Amatitlan	1	21-ene-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Ciudad Quetzal	1	03-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Barcnas	1	04-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Isidro	1	10-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Gaspar	1	11-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Palin	1	17-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Minerva	1	18-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Puerto Quetzal (maniobra doble barra)	1	24-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Cocales	1	25-feb-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Miguel Petapa	1	03-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Héctor Flores	1	04-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Roosevelt	1	10-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Gerona	1	11-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Tinco	1	17-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Guarda	1	18-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Augusto Palma	1	24-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Juan de Dios	1	25-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Villa Lobos	1	31-mar-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Santa Lucia	1	01-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Palmeras	1	07-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Aurora	1	08-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Cambray	1	14-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Hincapie	1	15-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Próceres	1	21-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Lucas	1	22-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Acacias Barra # 1 S-109	1	28-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Kaminal	1	29-abr-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Acacias Barra # 2 S-110	1	05-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Subestación Movil I 15/20 MVA	1	06-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones

Sitio	1	12-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Carlos Dorion 10/14 MVA	1	13-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Iztapa	1	19-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Rodriguez Briones	1	20-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Monte Maria	1	26-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Santa Maria Cauque	1	27-may-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Las Flores	1	02-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Carlos Dorion 15/28 MVA	1	03-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Villa Nueva	1	09-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Santa Maria Marquez	1	10-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Santa Mónica Barra 2	1	16-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Santa Mónica Barra 1	1	17-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Incienso # 1	1	23-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Ciudad Vieja	1	24-jun-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Portuaria	1	01-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Juan Sacatepequez	1	07-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Norte	1	08-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Lirios Barra # 1	1	14-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Lirios Barra # 2	1	15-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
El Naranjo	1	21-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Guadalupe	1	22-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Papistrachan	1	28-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Incienso # 2	1	29-jul-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Llano Largo	1	04-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Genosa	1	05-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Chacara	1	11-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Santa Ana	1	12-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Obispo	1	18-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Petapa Barra # 2	1	19-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Luis F. Nimatuj	1	25-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
El Centro Barra # 1	1	26-ago-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Miriam	1	01-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Milagro	1	02-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Mixco	1	08-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Monte Cristo	1	09-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
El Centro Barra # 2	1	15-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones

Alamo	1	16-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Petapa Barra # 1	1	22-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
El Sauce	1	23-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Mant. San José (dentro de generadora San José)	1	29-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Mant. Preventivo subestación Guate - Norte	1	30-sep-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Montserrat	1	06-oct-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Mayan Golf	1	07-oct-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Planta Laguna	1	13-oct-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Mant. Preventivo subestación Guate - Sur	1	14-oct-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Subestación Movil II 15/20 MVA	1	20-oct-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
San Diego	1	21-oct-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Belem	1	03-nov-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Costa Linda	1	04-nov-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Mant. Preventivo subestación Guate - Este	1	10-nov-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones
Pamplona	1	11-nov-18	06-ene-18	16-dic-18	Mantenimiento general a equipos de subestaciones

2.9.1.3 MANTENIMIENTOS RECSA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestación Asunción Mita	1	21-oct-18	07-oct-18	04-nov-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparata en general.
Línea 69kV El Progreso a Asunción Mita	1	21-oct-18	07-oct-18	04-nov-18	Mantenimiento de aislamiento, puestas a tierra, identificación de estructuras
Subestación Cruz de Santiago	1	18-nov-18	11-nov-18	25-nov-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparata en general.
Subestación Patzún	1	18-nov-18	11-nov-18	25-nov-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparata en general.
Línea 69kV Patzún a Cruz de Santiago	1	18-nov-18	11-nov-18	25-nov-18	Mantenimiento de aislamiento, limpieza de cuerpos extraños en cables y aisladores
Subestación Usumatán	1	25-nov-18	11-nov-18	09-dic-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparata en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión.
Línea 69kV Usumatán	1	25-nov-18	11-nov-18	09-dic-18	Mantenimiento de aislamiento, puestas a tierra, identificación de estructuras
Subestación Quesada	1	08-ago-18	12-jul-18	19-sep-18	Reconfiguración de la línea 69kV El Progreso - Los Esclavos y energización en vacío de transformador de potencia de subestación Quesada
Subestación Jutiapa	1	22-ago-18	25-jul-18	26-sep-18	Reconfiguración de la línea 138kV El Progreso - Moyuta y energización en vacío de transformador de potencia de subestación Jutiapa
Subestación Patzicia	1	28-nov-18	14-nov-18	05-dic-18	Reconfiguración de la línea 69kV Chimaltenango - Patzún y energización en vacío de transformador de potencia de subestación Patzicia
Subestación Quesada	1	10-ago-18	14-jul-18	21-sep-18	Toma de carga de la subestación Quesada
Subestación Jutiapa	1	25-ago-18	27-jul-18	28-sep-18	Toma de carga de la subestación Jutiapa
Subestación Patzicia	1	30-nov-18	16-nov-18	07-dic-18	Toma de carga de la subestación Patzicia

2.9.1.4 MANTENIMIENTOS TREO

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Mantenimiento de Subestacion La Esperanza	4	10-mar-19	5-mar-19	13-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación
Mantenimiento de Subestacion Huehuetenango II	4	10-mar-19	5-mar-19	13-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación
Mantenimiento de Subestacion Covadonga	4	10-mar-19	5-mar-19	13-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación
Mantenimiento de Líneas Huehuetenango II - Esperanza y Huehuetenango II - Covadonga 230 kv, Covadonga - Xacbal	4	10-mar-19	5-mar-19	13-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación

2.9.1.5 MANTENIMIENTOS TRANSMISORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A.

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestacion Chixoy II	10	01-abr-19	04-mar-19	06-may-19	Calibración de relevadores de Protección, por configuración de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Subestacion Chixoy II	15	01-abr-19	04-mar-19	06-may-19	Pruebas eléctricas Interruptores y seccionadores, por configuración de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Subestacion Uspantan	5	01-abr-19	04-mar-19	06-may-19	Calibración de relevadores de Protección, por configuración de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Subestacion Uspantan	9	01-abr-19	04-mar-19	06-may-19	Pruebas eléctricas Interruptores y seccionadores, por configuración de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia

2.9.1.6 EMPRESA PROPIETARIA DE LA RED, S.A.

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Línea 230kV Aguacapa - La Vega 2	2	15-nov-18	08-nov-18	22-nov-18	Subestación Aguacapa, Pruebas operativas de los esquemas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad del mismo'
Línea 230 kV Guate Norte - San Agustín	2	22-nov-18	15-nov-18	29-nov-18	Subestación Guate Norte Pruebas operativas de los esquemas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad del mismo'
Línea 230 kV Panaluya - San Agustín	1	24-nov-18	17-nov-18	01-dic-18	Subestación Panaluya Pruebas operativas de los esquemas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad del mismo'
Línea 230 kV Panaluya - La Entrada	1	25-nov-18	18-nov-18	02-dic-18	Subestación Panaluya Pruebas operativas de los esquemas de protección de la línea, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad del mismo'
Reactor 13.8 kV Subestación Panaluya	1	26-nov-18	29-nov-18	23-dic-18	Subestación Panaluya Pruebas operativas de los esquemas de protección de bahía del Reactor, para verificar su correcto funcionamiento y garantizar una mayor confiabilidad del mismo'
Subestación Aguacapa	2	07-mar-19	28-feb-19	14-mar-19	Bahía Aguacapa - La Vega II Limpieza de aisladores de equipos, engrase a partes móviles, re apriete de conexiones alta tensión, mantenimiento de paneles, pruebas de Pararrayos, transformadores de medición, seccionadores e interruptor de la bahía SIEPAC salida hacia La Vega II (Se requiere apertura de línea)'
Subestación Guate Norte	2	14-mar-19	07-mar-19	21-mar-19	Bahía San Agustín Limpieza de aisladores de equipos, engrase a partes móviles, re apriete de conexiones alta tensión, mantenimiento de paneles, pruebas de Pararrayos, transformadores de medición, seccionadores e interruptor de la bahía SIEPAC salida hacia San Agustín (Se requiere apertura de línea)'
Subestación Panaluya	4	16-mar-19	09-mar-19	23-mar-19	Bahías san Agustín, La Entrada y Medio Limpieza de aisladores de equipos, engrase a partes móviles, re apriete de conexiones alta tensión, mantenimiento de paneles, pruebas de Pararrayos, transformadores de medición, seccionadores e interruptor de las bahía SIEPAC salida hacia San Agustín, La Entrada y Medio (Se requiere apertura de líneas)'
Subestación Panaluya	2	20-mar-19	13-mar-19	27-mar-19	Bahía Reactor 13.8 kV Limpieza de aisladores de equipos, engrase a partes móviles, re apriete de conexiones alta tensión, mantenimiento de paneles, pruebas de Pararrayos, transformadores de medición, seccionadores, interruptor y reactor(No se requiere apertura de líneas, solo indisponibilidad del campo)'

2.9.1.7 MANTENIMIENTOS ORAZUL TRANSMISIÓN

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Reles de protección de línea Arizona San-Joaquín	1	02-dic-18	25-nov-18	09-dic-18	Calibración de protecciones
Subestación San Joaquin Campo Arizona, Escuintla y Pacífico	1	02-dic-18	25-nov-18	09-dic-18	Limpieza de aisladores, mantenimiento de tierras, mantenimiento de paneles, prueba de seccionadores e interruptores
Subestación Arizona Campo Transformador AET 902	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Limpieza de aisladores, limpieza de cables, pruebas eléctricas a transformador, toma de muestra de aceite para análisis fisicoquímicos y cromatografía, pruebas a seccionadores e interruptores
Subestación Arizona Campo Transformador AET 903	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Limpieza de aisladores, limpieza de cables, pruebas eléctricas a transformador, toma de muestra de aceite para análisis fisicoquímicos y cromatográficos, pruebas a seccionadores e interruptores
Subestación Arizona Campo de salida y Barra 230 Kv / Subestación Arizona Campo Transformador AET 901 / Transformador CEMEX	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Limpieza de aisladores, limpieza de cables / pruebas eléctricas a transformador, toma de muestra de aceite para análisis fisicoquímicos y cromatografía, pruebas a seccionadores e interruptores
Relevadores de protección generadores 1 al 10	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Calibración de protecciones
Relevadores de protección outgoing feeder 1 al 4	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Calibración de protecciones
Relevadores de protección de transformador de potencia 1	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Calibración de protecciones
Relevadores de protección de transformadores de potencia 2 al 3	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Calibración de protecciones
Relevadores de protección de transformadores de servicios auxiliares 1 al 6	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Calibración de protecciones
Subestación Arizona Campo de salida hacia Subestación San Joaquin AEA 901 y Barra de 230 kV	1	04-nov-18	07-oct-18	25-nov-18	Pruebas eléctricas y de aislamiento a Transformadores de corriente CTs y transformadores de voltaje PTs y pruebas eléctricas y de cierre/apertura a interruptor de potencia
Línea de transmisión	1	02-dic-18	25-nov-18	09-dic-18	Medición de Resistencia de Bajadas a Tierra
Subestación San Joaquin, Subestación Arizona	1	02-dic-18	25-nov-18	09-dic-18	Verificación de Redes de Tierras

2.9.1.8 MANTENIMIENTOS TRECSA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
SE Palestina 230/69 KV	1	04-dic-18	20-nov-18	18-dic-18	Cambio de transformador de potencia de reserva por una fase energizada de banco de auto transformadores de potencia 230/69 KV, 150 MVA.
LT Tactic-Izabal 230 KV	1	15-ene-19	01-ene-19	29-ene-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT San Agustín-Chixoy II 230 KV	1	16-ene-19	02-ene-19	30-ene-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Panaluya-Morales 230 KV	1	17-ene-19	03-ene-19	31-ene-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Palestina-Pacífico 1 230 KV	1	22-ene-19	08-ene-19	05-feb-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
SE Palestina 230/69 KV	4	22-ene-19	08-ene-19	05-feb-19	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos. Pruebas de factor de potencia y relación de transformación de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de bornas de los tableros de control y protección
LT Palestina-Pacífico 2 230 KV	1	23-ene-19	09-ene-19	06-feb-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Palestina - Palín 69 KV	1	24-ene-19	10-ene-19	07-feb-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Guate Norte - San Agustín 230 KV	1	12-feb-19	29-ene-19	26-feb-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT San Agustín - Panaluya 230 KV	1	13-feb-19	30-ene-19	27-feb-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT San Agustín-El Rancho 69 KV	1	14-feb-19	31-ene-19	28-feb-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT San Antonio (Guate Este) - La Vega II 230 KV	1	19-feb-19	05-feb-19	05-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT La Vega II - Moyuta 230 KV	1	20-feb-19	06-feb-19	06-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT La Vega II - Ahuachapán 230 KV	1	21-feb-19	07-feb-19	07-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Aguacapa-La Vega II 230 KV	1	22-feb-19	08-feb-19	08-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Pacífico - Aguacapa 230 KV	1	26-feb-19	12-feb-19	12-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Pacífico - San Joaquín 230 KV	1	27-feb-19	13-feb-19	13-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT 230 KV Alborada-Pacífico	1	28-feb-19	14-feb-19	14-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
SE Pacífico 230 KV	1	01-mar-19	15-feb-19	15-mar-19	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos. Pruebas de factor de potencia y relación de transformación de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de bornas de los tableros de control y protección
LT Pacífico-San José 230 KV	1	01-mar-19	15-feb-19	15-mar-19	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.

2.9.1.9 ADICIONES TRECSA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
LT Las Cruces - Palestina 230 kV	4	20-jun-18	06-jun-18	01-dic-18	Energización nueva LT Las Cruces - Palestina 230 kV Circuito 1 y 2.
Subestación Las Cruces 230 kV	4	20-jun-18	06-jun-18	01-dic-18	Energización nueva Subestación Las Cruces 230 kV
LT Guate Sur - Las Cruces 230 kV	3	20-nov-18	06-nov-18	01-dic-18	Energización nueva LT Guate Sur - Las Cruces 230 kV Circuito 1 y 2.
Ampliación Subestación Guate Sur 230 kV	3	20-nov-18	06-nov-18	01-dic-18	Energización Ampliación Subestación Guate Sur 230 kV

2.9.1.10 MANTENIMIENTO EEBIS

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
SE Santa Ana 230 kV	2	03-jul-18	19-jun-18	03-jul-18	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos. Pruebas de factor de potencia y relación de transformación de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de bomeras de los tableros de control y protección
LT Santa Ana-Pacífico 230 KV	1	04-jul-18	20-jun-18	18-jul-18	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Santa Ana-Magdalena 230 KV	1	05-jul-18	21-jun-18	19-jul-18	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
SE La Unión 230 kV	2	11-jul-18	27-jun-18	25-jul-18	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos. Pruebas de factor de potencia y relación de transformación de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de bomeras de los tableros de control y protección
LT Madre Tierra-La Union 230 KV	1	11-jul-18	27-jun-18	25-jul-18	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
LT Magdalena-La Union 230 KV	1	12-jul-18	28-jun-18	26-jul-18	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
SE Madre Tierra 230 kV	2	18-jul-18	04-jul-18	01-ago-18	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos. Pruebas de factor de potencia y relación de transformación de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de bomeras de los tableros de control y protección
LT Madre Tierra-Pantaleon 230 KV	1	18-jul-18	04-jul-18	01-ago-18	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.
SE Pantaleón 230 kV	2	25-jul-18	11-jul-18	08-ago-18	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos. Pruebas de factor de potencia y relación de transformación de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de bomeras de los tableros de control y protección
SE Magdalena 230 kV	5	06-ago-18	23-jul-18	20-ago-18	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos. Pruebas de factor de potencia y relación de transformación de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de bomeras de los tableros de control y protección
LT Pacifico-Magdalena 230 KV	1	09-ago-18	26-jul-18	23-ago-18	Mantenimiento general a la línea: Herrajes, accesorios, cambio de aisladores, limpieza de aislamiento. Mantenimiento a las bahías asociadas en los extremos remotos. Verificación y pruebas de protecciones.

2.9.1.11 ADICIONES EEBIS

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
LT Pantaleón - Siquinalá 230 kV	3	25-abr-18	06-abr-18	01-oct-18	Energización nueva LT Pantaleón - Siquinalá 230 kV
Subestación Siquinalá 230 kV	5	25-abr-18	06-abr-18	01-oct-18	Energización nueva Subestación Siquinalá 230 kV
Ampliación Subestación La Vega II 230 kV	3	20-abr-18	01-abr-18	01-oct-18	Energización Ampliación Subestación La Vega II 230 kV

2.9.1.12 MANTENIMIENTOS TRANSPORTE DE ENERGÍA ALTERNATIVA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Los Brillantes - Las Fuentes 69kV	3	09-abr-19	02-abr-19	10-abr-19	Mantenimiento de línea de 230 KV
Las Fuentes - El Manantial 69kv	3	09-abr-19	02-abr-19	10-abr-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación

2.9.1.13 *TRASPORTES ELÉCTRICOS DEL SUR*

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha mas temprana de comienzo	Fecha mas tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestación Magdalena 230kV	3	06-oct-18	06-oct-18	06-oct-18	Limpieza general de la subestación, revisión de interruptores de potencia, seccionadores y revisióm de los sistemas de protección.
Línea de transmisión Magdalena - Siquinalá 230kV	3	06-oct-18	06-oct-18	06-oct-18	Inspección de aislamiento, de cables conductores y poda de árboles para mantener libranzas de seguridad.
Subestación Siquinalá 230kV	1	07-oct-18	07-oct-18	07-oct-18	Limpieza general de la subestación, revisión de interruptores de potencia, seccionadores y revisióm de los sistemas de protección.
Subestación Magdalena 69kV	6	28-jul-18	28-jul-18	28-jul-18	Limpieza general de la subestación, revisión de interruptores de potencia, seccionadores y revisióm de los sistemas de protección. Las interrupciones programadas serán en horarios de 06:00 a 16:00 horas solo los días 28 y 269 de julio de 2018, 04, 05, 11 y 12 de agosto de 2018.

2.9.1.14 *TRANSFOSUR*

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha mas temprana de comienzo	Fecha mas tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestación Magdalena 230kV	3	06-oct-18	06-oct-18	06-oct-18	Limpieza general de la subestación, revisión de interruptores de potencia, seccionadores y revisióm de los sistemas de protección.
Línea de transmisión Magdalena - Siquinalá 230kV	3	06-oct-18	06-oct-18	06-oct-18	Inspección de aislamiento, de cables conductores y poda de árboles para mantener libranzas de seguridad.
Subestación Siquinalá 230kV	1	07-oct-18	07-oct-18	07-oct-18	Limpieza general de la subestación, revisión de interruptores de potencia, seccionadores y revisióm de los sistemas de protección.
Subestación Magdalena 69kV	6	28-jul-18	28-jul-18	28-jul-18	Limpieza general de la subestación, revisión de interruptores de potencia, seccionadores y revisióm de los sistemas de protección. Las interrupciones programadas serán en horarios de 06:00 a 16:00 horas solo los días 28 y 269 de julio de 2018, 04, 05, 11 y 12 de agosto de 2018.

3 CONCLUSIONES

- 4.1 Para el periodo noviembre de 2018 a abril de 2019, existe la suficiente capacidad instalada para suplir la demanda del Sistema Nacional Interconectado y las transacciones internacionales estimadas, considerando la garantía de suministro de combustible, según lo informado por los Participantes Productores mediante los informes emitidos por las empresas certificadoras de procesos respecto a instalaciones necesarias y disponibilidad de suministro de combustible para poder generar de forma continua durante todo el Año Estacional.
- 4.2 Para suplir la demanda de potencia y energía se estima que serán necesarias 678,797 toneladas métricas de carbón y 1048 barriles de bunker.
- 4.3 La producción de energía hidráulica para este el periodo noviembre 2018 – abril 2019 se espera esté abajo de la energía que se produce con el promedio histórico de caudales declarados.
- 4.4 La importación desde México para el periodo se estima en 506.1 GWh, considerado la metodología de costos declarada por los Participantes Energía del Caribe (506.1 GWh) y ECOE-INDE (0 GWh).
- 4.5 La exportación al SER se estima en 885.03 GWh, este monto incluye los Contratos Firmes del MER y las transacciones de oportunidad.
- 4.6 La exportación al MEM de México se estima en 434.87 GWh, solamente transacciones de oportunidad.

4 ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

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

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

5 CÁLCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS

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

5.1 Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 80%

	AGU-H1	CAF-H	CAN-H	CBN-H	CHO-H	CHX-H1	CND-H	FLO-H	HAG-H	HCR-H	HCV-H	HEL-H	HGY-H	HIX-H	HLP-H	HPO-H	HPT-H	HSM-H
11/2018	16.391	3.3011	13.526	2.3208	2.0035	65.957	2.4658	2.1584	1.0693	1.347	0.88551	0.41915	0.50267	0.64779	1.4871	1.239	2.0189	1.3273
12/2018	13.765	2.4354	12.027	1.5976	1.3182	37.271	2.1169	0.91753	1.0116	1.0111	0.7171	0.37946	0.38911	0.3736	1.4441	1.2479	1.1714	1.0661
01/2019	12.107	2.4989	10.174	1.4575	2.1425	55.743	1.8295	1.7006	0.60002	0.75569	0.64429	0.41945	0.39105	0.29149	1.2645	1.2293	0.94736	1.1665
02/2019	10.591	1.8694	8.5512	1.2679	1.2223	95.791	1.4122	1.8996	0.44926	0.52365	0.56615	0.38944	0.29431	0.19653	0.85818	1.1193	0.61254	1.1706
03/2019	11.818	1.6323	9.4792	1.3663	1.1302	66.153	1.4542	2.1786	0.40638	0.57102	0.61558	0.43102	0.32336	0.21542	0.89472	1.2435	0.68219	1.2728
04/2019	10.469	1.0715	9.8516	1.3148	0.81193	143.03	1.2746	2.0366	0.52044	0.41063	0.59672	0.40959	0.32657	0.18706	0.76192	1.1587	0.79503	1.5178

	PVI-H	RAA-H	RBO-H	REC-H	REC-H11	REN-H1	REN-H2	REN-H3	SAL-H	SEC-H	SIS-H	SMA-H	STS-H	VDA-H	XAC-H	XAD-H
11/2018	47.366	3.0931	4.3382	6.0466	5.4061	33.054	57.136	45.946	0.11055	9.0706	1.528	3.4698	5.7319	0.74957	40.555	27.236
12/2018	30.934	2.3392	4.3629	5.3064	4.7062	22.849	39.761	32.884	0.35904	7.7871	1.4034	3.0661	4.6472	0.57133	30.996	19.86
01/2019	21.789	3.0117	4.3519	4.51	3.9893	20.413	35.556	28.858	0.35257	6.7298	1.2505	2.5564	3.4418	0.55214	24.825	16.916
02/2019	15.686	1.8456	3.1354	3.8028	3.4615	13.683	23.962	19.622	0.3411	5.195	0.90198	2.1426	2.5643	0.39335	15.083	10.182
03/2019	13.661	1.6496	3.4399	4.182	3.7905	11.51	20.423	16.767	0.41297	5.3494	0.7187	2.4165	2.0395	0.3286	13.633	8.6623
04/2019	11.466	0.89996	2.6	4.3507	3.8936	8.2436	14.608	11.947	0.57606	4.6886	0.66542	2.5115	1.7574	0.27962	11.077	7.0379

	HST-H	JUR-H1	LES-H1	LFU-H	LIB-H	LVA-H1	MNL-H3	MNL-HG1	MNL-HG21	MNL-HG22	MTO-H	MTZ-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H1142	POR-H	PVE-H
11/2018	0.63978	11.141	2.5508	4.6068	3.0305	6.3545	0.15346	1.6425	0.40055	7.8723	3.6696	4.785	7.7646	1.0847	4.9708	2.5917	0.31767	0	3.2199
12/2018	0.69036	9.4157	2.0687	2.6936	1.5652	5.9604	9.28E-02	1.6425	0.43214	3.5554	3.2689	3.7398	4.7543	0.91991	4.2445	1.4536	0.17107	0	2.1199
01/2019	0.82366	10.645	1.515	1.8431	1.2407	5.7153	6.39E-02	1.7057	0.5656	1.4557	2.7653	3.5446	4.974	1.0276	3.5247	0.91766	0.11291	0	1.9549
02/2019	0.63623	11.382	1.1892	1.5445	0.91863	4.505	5.79E-02	1.5463	0.53015	0.8071	2.3242	2.5907	3.4914	1.1024	2.1455	0.6204	7.57E-02	0	1.568
03/2019	0.80857	12.845	1.1703	1.6273	0.95105	5.6475	6.37E-02	1.6496	0.56258	1.09	2.5764	2.5241	0	1.2516	2.3665	0.67392	7.61E-02	0	1.8246
04/2019	0.61129	15.041	1.2705	1.7094	0.81574	5.2292	5.83E-02	1.5701	0.54291	1.6778	2.6776	1.9842	3.3269	1.4617	1.5307	0.68809	8.32E-02	0	1.7315

5.2 Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 95%

	AGU-H1	CAF-H	CAN-H	CBN-H	CHO-H	CHX-H1	CND-H	FLO-H	HAG-H	HCR-H	HCV-H	HEL-H	HGY-H	HIX-H	HLP-H	HPO-H	HPT-H	HSM-H
11/2018	14.284	2.4466	11.725	2.0986	1.1373	42.481	2.1896	1.5268	1.0629	1.2304	0.76243	0.34674	0.35067	0.55486	1.2862	1.2069	1.5184	0.98302
12/2018	10.205	1.6067	10.726	1.3069	1.0106	37.24	1.87	0.59002	0.91342	0.80395	0.64662	0.34055	0.23401	0.2942	1.0792	1.2221	0.95799	0.88837
01/2019	10.594	1.769	7.9055	1.1998	1.8724	37.298	1.6274	1.2786	0.46246	0.62102	0.60144	0.38773	0.24723	0.26551	1.0308	1.1641	0.46861	0.84172
02/2019	8.2694	1.2088	5.8732	0.96943	0.95447	49.32	1.1939	1.4086	0.34899	0.41419	0.55278	0.38048	0.1602	0.15702	0.60202	1.0911	0.38915	0.80124
03/2019	8.4775	0.96061	6.5257	1.1521	0.84361	37.93	1.2628	0.99667	0.34336	0.46939	0.60811	0.41292	0.25071	0.16082	0.64765	1.2168	0.39904	0.89555
04/2019	7.9489	0.6444	7.6425	0.92569	0.65463	79.263	1.0797	1.4674	0.38636	0.33035	0.57676	0.36025	0.22737	0.11132	0.58188	1.1141	0.51687	0.91256

	HST-H	JUR-H1	LES-H1	LFU-H	LIB-H	LVA-H1	MNL-H3	MNL-HG1	MNL-HG21	MNL-HG22	MTO-H	MTZ-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H1142	POR-H	PVE-H
03/2019	0.7279	8.5093	0.95451	1.5433	0.64534	5.2682	6.02E-02	1.6144	0.55235	0.52192	1.7736	1.9348	0	0.8215	1.7022	0.32999	5.50E-02	0	1.1079
02/2019	0.566	7.6598	0.87663	1.4546	0.63427	3.8766	5.57E-02	1.5162	0.50914	0.38842	1.5963	2.0702	2.4966	0.73878	1.0664	0.18825	2.05E-02	0	1.1472
04/2019	0.47126	7.9237	0.856	1.6584	0.56273	4.9255	5.41E-02	1.3629	0.45144	1.1715	2.0772	1.1146	2.7196	0.77152	1.3007	0.35948	5.39E-02	0	1.098
12/2018	0.65151	7.2326	1.5388	2.5873	1.1544	5.3728	8.48E-02	1.3488	0.31935	2.7939	2.9151	2.7496	3.8838	0.71985	3.2333	0.86354	0.12797	0	1.7397
01/2019	0.74374	8.0242	1.1759	1.6974	0.96856	5.4931	5.90E-02	1.7057	0.55551	0.98274	2.1487	3.0031	3.9818	0.77426	2.6754	0.41842	5.20E-02	0	1.5063
11/2018	0.57091	7.6389	2.4623	3.8636	2.5377	5.1252	0.14031	1.6425	0.34975	6.1015	3.1723	3.3704	6.1243	0.74379	4.1259	1.8138	0.21599	0	2.4094

	PVI-H	RAA-H	RBO-H	REC-H	REC-H11	REN-H1	REN-H2	REN-H3	SAL-H	SEC-H	SIS-H	SMA-H	STS-H	VDA-H	XAC-H	XAD-H
11/2018	38.993	3.0931	3.6593	5.1788	4.6344	19.82	34.773	28.204	0.11055	8.0544	1.2392	2.989	4.4091	0.58682	34.817	23.922
12/2018	25.626	2.0162	3.0676	4.6883	4.0996	16.645	28.986	23.389	0.28444	6.8788	1.0851	2.6969	3.1815	0.33629	23.795	15.808
01/2019	17.121	2.6229	2.9348	3.4731	3.06	16.771	29.158	23.941	0.22837	5.9867	0.93167	1.9948	2.6258	0.36264	21.846	14.931
02/2019	11.372	1.37	1.6345	2.6063	2.3534	10.197	17.651	14.5	0.23665	4.3917	0.70445	1.4866	1.6705	0.2554	13.958	9.4089
03/2019	11.357	1.4376	2.5473	2.8924	2.626	9.5893	17.232	14.279	0.33775	4.6452	0.53387	1.6636	1.462	0.15583	13.003	8.2637
04/2019	8.1337	0.76497	2.2408	3.357	2.9742	7.0635	12.727	10.572	0.36018	3.9717	0.41758	1.9483	1.3848	0.1494	10.699	6.7967

6 Anexo

6.1 Energía

6.1.1 Estimación del modelo SARIMA para energía

Tabla 32 Evaluación del pronóstico del modelo de demanda de energía

Forecast Evaluation
 Date: 01/17/18 Time: 11:38
 Sample: 2017M01 2017M09
 Included observations: 9
 Evaluation sample: 2017M01 2017M09
 Number of forecasts: 22

Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
ENERGIA_ARIMA	11.35075	10.25990	1.185000	1.176382	0.006449	0.227475
ENERGIA_ARIMAIMAE	6.696195	5.762602	0.667908	0.665126	0.003818	0.135657
ENERGIA_ARIMAIMAE 2017	5.097680	3.738086	0.435458	0.434690	0.002912	0.103471
ENERGIA_E_A_T_A_S_ A	11.27937	8.433639	0.977414	0.974958	0.006444	0.232590
ENERGIA_E_AD_T_AD	30.34260	22.96977	2.658362	2.644659	0.017348	0.629691
ENERGIA_E_M_T_M	30.98543	23.76148	2.767338	2.734617	0.017654	0.635927
ENERGIA_E_M_T_M_S_ _M	5.866735	4.693391	0.546249	0.544271	0.003347	0.112244
ENERGIA_F	32.85141	27.20160	3.099622	3.135938	0.018959	0.677666
ENERGIA_G	44.72986	40.71500	4.607762	4.724043	0.026085	0.902824
ENERGIA_H	100.2272	99.40728	11.33646	12.02596	0.060739	1.917493
ENERGIA_HAT	11.28826	10.33801	1.192337	1.183867	0.006413	0.224101
ENERGIA_HT_AD	11.96375	8.923584	1.034671	1.031750	0.006834	0.246425
ENERGIA_HT_M	5.641616	4.843367	0.560981	0.559968	0.003222	0.110492
ENERGIA_HT_NS	30.61949	23.35834	2.697284	2.689638	0.017526	0.637106
ENERGIA_I	100.2272	99.40728	11.33646	12.02596	0.060739	1.917493
ENERGIA_SA	29.93010	22.80880	2.668826	2.624720	0.017007	0.610703
ENERGIA_SM	6.215604	5.404577	0.627081	0.624611	0.003543	0.123069
ENERGIA_SM_D	30.65985	23.51629	2.734373	2.706812	0.017485	0.631363
ENERGIA_SM_S	33.99296	26.22309	3.011456	3.022966	0.019501	0.714006
ENERGIA_X13SA	29.36950	23.50784	2.720123	2.705810	0.016790	0.605706
ENERGIAFCOMPPIB2	10.59304	9.135511	1.049720	1.053646	0.006108	0.183083
ENERIMEE	5.407679	4.019056	0.466411	0.466172	0.003091	0.110029

Como se observa en la Tabla 32, todos los coeficientes son significativos con una bondad de ajuste del 89% aproximadamente. La prueba de Durbin-Watson proporciona un valor de 1.95.

Tabla 33 Coeficientes del modelo SARIMA para la demanda de energía

Dependent Variable: DLOG(ENERGIA)
 Method: ARMA Conditional Least Squares (Gauss-Newton / Marquardt steps)
 Date: 09/17/18 Time: 08:53
 Sample (adjusted): 2002M04 2018M07
 Included observations: 196 after adjustments
 Failure to improve likelihood (non-zero gradients) after 50 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients
 MA Backcast: 1999M04 2002M03

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLOG(IMAE_HT_AD)	0.256756	0.086465	2.969469	0.0034
AR(12)	1.006003	0.004744	212.0707	0.0000
SAR(1)	-0.525643	0.072903	-7.210150	0.0000
SAR(2)	-0.295837	0.071804	-4.120077	0.0001
MA(12)	-1.378155	0.011648	-118.3192	0.0000
MA(36)	0.406889	0.010338	39.35751	0.0000
R-squared	0.893273	Mean dependent var		0.003291
Adjusted R-squared	0.890465	S.D. dependent var		0.049312
S.E. of regression	0.016320	Akaike info criterion		-5.362657
Sum squared resid	0.050608	Schwarz criterion		-5.262307
Log likelihood	531.5404	Hannan-Quinn criter.		-5.322030
Durbin-Watson stat	1.951221			
Inverted AR Roots	1.00	.87-.50i	.87+.50i	.50+.87i
	.50-.87i	.00+1.00i	-.00-1.00i	-.26+.48i
	-.26-.48i	-.50+.87i	-.50-.87i	-.87-.50i
	-.87+.50i	-1.00		
	Estimated AR process is nonstationary			
Inverted MA Roots	.99+.01i	.99-.01i	.91+.24i	.91-.24i
	.87-.49i	.87+.49i	.86+.51i	.86-.51i
	.66-.66i	.66+.66i	.51-.86i	.51+.86i
	.49+.87i	.49-.87i	.24-.91i	.24+.91i
	.01+.99i	.01-.99i	-.01+.99i	-.01-.99i
	-.24+.91i	-.24-.91i	-.49+.87i	-.49-.87i
	-.51-.86i	-.51+.86i	-.66+.66i	-.66-.66i
	-.86+.51i	-.86-.51i	-.87-.49i	-.87+.49i
	-.91-.24i	-.91+.24i	-.99+.01i	-.99-.01i

a) Pruebas de autocorrelación en los residuos

Se llevaron a cabo pruebas informales y formales para comprobar autocorrelación en los residuos y todas las pruebas fueron satisfactorias como se muestra a continuación:

Tabla 34 Correlograma del modelo SARIMA para

Date: 09/17/18 Time: 11:24
 Sample: 2002M04 2018M07
 Included observations: 196
 Q-statistic probabilities adjusted for 5 ARMA terms and 1 dynamic regressor

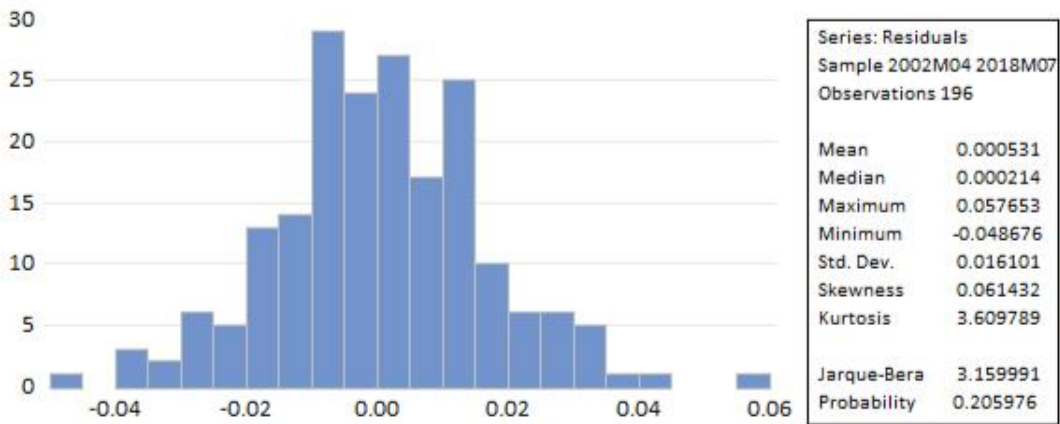
Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
1	1	1	1	1	0.0151
2	0.069	0.069	0.069	2	0.9316
3	-0.109	-0.111	-0.111	3	3.3211
4	0.008	0.001	0.001	4	3.3353
5	-0.005	-0.021	-0.021	5	3.3412
6	-0.009	-0.021	-0.021	6	3.3558 0.067
7	-0.051	-0.053	-0.053	7	3.8875 0.143
8	0.036	0.030	0.030	8	4.1592 0.245
9	0.070	0.062	0.062	9	5.1637 0.271
10	-0.108	-0.115	-0.115	10	7.5892 0.180
11	0.075	0.091	0.091	11	8.7643 0.187
12	0.061	0.095	0.095	12	10.520 0.161
13	0.033	0.021	0.021	13	10.755 0.210
14	-0.102	-0.075	-0.075	14	12.991 0.163
15	-0.052	-0.028	-0.028	15	13.556 0.194
16	0.001	0.003	0.003	16	13.657 0.258
17	0.162	0.153	0.153	17	20.749 0.054
18	0.006	0.014	0.014	18	20.757 0.078
19	-0.035	0.001	0.001	19	21.023 0.101
20	-0.024	-0.018	-0.018	20	21.154 0.132
21	0.050	0.092	0.092	21	22.953 0.115
22	0.062	0.016	0.016	22	22.954 0.151
23	0.104	0.129	0.129	23	25.374 0.115
24	0.073	0.097	0.097	24	26.597 0.115
25	0.046	0.005	0.005	25	27.073 0.133
26	-0.032	0.003	0.003	26	27.330 0.161
27	-0.129	-0.064	-0.064	27	31.127 0.094
28	0.020	0.018	0.018	28	31.223 0.117
29	0.035	-0.009	-0.009	29	31.599 0.140
30	-0.019	-0.052	-0.052	30	31.596 0.170
31	-0.050	-0.000	0.000	31	32.171 0.188
32	0.165	0.166	0.166	32	38.597 0.069
33	0.069	0.066	0.066	33	39.723 0.070
34	0.053	0.050	0.050	34	41.777 0.059
35	-0.112	-0.085	-0.085	35	44.737 0.040
36	-0.065	-0.059	-0.059	36	45.837 0.042

Tabla 35 Prueba de autocorrelación en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía

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

F-statistic	1.110940	Prob. F(36,154)	0.3231
Obs*R-squared	40.40743	Prob. Chi-Square(36)	0.2818

Ilustración 14 Prueba de normalidad en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía



b) Prueba de heterocedasticidad

No se presenta heterocedasticidad en los estimadores.

Tabla 36 Prueba de heterocedasticidad del modelo SARIMA para la demanda de energía

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey				
Null hypothesis: Homoskedasticity				
F-statistic	0.073782	Prob. F(1,194)	0.7862	
Obs*R-squared	0.074515	Prob. Chi-Square(1)	0.7849	
Scaled explained SS	0.091609	Prob. Chi-Square(1)	0.7621	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 09/17/18 Time: 11:27				
Sample: 2002M04 2018M07				
Included observations: 196				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.000258	3.00E-05	8.582173	0.0000
DLOG(IMAE_HT_AD)	0.000159	0.000584	0.271629	0.7862
R-squared	0.000380	Mean dependent var	0.000258	
Adjusted R-squared	-0.004773	S.D. dependent var	0.000419	
S.E. of regression	0.000420	Akaike info criterion	-12.70375	
Sum squared resid	3.42E-05	Schwarz criterion	-12.67030	
Log likelihood	1246.968	Hannan-Quinn criter.	-12.69021	
F-statistic	0.073782	Durbin-Watson stat	1.808699	
Prob(F-statistic)	0.786196			

6.2 Potencia

6.2.1 Selección de modelo para predicción de potencia

Tabla 37 Evaluación de pronóstico para la potencia

Forecast Evaluation						
Date: 09/17/18 Time: 11:33						
Sample: 2018M01 2018M07						
Included observations: 7						
Evaluation sample: 2018M01 2018M07						
Number of forecasts: 5						
Combination tests						
Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others						
Forecast	F-stat	F-prob				
TSSINIMAE_LIN	NA	NA				
TS2SINIMAEVF2021_...	29403252	0.0000				
TS2SINIMAEAGO_LIN	29419123	0.0000				
TS2SINIMAE_LIN	29403252	0.0000				
TS2_LIN	1.10E+12	0.0000				
Evaluation statistics						
Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
TSSINIMAE_LIN	1.214149	1.213914	0.070986	0.071011	0.000355	0.024929
TS2SINIMAEVF2021_...	1.270675	1.270429	0.074290	0.074318	0.000372	0.026090
TS2SINIMAEAGO_LIN	1.271503	1.271257	0.074339	0.074367	0.000372	0.026107
TS2SINIMAE_LIN	1.270675	1.270429	0.074290	0.074318	0.000372	0.026090
TS2_LIN	41.87718	41.59766	2.431719	2.402149	0.012095	0.854202

Tabla 38 Error de pronóstico fuera de la muestra para los modelos de mejor ajuste de diciembre a julio 2018

Datos en MW	Potencia Real	Potencia_F (VAR 1 to 1) [%]	Actualización (ramo/seats) [SZ] [%]	(ramo/seats sin IMAE) [%]	Actualización Potencia_F (VAR 1 to 1) [%]
2017M12	1705.1	4.29	3.28	-0.0018	
2018M01	1687.1	5.85	2.19	-0.1566	-1.08
2018M02	1699.3	5.93	1.86	-0.4908	3.97
2018M03	1765.5	2.92	2.36	-3.3009	1.20
2018M04	1736.6	2.82	2.28	-1.2559	3.13
2018M05	1275.08	1.11	2.63	-1.7284	2.23
2018M06	1649.9	5.50	2.20	0.9705	4.21
2018M07	1709.0	2.01	2.71	-2.3382	0.92
2018M08	1697.3	3.60	0.31	-1.0316	2.08
Variación % promedio		3.86	2.25	-1.07	2.73

6.3 Mes de máxima potencia a generar 2018-2019

Se realizó la validación del mes de ocurrencia de la PMG donde 0 corresponde a la no coincidencia y 1 a la coincidencia respecto a la demanda máxima real de potencia para el Año Estacional correspondiente.

Tabla 39 Validación de los modelos de la estacionalidad de la serie 2001 a 2017

De los tres

AÑO	PRO_ARMA 729	HW additive	HW multiplicative	X-11 ARIMA extension	Moving average multiplicative 2017	Moving average additive 2017	X-13 a 2017	ETS exponential smoothing	Tramo/seats seasonally adjusted	VAR con IMAE	VEC con IMAE	Tramo/seats linearized	Años coincidentes	Coincidencia relativa
2016-2017		1	1		1	1	1	1	1			0	8	53%
2015-2016		1	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1	10	71%
2014-2015		0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	1	6	43%
2013-2014		0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	9	64%
2012-2013		0	0	1	1	1	1	0	1	1	0	1	9	64%
2011-2012		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	7%
2010-2011		1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1	11	79%
2009-2010		1	1	1	0	1	1	1	0	0	0	1	8	57%
2008-2009		0	0	1	1	1	1	0	1	0	0	0	7	50%
2007-2008		0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	7	50%
2006-2007		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	7%
2005-2006		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	7%
2004-2005		1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	12	86%
2003-2004		1	1	1	0	0	1	1	1			1	7	50%
2002-2003		0	0	0	0	0	0	0	0			1	1	7%
2001-2002		1	1	0	0	0	0	1	0			1	4	29%
TOTAL	0	7	7	8	9	10	9	7	9	2	2	14		
		44%	44%	50%	56%	63%	56%	44%	56%	13%	13%	88%		

modelos con mayor coincidencia del mes de máxima coincidencia: ETS, serie TRAMO/SEATS linealizada y TRAMO/SEATS con ajuste estacional, se aplicaron los criterios de medición del error de pronóstico, donde el modelo seleccionado fue TRAMO/SEATS linealizada según se muestra en la ilustración 13.

TIME SERIES REGRESSION MODELS WITH ARIMA ERRORS, MISSING VALUES AND OUTLIERS.
BETA VERSION (*)

BY

VICTOR GOMEZ & AGUSTIN MARAVALL

with the programming assistance of G.

CAPORELLO (*) Copyright : V. GOMEZ, A.

MARAVALL (1994,1996)

SERIES TITLE=evtramo

SINCE LONGER FORECAST
FUNCTION IS REQUIRED BY SEATS,
NPRED CHANGED TO (24)

IF IEAST NOT = 0, IDUR SHOULD BE > 0
IDUR CHANGED TO: 6

ORIGINAL SERIES

NUMBER OF OBSERVATIONS: 211

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2001	1045.600	1015.400	1012.800	1039.200	1007.500	996.800	1010.900	1016.100	1018.000	1037.000	1075.10	1086.60
2002	1083.900	1071.700	1084.700	1087.300	1073.500	1048.600	1044.000	1069.300	1066.800	1099.000	1103.200	1141.000
2003	1140.600	1125.800	1131.200	1148.000	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	1241.550	1245.000	1233.090	1272.150	1290.090
2006	1257.860	1296.210	1301.990	1298.360	1250.980	1267.950	1256.900	1268.370	1294.010	1329.980	1382.550	1367.230
2007	1361.920	1359.990	1378.950	1380.230	1380.220	1361.710	1385.530	1371.710	1382.010	1406.380	1399.830	1418.120
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	1465.700	1477.790	1408.000	1491.160	1449.000	1410.020	1415.060	1407.540	1420.270	1401.590	1454.550
2012	1483.980	1494.430	1483.160	1499.210	1482.640	1459.750	1428.560	1465.320	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	1562.900	1567.330	1577.600	1635.900	1635.830
2015	1000.030	1003.000	1027.200	1028.000	1004.900	1063.100	098.800	1018.310	1017.300	1050.030	1030.300	1072.030
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	1738.600	1725.080	1649.900	1709.600					

DATES OF EASTER DURING THE REQUESTED TIME SPAN

Año	Mes	Día
2001	abril	15
2002	marzo	31
2003	abril	20
2004	abril	11
2005	marzo	27
2006	abril	16
2007	abril	8
2008	marzo	23
2009	abril	12
2010	abril	4
2011	abril	24
2012	abril	8
2013	marzo	31
2014	abril	20
2015	abril	5
2016	marzo	37
2017	abril	16
2018	abril	1
2019	marzo	24
2020	abril	12

SEATS CANNOT BE RUN WITH AIO=0
CHANGED TO 2

MODEL PARAMETERS

```

-----
MQ= 12  IMEAN= 1  LAM= -1  D= 1  BD= 1
P= 0  BP= 0  Q= 1  BQ= 1  IREG= 1
ITRAD= 0  IEAST= 1  IDUR= 6  M= 36  QM= 24
INCON= 0  NBACK= 0  NPRED= 24  INTERP= 2  INIT= 0
IFILT= 2  IDENSC= 1  IROOT= 2  INIC= 3  ICONCE= 1
ICDET= 1  IATIP= 1  IMVX= 0  IDIF= 3  PG= 0
AIO= 2  INT1= 1  INT2= 211  RSA= 0  SEATS= 2
VA= 3.50  TOL= 0.100E-03  PC= 0.143E+00
NOADMISS= 1  BIAS= 1  SMTR= 0
THTR= -0.400  RMOD= 0.500  MAXBIAS= 0.500

```

TH = -0.10

BTH = -0.10

NUMBER OF INITIAL OBS. = 13

EASTER CORRECTION IS NOT SIGNIFICANT:
IEAST CHANGED TO 0

MEAN IS NOT SIGNIFICANT:
IMEAN CHANGED TO 0

TRANSFORMED SERIES (LOGARITHMS OF THE DATA)

Año	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
2001	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	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	2014	7.333	7.353	7.361	7.349	7.341	7.329	7.356	7.354	7.357	7.364	7.400	7.400
2015	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	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						

AUTOMATIC MODEL IDENTIFICATION BEGINS

MODEL FINALLY CHOSEN:

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

WITHOUT MEAN

WITHOUT TRADING DAY CORRECTION

WITHOUT EASTER CORRECTION

OUTLIERS

96 TC (12 2008)

METHOD OF ESTIMATION: EXACT MAXIMUM LIKELIHOOD

PARAMETER	ESTIMATE	STD ERROR	T RATIO	LAG
MA1 1	-.55580	0.59108E-01	-9.40	1
MA2 1	-.81538	0.60306E-01	-13.52	12

REGULAR MAINVERSE ROOTS ARE

NO.	REAL P.	IMAG.P.	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
1	0.55580	0.0000	0.55580	0.0000	-

SEASONAL MA INVERSE ROOTS ARE

NO.	REAL P.	IMAG.P.	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
1	0.81538	0.0000	0.81538	0.0000	-

CORRELATIONS OF THE ESTIMATES

1.0000	-0.1029
-0.1029	1.0000

AIC

-1091.8083

BIC

-8.3703

FINAL VALUE OF OBJECTIVE FUNCTION:
0.45316E-01

ITERATIONS: 1

NUMBER OF FUNCTION EVALUATIONS: 7

ESTIMATES OF REGRESSION PARAMETERS
CONCENTRATED OUT OF THE LIKELIHOOD

PARAMETER	VALUE	ST. ERROR	T VALUE
OUT 1 (96)	-0.50833E-01	(0.01264)	-4.02 TC (12 2008)

COVARIANCE MATRIX OF ESTIMATORS

0.160E-03

NUMBER OF WHITE NOISE RESIDUALS 197

WHITE NOISE RESIDUALS

0.0167	-0.0091	0.0091	-0.0049	-0.0170	0.0055	-0.0006	0.0084
-0.0203	0.0066	0.0011	0.0066	0.0035	-0.0035	0.0089	0.0152
-0.0043	-0.0005	0.0166	0.0074	-0.0060	-0.0180	-0.0116	0.0006
0.0109	0.0020	-0.0008	0.0112	0.0066	-0.0108	-0.0138	-0.0074
-0.0001	0.0054	-0.0371	0.0113	0.0025	0.0129	-0.0073	-0.0030
-0.0034	0.0074	0.0030	-0.0302	-0.0030	-0.0057	-0.0184	0.0264
0.0120	-0.0091	-0.0202	0.0110	-0.0017	-0.0051	0.0128	0.0189
0.0285	-0.0118	0.0045	-0.0020	0.0061	-0.0053	0.0218	0.0051
0.0202	-0.0090	-0.0069	-0.0044	-0.0311	0.0022	-0.0454	0.0023
-0.0061	0.0020	0.0275	-0.0404	-0.0284	-0.0012	0.0175	-0.0340
-0.0259	-0.0092	-0.0135	-0.0183	0.0209	0.0127	0.0104	0.0086
0.0270	-0.0184	-0.0043	-0.0024	-0.0006	-0.0052	-0.0238	0.0086
-0.0078	-0.0200	-0.0105	-0.0195	-0.0290	-0.0089	-0.0055	0.0005
0.0251	-0.0414	0.0256	0.0229	0.0106	0.0071	0.0192	0.0016
-0.0220	-0.0203	-0.0073	-0.0258	0.0060	-0.0194	0.0258	0.0121
-0.0107	-0.0016	-0.0012	0.0045	-0.0155	0.0124	0.0172	0.0055
-0.0202	0.0069	-0.0236	0.0118	0.0231	-0.0038	0.0057	-0.0073
0.0086	-0.0025	-0.0234	-0.0112	0.0063	-0.0073	-0.0010	0.0057
0.0023	-0.0151	-0.0068	0.0060	0.0342	0.0102	-0.0014	0.0006
0.0129	0.0056	-0.0047	-0.0142	-0.0036	-0.0035	-0.0062	-0.0099
0.0159	0.0153	-0.0009	0.0144	-0.0266	0.0055	0.0107	-0.0091
0.0024	0.0048	0.0119	-0.0068	-0.0019	-0.0014	-0.0221	-0.0042
-0.0072	0.0021	0.0075	-0.0128	-0.0122	0.0281	-0.0182	-0.0093
-0.0053	-0.0063	-0.0023	-0.0102	-0.0118	0.0000	0.0027	0.0021
0.0268	-0.0078	0.0035	-0.0192	0.0194			

TEST-STATISTICS ON RESIDUALS

MEAN= -0.0012821
 ST.DEV.= 0.0010404
 OF MEAN
 T-VALUE=-1.2322

NORMALITY TEST= 2.641 (CHI-SQUARED(2))

SKEWNESS= -0.2656 (SE = 0.1745)
 KURTOSIS= 3.1987 (SE = 0.3490)

SUM OF SQUARES= 0.4233363E-01

DURBIN-WATSON= 1.9909

STANDARD ERROR= 0.1473416E-01
 OF RESID.
 MSE OF RESID.= 0.2170955E-03

AUTOCORRELATIONS

	-0.0032	0.0113	0.0251	0.0432	-0.0220	-0.1476	0.0114	-0.0009	0.0222	-0.0574	0.0149	-0.0193
SE	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712
Q	0.00	0.03	0.15	0.53	0.63	5.11	5.13	5.13	5.24	5.93	5.97	6.05
PV	-1.00	-1.00	0.69	0.77	0.89	0.28	0.40	0.53	0.63	0.66	0.74	0.81
	-0.0449	-0.0405	0.0678	-0.0166	-0.0372	0.0734	-0.0020	-0.0677	0.0154	0.0765	0.0888	-0.0037
SE	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712
Q	6.48	6.83	7.82	7.88	8.18	9.36	9.36	10.38	10.43	11.74	13.52	13.52
PV	0.84	0.87	0.85	0.90	0.92	0.90	0.93	0.92	0.94	0.92	0.89	0.92
	0.0013	0.0732	-0.0975	-0.1133	0.0481	0.1806	-0.0783	-0.0116	0.0674	-0.0227	-0.0976	0.0215
SE	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712	0.0712
Q	13.52	14.75	16.94	19.92	20.46	28.12	29.57	29.60	30.68	30.81	33.11	33.22

PV 0.94 0.93 0.88 0.80 0.81 0.46 0.44 0.49 0.48 0.53 0.46 0.51

LJUNG-BOX Q VALUE OF ORDER 24 IS 13.52 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARED(22)

PARTIAL AUTOCORRELATIONS

```

-----
-0.0032 0.0113 0.0251 0.0433 -0.0223 -0.1499 0.0084 0.0029 0.0328 -0.0464 0.0060 -0.0420
SE 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712
-0.0427 -0.0359 0.0783 -0.0257 -0.0324 0.0625 -0.0166 -0.0812 0.0404 0.0699 0.0882 0.0097
SE 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712
-0.0087 0.0379 -0.1071 -0.0879 0.0900 0.1933 -0.0689 -0.0074 0.0171 -0.0681 -0.0678 0.1110
SE 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712

```

APPROXIMATE TEST OF RUNS ON RESIDUALS

```

-----
NUM.DATA= 197
NUM.(+)= 99
NUM.(-)= 98
NUM.RUNS= 89
T-VALUE=-1.4286

```

APPROXIMATE TEST OF RUNS ON AUTOCORRELATION FUNCTION

```

-----
NUM.DATA= 36
NUM.(+)= 18
NUM.(-)= 18
NUM.RUNS= 20
T-VALUE= 0.3382

```

SQUARED RESIDUALS:

AUTOCORRELATIONS

```

-----
0.1085 -0.0037 -0.0558 0.1020 0.1815 0.1328 -0.0017 0.0627 0.0810 0.0651 -0.0126 0.0456
SE 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712
Q 2.35 2.36 2.99 5.10 11.83 15.45 15.45 16.26 17.63 18.52 18.55 18.99
PV -1.00 -1.00 0.08 0.08 0.01 0.00 0.01 0.01 0.01 0.02 0.03 0.04
0.1347 0.0399 -0.0388 -0.0077 -0.0691 0.0696 0.0430 0.0456 0.0302 -0.0150 -0.0203 0.0310
SE 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712
Q 22.86 23.20 23.53 23.54 24.58 25.64 26.05 26.51 26.71 26.76 26.85 27.07
PV 0.02 0.03 0.04 0.05 0.06 0.06 0.07 0.09 0.11 0.14 0.18 0.21
0.0863 0.0849 0.0391 -0.0164 0.0455 0.1471 0.0272 0.0908 0.0530 0.0035 0.0636 0.1491
SE 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712 0.0712
Q 28.77 30.42 30.78 30.84 31.32 36.40 36.58 38.54 39.21 39.21 40.19 45.60
PV 0.19 0.17 0.20 0.23 0.26 0.13 0.16 0.14 0.15 0.18 0.18 0.09

```

LJUNG-BOX Q VALUE OF ORDER 24 IS 27.07 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARED(22)

FORECASTS:

ORIGIN: 211 NUMBER: 24

OBS	FORECAST	STD ERROR	ACTUAL	RESIDUAL
	FORECAST	STD ERROR		
	(TR. SERIES)		(
	ORIGINAL SERIES)			
212	7.43935	0.147366E-01	1701.65	25.0780
213	7.44267	0.161251E-01	1707.30	27.5322
214	7.45074	0.174031E-01	1721.13	29.9554
215	7.46829	0.185935E-01	1751.61	32.5714
216	7.47592	0.197147E-01	1765.02	34.8003
217	7.46316	0.207714E-01	1742.65	36.2011

218	7.46978	0.217777E-01	1754.23	38.2076
219	7.48522	0.227399E-01	1781.51	40.5166
220	7.48891	0.236631E-01	1788.10	42.3180
221	7.47586	0.245518E-01	1764.92	43.3383
222	7.44848	0.254093E-01	1717.26	43.6414
223	7.45952	0.262389E-01	1736.31	45.5667
224	7.46367	0.278284E-01	1743.53	48.5290
225	7.46698	0.288890E-01	1749.32	50.5466
226	7.47505	0.299120E-01	1763.49	52.7614
227	7.49260	0.309012E-01	1794.72	55.4722
228	7.50023	0.318611E-01	1808.46	57.6341
229	7.48747	0.327907E-01	1785.54	58.5647
230	7.49410	0.336949E-01	1797.40	60.5804
231	7.50953	0.345756E-01	1825.35	63.1317
232	7.51322	0.354346E-01	1832.11	64.9404
233	7.50017	0.362733E-01	1808.35	65.6165
234	7.47280	0.370930E-01	1759.52	65.2885
235	7.48383	0.378951E-01	1779.04	67.4410

INTERPOLATED SERIES

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					

LINEAR SERIES

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	1
265.750												
2005	1215.370	1236.620	1241.810	1270.020	1228.730	1218.400	1215.850	1241.650	1245.000	1233.090	1272.150	1
290.090												
2006	1257.860	1296.210	1301.990	1298.360	1250.980	1267.950	1256.900	1268.870	1294.010	1329.980	1382.550	1
367.230												
2007	1364.920	1359.990	1378.950	1380.230	1380.220	1364.740	1385.530	1374.740	1382.010	1406.380	1399.830	1
443.430												
2008	1362.460	1400.690	1401.530	1420.350	1430.050	1344.190	1337.710	1369.040	1403.860	1367.520	1383.020	1
426.112												
2009	1381.390	1370.997	1421.663	1434.583	1417.660	1397.000	1427.925	1396.195	1419.108	1431.804	1457.194	1
473.506												
2010	1411.475	1447.539	1447.579	1438.103	1419.278	1377.084	1358.079	1374.496	1389.769	1407.528	1467.900	1
409.584												
2011	1442.020	1465.787	1477.795	1488.803	1491.162	1449.802	1418.021	1415.361	1437.541	1420.270	1481.590	1
454.550												
2012	1483.980	1494.430	1483.160	1499.210	1482.640	1459.750	1428.560	1465.820	1499.330	1501.700	1505.250	1
532.970												
2013	1477.000	1527.820	1563.570	1548.980	1544.250	1498.230	1506.880	1508.900	1497.200	1507.150	1559.030	1
547.700												
2014	1529.560	1560.100	1573.900	1554.700	1542.530	1524.300	1565.000	1562.600	1567.330	1577.600	1635.900	1
635.830												
2015	1600.030	1605.000	1627.200	1626.600	1604.900	1563.100	1598.800	1618.310	1617.300	1650.630	1636.500	1
672.050												
2016	1658.510	1654.300	1683.900	1691.200	1690.000	1632.600	1644.200	1654.900	1631.500	1658.300	1682.900	1
701.600												
2017	1688.100	1675.900	1687.000	1749.500	1677.500	1639.700	1648.500	1654.200	1661.300	1662.700	1683.700	1
705.100												
2018	1687.400	1699.500	1762.500	1736.600	1725.080	1649.900	1709.600					

TOTAL OUTLIER EFFECT FACTORS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2002	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2003	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2004	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2005	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2006	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2007	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2008	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	95.044
2009	96.504	97.540	98.272	98.787	99.149	99.404	99.582	99.707	99.795	99.857	99.900	99.930
2010	99.951	99.966	99.976	99.983	99.988	99.992	99.994	99.996	99.997	99.998	99.999	99.999
2011	99.999	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2012	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2013	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2014	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2015	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2016	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
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
2018	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000				

ELAPSED TIME IS 0.0500 "
 SIGNAL EXTRACTION IN 'ARIMA' TIME SERIES (BETA VERSION) (*)

BY

V. GOMEZ & A. MARAVALL,

with the programming assistance of G. CAPORELLO

Thanks are due to G. FIORENTINI and C. PLANAS for their research assistance

(Based on an original program developed by J.P.BURMAN at the Bank of England, version 1982)

FIRST PART:
ARIMA ESTIMATION

SERIES TITLE: evtramo
PREADJUSTED WITH TRAMO : YES
METHOD: MAXIMUM LIKELIHOOD

NO OF OBSERVATIONS =211
ORIGINAL UNCORRECTED SERIES (from TRAMO)

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	1495.570
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					

PREADJUSTMENT FACTORS
Outliers and Other Deterministic Effects

(from TRAMO)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2002	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2003	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2004	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2005	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2006	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2007	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2008	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	95.114
2009	96.576	97.612	98.345	98.860	99.223	99.478	99.656	99.782	99.869	99.931	99.974	100.004

2010	100.025	100.040	100.050	100.057	100.063	100.066	100.069	100.070	100.072	100.072	100.073	100.073
2011	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2012	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2013	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2014	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2015	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2016	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2017	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2018	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074

ORIGINAL SERIES (Corrected by TRAMO)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1044.823	1014.646	1012.048	1038.428	1006.752	996.059	1010.149	1015.345	1017.244	1036.230	1074.301	1085.793
2002	1083.095	1070.904	1083.894	1086.492	1072.703	1047.821	1043.224	1069.005	1066.007	1098.184	1102.380	1140.152
2003	1139.753	1124.964	1130.360	1139.153	1128.361	1121.966	1111.174	1130.260	1151.344	1177.125	1186.918	1193.962
2004	1194.362	1182.171	1201.447	1210.300	1187.018	1186.258	1186.218	1186.518	1184.060	1212.539	1236.930	1264.810
2005	1214.467	1235.701	1240.887	1269.077	1227.817	1217.495	1214.947	1240.728	1244.075	1232.174	1271.205	1289.132
2006	1256.926	1295.247	1301.023	1297.395	1250.051	1267.008	1255.966	1267.927	1293.049	1328.992	1381.523	1366.214
2007	1363.906	1358.980	1377.926	1379.205	1379.195	1363.726	1384.501	1373.719	1380.983	1405.335	1398.790	1442.358
2008	1361.448	1399.649	1400.489	1419.295	1428.988	1343.191	1336.716	1368.023	1402.817	1366.504	1381.993	1425.052
2009	1380.364	1369.979	1420.607	1433.517	1416.607	1395.962	1426.864	1395.158	1418.054	1430.741	1456.111	1472.412
2010	1410.426	1446.464	1446.504	1437.035	1418.223	1376.061	1357.070	1373.475	1388.737	1406.482	1466.810	1408.537
2011	1440.949	1464.698	1476.697	1487.697	1490.055	1448.725	1416.968	1414.309	1436.473	1419.215	1480.490	1453.470
2012	1482.878	1493.320	1482.058	1498.096	1481.539	1458.666	1427.499	1464.731	1498.216	1500.584	1504.132	1531.831
2013	1475.903	1526.685	1562.408	1547.829	1543.103	1497.117	1505.761	1507.779	1496.088	1506.030	1557.872	1546.550
2014	1528.424	1558.941	1572.731	1553.545	1541.384	1523.168	1563.837	1561.439	1566.166	1576.428	1634.685	1634.615
2015	1598.841	1603.808	1625.991	1625.392	1603.708	1561.939	1597.612	1617.108	1616.099	1649.404	1635.284	1670.808
2016	1657.278	1653.071	1682.649	1689.944	1688.745	1631.387	1642.979	1653.671	1630.288	1657.068	1681.650	1700.336
2017	1686.846	1674.655	1685.747	1748.200	1676.254	1638.482	1647.275	1652.971	1660.066	1661.465	1682.449	1703.833
2018	1686.146	1698.237	1761.191	1735.310	1723.798	1648.674	1708.330					

INPUT PARAMETERS

LAM= 0 IMEAN= 1 RSA= 0 MQ=12
P= 0 BP= 0 Q= 1 BQ= 1
D= 1 BD= 1 NOADMISS= 1 RMOD= 0.500
M=36 QMAX=50 BIAS= 1 SMTR= 0
THTR= -0.400

TRANSFORMATION: Z -> LOG Z

TRANSFORMED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	6.952	6.922	6.920	6.945	6.914	6.904	6.918	6.923	6.925	6.943	6.979	6.990
2002	6.988	6.976	6.988	6.991	6.978	6.954	6.950	6.974	6.972	7.001	7.005	7.039
2003	7.039	7.026	7.030	7.038	7.029	7.023	7.013	7.030	7.049	7.071	7.079	7.085
2004	7.085	7.075	7.091	7.099	7.079	7.079	7.079	7.079	7.077	7.100	7.120	7.143
2005	7.102	7.119	7.124	7.146	7.113	7.105	7.102	7.123	7.126	7.117	7.148	7.162

2006	7.136	7.166	7.171	7.168	7.131	7.144	7.136	7.145	7.165	7.192	7.231	7.220
2007	7.218	7.214	7.228	7.229	7.229	7.218	7.233	7.225	7.231	7.248	7.243	7.274
2008	7.216	7.244	7.245	7.258	7.265	7.203	7.198	7.221	7.246	7.220	7.231	7.262
2009	7.230	7.223	7.259	7.268	7.256	7.241	7.263	7.241	7.257	7.266	7.284	7.295
2010	7.252	7.277	7.277	7.270	7.257	7.227	7.213	7.225	7.236	7.249	7.291	7.250
2011	7.273	7.289	7.298	7.305	7.307	7.278	7.256	7.254	7.270	7.258	7.300	7.282
2012	7.302	7.309	7.301	7.312	7.301	7.285	7.264	7.289	7.312	7.314	7.316	7.334
2013	7.297	7.331	7.354	7.345	7.342	7.311	7.317	7.318	7.311	7.317	7.351	7.344
2014	7.332	7.352	7.361	7.348	7.340	7.329	7.355	7.353	7.356	7.363	7.399	7.399
2015	7.377	7.380	7.394	7.394	7.380	7.354	7.376	7.388	7.388	7.408	7.400	7.421
2016	7.413	7.410	7.428	7.432	7.432	7.397	7.404	7.411	7.397	7.413	7.428	7.439
2017	7.431	7.423	7.430	7.466	7.424	7.402	7.407	7.410	7.415	7.415	7.428	7.441
2018	7.430	7.437	7.474	7.459	7.452	7.408	7.443					

NONSEASONAL DIFFERENCING D= 1
SEASONAL DIFFERENCING BD= 1

DIFFERENCED SERIES
X 10.0D-1

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2002		0.180	0.146	-0.233	0.182	-0.128	-0.184	0.193	-0.047	0.112	-0.323	0.231
2003	0.021	-0.017	-0.073	0.054	0.033	0.178	-0.053	-0.074	0.213	-0.076	0.045	-0.278
2004	0.007	0.028	0.114	-0.004	-0.099	0.050	0.096	-0.168	-0.206	0.016	0.116	0.164
2005	-0.410	0.276	-0.120	0.151	-0.136	-0.078	-0.021	0.207	0.048	-0.334	0.113	-0.083
2006	0.153	0.127	0.003	-0.253	-0.041	0.219	-0.067	-0.115	0.169	0.370	0.076	-0.251
2007	0.236	-0.337	0.094	0.037	0.372	-0.248	0.239	-0.173	-0.143	-0.099	-0.434	0.418
2008	-0.560	0.313	-0.132	0.124	0.068	-0.506	-0.200	0.310	0.198	-0.437	0.159	0.000
2009	0.259	-0.352	0.357	-0.043	-0.187	0.472	0.267	-0.456	-0.088	0.351	0.063	-0.195
2010	-0.111	0.328	-0.363	-0.156	-0.013	-0.155	-0.358	0.345	-0.052	0.038	0.244	-0.517
2011	0.658	-0.089	0.081	0.140	0.148	0.021	-0.083	-0.139	0.045	-0.248	0.003	0.221
2012	-0.027	-0.093	-0.157	0.033	-0.127	0.126	0.006	0.276	0.071	0.137	-0.399	0.367
2013	-0.572	0.268	0.307	-0.201	0.081	-0.147	0.274	-0.244	-0.304	0.050	0.315	-0.255
2014	0.254	-0.141	-0.143	-0.029	-0.048	0.184	0.206	-0.029	0.108	-0.001	0.024	0.073
2015	-0.103	-0.167	0.049	0.119	-0.056	-0.145	-0.038	0.137	-0.036	0.139	-0.449	0.215
2016	0.140	-0.056	0.040	0.047	0.127	-0.082	-0.155	-0.056	-0.136	-0.041	0.233	-0.104
2017	0.002	-0.047	-0.111	0.321	-0.413	0.118	-0.017	-0.030	0.185	-0.155	-0.022	0.016
2018	-0.025	0.144	0.298	-0.512	0.354	-0.218	0.302					

SERIES HAS BEEN MEAN CORRECTED

DIFFERENCED AND CENTERED SERIES
X 10.0D-1

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2002		0.180	0.146	-0.233	0.182	-0.128	-0.184	0.193	-0.047	0.112	-0.323	0.230
2003	0.021	-0.017	-0.073	0.054	0.033	0.178	-0.053	-0.074	0.213	-0.076	0.045	-0.278
2004	0.007	0.028	0.114	-0.004	-0.099	0.050	0.096	-0.168	-0.206	0.016	0.116	0.164
2005	-0.410	0.276	-0.120	0.151	-0.136	-0.078	-0.021	0.207	0.048	-0.334	0.113	-0.083
2006	0.153	0.127	0.003	-0.253	-0.041	0.219	-0.067	-0.115	0.169	0.370	0.076	-0.251
2007	0.236	-0.337	0.094	0.037	0.372	-0.248	0.239	-0.173	-0.143	-0.099	-0.434	0.418
2008	-0.560	0.313	-0.132	0.124	0.068	-0.506	-0.200	0.310	0.198	-0.437	0.159	0.000
2009	0.259	-0.352	0.357	-0.043	-0.187	0.472	0.267	-0.456	-0.088	0.351	0.063	-0.196
2010	-0.112	0.328	-0.363	-0.156	-0.013	-0.155	-0.358	0.345	-0.052	0.038	0.244	-0.517
2011	0.658	-0.089	0.081	0.140	0.148	0.020	-0.083	-0.139	0.045	-0.248	0.003	0.221
2012	-0.027	-0.093	-0.157	0.033	-0.127	0.126	0.006	0.276	0.071	0.137	-0.399	0.367
2013	-0.572	0.268	0.307	-0.201	0.081	-0.147	0.274	-0.244	-0.304	0.050	0.315	-0.255
2014	0.254	-0.141	-0.143	-0.029	-0.048	0.184	0.206	-0.029	0.108	-0.001	0.024	0.072
2015	-0.103	-0.167	0.049	0.119	-0.056	-0.145	-0.038	0.137	-0.036	0.139	-0.449	0.215
2016	0.140	-0.056	0.040	0.047	0.127	-0.082	-0.155	-0.056	-0.136	-0.041	0.233	-0.104
2017	0.002	-0.047	-0.111	0.321	-0.413	0.118	-0.017	-0.030	0.185	-0.155	-0.022	0.016
2018	-0.025	0.144	0.298	-0.512	0.354	-0.218	0.302					

MEAN OF DIFFERENCED SERIES 0.2116D-05

VARIANCE OF Z SERIES = 0.2175D-01

VARIANCE OF DIFFERENCED SERIES = 0.4675D-03

AUTOCORRELATIONS OF STATIONARY SERIES

```

-0.4261 0.0223 -0.0348 0.0582 0.0086 -0.1192 0.0796 0.0030 0.0146 -0.0504 0.1878 -0.4257
SE 0.0711 0.0830 0.0830 0.0831 0.0833 0.0833 0.0841 0.0845 0.0845 0.0845 0.0847 0.0868

0.1659 -0.0727 0.0999 0.0011 -0.0786 0.0740 0.0261 -0.0593 -0.0518 0.0532 0.1146 -0.0933
SE 0.0967 0.0982 0.0984 0.0989 0.0989 0.0993 0.0995 0.0996 0.0998 0.0999 0.1000 0.1007

-0.0339 0.1567 -0.1001 -0.0674 0.0059 0.1333 -0.0713 -0.0197 0.0280 0.0236 -0.1596 0.0734
SE 0.1011 0.1012 0.1024 0.1029 0.1031 0.1031 0.1040 0.1042 0.1043 0.1043 0.1043 0.1055

```

PARTIAL AUTOCORRELATIONS

```

-0.4261 -0.1946 -0.1350 -0.0156 0.0351 -0.1153 -0.0293 0.0088 0.0278 -0.0204 0.2073 -0.3635
SE 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711

-0.2164 -0.2165 -0.0643 0.0720 0.0175 -0.0842 0.0366 -0.0431 -0.0722 -0.0321 0.2712 -0.1636
SE 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711

-0.1848 -0.0196 -0.0303 -0.0536 -0.0379 0.0673 0.0681 -0.0137 -0.0670 -0.0425 -0.0200 -0.1291
SE 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711 0.0711

```

MODEL FITTED

```

NONSEASONAL P= 0 D= 1 Q= 1
SEASONAL BP= 0 BD= 1 BQ= 1
PERIODICITY MQ= 12

```

MEAN = 0.211554E-05

SE = *****

ARIMA PARAMETERS

```

TH = -0.5558
SE = *****
BTH = -0.8154
SE = *****

```

RESIDUALS

X 10.0D-1

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	0.156	-0.173	-0.199	0.051	-0.106	-0.024	0.114	0.015	-0.038	0.013	0.166	0.068
2002	0.084	0.015	0.070	-0.063	0.038	-0.079	-0.124	0.085	-0.038	0.119	-0.127	0.140
2003	0.137	0.033	-0.004	-0.032	0.074	0.138	-0.042	0.028	0.159	0.127	-0.042	-0.129
2004	-0.017	-0.017	0.086	0.020	-0.013	0.122	0.068	-0.088	-0.138	-0.029	0.008	0.082
2005	-0.319	0.092	0.010	0.134	-0.082	-0.018	-0.031	0.088	0.024	-0.281	-0.024	-0.033
2006	-0.163	0.257	0.111	-0.086	-0.216	0.121	-0.016	-0.039	0.128	0.201	0.295	-0.104
2007	0.061	-0.020	0.057	-0.052	0.206	0.064	0.206	-0.083	-0.068	-0.031	-0.302	0.032

2008	-0.446	0.021	-0.065	0.020	0.270	-0.398	-0.281	-0.008	0.176	-0.334	-0.258	0.020
2009	-0.109	-0.193	0.187	0.107	0.084	0.072	0.258	-0.191	-0.047	-0.027	-0.011	-0.069
2010	-0.247	0.082	-0.077	-0.197	-0.102	-0.191	-0.286	-0.087	-0.053	0.008	0.252	-0.428
2011	0.249	0.229	0.108	0.075	0.195	0.019	-0.219	-0.202	-0.071	-0.257	0.062	-0.208
2012	0.255	0.122	-0.105	-0.013	-0.009	0.048	-0.155	0.125	0.174	0.056	-0.202	0.058
2013	-0.239	0.119	0.233	-0.035	0.059	-0.071	0.086	-0.024	-0.232	-0.112	0.063	-0.082
2014	-0.012	0.058	0.025	-0.150	-0.067	0.062	0.343	0.103	-0.013	0.006	0.130	0.049
2015	-0.049	-0.141	-0.035	-0.034	-0.061	-0.098	0.159	0.153	-0.009	0.145	-0.265	0.049
2016	0.105	-0.091	0.025	0.049	0.120	-0.067	-0.018	-0.014	-0.220	-0.042	-0.072	0.016
2017	0.074	-0.128	-0.121	0.282	-0.181	-0.092	-0.053	-0.063	-0.023	-0.102	-0.118	-0.004
2018	0.026	0.021	0.269	-0.078	0.035	-0.191	0.194					

STUDENTIZED RESIDUAL OF -3.0273 AT T= 85 (1 2008)

TEST-STATISTICS ON RESIDUALS

MEAN= -0.8317D-03
ST.DEV.= 0.9735D-03
OF MEAN
T-VALUE= -0.8543

NORMALITY TEST= 3.998 (CHI-SQUARED(2))
SKEWNESS= -0.3046 (SE = 0.1686)
KURTOSIS= 3.2893 (SE = 0.3373)

SUM OF SQUARES= 0.4234D-01

DURBIN-WATSON= 2.0134

STANDARD DEVI.= 0.1474D-01
OF RESID.

VARIANCE= 0.2171D-03
OF RESID.

AUTOCORRELATIONS OF RESIDUAL

-0.0183 -0.0102 0.0401 0.0559 -0.0289 -0.1469 0.0243 0.0011 0.0108 -0.0453 0.0048 -0.0569
SE 0.0688 0.0689 0.0689 0.0690 0.0692 0.0693 0.0707 0.0708 0.0708 0.0708 0.0709 0.0709

-0.0545 -0.0267 0.0618 -0.0105 -0.0330 0.0762 -0.0020 -0.0668 0.0075 0.0672 0.0932 -0.0528
SE 0.0711 0.0713 0.0714 0.0716 0.0716 0.0717 0.0721 0.0721 0.0724 0.0724 0.0727 0.0732

0.0032 0.0850 -0.1001 -0.1072 0.0553 0.1674 -0.0990 -0.0142 0.0562 -0.0240 -0.1140 -0.0164
SE 0.0734 0.0734 0.0739 0.0745 0.0752 0.0754 0.0772 0.0778 0.0778 0.0780 0.0780 0.0788

THE LJUNG-BOX Q VALUE IS 14.73 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARED (21)

THE PIERCE QS VALUE IS 1.32 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARED (2)

PARTIAL AUTOCORRELATIONS

-0.0183 -0.0106 0.0398 0.0573 -0.0261 -0.1494 0.0134 -0.0002 0.0276 -0.0315 -0.0077 -0.0821
SE 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688

-0.0519 -0.0250 0.0737 -0.0076 -0.0301 0.0478 -0.0197 -0.0699 0.0265 0.0571 0.1005 -0.0370
SE 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688

-0.0200 0.0475 -0.0986 -0.0806 0.0837 0.1727 -0.0797 -0.0180 -0.0016 -0.0534 -0.0693 0.0459
SE 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688 0.0688

APPROXIMATE TEST OF RUNS ON AUTOCORRELATION FUNCTION

NUM.DATA= 36
 NUM.(+)= 18
 NUM.(-)= 18
 T-VALUE= 0.00

APPROXIMATE TEST OF RUNS ON RESIDUALS

NUM.DATA= 211
 NUM.(+)= 106
 NUM.(-)= 105
 T-VALUE= -0.759

AUTOCORRELATIONS OF SQUARED RESIDUAL

	0.1342	0.0127	-0.0524	0.1107	0.2022	0.1434	0.0048	0.0826	0.0733	0.0815	0.0079	0.0501
SE	0.0688	0.0701	0.0701	0.0703	0.0711	0.0738	0.0751	0.0751	0.0755	0.0758	0.0763	0.0763
	0.1251	0.0509	-0.0103	-0.0031	-0.0514	0.0835	0.0602	0.0689	0.0417	-0.0141	-0.0028	0.0613
SE	0.0764	0.0774	0.0775	0.0775	0.0775	0.0777	0.0781	0.0783	0.0786	0.0787	0.0788	0.0788
	0.1072	0.0835	0.0501	-0.0073	0.0673	0.1558	0.0451	0.0932	0.0750	-0.0075	0.0606	0.1221
SE	0.0790	0.0797	0.0801	0.0802	0.0802	0.0805	0.0819	0.0820	0.0825	0.0829	0.0829	0.0831

THE LJUNG-BOX Q VALUE IS 33.03 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARED (21)
 THE PIERCE QS VALUE IS 1.39 AND IF RESIDUALS ARE RANDOM IT SHOULD BE DISTRIBUTED AS CHI-SQUARED (2)

BACKWARD RESIDUALS
 X 10.0D-1

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	0.345	0.047	-0.142	0.100	-0.116	-0.131	0.045	-0.025	-0.148	-0.190	0.008	-0.039
2002	0.173	0.006	0.055	0.021	0.077	-0.050	-0.151	0.023	-0.189	0.002	-0.279	-0.059
2003	0.239	0.017	-0.077	-0.116	-0.089	0.000	-0.191	-0.145	-0.074	0.119	-0.035	-0.132
2004	0.201	-0.084	-0.031	-0.038	-0.140	0.057	0.080	0.017	-0.192	-0.002	-0.051	0.185
2005	-0.034	0.001	-0.115	0.149	-0.120	-0.009	-0.088	0.143	0.089	-0.155	-0.089	-0.005
2006	-0.120	0.142	0.118	0.091	-0.403	0.011	-0.216	-0.273	-0.324	-0.153	0.126	-0.138
2007	0.135	-0.061	-0.071	-0.194	-0.225	-0.047	0.153	0.036	-0.048	0.222	-0.068	0.354
2008	-0.128	0.087	-0.090	0.031	0.360	-0.032	-0.207	0.017	0.332	0.011	-0.202	0.221
2009	0.029	-0.336	-0.118	-0.070	-0.165	-0.088	0.248	-0.083	0.025	0.101	0.048	0.372
2010	-0.028	0.196	0.149	0.097	0.097	0.089	-0.132	-0.125	-0.128	-0.076	0.238	-0.362
2011	-0.056	0.006	-0.060	-0.007	0.216	0.330	0.053	-0.073	0.088	-0.202	0.104	-0.295
2012	0.141	0.179	-0.112	-0.005	-0.008	0.190	-0.309	-0.153	0.149	0.129	-0.076	0.081
2013	-0.293	-0.028	0.095	-0.033	0.120	0.143	0.063	0.070	-0.026	-0.106	0.126	-0.070
2014	-0.105	0.115	0.068	-0.192	-0.231	-0.100	0.037	-0.051	-0.038	-0.144	0.184	0.126
2015	0.025	0.048	0.026	-0.076	-0.121	-0.151	-0.089	-0.003	-0.020	0.178	-0.128	-0.005
2016	0.052	-0.027	-0.035	-0.111	0.102	0.085	0.034	0.130	-0.086	0.017	-0.003	0.039
2017	0.149	0.016	-0.199	0.292	-0.018	0.107	0.008	0.032	0.074	0.003	-0.084	-0.062
2018	-0.069	-0.116	0.169	-0.029	0.063	-0.196	0.088					

SECOND PART:
 DERIVATION OF THE MODELS FOR THE COMPONENTS

SERIES TITLE: evtramo

MODEL PARAMETERS
 (0,1,1)(0,1,1)

PARAMETER VALUES PASSED FROM ARIMA ESTIMATION (TRUE SIGNS)

THETA PARAMETERS

1.00 -0.56

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 -0.82

PHI PARAMETERS

1.00

BPHI PARAMETERS

1.00

NUMERATOR OF THE MODEL

1.0000 -0.5558 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000 0.0000
-0.8154 0.4532

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 COMP.

1.0000

NON-STATIONARY AUTOREGRESSIVE TRANSITORY COMP.

1.0000

AUTOREGRESSIVE TRANSITORY COMP.

1.0000

STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONAL COMPONENT

1.0000

NON-STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONAL COMPONENT

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

AUTOREGRESSIVE SEASONAL COMPONENT

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

STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONALLY ADJUSTED COMPONENT

1.0000

NON-STATIONARY AUTOREGRESSIVE SEASONALLY ADJUSTED COMPONENT

1.0000 -2.0000 1.0000

AUTOREGRESSIVE SEASONALLY ADJUSTED COMPONENT

1.0000 -2.0000 1.0000

TOTAL DENOMINATOR

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

MA ROOTS OF TREND-CYCLE

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
		(DEG.)		
0.983	0.000	0.983	0.000	-
-1.000	0.000	1.000	180.000	2.0

TOTAL SQUARED ERROR= 0.3336055D-32

MA ROOTS OF SEAS.

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
		(DEG.)		
0.654	0.661	0.930	45.299	7.947
-0.697	0.697	0.986	135.018	2.666
0.246	0.924	0.957	75.106	4.793
-0.253	0.940	0.974	105.042	3.427
0.869	0.000	0.869	0.000	-
-0.966	0.259	1.000	165.005	2.182

TOTAL SQUARED ERROR= 0.5039808D-25

MA ROOTS OF SEASONALLY ADJUSTED SERIES

REAL PART	IMAGINARY PART	MODULUS	ARGUMENT	PERIOD
		(DEG.)		
0.557	0.000	0.557	0.000	-
0.983	0.000	0.983	0.000	-

TOTAL SQUARED ERROR= 0.8997945D-30

MODELS FOR THE COMPONENTS

TREND-CYCLE NUMERATOR

1.0000 0.0169 -0.9831

TREND-CYCLE DENOMINATOR

1.0000 -2.0000 1.0000

INNOV. VAR. (*) 0.04109

SEAS. NUMERATOR

1.0000 1.1633 1.0554 0.8629 0.6077 0.3506 0.1114 -0.0949 -0.2473 -0.3732 -0.4425 -0.6334

SEAS. DENOMINATOR

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

INNOV. VAR. (*) 0.00787

IRREGULAR

VAR. 0.49857

SEASONALLY ADJUSTED NUMERATOR

1.0000 -1.5401 0.5476

SEASONALLY ADJUSTED DENOMINATOR

1.0000 -2.0000 1.0000

INNOV. VAR. (*) 0.83670

(*) IN UNITS OF VAR(A)

MOVING AVERAGE REPRESENTATION OF ESTIMATORS (NONSTATIONARY)

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 $a(t\text{-lag})$ on the estimator of the trend for period t . Similarly for the other components.

LAG	PSIEP	PSIES	PSIEC	PSIEA	PSIUE	PSIEP + PSIES + PSIUE
-24	-0.0143	0.0893	0.0000	-0.0893	-0.0750	0.0000
-23	-0.0157	0.0156	0.0000	-0.0156	0.0001	0.0000
-22	-0.0110	0.0108	0.0000	-0.0108	0.0002	0.0000
-21	-0.0062	0.0059	0.0000	-0.0059	0.0004	0.0000
-20	-0.0015	0.0009	0.0000	-0.0009	0.0007	0.0000
-19	0.0030	-0.0042	0.0000	0.0042	0.0012	0.0000
-18	0.0072	-0.0094	0.0000	0.0094	0.0022	0.0000
-17	0.0108	-0.0147	0.0000	0.0147	0.0039	0.0000
-16	0.0130	-0.0200	0.0000	0.0200	0.0070	0.0000
-15	0.0129	-0.0255	0.0000	0.0255	0.0126	0.0000
-14	0.0084	-0.0311	0.0000	0.0311	0.0226	0.0000
-13	-0.0039	-0.0368	0.0000	0.0368	0.0407	0.0000
-12	-0.0171	0.1095	0.0000	-0.1095	-0.0924	0.0000
-11	-0.0185	0.0191	0.0000	-0.0191	-0.0006	0.0000
-10	-0.0121	0.0132	0.0000	-0.0132	-0.0011	0.0000
-9	-0.0052	0.0072	0.0000	-0.0072	-0.0020	0.0000
-8	0.0025	0.0011	0.0000	-0.0011	-0.0036	0.0000
-7	0.0117	-0.0051	0.0000	0.0051	-0.0065	0.0000
-6	0.0232	-0.0114	0.0000	0.0114	-0.0117	0.0000
-5	0.0389	-0.0178	0.0000	0.0178	-0.0211	0.0000
-4	0.0623	-0.0242	0.0000	0.0242	-0.0380	0.0000
-3	0.0991	-0.0307	0.0000	0.0307	-0.0684	0.0000
-2	0.1601	-0.0370	0.0000	0.0370	-0.1231	0.0000
-1	0.2647	-0.0432	0.0000	0.0432	-0.2215	0.0000
0	0.3748	0.1267	0.0000	0.8733	0.4986	1.0000
1	0.4220	0.0222	0.0000	0.4220	0.0000	0.4442
2	0.4288	0.0154	0.0000	0.4288	0.0000	0.4442
3	0.4357	0.0085	0.0000	0.4357	0.0000	0.4442
4	0.4425	0.0017	0.0000	0.4425	0.0000	0.4442
5	0.4493	-0.0051	0.0000	0.4493	0.0000	0.4442
6	0.4562	-0.0120	0.0000	0.4562	0.0000	0.4442
7	0.4630	-0.0188	0.0000	0.4630	0.0000	0.4442
8	0.4698	-0.0256	0.0000	0.4698	0.0000	0.4442
9	0.4767	-0.0325	0.0000	0.4767	0.0000	0.4442
10	0.4835	-0.0393	0.0000	0.4835	0.0000	0.4442
11	0.4903	-0.0461	0.0000	0.4903	0.0000	0.4442
12	0.4972	0.1316	0.0000	0.4972	0.0000	0.6288
13	0.5040	0.0222	0.0000	0.5040	0.0000	0.5262
14	0.5108	0.0154	0.0000	0.5108	0.0000	0.5262
15	0.5177	0.0085	0.0000	0.5177	0.0000	0.5262
16	0.5245	0.0017	0.0000	0.5245	0.0000	0.5262
17	0.5313	-0.0051	0.0000	0.5313	0.0000	0.5262
18	0.5382	-0.0120	0.0000	0.5382	0.0000	0.5262
19	0.5450	-0.0188	0.0000	0.5450	0.0000	0.5262
20	0.5518	-0.0256	0.0000	0.5518	0.0000	0.5262
21	0.5587	-0.0325	0.0000	0.5587	0.0000	0.5262
22	0.5655	-0.0393	0.0000	0.5655	0.0000	0.5262
23	0.5723	-0.0461	0.0000	0.5723	0.0000	0.5262
24	0.5792	0.1316	0.0000	0.5792	0.0000	0.7108

WIENER-KOLMOGOROV FILTERS (ONE SIDE)

TREND-CYCLE COMPONENT

0.2086 0.1640 0.0947 0.0561 0.0345 0.0223 0.0152 0.0108 0.0075 0.0043 0.0000 -0.0069

-0.0113 -0.0075 -0.0013 0.0021 0.0038 0.0047 0.0049 0.0046 0.0038 0.0022 -0.0007 -0.0060
-0.0095 -0.0062 -0.0011 0.0017 0.0031 0.0038 0.0040 0.0038 0.0031 0.0018 -0.0006 -0.0049
-0.0077 -0.0051 -0.0009 0.0014 0.0025 0.0031 0.0032 0.0031 0.0025 0.0015 -0.0005 -0.0040
-0.0063 -0.0041 -0.0007 0.0011 0.0021 0.0025 0.0026 0.0025 0.0021 0.0012 -0.0004 -0.0033

SA SERIES COMPONENT

0.9147 0.0073 0.0076 0.0078 0.0078 0.0077 0.0076 0.0075 0.0074 0.0073 0.0072 0.0071
-0.0767 0.0069 0.0068 0.0066 0.0065 0.0064 0.0063 0.0062 0.0061 0.0060 0.0059 0.0058
-0.0626 0.0056 0.0055 0.0054 0.0053 0.0052 0.0051 0.0050 0.0050 0.0049 0.0048 0.0047
-0.0510 0.0046 0.0045 0.0044 0.0043 0.0042 0.0042 0.0041 0.0040 0.0040 0.0039 0.0039
-0.0416 0.0037 0.0037 0.0036 0.0035 0.0035 0.0034 0.0033 0.0033 0.0032 0.0032 0.0032

SEASONAL COMPONENT

0.0853 -0.0073 -0.0076 -0.0078 -0.0078 -0.0077 -0.0076 -0.0075 -0.0074 -0.0073 -0.0072 -0.0071
0.0767 -0.0069 -0.0068 -0.0066 -0.0065 -0.0064 -0.0063 -0.0062 -0.0061 -0.0060 -0.0059 -0.0058
0.0626 -0.0056 -0.0055 -0.0054 -0.0053 -0.0052 -0.0051 -0.0050 -0.0050 -0.0049 -0.0048 -0.0047
0.0510 -0.0046 -0.0045 -0.0044 -0.0043 -0.0042 -0.0042 -0.0041 -0.0040 -0.0040 -0.0039 -0.0039
0.0416 -0.0037 -0.0037 -0.0036 -0.0035 -0.0035 -0.0034 -0.0033 -0.0033 -0.0032 -0.0032 -0.0032

IRREGULAR COMPONENT

0.7061 -0.1568 -0.0871 -0.0483 -0.0267 -0.0145 -0.0075 -0.0032 -0.0001 0.0030 0.0073 0.0140
-0.0654 0.0144 0.0080 0.0045 0.0027 0.0017 0.0014 0.0015 0.0023 0.0038 0.0066 0.0119
-0.0531 0.0118 0.0066 0.0037 0.0022 0.0014 0.0011 0.0013 0.0018 0.0031 0.0054 0.0097
-0.0433 0.0097 0.0054 0.0030 0.0018 0.0012 0.0009 0.0010 0.0015 0.0025 0.0044 0.0079
-0.0353 0.0079 0.0044 0.0025 0.0015 0.0009 0.0008 0.0008 0.0012 0.0020 0.0036 0.0064

AUTOCORRELATION FUNCTION OF COMPONENTS (STATIONARY TRANSFORMATION)

LAG	TREND-CYCLE			ADJUSTED		
	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE
1	0.000	0.474	0.460	-0.649	-0.649	-0.637
2	-0.500	-0.235	-0.214	0.149	0.149	0.133
3	0.000	-0.325	-0.201	0.000	0.000	-0.007
4	0.000	-0.180	-0.065	0.000	0.000	0.028
5	0.000	-0.098	-0.176	0.000	0.000	0.055
6	0.000	-0.051	-0.231	0.000	0.000	-0.163
7	0.000	-0.022	-0.058	0.000	0.000	0.132
8	0.000	-0.001	0.100	0.000	0.000	-0.046
9	0.000	0.021	0.087	0.000	0.000	0.043
10	0.000	0.016	0.008	0.000	-0.014	-0.082
11	0.000	-0.047	-0.086	0.000	0.060	0.110
12	0.000	-0.094	-0.179	0.000	-0.092	-0.101

VAR.(*) 0.081 0.009 0.008 3.072 2.788 2.665

(*) IN UNITS OF VAR(A)

AUTOCORRELATION FUNCTION OF COMPONENTS (STATIONARY TRANSFORMATION)

LAG	IRREGULAR			SEASONAL		
	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE	COMPONENT	ESTIMATOR	ESTIMATE
1	0.000	-0.222	-0.244	0.838	0.680	0.734
2	0.000	-0.123	-0.139	0.614	0.300	0.360
3	0.000	-0.068	-0.025	0.371	-0.071	-0.041
4	0.000	-0.038	0.045	0.141	-0.378	-0.417
5	0.000	-0.021	-0.031	-0.052	-0.583	-0.657
6	0.000	-0.011	-0.177	-0.194	-0.662	-0.733
7	0.000	-0.005	0.065	-0.279	-0.609	-0.679
8	0.000	0.000	0.024	-0.307	-0.429	-0.442

9	0.000	0.004	0.031	-0.282	-0.145	-0.081
10	0.000	0.010	-0.031	-0.214	0.207	0.293
11	0.000	0.020	0.043	-0.115	0.575	0.640
12	0.000	-0.093	-0.102	0.000	0.895	0.871
VAR.(*)	0.499	0.352	0.336	0.043	0.003	0.003

(*) IN UNITS OF VAR(A)

For all components it should happen that :

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

SAMPLE CROSS CORRELATION BETWEEN COMPONENTS

	SEASONAL COMPONENT	TREND-CYCLE COMPONENT	IRREGULAR COMPONENT
SA SERIES	0.000	0.000	0.000
SEASONAL COMP.		0.000	0.000
TREND-CYCLE			0.000

CROSSCORRELATION BETWEEN STATIONARY TRANSFORMATION OF ESTIMATORS

	ESTIMATOR	ESTIMATE
TREND/SEASONAL	-0.077	-0.116
SEASONAL/IRREGULAR	0.041	0.092
TREND-CYCLE/IRREGULAR	-0.217	-0.192

PSEUDO-INNOVATIONS IN THE COMPONENTS

PSEUDO INNOVATIONS IN TREND-CYCLE X 10.0D-2

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	-0.08	-0.04	0.04	0.04	-0.05	-0.15	-0.10	-0.06	0.02	0.10	0.11	0.10
2002	0.11	0.12	0.16	0.04	-0.03	0.10	0.08	0.00	0.01	0.03	0.11	0.14
2003	0.09	0.06	-0.02	-0.08	-0.06	-0.01	-0.02	-0.07	0.03	0.04	-0.07	-0.13
2004	-0.20	-0.15	-0.04	0.03	0.06	0.10	0.12	0.08	-0.06	-0.12	-0.08	-0.09
2005	-0.21	-0.29	-0.19	-0.01	0.06	-0.02	-0.04	0.03	0.02	0.02	0.14	0.18
2006	0.12	0.08	0.02	-0.01	-0.09	-0.20	-0.07	0.04	0.07	0.08	-0.09	-0.19
2007	-0.04	0.04	-0.02	-0.01	0.06	0.04	-0.14	-0.11	-0.02	0.05	0.15	0.20
2008	0.31	0.25	0.03	-0.11	-0.13	-0.20	-0.29	-0.09	-0.01	-0.14	-0.09	-0.01
2009	0.14	0.26	0.26	0.27	0.27	0.18	0.20	0.21	0.10	0.05	0.01	0.06
2010	-0.04	-0.21	-0.21	-0.22	-0.26	-0.12	0.07	0.03	0.07	0.25	0.16	-0.03
2011	0.06	0.28	0.18	-0.03	0.00	0.02	0.16	0.19	0.14	0.14	0.05	0.04
2012	-0.09	-0.25	-0.29	-0.22	-0.14	-0.10	-0.13	-0.14	-0.23	-0.42	-0.42	-0.31
2013	-0.18	-0.18	-0.06	0.11	0.05	-0.12	-0.14	-0.06	-0.05	0.07	0.12	-0.01
2014	-0.06	-0.04	0.01	-0.03	-0.08	-0.05	0.04	0.05	-0.06	-0.07	-0.01	0.07
2015	0.02	-0.10	-0.12	-0.07	-0.08	-0.04	-0.05	-0.04	0.01	-0.07	-0.20	-0.21
2016	-0.13	-0.12	-0.16	-0.10	-0.03	0.01	-0.09	-0.23	-0.16	-0.11	-0.10	-0.08
2017	-0.04	0.07	0.07	0.06	0.04	0.02	-0.04	-0.12	-0.18	-0.19	-0.09	-0.03
2018	-0.08	-0.09	0.02	0.04	0.10	0.24	0.14					

PSEUDO INNOVATIONS IN SEASONAL
X 10.0D-2

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	-0.01	0.02	-0.01	0.01	-0.02	0.01	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
2002	-0.02	0.03	-0.01	-0.02	-0.03	0.01	0.00	0.01	0.02	0.01	0.01	-0.01
2003	-0.02	0.03	-0.02	-0.05	-0.01	0.02	-0.02	0.01	0.04	0.00	0.02	-0.02
2004	-0.02	0.04	-0.03	-0.04	0.00	0.03	-0.03	0.01	0.05	-0.02	0.02	-0.04
2005	-0.03	0.06	0.00	-0.02	0.00	0.04	-0.03	0.00	0.02	-0.01	0.02	-0.06
2006	-0.06	0.06	0.01	0.00	-0.02	0.03	0.00	0.00	0.03	0.00	0.02	-0.06
2007	-0.05	0.05	0.00	0.00	-0.03	0.02	0.02	0.01	0.03	0.00	0.00	-0.04
2008	-0.02	0.02	-0.01	0.00	-0.03	-0.01	0.00	0.07	0.00	0.04	0.01	-0.01
2009	0.00	0.00	-0.04	-0.01	-0.04	-0.04	0.01	0.09	-0.03	0.03	0.02	0.01
2010	0.00	0.01	-0.04	0.00	-0.05	-0.02	0.03	0.07	-0.02	0.03	-0.01	0.01
2011	-0.02	0.00	-0.07	-0.01	-0.04	0.00	0.05	0.04	0.02	0.03	-0.04	0.01
2012	-0.01	0.02	-0.11	0.00	-0.03	0.02	0.08	0.03	0.02	0.01	-0.03	0.01
2013	-0.03	0.00	-0.08	0.02	-0.03	0.01	0.08	0.03	-0.01	0.01	-0.03	0.02
2014	-0.02	0.00	-0.04	0.00	-0.04	-0.01	0.11	0.01	0.00	0.03	-0.04	0.00
2015	-0.02	-0.01	-0.03	-0.02	-0.04	0.00	0.12	0.00	-0.01	0.02	-0.02	0.01
2016	-0.03	-0.02	-0.02	-0.01	-0.03	0.00	0.10	0.01	0.00	-0.01	-0.02	0.01
2017	-0.01	-0.03	-0.02	0.00	-0.03	0.00	0.06	0.01	0.01	-0.01	-0.01	0.00
2018	0.01	-0.01	-0.01	0.00	-0.02	0.00	0.03					

PSEUDO INNOVATIONS IN SEASONALLY ADJUSTED SERIES
X 10.0D-1

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	0.09	-0.20	0.07	-0.03	0.17	-0.12	-0.07	-0.06	-0.08	0.01	0.08	0.03
2002	0.03	0.06	0.00	0.29	-0.17	-0.01	0.13	0.02	-0.03	0.01	-0.07	0.14
2003	0.06	0.05	0.11	-0.06	-0.04	-0.06	0.06	-0.02	-0.16	0.18	-0.03	0.03
2004	-0.06	-0.18	-0.09	-0.03	0.02	0.00	0.05	0.11	0.12	-0.11	-0.05	-0.01
2005	0.06	-0.16	-0.22	-0.15	0.07	0.08	-0.06	-0.06	0.10	-0.08	-0.04	0.12
2006	0.11	0.05	0.09	-0.03	0.11	-0.06	-0.27	0.08	-0.09	0.14	0.13	-0.09
2007	-0.25	0.11	-0.02	-0.01	-0.07	0.15	0.11	-0.28	0.08	-0.17	0.10	-0.02
2008	0.07	0.28	0.20	-0.02	-0.05	0.00	-0.07	-0.41	0.23	-0.08	-0.10	-0.08
2009	-0.10	0.10	0.14	0.09	0.16	0.19	-0.06	0.23	0.08	0.07	0.02	-0.07
2010	0.24	-0.08	-0.12	-0.07	-0.08	-0.31	-0.01	0.13	-0.15	0.00	0.34	0.02
2011	-0.16	-0.03	0.40	0.01	-0.08	0.05	-0.19	0.29	-0.06	0.20	0.02	0.04
2012	0.16	-0.07	-0.12	-0.22	-0.08	-0.09	0.04	-0.14	0.13	-0.13	-0.25	-0.25
2013	-0.16	0.00	-0.30	0.05	0.12	0.11	-0.19	-0.02	-0.05	-0.14	0.13	0.12
2014	-0.06	-0.01	-0.08	0.12	-0.09	-0.01	-0.15	0.17	-0.02	-0.01	-0.12	0.02
2015	0.10	0.05	-0.12	-0.04	-0.02	-0.09	0.06	-0.11	0.00	0.11	-0.03	-0.13
2016	-0.15	0.01	-0.08	-0.12	-0.06	0.00	0.12	-0.05	-0.24	0.03	-0.14	0.02
2017	-0.13	-0.02	0.08	0.00	0.07	0.00	0.09	-0.04	0.00	-0.16	-0.12	-0.02
2018	0.04	-0.11	-0.09	0.09	-0.11	0.04	0.29					

THIRD PART:
ERROR ANALYSIS

ACF (LAG)	FINAL ESTIMATION ERROR		REVISION IN CONCURRENT ESTIMATOR	
	TREND-CYCLE	ADJUSTED	TREND-CYCLE	ADJUSTED
1	0.781	0.096	0.618	0.151
2	0.434	-0.012	0.377	0.038
3	0.229	-0.095	0.217	-0.055
4	0.109	-0.155	0.108	-0.125
5	0.039	-0.191	0.032	-0.173
6	0.003	-0.203	-0.020	-0.197
7	-0.012	-0.193	-0.052	-0.199
8	-0.011	-0.161	-0.068	-0.176
9	0.000	-0.106	-0.065	-0.130
10	0.017	-0.030	-0.044	-0.059
11	0.033	0.068	0.003	0.037
12	0.040	0.891	0.057	0.818

VAR.(*) 0.116 0.055 0.116 0.054

TOTAL ESTIMATION ERROR (CONCURRENT ESTIMATOR)

ACF (LAG)	TREND-CYCLE	ADJUSTED
1	0.700	0.123
2	0.405	0.013
3	0.223	-0.075
4	0.108	-0.140
5	0.036	-0.182
6	-0.009	-0.200
7	-0.032	-0.196
8	-0.039	-0.168
9	-0.033	-0.118
10	-0.013	-0.044
11	0.018	0.053
12	0.049	0.854

VAR.(*) 0.232 0.108

(*) IN UNITS OF VAR(A)

VARIANCE OF THE REVISION ERROR (*)

ADDITIONAL	TREND-CYCLE	ADJUSTED PERIODS
0	0.1160	0.5380E-01
12	0.3612E-02	0.3597E-01
24	0.2399E-02	0.2391E-01
36	0.1595E-02	0.1590E-01
48	0.1060E-02	0.1057E-01
60	0.7050E-03	0.7028E-02

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

AFTER 1 YEAR	82.36	18.23
AFTER 2 YEAR	85.62	33.33
AFTER 3 YEAR	88.28	45.64
AFTER 4 YEAR	90.44	55.67
AFTER 5 YEAR	92.20	63.86

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

PERIODS AHEAD	VARIANCE (*)
0	0.5380E-01
1	0.6984E-01
2	0.7033E-01
3	0.7057E-01
4	0.7064E-01
5	0.7065E-01
6	0.7067E-01

7 0.7082E-01
 8 0.7117E-01
 9 0.7183E-01
 10 0.7288E-01
 11 0.7442E-01
 12 0.7655E-01

AVERAGE PERCENTAGE REDUCTION IN RMSE FROM CONCURRENT ADJUSTMENT 12.21

(*) IN UNITS OF VAR(A)

DECOMPOSITION OF THE SERIES: RECENT ESTIMATES

PERIOD	SERIES	TREND-CYCLE		ADJUSTED			
		ESTIMATE TOTAL	STANDARD ERROR OF REVISION	ESTIMATE TOTAL	STANDARD ERROR OF REVISION		
-24	7.404	7.420	0.5071E-02	0.7217E-03	7.421	0.4127E-02	0.2279E-02
-23	7.411	7.419	0.5075E-02	0.7519E-03	7.424	0.4332E-02	0.2631E-02
-22	7.397	7.418	0.5080E-02	0.7867E-03	7.409	0.4338E-02	0.2641E-02
-21	7.413	7.419	0.5083E-02	0.8032E-03	7.419	0.4341E-02	0.2646E-02
-20	7.428	7.420	0.5084E-02	0.8084E-03	7.418	0.4342E-02	0.2648E-02
-19	7.439	7.422	0.5084E-02	0.8087E-03	7.423	0.4342E-02	0.2648E-02
-18	7.431	7.423	0.5084E-02	0.8099E-03	7.430	0.4342E-02	0.2648E-02
-17	7.423	7.423	0.5085E-02	0.8169E-03	7.418	0.4344E-02	0.2652E-02
-16	7.430	7.424	0.5087E-02	0.8322E-03	7.412	0.4350E-02	0.2661E-02
-15	7.466	7.426	0.5091E-02	0.8540E-03	7.447	0.4360E-02	0.2677E-02
-14	7.424	7.426	0.5095E-02	0.8750E-03	7.420	0.4376E-02	0.2703E-02
-13	7.402	7.425	0.5096E-02	0.8837E-03	7.426	0.4400E-02	0.2742E-02
-12	7.407	7.425	0.5096E-02	0.8856E-03	7.423	0.4433E-02	0.2795E-02
-11	7.410	7.425	0.5103E-02	0.9209E-03	7.424	0.4717E-02	0.3227E-02
-10	7.415	7.425	0.5110E-02	0.9604E-03	7.427	0.4726E-02	0.3239E-02
-9	7.415	7.425	0.5113E-02	0.9768E-03	7.422	0.4730E-02	0.3245E-02
-8	7.428	7.426	0.5114E-02	0.9798E-03	7.419	0.4731E-02	0.3247E-02
-7	7.441	7.428	0.5114E-02	0.9805E-03	7.426	0.4731E-02	0.3247E-02
-6	7.430	7.432	0.5117E-02	0.9954E-03	7.430	0.4732E-02	0.3248E-02
-5	7.437	7.436	0.5128E-02	0.1052E-02	7.433	0.4735E-02	0.3252E-02
-4	7.474	7.440	0.5160E-02	0.1199E-02	7.456	0.4742E-02	0.3263E-02
-3	7.459	7.443	0.5241E-02	0.1509E-02	7.439	0.4755E-02	0.3282E-02
-2	7.452	7.444	0.5440E-02	0.2100E-02	7.448	0.4777E-02	0.3313E-02
-1	7.408	7.446	0.5930E-02	0.3159E-02	7.432	0.4808E-02	0.3358E-02
0	7.443	7.449	0.7098E-02	0.5019E-02	7.459	0.4850E-02	0.3418E-02

STANDARD ERROR OF FINAL ESTIMATOR 0.5019E-02 0.3441E-02

PERIOD	SEASONAL		
	ESTIMATE TOTAL	STANDARD ERROR OF REVISION	
-24	-0.1645E-01	0.4127E-02	0.2279E-02
-23	-0.1358E-01	0.4332E-02	0.2631E-02
-22	-0.1218E-01	0.4338E-02	0.2641E-02
-21	-0.5927E-02	0.4341E-02	0.2646E-02
-20	0.9836E-02	0.4342E-02	0.2648E-02
-19	0.1519E-01	0.4342E-02	0.2648E-02
-18	0.2560E-03	0.4342E-02	0.2648E-02
-17	0.4973E-02	0.4344E-02	0.2652E-02
-16	0.1759E-01	0.4350E-02	0.2661E-02
-15	0.1970E-01	0.4360E-02	0.2677E-02
-14	0.4660E-02	0.4376E-02	0.2703E-02
-13	-0.2407E-01	0.4400E-02	0.2742E-02

-12	-0.1604E-01	0.4433E-02	0.2795E-02
-11	-0.1353E-01	0.4717E-02	0.3227E-02
-10	-0.1225E-01	0.4726E-02	0.3239E-02
-9	-0.6130E-02	0.4730E-02	0.3245E-02
-8	0.9453E-02	0.4731E-02	0.3247E-02
-7	0.1501E-01	0.4731E-02	0.3247E-02
-6	0.2188E-03	0.4732E-02	0.3248E-02
-5	0.4830E-02	0.4735E-02	0.3252E-02
-4	0.1803E-01	0.4742E-02	0.3263E-02
-3	0.1989E-01	0.4755E-02	0.3282E-02
-2	0.4745E-02	0.4777E-02	0.3313E-02
-1	-0.2447E-01	0.4808E-02	0.3358E-02
0	-0.1572E-01	0.4850E-02	0.3418E-02

STANDARD ERROR OF FINAL ESTIMATOR 0.3441E-02

DECOMPOSITION OF THE SERIES: FORECAST

PERIOD	SERIES		TREND-CYCLE			ADJUSTED		
	FORECAST	S.E.	FORECAST TOTAL	STANDARD ERROR OF REVISION		FORECAST TOTAL	STANDARD ERROR OF REVISION	
1	7.439	0.1474E-01	7.452	0.8993E-02	0.7463E-02	7.452	0.1375E-01	0.1332E-01
2	7.442	0.1612E-01	7.454	0.1093E-01	0.9714E-02	7.454	0.1509E-01	0.1470E-01
3	7.450	0.1740E-01	7.456	0.1263E-01	0.1159E-01	7.456	0.1636E-01	0.1600E-01
4	7.468	0.1859E-01	7.458	0.1417E-01	0.1325E-01	7.458	0.1758E-01	0.1724E-01
5	7.475	0.1971E-01	7.460	0.1560E-01	0.1477E-01	7.460	0.1875E-01	0.1843E-01
6	7.462	0.2077E-01	7.462	0.1694E-01	0.1618E-01	7.462	0.1988E-01	0.1958E-01
7	7.469	0.2178E-01	7.464	0.1823E-01	0.1752E-01	7.464	0.2099E-01	0.2070E-01
8	7.485	0.2274E-01	7.466	0.1946E-01	0.1880E-01	7.466	0.2207E-01	0.2180E-01
9	7.488	0.2366E-01	7.468	0.2066E-01	0.2004E-01	7.468	0.2313E-01	0.2287E-01
10	7.475	0.2455E-01	7.470	0.2182E-01	0.2123E-01	7.470	0.2417E-01	0.2393E-01
11	7.448	0.2541E-01	7.473	0.2295E-01	0.2240E-01	7.473	0.2520E-01	0.2496E-01
12	7.459	0.2624E-01	7.475	0.2406E-01	0.2353E-01	7.475	0.2622E-01	0.2599E-01
13	7.463	0.2783E-01	7.477	0.2515E-01	0.2465E-01	7.477	0.2722E-01	0.2700E-01
14	7.466	0.2889E-01	7.479	0.2623E-01	0.2574E-01	7.479	0.2822E-01	0.2801E-01
15	7.474	0.2991E-01	7.481	0.2729E-01	0.2682E-01	7.481	0.2920E-01	0.2900E-01
16	7.492	0.3090E-01	7.483	0.2833E-01	0.2788E-01	7.483	0.3018E-01	0.2999E-01
17	7.500	0.3186E-01	7.485	0.2937E-01	0.2894E-01	7.485	0.3116E-01	0.3097E-01
18	7.487	0.3279E-01	7.487	0.3039E-01	0.2998E-01	7.487	0.3213E-01	0.3194E-01
19	7.494	0.3369E-01	7.489	0.3141E-01	0.3101E-01	7.489	0.3309E-01	0.3291E-01
20	7.509	0.3457E-01	7.491	0.3242E-01	0.3203E-01	7.491	0.3405E-01	0.3388E-01
21	7.513	0.3543E-01	7.493	0.3343E-01	0.3305E-01	7.493	0.3501E-01	0.3484E-01
22	7.500	0.3627E-01	7.495	0.3442E-01	0.3406E-01	7.495	0.3596E-01	0.3580E-01
23	7.472	0.3709E-01	7.497	0.3542E-01	0.3506E-01	7.497	0.3692E-01	0.3675E-01
24	7.483	0.3789E-01	7.499	0.3641E-01	0.3606E-01	7.499	0.3787E-01	0.3771E-01

PERIOD	SEASONAL		
	FORECAST TOTAL	STANDARD ERROR OF REVISION	
1	-0.1349E-01	0.5197E-02	0.3894E-02
2	-0.1220E-01	0.5207E-02	0.3908E-02
3	-0.6161E-02	0.5212E-02	0.3915E-02
4	0.9366E-02	0.5213E-02	0.3917E-02
5	0.1497E-01	0.5213E-02	0.3917E-02
6	0.1829E-03	0.5214E-02	0.3917E-02
7	0.4781E-02	0.5217E-02	0.3921E-02
8	0.1819E-01	0.5224E-02	0.3931E-02
9	0.1985E-01	0.5238E-02	0.3949E-02
10	0.4774E-02	0.5260E-02	0.3978E-02
11	-0.2463E-01	0.5292E-02	0.4020E-02
12	-0.1562E-01	0.5335E-02	0.4077E-02

13	-0.1349E-01	0.5677E-02	0.4515E-02
14	-0.1220E-01	0.5686E-02	0.4527E-02
15	-0.6161E-02	0.5691E-02	0.4533E-02
16	0.9366E-02	0.5692E-02	0.4534E-02
17	0.1497E-01	0.5692E-02	0.4534E-02
18	0.1829E-03	0.5693E-02	0.4535E-02
19	0.4781E-02	0.5695E-02	0.4538E-02
20	0.1819E-01	0.5702E-02	0.4547E-02
21	0.1985E-01	0.5715E-02	0.4563E-02
22	0.4774E-02	0.5735E-02	0.4588E-02
23	-0.2463E-01	0.5764E-02	0.4624E-02
24	-0.1562E-01	0.5804E-02	0.4674E-02

CONFIDENCE INTERVAL AROUND A SEASONAL FACTOR OF 100

	FINAL ESTIMATOR		CONCURRENT ESTIMATOR	
95%				
CONFIDENCE INTERVAL	99.33	100.7	99.05	101.0
70%				
CONFIDENCE INTERVAL	99.64	100.4	99.50	100.5

SAMPLE MEANS

	COMPLETE PERIOD	LAST THREE YEARS
SERIES	7.232	7.422
TREND-CYCLE	7.232	7.422
ADJUSTED	7.232	7.422
SEASONAL	0.9078E-05	0.3000E-04

STANDARD ERROR OF THE RATES OF GROWTH ESTIMATES

(IN POINTS OF NONANNUALIZED PERCENT GROWTH)
(LINEAR APPROXIMATION)

1. PERIOD TO PERIOD RATE OF GROWTH OF THE SERIES (T11)
TREND-CYCLE SEASONALLY ADJ. SERIES

CONCURRENT ESTIMATOR	0.388	0.639
1 - PERIOD REVISION	0.356	0.639
2 - PERIOD REVISION	0.345	0.639
3 - PERIOD REVISION	0.340	0.639
4 - PERIOD REVISION	0.338	0.639
5 - PERIOD REVISION	0.338	0.639
6 - PERIOD REVISION	0.337	0.639
7 - PERIOD REVISION	0.337	0.638
8 - PERIOD REVISION	0.337	0.638
9 - PERIOD REVISION	0.337	0.638
10 - PERIOD REVISION	0.336	0.638
11 - PERIOD REVISION	0.336	0.624
12 - PERIOD REVISION	0.336	0.586
FINAL ESTIMATOR	0.332	0.463

2. RATE OF GROWTH OF A 3 - PERIOD (CENTERED) MOVING AVERAGE (T31)
TREND-CYCLE SEASONALLY ADJ. SERIES

CONCURRENT ESTIMATOR	0.848	1.428
1 - PERIOD REVISION	0.744	0.705

- PERIOD REVISION	0.682	0.704
3 - PERIOD REVISION	0.658	0.704
4 - PERIOD REVISION	0.648	0.703
5 - PERIOD REVISION	0.644	0.702
6 - PERIOD REVISION	0.642	0.702
7 - PERIOD REVISION	0.640	0.701
8 - PERIOD REVISION	0.639	0.701
9 - PERIOD REVISION	0.639	0.700
10 - PERIOD REVISION	0.638	0.684
11 - PERIOD REVISION	0.638	0.680
12 - PERIOD REVISION	0.637	0.676
FINAL ESTIMATOR	0.623	0.509

3. ACCUMULATED RATE OVER THE LAST DECEMBER (ANNUAL GROWTH)

	CONCURRENT ESTIMATOR		FINAL ESTIMATOR	
	TREND-CYCLE	SEASONALLY ADJ. SERIES	TREND-CYCLE	SEASONALLY ADJ. SERIES
JANUARY	4.656	7.668	3.982	5.552
FEBRUARY	3.753	4.058	3.203	2.937
MARCH	2.976	2.819	2.492	2.037
APRIL	2.439	2.176	2.010	1.569
MAY	2.052	1.772	1.670	1.274
JUNE	1.760	1.488	1.418	1.068
JULY	1.531	1.273	1.224	0.911
AUGUST	1.346	1.101	1.071	0.786
SEPTEMBER	1.191	0.956	0.946	0.682
OCTOBER	1.059	0.831	0.845	0.593
NOVEMBER	0.942	0.718	0.761	0.513
DECEMBER	0.845	0.173	0.695	0.161

(CENTERED) ESTIMATOR OF THE PRESENT
RATE OF ANNUAL GROWTH, T(1 12)
(LINEAR APPROXIMATION)

	STANDARD ERROR	TREND-CYCLE SERIES	SEAS. ADJ. SERIES	ORIGINAL
CONCURRENT ESTIMATOR	1.886	2.165	2.178	
FINAL ESTI- MATOR	0.695	0.161	0.000	

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

ANNUAL AVERAGES

(including forecasting period)

YEAR	SERIES	ADJUSTED SERIES	TREND-CYCLE
2001	1029.	1029.	1030.
2002	1080.	1080.	1081.
2003	1145.	1145.	1144.
2004	1203.	1203.	1201.
2005	1241.	1241.	1243.
2006	1297.	1297.	1297.
2007	1384.	1384.	1381.
2008	1386.	1386.	1388.
2009	1418.	1418.	1417.
2010	1411.	1411.	1416.
2011	1452.	1453.	1452.

2012	1485.	1485.	1483.
2013	1523.	1523.	1523.
2014	1568.	1568.	1567.
2015	1617.	1617.	1619.
2016	1664.	1664.	1664.
2017	1677.	1677.	1677.
2018	1717.	1717.	1716.
2019	1761.	1761.	1761.
2020	1805.	1805.	1805.

FULL PERIOD 1443. 1443. 1443.

AVERAGE VALUE OF ABSOLUTE
DIFFERENCES IN ANNUAL AVERAGES :
(in % of average level)

ADJUSTED SERIES : 0.497E-02

TREND-CYCLE : 0.862E-01

FOURTH PART:
ESTIMATES OF THE COMPONENTS (LEVELS)

ORIGINAL SERIES

(Corrected by TRAMO)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1044.823	1014.646	1012.048	1038.428	1006.752	996.059	1010.149	1015.345	1017.244	1036.230	1074.301	1085.793
2002	1083.095	1070.904	1083.894	1086.492	1072.703	1047.821	1043.224	1069.005	1066.007	1098.184	1102.380	1140.1520.152
2003	1139.753	1124.964	1130.360	1139.153	1128.361	1121.966	1111.174	1130.260	1151.344	1177.125	1186.918	119
2004	1194.362	1182.171	1201.447	1210.300	1187.018	1186.258	1186.218	1186.518	1184.060	1212.539	1236.930	126
2005	1214.467	1235.701	1240.887	1269.077	1227.817	1217.495	1214.947	1240.728	1244.075	1232.174	1271.205	128
2006	1256.926	1295.247	1301.023	1297.395	1250.051	1267.008	1255.966	1267.927	1293.049	1328.992	1381.523	136
2007	1363.906	1358.980	1377.926	1379.205	1379.195	1363.726	1384.501	1373.719	1380.983	1405.335	1398.790	144
2008	1361.448	1399.649	1400.489	1419.295	1428.988	1343.191	1336.716	1368.023	1402.817	1366.504	1381.993	142
2009	1380.364	1369.979	1420.607	1433.517	1416.607	1395.962	1426.864	1395.158	1418.054	1430.741	1456.111	147
2010	1410.426	1446.464	1446.504	1437.035	1418.223	1376.061	1357.070	1373.475	1388.737	1406.482	1466.810	140
2011	1440.949	1464.698	1476.697	1487.697	1490.055	1448.725	1416.968	1414.309	1436.473	1419.215	1480.490	145
2012	1482.878	1493.320	1482.058	1498.096	1481.539	1458.666	1427.499	1464.731	1498.216	1500.584	1504.132	153
2013	1475.903	1526.685	1562.408	1547.829	1543.103	1497.117	1505.761	1507.779	1496.088	1506.030	1557.872	154
2014	1528.424	1558.941	1572.731	1553.545	1541.384	1523.168	1563.837	1561.439	1566.166	1576.428	1634.685	163
2015	1598.841	1603.808	1625.991	1625.392	1603.708	1561.939	1597.612	1617.108	1616.099	1649.404	1635.284	167
2016	1657.278	1653.071	1682.649	1689.944	1688.745	1631.387	1642.979	1653.671	1630.288	1657.068	1681.650	170
2017	1686.846	1674.655	1685.747	1748.200	1676.254	1638.482	1647.275	1652.971	1660.066	1661.465	1682.449	170
2018	1686.146	1698.237	1761.191	1735.310	1723.798	1648.674	1708.330					

STOCHASTIC COMPONENT

SEASONAL FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	101.16	100.53	100.99	101.62	99.55	97.83	97.63	98.30	98.63	99.80	101.50	102.50
2002	101.09	100.55	101.04	101.63	99.58	97.87	97.63	98.30	98.65	99.80	101.46	102.46
2003	100.94	100.56	101.09	101.63	99.63	97.92	97.66	98.30	98.71	99.79	101.45	102.41
2004	100.75	100.57	101.14	101.65	99.68	97.96	97.71	98.31	98.76	99.74	101.45	102.35
2005	100.54	100.59	101.20	101.68	99.75	97.98	97.76	98.32	98.82	99.69	101.45	102.27
2006	100.37	100.61	101.26	101.68	99.85	97.98	97.80	98.30	98.88	99.67	101.43	102.19
2007	100.22	100.59	101.31	101.68	100.02	97.98	97.86	98.31	98.95	99.62	101.38	102.09
2008	100.08	100.57	101.36	101.71	100.19	97.97	97.90	98.30	98.99	99.56	101.34	101.97
2009	100.00	100.59	101.43	101.74	100.30	97.98	97.92	98.29	98.98	99.50	101.35	101.82
2010	99.98	100.66	101.52	101.77	100.38	97.98	97.92	98.29	98.94	99.43	101.34	101.65
2011	99.98	100.72	101.59	101.80	100.45	97.99	97.96	98.33	98.92	99.38	101.29	101.55
2012	99.96	100.72	101.63	101.80	100.46	97.95	98.03	98.41	98.91	99.38	101.24	101.53
2013	99.92	100.69	101.68	101.79	100.44	97.88	98.15	98.50	98.88	99.39	101.20	101.54
2014	99.93	100.63	101.69	101.79	100.41	97.79	98.25	98.58	98.85	99.41	101.14	101.55
2015	99.97	100.57	101.70	101.83	100.41	97.71	98.32	98.62	98.81	99.42	101.05	101.54
2016	100.00	100.52	101.73	101.91	100.44	97.66	98.36	98.64	98.78	99.40	100.98	101.52
2017	100.02	100.49	101.77	101.98	100.46	97.61	98.40	98.65	98.78	99.38	100.94	101.50
2018	100.01	100.48	101.81	102.00	100.47	97.58	98.43					

STANDARD ERROR OF SEASONAL FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	0.48	0.47	0.47	0.47	0.46	0.45	0.45	0.46	0.46	0.46	0.47	0.45
2002	0.44	0.43	0.43	0.43	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.43	0.41
2003	0.41	0.40	0.40	0.41	0.40	0.39	0.39	0.39	0.39	0.40	0.40	0.39
2004	0.38	0.38	0.38	0.39	0.38	0.37	0.37	0.37	0.37	0.38	0.38	0.38
2005	0.37	0.37	0.37	0.37	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.37	0.37
2006	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.36	0.36
2007	0.35	0.35	0.35	0.36	0.35	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35	0.35	0.35
2008	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35
2009	0.34	0.35	0.35	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35
2010	0.34	0.35	0.35	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35
2011	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35	0.35	0.36
2012	0.35	0.35	0.36	0.36	0.35	0.34	0.34	0.35	0.35	0.35	0.36	0.36
2013	0.36	0.36	0.36	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.36	0.36	0.37	0.37
2014	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.36	0.36	0.36	0.37	0.38	0.38	0.38
2015	0.38	0.38	0.39	0.39	0.38	0.37	0.38	0.38	0.39	0.40	0.40	0.40
2016	0.40	0.40	0.41	0.41	0.40	0.39	0.40	0.40	0.42	0.42	0.43	0.43
2017	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	0.42	0.42	0.43	0.46	0.46	0.47	0.47
2018	0.46	0.47	0.47	0.47	0.47	0.46	0.46					

TREND-CYCLE

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1015.250	1014.692	1014.610	1016.576	1019.361	1023.456	1028.587	1033.198	1037.888	1044.145	1051.342	1057.780
2002	1062.717	1066.224	1068.900	1071.213	1073.231	1075.134	1078.218	1082.863	1088.170	1093.826	1100.177	1107.868
2003	1114.779	1119.021	1122.496	1127.202	1133.358	1139.680	1145.735	1152.853	1160.689	1166.845	1170.524	1173.905
2004	1178.019	1182.100	1186.521	1191.299	1196.528	1202.017	1205.872	1207.752	1209.996	1213.953	1218.458	1221.537
2005	1223.501	1226.689	1231.260	1235.484	1238.692	1242.079	1246.285	1250.048	1251.563	1252.230	1255.106	1259.561
2006	1265.065	1271.277	1275.145	1276.138	1278.522	1284.585	1292.115	1301.192	1313.280	1326.770	1337.791	1345.062
2007	1350.879	1356.132	1361.494	1368.460	1377.384	1386.656	1393.248	1395.802	1396.378	1395.681	1393.715	1391.017
2008	1388.194	1387.834	1389.751	1392.394	1392.468	1388.269	1385.831	1387.790	1388.465	1385.228	1383.330	1381.4590
2009	1385.772	1388.961	1396.696	1405.796	1414.237	1422.556	1428.368	1430.246	1431.451	1432.897	1433.104	1433.1081
2010	1427.702	1424.874	1421.148	1416.165	1411.421	1406.973	1404.317	1405.518	1410.044	1416.415	1421.541	1427.702

5.965													
2011	1434.385	1444.253	1451.832	1458.053	1461.859	1460.467	1455.142	1450.794	1448.906	1449.219	1451.936	145	
6.909													
2012	1463.713	1468.283	1469.876	1472.241	1475.717	1478.525	1481.765	1488.333	1495.477	1498.612	1499.473	150	
1.020													
2013	1504.687	1511.905	1519.320	1523.859	1526.741	1528.212	1528.186	1526.747	1525.151	1526.055	1528.822	153	
1.407													
2014	1534.900	1539.122	1541.766	1544.278	1550.589	1561.215	1572.191	1580.051	1585.826	1592.018	1597.868	160	
0.523													
2015	1600.267	1599.810	1600.362	1602.042	1605.455	1611.752	1620.525	1628.800	1634.916	1638.385	1640.256	164	
3.909													
2016	1648.382	1651.878	1655.991	1661.244	1665.888	1668.076	1668.452	1667.587	1666.425	1667.146	1669.509	167	
2.338													
2017	1674.080	1674.213	1676.180	1679.163	1678.956	1677.522	1676.990	1676.947	1677.052	1677.096	1678.662	168	
2.939													
2018	1689.160	1696.814	1703.733	1707.497	1709.663	1713.257	1718.865						

STANDARD ERROR OF TREND-CYCLE

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	5.900	5.410	5.211	5.140	5.122	5.131	5.154	5.177	5.200	5.228	5.257	5.283
2002	5.307	5.323	5.332	5.340	5.348	5.356	5.371	5.394	5.420	5.445	5.471	5.505
2003	5.539	5.559	5.573	5.594	5.623	5.653	5.683	5.718	5.757	5.785	5.799	5.813
2004	5.833	5.853	5.873	5.894	5.919	5.946	5.964	5.974	5.984	6.003	6.022	6.035
2005	6.045	6.060	6.081	6.101	6.116	6.132	6.153	6.171	6.178	6.181	6.193	6.213
2006	6.240	6.271	6.289	6.293	6.304	6.334	6.371	6.416	6.475	6.541	6.594	6.628
2007	6.657	6.683	6.708	6.742	6.786	6.831	6.864	6.876	6.879	6.875	6.864	6.850
2008	6.836	6.834	6.843	6.856	6.856	6.835	6.823	6.833	6.836	6.820	6.810	6.816
2009	6.821	6.837	6.875	6.919	6.961	7.001	7.030	7.039	7.045	7.052	7.053	7.043
2010	7.027	7.013	6.995	6.970	6.947	6.926	6.913	6.919	6.941	6.973	6.999	7.021
2011	7.062	7.111	7.148	7.179	7.198	7.192	7.166	7.145	7.136	7.139	7.153	7.177
2012	7.211	7.233	7.241	7.253	7.271	7.286	7.302	7.334	7.371	7.388	7.393	7.401
2013	7.419	7.455	7.491	7.515	7.530	7.538	7.538	7.531	7.525	7.532	7.547	7.560
2014	7.577	7.598	7.612	7.625	7.658	7.712	7.767	7.806	7.838	7.872	7.903	7.916
2015	7.915	7.913	7.917	7.927	7.946	7.980	8.024	8.065	8.100	8.123	8.135	8.154
2016	8.176	8.194	8.216	8.244	8.271	8.286	8.290	8.286	8.287	8.299	8.315	8.331
2017	8.339	8.340	8.352	8.371	8.376	8.375	8.374	8.375	8.386	8.398	8.411	8.433
2018	8.464	8.508	8.561	8.634	8.780	9.134	9.988					

SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1032.807	1009.314	1002.080	1021.838	1011.351	1018.154	1034.690	1032.957	1031.393	1038.308	1058.464	105
9.260												
2002	1071.422	1065.080	1072.714	1069.107	1077.180	1070.672	1068.560	1087.531	1080.542	1100.371	1086.469	111
2.771												
2003	1129.084	1118.746	1118.183	1120.883	1132.573	1145.801	1137.774	1149.760	1166.437	1179.603	1169.917	116
5.914												
2004	1185.499	1175.525	1187.914	1190.625	1190.848	1210.926	1213.958	1206.870	1198.944	1215.686	1219.236	123
5.790												
2005	1207.949	1228.458	1226.169	1248.165	1230.938	1242.573	1242.784	1261.956	1258.908	1235.955	1253.027	126
0.468												
2006	1252.332	1287.428	1284.816	1276.011	1251.892	1293.093	1284.167	1289.805	1307.681	1333.447	1362.009	133
6.938												
2007	1360.967	1350.965	1360.145	1356.393	1378.873	1391.828	1414.767	1397.377	1395.698	1410.670	1379.794	141
2.794												
2008	1360.367	1391.649	1381.676	1395.400	1426.261	1370.997	1365.427	1391.625	1417.170	1372.590	1363.712	139
7.542												
2009	1380.411	1361.946	1400.542	1408.997	1412.387	1424.795	1457.113	1419.381	1432.693	1437.954	1436.646	144
6.164												
2010	1410.731	1436.996	1424.883	1412.064	1412.880	1404.440	1385.869	1397.437	1403.684	1414.589	1447.360	138
5.708												
2011	1441.289	1454.264	1453.597	1461.387	1483.364	1478.446	1446.505	1438.295	1452.156	1428.035	1461.594	143
1.256												
2012	1483.542	1482.628	1458.220	1471.647	1474.752	1489.214	1456.117	1488.335	1514.727	1509.904	1485.725	150
8.706												
2013	1477.045	1516.242	1536.624	1520.625	1536.301	1529.586	1534.127	1530.706	1513.095	1515.278	1539.457	152
3.133												

2014	1529.546	1549.138	1546.543	1526.290	1535.091	1557.652	1591.615	1583.961	1584.415	1585.741	1616.220	1609.662
2015	1599.375	1594.682	1598.767	1596.192	1597.161	1598.574	1624.978	1639.675	1635.498	1659.013	1618.243	1645.442
2016	1657.249	1644.485	1654.095	1658.204	1681.327	1670.451	1670.345	1676.408	1650.380	1667.042	1665.313	1674.830
2017	1686.539	1666.471	1656.478	1714.218	1668.585	1678.516	1674.029	1675.609	1680.647	1671.804	1666.743	1678.573
2018	1685.902	1690.180	1729.848	1701.258	1715.765	1689.648	1735.522					

STANDARD ERROR OF SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	4.866	4.725	4.670	4.748	4.692	4.721	4.797	4.789	4.780	4.808	4.893	4.601
2002	4.619	4.567	4.583	4.557	4.586	4.556	4.546	4.627	4.596	4.677	4.612	4.500
2003	4.540	4.480	4.465	4.468	4.510	4.561	4.529	4.577	4.642	4.692	4.649	4.468
2004	4.524	4.472	4.510	4.514	4.512	4.587	4.598	4.571	4.540	4.602	4.612	4.553
2005	4.437	4.502	4.487	4.563	4.498	4.540	4.540	4.610	4.599	4.514	4.574	4.516
2006	4.477	4.595	4.581	4.547	4.459	4.606	4.574	4.594	4.657	4.748	4.848	4.697
2007	4.774	4.734	4.763	4.748	4.825	4.870	4.950	4.890	4.884	4.935	4.826	4.898
2008	4.711	4.816	4.779	4.825	4.931	4.740	4.720	4.811	4.899	4.744	4.713	4.801
2009	4.739	4.673	4.804	4.832	4.843	4.885	4.996	4.867	4.912	4.930	4.926	4.958
2010	4.837	4.927	4.886	4.842	4.846	4.819	4.757	4.800	4.851	4.890	5.003	4.790
2011	4.983	5.027	5.025	5.053	5.131	5.116	5.009	4.986	5.079	4.996	5.114	5.008
2012	5.191	5.188	5.103	5.151	5.164	5.219	5.108	5.229	5.391	5.376	5.291	5.373
2013	5.261	5.400	5.474	5.419	5.478	5.460	5.484	5.484	5.523	5.534	5.624	5.565
2014	5.588	5.660	5.652	5.580	5.618	5.709	5.846	5.836	5.993	6.003	6.121	6.096
2015	6.058	6.040	6.057	6.052	6.063	6.081	6.201	6.283	6.499	6.599	6.440	6.550
2016	6.597	6.546	6.587	6.610	6.714	6.689	6.716	6.780	7.006	7.086	7.084	7.125
2017	7.175	7.091	7.052	7.307	7.128	7.197	7.217	7.279	7.769	7.742	7.725	7.782
2018	7.816	7.837	8.026	7.905	7.995	7.909	8.177					

IRREGULAR FACTORS (X 100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	101.73	99.47	98.77	100.52	99.21	99.48	100.59	99.98	99.37	99.44	100.68	100.14
2002	100.82	99.89	100.36	99.80	100.37	99.58	99.10	100.43	99.30	100.60	98.75	100.44
2003	101.28	99.98	99.62	99.44	99.93	100.54	99.31	99.73	100.50	101.09	99.95	99.32
2004	100.63	99.44	100.12	99.94	99.53	100.74	100.67	99.93	99.09	100.14	100.06	101.17
2005	98.73	100.14	99.59	101.03	99.37	100.04	99.72	100.95	100.59	98.70	99.83	100.07
2006	98.99	101.27	100.76	99.99	97.92	100.66	99.38	99.12	99.57	100.50	101.81	99.40
2007	100.75	99.62	99.90	99.12	100.11	100.37	101.54	100.11	99.95	101.07	99.00	101.57
2008	98.00	100.27	99.42	100.22	102.43	98.76	98.53	100.28	102.07	99.09	98.58	100.94
2009	99.61	98.05	100.28	100.23	99.87	100.16	102.01	99.24	100.09	100.35	100.25	101.05
2010	98.81	100.85	100.26	99.71	100.10	99.82	98.69	99.43	99.55	99.87	101.82	97.18
2011	100.48	100.69	100.12	100.23	101.47	101.23	99.41	99.14	100.22	98.54	100.67	98.24
2012	101.35	100.98	99.21	99.96	99.93	100.72	98.27	100.00	101.29	100.75	99.08	100.51
2013	98.16	100.29	101.14	99.79	100.63	100.09	100.39	100.26	99.21	99.29	100.70	99.46
2014	99.65	100.65	100.31	98.84	99.00	99.77	101.24	100.25	99.91	99.61	101.15	100.57
2015	99.94	99.68	99.90	99.63	99.48	99.18	100.27	100.67	100.04	101.26	98.66	100.09
2016	100.54	99.55	99.89	99.82	100.93	100.14	100.11	100.53	99.04	99.99	99.75	100.15
2017	100.74	99.54	98.82	102.09	99.38	100.06	99.82	99.92	100.21	99.68	99.29	99.74
2018	99.81	99.61	101.53	99.63	100.36	98.62	100.97					

FORECAST OF COMPONENTS (LEVELS)

PERIOD	SERIES		TREND-CYCLE		ADJUSTED	
	FORECAST	S.E.	FORECAST	S.E.	FORECAST	S.E.
1	1700.	24.56	1724.	15.19	1724.	23.23
2	1706.	26.96	1727.	18.51	1727.	25.55
3	1720.	29.34	1731.	21.42	1731.	27.76
4	1750.	31.90	1734.	24.08	1734.	29.88
5	1764.	34.08	1738.	26.56	1738.	31.93

6	1741.	35.46	1741.	28.92	1741.	33.94
7	1753.	37.42	1745.	31.18	1745.	35.90
8	1780.	39.69	1748.	33.36	1748.	37.83
9	1787.	41.45	1752.	35.48	1752.	39.73
10	1764.	42.45	1756.	37.55	1756.	41.60
11	1716.	42.75	1759.	39.58	1759.	43.46
12	1735.	44.64	1763.	41.58	1763.	45.31
13	1743.	47.54	1766.	43.56	1766.	47.14
14	1748.	49.52	1770.	45.51	1770.	48.97
15	1763.	51.69	1774.	47.45	1774.	50.78
16	1794.	54.35	1777.	49.37	1777.	52.60
17	1807.	56.46	1781.	51.28	1781.	54.41
18	1785.	57.38	1784.	53.18	1784.	56.21
19	1796.	59.36	1788.	55.08	1788.	58.02
20	1824.	61.86	1792.	56.97	1792.	59.83
21	1831.	63.63	1795.	58.86	1795.	61.64
22	1808.	64.30	1799.	60.74	1799.	63.46
23	1759.	63.98	1803.	62.63	1803.	65.27
24	1778.	66.09	1806.	64.51	1806.	67.10

PERIOD SEASONAL FACTORS

	FORECAST	S.E.
1	98.65	0.5024
2	98.78	0.5041
3	99.38	0.5076
4	100.9	0.5157
5	101.5	0.5186
6	100.0	0.5110
7	100.5	0.5137
8	101.8	0.5213
9	102.0	0.5236
10	100.5	0.5179
11	97.56	0.5059
12	98.44	0.5147
13	98.65	0.5488
14	98.78	0.5505
15	99.38	0.5542
16	100.9	0.5630
17	101.5	0.5662
18	100.0	0.5580
19	100.5	0.5608
20	101.8	0.5690
21	102.0	0.5712
22	100.5	0.5647
23	97.56	0.5511
24	98.44	0.5599

DETERMINISTIC COMPONENT (from TRAMO)

TRANSITORY OUTLIERS (X100)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2002	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2003	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2004	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2005	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2006	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2007	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2008	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	95.114
2009	96.576	97.612	98.345	98.860	99.223	99.478	99.656	99.782	99.869	99.931	99.974	100.004
2010	100.025	100.040	100.050	100.057	100.063	100.066	100.069	100.070	100.072	100.072	100.073	100.073

2011	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2012	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2013	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2014	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2015	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2016	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2017	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074
2018	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074	100.074

FINAL DECOMPOSITION

ORIGINAL UNCORRECTED SERIES (from TRAMO)

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					

FINAL COMPONENT

FINAL SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1033.575	1010.064	1002.825	1022.598	1012.102	1018.911	1035.459	1033.725	1032.160	1039.080	1059.251	1060.047
2002	1072.219	1065.871	1073.512	1069.902	1077.981	1071.468	1069.354	1088.340	1081.345	1101.189	1087.277	1113.599
2003	1129.923	1119.577	1119.014	1121.716	1133.415	1146.653	1138.620	1150.615	1167.304	1180.480	1170.787	1166.780

2004	1186.380	1176.399	1188.797	1191.510	1191.733	1211.826	1214.861	1207.767	1199.836	1216.590	1220.142	123
6.709												
2005	1208.847	1229.371	1227.080	1249.093	1231.853	1243.497	1243.708	1262.894	1259.844	1236.874	1253.958	126
1.405												
2006	1253.263	1288.385	1285.771	1276.960	1252.822	1294.055	1285.122	1290.764	1308.653	1334.439	1363.022	133
7.932												
2007	1361.978	1351.969	1361.156	1357.402	1379.898	1392.863	1415.819	1398.416	1396.735	1411.718	1380.820	141
3.844												
2008	1361.379	1392.684	1382.703	1396.437	1427.321	1372.016	1366.442	1392.660	1418.224	1373.611	1364.726	132
9.264												
2009	1333.146	1329.429	1377.357	1392.939	1401.413	1417.352	1452.105	1416.279	1430.820	1436.958	1436.270	144
6.221												
2010	1411.084	1437.569	1425.598	1412.875	1413.763	1405.368	1386.819	1398.420	1404.688	1415.613	1448.416	138
6.725												
2011	1442.351	1455.338	1454.673	1462.471	1484.464	1479.544	1447.580	1439.364	1453.235	1429.097	1462.680	143
2.320												
2012	1484.645	1483.730	1459.304	1472.741	1475.848	1490.321	1457.199	1489.441	1515.853	1511.026	1486.829	150
9.828												
2013	1478.143	1517.369	1537.766	1521.756	1537.443	1530.723	1535.267	1531.844	1514.220	1516.405	1540.601	152
4.266												
2014	1530.683	1550.290	1547.693	1527.425	1536.232	1558.810	1592.798	1585.138	1585.593	1586.920	1617.421	161
0.859												
2015	1600.564	1595.868	1599.955	1597.379	1598.348	1599.762	1626.186	1640.894	1636.714	1660.246	1619.446	164
6.665												
2016	1658.481	1645.708	1655.325	1659.437	1682.577	1671.693	1671.587	1677.654	1651.607	1668.281	1666.551	167
6.075												
2017	1687.793	1667.710	1657.709	1715.493	1669.825	1679.764	1675.274	1676.855	1681.897	1673.046	1667.982	167
9.821												
2018	1687.155	1691.436	1731.134	1702.522	1717.041	1690.904	1736.813					

FINAL TREND-CYCLE

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	1015.201	1014.643	1014.561	1016.527	1019.312	1023.406	1028.537	1033.148	1037.838	1044.095	1051.291	105
7.728												
2002	1062.665	1066.173	1068.848	1071.162	1073.180	1075.082	1078.166	1082.811	1088.117	1093.773	1100.124	110
7.814												
2003	1114.725	1118.967	1122.442	1127.147	1133.303	1139.625	1145.679	1152.797	1160.633	1166.788	1170.468	117
3.848												
2004	1177.963	1182.043	1186.463	1191.242	1196.471	1201.959	1205.814	1207.694	1209.938	1213.895	1218.399	122
1.478												
2005	1223.442	1226.629	1231.200	1235.424	1238.632	1242.018	1246.225	1249.988	1251.502	1252.170	1255.045	125
9.500												
2006	1265.004	1271.215	1275.084	1276.076	1278.461	1284.522	1292.052	1301.129	1313.216	1326.706	1337.726	134
4.997												
2007	1350.814	1356.066	1361.428	1368.394	1377.318	1386.589	1393.180	1395.734	1396.310	1395.614	1393.648	139
0.950												
2008	1388.127	1387.767	1389.684	1392.327	1392.400	1388.202	1385.764	1387.723	1388.398	1385.161	1383.263	138
4.523												
2009	1385.705	1388.894	1396.628	1405.728	1414.169	1422.487	1428.299	1430.177	1431.381	1432.827	1433.035	143
1.012												
2010	1427.633	1424.805	1421.079	1416.096	1411.353	1406.905	1404.249	1405.450	1409.976	1416.346	1421.472	142
5.896												
2011	1434.316	1444.183	1451.762	1457.983	1461.789	1460.396	1455.072	1450.724	1448.836	1449.149	1451.866	145
6.839												
2012	1463.642	1468.212	1469.805	1472.169	1475.645	1478.453	1481.694	1488.261	1495.405	1498.540	1499.400	150
0.948												
2013	1504.614	1511.832	1519.247	1523.786	1526.668	1528.138	1528.112	1526.673	1525.077	1525.981	1528.748	153
1.333												
2014	1534.826	1539.047	1541.691	1544.203	1550.514	1561.140	1572.115	1579.975	1585.749	1591.941	1597.791	160
0.445												
2015	1600.190	1599.733	1600.285	1601.965	1605.377	1611.675	1620.446	1628.721	1634.837	1638.306	1640.177	164
3.830												
2016	1648.302	1651.798	1655.911	1661.164	1665.808	1667.996	1668.371	1667.507	1666.344	1667.066	1669.428	167
2.258												
2017	1673.999	1674.132	1676.099	1679.082	1678.874	1677.441	1676.909	1676.866	1676.971	1677.015	1678.580	168
2.858												
2018	1689.079	1696.732	1703.651	1707.414	1709.580	1713.174	1718.782					

FINAL SEASONAL FACTORS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	101.163	100.528	100.995	101.624	99.545	97.830	97.628	98.295	98.628	99.800	101.496	102.505
2002	101.089	100.547	101.042	101.626	99.584	97.866	97.629	98.297	98.655	99.801	101.465	102.461
2003	100.945	100.556	101.089	101.630	99.628	97.920	97.662	98.304	98.706	99.790	101.453	102.406
2004	100.748	100.565	101.139	101.653	99.678	97.963	97.715	98.314	98.759	99.741	101.451	102.348
2005	100.540	100.590	101.200	101.675	99.746	97.982	97.760	98.318	98.822	99.694	101.451	102.274
2006	100.367	100.607	101.261	101.676	99.853	97.983	97.804	98.304	98.881	99.666	101.433	102.190
2007	100.216	100.593	101.307	101.682	100.023	97.981	97.861	98.307	98.946	99.622	101.377	102.093
2008	100.079	100.575	101.362	101.712	100.191	97.972	97.897	98.304	98.987	99.557	101.340	101.968
2009	99.997	100.590	101.433	101.740	100.299	97.976	97.924	98.293	98.978	99.498	101.355	101.815
2010	99.978	100.659	101.517	101.768	100.378	97.979	97.922	98.285	98.935	99.427	101.344	101.647
2011	99.976	100.717	101.589	101.800	100.451	97.990	97.958	98.332	98.920	99.382	101.293	101.552
2012	99.955	100.721	101.635	101.797	100.460	97.949	98.035	98.414	98.910	99.383	101.239	101.533
2013	99.923	100.689	101.678	101.789	100.443	97.877	98.151	98.502	98.876	99.390	101.196	101.537
2014	99.927	100.633	101.693	101.786	100.410	97.786	98.255	98.578	98.848	99.413	101.142	101.550
2015	99.967	100.572	101.703	101.829	100.410	97.708	98.316	98.624	98.814	99.421	101.053	101.542
2016	100.002	100.522	101.726	101.914	100.441	97.661	98.362	98.644	98.783	99.402	100.981	101.523
2017	100.018	100.491	101.767	101.982	100.460	97.615	98.402	98.649	98.775	99.382	100.942	101.505
2018	100.014	100.477	101.812	102.002	100.468	97.575	98.433					

FINAL IRREGULAR FACTORS

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2001	101.805	99.544	98.838	100.592	99.288	99.556	100.668	100.051	99.448	99.515	100.752	100.214
2002	100.894	99.967	100.431	99.878	100.443	99.659	99.178	100.506	99.373	100.673	98.827	100.517
2003	101.359	100.050	99.690	99.513	100.005	100.612	99.379	99.806	100.570	101.169	100.022	99.393
2004	100.710	99.518	100.192	100.018	99.599	100.816	100.745	100.001	99.160	100.217	100.138	101.242
2005	98.802	100.219	99.661	101.102	99.448	100.114	99.793	101.028	100.662	98.774	99.909	100.146
2006	99.067	101.346	100.833	100.064	97.990	100.737	99.459	99.199	99.648	100.578	101.886	99.470
2007	100.822	99.693	99.975	99.192	100.182	100.448	101.620	100.187	100.026	101.149	99.075	101.641
2008	98.068	100.349	99.493	100.290	102.503	98.829	98.601	100.351	102.143	99.161	98.655	96.004
2009	96.202	95.714	98.615	99.085	99.093	99.634	101.662	99.023	99.956	100.283	100.221	101.058
2010	98.836	100.891	100.313	99.768	100.166	99.886	98.754	99.495	99.620	99.943	101.891	97.248
2011	100.555	100.768	100.196	100.303	101.546	101.306	99.480	99.212	100.299	98.611	100.740	98.312
2012	101.430	101.052	99.281	100.034	100.009	100.798	98.342	100.074	101.362	100.828	99.157	100.587
2013	98.236	100.361	101.214	99.862	100.701	100.164	100.463	100.334	99.283	99.368	100.770	99.534
2014	99.725	100.726	100.384	98.909	99.074	99.846	101.311	100.322	99.985	99.680	101.224	100.646
2015	100.019	99.754	99.975	99.709	99.557	99.256	100.349	100.743	100.110	101.334	98.731	100.168
2016	100.613	99.626	99.960	99.891	101.002	100.217	100.188	100.604	99.111	100.068	99.823	100.223
2017	100.819	99.612	98.898	102.164	99.456	100.134	99.898	99.994	100.289	99.759	99.364	99.815
2018	99.881	99.683	101.608	99.709	100.432	98.695	101.044					

FORECAST OF FINAL COMPONENT

ORIGINAL SERIES (UNCORRECTED) SEASONALLY ADJUSTED SERIES TREND-CYCLE FACTORS SEASONAL FACTORS IRREGULAR FACTORS

1702.	1725.	1724.	98.65	100.1
1707.	1728.	1727.	98.78	100.1
1721.	1732.	1731.	99.38	100.1
1752.	1735.	1734.	100.9	100.1
1765.	1739.	1738.	101.5	100.1
1743.	1742.	1741.	100.0	100.1
1754.	1746.	1745.	100.5	100.1
1782.	1750.	1748.	101.8	100.1
1788.	1753.	1752.	102.0	100.1
1765.	1757.	1755.	100.5	100.1

1717.	1760.	1759.	97.56	100.1
1736.	1764.	1762.	98.44	100.1
1744.	1767.	1766.	98.65	100.1
1749.	1771.	1770.	98.78	100.1
1763.	1775.	1773.	99.38	100.1
1795.	1778.	1777.	100.9	100.1
1808.	1782.	1780.	101.5	100.1
1786.	1785.	1784.	100.0	100.1
1797.	1789.	1788.	100.5	100.1
1825.	1793.	1791.	101.8	100.1
1832.	1796.	1795.	102.0	100.1
1808.	1800.	1799.	100.5	100.1
1760.	1804.	1802.	97.56	100.1
1779.	1807.	1806.	98.44	100.1

RATE OF GROWTH

(Period To Period; In Percentage Points)

ORIGINAL SERIES (from TRAMO)

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2016						0.71	0.65	-1.41	1.64	1.48	1.11	
2017	-0.79	-0.72	0.66	3.70	-4.12	-2.25	0.51	0.35	0.43	0.08	1.26	1.27
2018	-1.04	0.72	3.71	-1.47	-0.66	-4.36	3.61	-0.46	0.33	0.81	1.77	0.77
2019	-1.27	0.66	1.56	0.37	-1.30	-2.70	1.11					

FINAL SEASONALLY ADJUSTED SERIES

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2016						-0.01	0.36	-1.55	1.01	-0.10	0.57	
2017	0.70	-1.19	-0.60	3.49	-2.66	0.60	-0.27	0.09	0.30	-0.53	-0.30	0.71
2018	0.44	0.25	2.35	-1.65	0.85	-1.52	2.72	-0.69	0.20	0.20	0.20	0.20
2019	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20					

FINAL TREND-CYCLE

YEAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
2016						0.02	-0.05	-0.07	0.04	0.14	0.17	
2017	0.10	0.01	0.12	0.18	-0.01	-0.09	-0.03	0.00	0.01	0.00	0.09	0.25
2018	0.37	0.45	0.41	0.22	0.13	0.21	0.33	0.28	0.20	0.20	0.20	0.20
2019	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20					

ELAPSED TIME : 0.1400 "

***** PROCESSING COMPLETED *****

6.4 Tratamiento de la crisis económica mundial de 2008

Para ambas proyecciones, la crisis económica mundial de 2008 fue tratada tanto para la potencia como para la energía a través de la determinación de la identificación automática de estos datos atípicos, así como su significancia, los cuales fueron considerados de la siguiente manera para cada una de las variables:

- a) Potencia: Determinación automática dentro del componente TRAMO del modelo, donde se realizó una corrección por efecto de datos atípicos para el periodo de diciembre 2008 a diciembre 2010. Lo anterior se puede observar en la Tabla 40.

TOTAL OUTLIER EFFECT FACTORS

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
2002	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2003	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2004	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2005	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2006	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2007	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2008	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	95.078
2009	96.528	97.557	98.284	98.795	99.155	99.408	99.585	99.709	99.797	99.858	99.900	99.930
2010	99.951	99.966	99.976	99.983	99.988	99.992	99.994	99.996	99.997	99.998	99.999	95.901
2011	99.999	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2012	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2013	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2014	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2015	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
2016	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000
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

Tabla 40 Efecto por datos atípicos para la proyección de potencia

- b) Energía: El modelo SARIMA seleccionado fue el resultado de un proceso de selección de aproximadamente 1000 diferentes combinaciones de componentes autorregresivos y medias móviles que replicarán el comportamiento de los datos históricos durante el periodo 1990-2017 a través de máxima verosimilitud. A partir de este resultado se aplicó una validación mediante la minimización del error de pronóstico respecto a otros modelos que igualmente contemplaban el año 2008 como dato atípico. Finalmente, se determinó la significancia de la crisis económica 2008 dentro del modelo seleccionado a través de la modelización de una variable dicótoma, la cual no fue significativa. La no significancia obtenida de la variable fue determinante para su exclusión dentro del modelo seleccionado, así como el empeoramiento de las demás pruebas de validación estadística. Los resultados se pueden observar en la Tabla 41.

Dependent Variable: DLOG(ENERGIA)
 Method: ARMA Conditional Least Squares (Gauss-Newton / Marquardt steps)
 Date: 03/20/18 Time: 13:50
 Sample (adjusted): 2002M04 2017M11
 Included observations: 188 after adjustments
 Failure to improve likelihood (non-zero gradients) after 65 iterations
 Coefficient covariance computed using outer product of gradients
 MA Backcast: 1999M04 2002M03

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLOG(IMAE_HT_AD)	0.236442	0.105348	2.244389	0.0260
@2008	-0.025409	242.4240	-0.000105	0.9999
AR(12)	0.999999	0.005047	198.1409	0.0000
SAR(1)	-0.458469	0.073246	-6.259267	0.0000
SAR(2)	-0.250786	0.072373	-3.465196	0.0007
MA(12)	-1.359042	0.018743	-72.50963	0.0000
MA(36)	0.392520	0.015890	24.70270	0.0000
R-squared	0.888167	Mean dependent var		0.003020
Adjusted R-squared	0.884460	S.D. dependent var		0.049085
S.E. of regression	0.016684	Akaike info criterion		-5.312154
Sum squared resid	0.050385	Schwarz criterion		-5.191648
Log likelihood	506.3425	Hannan-Quinn criter.		-5.263330
Durbin-Watson stat	1.999961			

Tabla 41 Resultados del modelo tomando en cuenta la crisis económica de 2008 para la energía

7 ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA

Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional Mayo 2,018 – Abril 2,019

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

En la zona central del sistema, la principal restricción está asociada los niveles de voltaje en la red de 69 kV por los niveles de crecimiento de demanda y la transmisión de potencia reactiva desde los centros de generación, estos se encuentran muy cercano del límite de 0.95 P.U. del nominal; algunos transformadores se encuentran con su capacidad muy cercana a la nominal y en algunos casos es rebasada.

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

En la zona occidental del sistema, se observa el decaimiento de los niveles de voltaje por el crecimiento natural de la demanda, además, es necesario ampliar la capacidad de transformación por el crecimiento de la demanda, ante la realización de mantenimientos y ante contingencias en líneas de transmisión en 230 kV entre las subestaciones La Esperanza y Los Brillantes. Para la época lluviosa se hace necesaria la restricción de generación y la actuación de esquemas de desconexión de generación para reducir la posibilidad de sobrecargas.

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

Septiembre 2,018	
Transportista	Ampliación
EEBIS	S/E Siquinala Campos en 230 kV
EEBIS	Línea de transmisión Magdalena - Siquinala 230 kV ckt. 1
EEBIS	Línea de transmisión Pantaleon - Siquinala 230 kV ckt. 1
EEBIS	Línea de transmisión Aguacapa - La Vega 230 kV ckt. 2
ETCEE	S/E Escuintla Transformador 230/69/13.8 kV 100 MVA
ETCEE	Reconductorado Línea de transmisión Escuintla - Cocales 69 kV
RECSA	S/E Quesada 69/13.8 kV 14 MVA
RECSA	S/E Jutiapa 138/13.8 kV 14 MVA

Marzo 2,019	
Transportista	Ampliación
ETCEE	S/E La Esperanza Transformador 69/13.8 kV 28 MVA
ETCEE	Rotación Transformador S/E Playa Grande 69/34.5 kV 3.5 MVA
ETCEE	Rotación Transformador S/E Coban 69/34.5 kV 14 MVA
ETCEE	Rotación Transformador S/E Chiquimulilla 138/13.8 kV 56 MVA
ETCEE	S/E Sayaxche Reactor 1 MVAR 34.5 kV
ETCEE	S/E La Libertad II Reactor 1 MVAR 34.5 kV
RECSA	S/E Patzicia 69/34.5 kV 14 MVA
EEBIS	S/E Las Cruces 230 kV
EEBIS	Línea de Transmisión Las Cruces - Palestina 230 kV ckt. 1 y 2
EEBIS	Línea de Transmisión Las Cruces - Guatemala Sur 230 kV ckt. 1 y 2

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 2,018
 - Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
 - 1.2. Estudio Marzo 2,019
 - Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
 - 1.3. Estudio Abril 2,019
 - Caso de Demanda Máxima
 - 1.4. Sensibilidad de Generación Local
2. Instalación de Bancos de Capacitores..... (2-1 a 2-4)
 - 2.1. Estudio Septiembre 2,018
 - Caso de Demanda Máxima
 - 2.2. Estudio Marzo 2,019
 - Caso de Demanda Máxima
6. Factores de Pérdidas Nodales de Referencia (Indicativos)..... (6-1 a 6-11)
 - 6.1. Septiembre 2,018
 - 6.2. Marzo 2,019
8. Análisis de Contingencias..... (8-1 a 8-26)
 - 8.1 Septiembre 2,018
 - 8.1.1 Demanda Máxima
 - 8.1.2 Demanda Media
 - 8.1.3 Demanda Minima
 - 8.2 Marzo 2,019
 - 8.2.1 Demanda Máxima



8.2.2 Demanda Media

8.2.3 Demanda Minima

9. Reservas Operativas..... (9-1 a 9-3)

D. Anexos

D.1. Septiembre 2,018..... (D-2 a D-17)

D.1.1. Demanda Máxima

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

D.2. Marzo 2,019..... (D-18 a D-33)

D.2.1. Demanda Máxima

- Resumen.
- Despacho de Generación



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

D.3. Abril 2,019..... (D-34 a D-39)

D.3.1. Demanda Máxima

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

D.7. Bloque Horario..... (D-40)

D.8. Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDCABF)..... (D-41 a D-43)



A. Objetivos

- Determinar las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado durante el año estacional comprendido entre Mayo 2,018 y Abril 2,019.
- 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 SNI.
- Implementar restricciones de generación por sobrecargas en elementos de transmisión.
- Determinar la máxima transferencia de potencia entre el área de generación de Escuintla ubicada en 230 kV hacia el resto del Sistema Nacional Interconectado.
- Verificar el desempeño de la Reserva Rodante del SNI.
- Determinar el comportamiento de la frecuencia y la operación del EDACBF, durante la ocurrencia de disparos de generación importante en el SNI.
- Conocer el comportamiento de la frecuencia y el flujo de intercambio del SNI, encontrándose todo el SER interconectado ante pérdidas de generación den Guatemala.

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 A).
- Para la generación de potencia activa se utilizó hasta la potencia máxima de cada unidad generadora y para la potencia reactiva se utilizaron los valores entregados al sistema típicamente.
- Como límites máximos de niveles de corto circuito, se utiliza la máxima capacidad interruptiva del equipo.
- Los despachos de generación usados para los casos de flujo de carga toman en cuenta la Reserva Rodante de acuerdo a lo establecido en las normas.
- Para la operación del EDCABF se usó el siguiente esquema:

Etapa	Frecuencia (Hz)	% de Carga Teórica a Desconectar
1	59.30	5
2	59.00	5
3	58.70	15
4	58.40	15
5	58.10	5

- Se realizaron curvas P-V, Q-V, reserva de reactivos, determinación de puntos de colapso de voltaje y modificaciones de despacho. Colapso de voltaje, que se manifiesta con la caída progresiva de los niveles de voltaje hasta llegar a un punto incontrolable de donde el sistema eléctrico no puede recuperarse.
- Las simulaciones de disparo de generación para estabilidad transitoria se realizaron con la operación del Sistema Nacional Guatemalteco aislado, con las respectivas reservas de potencia rodante simuladas en los archivos de dinámica.
- Se añade un análisis de la pérdida de generación de Guatemala en forma aislada, y se realiza la misma pérdida de generación todo el Sistema Eléctrico Regional (SER) interconectado.

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. (TRECOSA)
- 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 2,018 – Abril 2,019. Para cada uno de los despachos de generación se tomó en cuenta el 3% de reserva para la regulación primaria de frecuencia y el 2%,3% y 4%, de reserva para la regulación secundaria de frecuencia para los períodos de demanda respectivos.
- Sobre la base del pronóstico de demanda para el año 2,018 y 2,019, 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. 33.10.0 y DSATools™ v.17), los parámetros eléctricos de cada uno de los equipos que se adicionaran al SNI, la generación y la demanda; procediendo después a resolver los flujos de carga.
- De los resultados obtenidos del flujo de carga, se determinó los nodos en los cuales los niveles de voltaje estuviesen fuera del rango permitido. Se determinan montos propuestos de compensación reactiva para elevar el nivel de tensión.

- Los elementos sobrecargados en el sistema eléctrico se muestran en los reportes que genera el programa tanto para líneas de transmisión como para transformadores.
- Dependiendo del nivel de sobrecarga en los equipos del sistema eléctrico se utilizó traslado de carga, reconfiguración del sistema y generación forzada.
- La determinación de la generación forzada se hizo en función del nivel de sobrecarga en el elemento de la red y de acuerdo a 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.
- Para el Estudio de Máxima Transferencia de Potencia se definió un área, denominada Área “10” o Escuintla, conformada por la generación de Sidegua, Tampa, Aguacapa, PQP, Esperanza, San José y Arizona, Las Palmas, Escuintla en 230 y 138 kV, y S & S, y el resto del Sistema Nacional Interconectado conformando otra área, denominada Área “1”. Para el cálculo de la máxima transferencia de potencia por límite térmico se utilizó la actividad TLTG del PSS®E; se definieron contingencias que pueden ocurrir y que tienen un efecto directo sobre la transferencia de potencia del área en cuestión y el resto del SNI. En el cálculo del límite por voltaje se usó el programa en IPLAN Vgraph, se realizaron curvas P-V y curvas Q-V en programas IPLAN del PSS®E; para esto se tomaron los nodos de la red de 230 kV para monitoreo del voltaje. Se modificaron los despachos originales con la finalidad de alcanzar los valores encontrados de transferencias y se obtuvieron curvas Q-V bajo esta condición.
- Para el análisis de restricciones de transmisión en el área Occidental se define un área denominada “11” conformada por las centrales generadoras Orzunil, Santa María, El Canadá y Monte Cristo.
- Para el análisis de restricciones de transmisión en el área de los Ingenieros Generadores se define un área denominada “14” conformada por los ingenios generadoras Pantaleón, La Unión, Madre Tierra, Santa Ana y Generadora Santa Lucía.
- 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 generaron curvas Q-V, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima en ambas épocas para los nodos principales de la red de 230 kV, la zona central, occidental y oriental del S.N.I.
- Se agrega un análisis de contingencias para los tres escenarios en ambas épocas, de las principales líneas de transmisión, para determinar su efecto en el sistema.
- La base de datos de dinámica utilizada para los estudios de estabilidad transitoria incorpora modificaciones a los modelos de los generadores, gobernadores y a los modelos de los sistemas de regulación de excitación, de algunas de las unidades.
- Se realizaron simulaciones de estabilidad transitoria con las unidades que participan en la regulación primaria, para Demanda máxima, media y mínima. Provocando el disparo de las centrales generadoras Las Palmas, San José, Chixoy y Arizona. De los disparos de generación que provocaron la mayor depresión de frecuencia en cada uno de los escenarios, se procedió a



analizar la operación del EDACBF ante éstas. Para cada una de las simulaciones se graficó el comportamiento de la frecuencia en Guatemala Sur 230kV (GSU-230).

- Se realizaron simulaciones de estabilidad transitoria para la pérdida de la mayor demanda servida y su efecto en la frecuencia.
- Se realiza el análisis del SER para la pérdida de generación en Guatemala con las centrales mencionadas en el punto anterior, se muestran las frecuencias alcanzadas y los flujos en la interconexión con El Salvador. Se hace una comparación de la diferencia en el impacto en la frecuencia al disparar Chixoy en condiciones aislada e interconectados y también de la mayor demanda.
- De los datos específicos obtenidos de unidades generadoras forzadas para cada bloque de los casos estudiados fueron trasladados para ser tomados en cuenta en el Programa Anual Estacional, con una nueva programación tomando en cuenta las restricciones de la red.
- Se agrega un análisis de pérdidas de generación en Guatemala estando interconectado el Sistema Eléctrico Regional con México.
- En las simulaciones en las que se involucra a México, se utiliza el modelo equivalente utilizado por el Ente Operador Regional –EOR- en el Estudio Anual Indicativo –EAI-.

1. Estudios de Flujos de Carga y Corto Circuito

1.1. Estudio Septiembre 2,018

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 **1719.8 MW**, adicional a esto se le agrega una exportación de **76.1 MW** y **3.0 MW** en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y **120.0 MW** importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del **4.372601 %**. La demanda de potencia reactiva de la carga es menor a la de demanda media, pero el sistema de transmisión se encuentra en su máximo requerimiento de potencia activa por parte de la demanda. En ciertas áreas se encuentran generadores, los cuales se acercan al despacho máximo de potencia reactiva, entre éstos los del área occidental y oriental.

En la red de TRELEC 69 kV, en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada y se encuentran nodos muy cercanos al límite de 0.95 P.U. del nominal en condiciones normales de operación.

Se mejora la tendencia del voltaje en la red de 230 kV principalmente en la zona central por la entrada en operación de líneas de transmisión, cambios de configuración en la topología de la red.

En el área occidental, se observan algunos transformadores con su capacidad nominal rebasada, y se encuentran nodos cuyo voltaje se encuentra ligeramente por debajo del límite de 0.95 P.U. del nominal en condiciones normales de operación.

En demanda máxima se presentan los mayores niveles de corrientes de falla, siendo el nodo de GES-69 con el mayor nivel de falla (**15.26 kA**), aunque se observa que el nodo de GSU-69 tiene un nivel de falla de 14.420 kA. Aunque se tengan valores altos de falla éstos se encuentran por debajo de la capacidad de los equipos instalados.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “**D.1.1.**”.

- **Demanda Media**

La demanda esperada de generación será de aproximadamente **1582.3 MW**, adicional a ésta se agrega una exportación de **157.4 MW** y **50.3 MW** en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y una importación de México de **120.0 MW**. 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 **15.25 kA** en el nodo de GES-69, ligeramente por encima de los valores obtenidos en demanda máxima, por la demanda conectada en esta subestación. Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “**D.1.2.**”.



En la red de TRELEC 69 kV, en la zona central, se observan algunos transformadores que su capacidad es rebasada y se encuentran nodos muy cercanos al límite de 0.95 P.U. del nominal en condiciones normales de operación.

En el área occidental, se observan algunos transformadores con su capacidad nominal rebasada.

- **Demanda Mínima**

La demanda mínima esperada de generación será aproximadamente de **1171.4 MW**, adicional a ésta se agrega una exportación de **261.5 MW** y **19.4 MW** en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y una importación de **0.0 MW** de México. Los niveles de tensión en la red de 230 kV se encontraran muy próximos al nominal con tendencia a estar por encima de éste; la existencia de bancos de reactores en las subestaciones Los Brillantes, La Esperanza, Morales, Izabal, Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur y Panaluya reducen los niveles de tensión.

No se esperan sobrecargas en transformadores y líneas de transmisión. Las corrientes de falla trifásica se encuentran aproximadamente en **14.25 kA** en el nodo GES-69, por debajo de los valores obtenidos en demanda máxima.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “**D.1.3.**”.

1.2. Estudio Marzo 2,019

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 **1842.6 MW**, adicional a ésta se agrega una exportación de **118.0 MW** y **4.7 MW** en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y **120.0 MW** importados desde México; las pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del **3.869532 %**. La demanda de potencia reactiva de la carga es menor a la de demanda media, pero el sistema de transmisión se encuentra en su máximo requerimiento de potencia activa por parte de la demanda. En ciertas áreas se encuentran generadores, los cuales se acercan al despacho máximo de potencia reactiva, entre éstos los del área occidental.

Se mejora la tendencia del voltaje en la red de 230 kV principalmente en la zona central por la entrada en operación de líneas de transmisión, cambios de configuración y la instalación de compensación de potencia reactiva por medio de bancos de capacitores en 69 kV.

En el área occidental, se observan algunos transformadores con su capacidad nominal rebasada, y se encuentran nodos cuyo voltaje se encuentra ligeramente por debajo del límite de 0.95 P.U. del nominal en condiciones normales de operación.

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 ESC-691 con el mayor nivel de falla (20.1 kA), aunque se observa que el nodo de GES-69 tiene un nivel de falla de 16.90 kA. Aunque se tengan valores altos de falla éstos se encuentran por debajo de la capacidad de los equipos instalados.

Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “D.2.1.”.

- Demanda Media

La demanda esperada de generación será de aproximadamente 1679.9 MW, teniendo en cuenta una demanda esperada de exportación de 191.4 MW y 61.1 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y una importación de 120.0 MW con México. En este período se tiene el mayor requerimiento de potencia reactiva por parte de la demanda en la zona central.

En la red 69 KV de TRELEC se observan algunos transformadores que alcanzan su máxima capacidad.

Las mayor corriente de falla esta en 19.90 kA en el nodo de ESC-691, por debajo de los valores obtenidos 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 1081.2 MW y teniendo en cuenta una demanda esperada de exportación de 114.2 MW y 8.5 MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente y una importación de 0.0 MW de México. Los niveles de tensión en la red de 230 kV se encontraran muy próximos al nominal con tendencia a estar por encima de éste; la existencia de bancos de reactores en las subestaciones Los Brillantes, La Esperanza, Guatemala Norte, Guatemala Este, Guatemala Sur, Izabal, Morales y Panaluya, reducen los nivel de tensión.

No se esperan sobrecargas en transformadores y líneas de transmisión. El mayor nivel de falla se encuentra en el nodo ESC-691 corrientes de falla trifásica se encuentran 19.00 kA aproximadamente por debajo de los valores obtenidos en demanda media. Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “D.2.3.”.

1.3. Estudio Abril 2,019

Para el año estacional en estudio se espera que para el mes de abril de 2,019 se tenga la demanda máxima proyectada.

- Demanda Máxima

Las condiciones esperadas para éste escenario sera una generación máxima de aproximadamente 1924.1 MW, la demanda de 1777.1 MW y las pérdidas de transmisión alrededor de 71.9 MW; adicional a ésta se considera una exportación de 187.6 MW y 7.5



MW en la interconexión con El Salvador y Honduras respectivamente, y 120.0 MW importados desde México; el porcentaje de pérdidas de transmisión calculadas para este escenario son del 3.736812 % sobre una generación total de 2044.0 MW.

El mayor nivel de falla se encuentra en el nodo ESC-691 corrientes de falla trifásica se encuentran 20.50 kA aproximadamente por debajo de los valores obtenidos en demanda media. Los resultados obtenidos del estudio de flujo de carga se muestran en el anexo “D.3.1.”.

1.4. Sensibilidad de Generación Local

- Septiembre 2,018 Demanda Máxima

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 1,760.6 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 1,686.1 MW de demanda local mas 74.5 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 4.23151198455072 %.

- Marzo 2,019 Demanda Máxima

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 1,839.9 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 1,769.8 MW de demanda local mas 70.1 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 3.80998967335181 %.

- Abril 2,019 Demanda Máxima

La demanda máxima esperada de acuerdo a la programación del despacho será de una generación de 1,849.1 MW, que en el flujo de carga será de aproximadamente 1,778.8 MW de demanda local mas 70.2 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 3.79644151208696 %.



2. Instalación de Bancos de Capacitores

Sobre la base de los estudios de flujos de carga y asumiendo que la demanda conectado a los nodos en que se vincula con el transportista cumplen con el factor de potencia de 0.9; se determinan los montos de potencia reactiva necesaria para elevar el nivel de tensión a por lo menos del 0.95 p.u. y 1.0 p.u. del nominal de manera individual en cada nodo.

2.1. Estudio Septiembre 2,018

- Demanda Máxima

Tomando como base el estudio de demanda máxima, se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en los nodos 1313 QUI-69, 1326 ZCP-69 y 1381 ZCP-13 ya que el voltaje se encuentra por debajo de 0.95 p.u.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      TUE, FEB 20 2018   7:54
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018

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)
  1313 QUI-69      69.000    1 0.9479 65.405    1326 ZCP-69      69.000    1 0.9360 64.583
  1381 ZCP-13      13.800    1 0.9430 13.014

```

El monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para el nodo 1381 ZCP-13 y voltaje de 0.95 p.u es:

2.1.1 Tabla de Banco de Capacitores voltaje 0.95 p.u.:

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			0.95 p.u.
1381	ZCP-13	ZACUALPA	2.4 MVAR



El monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para el nodo 1381 ZCP-13 y voltaje 1.00 p.u. es:

2.1.2 Tabla de Banco de Capacitores voltaje 1.0 p.u:

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 p.u.
1381	ZCP-13	ZACUALPA	5.4 MVAR

Con la integración del banco de capacitores de -2.4 MVAR en el nodo 1381 ZCP-13 el voltaje de las subestaciones eléctricas está dentro del rango establecido en las Normas Técnicas.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    TUE, FEB 20 2018    7:59
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018
```

```
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 *
```




2.2. Estudio Marzo 2,019

- **Demanda Máxima**

Tomando como base el estudio de demanda máxima, se hace necesaria la compensación de potencia reactiva en los nodos 1313 QUI-69, 1326 ZCP-69 y 1381 ZCP-13 ya que el voltaje se encuentra por debajo de 0.95 p.u.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    TUE, FEB 20 2018    8:11
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019
```

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)
1313 QUI-69    69.000   1 0.9485 65.449    1326 ZCP-69    69.000   1 0.9359 64.579
1381 ZCP-13    13.800   1 0.9427 13.009
```

El monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para el nodo 1381 ZCP-13 y voltaje 0.95 p.u. es:

2.2.1 Tabla de Banco de Capacitores voltaje 0.95 p.u.:

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			0.95 p.u.
1381	ZCP-13	ZACUALPA	2.4 MVAR



El monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para el nodo 1381 ZCP-13 y voltaje 1.00 p.u. es:

2.2.1 Tabla de Banco de Capacitores voltaje 1.00 p.u.:

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 p.u.
1381	ZCP-13	ZACUALPA	5.4 MVAR

Con la integración del banco de capacitores de 2.4 MVAR en el nodo 1381 ZCP-13 el voltaje de las subestaciones eléctricas está dentro del rango establecido en las Normas Técnicas.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E    TUE, FEB 20 2018    8:19
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019
```

```
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 *
```



6. 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:

$$FPNE_{ik} = 1 + \left(\frac{\Delta P_{erd}}{\Delta P d_{ik}} \right)$$

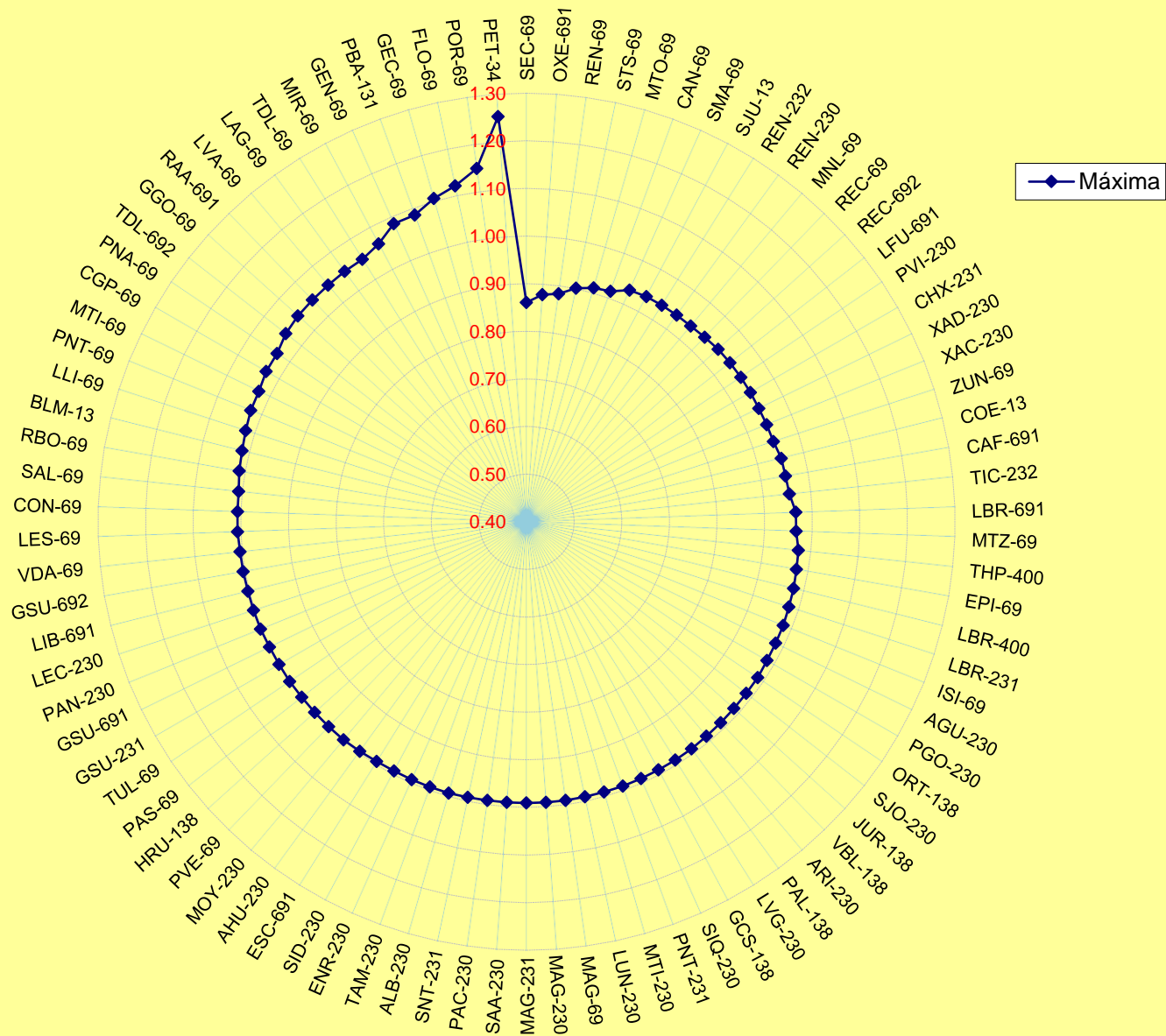
en donde:

$$\Delta P d_i = 1.0 MW, \text{ para cada uno de los nodos listados en las gráficas.}$$



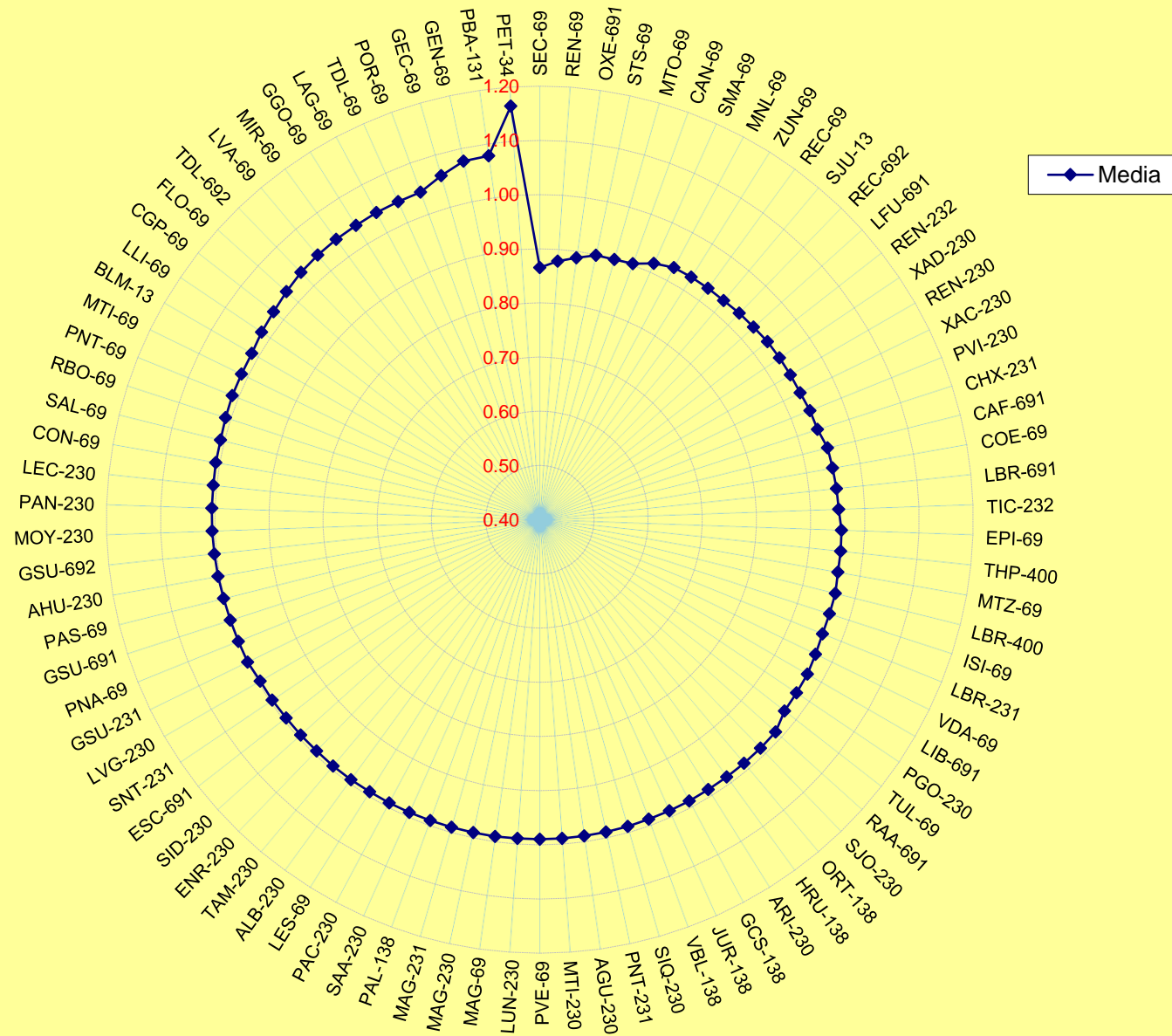
6.1. Septiembre 2,018

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia - Septiembre 2,018



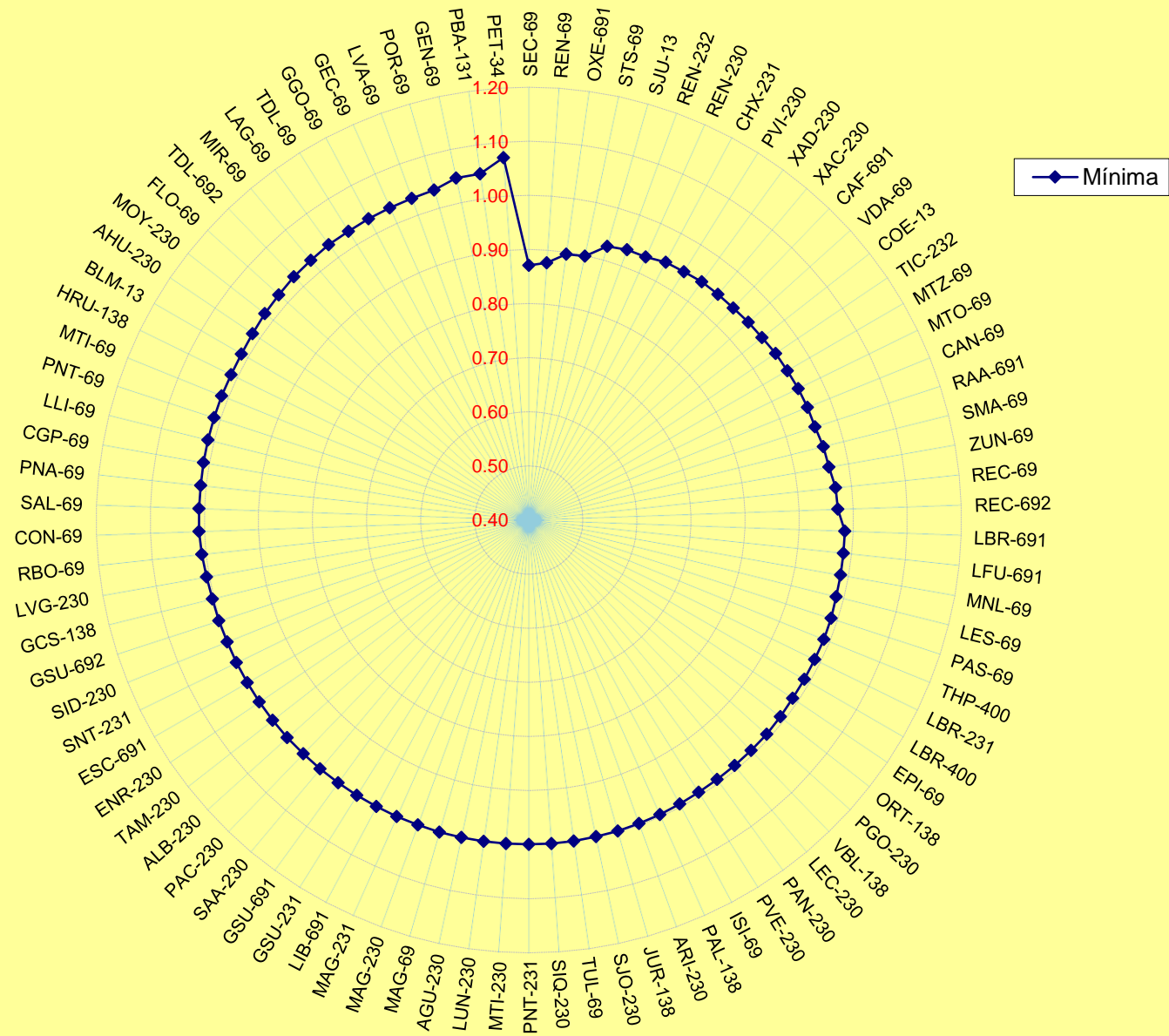


Factores de Pérdidas Nodales de Referencia - Septiembre 20, 2018





Factores de Pérdidas Nodales de Referencia - Septiembre 20, 2018





Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Septiembre 2,018				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1101	AGU-230	0.981819153	0.989322662	0.999935150
1102	ALB-230	0.993026733	0.993194580	1.001010895
1103	CHX-231	0.942779541	0.939002991	0.939495087
1105	ENR-230	0.993118286	0.993278503	1.001094818
1109	GSU-231	1.000000000	1.000000000	1.000000000
1110	LBR-231	0.978981018	0.962642670	0.988441467
1111	SID-230	0.993118286	0.993576050	1.001411438
1112	TAM-230	0.993034363	0.993198395	1.001014709
1115	JUR-138	0.986328125	0.987850189	0.998085022
1117	SJO-230	0.985534668	0.986389160	0.998180389
1121	ARI-230	0.987800598	0.987300873	0.996814728
1123	PAL-138	0.989570618	0.990673065	0.996070862
1124	LVG-230	0.989913940	0.995838165	1.005001068
1126	MOY-230	0.997840881	1.005134583	1.019420624
1128	LBR-400	0.978240967	0.962173462	0.988441467
1131	ORT-138	0.985450745	0.986660004	0.990749359
1132	SIQ-230	0.990730286	0.989032745	0.999309540
1135	REN-232	0.935768127	0.933467865	0.931541443
1140	PAC-230	0.991012573	0.991775513	1.000507355
1146	PGO-230	0.982940674	0.971454620	0.992080688
1151	ESC-691	0.993698120	0.994262695	1.001155853
1154	GSU-691	1.000396729	1.000370026	1.000049591
1156	GSU-692	1.004081726	1.003654480	1.002433777
1165	LUN-230	0.990821838	0.989719391	0.999622345
1166	SAA-230	0.990982056	0.991374969	1.000339508
1168	PNT-231	0.990760803	0.989227295	0.999397278
1169	MTI-230	0.990791321	0.989498138	0.999523163
1170	SNT-231	0.991996765	0.995822906	1.001361847
1174	VBL-138	0.986953735	0.988132477	0.992172241
1206	SAL-69	1.007507324	1.007160187	1.010101318

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Septiembre 2,018				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1207	CON-69	1.007400513	1.007057190	1.010013580
1215	LAG-69	1.049873352	1.042026520	1.029087067
1216	TDL-69	1.050170898	1.042331696	1.029376984
1218	MAG-69	0.990898132	0.990451813	0.999938965
1219	MAG-230	0.990898132	0.990451813	0.999938965
1220	MTI-69	1.025138855	1.012557983	1.012538910
1221	MAG-231	0.990898132	0.990455627	0.999942780
1241	PNT-69	1.024635315	1.012058258	1.012035370
1249	LVA-69	1.048446655	1.037296295	1.032890320
1306	LBR-691	0.965873718	0.950946808	0.984863281
1312	POR-69	1.149208069	1.043209076	1.034477234
1314	SMA-69	0.932121277	0.917556763	0.961635590
1322	ZUN-69	0.945297241	0.927734375	0.963462830
1337	TUL-69	0.999954224	0.973419189	0.999118805
1338	EPI-69	0.975357056	0.957244873	0.988891602
1339	CAN-69	0.915283203	0.902946472	0.955696106
1398	REC-69	0.938652039	0.927955627	0.970623016
1399	MTO-69	0.911041260	0.899250031	0.954261780
1406	LES-69	1.006927490	0.992309570	0.985996246
1413	RBO-69	1.012832642	1.009738922	1.007728577
1417	SEC-69	0.860290527	0.865394592	0.870971680
1424	GEN-69	1.084884644	1.076179504	1.046150208
1426	REN-69	0.883331299	0.877983093	0.876567841
1436	PAS-69	0.998794556	1.001346588	0.987773895
1437	PVE-69	0.998367310	0.989639282	0.993099213
1448	TIC-232	0.954971313	0.951911926	0.950553894
1449	MTZ-69	0.966835022	0.958858490	0.952205658
1452	SJU-13	0.935729980	0.928119659	0.926185608
1467	PBA-131	1.085380554	1.078098297	1.046264648
1496	PET-34	1.253234863	1.164894104	1.071697235

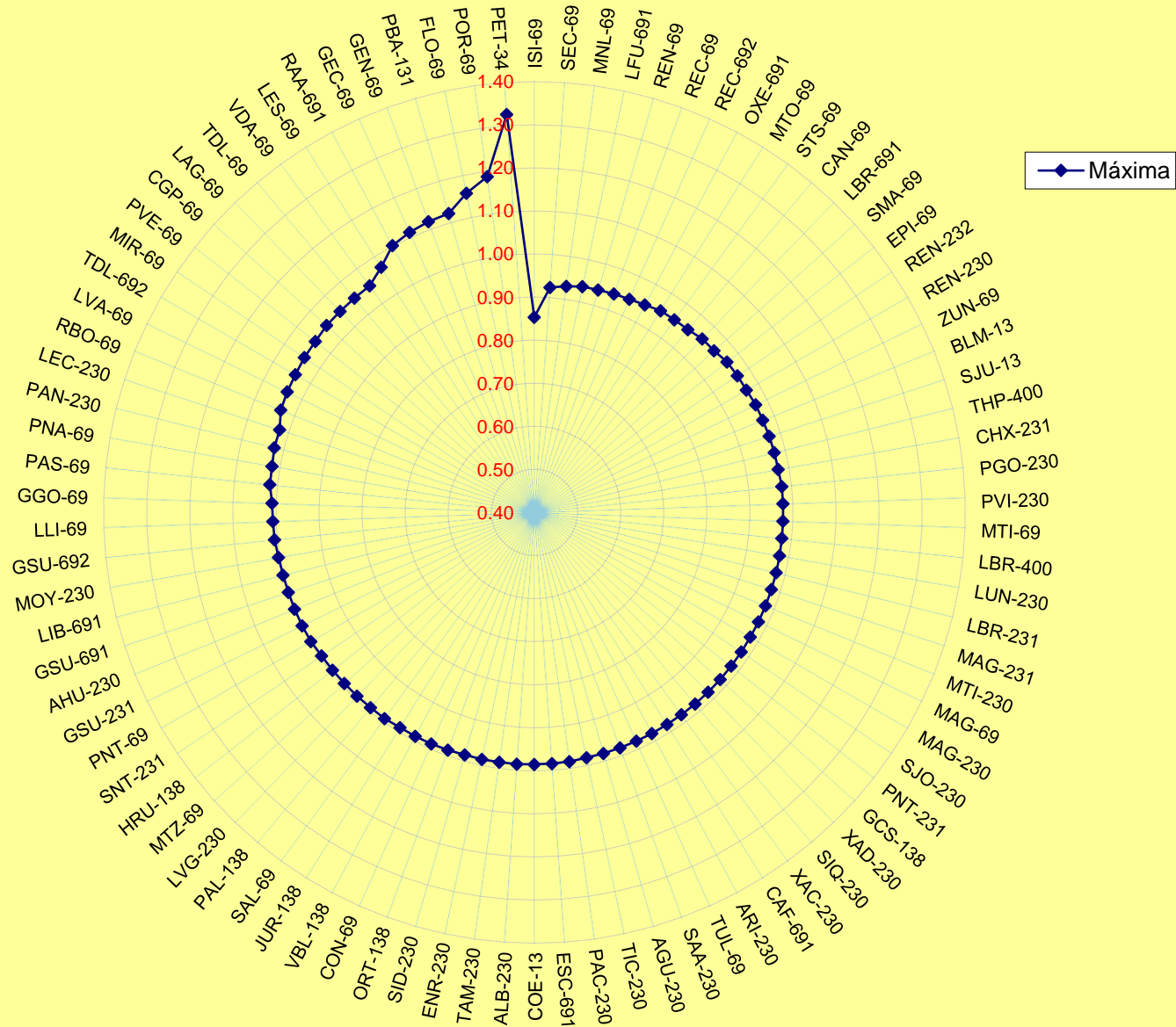
**Factores de Pérdidas Nodales de Referencia****Septiembre 2,018**

NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1667	CGP-69	1.031463623	1.023502350	1.010845184
1710	PAN-230	1.002601624	1.005771637	0.992656708
1723	COE-13	0.951148987	0.949035645	0.947391510
1755	GCS-138	0.989974976	0.987697601	1.002849579
1756	REN-230	0.936531067	0.934192657	0.932292938
1758	STS-69	0.901214600	0.898651123	0.898910522
1764	VDA-69	1.004699707	0.966331482	0.946521759
1795	HRU-138	0.998741150	0.986831665	1.012599945
1806	GEC-69	1.106109619	1.060554504	1.031764984
1823	PVI-230	0.942726135	0.937751770	0.940986633
1832	XAC-230	0.943809509	0.934661865	0.944442749
1835	PNA-69	1.031761169	1.000179291	1.010112762
1846	FLO-69	1.121490479	1.029338837	1.022109985
1857	MNL-69	0.936531067	0.927127838	0.985317230
1862	LIB-691	1.002906799	0.970287323	0.999969482
1863	ISI-69	0.981681824	0.962459564	0.994274139
1864	XAD-230	0.943069458	0.933948517	0.944080353
1865	REC-692	0.941268921	0.930217743	0.971973419
1869	LFU-691	0.942008972	0.931228638	0.985195160
3183	SNC-230	1.002601624	1.005912781	0.992527008
12250	TDL-692	1.041358948	1.034690857	1.025112152
12254	LLI-69	1.019950867	1.019355774	1.011501312
12283	MIR-69	1.061058044	1.039276123	1.027015686
12285	GGO-69	1.046287537	1.040245056	1.030731201
12325	BLM-13	1.015861511	1.013549805	1.013614655
14002	OXE-691	0.878105164	0.887863159	0.896125793
14005	CAF-691	0.952445984	0.947387695	0.944568634
14011	RAA-691	1.047271729	0.985439301	0.956638336
14319	THP-400	0.974227905	0.958297729	0.988437653
28161	AHU-230	0.995887756	1.002979279	1.016166687



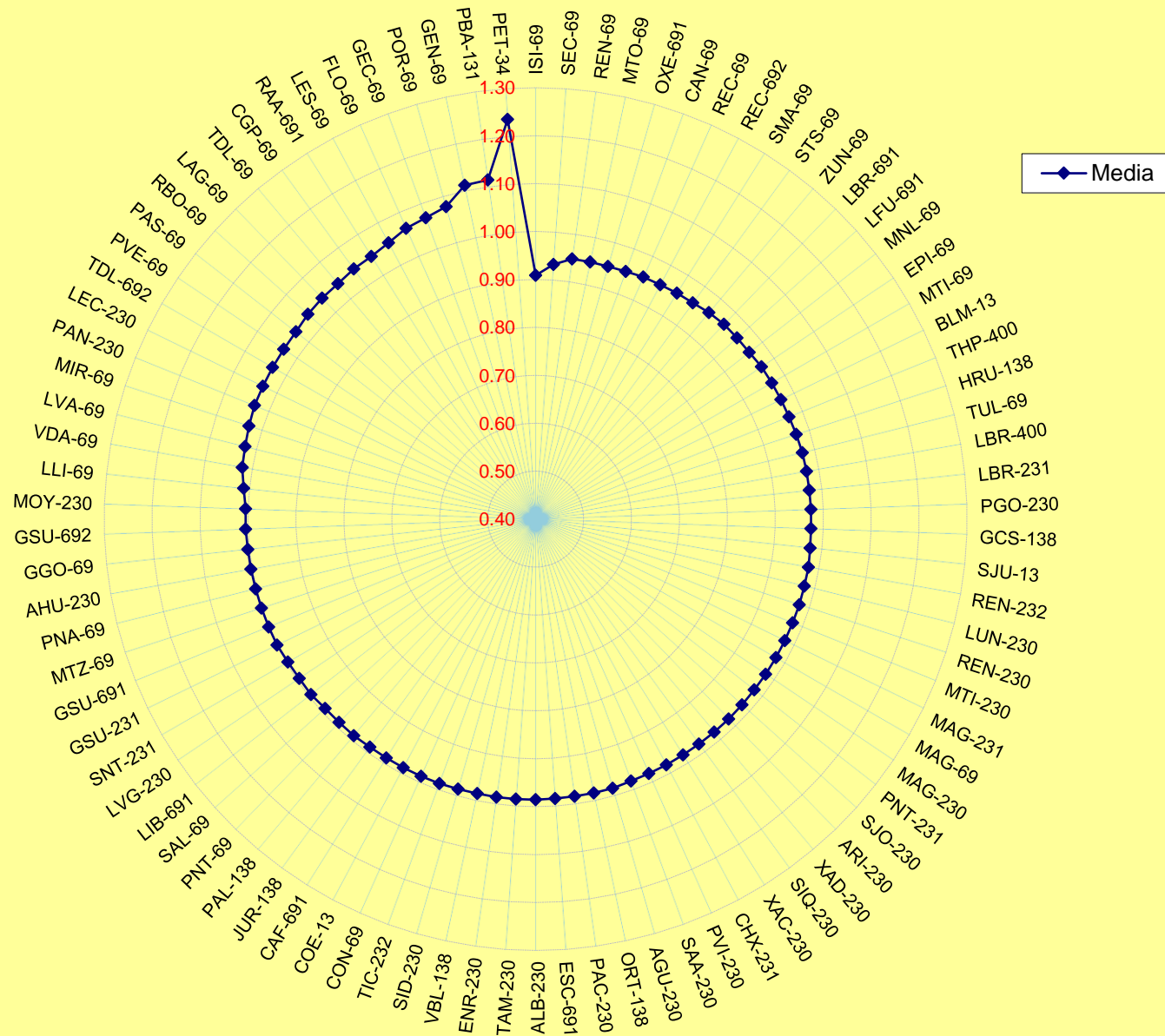
6.2. Marzo 2,019

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2,019



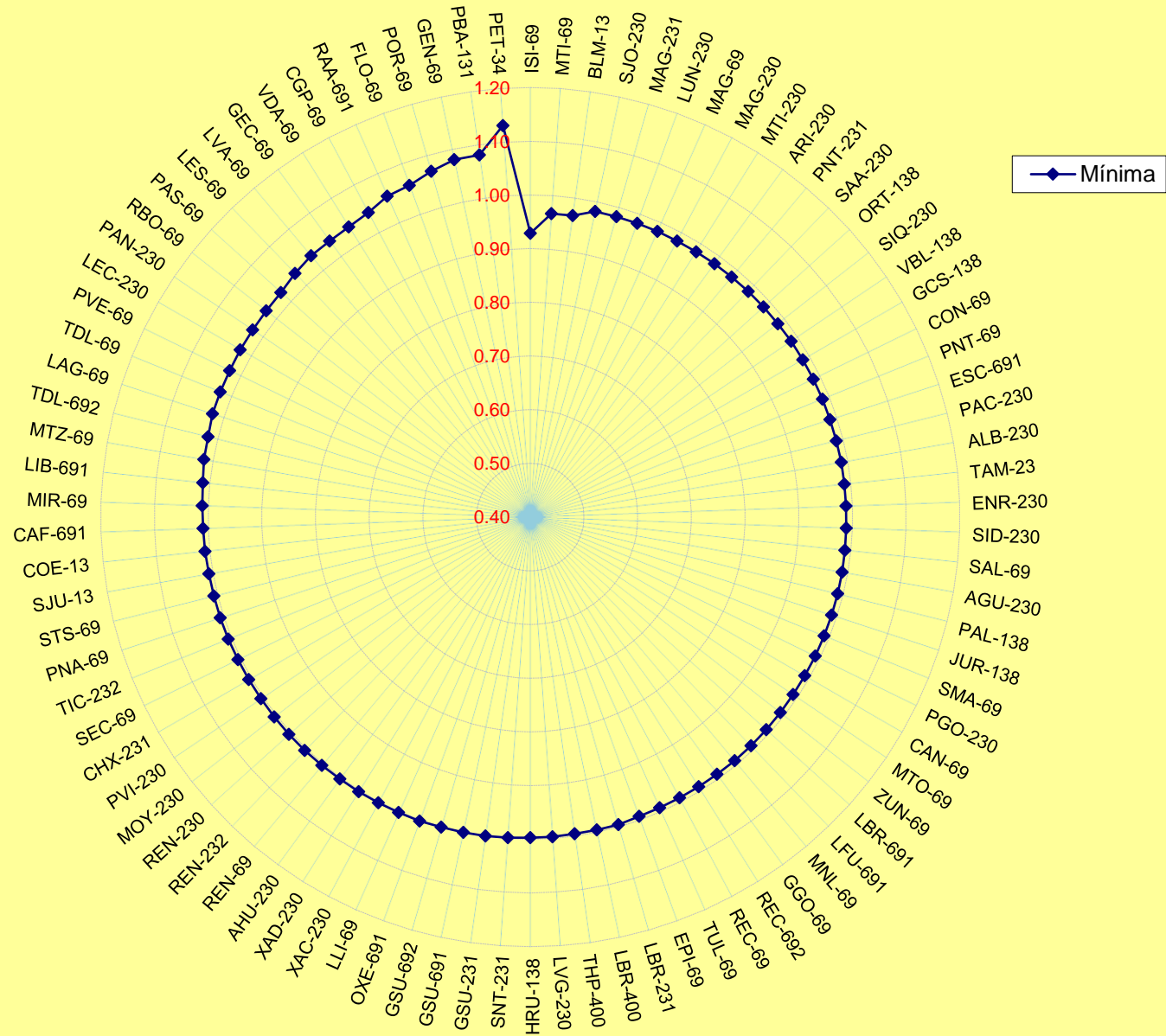


Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2019





Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2019





Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Marzo 2,019				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1101	AGU-230	0.981849670	0.984001160	0.989776611
1102	ALB-230	0.985748291	0.985561371	0.988336563
1103	CHX-231	0.974800110	0.980567932	1.005306244
1105	ENR-230	0.985832214	0.985645294	0.988422394
1109	GSU-231	1.000000000	1.000000000	1.000000000
1110	LBR-231	0.978302002	0.974262238	0.995729446
1111	SID-230	0.985832214	0.985931396	0.988733292
1112	TAM-230	0.985748291	0.985565186	0.988342285
1115	JUR-138	0.988883972	0.988334656	0.990251541
1117	SJO-230	0.979072571	0.979061127	0.981924057
1121	ARI-230	0.980865479	0.979694366	0.983402252
1123	PAL-138	0.991561890	0.989906311	0.989919662
1124	LVG-230	0.992675781	0.994701385	0.997016907
1126	MOY-230	1.002807617	1.005462646	1.004774094
1128	LBR-400	0.977577209	0.973937988	0.995729446
1131	ORT-138	0.987266541	0.984340668	0.984689713
1132	SIQ-230	0.980491638	0.979957581	0.985002518
1135	REN-232	0.967948914	0.977676392	1.004302979
1140	PAC-230	0.984397888	0.984355927	0.987335205
1146	PGO-230	0.977386475	0.974605560	0.990522385
1151	ESC-691	0.984649658	0.984375000	0.987031937
1154	GSU-691	1.000434875	1.000354767	1.000062943
1156	GSU-692	1.006027222	1.005172729	1.000812531
1165	LUN-230	0.978050232	0.977687836	0.982164383
1166	SAA-230	0.981437683	0.981342316	0.984598160
1168	PNT-231	0.979232788	0.978778839	0.983655930
1169	MTI-230	0.978584290	0.978183746	0.982841492
1170	SNT-231	0.995635986	0.996837616	0.998455048
1174	VBL-138	0.988624573	0.985675812	0.985979080
1206	SAL-69	0.991432190	0.990402222	0.989416122

Factores de Pérdidas Nodales de Referencia				
Marzo 2,019				
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1207	CON-69	0.988281250	0.987186432	0.986301422
1215	LAG-69	1.049095154	1.040908813	1.022434235
1216	TDL-69	1.049392700	1.041206360	1.022716522
1218	MAG-69	0.978767395	0.978530884	0.982400894
1219	MAG-230	0.978851318	0.978607178	0.982517242
1220	MTI-69	0.977485657	0.968818665	0.966690063
1221	MAG-231	0.978431702	0.978191376	0.982088089
1241	PNT-69	0.999023438	0.989929199	0.986907959
1249	LVA-69	1.038314819	1.024898529	1.035268784
1306	LBR-691	0.960235596	0.965103149	0.991500854
1312	POR-69	1.187118530	1.077899933	1.069845200
1314	SMA-69	0.960693359	0.955871582	0.990381241
1322	ZUN-69	0.971176147	0.962348938	0.991266251
1337	TUL-69	0.981231689	0.973438263	0.992565155
1338	EPI-69	0.967262268	0.968521118	0.992851257
1339	CAN-69	0.954185486	0.949897766	0.990526199
1398	REC-69	0.939750671	0.952789307	0.992155075
1399	MTO-69	0.952415466	0.948364258	0.990697861
1406	LES-69	1.071472168	1.052810669	1.030973434
1413	RBO-69	1.034759521	1.039085388	1.023866653
1417	SEC-69	0.923545837	0.932552338	1.005720139
1424	GEN-69	1.118453979	1.112270355	1.080766678
1426	REN-69	0.937316895	0.948040009	1.003814697
1436	PAS-69	1.017349243	1.034587860	1.024707794
1437	PVE-69	1.045104980	1.033824921	1.022912979
1448	TIC-232	0.981918335	0.986915588	1.006362915
1449	MTZ-69	0.993545532	1.001140594	1.016874313
1452	SJU-13	0.972763062	0.975669861	1.007400513
1467	PBA-131	1.122169495	1.114562988	1.080978394
1496	PET-34	1.326416016	1.235870361	1.131158829

**Factores de Pérdidas Nodales de Referencia****Marzo 2,019**

NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1667	CGP-69	1.048538208	1.044956207	1.042415619
1710	PAN-230	1.021934509	1.032623291	1.023508072
1723	COE-13	0.984863281	0.987438202	1.008968353
1755	GCS-138	0.979911804	0.974781036	0.986291885
1756	REN-230	0.968475342	0.978027344	1.004398346
1758	STS-69	0.952766418	0.957950592	1.007232666
1764	VDA-69	1.050643921	1.021450043	1.037437439
1795	HRU-138	0.994720459	0.971359253	0.997138977
1806	GEC-69	1.111801147	1.068988800	1.035419464
1823	PVI-230	0.977416992	0.980804443	1.004810333
1832	XAC-230	0.980514526	0.979984283	1.002750397
1835	PNA-69	1.018203735	1.001609802	1.006834030
1846	FLO-69	1.157447815	1.064022064	1.057456970
1857	MNL-69	0.930351257	0.965541840	0.991937637
1862	LIB-691	1.001342773	0.994544983	1.013103485
1863	ISI-69	0.853141785	0.908840179	0.928413391
1864	XAD-230	0.980323792	0.979873657	1.002756119
1865	REC-692	0.941635132	0.953948975	0.992107391
1869	LFU-691	0.935989380	0.965427399	0.991823196
3183	LEC-230	1.021942139	1.032917023	1.023471832
12250	TDL-692	1.040359497	1.033325195	1.018127441
12254	LLI-69	1.007125854	1.012481689	1.002382278
12283	MIR-69	1.043586731	1.028423309	1.011106491
12285	GGO-69	1.009124756	1.003631592	0.991968155
12325	BLM-13	0.971504211	0.969333649	0.967081070
14002	OXE-691	0.945854187	0.948482513	1.002138138
14005	CAF-691	0.980575562	0.987712860	1.009422302
14011	RAA-691	1.101440430	1.046379089	1.054470062
14319	THP-400	0.973579407	0.970088959	0.995744705
28161	AHU-230	1.000381470	1.003086090	1.002920151



8. Análisis de Contingencias

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
Check branch flows =	T
Merge Branch Rating file with pf ratings =	F
Check branch flows in MVA =	T
Check Weighted Short Circuit Ratio =	F
Perform both ULTC enable/disable computations =	F
Use AGC action in post-ULTC solution =	F
Permissible Voltage Change Difference in Percent =	5.0
Limit generator VARs =	Always
Limit swing bus generator VARs =	Always
Remote control by generators =	Always
Adjust ULTCs for voltage control =	Never
Adjust ULTCs for MVar flow control =	Never
Adjust phase-shifters for MW flow control =	Never
Adjust static tap-changers for voltage control =	Never
Adjust static tap-changers for MVar control =	Never
Adjust static phase-shifters for MW control =	Never
Adjust static series compensators =	Never
Adjust SVC / continuous switched shunts =	Always
Adjust discrete switched shunts =	Never
Adjust area interchanges =	Never
Include load in area interchange control =	F
Adjust automatic SPS =	In Post-Contingency
Adjust manual SPS =	Never
Maximum iterations for PF solution =	50
Convergence tolerance for PF solution =	0.50 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
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 %

Name option = No
Flat start = F
Show ULTC adjustments during PF solution = T
Voltage correction tolerance for base case = 1.0000
Output volume = 1
Maximum Number of Reported Voltage Violations = All
Maximum Number of Reported Thermal Violations = All
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

Criteria:

Thermal Cascading percentage limit = 100

Voltage criteria group 1:
High limit = 1.05000
Low limit = 0.95000
Apply in = Pre-contingency
Include area= 1
Group name =VCRGRP1
Number of buses: 802

Voltage criteria group 2:
High limit = 1.10000
Low limit = 0.90000
Apply in = Post-contingency
Include area= 1
Group name =VCRGRP2
Number of buses: 802

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: 555
Number of 3-winding transformers including the outaged: 22



8.1 Septiembre 2,018

Listado de Contingencias:

[VSAT 4.X Contingency] /Created by VSAT Contingency Preparation Utility
/From C:\Estudios\2018\PLP1819\Análisis N-1\Script Contingency.cts

001	Contingency name = 'AGULVG230A	'Outage Branch =	1101	1124	'1	' / AGU-230	LVG-230
002	Contingency name = 'AGULVG230B	'Outage Branch =	1101	1124	'2	' / AGU-230	LVG-230
003	Contingency name = 'AGUPAC230	'Outage Branch =	1101	1140	'1	' / AGU-230	PAC-230
004	Contingency name = 'AGUJEN230A	'Outage Branch =	1101	1908	'1	' / AGU-230	JEN-230
005	Contingency name = 'AGUJEN230B	'Outage Branch =	1101	1908	'2	' / AGU-230	JEN-230
006	Contingency name = 'ALBENR230	'Outage Branch =	1102	1105	'1	' / ALB-230	ENR-230
007	Contingency name = 'ALBESC230A	'Outage Branch =	1102	1106	'1	' / ALB-230	ESC-231
008	Contingency name = 'ALBESC230B	'Outage Branch =	1102	1106	'2	' / ALB-230	ESC-231
009	Contingency name = 'ALBGSU230	'Outage Branch =	1102	1109	'1	' / ALB-230	GSU-231
010	Contingency name = 'ALBSID230	'Outage Branch =	1102	1111	'1	' / ALB-230	SID-230
011	Contingency name = 'ALBTAM230	'Outage Branch =	1102	1112	'1	' / ALB-230	TAM-230
012	Contingency name = 'ALBPAC230	'Outage Branch =	1102	1140	'1	' / ALB-230	PAC-230
013	Contingency name = 'CHXCHX230A	'Outage Branch =	1103	1141	'1	' / CHX-231	CHX-233
014	Contingency name = 'CHXCHX230B	'Outage Branch =	1103	1141	'2	' / CHX-231	CHX-233
015	Contingency name = 'ESCGSU230	'Outage Branch =	1106	1109	'1	' / ESC-231	GSU-231
016	Contingency name = 'ESCSJQ230	'Outage Branch =	1106	1120	'1	' / ESC-231	SJQ-230
017	Contingency name = 'ESCSIQ230	'Outage Branch =	1106	1132	'1	' / ESC-231	SIQ-230
018	Contingency name = 'ESCLPA230	'Outage Branch =	1106	1160	'1	' / ESC-231	LPA-230
019	Contingency name = 'GESGNO230A	'Outage Branch =	1107	1108	'1	' / GES-231	GNO-231
020	Contingency name = 'GESGNO230B	'Outage Branch =	1107	1108	'2	' / GES-231	GNO-231
021	Contingency name = 'GESGSU230A	'Outage Branch =	1107	1109	'1	' / GES-231	GSU-231
022	Contingency name = 'GESGSU230B	'Outage Branch =	1107	1109	'2	' / GES-231	GSU-231
023	Contingency name = 'GESSNT230	'Outage Branch =	1107	1170	'1	' / GES-231	SNT-231
024	Contingency name = 'GNOTIC230A	'Outage Branch =	1108	1444	'1	' / GNO-231	TIC-231
025	Contingency name = 'GNOTIC230B	'Outage Branch =	1108	1448	'2	' / GNO-231	TIC-232
026	Contingency name = 'GNOSAS230	'Outage Branch =	1108	1771	'1	' / GNO-231	SAS-230
027	Contingency name = 'LBRESP230	'Outage Branch =	1110	1119	'1	' / LBR-231	ESP-230
028	Contingency name = 'LBRPGO230	'Outage Branch =	1110	1145	'1	' / LBR-231	PGO-231
029	Contingency name = 'ESCJUR138	'Outage Branch =	1113	1115	'1	' / ESC-138	JUR-138
030	Contingency name = 'ESCGCS138	'Outage Branch =	1113	1755	'1	' / ESC-138	GCS-138
031	Contingency name = 'GSUJUR138	'Outage Branch =	1114	1115	'2	' / GSU-138	JUR-138
032	Contingency name = 'GSUPAL138T	'Outage Branch =	1114	1122	'1	' / GSU-138	PAL-138T
033	Contingency name = 'JURPAL138T	'Outage Branch =	1115	1122	'1	' / JUR-138	PAL-138T
034	Contingency name = 'SJOCLI230	'Outage Branch =	1117	1164	'1	' / SJO-230	CLI-230
035	Contingency name = 'ESPHUE230	'Outage Branch =	1119	1841	'1	' / ESP-230	HUE-232
036	Contingency name = 'SJQARI230	'Outage Branch =	1120	1121	'1	' / SJQ-230	ARI-230
037	Contingency name = 'SJQPAC230	'Outage Branch =	1120	1140	'1	' / SJQ-230	PAC-230
038	Contingency name = 'PALPAL138T	'Outage Branch =	1122	1123	'1	' / PAL-138T	PAL-138
039	Contingency name = 'PALVBL138T	'Outage Branch =	1122	1174	'1	' / PAL-138T	VBL-138
040	Contingency name = 'LVGMOY230	'Outage Branch =	1124	1129	'1	' / LVG-230	MOY-232
041	Contingency name = 'LVGSNT230	'Outage Branch =	1124	1170	'1	' / LVG-230	SNT-231
042	Contingency name = 'LVGAHU230	'Outage Branch =	1124	28161	'1	' / LVG-230	AHU-230
043	Contingency name = 'MOYMOY231	'Outage Branch =	1125	1126	'1	' / MOY-231	MOY-230
044	Contingency name = 'MOYAHU230	'Outage Branch =	1125	28161	'1	' / MOY-231	AHU-230
045	Contingency name = 'MOYMOY232	'Outage Branch =	1126	1129	'2	' / MOY-230	MOY-232



046	Contingency name = 'LBRTHP400	'Outage Branch =	1128	14319	'1	' / LBR-400	THP-400
047	Contingency name = 'ORTVBL138	'Outage Branch =	1131	1174	'1	' / ORT-138	VBL-138
048	Contingency name = 'SIQPG0230	'Outage Branch =	1132	1145	'1	' / SIQ-230	PGO-231
049	Contingency name = 'SIQPNT230	'Outage Branch =	1132	1168	'1	' / SIQ-230	PNT-230
050	Contingency name = 'SIQMAG230	'Outage Branch =	1132	1219	'1	' / SIQ-230	MAG-230
051	Contingency name = 'RENREN230	'Outage Branch =	1135	1756	'1	' / REN-232	REN-230
052	Contingency name = 'PLTPAC230A	'Outage Branch =	1139	1140	'1	' / PLT-230	PAC-230
053	Contingency name = 'PLTPAC230B	'Outage Branch =	1139	1140	'2	' / PLT-230	PAC-230
054	Contingency name = 'PACCLI230	'Outage Branch =	1140	1164	'1	' / PAC-230	CLI-230
055	Contingency name = 'PACSAA230	'Outage Branch =	1140	1166	'1	' / PAC-230	SAA-230
056	Contingency name = 'PACMAG230	'Outage Branch =	1140	1219	'1	' / PAC-230	MAG-230
057	Contingency name = 'CHXTIC230A	'Outage Branch =	1141	1444	'1	' / CHX-233	TIC-231
058	Contingency name = 'CHXTIC230B	'Outage Branch =	1141	1448	'2	' / CHX-233	TIC-232
059	Contingency name = 'CHXSAS230	'Outage Branch =	1141	1771	'1	' / CHX-233	SAS-230
060	Contingency name = 'CHXUSP230A	'Outage Branch =	1141	1845	'1	' / CHX-233	USP-230
061	Contingency name = 'CHXUSP230B	'Outage Branch =	1141	1845	'2	' / CHX-233	USP-230
062	Contingency name = 'PLTPLI69	'Outage Branch =	1144	12272	'1	' / PLT-69	PLI-69
063	Contingency name = 'PGOPGO230	'Outage Branch =	1145	1146	'1	' / PGO-231	PGO-230
064	Contingency name = 'ESCEJO69	'Outage Branch =	1151	1240	'1	' / ESC-691	EJO-69
065	Contingency name = 'ESCLLR69	'Outage Branch =	1151	12177	'1	' / ESC-691	LLR-69
066	Contingency name = 'ESCGAC691	'Outage Branch =	1151	12204	'1	' / ESC-691	GAC-691
067	Contingency name = 'ESCGAC692	'Outage Branch =	1151	12205	'1	' / ESC-691	GAC-692
068	Contingency name = 'ESTTND69	'Outage Branch =	1151	12241	'1	' / ESC-691	TND-69
069	Contingency name = 'GNOAPA691	'Outage Branch =	1152	12010	'1	' / GNO-691	APA-691
070	Contingency name = 'GNOGG6-69	'Outage Branch =	1152	12078	'1	' / GNO-691	GG6-693
071	Contingency name = 'GNOGNG693	'Outage Branch =	1152	12083	'1	' / GNO-691	GNG-693
072	Contingency name = 'GNOLRO69	'Outage Branch =	1152	12245	'1	' / GNO-691	LRO-69D
073	Contingency name = 'GNONOV69	'Outage Branch =	1153	1408	'1	' / GNO-692	NOV-69
074	Contingency name = 'GNOAPA692	'Outage Branch =	1153	12011	'1	' / GNO-692	APA-692
075	Contingency name = 'GNOGNG694	'Outage Branch =	1153	12084	'1	' / GNO-692	GNG-694
076	Contingency name = 'GSUCEN69A	'Outage Branch =	1154	1204	'1	' / GSU-691	CEN-69
077	Contingency name = 'GSUCEN69B	'Outage Branch =	1154	1204	'2	' / GSU-691	CEN-69
078	Contingency name = 'GSUCEN69C	'Outage Branch =	1154	1204	'3	' / GSU-691	CEN-69
079	Contingency name = 'GSUVIL69	'Outage Branch =	1154	12192	'1	' / GSU-691	VIL-69
080	Contingency name = 'GSUSMO692	'Outage Branch =	1154	12304	'1	' / GSU-691	SMO-692
081	Contingency name = 'GESGDA691	'Outage Branch =	1155	12062	'1	' / GES-69	GDA-691
082	Contingency name = 'GESRBR69	'Outage Branch =	1155	12150	'1	' / GES-69	RBR-69
083	Contingency name = 'GESGDA69D	'Outage Branch =	1155	12229	'1	' / GES-69	GDA-69D
084	Contingency name = 'GESGEG694	'Outage Branch =	1155	12273	'1	' / GES-69	GEG-694
085	Contingency name = 'GSULVG69	'Outage Branch =	1156	1425	'1	' / GSU-692	LVG-69
086	Contingency name = 'GSUPTA69	'Outage Branch =	1156	12147	'1	' / GSU-692	PTA-69
087	Contingency name = 'GSUSMO691	'Outage Branch =	1156	12303	'1	' / GSU-692	SMO-691
088	Contingency name = 'LPALPA231	'Outage Branch =	1160	1161	'1	' / LPA-230	LPA-231
089	Contingency name = 'LPALPA232	'Outage Branch =	1160	1162	'1	' / LPA-230	LPA-232
090	Contingency name = 'GISSAM69D	'Outage Branch =	1163	12243	'1	' / GIS-69D	SAM-69D
091	Contingency name = 'GISIMP69D	'Outage Branch =	1163	12269	'1	' / GIS-69D	IMP-69D
092	Contingency name = 'LUNMTI230	'Outage Branch =	1165	1169	'1	' / LUN-230	MTI-230
093	Contingency name = 'LUNMAG230	'Outage Branch =	1165	1219	'1	' / LUN-230	MAG-230
094	Contingency name = 'SAAMAG230	'Outage Branch =	1166	1219	'1	' / SAA-230	MAG-230
095	Contingency name = 'PNTPNT230	'Outage Branch =	1167	1168	'1	' / PNT-231	PNT-230
096	Contingency name = 'PNTMTI230	'Outage Branch =	1168	1169	'1	' / PNT-230	MTI-230
097	Contingency name = 'SNTSNT230	'Outage Branch =	1170	1171	'1	' / SNT-231	SNT-230
098	Contingency name = 'CENCEN692	'Outage Branch =	1204	12027	'1	' / CEN-69	CEN-692
099	Contingency name = 'CENC691	'Outage Branch =	1204	12033	'1	' / CEN-69	CG1-69D



100	Contingency name = 'CENGLT69	'Outage Branch =	1204	12080	'1	' / CEN-69	GLT-69
101	Contingency name = 'CENHIP69	'Outage Branch =	1204	12089	'1	' / CEN-69	HIP-69
102	Contingency name = 'CENKAM692	'Outage Branch =	1204	12097	'1	' / CEN-69	KAM-692
103	Contingency name = 'CENMIX691	'Outage Branch =	1204	12122	'1	' / CEN-69	MIX-691
104	Contingency name = 'SALSMM69	'Outage Branch =	1206	12178	'1	' / SAL-69	SMM-69
105	Contingency name = 'CONSMM69	'Outage Branch =	1207	12178	'1	' / CON-69	SMM-69
106	Contingency name = 'LAGTDL69	'Outage Branch =	1215	1216	'1	' / LAG-69	TDL-69
107	Contingency name = 'LAGAMA69	'Outage Branch =	1215	12005	'1	' / LAG-69	AMA-69
108	Contingency name = 'LAGVNU692	'Outage Branch =	1215	12195	'1	' / LAG-69	VNU-692
109	Contingency name = 'LAGTDL693	'Outage Branch =	1215	12251	'1	' / LAG-69	TDL-693
110	Contingency name = 'LAGSMP692	'Outage Branch =	1215	12319	'1	' / LAG-69	SMP-692
111	Contingency name = 'LUNLUN692	'Outage Branch =	1217	12326	'1	' / LUN-69	LUN-692
112	Contingency name = 'MAGMAG231	'Outage Branch =	1219	1221	'1	' / MAG-230	MAG-231
113	Contingency name = 'MTIPNT69	'Outage Branch =	1220	1241	'1	' / MTI-69	PNT-69
114	Contingency name = 'EJOPT69	'Outage Branch =	1240	1241	'1	' / EJO-69	PNT-69
115	Contingency name = 'PNTCOC69	'Outage Branch =	1241	1303	'1	' / PNT-69	COC-69
116	Contingency name = 'LVACQU69	'Outage Branch =	1249	12049	'1	' / LVA-69	CQU-69
117	Contingency name = 'GSLMIR692	'Outage Branch =	1251	12292	'1	' / GSL-69	MIR-692
118	Contingency name = 'CHM-SJG-GSU69	'Outage Branch =	1301	1331	'1	' / CHM-69	SJG-69
119	Contingency name = 'CHMGEC69	'Outage Branch =	1301	1806	'1	' / CHM-69	GEC-69
120	Contingency name = 'CHMPAT69	'Outage Branch =	1301	1810	'1	' / CHM-69	PAT-69
121	Contingency name = 'COAMEL69A	'Outage Branch =	1302	1310	'1	' / COA-69	MEL-69
122	Contingency name = 'COAMEL69B	'Outage Branch =	1302	1310	'2	' / COA-69	MEL-69
123	Contingency name = 'COALIB69	'Outage Branch =	1302	1862	'1	' / COA-69	LIB-691
124	Contingency name = 'COCLNO69	'Outage Branch =	1303	1307	'1	' / COC-69	LNO-69
125	Contingency name = 'COCCA069	'Outage Branch =	1303	1816	'1	' / COC-69	CAO-69
126	Contingency name = 'COCTOL69	'Outage Branch =	1303	1833	'1	' / COC-69	TOL-69
127	Contingency name = 'COCMIR692	'Outage Branch =	1303	12292	'1	' / COC-69	MIR-692
128	Contingency name = 'ESPZUN69D	'Outage Branch =	1304	1321	'1	' / ESP-69	ZUN-69D
129	Contingency name = 'ESPXEL69	'Outage Branch =	1304	1330	'1	' / ESP-69	XEL-69
130	Contingency name = 'ESPSMR69	'Outage Branch =	1304	1372	'1	' / ESP-69	SMR-69
131	Contingency name = 'HUEIXH69	'Outage Branch =	1305	1325	'1	' / HUE-69	IXH-69
132	Contingency name = 'HUEIXY69	'Outage Branch =	1305	1327	'1	' / HUE-69	IXY-69
133	Contingency name = 'LBRSS69	'Outage Branch =	1306	1316	'1	' / LBR-691	SSE-69
134	Contingency name = 'LBREPI69	'Outage Branch =	1306	1338	'1	' / LBR-691	EPI-69
135	Contingency name = 'LBRSE69	'Outage Branch =	1306	1374	'1	' / LBR-691	SFE-69
136	Contingency name = 'LBRREC69D	'Outage Branch =	1306	1828	'1	' / LBR-691	REC-69D
137	Contingency name = 'LBREPI691	'Outage Branch =	1306	1860	'1	' / LBR-691	EPI-691
138	Contingency name = 'LBRLIB69	'Outage Branch =	1306	1862	'1	' / LBR-691	LIB-691
139	Contingency name = 'LBRISI69	'Outage Branch =	1306	1863	'1	' / LBR-691	ISI-69
140	Contingency name = 'LBRLFU69	'Outage Branch =	1306	1869	'1	' / LBR-691	LFU-691
141	Contingency name = 'MALMEL69	'Outage Branch =	1308	1310	'1	' / MAL-69	MEL-69
142	Contingency name = 'MALPOR69	'Outage Branch =	1308	1312	'1	' / MAL-69	POR-69
143	Contingency name = 'MALFLO69	'Outage Branch =	1308	1846	'1	' / MAL-69	FLO-69
144	Contingency name = 'MAZLMA69	'Outage Branch =	1309	1328	'1	' / MAZ-69	LMA-69
145	Contingency name = 'MAZLCR69	'Outage Branch =	1309	1336	'1	' / MAZ-69	LCR-69
146	Contingency name = 'MAZPNA69	'Outage Branch =	1309	1835	'1	' / MAZ-69	PNA-69
147	Contingency name = 'QUISOL69	'Outage Branch =	1313	1315	'1	' / QUI-69	SOL-69
148	Contingency name = 'QUIZCP69	'Outage Branch =	1313	1326	'1	' / QUI-69	ZCP-69
149	Contingency name = 'SMACAN69	'Outage Branch =	1314	1339	'1	' / SMA-69	CAN-69
150	Contingency name = 'SMASFE69	'Outage Branch =	1314	1374	'1	' / SMA-69	SFE-69
151	Contingency name = 'SMAZUN692	'Outage Branch =	1314	1813	'1	' / SMA-69	ZUN-692
152	Contingency name = 'SOLALK69	'Outage Branch =	1315	1318	'1	' / SOL-69	ALK-69
153	Contingency name = 'SOLPAT69	'Outage Branch =	1315	1810	'1	' / SOL-69	PAT-69



154	Contingency name = 'SOLTOL69	'Outage Branch =	1315	1833	'1	' / SOL-69	TOL-69
155	Contingency name = 'SSEREU69	'Outage Branch =	1316	1373	'1	' / SSE-69	REU-69
156	Contingency name = 'TOTALK69	'Outage Branch =	1317	1318	'1	' / TOT-69	ALK-69
157	Contingency name = 'ESP-XEL69D-ALK69	'Outage Branch =	1318	1329	'1	' / ALK-69	XEL-69D
158	Contingency name = 'IRTREC69	'Outage Branch =	1320	1828	'1	' / IRT-69	REC-69D
159	Contingency name = 'ZUNZUN69	'Outage Branch =	1321	1322	'1	' / ZUN-69D	ZUN-69
160	Contingency name = 'ZUNZUN692	'Outage Branch =	1322	1813	'2	' / ZUN-69	ZUN-692
161	Contingency name = 'CHPISI69	'Outage Branch =	1323	1863	'1	' / CHP-69	ISI-69
162	Contingency name = 'TEJTAC69	'Outage Branch =	1324	1335	'1	' / TEJ-69	TAC-69
163	Contingency name = 'TEJSMR69	'Outage Branch =	1324	1372	'1	' / TEJ-69	SMR-69
164	Contingency name = 'TEJMAR69	'Outage Branch =	1324	1814	'1	' / TEJ-69	MAR-69
165	Contingency name = 'IXYBRI69	'Outage Branch =	1327	1388	'1	' / IXY-69	BRI-69
166	Contingency name = 'LCRTUL69	'Outage Branch =	1336	1337	'1	' / LCR-69	TUL-69
167	Contingency name = 'LCREPI69	'Outage Branch =	1336	1338	'1	' / LCR-69	EPI-69
168	Contingency name = 'CANMTO69	'Outage Branch =	1339	1399	'1	' / CAN-69	MTO-69
169	Contingency name = 'SMRFLO69	'Outage Branch =	1372	1846	'1	' / SMR-69	FLO-69
170	Contingency name = 'RECREC693	'Outage Branch =	1398	1866	'1	' / REC-69	REC-693
171	Contingency name = 'COBSJU69	'Outage Branch =	1403	1416	'1	' / COB-69	SJU-69
172	Contingency name = 'COBVDA69	'Outage Branch =	1403	1764	'1	' / COB-69	VDA-69
173	Contingency name = 'LESLAP69D	'Outage Branch =	1406	1439	'1	' / LES-69	LAP-69D
174	Contingency name = 'LESQSD69	'Outage Branch =	1406	1709	'1	' / LES-69	QSD-69
175	Contingency name = 'LRURBO69	'Outage Branch =	1407	1413	'1	' / LRU-69	RBO-69
176	Contingency name = 'LRUGEN69	'Outage Branch =	1407	1424	'1	' / LRU-69	GEN-69
177	Contingency name = 'LRURIO69	'Outage Branch =	1407	1431	'1	' / LRU-69	RIO-69
178	Contingency name = 'LRUMYE69	'Outage Branch =	1407	1432	'1	' / LRU-69	MYE-69
179	Contingency name = 'LRUMOR69	'Outage Branch =	1407	1736	'1	' / LRU-69	MOR-69
180	Contingency name = 'NOVSAN69	'Outage Branch =	1408	1414	'1	' / NOV-69	SAN-69
181	Contingency name = 'NOVCGP69	'Outage Branch =	1408	1667	'1	' / NOV-69	CGP-69
182	Contingency name = 'PANMYE69	'Outage Branch =	1409	1432	'1	' / PAN-69	MYE-69
183	Contingency name = 'PANSCR69	'Outage Branch =	1409	1435	'1	' / PAN-69	SCR-69
184	Contingency name = 'PBAGEN69	'Outage Branch =	1410	1424	'1	' / PBA-69	GEN-69
185	Contingency name = 'PROEJI69	'Outage Branch =	1411	1428	'1	' / PRO-69	EJI-69
186	Contingency name = 'PROQSD69	'Outage Branch =	1411	1709	'1	' / PRO-69	QSD-69
187	Contingency name = 'PROAMI69	'Outage Branch =	1411	1762	'1	' / PRO-69	AMI-69
188	Contingency name = 'QUERGR69A	'Outage Branch =	1412	1494	'1	' / QUE-69	RGR-69
189	Contingency name = 'QUERGR69B	'Outage Branch =	1412	1494	'2	' / QUE-69	RGR-69
190	Contingency name = 'SANSEL69	'Outage Branch =	1414	1415	'1	' / SAN-69	SEL-69
191	Contingency name = 'SANJAL69	'Outage Branch =	1414	1430	'1	' / SAN-69	JAL-69
192	Contingency name = 'SANRAN69	'Outage Branch =	1414	1433	'1	' / SAN-69	RAN-69
193	Contingency name = 'SELSLM69	'Outage Branch =	1415	1419	'1	' / SEL-69	SLM-69
194	Contingency name = 'SELMTZ69	'Outage Branch =	1415	1449	'1	' / SEL-69	MTZ-69
195	Contingency name = 'SJUREN69A	'Outage Branch =	1416	1426	'1	' / SJU-69	REN-69
196	Contingency name = 'SJUREN69B	'Outage Branch =	1416	1426	'2	' / SJU-69	REN-69
197	Contingency name = 'SJUTIC69A	'Outage Branch =	1416	1447	'1	' / SJU-69	TIC-69
198	Contingency name = 'SJUTIC69B	'Outage Branch =	1416	1447	'2	' / SJU-69	TIC-69
199	Contingency name = 'SJUSTS69	'Outage Branch =	1416	1758	'1	' / SJU-69	STS-69
200	Contingency name = 'SECCND69	'Outage Branch =	1417	1712	'1	' / SEC-69	CND-69
201	Contingency name = 'SECTEL69	'Outage Branch =	1417	1718	'1	' / SEC-69	TEL-69
202	Contingency name = 'SECCHO69	'Outage Branch =	1417	1747	'1	' / SEC-69	CHO-69
203	Contingency name = 'CELRAN69	'Outage Branch =	1418	1433	'1	' / CEL-69	RAN-69
204	Contingency name = 'CELTFM69	'Outage Branch =	1418	1713	'1	' / CEL-69	TFM-691
205	Contingency name = 'PROIPA69	'Outage Branch =	1422	1445	'1	' / PRO-138	IPA-138
206	Contingency name = 'PROJUT69	'Outage Branch =	1422	1716	'1	' / PRO-138	JUT-138
207	Contingency name = 'CLLGCS69	'Outage Branch =	1423	1755	'1	' / CLL-138	GCS-138



208	Contingency name = 'CLLHRU69	'Outage Branch =	1423	1795	'1	' / CLL-138	HRU-138
209	Contingency name = 'LVGPVE69	'Outage Branch =	1425	1437	'1	' / LVG-69	PVE-69
210	Contingency name = 'LVGLAP69D	'Outage Branch =	1425	1439	'1	' / LVG-69	LAP-69D
211	Contingency name = 'ESTRIO69	'Outage Branch =	1427	1431	'1	' / EST-69	RIO-69
212	Contingency name = 'ESTIZA69	'Outage Branch =	1427	1735	'1	' / EST-69	IZA-69
213	Contingency name = 'ESTOXE69	'Outage Branch =	1427	14002	'1	' / EST-69	OXE-691
214	Contingency name = 'CHSSYX69	'Outage Branch =	1429	1719	'1	' / CHS-69	SYX-69
215	Contingency name = 'CHSVDA69	'Outage Branch =	1429	1764	'1	' / CHS-69	VDA-69
216	Contingency name = 'CHSRAA69	'Outage Branch =	1429	14011	'1	' / CHS-69	RAA-691
217	Contingency name = 'JALMAT69	'Outage Branch =	1430	1443	'1	' / JAL-69	MAT-69
218	Contingency name = 'RIOPOP69	'Outage Branch =	1431	1442	'1	' / RIO-69	POP-69
219	Contingency name = 'RANSAS69	'Outage Branch =	1433	1772	'1	' / RAN-69	SAS-69
220	Contingency name = 'MOYJUT138	'Outage Branch =	1434	1716	'1	' / MOY-138	JUT-138
221	Contingency name = 'MOYHRU138	'Outage Branch =	1434	1795	'1	' / MOY-138	HRU-138
222	Contingency name = 'SCRPAS69	'Outage Branch =	1435	1436	'1	' / SCR-69	PAS-69
223	Contingency name = 'SCRTEC69	'Outage Branch =	1435	1491	'1	' / SCR-69	TEC-692
224	Contingency name = 'LAPLAP69D	'Outage Branch =	1438	1439	'1	' / LAP-69	LAP-69D
225	Contingency name = 'POPPET69	'Outage Branch =	1442	1495	'1	' / POP-69	PET-69
226	Contingency name = 'TICTIC230	'Outage Branch =	1444	1448	'1	' / TIC-231	TIC-232
227	Contingency name = 'TICIZA230	'Outage Branch =	1444	1730	'1	' / TIC-231	IZA-230
228	Contingency name = 'IPARGR138	'Outage Branch =	1445	1493	'1	' / IPA-138	RGR-138
229	Contingency name = 'TICCAF69	'Outage Branch =	1447	14005	'1	' / TIC-69	CAF-691
230	Contingency name = 'TICREN230	'Outage Branch =	1448	1756	'1	' / TIC-232	REN-230
231	Contingency name = 'MTZCAF69	'Outage Branch =	1449	14005	'1	' / MTZ-69	CAF-691
232	Contingency name = 'TECIAT691	'Outage Branch =	1490	1492	'1	' / TEC-691	IAT-69
233	Contingency name = 'TECTFM69	'Outage Branch =	1490	1714	'1	' / TEC-691	TFM-692
234	Contingency name = 'TECIAT692	'Outage Branch =	1491	1492	'1	' / TEC-692	IAT-69
235	Contingency name = 'RGRQCM138	'Outage Branch =	1493	1497	'1	' / RGR-138	QCM-138
236	Contingency name = 'CQMZCA138	'Outage Branch =	1497	1498	'1	' / CQM-138	ZCA-138
237	Contingency name = 'ZCAPAN138	'Outage Branch =	1498	1499	'1	' / ZCA-138	PAN-138
238	Contingency name = 'PLARAA69	'Outage Branch =	1702	14011	'1	' / PLA-69	RAA-691
239	Contingency name = 'PANMOR230	'Outage Branch =	1710	1732	'1	' / PAN-230	MOR-230
240	Contingency name = 'PANSAS230	'Outage Branch =	1710	1771	'1	' / PAN-230	SAS-230
241	Contingency name = 'PANLEC230	'Outage Branch =	1710	3183	'1	' / PAN-230	LEC-230
242	Contingency name = 'TFMTFM691	'Outage Branch =	1713	1715	'1	' / TFM-691	TFM-69
243	Contingency name = 'TFMTFM692	'Outage Branch =	1714	1715	'2	' / TFM-692	TFM-69
244	Contingency name = 'TELSTS69	'Outage Branch =	1718	1758	'1	' / TEL-69	STS-69
245	Contingency name = 'TELOXE69	'Outage Branch =	1718	14002	'1	' / TEL-69	OXE-691
246	Contingency name = 'SYXLLB69	'Outage Branch =	1719	1767	'1	' / SYX-69	LLB-691
247	Contingency name = 'LLBLLB691	'Outage Branch =	1767	1768	'1	' / LLB-691	LLB-69
248	Contingency name = 'PATCSA69	'Outage Branch =	1810	1811	'1	' / PAT-69	CSA-69
249	Contingency name = 'CAOPNA69	'Outage Branch =	1816	1835	'1	' / CAO-69	PNA-69
250	Contingency name = 'ESPPOL138	'Outage Branch =	1820	1821	'1	' / ESP-138	POL-138
251	Contingency name = 'POLHUE138	'Outage Branch =	1821	1842	'1	' / POL-138	HUE-1382
252	Contingency name = 'HUEHUE1382	'Outage Branch =	1822	1842	'1	' / HUE-138	HUE-1382
253	Contingency name = 'PVIUSP230A	'Outage Branch =	1823	1845	'1	' / PVI-230	USP-230
254	Contingency name = 'PVIUSP230B	'Outage Branch =	1823	1845	'2	' / PVI-230	USP-230
255	Contingency name = 'RECREC69D	'Outage Branch =	1828	1829	'1	' / REC-69D	REC-691
256	Contingency name = 'RECREC691	'Outage Branch =	1829	1866	'1	' / REC-691	REC-693
257	Contingency name = 'XACCOV230	'Outage Branch =	1832	1840	'1	' / XAC-230	COV-230
258	Contingency name = 'XACXAD230	'Outage Branch =	1832	1864	'1	' / XAC-230	XAD-230
259	Contingency name = 'PNA691	'Outage Branch =	1835	1836	'1	' / PNA-69	PNA-691
260	Contingency name = 'COVHUE230	'Outage Branch =	1840	1841	'1	' / COV-230	HUE-232
261	Contingency name = 'COVUSP230	'Outage Branch =	1840	1845	'1	' / COV-230	USP-230



262	Contingency name = 'MNLUFU69	'Outage Branch =	1857	1869	'1	' / MNL-69	LFU-691
263	Contingency name = 'LIBLIB691	'Outage Branch =	1861	1862	'1	' / LIB-69	LIB-691
264	Contingency name = 'RECREC692	'Outage Branch =	1865	1866	'1	' / REC-692	REC-693
265	Contingency name = 'LFULFU691	'Outage Branch =	1869	1870	'1	' / LFU-691	LFU-69
266	Contingency name = 'ACACIA69	'Outage Branch =	12000	12039	'1	' / ACA-69D	CIA-69
267	Contingency name = 'ACRDIS69	'Outage Branch =	12001	12054	'1	' / ACR-69	DIS-69
268	Contingency name = 'ADHDIS69	'Outage Branch =	12002	12054	'1	' / ADH-69D	DIS-69
269	Contingency name = 'ADHHOR69	'Outage Branch =	12002	12090	'1	' / ADH-69D	HOR-69D
270	Contingency name = 'ADHINH69	'Outage Branch =	12002	12233	'1	' / ADH-69D	INH-69
271	Contingency name = 'AGSSMM69	'Outage Branch =	12003	12178	'1	' / AGS-69	SMM-69
272	Contingency name = 'ANTNES69	'Outage Branch =	12008	12309	'1	' / ANT-691	NES-691
273	Contingency name = 'APAAPA692	'Outage Branch =	12009	12011	'1	' / APA-69	APA-692
274	Contingency name = 'APAGG3-69	'Outage Branch =	12010	12074	'1	' / APA-691	GG3-692
275	Contingency name = 'APAGG2-69	'Outage Branch =	12011	12071	'1	' / APA-692	GG2-693
276	Contingency name = 'ASRASU69	'Outage Branch =	12012	12013	'1	' / ASR-69	ASU-69
277	Contingency name = 'ASRASU691	'Outage Branch =	12012	12014	'1	' / ASR-69	ASU-691
278	Contingency name = 'ASUCMO69	'Outage Branch =	12014	12042	'1	' / ASU-691	CMO-691
279	Contingency name = 'ASUINH69	'Outage Branch =	12014	12233	'1	' / ASU-691	INH-69
280	Contingency name = 'AURAU691	'Outage Branch =	12015	12016	'1	' / AUR-69	AUR-691
281	Contingency name = 'AURPAM69	'Outage Branch =	12015	12315	'1	' / AUR-69	PAM-69
282	Contingency name = 'AURCG1-69	'Outage Branch =	12016	12032	'1	' / AUR-691	CG1-692
283	Contingency name = 'BARPYT69	'Outage Branch =	12017	12255	'1	' / BAR-69	PYT-69D
284	Contingency name = 'BARBAR69D	'Outage Branch =	12017	12306	'1	' / BAR-69	BAR-69D
285	Contingency name = 'BATLLA69	'Outage Branch =	12018	12104	'1	' / BAT-69	LLA-69D
286	Contingency name = 'BZABZA69D	'Outage Branch =	12020	12021	'1	' / BZA-69	BZA-69D
287	Contingency name = 'BZAGG2-69D	'Outage Branch =	12021	12069	'1	' / BZA-69D	GG2-691
288	Contingency name = 'BZAINC69D	'Outage Branch =	12021	12092	'1	' / BZA-69D	INC-692
289	Contingency name = 'CDOGG2-69	'Outage Branch =	12022	12072	'1	' / CDO-691	GG2-694
290	Contingency name = 'CDOGER69	'Outage Branch =	12023	12068	'1	' / CDO-692	GER-69
291	Contingency name = 'CDOGG3-69	'Outage Branch =	12023	12077	'1	' / CDO-692	GG3-695
292	Contingency name = 'CDOKER69	'Outage Branch =	12023	12215	'1	' / CDO-692	KER-69
293	Contingency name = 'CDOLPZ69	'Outage Branch =	12023	12323	'1	' / CDO-692	LPZ-69
294	Contingency name = 'CEMCEM691	'Outage Branch =	12025	12327	'1	' / CEM-69	CEM-691
295	Contingency name = 'CENCG6-69	'Outage Branch =	12027	12037	'1	' / CEN-692	CG6-691
296	Contingency name = 'CENCRI692	'Outage Branch =	12027	12050	'1	' / CEN-692	CRI-69
297	Contingency name = 'CENSTR69	'Outage Branch =	12027	12179	'1	' / CEN-692	STR-69
298	Contingency name = 'CERCER693	'Outage Branch =	12029	12031	'1	' / CER-691	CER-693
299	Contingency name = 'CERSAA691	'Outage Branch =	12029	12282	'1	' / CER-691	SAA-693
300	Contingency name = 'CERLLR69	'Outage Branch =	12030	12177	'1	' / CER-692	LLR-69
301	Contingency name = 'CERSAA693	'Outage Branch =	12030	12282	'1	' / CER-692	SAA-693
302	Contingency name = 'CEROBI69	'Outage Branch =	12031	12136	'1	' / CER-693	OBI-69
303	Contingency name = 'CG1CG169D	'Outage Branch =	12032	12033	'1	' / CG1-692	CG1-69D
304	Contingency name = 'CG2TIK69	'Outage Branch =	12034	12202	'1	' / CG2-69D	TIK-692
305	Contingency name = 'CG3INC69D	'Outage Branch =	12035	12092	'1	' / CG3-69D	INC-692
306	Contingency name = 'CG3CG369D	'Outage Branch =	12035	12203	'1	' / CG3-69D	CG3-692
307	Contingency name = 'CG5HIP69	'Outage Branch =	12036	12089	'1	' / CG5-691	HIP-69
308	Contingency name = 'CG5ROO69	'Outage Branch =	12036	12153	'1	' / CG5-691	ROO-69
309	Contingency name = 'CG6MIX69	'Outage Branch =	12037	12123	'1	' / CG6-691	MIX-692
310	Contingency name = 'CG6NAR69	'Outage Branch =	12037	12286	'1	' / CG6-691	NAR-69
311	Contingency name = 'CHASLU69	'Outage Branch =	12038	12169	'1	' / CHA-69	SLU-69
312	Contingency name = 'CIACIA69D	'Outage Branch =	12039	12040	'1	' / CIA-69	CIA-69D
313	Contingency name = 'CIAMIA69D	'Outage Branch =	12040	12281	'1	' / CIA-69D	MIA-69
314	Contingency name = 'CMOCMO691	'Outage Branch =	12041	12042	'1	' / CMO-69	CMO-691
315	Contingency name = 'CMOVIG691	'Outage Branch =	12042	12191	'1	' / CMO-691	VIG-692



316	Contingency name = 'COLCOL69D	'Outage Branch =	12043	12210	'1	' / COL-69	COL-69D
317	Contingency name = 'COLMGU691	'Outage Branch =	12044	12117	'1	' / COL-691	MGU-69D
318	Contingency name = 'COLCOL691	'Outage Branch =	12044	12210	'1	' / COL-691	COL-69D
319	Contingency name = 'COLSIP691	'Outage Branch =	12044	12302	'1	' / COL-691	SIP-691
320	Contingency name = 'COLVIG691	'Outage Branch =	12046	12190	'1	' / COL-693	VIG-691
321	Contingency name = 'CONPLM69	'Outage Branch =	12047	12142	'1	' / CON-691	PLM-69
322	Contingency name = 'CONSM691	'Outage Branch =	12047	12178	'1	' / CON-691	SMM-69
323	Contingency name = 'CQUSJS69	'Outage Branch =	12049	12239	'1	' / CQU-69	SJS-69D
324	Contingency name = 'CRISMO692	'Outage Branch =	12050	12304	'1	' / CRI-69	SMO-692
325	Contingency name = 'CVIGER69	'Outage Branch =	12052	12068	'1	' / CVI-69	GER-69
326	Contingency name = 'CVICVI691	'Outage Branch =	12052	12262	'1	' / CVI-69	CVI-691
327	Contingency name = 'CUIOKM69	'Outage Branch =	12052	12267	'1	' / CVI-69	OKM-69D
328	Contingency name = 'EGULCA69	'Outage Branch =	12055	12101	'1	' / EGU-69	LCA-69D
329	Contingency name = 'EJUYSH69	'Outage Branch =	12056	12223	'1	' / EJU-69	YSH-69D
330	Contingency name = 'EJUPLI69	'Outage Branch =	12056	12276	'1	' / EJU-69	PLI-692
331	Contingency name = 'ESIESI691	'Outage Branch =	12057	12058	'1	' / ESI-69	ESI-691
332	Contingency name = 'ESIESI693	'Outage Branch =	12057	12060	'1	' / ESI-69	ESI-693
333	Contingency name = 'ESIESI692	'Outage Branch =	12058	12059	'1	' / ESI-691	ESI-692
334	Contingency name = 'ESISJD692	'Outage Branch =	12059	12165	'1	' / ESI-692	SJD-692
335	Contingency name = 'ESILCA69D	'Outage Branch =	12060	12101	'1	' / ESI-693	LCA-69D
336	Contingency name = 'GDAHIN69	'Outage Branch =	12062	12087	'1	' / GDA-691	HIN-69
337	Contingency name = 'GEGMCR691	'Outage Branch =	12067	12111	'1	' / GEG-693	MCR-691
338	Contingency name = 'GEGMEC69	'Outage Branch =	12067	12115	'1	' / GEG-693	MEC-69
339	Contingency name = 'GEGGEG693	'Outage Branch =	12067	12273	'1	' / GEG-693	GEG-694
340	Contingency name = 'GG2GG2-691	'Outage Branch =	12069	12070	'1	' / GG2-691	GG2-692
341	Contingency name = 'GG2GG2-692	'Outage Branch =	12070	12071	'1	' / GG2-692	GG2-693
342	Contingency name = 'GG2GNG694	'Outage Branch =	12072	12082	'1	' / GG2-694	GNG-692
343	Contingency name = 'GG3GG3-692	'Outage Branch =	12073	12074	'1	' / GG3-691	GG3-692
344	Contingency name = 'GG3MIN691	'Outage Branch =	12073	12120	'1	' / GG3-691	MIN-691
345	Contingency name = 'GG3LNI69	'Outage Branch =	12073	12132	'1	' / GG3-691	LNI-69
346	Contingency name = 'GG3GNG695	'Outage Branch =	12077	12081	'1	' / GG3-695	GNG-691
347	Contingency name = 'GG6GCG693	'Outage Branch =	12078	12085	'1	' / GG6-693	GNG-695
348	Contingency name = 'GLTSMO692	'Outage Branch =	12080	12304	'1	' / GLT-69	SMO-692
349	Contingency name = 'GNGGNG694	'Outage Branch =	12081	12084	'1	' / GNG-691	GNG-694
350	Contingency name = 'GNGMIL69	'Outage Branch =	12081	12118	'1	' / GNG-691	MIL-69
351	Contingency name = 'GNGGNG693	'Outage Branch =	12082	12083	'1	' / GNG-692	GNG-693
352	Contingency name = 'GNGSSI692	'Outage Branch =	12082	12174	'1	' / GNG-692	SSI-692
353	Contingency name = 'GNGCEM691	'Outage Branch =	12085	12327	'1	' / GNG-695	CEM-691
354	Contingency name = 'HFLLLA69D	'Outage Branch =	12086	12104	'1	' / HFL-69D	LLA-69D
355	Contingency name = 'HFLHFL69D	'Outage Branch =	12086	12214	'1	' / HFL-69D	HFL-69
356	Contingency name = 'HFLLRO69D	'Outage Branch =	12086	12245	'1	' / HFL-69D	LRO-69D
357	Contingency name = 'HINVIG691	'Outage Branch =	12087	12190	'1	' / HIN-69	VIG-691
358	Contingency name = 'HINBHI691	'Outage Branch =	12087	12311	'1	' / HIN-69	BHI-691
359	Contingency name = 'HORHOR69D	'Outage Branch =	12090	12213	'1	' / HOR-69D	HOR-69
360	Contingency name = 'INCMIN691	'Outage Branch =	12091	12120	'1	' / INC-691	MIN-691
361	Contingency name = 'INCSJD691	'Outage Branch =	12091	12165	'1	' / INC-691	SJD-692
362	Contingency name = 'INCSJD692	'Outage Branch =	12092	12163	'1	' / INC-692	SJD-69
363	Contingency name = 'KAMKAM691	'Outage Branch =	12095	12096	'1	' / KAM-69	KAM-691
364	Contingency name = 'KAMCG3-691	'Outage Branch =	12096	12203	'1	' / KAM-691	CG3-692
365	Contingency name = 'KAMTIK69D	'Outage Branch =	12097	12185	'1	' / KAM-692	TIK-69D
366	Contingency name = 'LCAPAM69	'Outage Branch =	12100	12315	'1	' / LCA-69	PAM-69
367	Contingency name = 'LFLLIZ69D	'Outage Branch =	12102	12322	'1	' / LFL-69	LIZ-69D
368	Contingency name = 'LIZLIZ69D	'Outage Branch =	12103	12322	'1	' / LIZ-69	LIZ-69D
369	Contingency name = 'LLALLA69D	'Outage Branch =	12104	12222	'1	' / LLA-69D	LLA-69



370	Contingency name = 'LPRLPR691	'Outage Branch =	12105	12106	'1	' / LPR-69	LPR-691
371	Contingency name = 'LPRGDA691	'Outage Branch =	12106	12230	'1	' / LPR-691	GDA-692
372	Contingency name = 'LPRCMB69	'Outage Branch =	12107	12207	'1	' / LPR-692	CMB-69
373	Contingency name = 'LPRGDA692	'Outage Branch =	12107	12230	'1	' / LPR-692	GDA-692
374	Contingency name = 'LUCLUC692	'Outage Branch =	12108	12296	'1	' / LUC-69	LUC-692
375	Contingency name = 'MCRTEX69D	'Outage Branch =	12110	12265	'1	' / MCR-69	TEX-69D
376	Contingency name = 'MCRTEX691	'Outage Branch =	12111	12265	'1	' / MCR-691	TEX-69D
377	Contingency name = 'MCRRCMB69	'Outage Branch =	12112	12207	'1	' / MCR-692	CMB-69
378	Contingency name = 'MCRRBR694	'Outage Branch =	12112	12307	'1	' / MCR-692	RBR-694
379	Contingency name = 'MGUMGU69D	'Outage Branch =	12117	12216	'1	' / MGU-69D	MGU-69
380	Contingency name = 'MGUOJO-691	'Outage Branch =	12117	12318	'1	' / MGU-69D	OJO-691
381	Contingency name = 'MILMIL691	'Outage Branch =	12118	12261	'1	' / MIL-69	MIL-691
382	Contingency name = 'MINMON694	'Outage Branch =	12119	12228	'1	' / MIN-69	MON-694
383	Contingency name = 'MIXSLU69	'Outage Branch =	12122	12169	'1	' / MIX-691	SLU-69
384	Contingency name = 'MIXTIN691	'Outage Branch =	12123	12260	'1	' / MIX-692	TIN-691
385	Contingency name = 'MNTVIL691	'Outage Branch =	12125	12192	'1	' / MNT-69	VIL-69
386	Contingency name = 'MNTMRI69	'Outage Branch =	12125	12231	'1	' / MNT-69	MRI-69
387	Contingency name = 'MONROO69	'Outage Branch =	12127	12153	'1	' / MON-69	ROO-69
388	Contingency name = 'MONMON694	'Outage Branch =	12127	12228	'1	' / MON-69	MON-694
389	Contingency name = 'MONSJS69D	'Outage Branch =	12127	12239	'1	' / MON-69	SJS-69D
390	Contingency name = 'NESNES692	'Outage Branch =	12131	12310	'1	' / NES-69	NES-692
391	Contingency name = 'NORNOR691	'Outage Branch =	12133	12134	'1	' / NOR-69	NOR-691
392	Contingency name = 'NORZAP692	'Outage Branch =	12133	12200	'1	' / NOR-69	ZAP-692
393	Contingency name = 'NORCEM691	'Outage Branch =	12133	12327	'1	' / NOR-69	CEM-691
394	Contingency name = 'OBIMIA69	'Outage Branch =	12136	12281	'1	' / OBI-69	MIA-69
395	Contingency name = 'OBIOBI691	'Outage Branch =	12136	12294	'1	' / OBI-69	OBI-691
396	Contingency name = 'OJOALA69D	'Outage Branch =	12137	12312	'1	' / OJO-69	ALA-69D
397	Contingency name = 'PLMGAC692	'Outage Branch =	12142	12205	'1	' / PLM-69	GAC-692
398	Contingency name = 'PLMCSU69	'Outage Branch =	12142	12237	'1	' / PLM-69	CSU-69
399	Contingency name = 'PRTPRT69D	'Outage Branch =	12145	12226	'1	' / PRT-69	PRT-69D
400	Contingency name = 'PRTIZT69	'Outage Branch =	12145	12284	'1	' / PRT-69	IZT-69
401	Contingency name = 'PRTPQZ69	'Outage Branch =	12145	12321	'1	' / PRT-69	PQZ-69
402	Contingency name = 'PSJGGO69	'Outage Branch =	12146	12285	'1	' / PSJ-69	GGO-69
403	Contingency name = 'PSJPQZ69	'Outage Branch =	12146	12321	'1	' / PSJ-69	PQZ-69
404	Contingency name = 'PTAVIG69	'Outage Branch =	12147	12300	'1	' / PTA-69	VIG-693
405	Contingency name = 'RBRRBR694	'Outage Branch =	12150	12307	'1	' / RBR-69	RBR-694
406	Contingency name = 'ROOKOR69D	'Outage Branch =	12153	12257	'1	' / ROO-69	KOR-69D
407	Contingency name = 'SAGSAG691	'Outage Branch =	12159	12330	'1	' / SAG-69	SAG-691
408	Contingency name = 'SGAPLI69	'Outage Branch =	12161	12272	'1	' / SGA-69	PLI-69
409	Contingency name = 'SGANES691	'Outage Branch =	12161	12309	'1	' / SGA-69	NES-691
410	Contingency name = 'SGASAG691	'Outage Branch =	12161	12330	'1	' / SGA-69	SAG-691
411	Contingency name = 'SLIYSH69D	'Outage Branch =	12167	12223	'1	' / SLI-691	YSH-69D
412	Contingency name = 'SLISAL691	'Outage Branch =	12167	12298	'1	' / SLI-691	SAL-691
413	Contingency name = 'SLUSMC69	'Outage Branch =	12169	12279	'1	' / SLU-69	SMC-69
414	Contingency name = 'SMPALA69D	'Outage Branch =	12171	12312	'1	' / SMP-69	ALA-69D
415	Contingency name = 'SMPALA69	'Outage Branch =	12171	12313	'1	' / SMP-69	ALA-69
416	Contingency name = 'SSIRBR694	'Outage Branch =	12173	12307	'1	' / SSI-691	RBR-694
417	Contingency name = 'SSISSI693	'Outage Branch =	12174	12175	'1	' / SSI-692	SSI-693
418	Contingency name = 'SSISSI694	'Outage Branch =	12175	12176	'1	' / SSI-693	SSI-694
419	Contingency name = 'LLRBLM69	'Outage Branch =	12177	12305	'1	' / LLR-69	BLM-69
420	Contingency name = 'SWOSAU69D	'Outage Branch =	12181	12270	'1	' / SWO-69	SAU-69D
421	Contingency name = 'SWOPLI693	'Outage Branch =	12181	12277	'1	' / SWO-69	PLI-693
422	Contingency name = 'TIKTIK692	'Outage Branch =	12185	12202	'1	' / TIK-69D	TIK-692
423	Contingency name = 'TIKTIK69D	'Outage Branch =	12185	12259	'1	' / TIK-69D	TIK-69



424	Contingency name = 'TINTIN691	'Outage Branch =	12186	12260	'1	' / TIN-69	TIN-691
425	Contingency name = 'VIGVIG692	'Outage Branch =	12189	12191	'1	' / VIG-69	VIG-692
426	Contingency name = 'VIGVIG693	'Outage Branch =	12189	12300	'1	' / VIG-69	VIG-693
427	Contingency name = 'VNUOLE69D	'Outage Branch =	12193	12247	'1	' / VNU-69	OLE-69D
428	Contingency name = 'VNURYE69D	'Outage Branch =	12194	12252	'1	' / VNU-691	RYE-69D
429	Contingency name = 'VNUBAR69D	'Outage Branch =	12194	12306	'1	' / VNU-691	BAR-69D
430	Contingency name = 'ZAPZAP692	'Outage Branch =	12198	12200	'1	' / ZAP-69	ZAP-692
431	Contingency name = 'GACSAA693	'Outage Branch =	12204	12282	'1	' / GAC-691	SAA-693
432	Contingency name = 'CGDGDA69D	'Outage Branch =	12211	12229	'2	' / CGD-69D	GDA-69D
433	Contingency name = 'CGDSIP69	'Outage Branch =	12211	12301	'1	' / CGD-69D	SIP-69
434	Contingency name = 'MGOFRI69D	'Outage Branch =	12218	12234	'1	' / MGO-69	FRI-69D
435	Contingency name = 'MGOLLI69	'Outage Branch =	12218	12254	'1	' / MGO-69	LLI-69
436	Contingency name = 'MGOFRI691	'Outage Branch =	12221	12234	'1	' / MGO-691	FRI-69D
437	Contingency name = 'MGOSAM69D	'Outage Branch =	12221	12243	'1	' / MGO-691	SAM-69D
438	Contingency name = 'YSHYSH69D	'Outage Branch =	12223	12224	'1	' / YSH-69D	YSH-69
439	Contingency name = 'DUKPQZ69	'Outage Branch =	12227	12321	'1	' / DUK-69	PQZ-69
440	Contingency name = 'MPCMAG69D	'Outage Branch =	12232	12297	'1	' / MPC-69	MAG-69D
441	Contingency name = 'FRIFRI69D	'Outage Branch =	12234	12235	'1	' / FRI-69D	FRI-69
442	Contingency name = 'SJSJS69D	'Outage Branch =	12239	12240	'1	' / SJS-69D	SJS-69
443	Contingency name = 'VNUIMP69D	'Outage Branch =	12242	12269	'1	' / VNU-695	IMP-69D
444	Contingency name = 'VNUSMO691	'Outage Branch =	12242	12303	'1	' / VNU-695	SMO-691
445	Contingency name = 'SAMSAM69D	'Outage Branch =	12243	12244	'1	' / SAM-69D	SAM-69
446	Contingency name = 'LROLO69D	'Outage Branch =	12245	12246	'1	' / LRO-69D	LRO-69
447	Contingency name = 'OLEOLE69S	'Outage Branch =	12247	12248	'1	' / OLE-69D	OLE-69
448	Contingency name = 'OLERYE69D	'Outage Branch =	12247	12252	'1	' / OLE-69D	RYE-69D
449	Contingency name = 'TDLTDL693	'Outage Branch =	12250	12251	'1	' / TDL-692	TDL-693
450	Contingency name = 'TDLSAU69D	'Outage Branch =	12251	12270	'1	' / TDL-693	SAU-69D
451	Contingency name = 'RYERYE69D	'Outage Branch =	12252	12253	'1	' / RYE-69D	RYE-69
452	Contingency name = 'PYTPUT69D	'Outage Branch =	12255	12256	'1	' / PYT-69D	PYT-69
453	Contingency name = 'KORKOR69D	'Outage Branch =	12257	12258	'1	' / KOR-69D	KOR-69
454	Contingency name = 'TINNIZ69D	'Outage Branch =	12260	12322	'1	' / TIN-691	LIZ-69D
455	Contingency name = 'TEXTEX69D	'Outage Branch =	12265	12266	'1	' / TEX-69D	TEX-69
456	Contingency name = 'SAUSAU69D	'Outage Branch =	12270	12271	'1	' / SAU-69D	SAU-69
457	Contingency name = 'PLIPLI692	'Outage Branch =	12272	12276	'1	' / PLI-69	PLI-692
458	Contingency name = 'PLIPLI693	'Outage Branch =	12272	12277	'1	' / PLI-69	PLI-693
459	Contingency name = 'GEGARR69	'Outage Branch =	12273	12274	'1	' / GEG-694	ARR-69
460	Contingency name = 'ARRARR691	'Outage Branch =	12274	12278	'1	' / ARR-69	ARR-691
461	Contingency name = 'MIAMAG69D	'Outage Branch =	12281	12297	'1	' / MIA-69	MAG-69D
462	Contingency name = 'MIRMIR692	'Outage Branch =	12283	12292	'1	' / MIR-69	MIR-692
463	Contingency name = 'GGOBLM69	'Outage Branch =	12285	12305	'1	' / GGO-69	BLM-69
464	Contingency name = 'MIROBI691	'Outage Branch =	12292	12294	'1	' / MIR-692	OBI-691
465	Contingency name = 'MIRLUC692	'Outage Branch =	12292	12296	'1	' / MIR-692	LUC-692
466	Contingency name = 'SIPSIP691	'Outage Branch =	12301	12302	'1	' / SIP-69	SIP-691
467	Contingency name = 'SMOBAR69D	'Outage Branch =	12303	12306	'1	' / SMO-691	BAR-69D
468	Contingency name = 'BLMBLM693	'Outage Branch =	12305	12324	'1	' / BLM-69	BLM-693
469	Contingency name = 'TCQPQZ69	'Outage Branch =	12308	12321	'1	' / TCQ-69	PQZ-69
470	Contingency name = 'NESSAG691	'Outage Branch =	12310	12330	'1	' / NES-692	SAG-691
471	Contingency name = 'ALAALA691	'Outage Branch =	12313	12317	'1	' / ALA-69	ALA-691
472	Contingency name = 'ALAOJO691	'Outage Branch =	12317	12318	'1	' / ALA-691	OJO-691
473	Contingency name = 'OXEOXE691	'Outage Branch =	14001	14002	'1	' / OXE-69	OXE-691
474	Contingency name = 'CAFCAF691	'Outage Branch =	14005	14006	'1	' / CAF-691	CAF-69
475	Contingency name = 'RAARAA691	'Outage Branch =	14010	14011	'1	' / RAA-69	RAA-691
476	Contingency name = 'ALB230/69	'Outage Branch =	1102	1151	'1	' / ALB-230	ESC-691
477	Contingency name = 'ESC230/69A	'Outage Branch =	1106	1151	'1	' / ESC-231	ESC-691



478	Contingency name = 'GSU230/69B	'Outage Branch =	1109	1154	'2	'	/ GSU-231	GSU-691
479	Contingency name = 'GSU230/69C	'Outage Branch =	1109	1156	'1	'	/ GSU-231	GSU-692
480	Contingency name = 'LBR400/230A	'Outage Branch =	1128	1110	'1	'	/ LBR-400	LBR-231
481	Contingency name = 'LBR400/230B	'Outage Branch =	1128	1110	'2	'	/ LBR-400	LBR-231
482	Contingency name = 'MOY230/138	'Outage Branch =	1126	1434	'1	'	/ MOY-230	MOY-138
483	Contingency name = 'LUN230/69	'Outage Branch =	1165	12326	'1	'	/ LUN-230	LUN-692
484	Contingency name = 'SAA230/69	'Outage Branch =	1166	1223	'1	'	/ SAA-230	SAA-69
485	Contingency name = 'MAG230/69	'Outage Branch =	1219	1218	'1	'	/ MAG-230	MAG-69
486	Contingency name = 'TIC230/69	'Outage Branch =	1444	1447	'1	'	/ TIC-231	TIC-69
487	Contingency name = 'RGR138/69	'Outage Branch =	1493	1494	'1	'	/ RGR-138	RGR-69
488	Contingency name = 'ENR230/13.8	'Outage 3W-Transformer =	1105	1621	1623	'1	'	/ ENR-230
489	Contingency name = 'ESC230/138	'Outage 3W-Transformer =	1106	1113	1502	'1	'	/ ESC-231
490	Contingency name = 'ESC230/69B	'Outage 3W-Transformer =	1106	1151	1504	'1	'	/ ESC-231
491	Contingency name = 'GES230/69A	'Outage 3W-Transformer =	1107	1155	1507	'1	'	/ GES-231
492	Contingency name = 'GES230/69B	'Outage 3W-Transformer =	1107	1155	1522	'1	'	/ GES-231
493	Contingency name = 'GNO230/69A	'Outage 3W-Transformer =	1108	1152	1503	'1	'	/ GNO-231
494	Contingency name = 'GNO230/69B	'Outage 3W-Transformer =	1108	1152	1518	'1	'	/ GNO-231
495	Contingency name = 'GNO230/69C	'Outage 3W-Transformer =	1108	1153	1505	'1	'	/ GNO-231
496	Contingency name = 'GSU230/69A	'Outage 3W-Transformer =	1109	1154	1513	'1	'	/ GSU-231
497	Contingency name = 'LBR230/69	'Outage 3W-Transformer =	1110	1306	1501	'1	'	/ LBR-231
498	Contingency name = 'GSU138/69A	'Outage 3W-Transformer =	1114	1156	1509	'1	'	/ GSU-138
499	Contingency name = 'GSU138/69B	'Outage 3W-Transformer =	1114	1156	1511	'1	'	/ GSU-138
500	Contingency name = 'ESP230/138	'Outage 3W-Transformer =	1119	1820	1519	'1	'	/ ESP-230
501	Contingency name = 'ESP230/69	'Outage 3W-Transformer =	1119	1304	1506	'1	'	/ ESP-230
502	Contingency name = 'PLT230/69	'Outage 3W-Transformer =	1139	1144	1529	'1	'	/ PLT-230
503	Contingency name = 'PRO138/69	'Outage 3W-Transformer =	1422	1411	1525	'1	'	/ PRO-138
504	Contingency name = 'PAN138/69	'Outage 3W-Transformer =	1499	1409	1521	'1	'	/ PAN-138
505	Contingency name = 'PAN230/69	'Outage 3W-Transformer =	1710	1409	1516	'1	'	/ PAN-230
506	Contingency name = 'IZA230/69	'Outage 3W-Transformer =	1730	1735	1527	'1	'	/ IZA-230
507	Contingency name = 'MOR230/69	'Outage 3W-Transformer =	1732	1736	1526	'1	'	/ MOR-230
508	Contingency name = 'SAS230/69	'Outage 3W-Transformer =	1771	1772	1524	'1	'	/ SAS-230
509	Contingency name = 'HUE138/69	'Outage 3W-Transformer =	1822	1305	1520	'1	'	/ HUE-138
510	Contingency name = 'HUE230/138	'Outage 3W-Transformer =	1841	1842	1528	'1	'	/ HUE-232



8.1.1. Demanda Máxima

Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	GSUCEN69B	Thermal Violation
Insecure	GSUCEN69C	Thermal Violation
Insecure	GSUSMO692	Thermal Violation
Insecure	CENCEN692	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69B	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69A	Thermal Violation
Insecure	GNO230/69C	Voltage Collapse
Insecure	ESP230/69	Voltage Collapse
Insecure	Pre Contingency	Voltage Violation
Insecure	CHM-SJG-GSU69	Voltage Violation
Insecure	COCTOL69	Voltage Violation
Insecure	LBREPI69	Voltage Violation
Insecure	MALFLO69	Voltage Violation
Insecure	MAZLCR69	Voltage Violation
Insecure	SOLALK69	Voltage Violation
Insecure	ESP-XEL69D-ALK69	Voltage Violation
Insecure	LCREPI69	Voltage Violation

8.1.1.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSUCEN69B	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	69.330	67.20	103.20
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	69.330	67.20	103.20
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	70.820	67.20	105.40
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	94.500	83.80	112.80
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	77.930	70.51	110.50
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	221.550	180.00	123.10
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	219.370	195.00	112.50



8.1.1.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse
ESP230/69	Voltage Collapse

8.1.1.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
Pre Contingency	1326	ZCP-69	1	69.00	64.580	0.936	0.95	1.05	1	-0.0140
Pre Contingency	1381	ZCP-13	1	13.80	13.010	0.943	0.95	1.05	1	-0.0070
Pre Contingency	1313	QUI-69	1	69.00	65.410	0.948	0.95	1.05	1	-0.0021
CHM-SJG-GSU69	1301	CHM-69	1	69.00	59.930	0.869	0.90	1.10	2	-0.0315
CHM-SJG-GSU69	1692	GEC-B2	1	13.80	11.990	0.869	0.90	1.10	2	-0.0315
CHM-SJG-GSU69	1806	GEC-69	1	69.00	59.930	0.869	0.90	1.10	2	-0.0315
CHM-SJG-GSU69	1686	GEC-B	1	13.80	11.990	0.869	0.90	1.10	2	-0.0315
CHM-SJG-GSU69	1811	CSA-69	1	69.00	60.010	0.870	0.90	1.10	2	-0.0303
CHM-SJG-GSU69	1326	ZCP-69	1	69.00	60.070	0.871	0.90	1.10	2	-0.0294
CHM-SJG-GSU69	1381	ZCP-13	1	13.80	12.090	0.876	0.90	1.10	2	-0.0240
CHM-SJG-GSU69	1810	PAT-69	1	69.00	60.470	0.876	0.90	1.10	2	-0.0236
CHM-SJG-GSU69	1812	CSA-34	1	34.50	30.350	0.880	0.90	1.10	2	-0.0203
CHM-SJG-GSU69	1313	QUI-69	1	69.00	60.980	0.884	0.90	1.10	2	-0.0162
COCTOL69	1326	ZCP-69	1	69.00	62.010	0.899	0.90	1.10	2	-0.0013
LBREPI69	1655	TUL-B3	1	0.50	0.390	0.808	0.90	1.10	2	-0.0923
LBREPI69	1654	TUL-B12	1	12.00	9.690	0.808	0.90	1.10	2	-0.0923
LBREPI69	1333	MAZ-132	1	13.80	11.150	0.808	0.90	1.10	2	-0.0919
LBREPI69	1328	LMA-69	1	69.00	55.850	0.809	0.90	1.10	2	-0.0906
LBREPI69	1382	LMA-13	1	13.80	11.240	0.814	0.90	1.10	2	-0.0856
LBREPI69	1309	MAZ-69	1	69.00	56.280	0.816	0.90	1.10	2	-0.0843
LBREPI69	1336	LCR-69	1	69.00	56.290	0.816	0.90	1.10	2	-0.0842
LBREPI69	1337	TUL-69	1	69.00	56.290	0.816	0.90	1.10	2	-0.0842
LBREPI69	1974	TUL-B4	1	13.80	11.260	0.816	0.90	1.10	2	-0.0842
LBREPI69	1967	EPI-B1	1	0.50	0.390	0.816	0.90	1.10	2	-0.0842
LBREPI69	1338	EPI-69	1	69.00	56.290	0.816	0.90	1.10	2	-0.0842
LBREPI69	1359	MAZ-13	1	13.80	11.500	0.833	0.90	1.10	2	-0.0669



LBREPI69	1835	PNA-69	1	69.00	58.720	0.851	0.90	1.10	2	-0.0490
LBREPI69	1836	PNA-691	1	69.00	58.760	0.852	0.90	1.10	2	-0.0485
LBREPI69	1817	CAO-13	1	13.80	11.810	0.856	0.90	1.10	2	-0.0441
LBREPI69	1816	CAO-69	1	69.00	59.290	0.859	0.90	1.10	2	-0.0408
LBREPI69	1307	LNO-69	1	69.00	60.170	0.872	0.90	1.10	2	-0.0280
LBREPI69	1387	LNO-34	1	34.50	30.200	0.876	0.90	1.10	2	-0.0245
LBREPI69	1368	LNO-13	1	13.80	12.150	0.881	0.90	1.10	2	-0.0193
LBREPI69	1326	ZCP-69	1	69.00	61.330	0.889	0.90	1.10	2	-0.0111
LBREPI69	12526	LUC-13	1	13.80	12.310	0.892	0.90	1.10	2	-0.0080
LBREPI69	1381	ZCP-13	1	13.80	12.350	0.895	0.90	1.10	2	-0.0053
MALFLO69	1312	POR-69	1	69.00	60.020	0.870	0.90	1.10	2	-0.0302
MALFLO69	1308	MAL-69	1	69.00	60.240	0.873	0.90	1.10	2	-0.0269
MALFLO69	1616	POR-H	1	2.30	2.010	0.876	0.90	1.10	2	-0.0243
MALFLO69	1375	POR-13	1	13.80	12.200	0.884	0.90	1.10	2	-0.0162
MALFLO69	1353	MAL-13	1	13.80	12.420	0.900	0.90	1.10	2	-0.0002
MAZLCR69	1333	MAZ-132	1	13.80	11.120	0.806	0.90	1.10	2	-0.0944
MAZLCR69	1328	LMA-69	1	69.00	55.680	0.807	0.90	1.10	2	-0.0931
MAZLCR69	1382	LMA-13	1	13.80	11.200	0.812	0.90	1.10	2	-0.0882
MAZLCR69	1309	MAZ-69	1	69.00	56.110	0.813	0.90	1.10	2	-0.0868
MAZLCR69	1359	MAZ-13	1	13.80	11.460	0.831	0.90	1.10	2	-0.0695
MAZLCR69	1835	PNA-69	1	69.00	58.600	0.849	0.90	1.10	2	-0.0508
MAZLCR69	1836	PNA-691	1	69.00	58.630	0.850	0.90	1.10	2	-0.0502
MAZLCR69	1817	CAO-13	1	13.80	11.790	0.854	0.90	1.10	2	-0.0457
MAZLCR69	1816	CAO-69	1	69.00	59.180	0.858	0.90	1.10	2	-0.0424
MAZLCR69	1307	LNO-69	1	69.00	60.110	0.871	0.90	1.10	2	-0.0288
MAZLCR69	1387	LNO-34	1	34.50	30.170	0.875	0.90	1.10	2	-0.0254
MAZLCR69	1368	LNO-13	1	13.80	12.140	0.880	0.90	1.10	2	-0.0202
MAZLCR69	1326	ZCP-69	1	69.00	61.310	0.889	0.90	1.10	2	-0.0115
MAZLCR69	12526	LUC-13	1	13.80	12.300	0.891	0.90	1.10	2	-0.0086
MAZLCR69	1381	ZCP-13	1	13.80	12.340	0.894	0.90	1.10	2	-0.0057
MAZLCR69	1923	PNA-H1	1	4.20	3.740	0.899	0.90	1.10	2	-0.0010
SOLALK69	1326	ZCP-69	1	69.00	58.930	0.854	0.90	1.10	2	-0.0459
SOLALK69	1381	ZCP-13	1	13.80	11.850	0.859	0.90	1.10	2	-0.0411
SOLALK69	1313	QUI-69	1	69.00	59.870	0.868	0.90	1.10	2	-0.0323
SOLALK69	1811	CSA-69	1	69.00	62.040	0.899	0.90	1.10	2	-0.0008
ESP-XEL69D-ALK69	1326	ZCP-69	1	69.00	53.100	0.770	0.90	1.10	2	-0.1304



ESP-XEL69D-ALK69	1381	ZCP-13	1	13.80	10.650	0.772	0.90	1.10	2	-0.1281
ESP-XEL69D-ALK69	1313	QUI-69	1	69.00	54.210	0.786	0.90	1.10	2	-0.1144
ESP-XEL69D-ALK69	1830	TOT-34	1	34.50	27.770	0.805	0.90	1.10	2	-0.0951
ESP-XEL69D-ALK69	1317	TOT-69	1	69.00	55.610	0.806	0.90	1.10	2	-0.0940
ESP-XEL69D-ALK69	1369	TOT-13	1	13.80	11.160	0.809	0.90	1.10	2	-0.0914
ESP-XEL69D-ALK69	1318	ALK-69	1	69.00	55.910	0.810	0.90	1.10	2	-0.0897
ESP-XEL69D-ALK69	1363	QUI-131	1	13.80	11.320	0.821	0.90	1.10	2	-0.0795
ESP-XEL69D-ALK69	1315	SOL-69	1	69.00	56.950	0.825	0.90	1.10	2	-0.0746
ESP-XEL69D-ALK69	1811	CSA-69	1	69.00	58.040	0.841	0.90	1.10	2	-0.0589
ESP-XEL69D-ALK69	1362	SOL-34	1	34.50	29.020	0.841	0.90	1.10	2	-0.0588
ESP-XEL69D-ALK69	1810	PAT-69	1	69.00	58.520	0.848	0.90	1.10	2	-0.0519
ESP-XEL69D-ALK69	1812	CSA-34	1	34.50	29.320	0.850	0.90	1.10	2	-0.0502
ESP-XEL69D-ALK69	1833	TOL-69	1	69.00	59.470	0.862	0.90	1.10	2	-0.0381
ESP-XEL69D-ALK69	1301	CHM-69	1	69.00	60.470	0.876	0.90	1.10	2	-0.0237
ESP-XEL69D-ALK69	1806	GEC-69	1	69.00	60.470	0.876	0.90	1.10	2	-0.0237
ESP-XEL69D-ALK69	1686	GEC-B	1	13.80	12.090	0.876	0.90	1.10	2	-0.0237
ESP-XEL69D-ALK69	1692	GEC-B2	1	13.80	12.090	0.876	0.90	1.10	2	-0.0237
ESP-XEL69D-ALK69	1307	LNO-69	1	69.00	61.600	0.893	0.90	1.10	2	-0.0073
ESP-XEL69D-ALK69	1387	LNO-34	1	34.50	30.950	0.897	0.90	1.10	2	-0.0029
ESP-XEL69D-ALK69	1834	TOL-34	1	34.50	30.980	0.898	0.90	1.10	2	-0.0021
LCREPI69	1655	TUL-B3	1	0.50	0.390	0.807	0.90	1.10	2	-0.0928
LCREPI69	1654	TUL-B12	1	12.00	9.690	0.807	0.90	1.10	2	-0.0928
LCREPI69	1333	MAZ-132	1	13.80	11.150	0.808	0.90	1.10	2	-0.0924
LCREPI69	1328	LMA-69	1	69.00	55.810	0.809	0.90	1.10	2	-0.0911
LCREPI69	1382	LMA-13	1	13.80	11.230	0.814	0.90	1.10	2	-0.0861
LCREPI69	1309	MAZ-69	1	69.00	56.250	0.815	0.90	1.10	2	-0.0848
LCREPI69	1336	LCR-69	1	69.00	56.250	0.815	0.90	1.10	2	-0.0847
LCREPI69	1337	TUL-69	1	69.00	56.260	0.815	0.90	1.10	2	-0.0847
LCREPI69	1974	TUL-B4	1	13.80	11.250	0.815	0.90	1.10	2	-0.0847
LCREPI69	1359	MAZ-13	1	13.80	11.490	0.833	0.90	1.10	2	-0.0674
LCREPI69	1835	PNA-69	1	69.00	58.700	0.851	0.90	1.10	2	-0.0493
LCREPI69	1836	PNA-691	1	69.00	58.740	0.851	0.90	1.10	2	-0.0487
LCREPI69	1817	CAO-13	1	13.80	11.810	0.856	0.90	1.10	2	-0.0443
LCREPI69	1816	CAO-69	1	69.00	59.270	0.859	0.90	1.10	2	-0.0410
LCREPI69	1307	LNO-69	1	69.00	60.160	0.872	0.90	1.10	2	-0.0281
LCREPI69	1387	LNO-34	1	34.50	30.200	0.875	0.90	1.10	2	-0.0246



LCREPI69	1368	LNO-13	1	13.80	12.150	0.881	0.90	1.10	2	-0.0194
LCREPI69	1326	ZCP-69	1	69.00	61.330	0.889	0.90	1.10	2	-0.0112
LCREPI69	12526	LUC-13	1	13.80	12.310	0.892	0.90	1.10	2	-0.0081
LCREPI69	1381	ZCP-13	1	13.80	12.350	0.895	0.90	1.10	2	-0.0053

8.1.2 Demanda Media

Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	CENCEN692	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69B	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69A	Thermal Violation
Insecure	GNO230/69C	Voltage Collapse
Insecure	ESP230/69	Voltage Violation

8.1.2.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	91.79	83.80	109.50
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	77.73	70.51	110.20
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	206.66	180.00	114.80
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	204.87	195.00	105.10

8.1.2.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse



8.1.2.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
ESP230/69	1360	XEL-13	1	13.800	12.280	0.890	0.90	1.10	2	-0.0103

8.1.3 Demanda Mínima

Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	GNO230/69C	Voltage Violation
Insecure	GNO230/69C	Thermal Violation

8.1.3.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GNO230/69C	1408	NOV-69	1414	SAN-69	1	1	4	86.64	83.80	103.40

8.1.3.2 Colapso de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN COLAPSO DE VOLTAJE -

8.1.3.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
GNO230/69C	12512	CVI-13	1	13.80	8.930	0.647	0.90	1.10	2	-0.2529
GNO230/69C	12262	CVI-691	1	69.00	46.250	0.670	0.90	1.10	2	-0.2297
GNO230/69C	12052	CVI-69	1	69.00	46.250	0.670	0.90	1.10	2	-0.2297
GNO230/69C	12267	OKM-69D	1	69.00	46.250	0.670	0.90	1.10	2	-0.2297
GNO230/69C	12095	KAM-69	1	69.00	46.420	0.673	0.90	1.10	2	-0.2273
GNO230/69C	12096	KAM-691	1	69.00	46.420	0.673	0.90	1.10	2	-0.2273
GNO230/69C	12068	GER-69	1	69.00	46.460	0.673	0.90	1.10	2	-0.2266



GNO230/69C	12203	CG3-692	1	69.00	46.470	0.674	0.90	1.10	2	-0.2265
GNO230/69C	12163	SJD-69	1	69.00	46.500	0.674	0.90	1.10	2	-0.2261
GNO230/69C	12035	CG3-69D	1	69.00	46.530	0.674	0.90	1.10	2	-0.2256
GNO230/69C	12092	INC-692	1	69.00	46.620	0.676	0.90	1.10	2	-0.2244
GNO230/69C	12516	GER-13	1	13.80	9.350	0.677	0.90	1.10	2	-0.2228
GNO230/69C	12331	LPZ-13	1	13.80	9.350	0.678	0.90	1.10	2	-0.2223
GNO230/69C	12323	LPZ-69	1	69.00	46.800	0.678	0.90	1.10	2	-0.2218
GNO230/69C	12540	SJD-13	1	13.80	9.360	0.678	0.90	1.10	2	-0.2217
GNO230/69C	12215	KER-69	1	69.00	46.800	0.678	0.90	1.10	2	-0.2217
GNO230/69C	12023	CDO-692	1	69.00	46.810	0.678	0.90	1.10	2	-0.2216
GNO230/69C	12521	KAM-13	1	13.80	9.360	0.678	0.90	1.10	2	-0.2216
GNO230/69C	12077	GG3-695	1	69.00	47.000	0.681	0.90	1.10	2	-0.2189
GNO230/69C	12020	BZA-69	1	69.00	47.030	0.682	0.90	1.10	2	-0.2183
GNO230/69C	12021	BZA-69D	1	69.00	47.040	0.682	0.90	1.10	2	-0.2183
GNO230/69C	12508	CDO-132	1	13.80	9.410	0.682	0.90	1.10	2	-0.2182
GNO230/69C	12069	GG2-691	1	69.00	47.210	0.684	0.90	1.10	2	-0.2157
GNO230/69C	12261	MIL-691	1	69.00	47.280	0.685	0.90	1.10	2	-0.2148
GNO230/69C	12118	MIL-69	1	69.00	47.280	0.685	0.90	1.10	2	-0.2148
GNO230/69C	12081	GNG-691	1	69.00	47.280	0.685	0.90	1.10	2	-0.2148
GNO230/69C	12070	GG2-692	1	69.00	47.290	0.685	0.90	1.10	2	-0.2146
GNO230/69C	12084	GNG-694	1	69.00	47.370	0.687	0.90	1.10	2	-0.2134
GNO230/69C	12071	GG2-693	1	69.00	47.520	0.689	0.90	1.10	2	-0.2113
GNO230/69C	12009	APA-69	1	69.00	47.620	0.690	0.90	1.10	2	-0.2098
GNO230/69C	12011	APA-692	1	69.00	47.640	0.691	0.90	1.10	2	-0.2095
GNO230/69C	1153	GNO-692	1	69.00	47.730	0.692	0.90	1.10	2	-0.2082
GNO230/69C	12504	APA-13	1	13.80	9.640	0.699	0.90	1.10	2	-0.2015
GNO230/69C	1667	CGP-69	1	69.00	54.390	0.788	0.90	1.10	2	-0.1117
GNO230/69C	1408	NOV-69	1	69.00	54.440	0.789	0.90	1.10	2	-0.1110
GNO230/69C	1466	SAN-34	1	34.50	29.420	0.853	0.90	1.10	2	-0.0473
GNO230/69C	1414	SAN-69	1	69.00	59.050	0.856	0.90	1.10	2	-0.0442
GNO230/69C	1482	MAT-13	1	13.80	11.830	0.857	0.90	1.10	2	-0.0429
GNO230/69C	1443	MAT-69	1	69.00	59.210	0.858	0.90	1.10	2	-0.0418
GNO230/69C	1430	JAL-69	1	69.00	59.360	0.860	0.90	1.10	2	-0.0398
GNO230/69C	1476	JAL-34	1	34.00	29.440	0.866	0.90	1.10	2	-0.0340
GNO230/69C	1488	JAL-13	1	13.80	11.970	0.868	0.90	1.10	2	-0.0324
GNO230/69C	1465	SAN-13	1	13.80	12.140	0.880	0.90	1.10	2	-0.0202



8.2 Marzo 2,019

Listado de Contingencias:

Las mismas contingencias que en Septiembre 2,018, con los siguientes cambios:

Contingencias que se eliminaron:

Contingency name = 'CHMPAT69 'Outage Branch = 1301 1810 '1 ' / CHM-69 PAT-69

Contingencias que se agregaron:

Contingency name = 'GSULCR230A 'Outage Branch = 1109 1130 '1 ' / GSU-231 CRU-230
Contingency name = 'GSULCR230B 'Outage Branch = 1109 1130 '2 ' / GSU-231 CRU-230
Contingency name = 'CHMPTZ69 'Outage Branch = 1301 1818 '1 ' / CHM-69 PTZ-69
Contingency name = 'PATPTZ69 'Outage Branch = 1810 1818 '1 ' / PAT-69 PTZ-69

8.2.1 Demanda Máxima

Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	GSUCEN69B	Thermal Violation
Insecure	GSUCEN69C	Thermal Violation
Insecure	GSUSMO692	Thermal Violation
Insecure	CENCEN692	Thermal Violation
Insecure	LVACQU69	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69B	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69A	Thermal Violation
Insecure	COALIB69	Voltage Collapse
Insecure	PANSAS230	Voltage Collapse
Insecure	GNO230/69C	Voltage Collapse
Insecure	ESP230/69	Voltage Collapse
Insecure	Pre Contingency	Voltage Violation
Insecure	LBRESP230	Voltage Violation
Insecure	GSULVG69	Voltage Violation



Insecure	CHM-SJG-GSU69	Voltage Violation
Insecure	CHMPTZ69	Voltage Violation
Insecure	COCTOL69	Voltage Violation
Insecure	MALFLO69	Voltage Violation
Insecure	MAZLCR69	Voltage Violation
Insecure	SOLALK69	Voltage Violation
Insecure	ESP-XEL69D-ALK69	Voltage Violation
Insecure	SMRFLO69	Voltage Violation
Insecure	LESLAP69D	Voltage Violation
Insecure	LRUMOR69	Voltage Violation
Insecure	LVGLAP69D	Voltage Violation
Insecure	PANMOR230	Voltage Violation
Insecure	MOR230/69	Voltage Violation

8.2.1.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSUCEN69B	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	75.54	67.20	112.40
GSUCEN69B	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	85.48	83.80	102.00
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	75.54	67.20	112.40
GSUCEN69C	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	85.48	83.80	102.00
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	77.11	67.20	114.80
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	101.19	83.80	120.70
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	82.34	70.51	116.80
LVACQU69	1204	CEN-69	12089	HIP-69	1	1	2	79.60	78.76	101.10
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	242.77	180.00	134.90
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	240.20	195.00	123.20



8.2.1.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
COALIB69	Voltage Collapse
PANSAS230	Voltage Collapse
GNO230/69C	Voltage Collapse
ESP230/69	Voltage Collapse

8.2.1.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
Pre Contingency	1326	ZCP-69	1	69.00	64.580	0.936	0.95	1.05	1	-0.0141
Pre Contingency	1381	ZCP-13	1	13.80	13.010	0.943	0.95	1.05	1	-0.0074
Pre Contingency	1313	QUI-69	1	69.00	65.440	0.949	0.95	1.05	1	-0.0015
LBRESP230	1326	ZCP-69	1	69.00	62.040	0.899	0.90	1.10	2	-0.0009
GSULVG69	1770	LVG-132	1	13.80	11.050	0.801	0.90	1.10	2	-0.0993
GSULVG69	1421	LAP-13	1	13.80	11.140	0.807	0.90	1.10	2	-0.0927
GSULVG69	1438	LAP-69	1	69.00	55.750	0.808	0.90	1.10	2	-0.0920
GSULVG69	1425	LVG-69	1	69.00	55.850	0.809	0.90	1.10	2	-0.0906
GSULVG69	1439	LAP-69D	1	69.00	55.860	0.810	0.90	1.10	2	-0.0905
GSULVG69	1437	PVE-69	1	69.00	55.970	0.811	0.90	1.10	2	-0.0888
GSULVG69	1478	LVG-13	1	13.80	11.240	0.815	0.90	1.10	2	-0.0852
GSULVG69	1612	LES-H	1	6.90	5.630	0.816	0.90	1.10	2	-0.0839
GSULVG69	1406	LES-69	1	69.00	56.310	0.816	0.90	1.10	2	-0.0839
GSULVG69	1687	PVE-13	1	13.80	11.300	0.819	0.90	1.10	2	-0.0813
GSULVG69	1653	PVE-H2	1	4.20	3.410	0.819	0.90	1.10	2	-0.0813
GSULVG69	1459	LES-13	1	13.80	11.410	0.827	0.90	1.10	2	-0.0730
GSULVG69	1652	PVE-H1	1	4.20	3.460	0.832	0.90	1.10	2	-0.0684
CHM-SJG-GSU69	1326	ZCP-69	1	69.00	61.260	0.888	0.90	1.10	2	-0.0122
CHM-SJG-GSU69	1381	ZCP-13	1	13.80	12.330	0.893	0.90	1.10	2	-0.0068
CHM-SJG-GSU69	1301	CHM-69	1	69.00	61.780	0.895	0.90	1.10	2	-0.0047
CHM-SJG-GSU69	1692	GEC-B2	1	13.80	12.360	0.895	0.90	1.10	2	-0.0046
CHM-SJG-GSU69	1806	GEC-69	1	69.00	61.780	0.895	0.90	1.10	2	-0.0046
CHM-SJG-GSU69	1686	GEC-B	1	13.80	12.360	0.895	0.90	1.10	2	-0.0046



CHM-SJG-GSU69	1818	PTZ-69	1	69.00	62.000	0.899	0.90	1.10	2	-0.0014
CHMPTZ69	1326	ZCP-69	1	69.00	61.810	0.896	0.90	1.10	2	-0.0041
COCTOL69	1326	ZCP-69	1	69.00	61.500	0.891	0.90	1.10	2	-0.0087
COCTOL69	1381	ZCP-13	1	13.80	12.380	0.897	0.90	1.10	2	-0.0031
MALFLO69	1312	POR-69	1	69.00	58.280	0.845	0.90	1.10	2	-0.0554
MALFLO69	1308	MAL-69	1	69.00	58.520	0.848	0.90	1.10	2	-0.0519
MALFLO69	1616	POR-H	1	2.30	1.950	0.850	0.90	1.10	2	-0.0504
MALFLO69	1375	POR-13	1	13.80	11.830	0.857	0.90	1.10	2	-0.0427
MALFLO69	1353	MAL-13	1	13.80	12.040	0.873	0.90	1.10	2	-0.0273
MALFLO69	1332	MAL-132	1	13.80	12.200	0.884	0.90	1.10	2	-0.0159
MAZLCR69	1333	MAZ-132	1	13.80	10.680	0.774	0.90	1.10	2	-0.1259
MAZLCR69	1328	LMA-69	1	69.00	53.600	0.777	0.90	1.10	2	-0.1232
MAZLCR69	1382	LMA-13	1	13.80	10.780	0.781	0.90	1.10	2	-0.1191
MAZLCR69	1309	MAZ-69	1	69.00	54.170	0.785	0.90	1.10	2	-0.1150
MAZLCR69	1359	MAZ-13	1	13.80	10.940	0.793	0.90	1.10	2	-0.1072
MAZLCR69	1835	PNA-69	1	69.00	57.210	0.829	0.90	1.10	2	-0.0709
MAZLCR69	1836	PNA-691	1	69.00	57.240	0.830	0.90	1.10	2	-0.0704
MAZLCR69	1817	CAO-13	1	13.80	11.550	0.837	0.90	1.10	2	-0.0631
MAZLCR69	1816	CAO-69	1	69.00	58.040	0.841	0.90	1.10	2	-0.0588
MAZLCR69	1307	LNO-69	1	69.00	60.060	0.870	0.90	1.10	2	-0.0296
MAZLCR69	1387	LNO-34	1	34.50	30.130	0.873	0.90	1.10	2	-0.0268
MAZLCR69	1923	PNA-H1	1	4.20	3.650	0.877	0.90	1.10	2	-0.0234
MAZLCR69	1837	PNA-131	1	13.80	12.100	0.877	0.90	1.10	2	-0.0229
MAZLCR69	1924	PNA-H2	1	0.50	0.420	0.877	0.90	1.10	2	-0.0229
MAZLCR69	1838	PNA-132	1	13.80	12.100	0.877	0.90	1.10	2	-0.0229
MAZLCR69	1368	LNO-13	1	13.80	12.120	0.879	0.90	1.10	2	-0.0214
MAZLCR69	1326	ZCP-69	1	69.00	61.390	0.890	0.90	1.10	2	-0.0104
MAZLCR69	12526	LUC-13	1	13.80	12.340	0.894	0.90	1.10	2	-0.0061
MAZLCR69	1381	ZCP-13	1	13.80	12.350	0.895	0.90	1.10	2	-0.0049
SOLALK69	1326	ZCP-69	1	69.00	59.320	0.860	0.90	1.10	2	-0.0404
SOLALK69	1381	ZCP-13	1	13.80	11.930	0.864	0.90	1.10	2	-0.0357
SOLALK69	1313	QUI-69	1	69.00	60.300	0.874	0.90	1.10	2	-0.0260
ESP-XEL69D-ALK69	1326	ZCP-69	1	69.00	56.460	0.818	0.90	1.10	2	-0.0818
ESP-XEL69D-ALK69	1381	ZCP-13	1	13.80	11.340	0.822	0.90	1.10	2	-0.0784
ESP-XEL69D-ALK69	1313	QUI-69	1	69.00	57.530	0.834	0.90	1.10	2	-0.0662
ESP-XEL69D-ALK69	1830	TOT-34	1	34.50	29.400	0.852	0.90	1.10	2	-0.0478



ESP-XEL69D-ALK69	1317	TOT-69	1	69.00	58.870	0.853	0.90	1.10	2	-0.0468
ESP-XEL69D-ALK69	1369	TOT-13	1	13.80	11.820	0.856	0.90	1.10	2	-0.0436
ESP-XEL69D-ALK69	1318	ALK-69	1	69.00	59.160	0.857	0.90	1.10	2	-0.0426
ESP-XEL69D-ALK69	1363	QUI-131	1	13.80	12.030	0.872	0.90	1.10	2	-0.0285
ESP-XEL69D-ALK69	1315	SOL-69	1	69.00	60.170	0.872	0.90	1.10	2	-0.0279
ESP-XEL69D-ALK69	1362	SOL-34	1	34.50	30.700	0.890	0.90	1.10	2	-0.0101
ESP-XEL69D-ALK69	1811	CSA-69	1	69.00	61.890	0.897	0.90	1.10	2	-0.0031
ESP-XEL69D-ALK69	1833	TOL-69	1	69.00	62.060	0.899	0.90	1.10	2	-0.0006
SMRFLO69	1312	POR-69	1	69.00	61.610	0.893	0.90	1.10	2	-0.0071
SMRFLO69	1308	MAL-69	1	69.00	61.840	0.896	0.90	1.10	2	-0.0038
SMRFLO69	1616	POR-H	1	2.30	2.070	0.899	0.90	1.10	2	-0.0011
LESLAP69D	1406	LES-69	1	69.00	60.690	0.880	0.90	1.10	2	-0.0204
LESLAP69D	1612	LES-H	1	6.90	6.070	0.880	0.90	1.10	2	-0.0204
LESLAP69D	1459	LES-13	1	13.80	12.330	0.893	0.90	1.10	2	-0.0066
LRUMOR69	1495	PET-69	1	69.00	61.510	0.891	0.90	1.10	2	-0.0086
LVGLAP69D	1421	LAP-13	1	13.80	11.480	0.832	0.90	1.10	2	-0.0680
LVGLAP69D	1438	LAP-69	1	69.00	57.450	0.833	0.90	1.10	2	-0.0674
LVGLAP69D	1439	LAP-69D	1	69.00	57.550	0.834	0.90	1.10	2	-0.0659
LVGLAP69D	1612	LES-H	1	6.90	5.780	0.838	0.90	1.10	2	-0.0622
LVGLAP69D	1406	LES-69	1	69.00	57.810	0.838	0.90	1.10	2	-0.0622
LVGLAP69D	1459	LES-13	1	13.80	11.730	0.850	0.90	1.10	2	-0.0502
PANMOR230	1495	PET-69	1	69.00	61.270	0.888	0.90	1.10	2	-0.0120
MOR230/69	1495	PET-69	1	69.00	61.570	0.892	0.90	1.10	2	-0.0077

8.2.2 Demanda Media

Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	GSUSMO692	Thermal Violation
Insecure	CENCEN692	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69B	Thermal Violation
Insecure	GSU230/69A	Thermal Violation
Insecure	GNO230/69C	Voltage Collapse
Insecure	GSULVG69	Voltage Violation



8.2.2.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	67.81	67.20	100.90
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	95.18	83.80	113.60
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	81.28	70.51	115.30
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	211.23	180.00	117.40
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	209.47	195.00	107.40

8.2.2.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse

8.2.2.3 Violaciones de Voltaje

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
GSULVG69	1770	LVG-132	1	13.80	11.990	0.869	0.90	1.10	2	-0.0309
GSULVG69	1438	LAP-69	1	69.00	60.810	0.881	0.90	1.10	2	-0.0187
GSULVG69	1425	LVG-69	1	69.00	60.850	0.882	0.90	1.10	2	-0.0181
GSULVG69	1439	LAP-69D	1	69.00	60.860	0.882	0.90	1.10	2	-0.0180
GSULVG69	1421	LAP-13	1	13.80	12.170	0.882	0.90	1.10	2	-0.0178
GSULVG69	1459	LES-13	1	13.80	12.190	0.883	0.90	1.10	2	-0.0166
GSULVG69	1437	PVE-69	1	69.00	60.960	0.884	0.90	1.10	2	-0.0165
GSULVG69	1478	LVG-13	1	13.80	12.250	0.888	0.90	1.10	2	-0.0122
GSULVG69	1612	LES-H	1	6.90	6.130	0.889	0.90	1.10	2	-0.0114
GSULVG69	1406	LES-69	1	69.00	61.310	0.889	0.90	1.10	2	-0.0114
GSULVG69	1687	PVE-13	1	13.80	12.290	0.891	0.90	1.10	2	-0.0092
GSULVG69	1653	PVE-H2	1	4.20	3.710	0.891	0.90	1.10	2	-0.0092



8.2.3 Demanda Mínima

Base Case Status	Contingency Name	Violation Type
Insecure	GNO230/69C	Voltage Collapse

8.2.3.1 Sobrecargas

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN SOBRECARGAS -

8.2.3.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse

8.2.3.3 Violaciones de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN VIOLACIONES DE VOLTAJE -

9. Reservas Operativas

Los márgenes de Reserva Rodante Total han sido definidos por el Administrador del Mercado Mayorista en las Normas de Coordinación Comercial¹ y Normas de Coordinación Operativa², con la aprobación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica^{1,2}, y por el momento aún no se ha considerado la modificación de los mismos. En caso de que se considere la modificación, se activará el procedimiento para la modificación normativa y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica será informada al respecto oportunamente.

De acuerdo a lo indicado en la NCO-4 “Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio”, de la potencia generada en el SNI los márgenes de reserva a mantener en todo momento serán:

Horario	%
De 00:00 a 05:59 h	7
De 06:00 a 17:59 h	6
De 18:00 a 21:59 h	5
De 22:00 a 24:00 h	7

Cuadro No.9.1.

Porcentaje de Reserva Rodante sobre la potencia generada en el SNI

En todo caso, por requerimientos operativos, la reserva rodante no deberá ser menor que 30 MW.

La Reserva Rodante Total se define como la suma de la Reserva Rodante Regulante (RRR) más la Reserva Rodante Operativa (RRO), y la magnitud de la Reserva Rodante Regulante (RRR) será del 3% de la generación en cada hora (NCC-8 “Cargo por Servicios Complementarios”); por lo anterior se tiene que:

¹ El Administrador del Mercado Mayorista emitió la Norma de Coordinación Operativa No. 4, Determinación de los Criterios de Calidad y Niveles Mínimos de Servicio, Resolución 157-15 del 30 de Octubre de 2000, aprobada mediante la Resolución CNEE-80-2000, en donde, en consideración de las buenas prácticas de ingeniería, en el numeral 4.3.2 se establecieron los márgenes de reserva a considerar en la coordinación de la operación.

² El Administrador del Mercado Mayorista emitió la Norma de Coordinación Comercial No. 8, Cargo por Servicio Complementarios, Resolución 216-04 del 19 de junio de 2001, aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica mediante la Resolución CNEE-54-2001, en donde, para la Reserva Rodante Regulante, en el numeral 8.2.1.1 se estableció que: “La magnitud de ésta reserva será del 3% de la generación en cada hora.”

Horario	RRR	RRO
De 00:00 a 05:59 h	3%	4%
De 06:00 a 17:59 h	3%	3%
De 18:00 a 21:59 h	3%	2%
De 22:00 a 24:00 h	3%	4%

Cuadro No.9.2.

Reserva Rodante sobre la potencia generada en el SNI

9.1 Año 2,018

Sobre la base de la proyección de la demanda, a continuación se presentan los valores estimados de Reserva Rodante Total:

Valores proyectados para 2018															
Mes	Datos demanda						RRR(MW)			RRO(MW)			Reserva Rodante (MW)		
	max	med	min	Fcmax	Fcmed	Fcmin	max	med	min	max	med	min	max	med	min
MAYO	1786.96	1540.03	985.04	1	0.862	0.551	53.6	46.2	29.6	35.7	46.2	39.4	89.3	92.4	69.0
JUNIO	1744.38	1511.46	881.35	1	0.866	0.505	52.3	45.3	26.4	34.9	45.3	35.3	87.2	90.7	61.7
JULIO	1747.41	1502.23	934.28	1	0.860	0.535	52.4	45.1	28.0	34.9	45.1	37.4	87.4	90.1	65.4
AGOSTO	1755.43	1497.34	885.99	1	0.853	0.505	52.7	44.9	26.6	35.1	44.9	35.4	87.8	89.8	62.0
SEPTIEMBRE	1760.60	1494.73	890.67	1	0.849	0.506	52.8	44.8	26.7	35.2	44.8	35.6	88.0	89.7	62.3
OCTUBRE	1772.18	1534.28	916.31	1	0.866	0.517	53.2	46.0	27.5	35.4	46.0	36.7	88.6	92.1	64.1
NOVIEMBRE	1801.22	1530.34	896.98	1	0.850	0.498	54.0	45.9	26.9	36.0	45.9	35.9	90.1	91.8	62.8
DICIEMBRE	1817.25	1473.27	895.04	1	0.811	0.493	54.5	44.2	26.9	36.3	44.2	35.8	90.9	88.4	62.7

Cuadro No.9.1.1.

Reserva Rodante sobre la potencia generada en el SNI para Septiembre 2,018



9.2 Año 2,019

Sobre la base de la proyección de la demanda, a continuación se presentan los valores estimados de Reserva Rodante Total:

Valores proyectados para 2019															
Mes							RRR(MW)			RRO(MW)			Reserva Rodante (MW)		
	max	med	min	Fcmax	Fcmed	Fcmin	max	med	min	max	med	min	max	med	min
ENERO	1814.48	1488.93	912.32	1	0.821	0.503	54.4	44.7	27.4	36.3	44.7	36.5	90.7	89.3	63.9
FEBRERO	1825.37	1507.65	849.13	1	0.826	0.465	54.8	45.2	25.5	36.5	45.2	34.0	91.3	90.5	59.4
MARZO	1839.88	1547.38	958.55	1	0.841	0.521	55.2	46.4	28.8	36.8	46.4	38.3	92.0	92.8	67.1
ABRIL	1848.96	1599.20	967.95	1	0.865	0.524	55.5	48.0	29.0	37.0	48.0	38.7	92.4	96.0	67.8

Cuadro No.9.2.1.

Reserva Rodante sobre la potencia generada en el SNI para Marzo 2,019



D. ANEXOS



D.1. Septiembre 2,018

D.1.1. Demanda Máxima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 7:49
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO				-NET INTERCHANGE-			
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1719.8	0.0	0.0	1685.4	0.0	0.0	0.0	0.0	75.2	-40.8	-40.8	0.0
GUATEMAL	82.6	0.0	0.0	205.8	-194.4	0.0	60.8	563.1	658.4	-84.8	-84.8	
2	0.0	0.0	0.0	75.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-76.1	-76.1	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	11.5	0.0	0.0	0.0	26.5	1.9	13.1	13.1	
3	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.0	-3.0	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	10.5	0.0	0.0	0.0	24.7	0.0	14.2	14.2	
8	35020.0	0.0	0.0	34900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	120.0	0.0
MEXICO	8122.0	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	57.5	57.5	
COLUMN	36739.8	0.0	0.0	36664.3	0.0	0.0	0.0	0.0	75.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8204.7	0.0	0.0	8292.3	-194.4	0.0	60.8	614.3	660.3	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 7:51
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601	CHX-H1	13.800	1	55.4	2.5	29.0	-20.0	1.0290	53.9	0.9990	55.3			6	1	SYST
1602	CHX-H2	13.800	2	55.4	2.5	29.0	-20.0	1.0290	53.9	0.9990	55.3			6	1	
1603	CHX-H3	13.800	3	55.4	2.5	29.0	-20.0	1.0290	53.9	0.9990	55.3			6	1	
1604	CHX-H4	13.800	4	55.4	2.5	29.0	-20.0	1.0290	53.9	0.9990	55.3			6	1	
1605	CHX-H5	13.800	5	55.4	1.4	29.0	-20.0	1.0270	54.0	0.9997	55.3			6	1	
1606	AGU-H1	10.000	1	25.8	0.9	22.5	-18.8	1.0050	25.7	0.9994	37.5			6	1	
1607	AGU-H2	10.000	2	25.8	0.9	22.5	-18.8	1.0050	25.7	0.9994	37.5			6	1	
1608	AGU-H3	10.000	3	25.8	0.9	22.5	-18.8	1.0050	25.7	0.9994	37.5			6	1	
1609	JUR-H1	13.800	1	19.4	3.9	5.0	-5.0	1.0250	19.3	0.9799	25.0			6	1	
1610	JUR-H2	13.800	2	19.4	3.9	5.0	-5.0	1.0250	19.3	0.9799	25.0			6	1	
1611	JUR-H3	13.800	3	19.4	3.9	5.0	-5.0	1.0250	19.3	0.9799	25.0			6	1	
1612	LES-H	6.9000	1	6.6	0.5	2.0	-1.0	1.0100	6.6	0.9977	7.5			6	1	
1612	LES-H	6.9000	2	6.6	0.5	2.0	-1.0	1.0100	6.6	0.9977	7.5			6	1	



1613	RBO-H	4.1600	1	9.8	-1.0	5.0	-2.0	1.0240	9.6	0.9946	12.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	1.9	1.0000	2.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0300	1.9	1.0000	2.5	6	1
1644	ZUN-G	13.200	1	3.5	0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9997	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	2	3.5	0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9997	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	3.5	0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9997	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	4	3.5	0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9997	5.6	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	0.6	10.0	-5.0	1.0350	15.3	0.9993	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	6.0	-0.1	1.0	-1.0	1.0150	5.9	0.9999	7.5	6	1
1647	PAS-H2	4.1600	2	6.0	-0.1	1.0	-1.0	1.0150	5.9	0.9999	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	134.1	23.2	64.0	-30.0	1.0290	132.2	0.9854	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	3.2	-0.1	1.0	-1.0	1.0100	3.2	0.9994	4.4	6	1
1653	PVE-H2	4.1600	2	3.2	-0.1	1.0	-1.0	1.0100	3.2	0.9994	4.4	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	21.6	2.3	11.9	-7.3	1.0200	21.3	0.9946	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	2	21.6	2.3	11.9	-7.3	1.0200	21.3	0.9946	23.5	6	1
1658	REN-H3	6.9000	3	21.6	2.3	11.9	-7.3	1.0200	21.3	0.9946	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	1	11.7	0.6	12.0	-7.0	1.0150	11.6	0.9987	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	2	11.7	0.6	12.0	-7.0	1.0150	11.6	0.9987	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	11.7	0.6	12.0	-7.0	1.0150	11.6	0.9987	21.3	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	12.0	6.4	15.0	0.0	1.0100	13.5	0.8831	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	11.5	3.3	6.4	0.0	1.0150	11.8	0.9608	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1.3	0.0	0.8	0.0	1.0170	1.2	0.9995	2.1	6	1
1665	SIS-H	4.1600	2	1.3	0.0	0.8	0.0	1.0170	1.2	0.9995	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	22.3	-2.2	12.5	-3.0	1.0310	21.7	0.9950	28.3	6	1
1670	CAN-H2	13.800	2	22.3	-2.2	12.5	-3.0	1.0310	21.7	0.9950	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.9	0.7	2.0	-1.0	1.0150	2.0	0.9352	3.2	6	1
1674	REC-H	13.800	1	12.3	-1.0	9.1	-7.2	1.0170	12.1	0.9966	17.2	6	1
1674	REC-H	13.800	2	12.3	-1.0	9.1	-7.2	1.0170	12.1	0.9966	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	6.1	-2.0	4.0	-3.8	1.0290	6.2	0.9511	7.7	6	1
1676	MTO-H	13.800	2	6.1	-2.0	4.0	-3.8	1.0290	6.2	0.9511	7.7	6	1
1687	PVE-13	13.800	3	3.2	0.9	1.0	-1.0	1.0120	3.3	0.9624	4.4	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	4.3	0.1	2.0	-1.0	1.0380	4.1	0.9995	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	10.1	3.2	9.0	0.0	1.0300	10.3	0.9531	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	10.1	3.2	9.0	0.0	1.0300	10.3	0.9531	15.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	40.5	4.0	23.5	-23.5	1.0350	39.3	0.9951	50.0	6	1
1694	PVI-H2	13.800	2	40.5	4.0	23.5	-23.5	1.0350	39.3	0.9951	50.0	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	134.1	16.1	70.6	-33.1	1.0270	131.5	0.9929	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	116.0	14.5	70.6	-33.1	1.0270	113.8	0.9923	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	47.8	7.8	27.8	-27.8	1.0380	46.6	0.9870	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	2	47.8	7.8	27.8	-27.8	1.0380	46.6	0.9870	55.3	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	3.2	1.3	2.4	-1.9	1.0150	3.4	0.9280	4.0	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	3.2	1.3	2.4	-1.9	1.0150	3.4	0.9280	4.0	6	1
1924	PNA-H2	0.4800	3	0.8	0.0	0.7	-0.6	1.0150	0.8	0.9996	1.1	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	9.2	-0.1	7.3	-5.8	1.0350	8.9	1.0000	19.5	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	1	0.9	-0.0	0.6	-0.4	1.0290	0.8	1.0000	1.3	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	2	0.9	-0.0	0.6	-0.4	1.0290	0.8	1.0000	1.3	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	26.4	-3.5	18.0	-17.9	1.0000	26.7	0.9914	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	2	26.4	-3.5	18.0	-17.9	1.0000	26.7	0.9914	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	3	26.4	-3.5	18.0	-17.9	1.0000	26.7	0.9914	33.8	6	1
1957	REN-H7	13.800	4	26.4	-3.5	18.0	-17.9	1.0000	26.7	0.9914	33.8	6	1



1964	STS-H1	6.3000	1	8.2	-1.4	5.0	-4.0	1.0000	8.3	0.9847	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	2	8.2	-1.4	5.0	-4.0	1.0000	8.3	0.9847	9.4	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	3.7	0.8	1.8	-1.0	1.0250	3.7	0.9797	4.3	6	1
1975	VDA-H	0.6900	1	1.5	0.3	0.7	-0.6	1.0000	1.6	0.9842	1.7	6	1
1975	VDA-H	0.6900	2	0.5	0.1	0.4	-0.3	1.0000	0.5	0.9842	0.6	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	1.9	1.1	1.3	-1.0	1.0150	2.2	0.8698	2.4	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	3.1	-1.7	11.6	-11.6	1.0000	3.5	0.8789	24.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	20.6	-0.5	15.0	-13.4	1.0125	20.4	0.9997	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	2	20.6	-0.5	15.0	-13.4	1.0125	20.4	0.9998	28.5	6	1
1992	REN-H10	13.800	3	20.6	-0.5	15.0	-13.4	1.0125	20.4	0.9997	28.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	1	4.3	-0.4	3.2	-2.6	1.0000	4.3	0.9947	6.1	6	1
1998	CBN-H	6.6000	2	4.3	-0.4	3.2	-2.6	1.0000	4.3	0.9947	6.1	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	28.4	-6.4	18.0	-17.8	1.0000	29.1	0.9757	34.2	6	1
16003	XAD-H2	13.800	2	28.4	-6.4	18.0	-17.8	1.0000	29.1	0.9756	34.2	6	1
16007	MNL-H2	0.4800	3	0.6	-0.3	0.6	-0.4	1.0180	0.7	0.8615	1.3	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	4	0.5	0.1	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9902	0.7	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	5	0.5	0.1	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9902	0.7	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	6	3.6	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.6	0.9751	4.2	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	7	3.6	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.6	0.9751	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	8	3.6	0.2	2.5	-1.3	1.0150	3.5	0.9981	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	9	3.6	0.2	2.5	-1.3	1.0150	3.5	0.9981	4.2	6	1
16011	MNL-H6	6.6000	10	3.6	-0.9	2.5	-1.3	1.0150	3.6	0.9703	4.2	6	1
16011	MNL-H6	6.6000	11	3.1	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.1	0.9703	4.2	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	51.3	-0.3	16.4	-16.4	1.0000	51.3	1.0000	56.0	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	9.3	0.9	7.1	-3.7	1.0270	9.1	0.9955	11.8	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	12.1	-1.9	6.3	-6.2	1.0150	12.0	0.9873	14.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	2	12.1	-1.9	6.3	-6.2	1.0150	12.0	0.9873	14.5	6	1
16024	LFU-H	6.6000	1	13.3	0.3	5.1	-4.7	1.0260	13.0	0.9997	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	1	4.1	0.2	2.9	-1.2	1.0100	4.1	0.9986	4.9	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	4.1	0.2	2.9	-1.2	1.0100	4.1	0.9986	4.9	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	2.2	-0.1	1.5	-0.9	0.9850	2.2	0.9995	2.5	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	2.2	-0.1	1.5	-0.9	0.9850	2.2	0.9995	2.5	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	1.3	0.0	1.5	-0.9	1.0000	1.3	0.9994	2.8	6	1
16028	RAA-H	4.1600	2	1.3	0.0	1.5	-0.9	1.0000	1.3	0.9994	2.8	6	1
16029	REC-H2	13.800	1	10.3	-1.4	7.6	-4.5	1.0200	10.2	0.9902	14.4	6	1
16029	REC-H2	13.800	2	10.3	-1.4	7.6	-4.5	1.0200	10.2	0.9902	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS				1719.8	82.6	1018.4	-711.6				2186.7		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   7:52
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018
      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-----X FROM BUS -----X X-----X TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA  CKT  LOADING  RATING  PERCENT

```



* NONE *

- Sobrecarga en Transformadores.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   7:53
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018
      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
1330	XEL-69	69.000*	1	1360	XEL-13	13.800	1	1	38.1	28.0	135.9
1373	REU-69	69.000*	1	1386	REU-13	13.800	1	1	10.0	7.0	143.2
12102	LFL-69	69.000*	1	12523	LFL-13	13.800	1	1	16.3	14.0	116.5
12161	SGA-69	69.000*	1	12539	SGA-13	13.800	1	1	18.5	18.0	102.7
12214	HFL-69	69.000*	1	12518	HFL-13	13.800	1	1	16.1	14.0	115.1
12240	SJS-69	69.000*	1	12557	SJS-13	13.800	1	1	14.5	14.0	103.8
12262	CVI-691	69.000*	1	12512	CVI-13	13.800	1	1	19.2	14.0	136.9

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   7:53
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018
```

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)
1313	QUI-69	69.000	1	0.9479	65.405	1326	ZCP-69	69.000	1	0.9360	64.583
1381	ZCP-13	13.800	1	0.9430	13.014						

- Corrientes de Falla Trifásica.

```
PSS(R)E-33.10.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS      MON, FEB 19 2018   7:55
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018
      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+)
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	10536.5	-87.62	13683.0	-89.03
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	10712.4	-87.49	14981.5	-89.21
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	8876.1	-86.27	9844.4	-87.54
1105	[ENR-230	230.00]	AMP	3878.1	-89.92	4349.0	-92.20
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	10742.2	-87.49	15077.2	-89.21
1107	[GES-231	230.00]	AMP	9939.7	-85.87	11923.6	-88.66
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	9495.9	-85.66	10848.4	-88.41
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	9745.9	-86.35	11447.2	-88.95
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	8235.6	-93.06	7869.2	-93.94
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	9915.2	-87.50	12685.1	-89.32
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6149.9	-96.35	7735.7	-97.68
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5302.7	-95.85	5966.0	-97.78
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6099.5	-96.25	7042.3	-96.98
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13216.2	-101.30	12714.2	-102.49
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	7033.1	-90.78	7254.7	-93.55
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5319.7	-91.68	5071.4	-93.75
1120	[SJO-230	230.00]	AMP	10776.2	-87.46	14783.1	-88.83
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	5274.1	-89.87	6299.0	-92.24
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5285.4	-95.50	5744.3	-96.20
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5251.8	-95.47	5685.2	-96.14
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	8740.2	-87.89	9471.0	-89.05
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4635.4	-90.31	3975.8	-90.83
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4700.5	-90.27	4060.9	-90.84
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7479.2	-93.90	5643.4	-93.61
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4739.4	-90.25	4092.8	-90.76
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3893.9	-94.39	3937.4	-96.22
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	9105.8	-88.92	10168.2	-89.59
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4828.5	-86.36	5181.6	-87.34
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	7553.8	-89.01	7453.6	-89.50
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	10848.6	-87.53	14935.5	-88.93
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9278.8	-86.25	10115.8	-87.06
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	5566.3	-99.26	5555.8	-101.20
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7106.0	-91.72	6694.0	-91.95
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	13799.7	-96.58	16431.1	-98.76
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12327.5	-95.54	13211.1	-98.57
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8891.7	-96.25	9076.9	-99.57



1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14413.7	-94.85	15493.7	-98.78
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15256.3	-94.63	16622.6	-98.40
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10252.6	-96.17	12097.6	-98.72
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	10742.2	-87.49	15077.2	-89.21
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	10742.2	-87.49	15077.2	-89.21
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	10742.2	-87.49	15077.2	-89.21
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	7500.3	-90.42	7809.7	-93.16
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	6996.2	-89.86	6800.2	-90.05
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	8047.6	-89.41	8159.4	-89.52
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	7253.9	-89.76	7000.9	-89.70
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	8609.1	-87.55	9284.0	-89.13
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	8314.3	-87.72	8940.8	-89.20
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4340.4	-94.71	4591.8	-96.32
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9145.2	-85.78	9134.1	-86.19
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10790.7	-89.67	10609.8	-90.20
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9145.2	-85.78	9134.1	-86.19
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2987.8	-90.31	2884.4	-92.60
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2717.9	-86.68	2215.1	-87.79
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1885.6	-91.41	1760.0	-93.99
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5130.0	-86.39	5574.4	-87.49
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5411.5	-88.10	4950.4	-89.32
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7672.4	-86.49	7835.6	-86.59
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5834.9	-87.11	6006.5	-87.76
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4357.0	-91.12	3771.8	-92.56
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7826.4	-86.49	8027.5	-86.57
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	9232.1	-89.34	11686.9	-90.71

D.1.2. Demanda Media.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 7:57
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO				-NET INTERCHANGE-			
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1 GUATEMAL	1582.3 67.5	0.0 0.0	0.0 0.0	1433.8 244.5	0.0 -138.9	0.0 0.0	0.0 61.2	0.0 568.6	60.9 534.2	87.6 -64.8	87.6 -64.8	0.0
2 SALVADOR	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	156.4 1.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 26.6	1.0 6.1	-157.4 19.1	-157.4 19.1	0.0
3 HONDURAS	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	49.8 12.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 24.4	0.4 2.8	-50.3 9.6	-50.3 9.6	0.0
8 MEXICO	32870.2 8895.7	0.0 0.0	0.0 0.0	32750.2 8859.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	120.0 36.2	120.0 36.2	0.0



COLUMN	34452.5	0.0	0.0	34390.2	0.0	0.0	0.0	0.0	62.4	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8963.1	0.0	0.0	9117.4	-138.9	0.0	61.2	619.7	543.2	0.0	0.0	0.0

• Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 7:58
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X	T	R	A	N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601	CHX-H1	13.800	1	55.4	1.7	29.0	-20.0	1.0320	53.7	0.9995	55.3	6	1	SYST								
1602	CHX-H2	13.800	2	55.4	1.7	29.0	-20.0	1.0320	53.7	0.9995	55.3	6	1									
1603	CHX-H3	13.800	3	55.4	1.7	29.0	-20.0	1.0320	53.7	0.9995	55.3	6	1									
1604	CHX-H4	13.800	4	55.4	1.7	29.0	-20.0	1.0320	53.7	0.9995	55.3	6	1									
1605	CHX-H5	13.800	5	55.4	1.7	29.0	-20.0	1.0320	53.7	0.9995	55.3	6	1									
1606	AGU-H1	10.000	1	25.8	6.7	22.5	-18.8	1.0290	25.9	0.9682	37.5	6	1									
1607	AGU-H2	10.000	2	25.8	6.7	22.5	-18.8	1.0290	25.9	0.9682	37.5	6	1									
1609	JUR-H1	13.800	1	18.6	3.3	5.0	-5.0	1.0300	18.4	0.9842	25.0	6	1									
1610	JUR-H2	13.800	2	18.6	3.3	5.0	-5.0	1.0300	18.4	0.9842	25.0	6	1									
1611	JUR-H3	13.800	3	18.6	3.3	5.0	-5.0	1.0300	18.4	0.9842	25.0	6	1									
1612	LES-H	6.9000	1	6.6	0.2	2.0	-1.0	1.0150	6.5	0.9997	7.5	6	1									
1612	LES-H	6.9000	2	6.6	0.2	2.0	-1.0	1.0150	6.5	0.9997	7.5	6	1									
1613	RBO-H	4.1600	1	9.8	1.1	5.0	-2.0	1.0250	9.6	0.9942	12.5	6	1									
1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0293	1.9	1.0000	2.5	6	1									
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0293	1.9	1.0000	2.5	6	1									
1644	ZUN-G	13.200	1	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9814	5.6	6	1									
1644	ZUN-G	13.200	2	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9814	5.6	6	1									
1644	ZUN-G	13.200	3	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9814	5.6	6	1									
1644	ZUN-G	13.200	4	3.5	0.7	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9814	5.6	6	1									
1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	-0.4	10.0	-5.0	1.0250	15.5	0.9997	19.5	6	1									
1646	PAS-H1	4.1600	1	6.0	0.9	1.0	-1.0	1.0000	6.1	0.9893	7.5	6	1									
1647	PAS-H2	4.1600	2	6.0	0.9	1.0	-1.0	1.0000	6.1	0.9893	7.5	6	1									
1651	SJO-C	13.800	1	134.1	17.3	64.0	-30.0	1.0270	131.6	0.9918	160.0	6	1									
1652	PVE-H1	4.1600	1	3.2	0.1	1.0	-1.0	1.0100	3.2	0.9998	4.4	6	1									
1653	PVE-H2	4.1600	2	3.2	0.1	1.0	-1.0	1.0100	3.2	0.9998	4.4	6	1									
1656	REN-H1	6.9000	1	21.6	2.7	11.9	-7.3	1.0290	21.2	0.9925	23.5	6	1									
1657	REN-H2	6.9000	2	21.6	2.7	11.9	-7.3	1.0290	21.2	0.9925	23.5	6	1									
1658	REN-H3	6.9000	3	21.6	2.7	11.9	-7.3	1.0290	21.2	0.9925	23.5	6	1									
1659	ARI-O1	13.800	1	14.9	0.3	12.0	-7.0	1.0190	14.7	0.9998	21.3	6	1									
1659	ARI-O1	13.800	2	14.9	0.3	12.0	-7.0	1.0190	14.7	0.9998	21.3	6	1									
1659	ARI-O1	13.800	3	14.9	0.3	12.0	-7.0	1.0190	14.7	0.9998	21.3	6	1									
1662	LVA-H1	13.800	1	12.0	8.3	15.0	0.0	1.0250	14.3	0.8211	26.0	6	1									
1664	MTZ-H	4.1600	1	11.5	3.3	6.4	0.0	1.0180	11.7	0.9609	13.4	6	1									
1665	SIS-H	4.1600	1	1.3	0.0	0.8	0.0	1.0200	1.2	0.9995	2.1	6	1									
1665	SIS-H	4.1600	2	1.3	0.0	0.8	0.0	1.0200	1.2	0.9995	2.1	6	1									
1666	CAN-H1	13.800	1	20.1	-2.9	12.5	-3.0	1.0280	19.7	0.9898	28.3	6	1									
1670	CAN-H2	13.800	2	20.1	-2.9	12.5	-3.0	1.0280	19.7	0.9898	28.3	6	1									



1671	PAL-H	6.3000	1	1.9	0.0	2.0	-1.0	1.0150	1.9	1.0000	3.2	6	1
1674	REC-H	13.800	1	10.9	0.6	9.1	-7.2	1.0290	10.6	0.9986	17.2	6	1
1674	REC-H	13.800	2	10.9	0.6	9.1	-7.2	1.0290	10.6	0.9986	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	5.5	-2.4	4.0	-3.8	1.0250	5.8	0.9154	7.7	6	1
1676	MTO-H	13.800	2	5.5	-2.4	4.0	-3.8	1.0250	5.8	0.9154	7.7	6	1
1687	PVE-13	13.800	3	3.2	-0.3	1.0	-1.0	1.0100	3.2	0.9951	4.4	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	4.3	-0.7	2.0	-1.0	1.0200	4.3	0.9874	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	10.1	1.1	9.0	0.0	1.0220	9.9	0.9946	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	10.1	1.1	9.0	0.0	1.0220	9.9	0.9946	15.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	35.4	-1.5	23.5	-23.5	1.0281	34.4	0.9991	50.0	6	1
1694	PVI-H2	13.800	2	35.4	-1.5	23.5	-23.5	1.0281	34.4	0.9991	50.0	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	69.2	12.2	70.6	-33.1	1.0300	68.2	0.9849	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	66.7	12.1	70.6	-33.1	1.0300	65.8	0.9841	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	47.8	0.8	27.8	-27.8	1.0250	46.6	0.9999	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	2	47.8	0.8	27.8	-27.8	1.0250	46.6	0.9999	55.3	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	3.2	0.3	2.4	-1.9	1.0000	3.2	0.9944	4.0	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	3.2	0.3	2.4	-1.9	1.0000	3.2	0.9944	4.0	6	1
1924	PNA-H2	0.4800	3	0.8	0.0	0.7	-0.6	1.0000	0.8	0.9995	1.1	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	8.8	0.0	7.3	-5.8	1.0300	8.6	1.0000	19.5	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	1	1.1	-0.1	0.6	-0.4	1.0150	1.1	0.9982	1.3	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	2	1.1	-0.1	0.6	-0.4	1.0150	1.1	0.9982	1.3	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	26.4	0.7	18.0	-17.9	1.0290	25.7	0.9997	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	2	26.4	0.7	18.0	-17.9	1.0290	25.7	0.9997	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	3	26.4	0.7	18.0	-17.9	1.0290	25.7	0.9997	33.8	6	1
1957	REN-H7	13.800	4	26.4	0.7	18.0	-17.9	1.0290	25.7	0.9997	33.8	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	8.2	0.1	5.0	-4.0	1.0200	8.0	0.9998	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	2	8.2	0.1	5.0	-4.0	1.0200	8.0	0.9998	9.4	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	3.7	0.5	1.8	-1.0	1.0200	3.7	0.9896	4.3	6	1
1975	VDA-H	0.6900	1	1.4	-0.1	0.7	-0.6	1.0000	1.4	0.9975	1.7	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	1.5	0.4	1.3	-1.0	1.0050	1.5	0.9636	2.4	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	3.1	-2.8	11.6	-11.6	1.0000	4.2	0.7472	24.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	20.6	-0.3	15.0	-13.4	1.0270	20.1	0.9999	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	2	20.6	-0.3	15.0	-13.4	1.0270	20.1	0.9999	28.5	6	1
1992	REN-H10	13.800	3	20.6	-0.3	15.0	-13.4	1.0270	20.1	0.9999	28.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	1	4.3	-0.6	3.2	-2.6	1.0000	4.3	0.9916	6.1	6	1
1998	CBN-H	6.6000	2	4.3	-0.6	3.2	-2.6	1.0000	4.3	0.9916	6.1	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	28.4	-7.5	18.0	-17.8	1.0000	29.3	0.9665	34.2	6	1
16003	XAD-H2	13.800	2	28.4	-7.5	18.0	-17.8	1.0000	29.3	0.9664	34.2	6	1
16007	MNL-H2	0.4800	3	1.0	-0.2	0.6	-0.4	1.0120	1.0	0.9820	1.3	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	6	3.0	-0.6	2.5	-1.3	1.0100	3.0	0.9799	4.2	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	7	3.0	-0.6	2.5	-1.3	1.0100	3.0	0.9799	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	8	3.0	-0.6	2.5	-1.3	1.0100	3.0	0.9802	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	9	3.0	-0.6	2.5	-1.3	1.0100	3.0	0.9802	4.2	6	1
16011	MNL-H6	6.6000	10	3.0	-0.5	2.5	-1.3	1.0180	3.0	0.9836	4.2	6	1
16012	HRU-F	20.000	1	23.3	-3.9	11.3	-11.3	1.0220	23.1	0.9865	55.0	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	51.3	3.7	16.4	-16.4	1.0150	50.6	0.9974	56.0	6	1
16015	HRU-F2	20.000	2	14.0	0.2	6.8	-6.8	1.0220	13.7	0.9999	35.0	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	7.3	-0.6	7.1	-3.7	1.0220	7.2	0.9971	11.8	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	6.6	-1.3	6.3	-6.2	1.0150	6.6	0.9802	14.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	2	6.6	-1.3	6.3	-6.2	1.0150	6.6	0.9802	14.5	6	1



16024	LFU-H	6.6000	1	13.1	-0.3	5.1	-4.7	1.0100	13.0	0.9998	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	1	3.9	0.7	2.9	-1.2	1.0180	3.9	0.9824	4.9	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	3.9	0.7	2.9	-1.2	1.0180	3.9	0.9824	4.9	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	2.0	-0.1	1.5	-0.9	1.0080	2.0	0.9996	2.5	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	2.0	-0.1	1.5	-0.9	1.0080	2.0	0.9996	2.5	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	2.5	0.0	1.5	-0.9	1.0120	2.5	0.9999	2.8	6	1
16029	REC-H2	13.800	1	9.2	-1.1	7.6	-4.5	1.0180	9.1	0.9928	14.4	6	1
16029	REC-H2	13.800	2	9.2	-1.1	7.6	-4.5	1.0180	9.1	0.9928	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS				1582.3	67.5	1009.0	-708.0				2230.2		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   7:58
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018
      OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT
      * NONE *
```

- Sobrecarga en Transformadores.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   7:59
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018
      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
  1330 XEL-69    69.000*  1   1360 XEL-13    13.800   1  1   35.3   28.0  126.2
  1373 REU-69    69.000*  1   1386 REU-13    13.800   1  1    7.2    7.0  103.2
  12102 LFL-69   69.000*  1  12523 LFL-13     13.800   1  1   16.5   14.0  118.2
  12262 CVI-691  69.000*  1  12512 CVI-13     13.800   1  1   21.0   14.0  150.2
```

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

```
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
```



BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.10.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, FEB 19 2018 7:59
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018
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+)
1101	[AGU-230	230.00] AMP	10292.8	-88.24	13483.3	-89.83
1102	[ALB-230	230.00] AMP	10546.2	-87.85	14831.4	-89.64
1103	[CHX-231	230.00] AMP	8858.0	-86.29	9845.3	-87.55
1105	[ENR-230	230.00] AMP	3869.0	-90.45	4352.4	-92.79
1106	[ESC-231	230.00] AMP	10574.7	-87.84	14924.7	-89.64
1107	[GES-231	230.00] AMP	9848.6	-86.17	11887.4	-89.05
1108	[GNO-231	230.00] AMP	9427.7	-85.94	10801.9	-88.72
1109	[GSU-231	230.00] AMP	9659.3	-86.68	11419.1	-89.36
1110	[LBR-231	230.00] AMP	8170.6	-91.99	7831.5	-92.55
1112	[TAM-230	230.00] AMP	9776.4	-87.88	12587.3	-89.79
1113	[ESC-138	138.00] AMP	6119.7	-95.77	7713.9	-97.09
1114	[GSU-138	138.00] AMP	5277.0	-95.24	5938.0	-97.12
1115	[JUR-138	138.00] AMP	6071.1	-95.68	7029.5	-96.38
1116	[SID-22	22.800] AMP	13318.2	-101.61	12689.6	-104.05
1117	[SJO-230	230.00] AMP	6977.3	-91.34	7237.1	-94.21
1119	[ESP-230	230.00] AMP	5306.2	-90.51	5067.5	-91.95
1120	[SJO-230	230.00] AMP	10595.9	-87.90	14627.0	-89.36
1121	[ARI-230	230.00] AMP	5251.3	-90.33	6294.7	-92.75



1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5265.1	-94.90	5739.6	-95.56
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5232.0	-94.86	5681.1	-95.50
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	8632.0	-88.14	9425.3	-89.66
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4629.1	-90.33	3990.9	-91.64
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4693.6	-90.29	4076.8	-91.62
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7472.6	-92.19	5629.5	-91.82
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4731.5	-90.28	4107.8	-91.55
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3887.5	-93.73	3941.8	-95.52
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	9002.5	-89.15	10122.7	-89.90
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4876.9	-86.57	5239.9	-87.55
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	7473.1	-89.57	7421.1	-90.14
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	10662.5	-87.98	14772.3	-89.47
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9254.5	-86.27	10113.1	-87.07
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	5524.3	-100.12	5518.6	-101.82
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7073.6	-91.00	6696.7	-91.09
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	13736.2	-96.81	16387.7	-98.95
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12283.2	-96.02	13150.1	-99.01
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8841.0	-96.57	9015.5	-99.84
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14394.7	-95.39	15486.4	-99.26
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15247.9	-94.88	16709.5	-98.69
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10343.7	-95.60	12203.5	-98.09
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	10574.7	-87.84	14924.7	-89.64
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	10574.7	-87.84	14924.7	-89.64
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	10574.7	-87.84	14924.7	-89.64
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	7433.4	-90.96	7786.8	-93.81
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	6941.8	-90.18	6791.7	-90.46
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	7971.4	-89.66	8139.1	-89.86
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	7194.9	-90.05	6991.2	-90.08
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	8522.6	-87.85	9252.7	-89.68
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	8235.2	-88.04	8913.3	-89.76
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4330.4	-94.07	4594.2	-95.64
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9119.8	-85.93	9134.3	-86.32
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10738.3	-89.52	10593.1	-89.86
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9119.8	-85.93	9134.3	-86.32
1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	8445.2	-98.11	0.0	0.00
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2982.4	-89.94	2844.9	-92.73
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2720.3	-86.91	2207.4	-87.88
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1881.8	-91.67	1742.7	-94.44
1756	[REN-230	230.00]	AMP	5179.9	-86.61	5635.7	-87.70
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5405.3	-88.06	4938.6	-89.49
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7653.2	-86.41	7833.8	-86.48
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5825.1	-86.60	6008.7	-87.16
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4365.7	-89.94	3794.2	-90.79
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7806.5	-86.41	8025.5	-86.46
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	9075.5	-90.54	11577.8	-92.09



D.1.3. Demanda Mínima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 8:07
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO			-NET INTERCHANGE-		TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES			
1	1171.4	0.0	0.0	853.8	0.0	0.0	0.0	0.0	36.9	280.8	280.8	0.0
GUATEMAL	-17.4	0.0	0.0	104.8	155.6	0.0	60.5	562.9	328.2	-103.6	-103.6	
2	0.0	0.0	0.0	258.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	-261.5	-261.5	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	-32.0	0.0	0.0	0.0	26.3	16.9	41.4	41.4	
3	0.0	0.0	0.0	19.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-19.4	-19.4	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-6.0	0.0	0.0	0.0	25.2	0.8	30.4	30.4	
8	27392.6	0.0	0.0	27392.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0
MEXICO	2063.1	0.0	0.0	2031.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.7	31.7	
COLUMN	28564.0	0.0	0.0	28524.3	0.0	0.0	0.0	0.0	39.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS	2045.8	0.0	0.0	2098.2	155.6	0.0	60.5	614.4	345.8	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 8:07
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601	CHX-H1	13.800	1	55.4	-3.9	29.0	-20.0	1.0070	55.1	0.9976	55.3			6	1	SYST
1602	CHX-H2	13.800	2	55.4	-3.9	29.0	-20.0	1.0070	55.2	0.9976	55.3			6	1	
1603	CHX-H3	13.800	3	55.4	-3.9	29.0	-20.0	1.0070	55.2	0.9976	55.3			6	1	
1604	CHX-H4	13.800	4	55.4	-3.9	29.0	-20.0	1.0070	55.2	0.9976	55.3			6	1	
1605	CHX-H5	13.800	5	55.4	-3.9	29.0	-20.0	1.0070	55.2	0.9976	55.3			6	1	
1612	LES-H	6.9000	1	6.5	0.4	2.0	-1.0	1.0255	6.4	0.9984	7.5			6	1	
1612	LES-H	6.9000	2	6.5	0.4	2.0	-1.0	1.0255	6.4	0.9984	7.5			6	1	
1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0208	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0208	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	1	3.5	0.5	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9886	5.6			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	2	3.5	0.5	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9886	5.6			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	3	3.5	0.5	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9886	5.6			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	4	3.5	0.5	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9886	5.6			6	1	
1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	-2.0	10.0	-5.0	1.0050	15.9	0.9920	19.5			6	1	



1646	PAS-H1	4.1600	1	6.0	-0.2	1.0	-1.0	1.0080	6.0	0.9993	7.5	6	1
1647	PAS-H2	4.1600	2	6.0	-0.5	1.0	-1.0	1.0050	6.0	0.9964	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	61.0	8.1	64.0	-30.0	1.0220	60.2	0.9913	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	3.2	-0.9	1.0	-1.0	1.0000	3.3	0.9641	4.4	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	21.3	1.3	11.9	-7.3	1.0120	21.1	0.9983	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	2	21.3	1.3	11.9	-7.3	1.0120	21.1	0.9983	23.5	6	1
1658	REN-H3	6.9000	3	21.3	1.3	11.9	-7.3	1.0120	21.1	0.9983	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	1	11.9	-3.4	12.0	-7.0	1.0000	12.4	0.9606	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	2	11.9	-3.4	12.0	-7.0	1.0000	12.4	0.9606	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	11.9	-3.4	12.0	-7.0	1.0000	12.4	0.9606	21.3	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	11.5	1.9	6.4	0.0	1.0190	11.4	0.9870	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	1.3	0.2	0.8	0.0	1.0170	1.2	0.9889	2.1	6	1
1665	SIS-H	4.1600	2	1.3	0.2	0.8	0.0	1.0170	1.2	0.9889	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	16.1	-0.3	12.5	-3.0	0.9980	16.2	0.9998	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.9	-0.6	2.0	-1.0	1.0150	2.0	0.9552	3.2	6	1
1674	REC-H	13.800	1	12.6	3.0	9.1	-7.2	1.0270	12.6	0.9727	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	4.4	-0.8	4.0	-3.8	1.0230	4.4	0.9851	7.7	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	4.3	0.1	2.0	-1.0	1.0200	4.2	0.9995	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	10.1	1.4	9.0	0.0	1.0120	10.1	0.9905	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	10.1	1.4	9.0	0.0	1.0120	10.1	0.9905	15.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	32.4	-3.0	23.5	-23.5	1.0120	32.2	0.9957	50.0	6	1
1694	PVI-H2	13.800	2	32.4	-3.0	23.5	-23.5	1.0120	32.2	0.9957	50.0	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	66.0	11.9	70.6	-33.1	1.0250	65.4	0.9840	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	65.8	11.9	70.6	-33.1	1.0250	65.3	0.9840	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	37.5	-1.7	27.8	-27.8	1.0100	37.2	0.9990	55.3	6	1
1913	XAC-H2	13.800	2	37.5	-1.7	27.8	-27.8	1.0100	37.2	0.9990	55.3	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	3.2	0.4	2.4	-1.9	1.0100	3.2	0.9904	4.0	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	3.2	0.4	2.4	-1.9	1.0100	3.2	0.9904	4.0	6	1
1924	PNA-H2	0.4800	3	0.8	-0.1	0.7	-0.6	1.0000	0.9	0.9954	1.1	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	8.7	-2.8	7.3	-5.8	1.0000	9.1	0.9515	19.5	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	26.4	-0.5	18.0	-17.9	1.0100	26.2	0.9998	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	2	26.4	-0.5	18.0	-17.9	1.0100	26.2	0.9998	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	3	26.4	-0.5	18.0	-17.9	1.0100	26.2	0.9998	33.8	6	1
1957	REN-H7	13.800	4	26.4	-0.5	18.0	-17.9	1.0100	26.2	0.9998	33.8	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	8.2	-1.5	5.0	-4.0	1.0000	8.3	0.9842	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	2	8.2	-1.5	5.0	-4.0	1.0000	8.3	0.9842	9.4	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	3.7	-0.5	1.8	-1.0	1.0000	3.7	0.9907	4.3	6	1
1975	VDA-H	0.6900	1	1.5	-0.1	0.7	-0.6	1.0050	1.5	0.9977	1.7	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	16.5	-2.4	11.6	-11.6	1.0050	16.6	0.9899	24.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	20.6	1.0	15.0	-13.4	1.0170	20.3	0.9989	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	2	20.6	1.0	15.0	-13.4	1.0170	20.3	0.9989	28.5	6	1
1992	REN-H10	13.800	3	20.6	-3.5	15.0	-13.4	1.0000	20.9	0.9862	28.5	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	28.4	-4.3	18.0	-17.8	1.0000	28.7	0.9888	34.2	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	41.3	-0.7	16.4	-16.4	1.0000	41.3	0.9999	56.0	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	3.4	-1.5	7.1	-3.7	1.0000	3.8	0.9115	11.8	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	6.1	-0.5	6.3	-6.2	1.0150	6.0	0.9960	14.5	6	1
16025	CAF-H	4.1600	1	4.1	-0.3	2.9	-1.2	1.0100	4.1	0.9978	4.9	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	4.1	-0.3	2.9	-1.2	1.0100	4.1	0.9978	4.9	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	2.2	-0.1	1.5	-0.9	1.0000	2.2	0.9988	2.5	6	1
16026	FLO-H	4.1600	2	2.2	-0.1	1.5	-0.9	1.0000	2.2	0.9988	2.5	6	1



16028	RAA-H	4.1600	1	1.3	0.0	1.5	-0.9	1.0150	1.2	0.9999	2.8	6	1
16028	RAA-H	4.1600	2	1.3	0.0	1.5	-0.9	1.0150	1.2	0.9999	2.8	6	1
16029	REC-H2	13.800	1	10.7	-0.6	7.6	-4.5	1.0110	10.6	0.9985	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS				1171.4	-17.4	825.9	-573.3				1775.0		

- **Sobrecarga en Líneas de Transmisión.**

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   8:20
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018
      OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL  ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT

      * NONE *
```

- **Sobrecarga en Transformadores.**

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   8:21
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018
      OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL  ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT

      * NONE *
```

- **Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.**

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   8:21
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)      BUS# X-- NAME --X BASKV AREA  V(PU)  V(KV)

      * NONE *
```

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:



BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.10.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, FEB 19 2018 8:22
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018
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+)
1101	[AGU-230 230.00] AMP	8890.4	-90.41	12173.9	-91.81
1102	[ALB-230 230.00] AMP	9133.3	-90.43	13291.5	-91.91
1103	[CHX-231 230.00] AMP	8295.6	-87.47	9395.8	-88.41
1105	[ENR-230 230.00] AMP	3654.5	-92.30	4217.5	-94.49
1106	[ESC-231 230.00] AMP	9154.0	-90.43	13365.4	-91.91
1107	[GES-231 230.00] AMP	8669.9	-88.53	10887.0	-90.69
1108	[GNO-231 230.00] AMP	8436.0	-88.08	10032.9	-90.08
1109	[GSU-231 230.00] AMP	8460.2	-89.02	10436.5	-90.98
1110	[LBR-231 230.00] AMP	7596.2	-96.92	7473.9	-97.25
1112	[TAM-230 230.00] AMP	8548.8	-90.39	11455.9	-91.95
1113	[ESC-138 138.00] AMP	5069.3	-97.92	6644.3	-99.20
1114	[GSU-138 138.00] AMP	4391.4	-96.94	5191.8	-98.55
1115	[JUR-138 138.00] AMP	4644.3	-96.89	5741.0	-97.80
1116	[SID-22 22.800] AMP	13052.6	-103.00	12533.3	-105.61
1117	[SJO-230 230.00] AMP	6402.1	-94.01	6893.2	-96.68
1119	[ESP-230 230.00] AMP	5016.5	-94.75	4887.6	-95.73
1120	[SJQ-230 230.00] AMP	9179.9	-90.51	13144.1	-91.69
1121	[ARI-230 230.00] AMP	4890.4	-92.46	6001.1	-94.70
1122	[PAL-138T 138.00] AMP	4270.3	-96.44	4950.0	-97.17
1123	[PAL-138 138.00] AMP	4248.8	-96.41	4906.8	-97.12
1124	[LVG-230 230.00] AMP	7644.3	-89.80	8760.3	-91.24
1125	[MOY-231 230.00] AMP	4308.8	-91.33	3860.5	-93.48
1126	[MOY-230 230.00] AMP	4364.6	-91.32	3941.2	-93.44
1128	[LBR-400 400.00] AMP	7345.9	-99.97	5563.0	-99.60



1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4397.8	-91.33	3969.6	-93.36
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3352.9	-95.43	3572.4	-97.08
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	8028.7	-91.78	9428.8	-92.30
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4702.6	-86.88	5098.3	-87.71
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	6723.8	-91.84	6999.7	-92.12
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	9229.4	-90.59	13262.1	-91.79
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	8628.3	-87.55	9634.0	-88.02
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	5315.4	-101.96	5400.2	-103.00
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	6611.2	-95.04	6437.3	-94.96
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	12798.9	-98.59	15573.0	-100.48
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	11755.7	-96.73	12733.7	-99.10
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8414.9	-96.96	8728.8	-99.31
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	13101.3	-96.80	14517.0	-99.62
1155	[GES-69	69.000]	AMP	14246.4	-96.16	15968.3	-99.15
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	9054.7	-97.00	11065.5	-99.08
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	9154.0	-90.43	13365.4	-91.91
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	9154.0	-90.43	13365.4	-91.91
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	9154.0	-90.43	13365.4	-91.91
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	6769.0	-93.56	7381.1	-96.17
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	6331.7	-92.52	6460.3	-92.64
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	7191.4	-92.16	7678.1	-92.17
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	6546.4	-92.44	6643.2	-92.30
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	7580.6	-89.65	8615.0	-91.17
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	7350.6	-89.80	8318.0	-91.24
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	3660.8	-95.68	4093.3	-97.16
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	8473.6	-87.21	8731.8	-87.13
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10521.6	-89.44	10445.9	-89.59
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	8473.6	-87.21	8731.8	-87.13
1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	8326.4	-100.24	0.0	0.00
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2819.8	-90.22	2793.2	-92.29
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2623.4	-87.17	2160.2	-87.91
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1771.2	-90.96	1671.6	-93.17
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4985.5	-86.96	5476.4	-87.89
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5053.4	-88.92	4774.2	-89.69
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7186.2	-87.80	7506.0	-87.63
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5422.2	-88.70	5716.5	-89.13
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4161.4	-93.46	3684.7	-93.93
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7321.3	-87.82	7683.3	-87.62
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	8096.1	-92.47	10764.5	-93.90



1636	LUN-B	13.800	1	32.0	1.7	5.0	0.0	1.0220	31.4	0.9985	38.8	6	1
1638	MTI-B	13.800	1	22.4	3.5	6.0	0.0	1.0380	21.8	0.9883	25.9	6	1
1639	PNT-B	13.800	1	11.0	4.4	5.0	0.0	1.0280	11.5	0.9287	45.3	6	1
1640	SAA-B	13.800	1	23.9	0.6	10.0	0.0	1.0200	23.4	0.9997	45.3	6	1
1644	ZUN-G	13.200	1	3.5	0.0	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	2	3.5	0.0	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	3.5	0.0	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	4	3.5	0.0	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	15.8	0.6	10.0	-5.0	1.0350	15.3	0.9992	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	6.0	-0.5	1.0	-1.0	1.0150	6.0	0.9969	7.5	6	1
1647	PAS-H2	4.1600	2	6.0	-0.5	1.0	-1.0	1.0150	6.0	0.9969	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	134.1	14.7	64.0	-30.0	1.0290	131.1	0.9940	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	3.2	0.5	1.0	-1.0	1.0100	3.2	0.9856	4.4	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	3.7	3.8	9.9	0.0	1.0250	5.1	0.6984	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	14.4	0.4	11.9	-7.3	1.0200	14.2	0.9996	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	2	14.4	0.4	11.9	-7.3	1.0200	14.2	0.9996	23.5	6	1
1658	REN-H3	6.9000	3	14.4	0.4	11.9	-7.3	1.0200	14.2	0.9996	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	1	12.3	-1.7	12.0	-7.0	1.0150	12.2	0.9911	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	2	12.3	-1.7	12.0	-7.0	1.0150	12.2	0.9911	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	12.3	-1.7	12.0	-7.0	1.0150	12.2	0.9911	21.3	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	18.0	6.2	15.0	0.0	1.0100	18.8	0.9445	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	11.5	2.0	6.4	0.0	1.0150	11.5	0.9858	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	0.9	0.0	0.8	0.0	1.0170	0.9	0.9993	2.1	6	1
1665	SIS-H	4.1600	2	0.9	0.0	0.8	0.0	1.0170	0.9	0.9993	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	16.1	-0.4	12.5	-3.0	1.0310	15.7	0.9997	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.3	0.3	2.0	-1.0	1.0150	1.3	0.9813	3.2	6	1
1673	MAG-B2	13.800	3	13.1	2.0	6.2	0.0	1.0350	12.8	0.9884	17.6	6	1
1674	REC-H	13.800	1	9.2	-1.1	9.1	-7.2	1.0170	9.1	0.9924	17.2	6	1
1674	REC-H	13.800	2	9.2	-1.1	9.1	-7.2	1.0170	9.1	0.9924	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	4.6	-1.9	4.0	-3.8	1.0290	4.8	0.9234	7.7	6	1
1688	MAG-B3	13.800	4	15.2	2.5	18.0	0.0	1.0350	14.8	0.9869	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	4.2	0.1	2.0	-1.0	1.0380	4.0	0.9994	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	9.2	2.5	9.0	0.0	1.0300	9.2	0.9661	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	9.2	2.5	9.0	0.0	1.0300	9.2	0.9661	15.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	20.0	0.9	23.5	-23.5	1.0350	19.3	0.9990	50.0	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	16.9	1.3	6.6	-3.5	1.0220	16.6	0.9969	24.6	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	134.1	8.7	70.6	-33.1	1.0270	130.8	0.9979	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	137.6	9.0	70.6	-33.1	1.0270	134.3	0.9979	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	30.6	4.6	27.8	-27.8	1.0380	29.8	0.9889	55.3	6	1
1914	LUN-B2	13.800	2	8.2	-0.9	7.5	-6.0	1.0180	8.1	0.9945	12.5	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	1.7	0.9	2.4	-1.9	1.0150	1.9	0.8910	4.0	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	1.7	0.9	2.4	-1.9	1.0150	1.9	0.8910	4.0	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	9.2	-0.0	7.3	-5.8	1.0350	8.9	1.0000	19.5	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	1	1.2	0.0	0.6	-0.4	1.0290	1.2	0.9998	1.3	6	1
1953	MNL-H1	0.4800	2	1.2	0.0	0.6	-0.4	1.0290	1.2	0.9998	1.3	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	27.0	-5.2	18.0	-17.9	1.0000	27.5	0.9821	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	2	27.0	-5.2	18.0	-17.9	1.0000	27.5	0.9821	33.8	6	1
1956	REN-H6	13.800	3	27.0	-5.2	18.0	-17.9	1.0000	27.5	0.9821	33.8	6	1
1958	LPA-C1	13.200	1	37.6	14.9	25.7	-20.6	1.0150	39.9	0.9293	48.8	6	1
1960	GCS-C1	13.800	1	29.4	3.0	20.7	-16.6	1.0310	28.7	0.9948	41.5	6	1



1964	STS-H1	6.3000	1	4.1	-2.0	5.0	-4.0	1.0000	4.6	0.8954	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	2	4.1	-2.0	5.0	-4.0	1.0000	4.6	0.8954	9.4	6	1
1966	TND-B2	13.800	3	6.0	-3.5	14.9	-11.9	1.0100	6.9	0.8640	24.8	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	3.7	0.4	1.8	-1.0	1.0250	3.6	0.9930	4.3	6	1
1970	MAG-B5	13.800	6	47.3	9.9	46.5	-37.2	1.0350	46.7	0.9790	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	2	32.9	1.7	34.2	-20.2	1.0165	32.4	0.9987	57.0	6	1
1973	EPI-B3	13.800	4	13.3	2.1	17.1	-7.5	1.0380	13.0	0.9880	28.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	4	10.5	3.0	11.2	-9.0	1.0380	10.6	0.9606	18.8	6	1
1975	VDA-H	0.6900	1	1.5	0.3	0.7	-0.6	1.0000	1.5	0.9841	1.7	6	1
1977	MAG-B6	13.800	7	45.6	-21.1	33.8	-24.2	1.0000	50.3	0.9081	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	2.0	0.9	1.3	-1.0	1.0150	2.2	0.9125	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	4	29.0	-2.8	29.0	-20.0	1.0200	28.6	0.9953	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	5	43.0	-1.8	34.5	-25.1	1.0000	43.0	0.9991	57.5	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	7.8	-2.3	11.6	-11.6	1.0000	8.1	0.9599	24.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	21.4	-2.0	15.0	-13.4	1.0125	21.2	0.9956	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	2	21.4	-2.0	15.0	-13.4	1.0125	21.2	0.9957	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	2	44.0	7.1	10.0	0.0	1.0190	43.8	0.9872	78.0	6	1
1995	PNT-B3	13.800	3	48.0	-5.6	50.1	-30.7	1.0150	47.6	0.9933	83.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	1	4.3	-0.7	3.2	-2.6	1.0000	4.4	0.9873	6.1	6	1
1998	CBN-H	6.6000	2	4.3	-0.7	3.2	-2.6	1.0000	4.4	0.9873	6.1	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	14.7	-8.5	18.0	-17.8	1.0000	17.0	0.8648	34.2	6	1
16007	MNL-H2	0.4800	12	0.6	-0.1	0.4	-0.2	1.0180	0.6	0.9874	0.6	6	1
16007	MNL-H2	0.4800	3	1.2	-0.2	0.6	-0.4	1.0180	1.1	0.9874	1.3	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	4	0.5	0.1	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9881	0.7	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	5	0.5	0.1	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9881	0.7	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	6	3.3	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.4	0.9708	4.2	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	7	3.3	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.4	0.9708	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	8	3.3	0.2	2.5	-1.3	1.0150	3.3	0.9982	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	9	3.3	0.2	2.5	-1.3	1.0150	3.3	0.9982	4.2	6	1
16011	MNL-H6	6.6000	10	3.3	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.4	0.9710	4.2	6	1
16011	MNL-H6	6.6000	11	3.3	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.4	0.9710	4.2	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	25.9	-5.8	16.4	-16.4	1.0000	26.5	0.9762	56.0	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	9.3	1.5	7.1	-3.7	1.0270	9.1	0.9871	11.8	6	1
16017	ISI-B	13.800	1	55.7	-4.8	46.5	-24.2	1.0300	54.3	0.9963	77.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	2.0	-2.9	6.3	-6.2	1.0150	3.5	0.5687	14.5	6	1
16024	LFU-H	6.6000	1	13.3	0.3	5.1	-4.7	1.0260	13.0	0.9997	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	1	4.1	-0.4	2.9	-1.2	1.0100	4.1	0.9952	4.9	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	4.1	-0.4	2.9	-1.2	1.0100	4.1	0.9952	4.9	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	1.8	0.5	1.5	-0.9	0.9850	1.9	0.9665	2.5	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	1.7	0.3	1.5	-0.9	1.0000	1.7	0.9853	2.8	6	1
16029	REC-H2	13.800	1	8.0	-1.4	7.6	-4.5	1.0200	8.0	0.9858	14.4	6	1
16029	REC-H2	13.800	2	8.0	-1.4	7.6	-4.5	1.0200	8.0	0.9858	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS				1842.6	17.3	1285.1	-801.0				2801.0		

• Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019

MON, FEB 19 2018 9:25



OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]
 SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
 CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
 BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT

* NONE *

- Sobrecarga en Transformadores.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:25
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019

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

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	AREA	CKT	LOADING	RATING	PERCENT
1305	HUE-69	69.000*	1	1356	HUE-34	34.500	1	1	28.1	28.0	100.4				
1373	REU-69	69.000*	1	1386	REU-13	13.800	1	1	10.3	7.0	146.6				
1430	JAL-69	69.000*	1	1488	JAL-13	13.800	1	1	7.4	7.0	105.2				
1702	PLA-69	69.000	1	1751	PLA-34	34.500*	1	1	3.9	3.5	110.8				
12102	LFL-69	69.000*	1	12523	LFL-13	13.800	1	1	17.2	14.0	123.1				
12161	SGA-69	69.000*	1	12539	SGA-13	13.800	1	1	19.2	18.0	106.5				
12214	HFL-69	69.000*	1	12518	HFL-13	13.800	1	1	16.5	14.0	118.0				
12240	SJS-69	69.000*	1	12557	SJS-13	13.800	1	1	14.8	14.0	106.0				
12262	CVI-691	69.000*	1	12512	CVI-13	13.800	1	1	20.2	14.0	144.2				
12313	ALA-69	69.000*	1	12314	ALA-13	13.800	1	1	14.7	14.0	104.9				

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:25
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019

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)

1313	QUI-69	69.000	1	0.9485	65.446	1326	ZCP-69	69.000	1	0.9359	64.576
------	--------	--------	---	--------	--------	------	--------	--------	---	--------	--------



1381 ZCP-13 13.800 1 0.9426 13.008

• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.10.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, FEB 19 2018 9:25
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019
 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+)	AN(I+)	/3I0/ AN(I+)	AN(I+)
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	13482.2	-82.56	16138.1	-83.50
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	15218.6	-84.48	19563.9	-85.57
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	8753.1	-85.58	9712.0	-86.63
1105	[ENR-230	230.00]	AMP	4373.3	-84.19	4699.3	-86.05
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	15289.8	-84.48	19737.9	-85.60
1107	[GES-231	230.00]	AMP	12435.7	-83.13	14098.4	-85.05
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	11145.1	-83.29	12088.5	-85.23
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	12795.9	-83.39	14251.8	-84.97
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	9183.4	-87.67	8381.7	-87.99
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	13675.7	-84.06	15855.9	-85.03
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	6471.4	-92.02	8025.1	-92.92
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5412.5	-91.65	6046.0	-93.20
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	5912.4	-91.39	6853.0	-91.91
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13797.8	-94.97	13070.9	-95.75
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8458.1	-86.23	8058.0	-88.07
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5518.1	-87.18	5168.9	-89.03
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	15355.0	-84.26	19301.0	-84.87
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	6090.8	-84.33	6934.3	-86.34
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5228.6	-90.80	5688.3	-91.25
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5195.9	-90.77	5630.6	-91.19
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10469.1	-83.81	10517.1	-84.16
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5077.0	-85.57	4158.4	-85.67
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5154.5	-85.54	4250.9	-85.68
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7607.3	-87.52	5689.0	-87.03
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5201.8	-85.52	4285.9	-85.59
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	11018.2	-84.42	10327.4	-84.26
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3870.3	-89.52	3918.3	-91.15



1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	12951.0	-85.35	12627.7	-84.34
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4528.5	-85.12	4947.6	-86.08
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	11366.1	-84.54	10861.3	-84.15
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	15519.7	-84.40	19591.8	-85.04
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	9137.0	-85.52	9969.7	-86.09
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	5961.7	-94.48	5835.9	-95.73
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8461.5	-86.44	7395.0	-85.72
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	20014.3	-90.30	21312.2	-91.69
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13061.4	-92.47	13678.4	-94.99
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	9220.2	-93.06	9258.9	-96.01
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	16045.3	-91.15	16727.9	-94.44
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16848.5	-91.18	17821.4	-94.23
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10958.0	-91.86	12716.9	-94.10
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	15289.8	-84.48	19737.9	-85.60
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	15289.8	-84.48	19737.9	-85.60
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	15289.8	-84.48	19737.9	-85.60
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9200.7	-86.09	8780.0	-87.84
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	9614.5	-85.42	8087.1	-83.72
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	11360.2	-85.51	9902.7	-83.61
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	9977.5	-85.44	8316.1	-83.41
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10277.0	-84.02	10334.6	-84.68
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9861.0	-84.15	9913.1	-84.72
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4308.0	-89.88	4561.8	-91.27
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	9320.1	-84.66	9221.7	-84.63
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10892.7	-89.25	10701.2	-89.69
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	9320.1	-84.66	9221.7	-84.63
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3068.1	-87.85	2934.7	-89.92
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2730.4	-85.55	2211.7	-86.47
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1921.3	-88.96	1781.0	-91.41
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4820.0	-85.15	5325.5	-86.20
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5668.9	-86.00	5086.5	-86.73
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	7242.7	-85.88	7516.4	-85.94
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5308.5	-86.60	5617.5	-87.32
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4412.8	-87.65	3796.6	-88.95
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7395.6	-85.88	7704.0	-85.90
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	11053.3	-84.02	13041.8	-84.88

D.2.2. Demanda Media.

- Resumen.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   9:27
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              AREA TOTALS
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019                             IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----                      TO
GENE- FROM IND  TO IND      TO   TO BUS  GNE BUS  TO LINE  FROM    TO    -NET INTERCHANGE-
X-- AREA --X  RATION GENERATN  MOTORS   LOAD   SHUNT  DEVICES  SHUNT CHARGING  LOSSES  TO TIE  TO TIES  DESIRED
                                           TO TIES + LOADS  NET INT

```



1	1679.9	0.0	0.0	1496.6	0.0	0.0	0.0	0.0	50.8	132.5	132.5	0.0
GUATEMAL	-21.1	0.0	0.0	244.4	-142.6	0.0	61.5	603.2	474.2	-55.5	-55.5	
2	0.0	0.0	0.0	189.9	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	-191.4	-191.4	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	26.9	9.0	17.4	17.4	
3	0.0	0.0	0.0	60.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	-61.1	-61.1	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	7.3	0.0	0.0	0.0	25.1	4.1	13.7	13.7	
8	32870.2	0.0	0.0	32750.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	120.0	0.0
MEXICO	8883.9	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.4	24.4	
COLUMN	34550.1	0.0	0.0	34497.2	0.0	0.0	0.0	0.0	52.9	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8862.8	0.0	0.0	9111.7	-142.6	0.0	61.5	655.1	487.3	0.0	0.0	

• Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:28
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601		CHX-H1		13.800	1	44.1	-3.5	29.0	-20.0	1.0320	42.8	0.9969	55.3			6	1	SYST
1602		CHX-H2		13.800	2	44.1	-3.5	29.0	-20.0	1.0320	42.9	0.9969	55.3			6	1	
1603		CHX-H3		13.800	3	44.1	-3.5	29.0	-20.0	1.0320	42.9	0.9969	55.3			6	1	
1604		CHX-H4		13.800	4	44.1	-3.5	29.0	-20.0	1.0320	42.9	0.9969	55.3			6	1	
1606		AGU-H1		10.000	1	25.8	4.8	22.5	-18.8	1.0290	25.5	0.9832	37.5			6	1	
1609		JUR-H1		13.800	1	8.0	2.8	5.0	-5.0	1.0300	8.2	0.9456	25.0			6	1	
1613		RBO-H		4.1600	1	9.9	2.4	5.0	-2.0	1.0250	9.9	0.9718	12.5			6	1	
1614		SMA-H		2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0292	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1614		SMA-H		2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0292	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1635		CON-B		13.800	1	18.0	4.0	8.0	0.0	1.0250	18.0	0.9764	32.3			6	1	
1636		LUN-B		13.800	1	32.0	2.5	5.0	0.0	1.0250	31.4	0.9970	38.8			6	1	
1638		MTI-B		13.800	1	22.4	2.5	6.0	0.0	1.0320	21.8	0.9938	25.9			6	1	
1639		PNT-B		13.800	1	11.0	4.7	5.0	0.0	1.0270	11.7	0.9185	45.3			6	1	
1640		SAA-B		13.800	1	23.9	0.5	10.0	0.0	1.0240	23.3	0.9998	45.3			6	1	
1644		ZUN-G		13.200	1	3.5	0.8	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9726	5.6			6	1	
1644		ZUN-G		13.200	2	3.5	0.8	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9726	5.6			6	1	
1644		ZUN-G		13.200	3	3.5	0.8	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9726	5.6			6	1	
1644		ZUN-G		13.200	4	3.5	0.8	2.0	-2.0	1.0200	3.5	0.9726	5.6			6	1	
1645		SEC-H		6.6000	1	15.8	0.2	10.0	-5.0	1.0250	15.4	1.0000	19.5			6	1	
1646		PAS-H1		4.1600	1	1.8	0.5	1.0	-1.0	1.0000	1.9	0.9673	7.5			6	1	
1651		SJO-C		13.800	1	134.1	9.5	64.0	-30.0	1.0270	130.9	0.9975	160.0			6	1	
1652		PVE-H1		4.1600	1	3.2	0.4	1.0	-1.0	1.0100	3.2	0.9933	4.4			6	1	
1654		TUL-B12		12.000	1	3.7	1.9	9.9	0.0	1.0270	4.0	0.8870	13.6			6	1	
1656		REN-H1		6.9000	1	17.6	1.3	11.9	-7.3	1.0290	17.2	0.9971	23.5			6	1	
1657		REN-H2		6.9000	2	17.6	1.3	11.9	-7.3	1.0290	17.2	0.9971	23.5			6	1	
1659		ARI-O1		13.800	1	15.5	-1.7	12.0	-7.0	1.0190	15.3	0.9938	21.3			6	1	



1659	ARI-O1	13.800	2	15.5	-1.7	12.0	-7.0	1.0190	15.3	0.9938	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	15.5	-1.7	12.0	-7.0	1.0190	15.3	0.9938	21.3	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	18.0	6.7	15.0	0.0	1.0250	18.7	0.9370	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	2.2	1.1	6.4	0.0	1.0180	2.4	0.9016	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	0.9	0.0	0.8	0.0	1.0200	0.9	0.9993	2.1	6	1
1665	SIS-H	4.1600	2	0.9	0.0	0.8	0.0	1.0200	0.9	0.9993	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	16.1	-2.1	12.5	-3.0	1.0280	15.8	0.9919	28.3	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.3	-0.1	2.0	-1.0	1.0150	1.3	0.9973	3.2	6	1
1673	MAG-B2	13.800	3	13.1	0.7	6.2	0.0	1.0270	12.8	0.9985	17.6	6	1
1674	REC-H	13.800	1	11.8	0.7	9.1	-7.2	1.0290	11.5	0.9983	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	4.6	-1.5	4.0	-3.8	1.0290	4.7	0.9495	7.7	6	1
1688	MAG-B3	13.800	4	15.2	0.3	18.0	0.0	1.0250	14.8	0.9997	37.5	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	4.2	-0.5	2.0	-1.0	1.0200	4.1	0.9923	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	9.2	0.8	9.0	0.0	1.0220	9.0	0.9964	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	9.2	0.8	9.0	0.0	1.0220	9.0	0.9964	15.0	6	1
1693	PVI-H1	13.800	1	30.0	-5.9	23.5	-23.5	1.0281	29.7	0.9810	50.0	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	10.0	1.7	6.6	-3.5	1.0190	10.0	0.9855	24.6	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	122.3	7.0	70.6	-33.1	1.0300	119.0	0.9984	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	122.3	7.0	70.6	-33.1	1.0300	119.0	0.9984	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	33.1	-4.5	27.8	-27.8	1.0250	32.6	0.9908	55.3	6	1
1914	LUN-B2	13.800	2	8.2	-3.8	7.5	-6.0	1.0080	9.0	0.9053	12.5	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	0.9	-0.1	2.4	-1.9	1.0000	0.9	0.9983	4.0	6	1
1945	CHO-H	6.6000	1	1.0	0.5	7.3	-5.8	1.0300	1.1	0.8927	19.5	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	27.7	-1.2	18.0	-17.9	1.0290	26.9	0.9991	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	2	27.7	-1.2	18.0	-17.9	1.0290	26.9	0.9991	33.8	6	1
1958	LPA-C1	13.200	1	29.0	4.3	25.7	-20.6	1.0050	29.2	0.9890	48.8	6	1
1960	GCS-C1	13.800	1	20.0	1.3	20.7	-16.6	1.0290	19.5	0.9979	41.5	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	4.1	-0.5	5.0	-4.0	1.0200	4.0	0.9924	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	2	4.1	-0.5	5.0	-4.0	1.0200	4.0	0.9924	9.4	6	1
1966	TND-B2	13.800	3	6.0	-0.7	14.9	-11.9	1.0200	5.9	0.9929	24.8	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	3.7	0.1	1.8	-1.0	1.0200	3.6	0.9996	4.3	6	1
1970	MAG-B5	13.800	6	47.3	-4.9	46.5	-37.2	1.0190	46.7	0.9946	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	2	32.9	-4.1	34.2	-20.2	1.0180	32.6	0.9922	57.0	6	1
1973	EPI-B3	13.800	4	13.3	-1.1	17.1	-7.5	1.0200	13.1	0.9968	28.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	4	10.5	1.1	11.2	-9.0	1.0250	10.3	0.9948	18.8	6	1
1975	VDA-H	0.6900	1	0.2	-0.3	0.7	-0.6	1.0000	0.4	0.6207	1.7	6	1
1977	MAG-B6	13.800	7	45.6	-0.1	33.8	-24.2	1.0270	44.4	1.0000	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0.2	0.9	1.3	-1.0	1.0050	0.9	0.2160	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	4	29.0	0.4	29.0	-20.0	1.0230	28.4	0.9999	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	5	43.0	0.1	34.5	-25.1	1.0000	43.0	1.0000	57.5	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	20.2	-1.7	11.6	-11.6	1.0000	20.3	0.9963	24.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	15.2	-2.4	15.0	-13.4	1.0270	15.0	0.9876	28.5	6	1
1991	REN-H9	13.800	2	15.2	-2.4	15.0	-13.4	1.0270	15.0	0.9877	28.5	6	1
1993	SAAB2	13.800	2	44.0	2.8	10.0	0.0	1.0290	42.9	0.9980	78.0	6	1
1995	PNT-B3	13.800	3	46.0	-13.8	50.1	-30.7	1.0110	47.5	0.9579	83.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	1	2.5	-2.1	3.2	-2.6	1.0000	3.3	0.7686	6.1	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	9.2	-11.6	18.0	-17.8	1.0000	14.8	0.6189	34.2	6	1
16012	HRU-F	20.000	1	38.2	-6.0	18.5	-18.5	1.0220	37.8	0.9878	55.0	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	45.8	1.0	16.4	-16.4	1.0180	45.0	0.9998	56.0	6	1
16015	HRU-F2	20.000	2	22.9	-1.1	11.1	-11.1	1.0220	22.4	0.9990	35.0	6	1



16017	ISI-B	13.800	1	30.0	-5.6	46.5	-24.2	1.0200	29.9	0.9833	77.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	7.0	-1.6	6.3	-6.2	1.0150	7.1	0.9740	14.5	6	1
16025	CAF-H	4.1600	1	2.5	-0.1	2.9	-1.2	1.0180	2.5	0.9997	4.9	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	2.5	-0.1	2.9	-1.2	1.0180	2.5	0.9997	4.9	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	1.8	0.0	1.5	-0.9	1.0080	1.8	1.0000	2.5	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	1.7	-0.1	1.5	-0.9	1.0120	1.7	0.9988	2.8	6	1
16029	REC-H2	13.800	1	10.7	-2.3	7.6	-4.5	1.0180	10.7	0.9768	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS				1679.9	-21.1	1202.7	-750.1				2671.5		

• Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   9:28
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019
      OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
  BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT
      * NONE *
```

• Sobrecarga en Transformadores.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   9:29
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019
      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
  1373 REU-69    69.000*   1   1386 REU-13    13.800   1  1     7.7    7.0  109.5
  12102 LFL-69   69.000*   1  12523 LFL-13    13.800   1  1    17.3   14.0  123.9
  12262 CVI-691  69.000*   1  12512 CVI-13    13.800   1  1    22.0   14.0  157.0
  12283 MIR-69   69.000    1  12566 MIR-13    13.800*   1  1     5.9    5.0  118.5
```

• Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018   9:29
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:
```



BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)

* NONE *

• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.10.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, FEB 19 2018 9:30
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019
 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+)
1101	[AGU-230	230.00] AMP	13313.9	-81.22	16027.1	-82.29
1102	[ALB-230	230.00] AMP	14985.9	-83.04	19360.5	-84.20
1103	[CHX-231	230.00] AMP	8139.5	-84.87	9230.4	-86.03
1105	[ENR-230	230.00] AMP	4367.6	-82.96	4703.7	-84.85
1106	[ESC-231	230.00] AMP	15054.7	-83.04	19530.6	-84.23
1107	[GES-231	230.00] AMP	12167.2	-81.84	13897.0	-83.83
1108	[GNO-231	230.00] AMP	10832.6	-82.18	11876.7	-84.18
1109	[GSU-231	230.00] AMP	12564.5	-82.08	14102.9	-83.71
1110	[LBR-231	230.00] AMP	8945.5	-86.19	8246.7	-86.31
1112	[TAM-230	230.00] AMP	13493.1	-82.66	15735.0	-83.71
1113	[ESC-138	138.00] AMP	6415.2	-89.27	7969.4	-90.15
1114	[GSU-138	138.00] AMP	5355.9	-89.00	5981.7	-90.48
1115	[JUR-138	138.00] AMP	5862.9	-88.60	6812.1	-89.09
1116	[SID-22	22.800] AMP	13881.5	-93.56	13026.0	-95.55
1117	[SJO-230	230.00] AMP	8412.8	-84.96	8046.6	-86.87
1119	[ESP-230	230.00] AMP	5428.7	-85.78	5121.6	-87.03
1120	[SJO-230	230.00] AMP	15129.5	-82.84	19121.3	-83.54
1121	[ARI-230	230.00] AMP	6077.0	-82.97	6935.6	-85.00



1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5189.2	-87.92	5660.4	-88.33
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5157.2	-87.88	5603.5	-88.27
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10362.3	-82.21	10474.8	-82.85
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5074.7	-83.67	4171.6	-84.43
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5151.7	-83.65	4264.9	-84.42
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7587.2	-85.69	5666.7	-85.15
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5198.0	-83.65	4299.2	-84.34
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	10872.2	-83.11	10272.9	-83.04
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3852.4	-86.44	3910.0	-88.02
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	12804.4	-83.99	12570.6	-83.06
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4327.3	-85.31	4806.6	-86.36
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	11233.0	-83.23	10812.7	-82.92
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	15289.8	-82.99	19407.1	-83.71
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	8527.8	-84.78	9509.7	-85.49
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	5972.0	-93.37	5852.8	-94.36
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8351.5	-84.99	7363.0	-84.19
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	19878.6	-88.83	21207.8	-90.18
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12985.4	-91.47	13653.4	-93.96
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	9191.0	-92.10	9264.5	-94.97
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	15996.0	-89.95	16717.1	-93.14
1155	[GES-69	69.000]	AMP	16710.4	-90.06	17692.8	-93.18
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10996.2	-89.52	12753.4	-91.69
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	15054.7	-83.04	19530.6	-84.23
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	15054.7	-83.04	19530.6	-84.23
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	15054.7	-83.04	19530.6	-84.23
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9143.7	-84.80	8764.2	-86.63
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	9552.9	-84.11	8079.9	-82.49
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	11257.8	-84.17	9878.1	-82.36
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	9907.1	-84.13	8306.3	-82.17
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10150.5	-82.53	10277.3	-83.39
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	9746.9	-82.66	9862.7	-83.44
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4284.8	-86.81	4548.7	-88.16
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	8811.2	-84.04	8912.0	-84.16
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10550.6	-89.22	10501.3	-89.52
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	8811.2	-84.04	8912.0	-84.16
1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	8540.0	-93.76	0.0	0.00
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3012.4	-86.45	2862.4	-89.26
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2692.9	-85.10	2175.8	-85.90
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1891.2	-88.43	1732.5	-91.15
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4585.0	-85.28	5154.1	-86.42
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5532.2	-84.92	5009.9	-86.03
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	6913.6	-85.12	7301.2	-85.28
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5189.5	-85.68	5547.0	-86.36
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4374.8	-86.22	3805.0	-86.98
1845	[USP-230	230.00]	AMP	7051.2	-85.12	7476.5	-85.24
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	10966.5	-82.90	12999.2	-83.87



D.2.3. Demanda Mínima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:32
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO						-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS		
1	1081.2	0.0	0.0	937.8	0.0	0.0	0.0	0.0	20.8	122.6	122.6	0.0	
GUATEMAL	-97.2	0.0	0.0	125.5	157.2	0.0	60.3	595.1	223.8	-69.0	-69.0		
2	0.0	0.0	0.0	113.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	-114.2	-114.2	0.0	
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	5.3	0.0	0.0	0.0	26.6	3.4	17.8	17.8		
3	0.0	0.0	0.0	8.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-8.5	-8.5	0.0	
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	11.5	0.0	0.0	0.0	24.9	0.1	13.3	13.3		
8	27392.6	0.0	0.0	27392.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	
MEXICO	2069.3	0.0	0.0	2031.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	37.9	37.9		
COLUMN	28473.8	0.0	0.0	28452.4	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	0.0	0.0	0.0	
TOTALS	1972.1	0.0	0.0	2173.7	157.2	0.0	60.3	646.5	227.4	0.0	0.0		

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:34
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME --X	BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601	CHX-H1	13.800	1	31.0	-15.6	29.0	-20.0	1.0000	34.7	0.8929	55.3			6	1	SYST
1613	RBO-H	4.1600	1	9.9	-0.8	5.0	-2.0	1.0050	9.8	0.9966	12.5			6	1	
1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0288	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0288	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1635	CON-B	13.800	1	18.0	0.4	8.0	0.0	1.0130	17.8	0.9998	32.3			6	1	
1636	LUN-B	13.800	1	32.0	3.7	5.0	0.0	1.0260	31.4	0.9933	38.8			6	1	
1638	MTI-B	13.800	1	22.4	3.1	6.0	0.0	1.0250	22.1	0.9905	25.9			6	1	
1639	PNT-B	13.800	1	11.0	0.1	5.0	0.0	1.0050	10.9	1.0000	45.3			6	1	
1640	SA-A-B	13.800	1	23.9	0.0	10.0	0.0	1.0119	23.6	1.0000	45.3			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	1	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9996	5.6			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	2	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9996	5.6			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	3	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9996	5.6			6	1	
1644	ZUN-G	13.200	4	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9996	5.6			6	1	



1646	PAS-H1	4.1600	1	1.8	-0.4	1.0	-1.0	1.0080	1.8	0.9735	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	134.1	8.8	64.0	-30.0	1.0180	132.0	0.9978	160.0	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	3.7	1.4	9.9	0.0	1.0080	3.9	0.9329	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	5.2	-1.2	11.9	-7.3	1.0120	5.3	0.9738	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	1	12.8	-4.8	12.0	-7.0	0.9970	13.7	0.9371	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	2	12.8	-4.8	12.0	-7.0	0.9970	13.7	0.9371	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	12.8	-4.8	12.0	-7.0	0.9970	13.7	0.9371	21.3	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	0.9	0.1	0.8	0.0	1.0170	0.9	0.9888	2.1	6	1
1665	SIS-H	4.1600	2	0.9	0.1	0.8	0.0	1.0170	0.9	0.9888	2.1	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.3	-0.9	2.0	-1.0	1.0150	1.6	0.8307	3.2	6	1
1673	MAG-B2	13.800	3	13.1	0.0	6.2	0.0	1.0099	13.0	1.0000	17.6	6	1
1688	MAG-B3	13.800	4	15.2	0.0	18.0	0.0	1.0105	15.0	1.0000	37.5	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	9.2	0.9	9.0	0.0	1.0120	9.1	0.9948	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	9.2	0.9	9.0	0.0	1.0120	9.1	0.9948	15.0	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	10.0	-2.7	6.6	-3.5	1.0100	10.2	0.9665	24.6	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	70.1	8.9	70.6	-33.1	1.0250	68.9	0.9920	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	70.1	8.9	70.6	-33.1	1.0250	68.9	0.9920	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	33.1	-6.4	27.8	-27.8	1.0100	33.4	0.9820	55.3	6	1
1914	LUN-B2	13.800	2	8.2	-1.1	7.5	-6.0	1.0150	8.1	0.9912	12.5	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	0.2	-0.9	2.4	-1.9	1.0100	0.9	0.2691	4.0	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	11.0	-4.6	18.0	-17.9	1.0100	11.8	0.9235	33.8	6	1
1958	LPA-C1	13.200	1	29.0	-15.0	25.7	-20.6	0.9930	32.9	0.8879	48.8	6	1
1960	GCS-C1	13.800	1	20.0	-1.9	20.7	-16.6	1.0190	19.7	0.9956	41.5	6	1
1966	TND-B2	13.800	3	6.0	-3.6	14.9	-11.9	1.0050	7.0	0.8549	24.8	6	1
1970	MAG-B5	13.800	6	47.3	-12.8	46.5	-37.2	0.9960	49.2	0.9653	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	2	32.9	-5.6	34.2	-20.2	0.9980	33.5	0.9857	57.0	6	1
1973	EPI-B3	13.800	4	13.3	-1.5	17.1	-7.5	1.0200	13.2	0.9940	28.6	6	1
1974	TUL-B4	13.800	4	10.5	-1.6	11.2	-9.0	1.0120	10.5	0.9887	18.8	6	1
1977	MAG-B6	13.800	7	45.6	-17.7	33.8	-24.2	0.9970	49.1	0.9322	77.5	6	1
1979	TND-B4	13.800	4	29.0	-3.3	29.0	-20.0	1.0150	28.8	0.9936	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	5	43.0	-2.0	34.5	-25.1	1.0080	42.7	0.9989	57.5	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	18.8	-2.6	11.6	-11.6	1.0050	18.9	0.9909	24.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	9.0	-2.5	15.0	-13.4	1.0170	9.2	0.9627	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	2	44.0	0.0	10.0	0.0	1.0165	43.3	1.0000	78.0	6	1
1995	PNT-B3	13.800	3	46.0	-1.2	50.1	-30.7	1.0150	45.3	0.9997	83.5	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	44.7	-2.6	16.4	-16.4	1.0000	44.8	0.9983	56.0	6	1
16017	ISI-B	13.800	1	30.0	-9.3	46.5	-24.2	0.9980	31.5	0.9553	77.5	6	1
16023	OXE-H	13.800	1	6.7	-2.0	6.3	-6.2	1.0150	6.9	0.9585	14.5	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	1.8	-0.7	1.5	-0.9	1.0000	2.0	0.9377	2.5	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	1.7	0.3	1.5	-0.9	1.0150	1.7	0.9877	2.8	6	1
SUBSYSTEM TOTALS				1081.2	-97.2	874.7	-510.1				1984.3		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:34
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019
OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)



CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

```
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
```

* NONE *

- Sobrecarga en Transformadores.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:35
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019
```

```
OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: TRANSFORMERS) (EXCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES)
MVA LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:
```

```
X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA BUS# X-- NAME --X BASKV AREA CKT LOADING RATING PERCENT
```

* NONE *

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:35
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019
```

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0500:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
```

* NONE *

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 0.9500:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
```

* NONE *

- Corrientes de Falla Trifásica.

```
PSS(R)E-33.10.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, FEB 19 2018 9:36
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019
```

```
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+)
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	11626.1	-78.79	14607.7	-79.15
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	13014.1	-80.48	17422.4	-81.01
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	5561.3	-82.16	6903.3	-83.31
1105	[ENR-230	230.00]	AMP	4158.6	-79.03	4568.8	-80.62
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	13068.4	-80.50	17562.9	-81.05
1107	[GES-231	230.00]	AMP	10097.1	-79.61	12190.9	-80.56
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	8760.3	-79.85	10257.7	-80.89
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	10590.5	-79.72	12547.0	-80.35
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	8229.8	-84.74	7844.4	-84.72
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	11867.1	-79.97	14410.7	-80.31
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	5880.0	-85.38	7449.3	-86.06
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	4895.1	-84.34	5602.2	-85.47
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	5236.0	-84.03	6265.7	-84.39
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13590.2	-88.98	12813.8	-91.05
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	7805.2	-81.29	7700.3	-82.72
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	4960.1	-83.93	4840.6	-84.89
1120	[SJO-230	230.00]	AMP	13139.0	-80.35	17248.6	-80.41
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	5718.2	-79.33	6641.3	-81.00
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	4734.5	-83.37	5313.5	-83.60
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	4708.2	-83.34	5264.0	-83.53
1124	[LVG-230	230.00]	AMP	9099.5	-79.56	9688.2	-79.29
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	4721.7	-80.25	4031.3	-79.93
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	4789.2	-80.24	4119.2	-79.95
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7436.9	-87.23	5610.2	-86.74
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	4829.8	-80.24	4150.8	-79.88
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	9475.0	-80.21	9487.9	-79.28
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	3614.9	-81.85	3747.1	-83.18
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	11521.7	-81.13	11799.9	-79.64
1135	[REN-232	230.00]	AMP	3438.9	-83.52	4052.2	-84.65
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	9914.6	-80.31	10057.3	-79.22
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	13258.8	-80.50	17482.1	-80.59
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	5855.6	-82.08	7172.7	-82.86
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	5792.6	-88.84	5761.7	-89.27
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	7776.4	-82.86	7048.6	-81.84
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	18981.1	-84.14	20592.8	-85.23
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	12002.6	-87.26	12928.3	-89.19



1153	[GNO-692	69.000]	AMP	8471.8	-87.90	8776.7	-89.96
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	14473.2	-86.04	15641.2	-88.09
1155	[GES-69	69.000]	AMP	15306.9	-86.11	16663.3	-88.33
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	10209.9	-84.81	12090.5	-86.48
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	13068.4	-80.50	17562.9	-81.05
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	13068.4	-80.50	17562.9	-81.05
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	13068.4	-80.50	17562.9	-81.05
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	8418.7	-81.25	8351.1	-82.54
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	8837.1	-80.81	7745.5	-78.70
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	10280.7	-81.10	9397.9	-78.77
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	9138.1	-80.89	7954.4	-78.45
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	8829.5	-79.75	9434.2	-79.73
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	8519.4	-79.79	9080.6	-79.72
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	3984.1	-82.26	4329.9	-83.37
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	6374.8	-81.51	7155.7	-81.70
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	8371.3	-87.55	8990.8	-88.10
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	6374.8	-81.51	7155.7	-81.70
1520	[HUE-13T	13.800]	AMP	8274.1	-90.72	0.0	0.00
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	2753.2	-83.17	2745.3	-84.85
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2364.9	-82.84	2039.4	-83.73
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1776.1	-83.95	1674.2	-85.84
1756	[REN-230	230.00]	AMP	3617.2	-83.43	4314.2	-84.62
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	4674.8	-81.95	4550.3	-82.40
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	5025.8	-82.57	5813.3	-83.00
1840	[COV-230	230.00]	AMP	4181.5	-83.43	4752.4	-84.22
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	3981.9	-84.22	3593.3	-84.81
1845	[USP-230	230.00]	AMP	5107.7	-82.55	5932.8	-82.96
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	9917.9	-80.23	12194.1	-80.65



D.3. Abril 2,019

D.2.1. Demanda Máxima.

- Resumen.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018  10:40
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              AREA TOTALS
DEMANDA MAXIMA, ABRIL 2,019                           IN MW/MVAR

```

X-- AREA --X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO				-NET INTERCHANGE-			DESIRED NET INT
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	
1	1924.1	0.0	0.0	1777.1	0.0	0.0	0.0	0.0	71.9	75.0	75.0	0.0
GUATEMAL	-4.3	0.0	0.0	210.0	-187.3	0.0	61.0	600.1	628.5	-116.4	-116.4	
2	0.0	0.0	0.0	186.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.5	-187.6	-187.6	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	-15.0	0.0	0.0	0.0	27.0	9.4	32.6	32.6	
3	0.0	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-7.5	-7.5	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	-9.0	0.0	0.0	0.0	26.2	0.6	34.7	34.7	
8	35020.0	0.0	0.0	34900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	120.0	0.0
MEXICO	8113.7	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49.2	49.2	
COLUMN	36944.1	0.0	0.0	36870.6	0.0	0.0	0.0	0.0	73.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8109.4	0.0	0.0	8250.6	-187.3	0.0	61.0	653.4	638.4	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018  10:41
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, ABRIL 2,019

```

AREA 1 [GUATEMAL] MACHINE SUMMARY:

BUS#	X-- NAME	--X BASKV	ID	MW	MVAR	QMAX	QMIN	ETERM	CURRENT	PF	MVABASE	X T R A N	GENTAP	ZONE	AREA	SWING
1601	CHX-H1	13.800	1	50.6	-2.3	29.0	-20.0	1.0290	49.2	0.9989	55.3			6	1	SYST
1602	CHX-H2	13.800	2	50.8	-2.3	29.0	-20.0	1.0290	49.5	0.9990	55.3			6	1	
1603	CHX-H3	13.800	3	50.8	-2.3	29.0	-20.0	1.0290	49.5	0.9990	55.3			6	1	
1604	CHX-H4	13.800	4	50.8	-2.3	29.0	-20.0	1.0290	49.5	0.9990	55.3			6	1	
1606	AGU-H1	10.000	1	25.8	-1.4	22.5	-18.8	1.0050	25.7	0.9986	37.5			6	1	
1607	AGU-H2	10.000	2	25.8	-1.4	22.5	-18.8	1.0050	25.7	0.9986	37.5			6	1	
1609	JUR-H1	13.800	1	19.0	1.2	5.0	-5.0	1.0250	18.5	0.9979	25.0			6	1	
1610	JUR-H2	13.800	2	19.0	1.2	5.0	-5.0	1.0250	18.5	0.9979	25.0			6	1	
1611	JUR-H3	13.800	3	19.0	1.2	5.0	-5.0	1.0250	18.5	0.9979	25.0			6	1	



1612	LES-H	6.9000	1	6.6	0.6	2.0	-1.0	1.0100	6.6	0.9961	7.5	6	1
1613	RBO-H	4.1600	1	9.8	-0.5	5.0	-2.0	1.0240	9.6	0.9987	12.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	1	1.4	0.0	0.0	0.0	1.0301	1.4	1.0000	2.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	2	1.4	0.0	0.0	0.0	1.0301	1.4	1.0000	2.5	6	1
1614	SMA-H	2.3000	3	1.4	0.0	0.0	0.0	1.0301	1.4	1.0000	2.5	6	1
1635	CON-B	13.800	1	18.0	2.6	8.0	0.0	1.0300	17.7	0.9901	32.3	6	1
1636	LUN-B	13.800	1	32.0	1.1	5.0	0.0	1.0220	31.4	0.9994	38.8	6	1
1638	MTI-B	13.800	1	23.0	3.1	6.0	0.0	1.0380	22.3	0.9912	25.9	6	1
1639	PNT-B	13.800	1	15.3	3.9	5.0	0.0	1.0280	15.4	0.9682	45.3	6	1
1640	SAA-B	13.800	1	23.9	0.6	10.0	0.0	1.0240	23.3	0.9997	45.3	6	1
1641	TDL-B1	13.800	2	4.7	0.9	3.9	0.0	1.0350	4.6	0.9814	6.4	6	1
1641	TDL-B1	13.800	3	4.1	0.8	3.9	0.0	1.0350	4.0	0.9814	6.4	6	1
1644	ZUN-G	13.200	1	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	2	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	3	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1644	ZUN-G	13.200	4	3.5	-0.1	2.0	-2.0	1.0100	3.5	0.9999	5.6	6	1
1645	SEC-H	6.6000	1	13.6	0.8	10.0	-5.0	1.0350	13.2	0.9982	19.5	6	1
1646	PAS-H1	4.1600	1	0.8	-0.8	1.0	-1.0	1.0210	1.1	0.7234	7.5	6	1
1651	SJO-C	13.800	1	134.1	11.1	64.0	-30.0	1.0290	130.7	0.9966	160.0	6	1
1652	PVE-H1	4.1600	1	3.1	-0.1	1.0	-1.0	1.0100	3.1	0.9993	4.4	6	1
1653	PVE-H2	4.1600	2	3.1	-0.1	1.0	-1.0	1.0100	3.1	0.9993	4.4	6	1
1654	TUL-B12	12.000	1	3.7	3.5	9.9	0.0	1.0250	5.0	0.7292	13.6	6	1
1656	REN-H1	6.9000	1	17.0	0.7	11.9	-7.3	1.0200	16.7	0.9990	23.5	6	1
1657	REN-H2	6.9000	2	17.0	0.7	11.9	-7.3	1.0200	16.7	0.9990	23.5	6	1
1659	ARI-O1	13.800	1	15.6	-2.5	12.0	-7.0	1.0150	15.5	0.9878	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	2	15.6	-2.5	12.0	-7.0	1.0150	15.5	0.9878	21.3	6	1
1659	ARI-O1	13.800	3	15.6	-2.5	12.0	-7.0	1.0150	15.5	0.9878	21.3	6	1
1660	ARI-O2	13.800	4	15.6	-1.6	12.0	-7.0	1.0150	15.4	0.9945	21.3	6	1
1660	ARI-O2	13.800	5	15.6	-1.6	12.0	-7.0	1.0150	15.4	0.9945	21.3	6	1
1660	ARI-O2	13.800	6	15.6	-1.6	12.0	-7.0	1.0150	15.4	0.9945	21.3	6	1
1660	ARI-O2	13.800	7	15.6	-1.6	12.0	-7.0	1.0150	15.4	0.9945	21.3	6	1
1661	ARI-O3	13.800	8	15.6	-5.2	12.0	-7.0	1.0190	16.1	0.9480	21.3	6	1
1662	LVA-H1	13.800	1	20.0	6.6	15.0	0.0	1.0100	20.8	0.9498	26.0	6	1
1664	MTZ-H	4.1600	1	2.2	1.1	6.4	0.0	1.0150	2.4	0.8972	13.4	6	1
1665	SIS-H	4.1600	1	0.7	0.1	0.8	0.0	1.0170	0.7	0.9957	2.1	6	1
1666	CAN-H1	13.800	1	16.5	-0.8	12.5	-3.0	1.0310	16.0	0.9988	28.3	6	1
1668	ELG-B	13.800	7	5.3	0.6	5.6	0.0	1.0350	5.1	0.9942	9.4	6	1
1668	ELG-B	13.800	8	5.3	0.6	5.6	0.0	1.0350	5.1	0.9942	9.4	6	1
1668	ELG-B	13.800	9	5.3	0.6	5.6	0.0	1.0350	5.1	0.9942	9.4	6	1
1669	TDL-B2	13.800	7	6.3	0.3	5.6	0.0	1.0320	6.1	0.9986	9.4	6	1
1669	TDL-B2	13.800	8	6.0	0.3	5.6	0.0	1.0320	5.8	0.9986	9.4	6	1
1671	PAL-H	6.3000	1	1.9	-0.1	2.0	-1.0	1.0150	1.9	0.9985	3.2	6	1
1673	MAG-B2	13.800	3	13.0	1.5	6.2	0.0	1.0350	12.6	0.9932	17.6	6	1
1674	REC-H	13.800	1	9.4	-1.2	9.1	-7.2	1.0170	9.3	0.9924	17.2	6	1
1674	REC-H	13.800	2	9.4	-1.2	9.1	-7.2	1.0170	9.3	0.9924	17.2	6	1
1676	MTO-H	13.800	1	4.3	-2.2	4.0	-3.8	1.0290	4.7	0.8949	7.7	6	1
1687	PVE-13	13.800	3	3.1	0.4	1.0	-1.0	1.0120	3.1	0.9925	4.4	6	1
1690	CND-H	6.6000	1	3.7	0.2	2.0	-1.0	1.0380	3.6	0.9981	5.4	6	1
1691	ORT-G	12.470	1	10.1	2.0	9.0	0.0	1.0300	10.0	0.9816	15.0	6	1
1691	ORT-G	12.470	2	10.1	2.0	9.0	0.0	1.0300	10.0	0.9816	15.0	6	1



1699	MAG-B4	13.800	5	43.4	5.2	34.0	-20.0	1.0350	42.2	0.9930	56.2	6	1
1902	LLI-C	13.800	1	16.9	0.4	6.6	-3.5	1.0220	16.5	0.9997	24.6	6	1
1909	JEN-C1	13.800	1	134.1	5.8	70.6	-33.1	1.0270	130.7	0.9991	176.5	6	1
1910	JEN-C2	13.800	2	137.6	6.2	70.6	-33.1	1.0270	134.1	0.9990	176.5	6	1
1912	XAC-H1	13.800	1	30.6	3.6	27.8	-27.8	1.0380	29.7	0.9932	55.3	6	1
1914	LUN-B2	13.800	2	8.2	-1.4	7.5	-6.0	1.0180	8.2	0.9847	12.5	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	1	3.2	0.8	2.4	-1.9	1.0150	3.2	0.9728	4.0	6	1
1923	PNA-H1	4.1600	2	3.2	0.8	2.4	-1.9	1.0150	3.2	0.9728	4.0	6	1
1954	REN-H4	13.800	1	27.7	-6.5	18.0	-17.9	1.0000	28.4	0.9736	33.8	6	1
1955	REN-H5	13.800	2	27.7	-6.5	18.0	-17.9	1.0000	28.4	0.9736	33.8	6	1
1958	LPA-C1	13.200	1	37.6	12.0	25.7	-20.6	1.0150	38.9	0.9529	48.8	6	1
1959	LPA-C2	13.200	2	37.6	12.0	25.7	-20.6	1.0150	38.9	0.9529	48.8	6	1
1960	GCS-C1	13.800	1	29.4	1.6	20.7	-16.6	1.0310	28.5	0.9985	41.5	6	1
1964	STS-H1	6.3000	1	4.1	-2.2	5.0	-4.0	1.0000	4.6	0.8772	9.4	6	1
1965	STS-H2	6.3000	2	4.1	-2.2	5.0	-4.0	1.0000	4.6	0.8772	9.4	6	1
1966	TND-B2	13.800	3	5.3	-3.8	14.9	-11.9	1.0100	6.5	0.8117	24.8	6	1
1969	HLP-H	4.1600	1	0.6	0.3	1.8	-1.0	1.0250	0.7	0.8930	4.3	6	1
1970	MAG-B5	13.800	6	47.3	6.1	46.5	-37.2	1.0350	46.1	0.9917	77.5	6	1
1971	PGO-B	13.800	2	31.1	0.8	34.2	-20.2	1.0165	30.6	0.9997	57.0	6	1
1974	TUL-B4	13.800	4	9.2	2.8	11.2	-9.0	1.0380	9.3	0.9566	18.8	6	1
1977	MAG-B6	13.800	7	45.6	-6.3	33.8	-24.2	1.0210	45.1	0.9907	77.5	6	1
1978	HAG-H	13.800	1	0.9	1.1	1.3	-1.0	1.0150	1.4	0.6366	2.4	6	1
1979	TND-B4	13.800	4	29.7	-3.7	29.0	-20.0	1.0200	29.3	0.9922	57.5	6	1
1980	TND-B5	13.800	5	42.8	-2.6	34.5	-25.1	1.0000	42.9	0.9981	57.5	6	1
1982	VBL-E	0.6500	1	1.7	-3.0	11.6	-11.6	1.0000	3.5	0.4836	24.5	6	1
1990	REN-H8	13.800	1	26.1	-2.9	15.0	-13.4	1.0125	25.9	0.9939	28.5	6	1
1993	SAA-B2	13.800	2	44.0	3.1	10.0	0.0	1.0190	43.3	0.9975	78.0	6	1
1995	PNT-B3	13.800	3	43.0	-9.4	50.1	-30.7	1.0150	43.3	0.9768	83.5	6	1
1998	CBN-H	6.6000	1	2.5	-2.0	3.2	-2.6	1.0000	3.2	0.7824	6.1	6	1
16002	XAD-H1	13.800	1	14.7	-9.3	18.0	-17.8	1.0000	17.4	0.8460	34.2	6	1
16007	MNL-H2	0.4800	3	0.6	-0.3	0.6	-0.4	1.0180	0.6	0.8545	1.3	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	4	0.6	0.1	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9890	0.7	6	1
16008	MNL-H3	0.4800	5	0.5	0.1	0.3	-0.2	1.0150	0.5	0.9890	0.7	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	6	3.4	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.4	0.9764	4.2	6	1
16009	MNL-H4	6.6000	7	3.4	-0.8	2.5	-1.3	1.0150	3.4	0.9764	4.2	6	1
16010	MNL-H5	6.6000	8	3.4	0.4	2.5	-1.3	1.0150	3.4	0.9936	4.2	6	1
16011	MNL-H6	6.6000	10	2.9	-1.1	2.5	-1.3	1.0210	3.0	0.9373	4.2	6	1
16014	SNT-E	0.6900	1	8.2	-7.5	16.4	-16.4	1.0000	11.1	0.7358	56.0	6	1
16016	LIB-H	6.9000	1	6.3	1.5	7.1	-3.7	1.0270	6.3	0.9722	11.8	6	1
16017	ISI-B	13.800	1	55.7	-4.9	46.5	-24.2	1.0300	54.3	0.9961	77.5	6	1
16024	LFU-H	6.6000	1	7.8	-0.2	5.1	-4.7	1.0260	7.7	0.9997	15.1	6	1
16025	CAF-H	4.1600	1	3.9	-0.6	2.9	-1.2	1.0100	3.9	0.9867	4.9	6	1
16025	CAF-H	4.1600	2	3.9	-0.6	2.9	-1.2	1.0100	3.9	0.9867	4.9	6	1
16026	FLO-H	4.1600	1	1.4	0.4	1.5	-0.9	0.9850	1.5	0.9610	2.5	6	1
16028	RAA-H	4.1600	1	0.9	0.5	1.5	-0.9	1.0000	1.0	0.8647	2.8	6	1
16029	REC-H2	13.800	1	7.4	-1.4	7.6	-4.5	1.0200	7.4	0.9813	14.4	6	1
16029	REC-H2	13.800	2	7.4	-1.4	7.6	-4.5	1.0200	7.4	0.9813	14.4	6	1
SUBSYSTEM TOTALS				1924.1	-4.3	1318.7	-798.9				2858.4		

- Sobrecarga en Líneas de Transmisión.



```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018  10:42
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, ABRIL 2,019
      OUTPUT FOR AREA 1 [GUATEMAL  ]
SUBSYSTEM LOADING CHECK (INCLUDED: LINES; BREAKERS AND SWITCHES) (EXCLUDED: TRANSFORMERS)
CURRENT LOADINGS ABOVE 100.0 % OF RATING SET B:

X----- FROM BUS -----X X----- TO BUS -----X
BUS# X-- NAME  --X BASKV  AREA   BUS# X-- NAME  --X BASKV  AREA CKT LOADING  RATING PERCENT
      * NONE *

```

- Sobrecarga en Transformadores.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018  10:42
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, ABRIL 2,019
      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
1305 HUE-69    69.000*   1    1356 HUE-34    34.500    1  1    28.2    28.0   100.9
1373 REU-69    69.000*   1    1386 REU-13    13.800    1  1    10.3    7.0   147.4
1430 JAL-69    69.000*   1    1488 JAL-13    13.800    1  1     7.4    7.0   105.7
1702 PLA-69    69.000    1    1751 PLA-34    34.500*   1  1     3.9    3.5   111.3
12102 LFL-69   69.000*   1    12523 LFL-13     13.800    1  1    17.3   14.0  123.9
12161 SGA-69   69.000*   1    12539 SGA-13     13.800    1  1    19.3   18.0  107.0
12214 HFL-69   69.000*   1    12518 HFL-13     13.800    1  1    16.6   14.0  118.6
12240 SJS-69   69.000*   1    12557 SJS-13     13.800    1  1    14.9   14.0  106.6
12262 CVI-691 69.000*   1    12512 CVI-13     13.800    1  1    20.3   14.0  144.8
12283 MIR-69   69.000    1    12566 MIR-13     13.800*   1  1     5.6    5.0   111.4
12313 ALA-69   69.000*   1    12314 ALA-13     13.800    1  1    14.8   14.0  105.5

```

- Nodos Fuera de los Rangos de Voltaje.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      MON, FEB 19 2018  10:42
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, ABRIL 2,019

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)
1326	ZCP-69			69.000	1	0.9386	64.762	1381	ZCP-13			13.800	1	0.9454	13.046
12523	LFL-13			13.800	1	0.9466	13.063								

• Corrientes de Falla Trifásica.

PSS(R)E-33.10.0 ASCC SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, FEB 19 2018 10:44
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
 DEMANDA MAXIMA, ABRIL 2,019
 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+)
1101	[AGU-230	230.00]	AMP	14536.5	-80.80	16954.7	-81.71
1102	[ALB-230	230.00]	AMP	16658.6	-83.07	20919.1	-84.08
1103	[CHX-231	230.00]	AMP	7853.4	-85.10	8966.8	-86.33
1105	[ENR-230	230.00]	AMP	4498.8	-82.29	4789.3	-84.12
1106	[ESC-231	230.00]	AMP	16746.8	-83.08	21120.6	-84.12
1107	[GES-231	230.00]	AMP	12852.0	-81.91	14368.3	-83.82
1108	[GNO-231	230.00]	AMP	11156.6	-82.27	12069.5	-84.23
1109	[GSU-231	230.00]	AMP	13451.6	-82.11	14697.1	-83.61
1110	[LBR-231	230.00]	AMP	9160.2	-86.79	8366.3	-87.17
1112	[TAM-230	230.00]	AMP	14835.6	-82.55	16750.2	-83.39
1113	[ESC-138	138.00]	AMP	7106.7	-89.31	8648.2	-90.14
1114	[GSU-138	138.00]	AMP	5918.9	-88.82	6450.2	-90.27
1115	[JUR-138	138.00]	AMP	6832.8	-88.83	7639.9	-89.06
1116	[SID-22	22.800]	AMP	13954.4	-93.03	13176.7	-93.76
1117	[SJO-230	230.00]	AMP	8838.4	-84.51	8261.2	-86.23
1119	[ESP-230	230.00]	AMP	5482.9	-86.59	5150.4	-88.49
1120	[SJQ-230	230.00]	AMP	16870.9	-82.81	20657.5	-83.30
1121	[ARI-230	230.00]	AMP	7046.3	-82.22	7680.7	-84.02
1122	[PAL-138T	138.00]	AMP	5822.1	-87.88	6138.5	-88.12
1123	[PAL-138	138.00]	AMP	5781.8	-87.84	6071.6	-88.05



1124	[LVG-230	230.00]	AMP	10985.3	-82.19	10809.7	-82.63
1125	[MOY-231	230.00]	AMP	5221.4	-83.86	4227.5	-84.49
1126	[MOY-230	230.00]	AMP	5303.6	-83.85	4323.3	-84.48
1128	[LBR-400	400.00]	AMP	7605.7	-86.77	5688.5	-86.29
1129	[MOY-232	230.00]	AMP	5352.4	-83.84	4358.2	-84.39
1130	[CRU-230	230.00]	AMP	11630.5	-83.08	10641.3	-82.71
1131	[ORT-138	138.00]	AMP	4165.5	-86.25	4115.0	-87.83
1132	[SIQ-230	230.00]	AMP	13754.5	-83.83	13080.1	-82.61
1135	[REN-232	230.00]	AMP	4061.6	-85.45	4574.4	-86.60
1139	[PLT-230	230.00]	AMP	12202.2	-83.17	11311.7	-82.47
1140	[PAC-230	230.00]	AMP	17036.7	-82.94	20956.9	-83.47
1141	[CHX-233	230.00]	AMP	8202.9	-85.00	9219.9	-85.81
1144	[PLT-69	69.000]	AMP	7004.2	-91.53	6484.4	-92.24
1145	[PGO-231	230.00]	AMP	8538.0	-85.31	7431.1	-84.59
1151	[ESC-691	69.000]	AMP	20454.9	-88.63	21619.8	-89.90
1152	[GNO-691	69.000]	AMP	13104.7	-91.54	13714.2	-94.05
1153	[GNO-692	69.000]	AMP	9238.3	-92.33	9282.2	-95.27
1154	[GSU-691	69.000]	AMP	16339.4	-89.89	16895.0	-93.09
1155	[GES-69	69.000]	AMP	17060.7	-90.15	17893.2	-93.16
1156	[GSU-692	69.000]	AMP	11730.8	-89.55	13382.0	-91.68
1160	[LPA-230	230.00]	AMP	16746.8	-83.08	21120.6	-84.12
1161	[LPA-231	230.00]	AMP	16746.8	-83.08	21120.6	-84.12
1162	[LPA-232	230.00]	AMP	16746.8	-83.08	21120.6	-84.12
1164	[CLI-230	230.00]	AMP	9664.0	-84.41	9027.1	-86.02
1165	[LUN-230	230.00]	AMP	10074.1	-83.71	8289.3	-81.83
1168	[PNT-230	230.00]	AMP	11968.4	-83.92	10183.3	-81.81
1169	[MTI-230	230.00]	AMP	10461.1	-83.78	8524.2	-81.54
1170	[SNT-231	230.00]	AMP	10693.4	-82.64	10568.4	-83.33
1171	[SNT-230	230.00]	AMP	10244.6	-82.79	10128.8	-83.39
1174	[VBL-138	138.00]	AMP	4687.0	-86.73	4836.1	-88.05
1444	[TIC-231	230.00]	AMP	8549.1	-84.22	8713.8	-84.49
1447	[TIC-69	69.000]	AMP	10354.7	-90.25	10361.3	-90.85
1448	[TIC-232	230.00]	AMP	8549.1	-84.22	8713.8	-84.49
1710	[PAN-230	230.00]	AMP	3011.6	-87.45	2909.6	-89.70
1730	[IZA-230	230.00]	AMP	2626.2	-85.86	2157.3	-86.90
1732	[MOR-230	230.00]	AMP	1902.2	-88.84	1767.3	-91.37
1756	[REN-230	230.00]	AMP	4318.3	-85.43	4915.4	-86.66
1771	[SAS-230	230.00]	AMP	5516.3	-85.44	5014.2	-86.36
1823	[PVI-230	230.00]	AMP	6541.6	-85.48	7005.3	-85.83
1840	[COV-230	230.00]	AMP	5058.5	-86.49	5433.3	-87.32
1841	[HUE-232	230.00]	AMP	4367.0	-87.24	3777.5	-88.61
1845	[USP-230	230.00]	AMP	6680.3	-85.47	7178.8	-85.78
1908	[JEN-230	230.00]	AMP	11652.9	-82.30	13463.5	-83.10



D.6. 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.7. Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia

```
// GUATEMALA LOAD SHEDDING MODELS /
12314 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / ALA-13
12504 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.11 58.90 0.00 0.50 58.70 0.00 0.39 0.10 / APA-13
12506 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.34 58.10 0.00 0.66 00.00 0.00 0.00 0.10 / BAR-13
12507 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.69 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CDO-131
12508 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.45 58.70 0.00 0.55 00.00 0.00 0.00 0.10 / CDO-132
12510 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.52 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CQU-23
12511 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.44 58.40 0.00 0.42 00.00 0.00 0.00 0.10 / CRI-13
12512 'LDSHBL' '*' 58.10 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CVI-13
12513 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.14 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / EGU-13
12515 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.19 58.40 0.00 0.34 00.00 0.00 0.00 0.10 / ESI-13
12517 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.17 58.40 0.00 0.19 00.00 0.00 0.00 0.10 / GDA-13
12518 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.46 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / HFL-13
12519 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.30 58.40 0.00 0.70 00.00 0.00 0.00 0.10 / HIN-13
12522 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.50 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / LCA-13
12523 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.29 58.90 0.00 0.30 58.40 0.00 0.14 0.10 / LFL-13
12524 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.30 58.40 0.00 0.70 00.00 0.00 0.00 0.10 / LNI-13
12527 'LDSHBL' '*' 58.10 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MCR-13
12529 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.86 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MIX-13
12531 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.36 58.70 0.00 0.29 58.40 0.00 0.13 0.10 / MON-13
12532 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.40 58.40 0.00 0.32 00.00 0.00 0.00 0.10 / NOR-13
12534 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.31 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / PRT-13
12536 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.12 58.90 0.00 0.25 58.40 0.00 0.30 0.10 / PTA-13
12537 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.16 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / RBR-13
12539 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.42 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SGA-13
12542 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.48 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SMP-13
12545 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.72 58.40 0.00 0.24 00.00 0.00 0.00 0.10 / STR-13
12548 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.29 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / TIN-13
12549 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.55 58.40 0.00 0.45 00.00 0.00 0.00 0.10 / VIL-13
12550 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 1.00 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / VNU-13
12552 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.29 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CMB-13
12561 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.88 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / ARR-13
12565 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.50 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MIA-13

1332 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.38 58.40 0.00 0.46 00.00 0.00 0.00 0.10 / MAL-132
1350 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.18 58.70 0.00 0.35 58.40 0.00 0.18 0.10 / SSE-13
1351 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.13 59.10 0.00 0.12 58.90 0.00 0.03 0.10 / COA-13
1380 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.48 58.40 0.00 0.52 00.00 0.00 0.00 0.10 / TEJ-13*
1352 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.11 58.40 0.00 0.89 00.00 0.00 0.00 0.10 / MEL-13
1353 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.90 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / MAL-13
1354 'LDSHBL' '*' 58.90 0.00 0.49 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / ESP-34
1355 'LDSHBL' '*' 59.10 0.00 0.16 58.40 0.00 0.20 00.00 0.00 0.00 0.10 / ESP-131
1358 'LDSHBL' '*' 58.40 0.00 0.25 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / HUE-13
1359 'LDSHBL' '*' 59.30 0.00 0.13 58.70 0.00 0.26 58.40 0.00 0.15 0.10 / MAZ-13
1361 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.76 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / CHM-34
1362 'LDSHBL' '*' 58.70 0.00 0.22 00.00 0.00 0.00 00.00 0.00 0.00 0.10 / SOL-34
```



1363	'LDSHBL'	'**'	59.10	0.00	0.06	58.70	0.00	0.11	58.10	0.00	0.28	0.10	/	QUI-131
1381	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.41	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	ZCP-13*
1365	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.21	59.10	0.00	0.62	00.00	0.00	0.00	0.10	/	COC-13
1366	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	COC-34
1367	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.36	58.10	0.00	0.33	00.00	0.00	0.00	0.10	/	POL-13
1368	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.20	58.10	0.00	0.70	00.00	0.00	0.00	0.10	/	LNO-13
1369	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.21	58.10	0.00	0.32	00.00	0.00	0.00	0.10	/	TOT-13
1370	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.44	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SMA-13
1371	'LDSHBL'	'**'	58.90	0.00	0.58	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CHM-342
1384	'LDSHBL'	'**'	59.10	0.00	0.14	58.40	0.00	0.18	58.10	0.00	0.44	0.10	/	IXY-34
1386	'LDSHBL'	'**'	59.10	0.00	0.48	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	REU-13
1387	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.10	58.40	0.00	0.50	00.00	0.00	0.00	0.10	/	LNO-34
1817	'LDSHBL'	'**'	58.90	0.00	0.16	58.70	0.00	0.60	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CAO-13
1834	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.57	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	TOL-34
1421	'LDSHBL'	'**'	59.10	0.00	0.27	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	LPA-13
1441	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.39	58.40	0.00	0.61	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SLM-13
1450	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.35	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CLL-13
1451	'LDSHBL'	'**'	58.10	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SEL-13
1452	'LDSHBL'	'**'	59.10	0.00	0.16	58.40	0.00	0.54	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SJU-13
1453	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.11	58.40	0.00	0.23	00.00	0.00	0.00	0.10	/	COB-13
1455	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.76	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	PAN-13
1456	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.03	59.10	0.00	0.35	58.90	0.00	0.36	0.10	/	PAN-34
1457	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.36	58.40	0.00	0.32	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CQM-34
1458	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.41	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	IPA-13
1459	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.62	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	LES-13
1460	'LDSHBL'	'**'	58.90	0.00	0.13	58.70	0.00	0.51	58.10	0.00	0.36	0.10	/	LRU-341
1462	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.13	58.90	0.00	0.04	58.70	0.00	0.21	0.10	/	PRO-13
1463	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	QUE-13
1464	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.49	58.40	0.00	0.23	58.10	0.00	0.06	0.10	/	QUE-34
1465	'LDSHBL'	'**'	59.10	0.00	0.82	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SAN-13
1466	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.55	58.10	0.00	0.45	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SAN-34
1470	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.11	58.10	0.00	0.15	00.00	0.00	0.00	0.10	/	EJI-13
1471	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.11	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CHS-34
1496	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.13	58.10	0.00	0.16	00.00	0.00	0.00	0.10	/	PET-34
1715	'LDSHBL'	'**'	58.90	0.00	0.28	58.70	0.00	0.09	58.40	0.00	0.43	0.10	/	TFM-13
1725	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.28	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	RAN-13
1753	'LDSHBL'	'**'	58.90	0.00	0.50	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	TEL-13
1770	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.06	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	LVG-132
1319	'LDSHBL'	'**'	58.10	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	HUE-132
1355	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.33	58.70	0.00	0.33	58.10	0.00	0.34	0.10	/	ESP-131
1360	'LDSHBL'	'**'	59.10	0.00	0.31	58.90	0.00	0.27	58.70	0.00	0.30	0.10	/	XEL-13
1376	'LDSHBL'	'**'	58.90	0.00	0.18	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SMR-13
1386	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.50	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	REU-13
1467	'LDSHBL'	'**'	59.30	0.00	0.40	58.90	0.00	0.60	00.00	0.00	0.00	0.10	/	PBA-131
1479	'LDSHBL'	'**'	58.90	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	ZCA-13
1487	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.75	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	MYE-13
1488	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.88	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	JAL-13
1725	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	RAN-13



1751	'LDSHBL'	'**'	58.40	0.00	0.57	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	PLA-34
1116	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SID-22
12013	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	ASU-69
12103	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	LIZ-69
1667	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.42	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CGP-13
12025	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CEM-69
12020	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	BZA-69
12198	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	ZAP-69
12237	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	CSU-69
12231	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	MRI-69
12258	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	KOR-69
12235	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	FRI-69
1250	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	ARI-13
12269	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	IMP-69D
12003	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	AGS-69
12233	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	INH-69
12215	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	KER-69
12246	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	LRO-69
1320	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	IRT-69
12216	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	MGU-69
1815	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	MAR-4
12131	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	NES-69
12248	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	OLE-69
12115	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	MEC-69
12043	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	COL-69
1456	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	0.02	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	PAN-34
12256	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	PYT-69
12253	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	RYE-69
12159	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SAG-69
12244	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	SAM-69
12266	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	TEX-69
12189	'LDSHBL'	'**'	58.70	0.00	1.00	00.00	0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.10	/	VIG-69