

PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO VERSIÓN DEFINITIVA MAYO 2018 – ABRIL 2019



CONTENIDO

1	PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO MAYO 2018- ABRIL 2019.....	6
1.1	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL S.N.I.....	6
1.1.1	Análisis del Comportamiento Histórico de la Demanda.....	6
1.1.2	Formulación del modelo de Proyección Anual de la Demanda de potencia y energía.	7
1.2	DISGREGACIÓN DE LA DEMANDA.....	8
1.3	CONDICIONES HIDROLÓGICAS.....	9
1.3.1	Condiciones observadas al 01 de marzo de 2018.....	9
1.3.2	Estimación para el S.N.I.	10
1.4	OFERTA.....	10
1.5	Mantenimientos.....	16
1.6	EXPORTACIONES E IMPORTACIONES.....	17
1.6.1	Exportaciones.....	17
1.6.2	Importaciones.....	17
1.7	COSTOS VARIABLES DE ENERGÍA POR CENTRAL.....	17
1.8	MODELACIÓN DE LA MÁQUINA DE FALLA.....	20
1.9	CONTRATOS DE RESERVA DE POTENCIA.....	20
1.10	EVENTUALES OBSERVACIONES Y RESTRICCIONES.....	20
1.10.1	Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para la Programación de Largo Plazo Año Estacional mayo 2,018–abril 2,019.....	20
1.10.2	Coefficiente de requerimiento adicional de la demanda (CAD).....	25
1.11	VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	25
1.12	CRITERIOS APLICADOS PARA LA REALIZACIÓN DEL DESPACHO DE CARGA DE LARGO PLAZO.....	25
2	RESULTADOS.....	26
2.1	PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL S.N.I. AÑO ESTACIONAL 2018-2019.....	26
2.2	COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL 2018-2019.....	32
2.3	REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE 2018-2019.....	33
2.4	COTAS DE EMBALSES ANUALES CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE.....	33
2.5	COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO.....	34
2.6	COSTOS DE OPORTUNIDAD ESTIMADO DEL AGUA DE CENTRALES CON EMBALSE ESTACIONAL.....	36
2.7	IDENTIFICACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE RIESGO DE VERTIMIENTO Y ESCASES DE OFERTA HIDROELÉCTRICA.....	36

2.8	CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA	37
2.9	MANTENIMIENTOS MAYORES	38
2.9.1	MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN	38
2.9.2	MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN 2018-2019	53
3	CONCLUSIONES.....	66
4	ESTIMACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	66
5	CÁLCULO DE LA ENERGÍA MENSUAL DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS	66
5.1	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 80%	67
5.2	Energía con probabilidad de excedencia de caudales de 95%	68
6	Anexo	70
6.1	Energía.....	70
6.1.1	Estimación del modelo SARIMA para energía	70
6.2	Potencia.....	75
6.2.1	Estimación del modelo VAR 1-1 para potencia	75
6.3	Mes de máxima potencia a generar 2018-2019.....	79
6.4	Tratamiento de la crisis económica mundial de 2008	81
7	Informe Técnico de requerimiento del Servicio Complementario de Reserva Rápida	83
7.1	Objetivo	83
7.2	Justificación	83
7.3	Análisis de la Operación del SNI.....	83
7.4	Requerimiento de RRa.....	84
7.4.1	Criterios	84
7.4.2	Rango Técnico de la RRa	84
7.5	Conclusiones.....	86
7.6	Recomendaciones	86
8	ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA	87

ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Comportamiento de la Demanda de Energía y Potencia	6
Ilustración 2 Comportamiento variación interanual de la demanda de potencia y energía respecto al PIB a precios constantes de 2001	7
Ilustración 3 Proyección de Precios Carburantes 2018-2019	18
Ilustración 4 Composición de la energía mayo 2018 - abril 2019	32
Ilustración 6 Composición de la energía mayo 2018 - abril 2019	32
Ilustración 5 Composición de la energía renovable mayo 2018 - abril 2019	32
Ilustración 7 Requerimiento de combustible	33
Ilustración 8 Costos Marginales por Bloque Horario 2018-2019.....	34
Ilustración 9 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional	36

Ilustración 10 Producción de energía parque generador hidráulico S.N.I.	37
Ilustración 11 Prueba de normalidad en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía	73
Ilustración 12 Correlograma del modelo VAR 1-1	76

TABLAS

Tabla 1 Oferta total por tecnología	10
Tabla 2 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Centrales Hidroeléctricas)	11
Tabla 3 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Turbina de Gas)	12
Tabla 4 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Motores de Combustión Interna)	12
Tabla 5 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Centrales de Vapor) ..	12
Tabla 6 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Ingenios Azucareros)	13
Tabla 7 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Geotérmicos)	13
Tabla 8 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Fotovoltaica y Eólica)	13
Tabla 9 Generadores Distribuidos Renovables	14
Tabla 10 Generadores Distribuidos Renovables	15
Tabla 11 Criterio de CENS	20
Tabla 12 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2018 a mayo 2018	20
Tabla 13 Niveles de embalses del S.N.I. 2018-2019	33
Tabla 14 Costo Marginal por bloque horario semanal (\$/MWh)	35
Tabla 15 Calendario de Pruebas de Potencia Máxima	37
Tabla 16 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (eólicas y solares)1	38
Tabla 17 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (eólicas y solares)2	39
Tabla 18 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (geotérmicas)	39
Tabla 20 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Turbinas de Vapor)1	40
Tabla 19 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Turbinas de Gas)	40
Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Turbinas de Vapor)2	41
Tabla 22 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Motores)1	42
Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Motores)2	43
Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 1)	44
Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 2)	45
Tabla 26 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 3)	46
Tabla 27 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 4)	47
Tabla 28 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 5)	48
Tabla 29 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 6)	49
Tabla 30 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 7)	50

Tabla 31 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 8)	51
Tabla 32 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 9)	52
Tabla 28 Mantenimientos ETCEE.....	53
Tabla 29 Nuevos Transformadores ETCEE	53
Tabla 30 Rotación de Transformadores ETCEE	53
Tabla 31 Reconductorado de Línea	53
Tabla 32 Nuevos Campos.....	53
Tabla 33 Nuevas líneas de transmisión	53
Tabla 34 Nuevos elementos de compensación reactiva.....	53
Tabla 35 Evaluación del pronóstico del modelo de demanda de energía	70
Tabla 36 Coeficientes del modelo SARIMA para la demanda de energía	71
Tabla 37 Correlograma del modelo SARIMA para la demanda de energía	72
Tabla 38 Prueba de autocorrelación en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía	73
Tabla 39 Prueba de heterocedasticidad del modelo SARIMA para la demanda de energía	74
Tabla 40 Coeficientes del modelo VAR 1-1 para estimación de la demanda de potencia	75
Tabla 41 Selección del rezago óptimo del modelo VAR 1-1	76
Tabla 42 Prueba de autocorrelación en los residuos del modelo VAR 1-1	77
Tabla 43 Prueba de heterocedasticidad del modelo VAR 1-1	77
Tabla 44 Evaluación de pronóstico del modelo VAR 1-1 1990 a 2017	78
Tabla 45 Validación de los modelos de la estacionalidad de la serie 2001 a 2017.....	79
Tabla 46 Evaluación de pronóstico de los modelos de estacionalidad de la serie 2001 a 2017.....	80
Tabla 47 Efecto por datos atípicos para la proyección de potencia	81
Tabla 48 Resultados del modelo tomando en cuenta la crisis económica de 2008 para la energía	82
Tabla 49 Márgenes de Reserva Rodante 21 de marzo 2,018 (MW)	84
Tabla 50 Flujo en la Interconexión Septiembre 2,018.....	85
Tabla 51 Flujo en la Interconexión Marzo 2,019	85
Tabla 52 Máquina de Falla	85
Tabla 53 Remuneración por RRa (referencia)	86
Tabla 54 Ahorro en 100% CENS por un período de uso de RRa actual	86
Tabla 55 Relación de la remuneración por RRa en un mes (Ref. Enero 2,018) contra el ahorro en 100 %CENS por un período de uso de la RRa	86

1 PREMISAS PARA LA ELABORACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO MAYO 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.

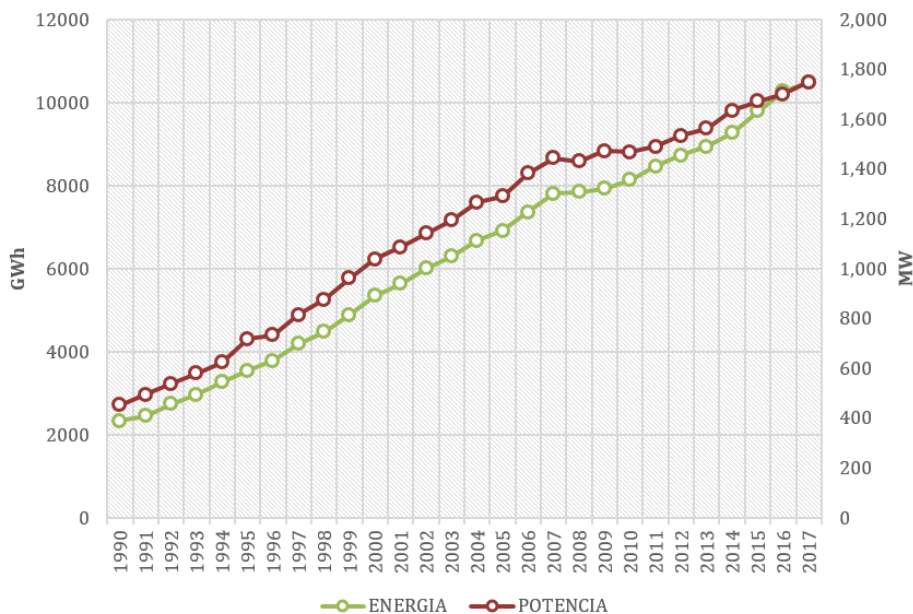


Ilustración 1: Comportamiento de la Demanda de Energía y Potencia

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.

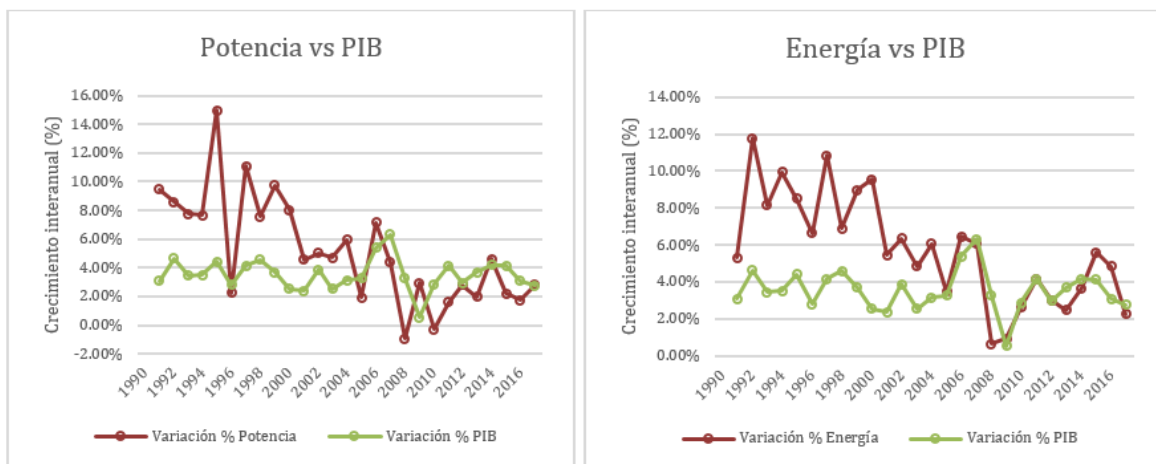


Ilustración 2 Comportamiento variación interanual de la demanda de potencia y energía respecto al PIB a precios constantes de 2001

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

Para la determinación de la proyección anual de demanda para la potencia y la energía, se probó 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 20 modelos diferentes aproximadamente con variables exógenas como el PIB a precios constantes, precio spot, componentes del PIB, IMAE, etc., la muestra utilizada fue de 2001 a 2017 con datos mensuales. 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 2001-2016 y fuera de la muestra para el año 2017. El modelo seleccionado fue el modelo de suavizamiento exponencial Holt-winters aditivo, el cual fue seleccionado entre 9 diferentes escenarios de la variable que presentó mayor ajuste al comportamiento de la demanda de energía.

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

$$Energía_{12}^1 = c + IMAE + \phi_1 Energía_{t-1} + \theta_1 Energía_{t-12} + \theta_2 E_{t-12} + \varepsilon_t - \phi_{36} \varepsilon_{t-36}$$

Donde,

ϕ = Estimadores del elemento autorregresivo del componente regular

θ = Estimadores del elemento autorregresivo del componente estacional

φ = Estimadores de la media móvil del componente estacional

c = Constante

La demanda de energía estimada asciende a 10,987.04 GWh con un crecimiento esperado de 4.00%.

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

1.1.2.2 Potencia

Para la determinación de la proyección de potencia para el Año Estacional 2018-2019, se elaboraron aproximadamente 20 diferentes modelos con variables exógenas como el PIB a precios constantes, precio spot, componentes del PIB, IMAE, temperatura, cantidad de usuarios conectados al SNI, etc., donde el modelo de mejor ajuste fue un modelo de Vectores Auto-Regresivos (VAR 1-1) con el PIB a precios constantes, que captura la dinámica simultánea de ambas variables. El modelo seleccionado se presenta en la ecuación 2.

Ecuación 2 Modelo VAR 1-1 para la determinación de la demanda de potencia

$$Potencia = c_1 + a_{11}Potencia_{t-1} + a_{12} PIB_{t-1} + \varepsilon_{1t}$$

$$PIB = c_2 + a_{21}Potencia_{t-1} + a_{22} PIB_{t-1} + \varepsilon_{2t}$$

La muestra utilizada fue de 1990 a 2017, la cual fue seleccionada por ser la de mejor ajuste para los criterios de información. Al modelo se le realizaron las pruebas de autocorrelación en los residuos, heterocedasticidad, bondad de ajuste, estabilidad de los parámetros, selección del rezago óptimo, etc. Se aplicaron las técnicas de evaluación de pronósticos RMSE, MAE, etc. con validación dentro de la muestra 1990-2017 y fuera de la muestra 2015-2017. De igual forma, se validó el modelo con el histórico de datos del mes donde se prevé la ocurrencia de la máxima demanda del SNI para el Año Estacional 2018-2019. El detalle de los resultados de las pruebas se observa en el **Anexo** al presente reporte.

Para la determinación del mes de potencia máxima a generar -PMG- del SNI, se estimaron diferentes modelos con ajuste de estacionalidad para determinar el mes en qué ocurrirá la PMG del sistema. A través de la aplicación de los criterios de evaluación de pronósticos RMSE, MAE, autocorrelación en los residuos, entre otros., donde el modelo seleccionado fue el modelo TRAMO/SEATS que contiene un componente autorregresivo acompañado de un componente de extracción de señales en series de tiempo. La muestra utilizada fue de 2001 a 2017 con datos mensuales.

El mes en que se prevé la PMG es abril de 2019 a las 19:00 horas por un monto estimado de 1,848.96 MW, reflejando un crecimiento esperado de 3.41%.

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:



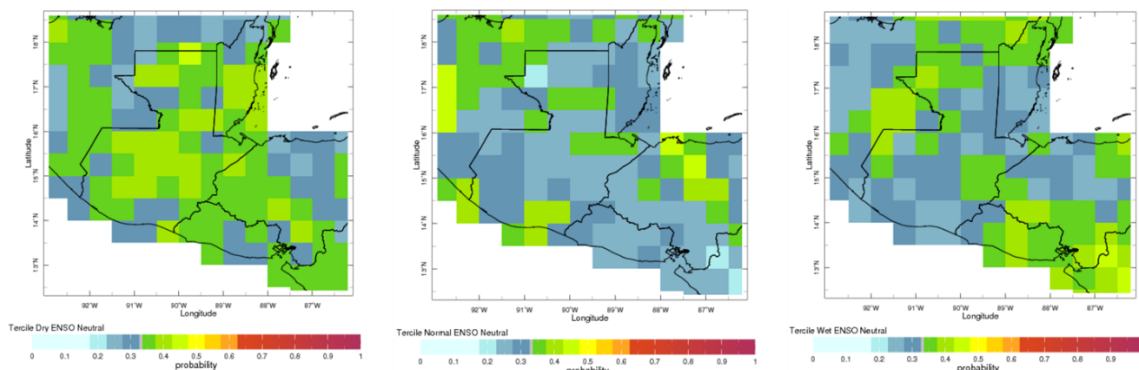
1.3 CONDICIONES HIDROLÓGICAS

1.3.1 Condiciones observadas al 01 de marzo de 2018

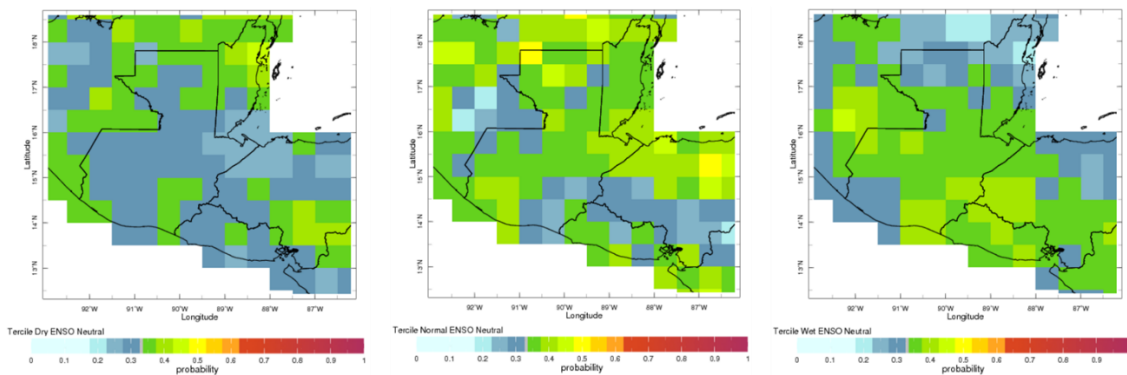
Durante febrero el Pacífico Tropical inició el proceso de debilitamiento de La Niña con el arribo de una débil onda Kelvin a las costas de Sudamérica, incrementando la Temperatura Superficial del Mar (TSM) en esta región. Bajo la superficie del mar se aprecia la reducción de la región de agua más fría de lo normal. Se observa aguas más cálidas de lo normal proyectándose hacia el lado oriental del Pacífico (Sudamérica). Varios modelos de predicción, estiman que las condiciones actuales de La Niña se irán debilitando durante los próximos dos meses aproximadamente. Dadas las condiciones globales se prevé que para el inicio del año hidrológico 2018-2019 puedan presentarse condiciones neutras, lo cual podría extenderse para todo el año hidrológico, lo que dependerá de la evolución de los principales indicadores, siendo aún prematuro concluir con alta certeza.

A continuación se presenta gráficamente, por trimestre, la probabilidad de ocurrencias de escenarios debajo de lo normal (a la izquierda), normal (al centro) y arriba de lo normal (a la derecha), de donde podemos observar que para mayo-junio-julio puede presentarse un escenario debajo de lo normal a normal, durante julio-agosto-septiembre prevalece la probabilidad de normal a levemente arriba de lo normal, durante septiembre-octubre-noviembre, al final de la época lluviosa, el escenario que se prevé de normal a arriba de lo normal.

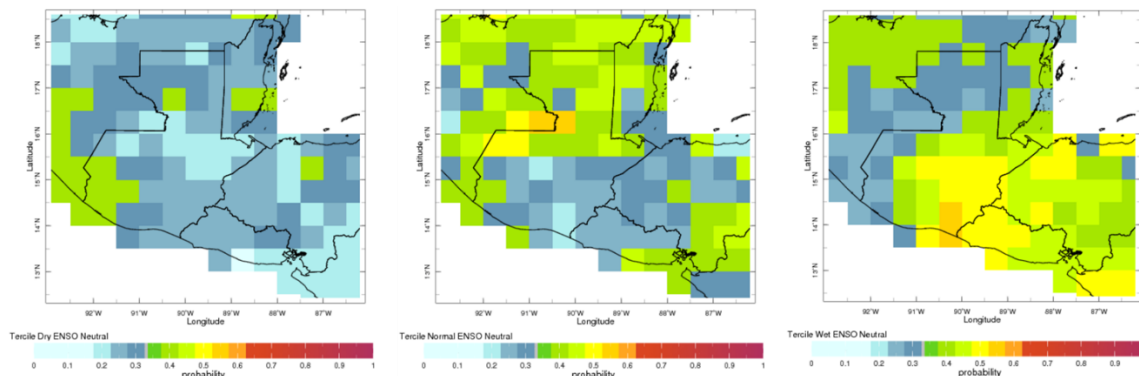
Mayo-junio-julio



Julio-agosto-septiembre



Septiembre-octubre-noviembre



1.3.2 Estimación para el S.N.I.

Teniendo en cuenta el pronóstico mencionado anteriormente, de mayor probabilidad de condiciones neutras para país, para esta Programación de Largo Plazo Versión Definitiva se procede a utilizar el modelo estocástico de estimación de caudales a fin de simular 50 escenarios hidrológicos mediante series sintéticas de caudales, utilizando como año inicial de hidrología el 2016, el cual se basa en las propiedades de las series históricas, tales como parámetros estadísticos (tendencia central, dispersión y forma), longitud, tendencia, distribución, homogeneidad e independencia, considerando tendencias temporales y espaciales, presentando el resultado de las series hidrológicas, que en su promedio representan una producción cercana a la media del parque generador hidráulico (series 17, 41 y 50).

1.4 OFERTA

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

Tecnología	MW Efectivo	Porcentaje
Hidráulica	1300	37.9%
GDR	108	3.1%
Turbinas de Vapor	546	15.9%
Turbinas de Gas	136	4.0%
Motores Reciprocantes	482	14.1%
Ingenios Zafra	665	19.4%
Geotérmica	35	1.0%
Fotovoltaica	80	2.3%
Eólica	75	2.2%
Total	3428	

Tabla 1 Oferta total por tecnología

Se adiciona la incorporación de la central eólica Las Cumbres con 31.5 MW, asumiendo que la central estará comercialmente habilitada y disponible como máximo a partir del 1 de mayo de 2018.

A continuación, se presenta el detalle de la misma.

PLANTAS GENERADORAS HIDROELECTRICAS	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACION COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
AGUACAPA	3	90.000	79.742	22 de febrero de 1982	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A
CANDELARIA	1	4.600	4.433	mayo de 2006	Senahú	Alta Verapaz	N/A
CHICHAÍC	2	0.600	0.456	26 de julio de 1979	Cobán	Alta Verapaz	N/A
CHIXOY	5	300.000	285.401	27 de noviembre de 1983	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
CHOLOMA	1	9.700	9.527	11 de diciembre de 2011	Senahú	Alta Verapaz	N/A
EL CAPULÍN	2	3.500	0.000	1990	Siquinalá	Escuintla	N/A
EL COBANO	2	11.000	8.851	29 de febrero de 2015	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	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 MANANTIAL 3	1	0.520	0.523	8 de octubre de 2017	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
EL PORVENIR	1	2.280	0.000	septiembre de 1968	San Pablo	San Marcos	N/A
EL RECREO	2	26.000	25.309	julio de 2007	El Palmar	Quetzaltenango	N/A
EL RECREO II	2	24.440	21.985	30 de octubre 2016	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
EL SALTO	2	4.000	2.371	1938	Escuintla	Escuintla	N/A
HIDRO CANADA	2	48.100	45.928	23 de noviembre de 2003	Zunil	Quetzaltenango	N/A
HIDRO XACBAL	2	94.000	100.004	8 de agosto de 2010	Chajul	Quiché	N/A
HIDROELECTRICA EL CAFETAL	2	8.600	8.487	29 de mayo de 2016	Puruliá	Baja Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA FINCA LORENA	2	4.200	4.482	14 de agosto de 2016	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA HIDROAGUNA	1	2.000	2.086	5 de abril de 2014	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA LA LIBERTAD	1	9.440	9.554	20 de marzo de 2016	Colomba	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA LAS FUENTES 2	2	14.170	13.733	22 de mayo de 2016	El Palmar	Quetzaltenango	N/A
JURÚN MARINALÁ	3	60.000	60.451	12 de febrero de 1970	Palín	Escuintla	N/A
LAS VACAS	3	45.000	41.004	mayo de 2002	Chinautla	Guatemala	N/A
LOS ESCLAVOS	2	15.000	13.682	17 de agosto de 1966	Cuilapa	Santa Rosa	N/A
MATANZAS	1	12.000	11.808	1 de julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A
MONTECRISTO	2	13.500	13.042	mayo de 2006	Zunil	Quetzaltenango	N/A
OXEC	2	26.100	24.838	1 de noviembre de 2015, 8 de noviembre de 2015	Cahabón	Alta Verapaz	N/A
PALÍN 2	2	5.800	3.924	julio de 2005	Palín	Escuintla	N/A
PALO VIEJO	2	85.000	87.381	31 de mayo de 2012	San Juan Cotzal	Quiché	N/A
PANAN	3	7.320	7.486	31 de julio de 2011	San Miguel Panán	Suchitepéquez	N/A
PASABIEN	2	12.750	12.429	22 de junio de 2000	Río Hondo	Zacapa	N/A
POZA VERDE	3	12.510	9.881	22 de junio de 2005	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A
RAAXHA	2	5.100	4.425	15 de mayo de 2016 y 19 de junio de 2016	Chisec	Alta Verapaz	N/A
RENACE 1	3	68.100	66.788	marzo de 2004	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A
RENACE II	4	114.784	113.964	3 de abril de 2016	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A
RENACE III	3	66.000	66.005	27 de noviembre de 2016	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	N/A
RIO BOBOS	1	10.000	10.349	10 de agosto de 1995	Morales	Izabal	N/A
SAN ISIDRO	2	3.932	3.400	julio de 2002	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A
SAN JERÓNIMO	1	0.250	0.200	18 de diciembre de 1996	San Jerónimo	Baja Verapaz	N/A
SANTA MARÍA	3	6.000	6.029	25 de junio de 1927	Zunil	Quetzaltenango	N/A
SANTA TERESA	2	17.000	16.846	9 de octubre de 2011	Tucurú	Alta Verapaz	N/A
SECACAO	1	16.500	16.307	julio de 1998	Senahú	Alta Verapaz	N/A
VISION DE AGUILA	2	2.070	2.080	29 de diciembre de 2013	Cobán	Alta Verapaz	N/A
XACBAL DELTA	2	58.440	58.404	30 de julio de 2017	Chajul	Quiché	N/A

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

TURBINAS DE GAS	Unidades	Potencia de Placa (MW)	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Escuintla	Escuintla	Diesel
ESCUINTLA GAS 5	1	41.850	38.579	noviembre de 1985	Escuintla	Escuintla	Diesel
STEWART & STEVENSON	1	51.000	21.459	24 de diciembre de 1995	Escuintla	Escuintla	Diesel
TAMPA	2	80.000	75.771	1995	Escuintla	Escuintla	Diesel

Tabla 3 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	160.755	abril/mayo 2003	Puerto San José	Escuintla	Bunker
COENESA	5	10.000	6.255	Septiembre de 2008	El Estor	Izabal	Diesel
ELECTRO GENERACIÓN	2	15.750	16.326	noviembre de 2003	Amatitlán	Guatemala	Bunker
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	2	5.000	4.195	13 de octubre de 2016	Santa Elena	Petén	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
GENOR	4	46.240	40.618	octubre 1998	Puerto Barrios	Izabal	Bunker
GENOSA	3	18.600	14.704	14 de julio de 2013	Puerto San José	Escuintla	Bunker
LAS PALMAS	5	66.800	67.0175	septiembre de 1998	Escuintla	Escuintla	Bunker
PUERTO QUETZAL POWER	10	59.000	56.794	1993	Puerto Quetzal	Escuintla	Bunker
SIDEGUA	10	44.000	0.000	1995	Escuintla	Escuintla	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

Tabla 4 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Motores de Combustión Interna)

TÉRMICAS	Unidades	Potencia de Placa (MW)	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Municipio	Departamento	Combustible
TURBINAS DE VAPOR		584.700	546.437				
ARIZONA VAPOR	1	12.500	3.285	29 septiembre 2008	Puerto San José	Escuintla	N/A
GENERADORA COSTA SUR	1	33.200	30.249	11 de agosto de 2013	Guanagazapa	Escuintla	Carbón
JAGUAR ENERGY	2	300.000	279.938	21 de junio de 2015 y 2 de agosto de 2015	Masagua	Escuintla	Carbón
LA LIBERTAD	1	20.000	17.382	17 agosto 2008	Villa Nueva	Guatemala	Carbón
LAS PALMAS II	2	83.000	77.496	13 de mayo de 2012	Escuintla	Escuintla	Carbón
SAN JOSÉ	1	139.000	138.087	01 enero de 2000	Masagua	Escuintla	Carbón

Tabla 5 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Centrales de Vapor)

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	Escuintla	Escuintla	Diesel
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	marzo-abril 2018	Agua Blanca	Jutiapa	N/A

Tabla 8 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Fotovoltaica y Eólica)

INGENIOS AZUCAREROS	Unidades	Potencia de Placa (MW)	Potencia Efectiva al Sistema (MW)	Fecha de Instalación y/o Operación Comercial	Municipio	Departamento	Combustible
BIOMASS	2	124.800	95.720	B-6 15 de marzo de 2013 y B-7 14/09/2014	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Carbón
CONCEPCIÓN	Varias	27.500	20.574	1994	Escuintla	Escuintla	Biomasa/Bunker
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
GENERADORA SANTA LUCIA	1	44.889	32.603	9 de noviembre de 2014	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Carbón
LA UNIÓN	Varias	85.500	41.440	1995	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
MADRE TIERRA	2	36.800	28.281	1996	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	Biomasa/Bunker
MAGDALENA	Varias	180.000	89.100	1994	La Democracia	Escuintla	Biomasa/Bunker
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
PANTALEÓN	Varias	60.000	23.536	1991	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Bunker
PANTALEÓN BLOQUE 3	1	61.460	49.415	31 de julio de 2016	Siquinalá	Escuintla	Biomasa/Carbón
SAN DIEGO	1	5.000	0.000	diciembre de 2004	Escuintla	Escuintla	Biomasa
SAN ISIDRO	1	64.200	57.419	1 de mayo de 2016	Champerico	Retalhuleu	Carbón
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
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
TULULÁ	2	12.500	3.785	febrero de 2001	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker
TULULÁ 4	1	15.000	10.854	24 de mayo 2013	Cuyotenango	Suchitepéquez	Biomasa/Bunker

Tabla 6 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
ORTITLAN	2	25.200	20.833	01 julio 2007	San Vicente Pacaya	Escuintla	N/A
ORZUNIL	7	24.000	14.399	20 de agosto de 1999	Zunil	Quezaltenango	N/A

Tabla 7 CAPACIDAD INSTALADA EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Geotérmicos)

Tabla 9 Generadores Distribuidos Renovables

PLANTAS GENERADORAS HIDROELECTRICAS	UNIDADES	POTENCIA DE PLACA (MW)	POTENCIA EFECTIVA AL SISTEMA (MW)	FECHA DE INSTALACION Y/O OPERACION COMERCIAL	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	COMBUSTIBLE
GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE							
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL	1	1.200	1.018	25 abril de 2015	Guatemala	Guatemala	Biomasa
BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL FASE II	3	3.600	3.600	3 de mayo de 2017	Guatemala	Guatemala	Biomasa
BIOMASA SANTA ANA	1	1.062	1.062	27 de diciembre de 2017	Villa Canales	Guatemala	Biomasa
CENTRAL GENERADORA EL PRADO (Sn Ant Morazán)	1	0.500	0.500	1 de diciembre de 2010	Colomba	Quetzaltenango	N/A
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO	5	5.000	5.000	1 de mayo de 2014	Estanzuela	Zacapa	Fotovoltaica
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
GAS METANO GABIOSA	1	1.056	1.056	19 de julio de 2015	La Gomera	Escuintla	Biomasa
GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	3	1.300	1.275	8 de diciembre de 2013	Morales	Izabal	Biomasa
GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	1	2.603	2.603	8 de diciembre de 2013	Morales	Izabal	Biomasa
GRAJA PEDRO DE ALVARADO	4	1.800	1.500	15 de marzo de 2017	Moyuta	Jutiapa	N/A
GRANJA SOLAR BUENA VISTA	5	1.500	1.500	30 de agosto de 2017	Jutiapa	Jutiapa	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
GRANJA SOLAR TAXISCO	4	1.800	1.500	15 de marzo de 2017	Taxisco	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA MAXANAL	1	2.800	2.800	16 de febrero de 2016	Santa Bárbara	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA CARMEN AMALIA	1	0.686	0.686	7 de marzo de 2017	Colomba	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA CERRO VIVO	1	2.400	2.113	24 de enero de 2016	Chinautla	Guatemala	N/A
HIDROELECTRICA CHOLIVA	1	0.700	0.700	15 de enero de 2018	Acatenango	Chimaltenango	N/A
HIDROELECTRICA CONCEPCION	1	0.150	0.150	19 de julio de 2015	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
HIDROELECTRICA COVADONGA	2	1.600	1.500	1 de julio de 2010	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	N/A
HIDROELECTRICA CUEVA MARIA 1 Y 2	5	4.950	4.950	1 de octubre de 2009	Cantel	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA CUTZAN	1	1.950	1.950	13 de julio de 2017	Chicacao	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA EL BROTE	2	3.700	3.700	3 de agosto de 2016	Chicacao	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA EL CONACASTE	1	3.000	3.000	11 de mayo de 2016	Mazatenango	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA EL COROZO	2	0.900	0.900	23 de enero de 2017	Samayac	Suchitepequez	N/A
HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	1	2.000	2.161	24 de noviembre de 2013	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA EL PANAL	1	2.500	2.500	12 de febrero de 2015	Chiquimulilla	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA EL SALTO MARINALA	3	5.000	5.000	25 de junio de 2017	Escuintla	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA EL TRIANGULO	1	0.960	0.960	16 de mayo de 2017	Los Amates	Izabal	N/A

HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS	5	0.438	0.438	1 diciembre de 2010	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	N/A
HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS FASE 2	1	1.710	1.600	22 de agosto de 2012	San Francisco Zapotitlán	Suchitepéquez	N/A
HIDROELECTRICA GUAYACAN	2	2.900	2.954	9 de noviembre de 2014	Taxisco	Santa Rosa	N/A
HIDROELECTRICA IXTALITO	1	1.634	1.600	14 de septiembre de 2014	Nuevo Progreso	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA JESBON MARAVILLAS	2	0.750	0.750	1 de agosto de 2010	Malacatán	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA LA CEIBA I	1	0.700	0.686	16 de febrero de 2017	Colomba	Quetzaltenango	N/A
HIDROELECTRICA LA PAZ	2	0.950	0.950	17 de agosto de 2014	Masagua	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA LA PERLA	1	3.700	3.799	1 de octubre de 2011	San Miguel Tucurú	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA LAS UVITAS	1	1.870	1.870	16 de marzo de 2016	Yepocapa	Chimaltenango	N/A
HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS	2	1.200	1.000	26 de febrero de 2013	Masagua	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA LOS CERROS	1	1.250	1.250	1 de febrero de 2010	San José El Rodeo	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 LUARCA	2	0.510	0.510	16 de junio 2012	Mazatenango	Suchitepéquez	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 MONTE MARIA	2	0.691	0.691	1 de enero de 2014	Sn Juan Alotenango	Sacatepequez	N/A
HIDROELECTRICA MOPA	1	0.975	0.975	20 de noviembre de 2016	Genova	San Marcos	N/A
HIDROELECTRICA NUEVA HIDROCON	1	1.000	1.000	26 de mayo de 2017	Alotenango	Chimaltenango	N/A
HIDROELECTRICA PACAYAS	2	5.000	5.000	25 de marzo de 2015	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA PEÑA FLOR	1	0.499	0.499	27 de octubre de 2015	Pueblo Nuevo	Suchitepéquez	N/A
HIDROELECTRICA SAC-JA	2	2.000	2.000	1 de octubre 2011	Puruliá	Baja Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA SAMUC	1	1.200	1.200	14 de mayo de 2015	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA SAMUC II	1	1.800	1.680	21 de marzo de 2017	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA SAN JOAQUIN	1	0.950	0.800	1 de enero 2012	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA SAN JOSE	1	0.430	0.430	30 de julio de 2015	San Cristobal Verapaz	Alta Verapaz	N/A
HIDROELECTRICA SANTA ANITA	1	1.560	1.560	21 de diciembre de 2015	Villa Canales	Guatemala	N/A
HIDROELECTRICA SANTA ELENA	2	0.560	0.560	1 de diciembre de 2008	Escuintla	Escuintla	N/A
HIDROELECTRICA SANTA TERESA	1	2.171	2.058	16 de enero de 2015	San Lucas Tolimán	Sololá	N/A
HIDROELECTRICA TUTO DOS	1	0.960	0.960	18 de noviembre de 2014	La Libertad	Huehuetenango	N/A
HIDROPOWER SDMM	1	2.160	2.035	1 de abril de 2011	Escuintla	Escuintla	N/A
KAPLAN CHAPINA	1	2.000	2.000	1 de junio 2009	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	N/A
MINI HIDROELECTRICA LA VINA	1	0.290	0.290	23 de junio de 2017	Colomba	Quetzaltenango	N/A
PALO GORDO	2	5.000	0.000	De 01/12/2011 a 14/05/2012	San Antonio Suchitepéquez	Suchitepéquez	Biomasa
PEQUEÑA HIDROELECTRICA XOLHUITZ	1	2.300	2.300	7 de marzo de 2017	Nuevo Progreso	San Marcos	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 y Arizona.

Se considera que el servicio de RRO será prestado por las centrales habilitadas para tal efecto: Chixoy, Xacbal, Jurún Marinalá, Las Vacas, Oxec, Canadá, Palo Viejo, Arizona y Las Palmas. No obstante lo anterior, en el Programa de Despacho Diario se estará haciendo la asignación considerando las ofertas presentadas para la Programación Semanal respectiva.

A continuación se detalla el margen de reserva habilitado de RRO por unidad generadora.

UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO ±	UNIDAD	MARGEN HABILITADO DE RRO ±
JUR-H1	5.69	OXE-H1	5.00
JUR-H2	5.69	OXE-H2	5.00
JUR-H3	5.69	LPA-B1	5.22
CHX-H1	12.08	LPA-B2	5.20
CHX-H2	12.08	LPA-B3	5.27
CHX-H3	12.08	LPA-B4	5.20
CHX-H4	12.08	ARI-O1	5.15
CHX-H5	12.08	ARI-O2	5.15
LVA-H1	5.00	ARI-O3	5.15
LVA-H2	5.00	ARI-O4	5.15
PVI-H1	10.00	ARI-O5	5.15
PVI-H2	10.00	ARI-O6	5.15
XAC-H1	11.00	ARI-O7	5.15
XAC-H2	11.00	ARI-O8	5.15
CAN-H1	6.45	ARI-O10	5.15
CAN-H2	6.45		

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.

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

CENTRAL	UNIDAD/EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
Jaguar Energy	JEN-C1	10	22-sep-18	01-oct-18
Jaguar Energy	JEN-C2	10	27-sep-18	06-oct-18
Jaguar Energy	JEN-C1	20	14-ene-19	02-feb-19
Jaguar Energy	JEN-C2	20	23-ene-19	11-feb-19

El programa de mantenimientos mayores definitivo, 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 anual hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER) de 1,734.12 GWh, incluyendo los Contratos Firmes del MER y las transacciones de oportunidad, no se estiman importaciones del MER.

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 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 afectadas por condiciones fuera del ámbito de la optimización, como políticas energéticas, estrategias comerciales y restricciones financieras.

1.6.2 Importaciones

Se considera para todo el Año Estacional 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.
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 marzo 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 más recientes costos declarados del mes de marzo de 2018.

Proyección de precios de carburantes 2018-2019

Fuente: Short Term Energy Outlook, EIA, marzo 2018

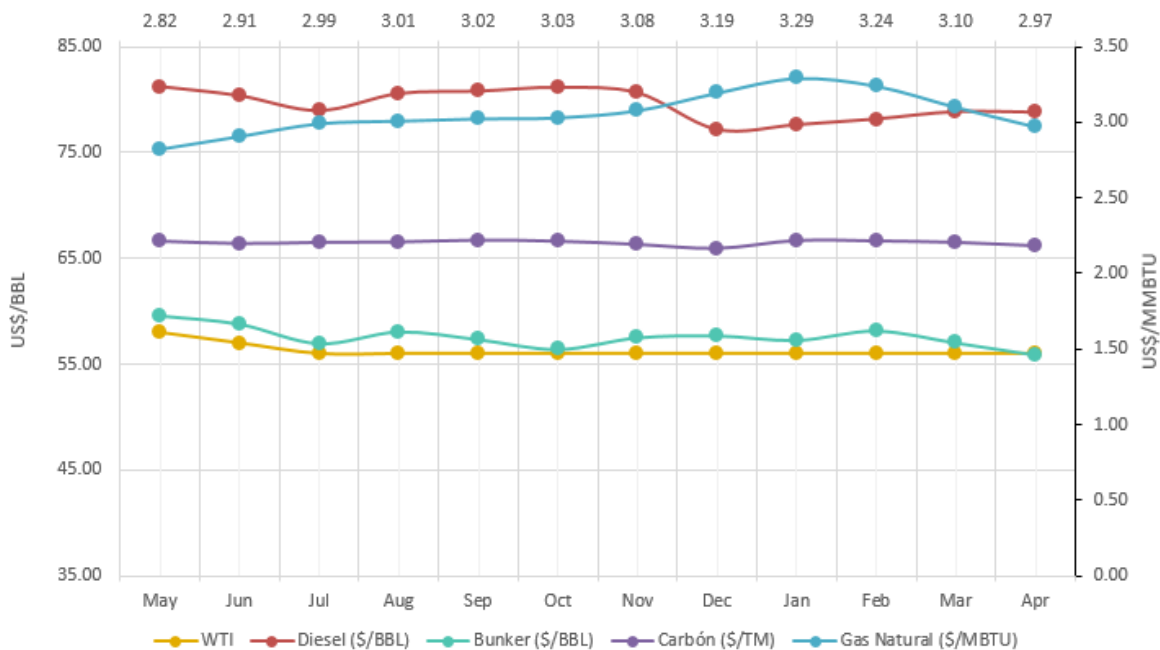


Ilustración 3 Proyección de Precios Carburantes 2018-2019

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	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19
PGO-B2	PALO GORDO	57.08	56.72	56.89	56.96	57.23	57.07	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08	7.08
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68	2.68
TND-B3	TRINIDAD 3	123.80	123.80	123.80	123.80	123.80	123.80	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33	3.33
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73	9.73
SJO-C	SAN JOSE	47.41	47.17	47.28	47.32	47.50	47.39	47.08	46.69	47.47	47.42	47.28	46.95
GCS-C	COSTA SUR	64.86	64.54	64.69	64.75	65.00	64.85	64.43	63.89	64.94	64.89	64.69	64.25
LPA-C	LAS PALMAS CARBON	68.56	68.12	68.33	68.41	68.75	68.54	67.96	67.21	68.68	68.60	68.32	67.71
LLI-C	LA LIBERTAD	56.16	55.93	56.04	56.08	56.26	56.15	55.85	56.22	56.18	56.04	55.71	56.03
TND-B4	TRINIDAD 4	62.00	30.35	30.43	30.47	30.61	30.52	9.85	9.79	9.91	9.90	9.88	9.83
TND-B5	TRINIDAD 5	60.46	60.09	60.26	60.34	60.62	60.45	8.09	8.09	8.09	8.09	8.09	8.09
MEX-I	INTERCONEXIÓN CON MÉXICO	51.26	52.26	50.26	49.26	49.26	49.26	48.26	49.26	48.26	50.26	48.26	50.26
CAR-I	ENERGÍA DEL CARIBE	36.41	37.00	37.59	37.71	37.81	37.86	38.18	38.99	39.66	39.31	38.34	37.44
ARI-O	ARIZONA	90.11	89.09	86.70	88.14	87.20	85.98	87.41	87.66	87.10	88.25	86.78	85.30
LPA-B1	LAS PALMAS	95.20	94.12	91.58	93.10	92.10	90.81	92.33	92.59	92.00	93.22	91.65	90.08
GEN-B1	GENOR	101.88	100.85	98.45	99.89	98.94	97.72	99.16	99.41	98.85	100.01	98.52	97.03
PQP-B	PUERTO QUETZAL POWER	103.72	102.56	99.87	101.49	100.43	99.06	100.67	100.95	100.32	101.62	99.95	98.29
TDL-B	GENERADORA DEL ESTE	90.51	89.36	86.68	88.29	87.24	85.87	87.48	87.76	87.13	88.42	86.77	85.11
ELG-B	ELECTRO GENERACION	90.51	89.36	86.68	88.29	87.24	85.87	87.48	87.76	87.13	88.42	86.77	85.11
GGO-B	GENOSA	81.28	80.34	78.14	79.46	78.59	77.47	78.79	79.02	78.50	79.56	78.20	76.84
TER-B	TERMICA	98.65	97.47	94.71	96.37	95.28	93.87	95.53	95.81	95.16	96.50	94.79	93.08
STL-C	SANTA LUCÍA	68.20	67.84	68.01	68.08	68.35	68.19	67.71	67.11	68.29	68.23	68.01	67.51
JEN-C	JAGUAR ENERGY	56.53	56.27	56.39	56.44	56.64	56.52	56.18	55.74	56.60	56.55	56.39	56.03
MTI-BZ	MADRE TIERRA ZAFRA	6.82	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	6.82	6.82	6.82	6.82	6.82	6.82
MTI-BNZ	MADRE TIERRA NO ZAFRA	98.41	98.41	98.41	98.41	98.41	98.41	98.41	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
MAG-B6	MAGDALENA GRUPO 6	55.63	55.46	55.54	55.57	55.71	55.63	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
MAG-B5	MAGDALENA GRUPO 5	163.04	163.04	163.04	163.04	163.04	163.04	7.70	7.70	7.70	7.70	7.70	7.70
MAG-B7	MAGDALENA GRUPO 7	55.13	54.96	55.04	55.08	55.20	55.13	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85	2.85
MAG-B1	MAGDALENA GRUPO 1	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70	167.70
TUL-B1	TULULA BLOQUE 1	125.92	125.92	125.92	125.92	125.92	125.92	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95
TUL-B2	TULULA BLOQUE 4	148.57	148.57	148.57	148.57	148.57	148.57	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95	4.95
COE-D	COENESA	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67	181.67
TAM-G	TAMPA	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72	135.72
S&S-D	STEWART & STEVENSON	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38	210.38
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02	350.02
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08	299.08
CON-B	CONCEPCION	247.07	244.16	237.38	241.46	238.78	235.33	26.41	26.41	26.41	26.41	26.41	26.41
LUN-B	LA UNION	212.13	209.63	203.81	207.31	205.01	202.04	8.57	8.57	8.57	8.57	8.57	8.57
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	152.47	150.64	146.37	148.94	147.25	145.08	14.27	14.27	14.27	14.27	14.27	14.27
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	270.54	270.54	270.54	270.54	270.54	270.54	18.27	18.27	18.27	18.27	18.27	18.27
PNT-B3	PANTALEÓN BLOQUE 3	63.97	63.56	63.75	63.83	64.14	63.95	9.63	9.63	9.63	9.63	9.63	9.63
SAA-B2	SANTA ANA BLOQUE 2	59.05	58.72	58.88	58.94	59.18	59.04	16.51	16.42	16.59	16.59	16.55	16.48
SAA-B	SANTA ANA	248.01	248.01	248.01	248.01	248.01	248.01	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59	17.59
SAA-C	SANTA ANA CARBÓN	59.05	58.72	58.88	58.94	59.18	59.04	16.51	16.42	16.59	16.59	16.55	16.48
SIS-C	SAN ISIDRO	59.81	59.62	59.71	59.74	59.88	59.80	59.56	59.25	59.85	59.82	59.71	59.45

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:

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

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

Escalon de reducción de demanda [RD]	Escalon de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente [\$/MWh]
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS	242.5
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	303.2
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	363.8
RD>10%	100% x CENS	1515.8

Tabla 12 Costo Operativo del CENS trimestre de febrero 2018 a mayo 2018

1.9 CONTRATOS DE RESERVA DE POTENCIA

Para el periodo del Año Estacional 2018-2019, a la fecha de publicación del presente informe, no se ha declarado ningún contrato de Reserva de Potencia.

1.10 EVENTUALES OBSERVACIONES Y RESTRICCIONES

1.10.1 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.

1.10.1.1 *Resumen de los resultados*

1.10.1.1.1 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 o 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.

1.10.1.1.2 Zona Central

Algunas de las instalaciones de transporte de TRELEC se encuentran con una carga muy próxima a sus capacidades máximas de transmisión por lo que se considera necesario hacer ampliaciones o modificaciones en líneas de transmisión, adiciones de bancos de transformadores y reconfiguraciones del sistema eléctrico; de tal manera que se eviten sobrecargas, se dé la reducción de pérdidas de transmisión y se mejore la confiabilidad de las instalaciones de transporte; con las ampliaciones que se han estado llevando a cabo se han aliviado en ésta zona esas condiciones. Algunos transformadores se encuentran muy cercano de su capacidad nominal o 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.

Hay que mencionar que es necesario instalar bancos de capacitores en las instalaciones de transporte de TRELEC en algunos nodos en específico, para elevar los niveles de voltaje en sus nodos de 69 kV a niveles de voltajes dentro de los rangos establecidos en las normas técnicas, ya que se encuentran muy cercano a 0.95 P.U. de su voltaje nominal, de esta manera se evitara una mayor transmisión de potencia reactiva desde las líneas de 230 kV del S.N.I. hacia todo el sistema de TRELEC; reduciendo también los niveles de pérdidas por transmisión. 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.

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.

1.10.1.1.3 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 Pastoría – La Vega – Guatemala Sur 69 kV, La Ruidosa – Morales 69 kV o 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.

1.10.1.1.4 Zona Occidental

Debido al crecimiento natural de la demanda algunos de los transformadores de potencia están por alcanzar su capacidad nominal, por lo que se hará necesario aumentar la capacidad de esas subestaciones con la adición de nuevos transformadores de potencia, la sustitución de los existentes por otros de mayor capacidad, la transferencia de carga a otras subestaciones o la puesta en operación de nuevas subestaciones.

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 – Patzicía 69 kV, Cocales – Tolimán 69 kV, Esperanza – Xela 69 kV, Xela – Alaska 69 kV, Malacatán – Finca Lorena 69 kV, Mazatenango – La Cruz 69 kV, San Marcos – Finca Lorena 69 kV, Sololá – 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 evitaban que, ante contingencias, los voltajes en el área de influencia descendieran a valores inferiores de 0.90 P.U. como lo establece la normativa vigente.

1.10.1.2 OPERACIÓN INTERCONECTADA S.N.I.

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

1.10.1.2.1 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.

1.10.1.2.2 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.

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

1.10.1.3 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.

Septiem	Septiembre 2,018			
Transportor	Transportista	Subestación	Tipo de ampliación	Puesta en Operación
EEBIS	ETCEE	Esperanza	Transformador 69/13.8 kV 28MVA	Dic-2018
EEBIS	ETCEE	Playa Grande	Rotación Transformador 69/34.5 kV 3.5MVA	Dic-2018
EEBIS	ETCEE	Coban	Rotación Transformador 69/34.5 kV 14MVA	Nov-2018
EEBIS	ETCEE	Chiquimulilla	Rotación Transformador 138/13.8 kV 56MVA	Nov-2018
ETCEE	ETCEE	Sayaxche	Reactor 1 MVAR 34.5 kV	Dic-2018
ETCEE	ETCEE	La Libertad II	Reactor 1 MVAR 34.5 kV	Dic-2018
ETCEE	RECSA	Patzicia	Transformador 69/34.5 kV 14MVA	Dic-2018
RECSA	EEBIS	Las cruces	LT Las Cruces - Palestina 230kV ckt. 1 y 2	Jul-2018
RECSA	EEBIS	Las Cruces	LT Las Cruces - Guatemala Sur 230kV ckt. 1 y 2	Dic-2018

1.10.1.4 NECESIDAD DE ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIO

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

1.10.1.5 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.

1.10.1.5.1 Ampliaciones necesarias de transporte en los siguientes elementos del SNI:

1. Instalación de compensación de potencia reactiva por medio de bancos de capacitores en la zona Central del SNI en 69 kV.
2. Línea de transmisión en 69 kV entre la subestación Guatemala Sur – Chimaltenango – Patzún – Sololá – La Esperanza, segundo circuito.
3. Línea de transmisión en 69 kV entre las subestaciones Los Brillantes – San Felipe – Santa María – Orzunil – La Esperanza, segundo circuito o línea de transmisión en 230 kV con transformación en 230/69 kV.
4. Línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones La Esperanza – Los Brillantes – Palo Gordo – Siquinalá, segundo circuito.
5. Línea de transmisión en 230 kV entre las subestaciones Guatemala Este – San Antonio El Sitio – La Vega segundo circuito.
6. 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.

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 Programación de Largo Plazo, fue sometida al proceso de validación según lo establecido en la Norma de Coordinación Comercial No. 1, numeral 1.2.4, dicho proceso fue finalizado para los datos presentados, a excepción de la metodología de costos variables declarada para las centrales Arizona, Las Palmas I (bunker), Las Palmas Gas S&S y Las Palmas II (carbón), que aún se encuentra en análisis.

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

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

2 RESULTADOS

2.1 PROGRAMA DE DESPACHO DE CARGA DEL S.N.I. AÑO ESTACIONAL 2018-2019

	mayo-18		junio-18		julio-18		agosto-18		septiembre-18		octubre-18		SUBTOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA
PLANTAS HIDRAULICAS	278.6	911.2	593.6	1208.4	691.2	1205.4	714.5	1220.3	781.4	1225.4	791.9	1220.0	3851.2
CHIXOY	83.4	167.2	187.2	263.8	175.1	234.0	162.2	250.4	152.6	264.8	171.0	265.1	931.45
AGUACAPA	9.72	65.65	15.7	77.4	25.6	77.4	24.6	77.4	49.0	77.4	35.7	77.4	160.25
JURUN	15.03	58.69	19.5	58.7	13.9	58.7	11.9	58.7	24.1	58.7	27.2	58.7	111.69
RENACE 1	10.40	16.74	29.5	62.7	39.4	64.8	46.3	64.8	46.7	64.8	45.1	64.8	217.39
RENACE 2	17.53	110.64	52.0	110.6	69.5	110.6	80.3	110.6	79.7	110.6	78.1	110.6	377.10
RENACE 3	10.21	64.08	29.0	64.1	39.3	64.1	45.6	64.1	46.1	64.1	45.1	64.1	215.35
ESCLAVOS	1.97	7.07	6.7	10.8	9.3	13.3	9.9	13.3	9.6	13.3	9.9	13.3	47.29
PEQUEÑAS HIDRAULICAS*	3.42	6.77	5.4	8.2	5.5	8.2	5.5	8.2	5.5	8.2	4.8	7.7	30.06
PALIN II	1.28	1.72	1.90	2.64	1.36	1.82	1.15	1.55	1.90	2.64	2.28	3.06	9.87
RIO BOBOS	2.87	10.05	2.9	10.0	3.3	10.0	2.9	7.1	2.9	10.0	3.9	7.1	18.68
SECACAO	4.99	8.17	7.3	15.8	9.9	15.8	11.2	15.8	11.1	15.8	10.8	15.8	55.38
PASABIEN	1.52	2.72	4.4	12.1	5.3	12.1	5.3	12.1	6.4	12.1	6.7	12.1	29.54
POZA VERDE	1.10	6.85	3.2	8.7	4.6	9.6	4.5	9.6	6.9	9.6	7.0	9.6	27.27
LAS VACAS	7.11	34.81	11.8	21.5	14.6	27.1	15.4	27.1	19.8	29.5	14.5	27.1	83.12
MATANZAS + SAN ISIDRO	3.65	14.60	5.5	14.6	9.4	14.6	10.3	14.6	10.2	14.6	8.6	14.6	47.72
EL CANADÁ	11.95	24.79	19.7	39.6	18.4	39.6	20.2	39.6	24.7	39.6	22.1	31.4	117.06
CANDELARIA	1.36	2.22	2.0	4.3	2.7	4.3	3.1	4.3	3.0	4.3	2.7	4.3	14.83
MONTECRISTO	3.25	6.74	5.3	10.8	5.0	10.8	5.5	10.8	6.7	10.8	6.0	8.5	31.82
EL RECREO	5.63	24.57	9.06	24.57	8.41	24.57	9.49	24.57	14.99	24.57	13.41	24.57	60.99
EL RECREO 2	5.02	21.35	8.05	21.35	7.66	21.35	8.52	21.35	13.37	21.35	11.92	21.35	54.55
XACBAL	13.21	27.00	34.54	92.09	45.67	92.09	46.69	92.09	60.83	92.09	61.87	92.09	262.81
XACBAL DELTA	8.40	53.69	22.06	53.69	30.49	55.66	31.08	55.66	37.60	53.69	40.98	56.65	170.61
PANAN	1.46	7.27	3.99	5.57	3.97	7.27	4.22	7.27	4.71	7.27	5.41	7.27	23.76
SANTA TERESA	2.50	10.90	7.26	16.36	9.02	16.36	11.50	16.36	11.62	16.36	8.24	11.08	50.14
CHOLOMA	3.19	9.25	3.89	9.25	5.65	9.25	5.98	9.25	6.54	9.25	4.69	9.25	29.95
LA PERLA	1.83	2.97	1.98	3.69	2.13	3.69	2.74	3.69	2.50	3.69	2.46	3.69	13.65
PALO VIEJO	18.21	43.28	41.71	79.84	52.77	79.84	53.70	79.84	50.71	79.84	58.75	79.84	275.85
HIDROPOWER	0.05	0.06	1.39	1.98	1.41	1.98	1.40	1.98	1.40	1.98	1.46	1.98	7.10
EL LIBERTADOR	0.53	1.98	0.55	1.98	0.66	1.98	0.65	1.98	0.78	1.98	0.43	1.98	3.60
VISION DE ÁGUILA	0.31	1.35	0.45	2.02	1.02	2.02	0.73	1.04	1.00	2.02	1.26	2.02	4.77
AGUNÁ	0.78	1.05	1.46	2.03	1.20	1.70	1.47	2.03	1.22	1.69	1.51	2.03	7.62
GUAYACÁN	0.13	2.87	0.46	2.87	0.56	2.87	0.73	2.87	0.83	2.87	1.00	2.87	3.71
EL CÓBANO	1.45	8.59	2.59	8.59	3.03	8.59	3.07	8.59	6.08	8.59	5.70	8.59	21.91
EL CORALITO	0.83	1.87	1.24	1.87	1.39	1.87	1.39	1.87	1.35	1.87	1.39	1.87	7.60
EL MANANTIAL	5.77	26.58	13.74	26.58	19.62	26.58	19.29	26.58	19.14	26.58	19.74	26.58	97.30
IXTALITO	0.45	1.55	0.98	1.55	0.98	1.55	1.01	1.55	1.12	1.55	1.16	1.55	5.68
OXEC	2.61	7.00	4.97	7.04	11.38	19.12	12.68	19.12	5.08	7.06	14.17	19.12	50.89
CERRO VIVO	0.46	0.61	0.64	0.88	1.03	1.38	1.32	1.78	1.06	1.47	1.19	1.60	5.70
LA LIBERTAD	1.46	9.28	3.30	9.28	4.39	9.28	3.94	9.28	5.44	9.28	5.98	9.28	24.50
LAS FUENTES II	1.78	13.33	6.00	13.33	9.43	13.33	8.70	13.33	9.60	13.33	9.92	13.33	45.43
EL CAFETAL	4.40	8.24	4.37	8.24	6.11	8.24	6.13	8.24	5.93	8.24	6.00	8.24	32.94
RAAXHA	1.03	1.39	1.44	2.00	1.75	2.36	3.20	4.30	1.65	2.29	1.55	2.08	10.62
FINCA LORENA	2.37	4.35	3.01	4.05	3.24	4.35	3.24	4.35	3.13	4.35	3.24	4.35	18.23
SANTA TERESA ALTORR	0.65	2.00	0.49	2.00	0.65	2.00	0.73	2.00	0.73	2.00	0.72	2.00	3.97
LOS PATOS	1.79	4.49	3.12	4.49	3.34	4.49	3.34	4.49	3.23	4.49	3.34	4.49	18.16
EL SALTO MARINALÁ	1.52	4.85	2.07	4.85	1.97	4.85	1.89	4.85	2.88	4.85	2.93	4.85	13.25

	mayo-18		junio-18		julio-18		agosto-18		septiembre-18		octubre-18		SUBTOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA
PLANTAS TÉRMICAS	654.6	912.2	349.1	560.0	268.1	496.8	240.3	516.6	125.1	453.5	125.0	270.9	1762.34
TURBINAS DE VAPOR	363.9	505.0	242.5	414.9	172.4	281.8	156.6	270.5	62.4	134.1	60.5	111.0	1058.20
SAN JOSE	98.4	132.3	90.9	126.3	89.2	134.1	89.4	134.1	62.4	134.1	4.6		434.99
JAGUAR	201.4	271.7	140.0	271.7	75.5	136.4	67.2	136.4			56.0	111.0	539.98
LA LIBERTAD	12.6	16.9	11.5	16.9	7.7	11.3							31.75
LAS PALMAS II													
ARIZONA VAPOR													
COSTA SUR	14.5	28.4											14.55
SAN ISIDRO	36.9	55.7											36.92
GEOTÉRMICAS	16.9	22.7	24.3	33.7	21.2	28.5	25.1	33.8	24.6	34.2	20.8	27.9	132.88
ORZUNIL	5.7	7.7	9.7	13.5	10.1	13.5	10.1	13.5	10.1	14.0	5.7	7.7	51.33
ORTITLAN	11.2	15.0	14.6	20.2	11.2	15.0	15.0	20.2	14.6	20.2	15.0	20.2	81.55
COGENERADORES(T.VAPOR)	273.9	355.1	82.4	111.4	71.9	111.4	56.4	92.8	20.7	48.6	39.7	79.6	545.00
CONCEPCION	5.3												5.27
PANTALEON	6.6												6.58
PANTALEON 3	11.5												11.52
SANTA ANA													
SANTA ANA 2	37.2	55.0							20.7	48.6	24.5	55.0	82.38
MAGDALENA	11.9	16.1	5.0										16.95
MAGDALENA (U1,U4,U5,U6,U7)	82.86	111.4	77.4	111.4	71.9	111.4	56.4	92.8			15.2	24.6	303.78
LA UNION	26.1	35.0											26.07
MADRE TIERRA	11.2	15.1											11.20
TULULA	2.0												2.05
TRINIDAD	51.3	84.8											51.30
EL PILAR													
PALO GORDO	27.9	37.8											27.90
SANTA LUCÍA													
GEN. ATLÁNTICO VAPOR													
MOTORES RECIPROCANTES	0.0	29.4			2.6	75.2	2.2	119.6	17.4	236.6	4.0	52.5	26.26
ARIZONA	0.029	29.4			1.16	42.3	1.0	80.4	7.5	149.0			9.74
POP													
LAS PALMAS 1													
LAS PALMAS 2													
LAS PALMAS 3													
LAS PALMAS 4													
LAS PALMAS 5													
GENOR													
GEN. DEL ESTE (6,7,8,12)					0.5	11.0	0.2	15.0	2.294	20.0	0.3	13.3	3.24
GEN. DEL ESTE (3,4,9)									0.841	16.5	0.4	9.7	1.28
GEN. DEL ESTE (10,11,13)					0.6	12.3	0.5	15.3	2.224	21.3	0.3	7.5	3.57
ELECTROGENERACIÓN									0.790	15.9	0.2	7.7	1.00
ACTUN CÁN													
TÉRMICA													
COENESA													
GENOSA					0.4	9.5	0.5	8.9	3.7	14.0	2.8	14.3	7.43
GEN. DEL ATLÁNTICO GAS													
TURBINAS DE GAS													
TAMPA													
STEWART & STEVENSON													
LAGUNA GAS 2													
ESCUINTLA GAS 3													
ESCUINTLA GAS 5													

	mayo-18		junio-18		julio-18		agosto-18		septiembre-18		octubre-18		SUBTOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA
SOLAR + EOLICA	21.1	0.6	15.7	11.6	47.9	84.3	32.0	14.1	16.9	8.5	38.5	96.5	172.07
HORUS	12.405		11.418		15.498		15.428		13.146		12.871		80.77
EL SITIO	3.939	0.200	1.718	8.100	13.831	38.600	7.443		1.462	1.500	11.582	47.650	39.98
VIENTO BLANCO	1.988	0.189	1.146	0.525	8.142	19.152	3.874	8.043	1.064	3.738	5.919	19.320	22.13
LAS CUMBRES	2.732	0.205	1.401	2.945	10.463	26.523	5.250	6.032	1.258	3.276	8.088	29.500	29.19

	mayo-18		junio-18		julio-18		agosto-18		septiembre-18		octubre-18		SUBTOTAL
GENERACIÓN DISTRIBUIDA	15.7	18.5	21.0	26.9	21.0	25.5	22.2	26.9	24.9	31.9	25.2	31.4	130.00

	mayo-18		junio-18		julio-18		agosto-18		septiembre-18		octubre-18		SUBTOTAL
TRANS. INTERNACIONALES	40.3	55.5	90.0	62.5	113.3	64.5	73.4	22.5	41.9	-41.2	51.3	-153.4	410.24
ECOE-INDE									0.0	30.7	5.8	115.9	5.84
ENERGÍA DEL CARIBE	86.7	116.5	83.9	116.5	84.6	116.5	85.2	116.5	45.7	116.5	47.0	116.5	433.02
IMPORTACIONES (-)	86.7	116.5	83.9	116.5	84.6	116.5	85.2	116.5	45.7	147.2	52.8	232.4	438.85
EXPORTACIONES (+)	127.0	172.0	173.9	179.0	197.8	181.0	158.6	139.0	87.6	106.0	104.1	79.0	849.09

	mayo-18		junio-18		julio-18		agosto-18		septiembre-18		octubre-18		SUBTOTAL
DEMANDA S.N.I.	929.6	1,787.0	889.3	1,744.4	915.1	1,747.4	935.6	1,755.4	906.5	1,760.6	929.2	1,772.2	5,505.3
TOT. GEN.+ IMPORT.	1,056.6	1,959.0	1,063.3	1,923.4	1,112.9	1,928.4	1,094.2	1,894.4	994.1	1,866.6	1,033.4	1,851.2	6,354.4
RRO	39.2	38.4	38.4	38.6	38.0	37.3	37.0						

	mayo-18	junio-18	julio-18	agosto-18	septiembre-18	octubre-18	SUBTOTAL	
RESERVA RODANTE PARA DEMANDA MAXIMA MENSUAL							RESERVA RODANTE PARA DEMANDA MAXIMA MENSUAL	
RESERVA RODANTE OPERATIVA		39.24	38.38	38.62	37.98	37.32	36.98	RESERVA RODANTE OPERATIVA
RESERVA RODANTE REGULANTE		58.77	57.70	57.85	56.83	56.00	55.54	RESERVA RODANTE REGULANTE
RESERVA RODANTE TOTAL		98.01	96.08	96.47	94.81	93.32	92.52	RESERVA RODANTE TOTAL
RESERVA SECUNDARIA								RESERVA SECUNDARIA
2%		35.7	34.9	34.9	35.1	35.2	35.4	2%
Déficit de reserva								Déficit de reserva

	noviembre-18		diciembre-18		enero-19		febrero-19		marzo-19		abril-19		TOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS HIDRAULICAS	624.1	1185.9	458.3	1198.2	399.7	1165.9	329.0	947.8	354.3	925.2	343.2	892.8	2508.5	6359.7
CHIXOY	174.147	263.7	64.049	252.6	87.243	196.1	108.010	186.5	136.074	197.4	150.857	209.0	720.38	1651.83
AGUACAPA	18.61	77.42	14.62	77.42	12.72	77.42	11.68	65.10	12.33	65.06	11.28	67.20	81.23	241.48
JURUN	16.68	58.69	16.36	58.69	14.79	58.69	13.57	58.69	15.77	26.51	18.06	43.04	95.21	206.90
RENACE 1	36.37	64.84	32.15	64.84	25.71	64.84	16.07	57.56	14.67	64.84	12.08	64.84	137.04	354.43
RENACE 2	62.78	110.64	55.32	110.64	43.81	110.64	27.72	110.64	25.13	110.64	20.38	48.87	235.14	612.23
RENACE 3	35.91	64.08	30.83	64.08	25.10	64.08	16.10	64.08	14.66	57.19	11.88	44.86	134.47	349.81
ESCLAVOS	2.55	3.54	3.61	12.69	2.37	8.86	1.98	6.46	1.97	6.64	1.84	6.64	14.32	61.61
PEQUEÑAS HIDRAULICAS+	3.41	5.10	4.35	7.64	3.75	8.16	2.90	6.17	3.19	6.11	3.27	6.20	20.88	50.94
PALIN II	1.62	2.25	1.61	2.16	1.44	1.93	1.31	1.95	1.55	2.08	1.66	2.30	9.17	19.04
RIO BOBOS	5.26	7.37	6.77	9.72	6.26	10.05	5.91	10.05	5.73	10.05	3.14	10.05	33.07	51.76
SECACAO	10.76	15.83	10.24	15.83	8.09	15.83	6.63	13.51	6.25	15.83	5.30	12.67	47.27	102.65
PASABIEN	5.99	10.06	5.29	12.07	4.28	12.07	3.11	12.07	2.87	12.07	1.99	12.07	23.53	53.07
POZA VERDE	3.61	8.05	2.57	9.59	2.01	9.59	1.72	8.86	1.75	9.08	1.49	8.53	13.15	40.42
LAS VACAS	7.78	26.85	6.96	34.81	5.89	34.81	5.07	22.37	5.89	34.81	6.29	34.81	37.87	120.99
MATANZAS + SAN ISIDRO	7.88	14.60	7.41	14.60	6.22	14.60	3.91	13.74	4.52	9.73	3.10	13.83	33.04	80.75
EL CANADÁ	15.78	27.43	14.60	39.59	12.69	39.59	9.97	23.20	11.06	20.52	12.15	31.39	76.25	193.31
CANDELARIA	2.92	4.30	2.78	4.30	2.20	4.30	1.80	3.67	1.70	4.30	1.44	3.44	12.85	27.68
MONTECRISTO	4.29	7.46	3.97	10.76	3.45	10.76	2.71	6.31	3.01	5.58	3.30	8.53	20.73	52.54
EL RECREO	7.24	24.16	6.61	21.00	5.69	24.57	4.48	17.14	4.97	11.10	5.43	18.02	34.42	95.41
EL RECREO 2	6.49	20.99	5.90	18.25	5.04	21.35	3.99	21.35	4.42	9.64	4.79	15.65	30.62	85.17
XACBAL	44.97	90.47	41.37	77.99	25.43	92.09	15.67	27.00	13.88	27.00	11.47	27.00	152.80	415.61
XACBAL DELTA	30.72	56.65	26.45	53.69	17.47	56.65	10.59	37.43	8.82	40.70	7.29	53.69	101.34	271.95
PANAN	3.58	7.27	2.62	7.27	1.74	6.10	1.28	6.75	1.31	7.27	1.27	7.27	11.80	35.56
SANTA TERESA	6.16	9.54	6.60	16.36	4.91	16.36	3.01	12.87	2.75	16.36	2.59	16.36	26.02	76.17
CHOLOMA	3.05	9.25	1.70	9.25	1.90	6.68	1.32	6.17	1.19	7.76	0.89	6.17	10.06	40.01
LA PERLA	1.80	3.69	1.50	3.69	1.31	3.69	0.99	3.69	1.15	3.69	0.72	3.69	7.48	21.13
PALO VIEJO	48.48	71.35	43.90	79.84	33.93	79.84	19.18	43.28	23.56	61.56	15.80	25.00	184.84	460.70
HIDROPOWER	1.26	1.98	1.27	1.98	1.27	1.98	1.14	1.98	1.26	1.98	1.21	1.98	7.40	14.50
EL LIBERTADOR	0.50	1.98	0.45	1.98	0.42	1.98	0.39	1.98	0.45	1.98	0.45	1.98	2.67	6.27
VISIÓN DE AGUILA	1.08	2.02	0.98	2.02	0.77	2.02	0.61	2.02	0.34	0.72	0.33	2.02	4.11	8.88
AGUNÁ	1.07	1.49	1.29	2.03	0.75	2.03	0.59	1.81	0.57	1.83	0.88	2.03	5.15	12.77
GUAYACÁN	0.68	2.87	0.51	2.87	0.43	2.87	0.32	2.87	0.38	1.48	0.35	2.87	2.66	6.37
EL CÓBANO	2.84	8.59	1.97	8.59	1.70	8.59	1.29	7.37	1.65	7.48	1.25	8.59	10.69	32.60
EL CORALITO	1.35	1.87	1.35	1.87	1.02	1.87	0.63	1.87	0.65	1.87	0.46	1.87	5.46	13.06
EL MANANTIAL	12.24	26.58	6.48	26.58	4.44	26.58	3.78	19.30	3.91	19.30	4.07	21.40	34.93	132.23
IXTALITO	0.71	1.55	0.50	1.55	0.33	1.55	0.26	1.04	0.28	1.55	0.27	1.55	2.36	8.03
OXEC	7.76	19.12	5.34	7.49	6.38	15.08	5.79	19.12	0.14	0.19	2.81	7.00	28.22	79.11
CERRO VIVO	1.03	1.44	0.80	1.08	0.66	0.89	0.57	0.85	0.62	0.84	0.60	0.84	4.29	9.99
LA LIBERTAD	3.37	9.28	2.17	9.28	1.36	9.28	1.04	6.18	1.10	9.28	0.81	6.80	9.85	34.35
LAS FUENTES II	5.40	13.33	2.87	13.33	1.94	13.33	1.65	8.89	1.71	8.89	1.78	10.67	15.34	60.77
EL CAFETAL	4.54	8.24	3.86	8.24	3.94	8.24	2.85	7.47	2.82	8.24	1.66	5.63	19.67	52.62
RAAXHA	3.09	4.30	2.63	4.30	3.20	4.30	2.10	4.30	1.65	2.22	0.93	2.15	13.60	24.22
FINCA LORENA	2.92	4.35	1.36	4.35	1.92	4.35	2.31	4.35	3.24	4.35	2.24	4.35	13.99	32.22
SANTA TERESA ALTORR	0.69	2.00	0.75	2.00	0.81	2.00	0.68	2.00	0.81	2.00	0.57	2.00	4.31	8.28
LOS PATOS	2.88	4.49	1.79	4.49	1.39	4.49	0.92	2.99	0.98	4.49	0.94	4.49	8.90	27.06
EL SALTO MARINALÁ	1.86	4.85	1.74	4.85	1.54	4.85	1.38	4.85	1.59	2.97	1.84	3.56	9.95	23.20

	noviembre-18		diciembre-18		enero-19		febrero-19		marzo-19		abril-19		TOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
PLANTAS TÉRMICAS	279.19	596.28	427.89	575.13	508.81	684.54	557.98	874.45	629.28	961.66	603.81	1026.73	3006.96	4769.30
TURBINAS DE VAPOR	13.69				79.05	106.90	167.98	294.10	197.48	351.84	233.18	414.76	691.37	1749.57
SAN JOSE	13.69				79.05	106.90	89.89	134.07	99.15	134.07	96.53	134.07	378.31	813.20
JAGUAR							71.15	146.38	91.02	206.52	130.81	271.69	292.98	832.96
LA LIBERTAD							6.94	13.65	7.30	11.25	5.84	9.00	20.08	51.84
LAS PALMAS II														
ARIZONA VAPOR														
COSTA SUR														14.55
SAN ISIDRO														26.92
GEOTÉRMICAS	24.63	34.21	21.57	28.99	23.44	31.50	22.99	34.21	25.45	34.21	20.74	28.81	138.81	271.69
ORZUNIL	10.07	13.98	10.40	13.98	8.39	11.28	9.39	13.98	10.40	13.98	10.07	13.98	58.71	110.05
ORTITLAN	14.56	20.23	11.16	15.01	15.05	20.23	13.59	20.23	15.05	20.23	10.68	14.83	80.09	161.64
COGENERADORES(T.VAPOR)	240.76	508.18	406.33	546.14	406.33	546.14	367.01	546.14	406.33	546.14	349.79	490.34	2176.54	2721.54
CONCEPCION	7.62	19.99	14.86	19.98	14.86	19.98	13.42	19.98	14.86	19.98	14.38	19.98	80.01	85.28
PANTALEON	11.52	22.00	17.00	22.85	17.00	22.85	15.36	22.85	17.00	22.85	16.45	22.85	94.33	100.91
PANTALEON 3	24.18	47.58	35.69	47.98	35.69	47.98	32.24	47.98	35.69	47.98	34.54	47.98	198.05	209.56
SANTA ANA	10.33	20.34	17.78	23.90	17.78	23.90	16.06	23.90	17.78	23.90	15.49	21.51	95.22	95.22
SANTA ANA 2	20.07	43.88	32.75	44.02	32.75	44.02	29.58	44.02	32.75	44.02	29.58	41.08	177.48	259.86
MAGDALENA	8.86	15.31	11.94	16.05	11.94	16.05	10.79	16.05	11.94	16.05	11.56	16.05	67.03	83.98
MAGDALENA (U1,U4,U5,U6,U7)	66.25	139.41	112.70	151.48	112.70	151.48	101.80	151.48	112.70	151.48	95.22	136.77	601.38	905.16
LA UNION	20.28	38.16	29.93	40.23	29.93	40.23	27.04	40.23	29.93	40.23	28.97	40.23	166.08	192.15
MADRE TIERRA	16.47	26.88	20.43	27.46	20.43	27.46	18.45	27.46	20.43	27.46	19.77	27.46	115.98	127.18
TULULA	3.41	13.74	10.57	14.21	10.57	14.21	9.55	14.21	10.57	14.21	10.23	14.21	54.92	56.96
TRINIDAD	36.54	78.75	68.22	91.70	68.22	91.70	61.62	91.70	68.22	91.70	45.39	63.05	348.22	399.52
EL PILAR	4.16	11.78	9.93	13.35	9.93	13.35	8.97	13.35	9.93	13.35	4.48	6.23	47.41	47.41
PALO GORDO	11.07	30.37	24.51	32.94	24.51	32.94	22.14	32.94	24.51	32.94	23.72	32.94	130.45	158.35
SANTA LUCÍA														
GEN. ATLÁNTICO VAPOR														
MOTORES RECIPROCANTES	0.11	53.90							0.03	29.48	0.10	92.82	0.24	26.50
ARIZONA	0.11	53.90									0.02	24.96	0.14	9.88
PQP														
LAS PALMAS 1														
LAS PALMAS 2														
LAS PALMAS 3														
LAS PALMAS 4														
LAS PALMAS 5														
GENOR														
GEN. DEL ESTE (6,7,8,12)									0.009	9.05	0.01	13.33	0.02	3.27
GEN. DEL ESTE (3,4,9)											0.01	12.61	0.01	1.29
GEN. DEL ESTE (10,11,13)									0.011	10.91	0.02	13.79	0.03	3.60
ELECTROGENERACIÓN											0.01	13.86	0.01	1.02
ACTUN CAN														
TÉRMICA														
COENESA														
GENOSA									0.01	9.52	0.01	14.28	0.02	7.45
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	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
SOLAR+EÓLICA	64.6	0.1	73.0	31.4	48.6	0.1	40.3	21.6	60.5	29.0	36.9	21.9	323.8	495.9
HORUS	15.918		15.279		16.520		14.647		16.992		18.175		97.53	178.30
EL SITIO	22.756		26.732	6.750	16.074		12.199	16.350	20.863	16.350	8.738	16.350	107.36	147.34
VIENTO BLANCO	10.706	0.084	12.896	12.894	6.243	0.042	5.474	0.084	9.203	4.305	4.126	0.252	48.65	70.78
LAS CUMBRES	15.197	0.063	18.092	11.797	9.746	0.032	7.948	5.213	13.474	8.379	5.847	5.339	70.30	99.50

	noviembre-18		diciembre-18		enero-19		febrero-19		marzo-19		abril-19		TOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
GENERACIÓN DISTRIBUIDA	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	204.36

	noviembre-18		diciembre-18		enero-19		febrero-19		marzo-19		abril-19		TOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
TRANS.INTER. (NETO)	90.5	5.5	60.4	4.5	46.3	48.5	69.8	29.5	95.5	86.5	69.5	102.5	432.0	842.22
ECOE-INDE														5.84
ENERGÍA DEL CARIBE	53.4	116.5	64.7	116.5	86.14	116.5	78.29	116.5	86.64	116.5	83.9	116.5	453.05	886.07
TOTAL IMPORTACIONES	53.4	116.5	64.7	116.5	86.1	116.5	78.3	116.5	86.6	116.5	83.9	116.5	453.05	891.90
EXPORTACIONES (+)	143.8	122.0	125.2	121.0	132.5	165.0	148.1	146.0	182.1	203.0	153.4	219.0	885.03	1734.12

	noviembre-18		diciembre-18		enero-19		febrero-19		marzo-19		abril-19		TOTAL	TOTAL
	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	POTENCIA GWH	ENERGIA GWH	ENERGIA GWH
DEMANDA S.N.I.	897.1	1801.2	913.4	1817.3	922.1	1814.5	866.7	1825.4	958.6	1839.9	923.8	1849.0	5481.71	10,987.0
TOT. GEN.+IMPORT.	1,040.9	1,923.3	1,038.5	1,938.3	1,054.6	1,979.5	1,014.8	1,971.3	1,140.7	2,042.9	1,077.2	2,068.0	6,366.7	12,721.2
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							57.70	58.15	59.38	59.14	61.29	62.04
RESERVA RODANTE TOTAL							96.14	96.97	98.88	98.66	102.15	103.42

RESERVA SECUNDARIA

2%				36.0	36.3	36.3	36.5	36.8	37.0
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.

2.2 COMPOSICIÓN DE LA ENERGÍA ANUAL 2018-2019

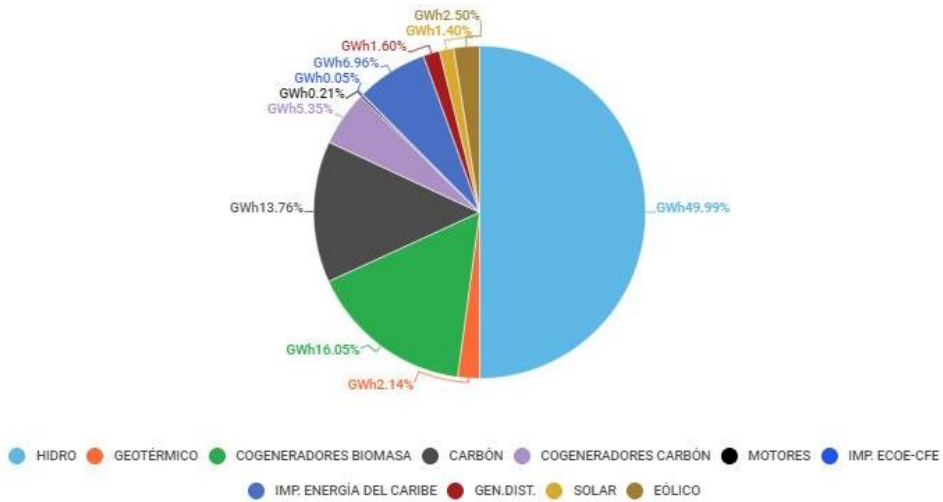


Ilustración 4 Composición de la energía mayo 2018 - abril 2019

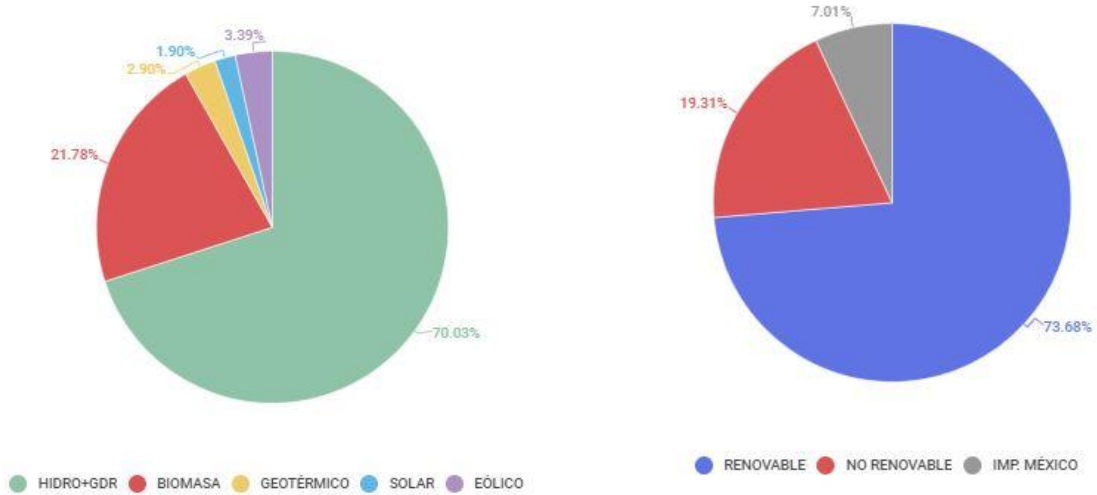


Ilustración 6 Composición de la energía renovable mayo 2018 - abril 2019

Ilustración 5 Composición de la energía mayo 2018 - abril 2019

2.3 REQUERIMIENTO DE COMBUSTIBLE 2018-2019

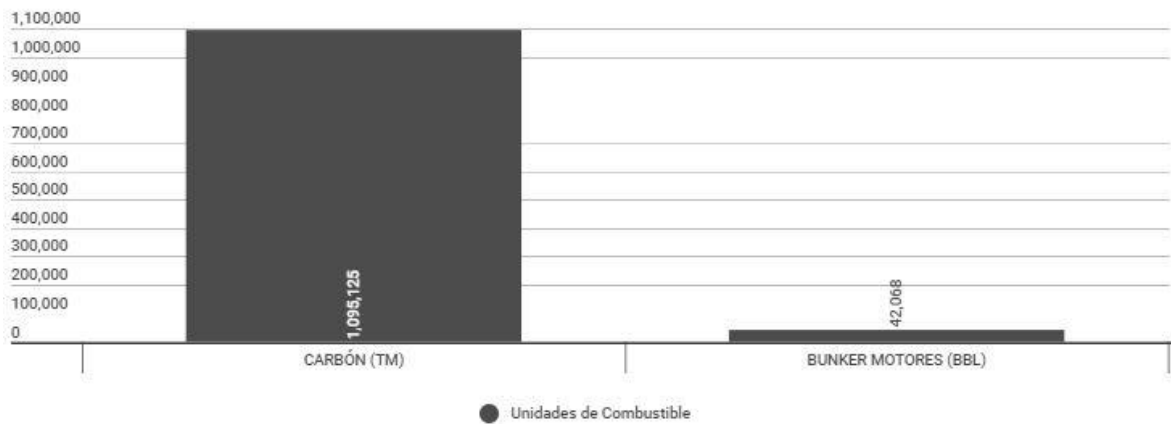


Ilustración 7 Requerimiento de combustible

2.4 COTAS DE EMBALSES ANUALES CORRESPONDIENTES AL VALOR DE AGUA MÁXIMO DECLARABLE

	EMBALSE DE CHIXOY		EMBALSE DE AMATITLAN	
	FINAL msnm	VERTIMIENTO m3/seg	FINAL msnm	VERTIMIENTO m3/seg
MAYO	781.55	0.00	1187.44	0.00
JUNIO	778.08	0.00	1187.44	0.00
JULIO	784.61	0.00	1188.15	0.00
AGOSTO	790.90	0.00	1188.98	0.00
SEPTIEMBRE	802.96	0.00	1189.18	0.00
OCTUBRE	802.98	13.00	1188.89	0.00
NOVIEMBRE	800.72	0.00	1189.07	0.00
DICIEMBRE	802.99	0.00	1189.11	0.00
ENERO	802.06	0.00	1188.99	0.00
FEBRERO	798.86	0.00	1188.66	0.00
MARZO	791.94	0.00	1188.37	0.00
ABRIL	781.10	0.00	1187.91	0.00

Tabla 13 Niveles de embalses del S.N.I. 2018-2019

2.5 COSTOS MARGINALES ESTIMADOS POR BLOQUE HORARIO

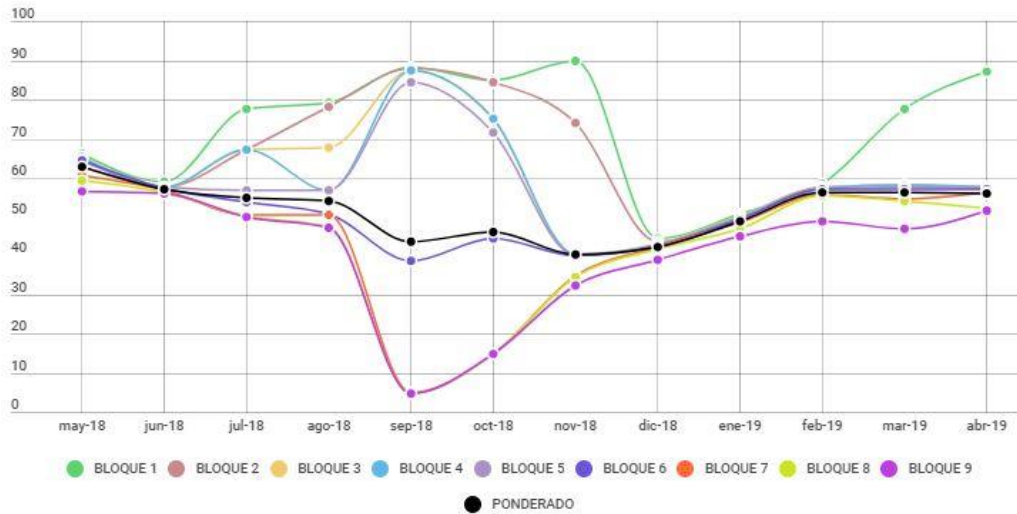


Ilustración 8 Costos Marginales por Bloque Horario 2018-2019

	BLOQUE 1	BLOQUE 2	BLOQUE 3	BLOQUE 4	BLOQUE 5	BLOQUE 6	BLOQUE 7	BLOQUE 8	BLOQUE 9	PONDERADO
may-18	66.0	65.2	65.2	65.1	64.4	64.3	60.5	59.1	56.5	62.71
jun-18	59.0	57.6	57.5	57.4	57.4	57.2	56.7	56.2	55.9	56.98
jul-18	77.4	67.1	67.0	67.0	56.6	53.8	50.5	50.1	49.9	54.67
ago-18	79.1	78.1	67.6	56.8	56.6	50.8	50.5	47.3	47.2	53.94
sep-18	88.2	87.9	87.5	87.4	84.4	38.5	4.8	4.7	4.7	43.50
oct-18	84.8	84.3	75.1	75.0	71.5	44.5	14.8	14.7	14.7	45.95
nov-18	89.9	73.9	40.2	40.2	40.1	40.0	34.9	34.5	32.4	40.21
dic-18	44.3	43.6	43.0	42.8	42.7	42.4	42.1	41.6	38.9	42.25
ene-19	50.6	50.2	50.1	50.0	49.5	49.3	48.4	46.9	45.0	48.75
feb-19	58.4	57.6	57.3	57.2	57.1	56.9	55.7	55.3	48.8	56.29
mar-19	77.6	58.2	58.2	58.0	57.6	57.1	54.4	53.9	46.8	56.06
abr-19	87.2	57.6	57.6	57.4	57.3	56.9	56.2	52.1	51.6	55.90

Semana		Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Semana		Bloque 1 (18:00-22:00)	Bloque 2 (6:00-18:00)	Bloque 3 (22:00-6:00)
Del	Al				Del	Al			
29/04/2018	05/05/2018	64.92	63.79	59.83	28/10/2018	03/11/2018	62.81	48.13	25.93
06/05/2018	12/05/2018	64.92	63.79	59.83	04/11/2018	10/11/2018	52.74	39.33	35.20
13/05/2018	19/05/2018	64.92	63.79	59.83	11/11/2018	17/11/2018	52.74	39.33	35.20
20/05/2018	26/05/2018	64.92	63.79	59.83	18/11/2018	24/11/2018	52.74	39.33	35.20
27/05/2018	02/06/2018	62.79	61.91	58.85	25/11/2018	01/12/2018	51.35	39.78	36.11
03/06/2018	09/06/2018	57.46	57.21	56.42	02/12/2018	08/12/2018	43.03	42.49	41.59
10/06/2018	16/06/2018	57.46	57.21	56.42	09/12/2018	15/12/2018	43.03	42.49	41.59
17/06/2018	23/06/2018	57.46	57.21	56.42	16/12/2018	22/12/2018	43.03	42.49	41.59
24/06/2018	30/06/2018	57.46	57.21	56.42	23/12/2018	29/12/2018	41.74	41.22	40.50
01/07/2018	07/07/2018	62.97	54.80	50.65	30/12/2018	05/01/2019	47.54	46.96	45.40
08/07/2018	14/07/2018	62.97	54.80	50.65	06/01/2019	12/01/2019	49.86	49.26	47.37
15/07/2018	21/07/2018	62.97	54.80	50.65	13/01/2019	19/01/2019	49.86	49.26	47.37
22/07/2018	28/07/2018	62.97	54.80	50.65	20/01/2019	26/01/2019	49.86	49.26	47.37
29/07/2018	04/08/2018	64.03	54.22	49.33	27/01/2019	02/02/2019	51.98	51.42	49.55
05/08/2018	11/08/2018	64.83	53.78	48.34	03/02/2019	09/02/2019	57.29	56.82	55.01
12/08/2018	18/08/2018	64.83	53.78	48.34	10/02/2019	16/02/2019	57.29	56.82	55.01
19/08/2018	25/08/2018	64.83	53.78	48.34	17/02/2019	23/02/2019	57.29	56.82	55.01
26/08/2018	01/09/2018	66.29	54.43	42.80	24/02/2019	02/03/2019	58.53	56.96	53.81
02/09/2018	08/09/2018	75.06	58.29	9.56	03/03/2019	09/03/2019	58.53	56.96	53.81
09/09/2018	15/09/2018	75.06	58.29	9.56	10/03/2019	16/03/2019	58.53	56.96	53.81
16/09/2018	22/09/2018	75.06	58.29	9.56	17/03/2019	23/03/2019	58.53	56.96	53.81
23/09/2018	29/09/2018	75.73	58.80	8.22	24/03/2019	30/03/2019	58.55	56.96	53.86
30/09/2018	06/10/2018	70.36	54.73	18.99	31/03/2019	06/04/2019	58.42	56.94	53.48
07/10/2018	13/10/2018	70.36	54.73	18.99	07/04/2019	13/04/2019	58.42	56.94	53.48
14/10/2018	20/10/2018	70.36	54.73	18.99	14/04/2019	20/04/2019	58.42	56.94	53.48
21/10/2018	27/10/2018	70.36	54.73	18.99	21/04/2019	27/04/2019	58.42	56.94	53.48

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

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

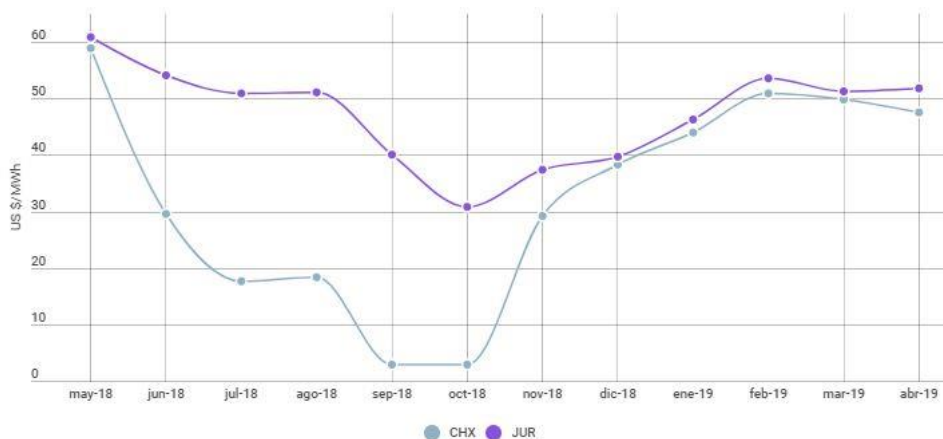


Ilustración 9 Costo de Oportunidad del agua de centrales con embalse estacional

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

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

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

$$m \in u_i$$

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

Donde:

i indexa las plantas hidroeléctricas

I Número de plantas

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

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

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

rt_i Riego en la planta i en la etapa t

ut_i Volumen turbinado en la etapa t

st_i Volumen vertido en la etapa t

$m \in u_i$ 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 se identifica un vertimiento de 13 m³/s en el mes de octubre en la Central Hidroeléctrica Chixoy.

Para el parque generador hidráulico se prevé una producción de 6359.7 GWh, generación que está cercana a la generación promedio con los caudales históricos declarados. A continuación, se presenta una gráfica en donde

se puede observar la generación promedio con caudales históricos y la generación esperada para el año 2018-2019.

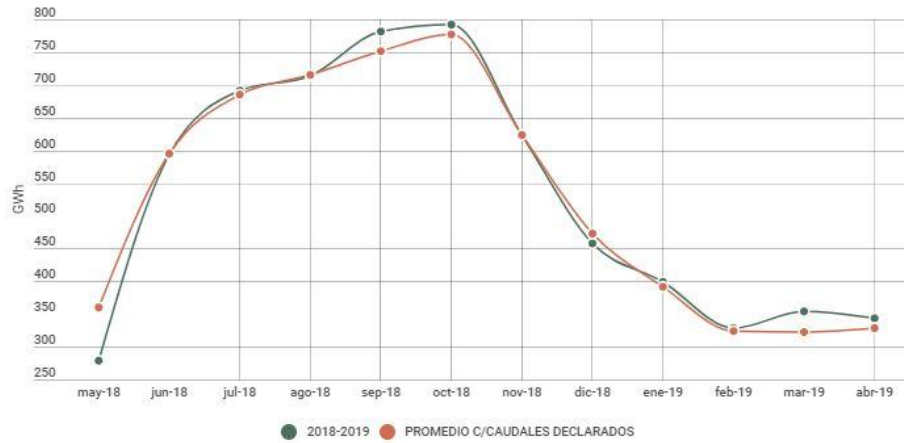


Ilustración 10 Producción de energía parque generador hidráulico S.N.I.

2.8 CALENDARIO DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA

Calendario de Pruebas de Potencia Máxima año estacional 2018 - 2019	
COENESA	02/05/2018
ARIZONA	03/05/2018
ARIZONA VAPOR 1	03/05/2018
GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	08/05/2018
GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	08/05/2018
MAGDALENA BLOQUE 6 NO ZAFRA	12/06/2018
MAGDALENA BLOQUE 7 NO ZAFRA	12/06/2018
PALIN 2	10/07/2018
EL PORVENIR	11/07/2018
EL SALTO	12/07/2018
SAN ISIDRO	01/08/2018
VISION DE AGUILA	07/08/2018

Tabla 15 Calendario de Pruebas de Potencia Máxima

2.9 MANTENIMIENTOS MAYORES

2.9.1 MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA FINALIZACIÓN	DE	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Horus II	Inversores (Segundo Mantenimiento)	20	01-jul-18	20-jul-18		2.250	1.08	Mantenimiento preventivo equipos inversores
Horus II	Centros transformacion 1,5 MW	7	06-jul-18	12-jul-18		0.000	0.00	Mantenimiento preventivo Centros de transformacion
Horus I	Inversores (Segundo Mantenimiento)	23	01-ago-18	23-ago-18		2.250	1.24	Mantenimiento preventivo equipos inversores

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	06-may-18	08-may-18	23.100	1.66	Mantenimiento Anual Programado, se debe coordinar con Ortitlan
Las Cumbres	Turbina 1	3	16-jun-18	18-jun-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 2	3	18-jun-18	20-jun-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 3	3	23-jun-18	25-jun-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 4	3	25-jun-18	27-jun-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 5	3	30-jun-18	02-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Viento Blanco	SUBESTACIÓN	3	01-jul-18	03-jul-18	23.100	1.66	Mantenimiento Anual Programado, se debe coordinar con Ortitlan
Las Cumbres	Turbina 6	3	02-jul-18	04-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 7	3	07-jul-18	09-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 8	3	09-jul-18	11-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 9	3	14-jul-18	16-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 10	3	16-jul-18	18-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (unico evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.

Tabla 16 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (eólicas y solares)1

Las Cumbres	Turbina 11	3	21-jul-18	23-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (único evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 12	3	23-jul-18	25-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (único evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 13	3	28-jul-18	30-jul-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (único evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 14	3	30-jul-18	01-ago-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (único evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Las Cumbres	Turbina 15	3	04-ago-18	06-ago-18	2.100	0.15	Primer mantenimiento preventivo: Puede realizarse dentro de las primeras 2,000 a 3,000 horas de operación dependiendo de la disponibilidad del recurso (único evento) para revisión mecánica, reapriete de tornillera y bornes.
Viento Blanco	VBL-E1	3	03-sep-18	05-sep-18	3.300	0.24	Mantenimiento Anual Programado
Viento Blanco	VBL-E2	3	05-sep-18	07-sep-18	3.300	0.24	Mantenimiento Anual Programado
Viento Blanco	VBL-E3	3	10-sep-18	12-sep-18	3.300	0.24	Mantenimiento Anual Programado
Viento Blanco	VBL-E4	3	12-sep-18	14-sep-18	3.300	0.24	Mantenimiento Anual Programado
Viento Blanco	VBL-E5	3	17-sep-18	19-sep-18	3.300	0.24	Mantenimiento Anual Programado
Viento Blanco	VBL-E6	3	19-sep-18	21-sep-18	3.300	0.24	Mantenimiento Anual Programado
Viento Blanco	VBL-E7	3	24-sep-18	26-sep-18	3.300	0.24	Mantenimiento Anual Programado
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

Tabla 17 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (eólicas y solares)2

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
Ortitlan	Planta	8	06-may-18	13-may-18	20.500	3.94	Mantenimiento Anual
Orzunil	ZUN-G	14	13-may-18	26-may-18	14.399	4.84	Modificación tubería de acarreo
Orzunil	ZUN-G5	7	10-jun-18	16-jun-18	2.057	0.35	Mantenimiento de turbina
Ortitlan	Planta	8	01-jul-18	08-jul-18	20.500	3.94	Revisión Alineamiento Turbina
Orzunil	ZUN-G3	7	08-jul-18	14-jul-18	2.057	0.35	Mantenimiento de turbina
Orzunil	ZUN-G1	7	05-ago-18	11-ago-18	2.057	0.35	Mantenimiento de turbina
Orzunil	ZUN-G	14	07-oct-18	20-oct-18	14.399	4.84	Modificación tubería de acarreo
Ortitlan	Planta	8	16-dic-18	23-dic-18	20.500	3.94	Mantenimiento Anual
Orzunil	ZUN-G	6	12-ene-19	17-ene-19	14.399	2.07	Mantenimiento Anual
Ortitlan	Planta	8	07-abr-19	14-abr-19	20.500	3.94	Mantenimiento Anual

Tabla 18 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 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-G1	3	14-may-18	16-may-18	37.935	2.73	Mantenimiento programado de Chimenea
Tampa	TAM-G2	3	17-may-18	19-may-18	37.106	2.67	Mantenimiento programado de aislamiento
Termica de Escuintla	ESC-G5	10	06-ago-18	15-ago-18	38.579	9.26	Mantenimiento Mecánico preventivo Intermedio, Mantenimiento preventivo menor a Generador Eléctrico, Mantenimiento preventivo a equipo de subestación
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 20 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Turbinas de Gas)

CENTRAL	UNIDAD / EQUIPO	TIEMPO DEL MANTENIMIENTO [DÍAS]	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN	POTENCIA FUERA DE SERVICIO [MW]	ENERGIA FUERA DE SERVICIO [GWH]	MOTIVO DEL MANTENIMIENTO
Magdalena	MAG-B1	14	28-abr-18	11-may-18	12.026	4.04	Mantenimiento general anual de la planta de generación (caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia 69 KV)
San José	Pulverizadores	21	28-may-18	17-jun-18	14.100	7.11	Mantenimiento a equipos de pulverizado
Generadora Costa Sur	GCS-C	7	29-may-18	04-jun-18	10.249	1.72	Mantenimiento Pulverizadores
San Isidro	ISI-B	21	02-jun-18	22-jun-18	57.419	28.94	Mantenimiento anual de la planta
Pantaleón	PNT-B1	25	05-jun-18	29-jun-18	27.562	16.54	Mantenimiento Anual
Magdalena	MAG-B5	21	23-jun-18	13-jul-18	42.550	21.45	Mantenimiento general anual de la planta de generación (caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia 13.8/230 KV, línea de transmisión Interna 230 KV)
San Diego	TND-B3	30	01-jul-18	30-jul-18	14.741	10.61	Mantenimiento mayor y mantenimiento a la subestación y línea de transmisión
Tulula	TUL-B4	31	01-jul-18	31-jul-18	9.500	7.07	Mantenimiento anual
Pantaleón	PNT-B3	25	03-jul-18	27-jul-18	50.553	30.33	Mantenimiento Anual
Generadora Costa Sur	GCS-C	8	14-jul-18	21-jul-18	30.249	5.81	Mantenimiento Turbina y Generador
Magdalena	MAG-B3	21	21-jul-18	10-ago-18	15.386	7.75	Mantenimiento general anual de la planta de generación (caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia 69 KV) Subestación Magdalena 69 KV
Concepción	CON-B	30	01-ago-18	30-ago-18	22.000	15.84	Mantenimiento anual en caldera, turbo generador, torre de enfriamiento y auxiliares de la central termica de Ingenio Concepción para conservación de los equipos
La Unión	LUN-B	30	01-ago-18	30-ago-18	23.600	16.99	Mantenimiento del precalentador de aire, refractario de paredes y techo. Mantenimiento menor de la turbina, revisión de chumaceras, mantenimiento de la subestación 69KV y Subestación de Interconexión La Unión 69/230KV.
Tulula	TUL-B1	31	05-ago-18	04-sep-18	7.900	5.88	Mantenimiento anual
Santa Ana	SAA-B2	30	06-ago-18	04-sep-18	57.779	41.60	Mantenimiento mayor anual
La Libertad	Central	18	10-ago-18	27-ago-18	17.382	7.51	Mantenimiento Mayor de equipo general de planta
Madre Tierra	MTI-B	30	13-ago-18	11-sep-18	16.500	11.88	Mantenimiento mayor anual
Generadora Costa Sur	GCS-C	7	14-ago-18	20-ago-18	10.249	1.72	Mantenimiento Pulverizadores
Palo Gordo	PGO-B2	30	23-ago-18	21-sep-18	41.700	30.02	Revisión de generador Brush, Turbina TGM y Reparaciones varias en Caldera ISGEC
Generadora Santa Lucía	GSL-C	30	28-ago-18	26-sep-18	44.889	32.32	Mantenimiento mayor anual
Magdalena	MAG-B6	21	01-sep-18	21-sep-18	57.432	28.95	Mantenimiento general anual de la planta de generación (caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia 13.8/230 KV)
San Diego	TND-B4	30	01-sep-18	30-sep-18	35.664	25.68	Mantenimiento mayor y mantenimiento a la subestación y línea de transmisión
Santa Ana	SAA-B1	35	03-sep-18	07-oct-18	23.908	20.08	Mantenimiento mayor anual

Tabla 19 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Turbinas de Vapor)

Jaguar Energy	JEN-C1	10	22-sep-18	01-oct-18	138.078	33.14	Mantenimiento mayor a la unidad
Jaguar Energy	JEN-C2	10	27-sep-18	06-oct-18	141.760	34.02	Mantenimiento mayor a la unidad
San Diego	TND-B5	30	02-oct-18	31-oct-18	45.495	32.76	Mantenimiento mayor y mantenimiento a la subestación y línea de transmisión
San José	Caldera	30	03-oct-18	01-nov-18	138.087	99.42	Mantenimiento mayor anual
Magdalena	MAG-B7	21	07-oct-18	27-oct-18	57.287	28.87	Mantenimiento general anual de la planta de generación (caldera de vapor, sistemas auxiliares, turbina, generador y subestación de potencia 13.8/230 KV)
Generadora Costa Sur	GCS-C	22	29-oct-18	19-nov-18	30.249	15.97	Mantenimiento Caldera
La Libertad	Central	6	03-dic-18	08-dic-18	17.382	2.50	Mantenimiento refractario, ductos de gases y mantenimiento de equipo mecánico y eléctrico
Las Palmas II	LPA-C1	21	07-ene-19	27-ene-19	38.673	19.49	Mantenimiento de Turbogenerador
Las Palmas II	LPA-C2	42	07-ene-19	17-feb-19	38.673	38.98	Mantenimiento de Turbogenerador
Jaguar Energy	JEN-C1	20	14-ene-19	02-feb-19	138.078	66.28	Mantenimiento mayor a la unidad
Jaguar Energy	JEN-C2	20	23-ene-19	11-feb-19	141.760	68.04	Mantenimiento mayor a la unidad
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

Tabla 21 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Turbinas de Vapor)²

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
Genosa	GGO-B2	8	06-may-18	13-may-18	4.900	0.94	Inspección de cilindros, calibrar sistema de inyección de combustible, cambio de empaques, sistema de gases de escape
Generadora del Este	TDL-B2-3	15	14-may-18	28-may-18	5.000	1.80	Overhaul de 14,000 horas
Puerto Quetzal Power	PQP-B8	30	21-may-18	19-jun-18	5.679	4.09	Overhaul
Térmica	TER-B2	5	03-jun-18	07-jun-18	7.050	0.85	Por verificación y cambio de cojinetes
Generadora del Este	TDL-B1-8	8	11-jun-18	18-jun-18	7.500	1.44	Overhaul de 7,500 horas
Puerto Quetzal Power	PQP-B9	30	09-jul-18	07-ago-18	5.679	4.09	Overhaul
Térmica	TER-B1 y B2	8	15-jul-18	22-jul-18	14.100	2.71	Verificación de PLC de mandos de control
Generadora del Este	TDL-B1-7	15	16-jul-18	30-jul-18	5.000	1.80	Cambio de cojinetes del tren de engranes
Arizona	ARI-05	35	06-ago-18	09-sep-18	16.000	13.44	Mantenimiento mayor
Generadora del Este	TDL-B1-6	8	13-ago-18	20-ago-18	5.000	0.96	Overhaul de 7,500 horas
Genosa	GGO-B3	8	26-ago-18	02-sep-18	4.900	0.94	Inspección de cojinetes de cigüeñal y cambio de ser necesario. Limpieza de cooler de aire y calibrar sistema de inyección
Puerto Quetzal Power	PQP-B2	30	27-ago-18	25-sep-18	5.679	4.09	Overhaul
Térmica	TER-B1 y B2	8	09-sep-18	16-sep-18	14.100	2.71	Por mantenimiento a bomba de distribución de agua
Térmica II	TER-B3 y B4	8	09-sep-18	16-sep-18	31.200	5.99	Por mantenimiento a bomba de distribución de agua
Generadora del Este	TDL-B3-10	15	17-sep-18	01-oct-18	7.500	2.70	Overhaul de 15,000 horas
Arizona	ARI-07	35	01-oct-18	04-nov-18	16.000	13.44	Mantenimiento mayor
Biogas del Vertedero El Trebol	BVT-G	4	02-oct-18	05-oct-18	0.900	0.09	Servicio de 24,000 horas
Electro Generación	ELG-B2	8	08-oct-18	15-oct-18	7.500	1.44	Mantenimiento al sistema de inyección y eje de levas
Puerto Quetzal Power	PQP-B6	30	15-oct-18	13-nov-18	5.679	4.09	Overhaul
Térmica II	TER-B3 y B4	7	21-oct-18	27-oct-18	31.200	5.24	Migración de controladores DEIF de las unidades a una versión superior
Puerto Quetzal Power	Central	1	28-oct-18	28-oct-18	56.794	1.36	Revisión y Limpieza en Tubería de agua de mar
Genosa	GGO-B1	8	11-nov-18	18-nov-18	4.900	0.94	Inspección de cilindros, calibrar sistema de inyección

Tabla 22 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Motores)1

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
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
Genosa	GGO-B2	5	13-ene-19	17-ene-19	4.900	0.59	Mantenimiento torre de enfriamiento
Puerto Quetzal Power	PQP-B8	30	14-ene-19	12-feb-19	5.679	4.09	Mantenimiento de generador
Biogas del Vertedero El Trebol	BVT-G	4	15-ene-19	18-ene-19	0.900	0.09	Servicio de 28,000 horas
Arizona	ARI-O2	35	04-feb-19	10-mar-19	16.000	13.44	Mantenimiento mayor
Genosa	GGO-B1, B2 y B3	7	10-feb-19	16-feb-19	14.700	2.47	Mantenimiento de pozo de agua y sistema de enfriamiento
Puerto Quetzal Power	Central	1	17-feb-19	17-feb-19	56.794	1.36	Revisión y Limpieza en Tubería de agua de mar
Electro Generación	ELG-B1	18	18-feb-19	07-mar-19	7.500	3.24	overhaul de 30,000 horas
Generadora del Este	TDL-B3-13	8	08-mar-19	15-mar-19	10.000	1.92	Mantenimiento al sistema de inyección y eje de levas

Tabla 23 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Motores)2

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-H	25	07-abr-18	01-may-18	79.742	47.85	Mantenimiento de válvula esférica unidad # 3 (comprende trabajos para el desmontaje de válvula esférica, para la reparación del sello de servicio de la válvula esférica de la unidad No. 3, pruebas y puesta en servicio, es necesario vaciar la tubería forzada) Mantenimiento mayor en unidad No. 3 (comprende trabajos en toberas "A" y "B", mantenimiento de cojinetes)
Palín II	PAL-H	38	09-abr-18	16-may-18	3.924	3.58	Mantenimiento mayor de las dos unidades y presa reguladora de la planta Palín II
Chixoy	CHX-H5	21	14-abr-18	04-may-18	56.846	28.65	Mantenimiento mayor de la unidad
Pasabien	PAS-H	20	15-abr-18	04-may-18	12.429	5.97	Mantenimiento mayor, el día lunes 16 y martes 17 de abril se necesita desenergizada la subestación San Cruz a partir de las 06:00 AM y se energizara a las 06:00 PM de cada día e involucra a INDE
Hidroxacbal	XAC-H2	15	18-abr-18	02-may-18	50.002	18.00	Mantenimiento mayor como seguimiento a la garantía del fabricante, que incluirá: mantenimiento a la turbina, generador, gobernador, excitación, cojinetes, radiadores, sistema de enfriamiento, sistema de lubricación, transformador de potencia y campo de unidad 2 en la subestación
Candelaria	Central	20	26-abr-18	15-may-18	4.433	2.13	Mantenimiento anual, (turbina, generador y transformador- inspección de rodete)
Secacao	Central	20	26-abr-18	15-may-18	16.307	7.83	Mantenimiento anual (turbina, generador y limpieza, reparación y limpieza del embalse- inspección de rodete)
Santa María	SMA-H1	22	01-may-18	22-may-18	2.010	1.06	Cambio de válvula de admisión de la unidad
Hidro Xacbal	Unidad 2	10	01-may-18	10-may-18	50.002	12.00	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.
Hidropower SD	Central	30	02-may-18	31-may-18	1.890	1.36	Mantenimiento anual incluye subestacion y linea de transmisión
Renace	REN-H2	15	02-may-18	16-may-18	22.200	7.99	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Renace	REN-H3	30	02-may-18	31-may-18	22.200	15.98	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos

Tabla 24 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 1)

Las Vacas	Embalse	6	22-jul-18	27-jul-18	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Rio Bobos	Central	9	03-ago-18	11-ago-18	10.000	2.16	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta
Vision de Aguila	Central	15	06-ago-18	20-ago-18	2.100	0.76	Mantenimientos Menores
Las Vacas	Embalse	10	26-ago-18	04-sep-18	43.500	10.44	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Oxec	Sub-estaciones, Línea y Equipos de Planta	15	03-sep-18	17-sep-18	24.800	8.93	Mantenimientos varios
Hidroaguna	Central	5	10-sep-18	14-sep-18	2.086	0.25	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo
Raaxhá	Sub-Estaciones, Línea y Equipos de Planta	30	17-sep-18	16-oct-18	4.400	3.17	Mantenimientos menores
Rio Bobos	Central	9	05-oct-18	13-oct-18	10.000	2.16	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta
Las Vacas	Embalse	6	07-oct-18	12-oct-18	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Santa María	SMA-H2	7	22-oct-18	28-oct-18	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Poza Verde	Embalse	5	22-oct-18	26-oct-18	9.818	1.18	Mantenimiento presa: Limpieza de Azolvamiento del embalse, mantenimiento Bocatoma. Reparación de sellos de compuertas desfogue, chequeo sellos de compuertas, chequeo y limpieza de sistema oleohidráulico, tuberías, limpieza y revisión de instrumentación.
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
Santa Teresa	Central	5	22-oct-18	26-oct-18	16.200	1.94	Revisión, limpieza y verificación de los equipos
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
Santa María	SMA-H3	7	05-nov-18	11-nov-18	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Pasabien	Unidad 1	5	05-nov-18	09-nov-18	6.214	0.75	Revisión y limpieza de equipo electromecánico, turbina, chumacera, válvula de alta presión hidráulica, interruptor, panel, etc

Tabla 25 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 2)

Aguacapa	AGU-H1	15	05-may-18	19-may-18	26.581	9.57	Mantenimiento mayor Unidad No. 1 (Comprende trabajos de cambio y ajuste de cojinetes de accionamiento y servicio de la unidad generadora)
Raaxhá	RAA-H	21	06-may-18	26-may-18	4.400	2.22	Mantenimiento Anual Equipos de Generación
Porvenir	POR-H	12	07-may-18	18-may-18	2.146	0.62	Mantenimiento preventivo semestral, incluye mantenimiento de la subestación 2 días, mantenimiento de la unidad y el embalse
Pasabien	Unidades 1 y 2	20	07-may-18	26-may-18	12.429	5.97	Mantenimiento anual mayor a las unidades de generación revisión del equipo electromecánico, paneles eléctricos, transformadores, interruptores, subestación, reparación de canal de conducción de agua y revisión de válvulas de alivio de la tubería de alta presión
Poza Verde	Embalse	5	07-may-18	11-may-18	9.818	1.18	Mantenimiento presa: Limpieza de Azolvamiento del embalse, mantenimiento Bocatoma. Reparación de sellos de compuertas desfogues, chequeo sellos de compuertas, chequeo y limpieza de sistema oleohidráulico, tuberías, limpieza y revisión de instrumentación.
La Perla	Central	6	08-may-18	13-may-18	3.799	0.55	Mantenimiento Preventivo y Predictivo
Renace	Central	10	09-may-18	18-may-18	66.788	16.03	Revisión, limpieza y verificación de los equipos
Hidroaguna	Central	3	15-may-18	17-may-18	2.086	0.15	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta
Renace	REN-H1	15	20-may-18	03-jun-18	22.200	7.99	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Las Vacas	Embalse	10	03-jun-18	12-jun-18	43.500	10.44	Cambio de Rodete, Inspección de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspección de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Oxec	Sub-estaciones, Línea y Equipos de Planta	15	11-jun-18	25-jun-18	24.800	8.93	Mantenimientos varios
Raaxhá	Sub-Estaciones, Línea y Equipos de Planta	30	15-jun-18	14-jul-18	4.400	3.17	Mantenimientos menores
Panan	Unidades 1, 2, 3, presa, y subestación	7	22-jun-18	28-jun-18	7.538	1.27	Limpieza del embalse, limpieza general del generador, revisión de rodamientos, ajuste de alaves, calibraciones a las protecciones del generador. Calibración de los relevadores equipos de protección SEL, limpieza a toda la estructura
Hidroaguna	Central	5	17-jul-18	21-jul-18	2.086	0.25	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta

Tabla 26 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 3)

Las Vacas	Embalse	6	22-jul-18	27-jul-18	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Rio Bobos	Central	9	03-ago-18	11-ago-18	10.000	2.16	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta
Visión de Aguila	Central	15	06-ago-18	20-ago-18	2.100	0.76	Mantenimientos Menores
Las Vacas	Embalse	10	26-ago-18	04-sep-18	43.500	10.44	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Oxec	Sub-estaciones, Línea y Equipos de Planta	15	03-sep-18	17-sep-18	24.800	8.93	Mantenimientos varios
Hidroaguna	Central	5	10-sep-18	14-sep-18	2.086	0.25	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo
Raaxhá	Sub-Estaciones, Línea y Equipos de Planta	30	17-sep-18	16-oct-18	4.400	3.17	Mantenimientos menores
Río Bobos	Central	9	05-oct-18	13-oct-18	10.000	2.16	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo Generador, Turbina auxiliares y Balance de planta
Las Vacas	Embalse	6	07-oct-18	12-oct-18	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspeccion de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspeccion de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
Santa María	SMA-H2	7	22-oct-18	28-oct-18	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Poza Verde	Embalse	5	22-oct-18	26-oct-18	9.818	1.18	Mantenimiento presa: Limpieza de Azolvamiento del embalse, mantenimiento Bocatoma. Reparación de sellos de compuertas desfogue, chequeo sellos de compuertas, chequeo y limpieza de sistema oleohidráulico, tuberías, limpieza y revisión de instrumentación.
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
Santa Teresa	Central	5	22-oct-18	26-oct-18	16.200	1.94	Revisión, limpieza y verificación de los equipos
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
Santa María	SMA-H3	7	05-nov-18	11-nov-18	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Pasabien	Unidad 1	5	05-nov-18	09-nov-18	6.214	0.75	Revisión y limpieza de equipo electromecánico, turbina, chumacera, válvula de alta presión hidráulica, interruptor, panel, etc

Tabla 27 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 4)

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
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.
Palo Viejo	CENTRAL	3	10-nov-18	12-nov-18	87.381	6.29	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.
Santa María	SMA-H1	7	12-nov-18	18-nov-18	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Pasabien	Unidad 2	5	12-nov-18	16-nov-18	6.214	0.75	Revisión y limpieza de equipo electromecánico, turbina, chumacera, válvula de alta presión hidráulica, interruptor, panel, etc
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
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
Río 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
Las Vacas	Embalse	6	25-nov-18	30-nov-18	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspección de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspección de Aguja, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
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 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 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 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
Hidro Xacbal	Presa Derivadora	5	10-dic-18	14-dic-18	100.004	12.00	Dragado del embalse de la presa derivadora
Panan	Unidades 1, 2 y 3	7	27-ene-19	02-feb-19	7.538	1.27	Limpieza general de los generadores, revisión de rodamientos, ajustes de alaves, calibraciones a las protecciones del generador. Limpieza de sedimentos del embalse, Calibración de los relevadores
Chixoy	CHX-H1	20	29-ene-19	17-feb-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
Hidroaguna	Central	3	05-feb-19	07-feb-19	2.086	0.15	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo

Tabla 28 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 5)

Aguacapa	AGU-H2	18	09-feb-19	26-feb-19	26.581	11.48	Mantenimiento mayor Unidad No. 2 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", y cambio de servomotor de deflector)
Santa María	SMA-H	36	10-feb-19	17-mar-19	3.000	2.59	Mantenimiento preventivo semestral del embalse
Hidro Xacbal Delta	Unidad 1	15	10-feb-19	24-feb-19	29.202	10.51	Preventivo mayor como seguimieneto a la garantía del fabricante
Los Esclavos	LES-H2	100	12-feb-19	22-may-19	6.841	16.42	Mantenimiento correctivo a la turbina, mantenimiento y reparación al generador eléctrico de la unidad No. 2
El Cobano	Generador 1	8	18-feb-19	25-feb-19	5.100	0.98	Mantenimiento Preventivo
Chixoy	CHX-H2	20	19-feb-19	10-mar-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
Santa María	SMA-H1	7	25-feb-19	03-mar-19	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
Hidro Xacbal Delta	Unidad 2	15	25-feb-19	11-mar-19	29.202	10.51	Preventivo mayor como seguimieneto a la garantía del fabricante
Visión de Aguila	Central	20	01-mar-19	20-mar-19	2.100	1.01	Mantenimiento Anual Equipos en General
Aguacapa	AGU-H1	18	02-mar-19	19-mar-19	26.581	11.48	Mantenimiento mayor en unidad No. 1 (comprende trabajos en toberas "A" y "B", cambio de boquilla de inyector)
Jurun Marinala	JUR-H2	15	04-mar-19	18-mar-19	20.150	7.25	Mantenimiento mayor anual de la unidad
Oxec	Sub-estaciones, Línea y Equipos de Planta	30	04-mar-19	02-abr-19	24.800	17.86	Mantenimiento Anual Equipos en General
Renace 3	RE3-H1	10	04-mar-19	13-mar-19	22.000	5.28	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
Hidro Xacbal Delta	Central	4	05-mar-19	08-mar-19	58.404	5.61	Mantenimiento preventivo y predictivo a subestación
Guayacan	Turbina Francis	15	06-mar-19	20-mar-19	2.954	1.06	Mantenimiento Anual - Servicios a turbina, generador, limpieza del area de la presa, equipos auxiliares, subestación, transformador principal.
Canada	CAN-H	4	11-mar-19	14-mar-19	45.928	4.41	Mantenimiento general a la aparamenta de las subestaciones El Canadá y Santa María. Calibración de relevadores de protección
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 aparamenta de las subestaciones de elevación y conmutación, Calibración de relevadores de protección y cambio de valvula mariposa Unidad No. 2
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.
Chixoy	CHX-H3	20	12-mar-19	31-mar-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor

Tabla 29 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 6)

Hidro Xacbal	Unidad 1	15	12-mar-19	26-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.
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	Camara de carga, toma y entrada al tunel, servicios auxiliares en casa de máquinas, grupos turbina-generador 1 y 2, subestacion elevadora El Recreo II, Subestacion 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 area de toa, camara de carga y entrada al tunel, servicios auxiliares en caso de maquinas Recreo II, mantenimiento a generadores y turbinas, a equipos de mando y control, mantenimiento a transformadores y aparata en la subestacion elevadora El Recreo II, Mantenimiento al equipo y aparata en la subestacion Las Victoria; y a la Línea de transmisión 69 kV Recreo II- Las Victorias
Raaxhá	Sub-Estaciones, Línea y Equipos de Planta	30	17-mar-19	15-abr-19	4.400	3.17	Mantenimiento Anual Equipos en General
Santa María	SMA-H2	7	18-mar-19	24-mar-19	2.010	0.34	Mantenimiento preventivo semestral de la unidad
El Cobano	Generador 2	8	18-mar-19	25-mar-19	5.100	0.98	Mantenimiento Preventivo
Jurun Marinala	JUR-H	20	20-mar-19	08-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
Salto Marinala	HSM-H	20	20-mar-19	08-abr-19	5.000	2.40	Mantenimiento preventivo general
Hidroaguna	Central	3	25-mar-19	27-mar-19	2.086	0.15	Limpieza de embalse y mantenimiento preventivo / correctivo
Hidro Xacbal	Central	4	25-mar-19	28-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
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.

Tabla 30 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 7)

Hidro Xacbal	Unidad 2	15	28-mar-19	11-abr-19	50.002	18.00	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.
Aguacapa	AGU-H3	18	30-mar-19	16-abr-19	26.581	11.48	Mantenimiento mayor en Unidad No. 3 (Comprende trabajos en toberas "A" y "B", cambio de boquilla de inyector)
Santa María	SMA-H3	35	01-abr-19	05-may-19	2.010	1.69	Mantenimiento preventivo mayor de la unidad
La Libertad	Equipo electromecánico, Subestación y Presa	8	01-abr-19	08-abr-19	9.540	1.83	Mantenimiento anual
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.
Chixoy	CHX-H4	20	02-abr-19	21-abr-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
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
El Manantial 2	Embalse Ocosito y unidades 4,5,6,7,8,9,10 y 11	6	08-abr-19	13-abr-19	23.200	3.34	Revisión y ajuste de rodetes, Validación de eficiencias y Mantenimiento de rutina. Revisión de sellos y estado de geomembrana. Limpieza anual del embalse, limpieza de desarenadores
Las Fuentes II	LFU-H	6	08-abr-19	13-abr-19	13.733	1.98	Limpieza de Balsa regulación y desregulación
Las Vacas	Embalse	6	09-abr-19	14-abr-19	43.500	6.26	Cambio de Rodete, Inspección de Chumaceras, limpieza de Generador, Inspección de Agujas, Cambio si es necesario, Mantenimiento Generador
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
Las Fuentes II	LFU-H	3	11-abr-19	13-abr-19	13.733	0.99	Reapriete de acoplamiento conico y revisión de desgaste
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
Renace 2	RE2-H3	10	12-abr-19	21-abr-19	28.500	6.84	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
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

Tabla 31 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 8)

El Manantial 1	Embalse Cuache y Unidades 1,2 y 3	5	15-abr-19	19-abr-19	3.600	0.43	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	15-abr-19	19-abr-19	0.500	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
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.
Renace 2	RE2-H4	10	17-abr-19	26-abr-19	28.500	6.84	Revisión y ajuste de los equipos electromecánicos
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.
Renace 2	Central	8	22-abr-19	29-abr-19	114.000	21.89	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
Chixoy	CHX-H5	20	23-abr-19	12-may-19	57.080	27.40	Mantenimiento mayor
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.
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
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.
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.
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.

Tabla 32 Programa de mantenimientos mayores programación definitiva mayo 2018-abril 2019 (Centrales Hidroeléctricas 9)

2.9.2 MANTENIMIENTOS DE TRANSMISIÓN 2018-2019

2.9.2.1 MANTENIMIENTOS ETCEE

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestacion Guate Sur, Banco 4, 230/69 Kv	10	01-feb-18	05-mar-18	02-abr-18	Pasivado al Transformador de Potencia como parte del Tratamiento al Aceite Dieléctrico de acuerdo a los últimos análisis
Subestacion Guate Sur, Banco de Transformación 1 138/69 Kv Fase R	10	04-ene-18	10-feb-18	15-mar-18	Inspección interna por posible punto caliente debido a conexión floja.
Subestacion Guate Sur, Banco de Transformación 3 230/69 Kv Fase Reserva	10	15-feb-18	15-mar-18	16-abr-18	Pasivado al Transformador de Potencia como parte del Tratamiento al Aceite Dieléctrico de acuerdo a los últimos análisis
Subestacion Guatenorte, Banco de Transformación 1, 230/69kV, Fase Reserva	10	05-mar-18	09-abr-18	07-may-18	Pasivado al Transformador de Potencia como parte del Tratamiento al Aceite Dieléctrico de acuerdo a los últimos análisis
Subestacion Escuintla 1, Banco de Transformación 1 230/138 Kv, Fase S	10	04-may-18	04-jun-18	09-jul-18	Inspección interna y monitorero debido a posibles descargas parciales.

Tabla 33 Mantenimientos ETCEE

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

Tabla 34 Nuevos Transformadores ETCEE

Origen	Destino	Transformador		Fecha	
		Voltaje	Capacidad inicial(MVA)		Final (MVA)
Santa Elena la Cumbre	Playa Grande	69/34.5 kV	1.5	3.5	dic-18
Sanarate	Coban	69/34.5	7	14	nov-18
Fábrica	Chiquimulilla	138/13.8 kV	28	56	nov-18

Tabla 35 Rotación de Transformadores ETCEE

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

Tabla 36 Reconductorado de Línea

Subestación	Voltaje	Capacidad	Línea	Voltaje Línea	Fecha estimada de puesta en operación.
La Esperanza 138kV, en subestacion Pologua	138kV	***	***	jun-18	Montaje de campo de salida en S/E Pologua hacia La Esperanza

Tabla 37 Nuevos Campos

Línea	Voltaje	Capacidad	Km. Línea	Fecha estimada de puesta en operación.
Aguacapa-La Vega 2	230 kV	374	28.91	jun-18

Tabla 38 Nuevas líneas de transmisión

Equipo	Voltaje(kV)	Capacidad(MVAR)	Previsión Puesta en Servicio
Banco de Reactores Sayaxché	34.5	1	dic-18
Banco de Reactores La Libertad III	34.5	1	dic-18

Tabla 39 Nuevos elementos de compensación reactiva

2.9.2.2 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
Barcenias	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

2.9.2.3 MANTENIMIENTOS RECSA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha mas temprana de comienzo	Fecha mas tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Subestación Toliman	1	13-mar-18	27-feb-18	03-abr-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión. Pruebas eléctricas a transformador de potencia.
Subestación Chicacao	1	18-mar-18	04-mar-18	01-abr-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión. Pruebas eléctricas a transformador de potencia.
Subestación Viñas	1	15-abr-18	08-abr-18	29-abr-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión.
Subestación Asunción Mita	1	22-abr-18	08-abr-18	06-may-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión. Pruebas eléctricas a transformador de potencia.
Línea 69kV El Progreso a Asunción Mita	1	22-abr-18	08-abr-18	06-may-18	Mantenimiento de aislamiento, puestas a tierra, identificación de estructuras
Subestación Telemán RECSA	1	29-abr-18	15-abr-18	13-may-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión. Cambio de bushing de alta tensión del transformador de potencia.
Subestación Cruz de Santiago	1	13-may-18	29-abr-18	27-may-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión. Pruebas eléctricas a transformador de potencia.
Subestación Patzun	1	13-may-18	29-abr-18	27-may-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión.
Línea 69kV Patzún a Cruz de Santiago	1	13-may-18	29-abr-18	27-may-18	Mantenimiento de aislamiento, puestas a tierra, identificación de estructuras
Subestación Usumatán	1	27-may-18	13-may-18	10-jun-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta en general. Pruebas locales y a distancia de equipo de alta y media tensión.
Línea 69kV Usumatán	1	27-may-18	13-may-18	10-jun-18	Mantenimiento de aislamiento, puestas a tierra, identificación de estructuras
Subestación Asunción Mita	1	21-oct-18	07-oct-18	04-nov-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta 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 aparamenta en general.
Subestación Patzun	1	18-nov-18	11-nov-18	25-nov-18	Mantenimiento a los elementos de seccionamiento, equipos de protección y aparamenta 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 aparamenta 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

2.9.2.4 MANTENIMIENTOS TREC

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha mas temprana de comienzo	Fecha mas tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Mantenimiento de Lineas Huehuetenango II - Esperanza , Huehuetenango II - Covadonga 230 kv y Covadonga-Xacbal	5	10-dic-18	05-dic-18	15-dic-18	Mantenimiento de línea de 230 KV
Mantenimiento de Subestacion La Esperanza	4	25-mar-19	20-mar-19	28-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación
Mantenimiento de Subestacion Huehuetenango II	4	25-mar-19	20-mar-19	28-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación
Mantenimiento de Subestacion Covadonga	4	25-mar-19	20-mar-19	28-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación
Mantenimiento de Lineas Huehuetenango II - Esperanza y Huehuetenango II - Covadonga 230 kv, Covadonga - Xacbal	4	25-mar-19	20-mar-19	28-mar-19	Mantenimiento a aparata de potencia en subestación

2.9.2.5 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
Línea Chixoy II - Uspantán 230kV	10	02-abr-18	05-mar-18	07-may-18	Limpieza aisladores de las 81 torres de celosía, en circuito 1.
Línea Chixoy II - Uspantán 230kV	10	12-abr-18	15-mar-18	17-may-18	Limpieza aisladores de las 81 torres de celosía, en circuito 2.
Línea Chixoy II - Uspantán 230kV	10	02-abr-18	05-mar-18	07-may-18	Cambio de herrajes, deterioro o corrosión
Línea Chixoy II - Uspantán 230kV	10	01-abr-19	04-mar-19	06-may-19	Limpieza aisladores de las 81 torres de celosía, en circuito 1.
Línea Chixoy II - Uspantán 230kV	10	11-abr-19	14-mar-19	16-may-19	Limpieza aisladores de las 81 torres de celosía, en circuito 2.
Línea Chixoy II - Uspantán 230kV	10	01-abr-19	04-mar-19	06-may-19	Cambio de herrajes, deterioro o corrosión
Subestacion Chixoy II	10	02-abr-18	05-mar-18	07-may-18	Calibracion de relevadores de Proteccion, por configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Subestacion Chixoy II	15	02-abr-18	05-mar-18	07-may-18	Pruebas electricas Interruptores y seccionadores, por configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Subestacion Uspantan	5	02-abr-18	05-mar-18	07-may-18	Calibracion de relevadores de Proteccion, por configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Subestacion Uspantan	9	02-abr-18	05-mar-18	07-may-18	Pruebas electricas Interruptores y seccionadores, por configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia
Subestacion Chixoy II	10	01-abr-19	04-mar-19	06-may-19	Calibracion de relevadores de Proteccion, por configuracion 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 electricas Interruptores y seccionadores, por configuracion 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	Calibracion de relevadores de Proteccion, por configuracion 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 electricas Interruptores y seccionadores, por configuracion de interruptor y medio de la subestacion, no se interrumpe el transporte de energia

2.9.2.6 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)

2.9.2.7 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-Joaquin	1	02-dic-18	25-nov-18	09-dic-18	Calibración de protecciones
Subestación San Joaquin Campo Arizona, Escuintla y Pacifico	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

2.9.2.8 MANTENIMIENTOS TRECSA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
LT Izabal-El Estor 69 KV	1	02-may-18	18-abr-18	16-may-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 Izabal 230/69 Kv	1	02-may-18	18-abr-18	16-may-18	Cambio de transformador de potencia de reserva por una fase energizada de banco de auto transformadores de potencia 230/69 kV, 150 MVA.
SE Morales 230/69 kV	1	03-may-18	19-abr-18	17-may-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 Morales-La Ruidosa 69 KV	1	03-may-18	19-abr-18	17-may-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 San Agustín 230/69 kV	1	08-may-18	24-abr-18	22-may-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 San Agustín-El Rancho 69 KV	1	08-may-18	24-abr-18	22-may-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.
Huehuetenango II 230/138 KV	1	10-may-18	26-abr-18	24-may-18	Cambio de transformador de potencia de reserva por una fase energizada de banco de auto transformadores de potencia 230/69 kV, 150 MVA.
SE Uspantán 230kV	1	06-jun-18	23-may-18	20-jun-18	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos.Pruebas de factor de potencia y relacion de trasformacion de los trasformadores de medida. Limpieza y ajuste de borneras de los tableros de control y proteccion
LT Covadonga - Uspantán 230 KV	1	06-jun-18	23-may-18	20-jun-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 Covadonga 230kV	1	08-jun-18	25-may-18	22-jun-18	Mantenimiento a mecanismos de operación de seccionadores e interruptores pruebas de resistencia de contactos.Pruebas de factor de potencia y relacion de trasformacion de los trasformadores de medida. Limpieza y ajuste de borneras de los tableros de control y proteccion
SE Tactic 230 kV	1	12-jun-18	29-may-18	26-jun-18	Revisión de pureza de gas
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 relacion de trasformacion de los trasformadores de medida. Limpieza y ajuste de borneras de los tableros de control y proteccion
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 relacion de transformacion de los transformadores de medida. Limpieza y ajuste de borneras de los tableros de control y proteccion
LT Pacífico-San Jose 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.

2.9.2.9 ADICIONES TRECESA

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	04-jul-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	04-jul-18	Energización nueva Subestación Las Cruces 230 kV
LT Guate Sur - Las Cruces 230 kV	3	20-nov-18	06-nov-18	04-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	04-dic-18	Energización Ampliación Subestación Guate Sur 230 kV

2.9.2.10 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 bornas 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 bornas de los tableros de control y protección
LT Madre Tierra-La Unión 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 Unión 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 bornas de los tableros de control y protección
LT Madre Tierra-Pantaleón 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 bornas 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 bornas de los tableros de control y protección
LT Pacífico-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.

2.9.2.11 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	15-may-18	Energización nueva LT Pantaleón - Siquinalá 230 kV
Subestación Siquinalá 230 kV	5	25-abr-18	06-abr-18	15-may-18	Energización nueva Subestación Siquinalá 230 kV
Ampliación Subestación La Vega II 230 kV	3	20-abr-18	01-abr-18	10-may-18	Energización Ampliación Subestación La Vega II 230 kV

2.9.2.12 MANTENIMIENTOS TRANSPORTE DE ENERGÍA ALTERNATIVA

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha mas temprana de comienzo	Fecha mas 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 apartamta de potencia en subestación

2.9.2.13 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.

2.9.2.14 TRANSFOSUR

Equipo	Tiempo del Mantenimiento (días)	Fecha preferida de comienzo	Fecha más temprana de comienzo	Fecha más tardía de comienzo	Motivo del mantenimiento
Escuintla Banco de Transformación 230/69kV - ESC 230/13T2	6	21-may-18	14-may-18	28-may-18	Mantenimiento general del transformador.
Escuintla Banco de Transformación 230/69kV - ESC 230/13T2	6	15-oct-18	08-oct-18	22-oct-18	Trabajos en bushing primario y cuba del transformador.

3 CONCLUSIONES

- 4.1 Para el periodo mayo de 2018 a abril de 2019, existe la suficiente capacidad instalada para suplir la demanda del Sistema Nacional Interconectado, considerando la garantía de suministro de combustible, según lo informado por los Participantes Productores mediante los informes emitidos por las empresas certificadoras de procesos respecto a instalaciones necesarias y disponibilidad de suministro de combustible para poder generar de forma continua durante todo el Año Estacional.
- 4.2 Para suplir la demanda de potencia y energía se estima que serán necesarias 1,095,125 toneladas métricas de carbón.
- 4.3 La producción de energía hidráulica para este Año Estacional se espera esté cercana a la energía que se produce con el promedio histórico de caudales declarados.
- 4.4 La importación desde México para el periodo se estima en 891.9 GWh, considerado la metodología de costos declarada por los Participantes Energía del Caribe (886.07 GWh) y ECOE-INDE (8.84 GWh).
- 4.5 La exportación al SER se estima en 1734.12 GWh, este monto incluye los Contratos Firmes del MER y las 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%

MES	AGU-H	CAF-H	CAN-H	CBN-H	CHO-H	CHX-H	CND-H	FLO-H	HAG-H	HCR-H	HCV-H	HEL-H	HGY-H
05/2018	10.035	2.625	11.209	1.337	1.393	109.500	1.252	2.385	0.778	0.650	0.632	0.475	0.206
06/2018	16.646	3.337	16.033	2.162	2.797	141.900	1.730	3.133	1.458	0.936	0.806	0.523	0.370
07/2018	19.652	4.523	14.616	2.749	4.589	162.250	2.326	3.030	1.264	1.392	0.862	0.593	0.272
08/2018	19.826	5.652	13.413	3.337	3.804	124.760	2.789	3.238	1.507	1.369	0.768	0.546	0.369
09/2018	30.519	5.933	17.920	5.378	3.167	135.240	2.845	3.133	1.215	1.347	0.959	0.590	0.351
10/2018	29.613	5.868	19.754	4.908	2.611	138.670	2.809	3.238	1.507	1.392	0.969	0.440	0.771
11/2018	16.391	3.301	13.526	2.321	2.004	65.957	2.466	2.158	1.069	1.347	0.886	0.419	0.503
12/2018	13.765	2.435	12.027	1.598	1.318	37.271	2.117	0.918	1.012	1.011	0.717	0.379	0.389
01/2019	12.107	2.499	10.174	1.458	2.143	55.743	1.830	1.701	0.600	0.756	0.644	0.419	0.391
02/2019	10.591	1.869	8.551	1.268	1.222	95.791	1.412	1.900	0.449	0.524	0.566	0.389	0.294
03/2019	11.818	1.632	9.479	1.366	1.130	66.153	1.454	2.179	0.406	0.571	0.616	0.431	0.323
04/2019	10.469	1.072	9.852	1.315	0.812	143.030	1.275	2.037	0.520	0.411	0.597	0.410	0.327

MES	HIX-H	HLP-H	HPO-H	HPO-H	HPO-H	HST-H	JUR-H	LES-H	LFU-H	LIB-H	LVA-H	MNL-H1	MNL-H2
05/2018	0.362	1.498	0.047	1.538	1.593	0.722	14.022	2.181	2.281	1.832	6.752	1.706	2.916
06/2018	0.838	1.679	1.373	2.695	1.799	0.522	13.331	7.465	5.260	3.362	12.400	2.457	9.168
07/2018	0.751	2.002	1.370	3.341	1.906	0.516	12.389	5.976	9.316	3.376	9.484	2.611	16.785
08/2018	0.664	2.406	1.306	3.341	1.720	0.620	11.641	6.888	6.970	3.068	11.316	2.611	12.917
09/2018	1.118	1.940	1.315	3.234	1.776	0.670	12.200	9.564	9.600	4.229	15.281	2.527	16.244
10/2018	1.099	2.264	1.360	3.341	1.631	0.672	12.393	9.883	9.920	4.733	10.321	2.611	16.785
11/2018	0.648	1.487	1.239	2.019	1.327	0.640	11.141	2.551	4.607	3.031	6.355	1.643	8.273
12/2018	0.374	1.444	1.248	1.171	1.066	0.690	9.416	2.069	2.694	1.565	5.960	1.643	3.988
01/2019	0.291	1.265	1.229	0.947	1.167	0.824	10.645	1.515	1.843	1.241	5.715	1.706	2.021
02/2019	0.197	0.858	1.119	0.613	1.171	0.636	11.382	1.189	1.545	0.919	4.505	1.546	1.337
03/2019	0.215	0.895	1.244	0.682	1.273	0.809	12.845	1.170	1.627	0.951	5.648	1.650	1.653
04/2019	0.187	0.762	1.159	0.795	1.518	0.611	15.041	1.271	1.709	0.816	5.229	1.570	2.221

MES	MNL-H3	MTO-H	MTZ-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H2	POR-H	PVE-H	PVI-H	RAA-H	RBO-H
05/2018	0.060	3.047	1.940	5.015	1.362	1.759	1.182	0.146	0.000	1.299	9.525	1.031	2.082
06/2018	0.318	4.358	3.996	5.081	1.298	4.154	3.121	0.361	0.000	3.346	25.943	1.444	1.736
07/2018	0.377	3.973	5.011	7.152	1.206	3.156	2.490	0.298	0.000	4.072	49.573	1.753	1.178
08/2018	0.273	3.646	5.644	8.755	1.133	2.901	2.624	0.334	0.000	4.123	33.883	3.196	1.800
09/2018	0.365	4.871	6.422	5.081	1.188	4.479	3.475	0.421	0.000	6.726	41.730	1.650	2.011
10/2018	0.377	5.369	6.372	9.428	1.207	5.675	3.995	0.509	0.000	6.400	47.866	1.547	2.891
11/2018	0.153	3.670	4.785	7.765	1.085	4.971	2.592	0.318	0.000	3.220	47.366	3.093	4.338
12/2018	0.093	3.269	3.740	4.754	0.920	4.245	1.454	0.171	0.000	2.120	30.934	2.339	4.363
01/2019	0.064	2.765	3.545	4.974	1.028	3.525	0.918	0.113	0.000	1.955	21.789	3.012	4.352
02/2019	0.058	2.324	2.591	3.491	1.102	2.146	0.620	0.076	0.000	1.568	15.686	1.846	3.135
03/2019	0.064	2.576	2.524	0.000	1.252	2.367	0.674	0.076	0.000	1.825	13.661	1.650	3.440
04/2019	0.058	2.678	1.984	3.327	1.462	1.531	0.688	0.083	0.000	1.732	11.466	0.900	2.600

MES	MNL-H3	MTO-H	MTZ-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H2	POR-H	PVE-H	PVI-H	RAA-H	RBO-H
05/2018	0.060	3.047	1.940	5.015	1.362	1.759	1.182	0.146	0.000	1.299	9.525	1.031	2.082
06/2018	0.318	4.358	3.996	5.081	1.298	4.154	3.121	0.361	0.000	3.346	25.943	1.444	1.736
07/2018	0.377	3.973	5.011	7.152	1.206	3.156	2.490	0.298	0.000	4.072	49.573	1.753	1.178
08/2018	0.273	3.646	5.644	8.755	1.133	2.901	2.624	0.334	0.000	4.123	33.883	3.196	1.800
09/2018	0.365	4.871	6.422	5.081	1.188	4.479	3.475	0.421	0.000	6.726	41.730	1.650	2.011
10/2018	0.377	5.369	6.372	9.428	1.207	5.675	3.995	0.509	0.000	6.400	47.866	1.547	2.891
11/2018	0.153	3.670	4.785	7.765	1.085	4.971	2.592	0.318	0.000	3.220	47.366	3.093	4.338
12/2018	0.093	3.269	3.740	4.754	0.920	4.245	1.454	0.171	0.000	2.120	30.934	2.339	4.363
01/2019	0.064	2.765	3.545	4.974	1.028	3.525	0.918	0.113	0.000	1.955	21.789	3.012	4.352
02/2019	0.058	2.324	2.591	3.491	1.102	2.146	0.620	0.076	0.000	1.568	15.686	1.846	3.135
03/2019	0.064	2.576	2.524	0.000	1.252	2.367	0.674	0.076	0.000	1.825	13.661	1.650	3.440
04/2019	0.058	2.678	1.984	3.327	1.462	1.531	0.688	0.083	0.000	1.732	11.466	0.900	2.600

5.2 ENERGÍA CON PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA DE CAUDALES DE 95%

MES	AGU-H	CAF-H	CAN-H	CBN-H	CHO-H	CHX-H	CND-H	FLO-H	HAG-H	HCR-H	HCV-H	HEL-H	HGY-H
05/2018	8.300	1.868	9.258	1.000	0.891	83.184	1.113	2.124	0.778	0.520	0.492	0.437	0.116
06/2018	10.720	2.402	12.820	1.872	2.167	65.149	1.398	2.884	1.458	0.712	0.489	0.415	0.237
07/2018	13.574	3.699	11.734	2.110	3.809	86.484	2.065	1.777	1.264	1.135	0.521	0.437	0.144
08/2018	9.207	4.291	9.841	2.276	2.856	76.988	2.481	3.238	1.507	1.109	0.613	0.416	0.134
09/2018	22.615	4.766	9.814	4.796	2.402	117.410	2.758	3.133	1.215	0.951	0.751	0.549	0.092
10/2018	21.688	4.364	11.718	3.799	2.199	118.660	2.647	3.238	1.507	1.308	0.734	0.374	0.472
11/2018	14.284	2.447	11.725	2.099	1.137	42.481	2.190	1.527	1.063	1.230	0.762	0.347	0.351
12/2018	10.205	1.607	10.726	1.307	1.011	37.240	1.870	0.590	0.913	0.804	0.647	0.341	0.234
01/2019	10.594	1.769	7.906	1.200	1.872	37.298	1.627	1.279	0.462	0.621	0.601	0.388	0.247
02/2019	8.269	1.209	5.873	0.969	0.954	49.320	1.194	1.409	0.349	0.414	0.553	0.380	0.160
03/2019	8.478	0.961	6.526	1.152	0.844	37.930	1.263	0.997	0.343	0.469	0.608	0.413	0.251
04/2019	7.949	0.644	7.643	0.926	0.655	79.263	1.080	1.467	0.386	0.330	0.577	0.360	0.227

MES	HIX-H	HLP-H	HPO-H	HPO-H	HPO-H	HST-H	JUR-H	LES-H	LFU-H	LIB-H	LVA-H	MNL-H1	MNL-H2
05/2018	0.258	1.173	0.047	1.016	1.233	0.642	9.966	1.706	1.977	1.342	5.195	1.706	2.237
06/2018	0.721	1.275	1.208	2.103	1.328	0.459	8.910	4.471	4.638	2.798	10.964	2.457	7.758
07/2018	0.600	1.350	1.192	2.509	0.791	0.476	6.084	3.523	8.629	2.502	7.493	2.611	16.422
08/2018	0.452	2.031	1.101	2.320	0.621	0.548	4.209	3.167	6.148	2.274	9.526	2.541	11.054
09/2018	0.836	1.497	1.161	2.279	0.560	0.609	2.681	7.425	9.600	3.435	12.940	2.527	16.244
10/2018	0.934	1.733	1.209	3.341	0.777	0.611	4.436	7.967	9.920	3.866	6.544	2.611	16.785
11/2018	0.555	1.286	1.207	1.518	0.983	0.571	7.639	2.462	3.864	2.538	5.125	1.643	6.451
12/2018	0.294	1.079	1.222	0.958	0.888	0.652	7.233	1.539	2.587	1.154	5.373	1.349	3.113
01/2019	0.266	1.031	1.164	0.469	0.842	0.744	8.024	1.176	1.697	0.969	5.493	1.706	1.538
02/2019	0.157	0.602	1.091	0.389	0.801	0.566	7.660	0.877	1.455	0.634	3.877	1.516	0.898
03/2019	0.161	0.648	1.217	0.399	0.896	0.728	8.509	0.955	1.543	0.645	5.268	1.614	1.074
04/2019	0.111	0.582	1.114	0.517	0.913	0.471	7.924	0.856	1.658	0.563	4.926	1.363	1.623

MES	MNL-H3	MTO-H	MTZ-H	OXE-H	PAL-H	PAS-H	PNA-H	PNA-H2	POR-H	PVE-H	PVI-H	RAA-H	RBO-H
05/2018	0.051	2.516	1.344	3.919	0.970	1.345	0.751	0.093	0.000	0.971	5.937	1.031	1.822
06/2018	0.296	3.485	2.761	2.532	0.868	2.902	2.393	0.298	0.000	2.747	18.805	1.444	1.094
07/2018	0.377	3.189	3.169	6.129	0.592	2.366	1.438	0.195	0.000	3.259	36.845	1.753	0.757
08/2018	0.254	2.675	4.565	7.313	0.410	1.941	1.530	0.174	0.000	2.028	26.161	3.196	0.783
09/2018	0.365	2.667	4.565	5.081	0.261	2.815	2.543	0.345	0.000	4.905	26.573	1.650	0.896
10/2018	0.377	3.185	4.251	7.209	0.432	4.659	2.565	0.334	0.000	3.861	36.748	1.547	1.745
11/2018	0.140	3.172	3.370	6.124	0.744	4.126	1.814	0.216	0.000	2.409	38.993	3.093	3.659
12/2018	0.085	2.915	2.750	3.884	0.720	3.233	0.864	0.128	0.000	1.740	25.626	2.016	3.068
01/2019	0.059	2.149	3.003	3.982	0.774	2.675	0.418	0.052	0.000	1.506	17.121	2.623	2.935
02/2019	0.056	1.596	2.070	2.497	0.739	1.066	0.188	0.020	0.000	1.147	11.372	1.370	1.635
03/2019	0.060	1.774	1.935	0.000	0.822	1.702	0.330	0.055	0.000	1.108	11.357	1.438	2.547
04/2019	0.054	2.077	1.115	2.720	0.772	1.301	0.359	0.054	0.000	1.098	8.134	0.765	2.241

MES	REC-H	RE2-H	REN-H	RE2-H	RE3-H	SAL-H	SEC-H	SIS-H	SMA-H	STS-H	VDA-H	XAC-H	XAD-H
05/2018	4.111	3.971	6.283	11.405	9.629	0.374	4.092	0.330	2.340	1.525	0.067	11.119	7.074
06/2018	5.713	5.291	13.328	24.693	20.127	0.701	5.143	0.751	3.289	2.931	0.234	25.219	16.126
07/2018	5.142	4.552	24.176	44.824	35.792	0.732	7.595	1.173	3.012	5.196	0.481	29.661	19.987
08/2018	4.313	3.748	20.566	37.100	30.102	0.631	9.126	1.363	2.472	3.826	0.354	28.718	18.147
09/2018	4.463	4.245	30.766	53.746	44.181	0.591	10.121	1.474	2.502	5.700	0.352	34.485	21.912
10/2018	5.281	4.853	36.116	62.110	47.529	0.454	9.737	1.315	3.008	6.347	0.114	46.531	29.555
11/2018	5.179	4.634	19.820	34.773	28.204	0.111	8.054	1.239	2.989	4.409	0.587	34.817	23.922
12/2018	4.688	4.100	16.645	28.986	23.389	0.284	6.879	1.085	2.697	3.182	0.336	23.795	15.808
01/2019	3.473	3.060	16.771	29.158	23.941	0.228	5.987	0.932	1.995	2.626	0.363	21.846	14.931
02/2019	2.606	2.353	10.197	17.651	14.500	0.237	4.392	0.704	1.487	1.671	0.255	13.958	9.409
03/2019	2.892	2.626	9.589	17.232	14.279	0.338	4.645	0.534	1.664	1.462	0.156	13.003	8.264
04/2019	3.357	2.974	7.064	12.727	10.572	0.360	3.972	0.418	1.948	1.385	0.149	10.699	6.797

6 ANEXO

6.1 ENERGÍA

6.1.1 Estimación del modelo SARIMA para energía

Tabla 40 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 ilustración 2, todos los coeficientes son significativos con una bondad de ajuste del 89% aproximadamente. La prueba de Durbin-Watson proporciona un valor de 2.

Tabla 41 Coeficientes del modelo SARIMA para la demanda de energía

Dependent Variable: DLOG(ENERGIA)
Method: ARMA Conditional Least Squares (Gauss-Newton / Marquardt steps)
Date: 01/19/18 Time: 08:44
Sample (adjusted): 2002M04 2017M11
Included observations: 188 after adjustments
Failure to improve likelihood (non-zero gradients) after 29 iterations
Coefficient covariance computed using outer product of gradients
MA Backcast: 1999M04 2002M03

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLOG(IMAE_HT_AD)	0.241156	0.101026	2.387066	0.0180
AR(12)	1.003391	0.005048	198.7839	0.0000
SAR(1)	-0.469527	0.072783	-6.451017	0.0000
SAR(2)	-0.252196	0.071864	-3.509358	0.0006
MA(12)	-1.359169	0.018904	-71.89820	0.0000
MA(36)	0.392659	0.015975	24.57993	0.0000

R-squared	0.888434	Mean dependent var	0.003020
Adjusted R-squared	0.885369	S.D. dependent var	0.049085
S.E. of regression	0.016619	Akaike info criterion	-5.325180
Sum squared resid	0.050265	Schwarz criterion	-5.221889
Log likelihood	506.5669	Hannan-Quinn criter.	-5.283331
Durbin-Watson stat	1.999968		

Inverted AR Roots	1.00	.87-.50i	.87+.50i	.50+.87i
	.50-.87i	.00+1.00i	-.00-1.00i	-.23+.44i
	-.23-.44i	-.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	.85+.51i	.85-.51i
	.66+.66i	.66-.66i	.51+.85i	.51-.85i
	.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+.85i	-.51-.85i	-.66-.66i	-.66+.66i
	-.85+.51i	-.85-.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 42 Correlograma del modelo SARIMA para la demanda de energía

Date: 01/22/18 Time: 10:43
 Sample: 2001M05 2017M11
 Included observations: 188
 Q-statistic probabilities adjusted for 5 ARMA terms and 1 dynamic regressor

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob*
		1 -0.017	-0.017	0.0532	
		2 -0.057	-0.058	0.6853	
		3 -0.096	-0.099	2.4816	
		4 -0.046	-0.054	2.8934	
		5 -0.052	-0.067	3.4170	
		6 -0.061	-0.082	4.1585	0.041
		7 -0.089	-0.115	5.7301	0.057
		8 0.032	-0.001	5.9368	0.115
		9 0.085	0.051	7.3681	0.118
		10 -0.134	-0.167	10.974	0.052
		11 0.101	0.088	13.033	0.043
		12 0.127	0.119	16.283	0.023
		13 0.104	0.095	18.507	0.018
		14 -0.052	-0.024	19.056	0.025
		15 -0.071	-0.025	20.084	0.028
		16 -0.108	-0.078	22.511	0.021
		17 0.106	0.102	24.848	0.016
		18 -0.047	-0.023	25.316	0.021
		19 -0.047	-0.017	25.787	0.028
		20 0.001	-0.031	25.787	0.040
		21 0.097	0.088	27.781	0.034
		22 -0.048	-0.061	28.279	0.042
		23 0.136	0.159	32.284	0.020
		24 0.096	0.103	34.301	0.017
		25 0.094	0.107	36.251	0.014
		26 -0.012	0.002	36.281	0.020
		27 -0.151	-0.023	41.319	0.008
		28 -0.043	0.009	41.736	0.010
		29 -0.015	-0.005	41.787	0.014
		30 -0.050	-0.073	42.364	0.016
		31 -0.052	-0.011	42.989	0.019
		32 0.186	0.146	50.885	0.004
		33 0.035	0.054	51.175	0.005
		34 0.049	0.001	51.737	0.006
		35 -0.103	-0.097	54.199	0.004
		36 -0.023	-0.065	54.329	0.006

*Probabilities may not be valid for this equation specification.

Tabla 43 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 5 lags

F-statistic	1.317142	Prob. F(5,177)	0.2588
Obs*R-squared	6.744061	Prob. Chi-Square(5)	0.2404

Test Equation:
Dependent Variable: RESID
Method: Least Squares
Date: 01/22/18 Time: 10:43
Sample: 2002M04 2017M11
Included observations: 188
Coefficient covariance computed using outer product of gradients
Presample missing value lagged residuals set to zero.

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
DLOG(IMAE_HT_AD)	-0.009646	0.103096	-0.093562	0.9256
AR(12)	0.000479	0.005059	0.094755	0.9246
SAR(1)	-0.338647	0.493791	-0.685811	0.4937
SAR(2)	0.626799	0.442913	1.415173	0.1588
MA(12)	0.007973	0.019698	0.404756	0.6861
MA(36)	-0.006503	0.016507	-0.393975	0.6941
RESID(-1)	0.314546	0.505518	0.622226	0.5346
RESID(-2)	-0.857578	0.479826	-1.787270	0.0756
RESID(-3)	0.170661	0.220491	0.774002	0.4400
RESID(-4)	0.008865	0.098251	0.090224	0.9282
RESID(-5)	-0.168889	0.097303	-1.735695	0.0844

R-squared	0.035844	Mean dependent var	8.91E-05
Adjusted R-squared	-0.018628	S.D. dependent var	0.016395
S.E. of regression	0.016547	Akaike info criterion	-5.308521
Sum squared resid	0.048462	Schwarz criterion	-5.119154
Log likelihood	510.0009	Hannan-Quinn criter.	-5.231796
Durbin-Watson stat	2.023845		

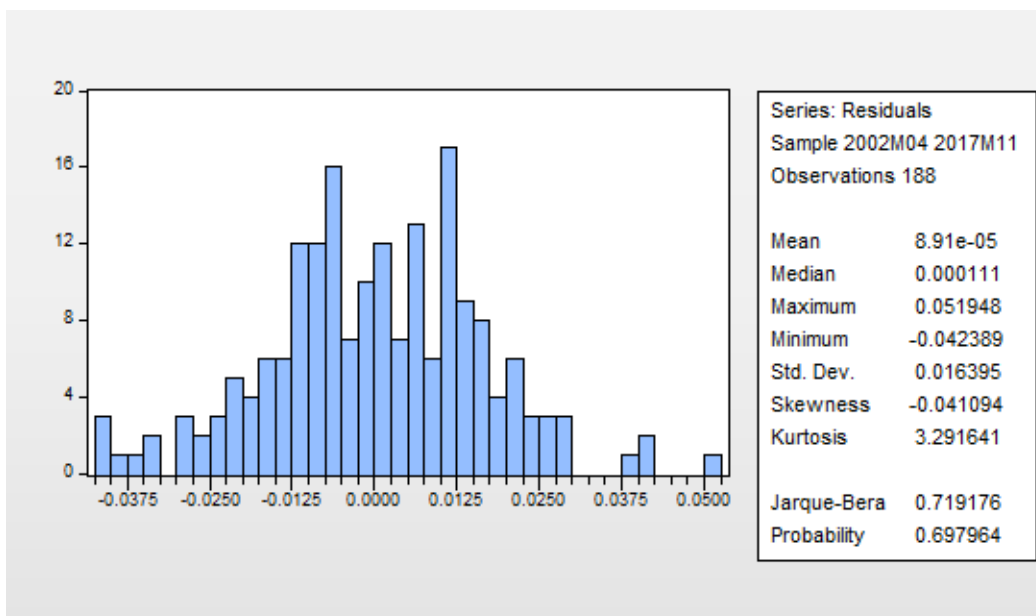


Ilustración 11 Prueba de normalidad en los residuos del modelo SARIMA para la demanda de energía

b) Prueba de heterocedasticidad

No se presenta heterocedasticidad en los estimadores.

Tabla 44 Prueba de heterocedasticidad del modelo SARIMA para la demanda de energía

Heteroskedasticity Test: Breusch-Pagan-Godfrey
Null hypothesis: Homoskedasticity

F-statistic	0.412158	Prob. F(1,186)	0.5217
Obs*R-squared	0.415669	Prob. Chi-Square(1)	0.5191
Scaled explained SS	0.446188	Prob. Chi-Square(1)	0.5042

Test Equation:
Dependent Variable: RESID^2
Method: Least Squares
Date: 01/22/18 Time: 10:44
Sample: 2002M04 2017M11
Included observations: 188

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.000266	2.97E-05	8.963932	0.0000
DLOG(IMAE_HT_AD)	0.000371	0.000578	0.641995	0.5217

R-squared	0.002211	Mean dependent var	0.000267
Adjusted R-squared	-0.003153	S.D. dependent var	0.000406
S.E. of regression	0.000406	Akaike info criterion	-12.76796
Sum squared resid	3.07E-05	Schwarz criterion	-12.73353
Log likelihood	1202.189	Hannan-Quinn criter.	-12.75401
F-statistic	0.412158	Durbin-Watson stat	1.971103
Prob(F-statistic)	0.521667		

6.2 POTENCIA

6.2.1 Estimación del modelo VAR 1-1 para potencia

Tabla 45 Coeficientes del modelo VAR 1-1 para estimación de la demanda de potencia

Vector Autoregression Estimates
Date: 01/22/18 Time: 10:12
Sample (adjusted): 1991 2017
Included observations: 27 after adjustments
Standard errors in () & t-statistics in []

	POTENCIA	VALORES_PIB
POTENCIA(-1)	0.988990 (0.05345) [18.5036]	1.564607 (3.94307) [0.39680]
VALORES_PIB(-1)	-8.09E-05 (0.00048) [-0.16862]	1.016667 (0.03541) [28.7087]
C	73.79738 (25.3131) [2.91538]	1231.692 (1867.43) [0.65956]
R-squared	0.995798	0.998326
Adj. R-squared	0.995448	0.998187
Sum sq. resids	16992.94	92484055
S.E. equation	26.60900	1963.034
F-statistic	2844.059	7157.066
Log likelihood	-125.3150	-241.4419
Akaike AIC	9.504815	18.10681
Schwarz SC	9.648797	18.25079
Mean dependent	1181.500	169687.4
S.D. dependent	394.4032	46098.57
Determinant resid covariance (dof adj.)		2.49E+09
Determinant resid covariance		1.97E+09
Log likelihood		-365.5216
Akaike information criterion		27.52012
Schwarz criterion		27.80808
Number of coefficients		6

a) Selección del rezago óptimo

Según todos los criterios de información, el rezago óptimo a utilizar es el rezago 1 para la estimación del VAR.

Tabla 46 Selección del rezago óptimo del modelo VAR 1-1

VAR Lag Order Selection Criteria

Endogenous variables: POTENCIA VALORES_PIB

Exogenous variables: C

Date: 01/22/18 Time: 10:17

Sample: 1990 2017

Included observations: 26

Lag	LogL	LR	FPE	AIC	SC	HQ
0	-470.1539	NA	2.03e+13	36.31953	36.41631	36.34740
1	-352.6618	207.8707*	3.30e+09*	27.58937*	27.87970*	27.67297*
2	-350.8821	2.874882	3.94e+09	27.76016	28.24405	27.89950

* indicates lag order selected by the criterion

LR: sequential modified LR test statistic (each test at 5% level)

FPE: Final prediction error

AIC: Akaike information criterion

SC: Schwarz information criterion

HQ: Hannan-Quinn information criterion

b) Pruebas de autocorrelación en los residuos

No se presenta autocorrelación en los residuos bajo la prueba del correlograma y la de correlación serial.

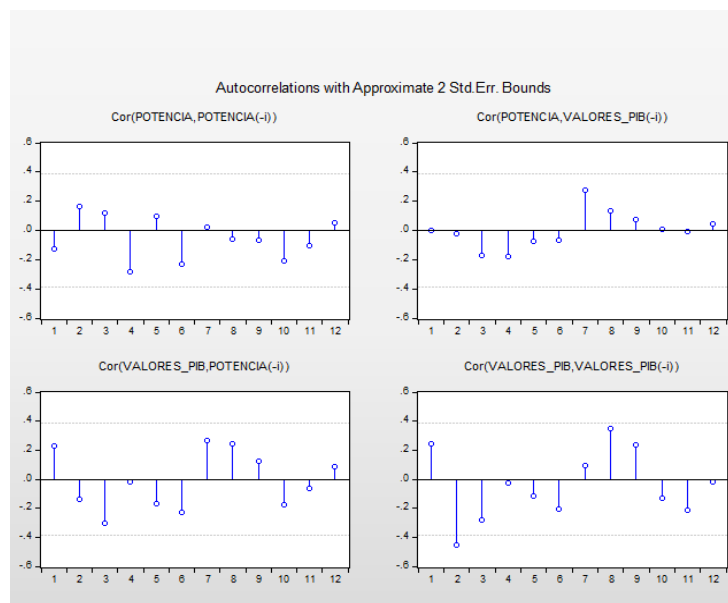


Ilustración 12 Correlograma del modelo VAR 1-1

Tabla 47 Prueba de autocorrelación en los residuos del modelo VAR 1-1

VAR Residual Serial Correlation LM Tests

Date: 01/22/18 Time: 10:14

Sample: 1990 2017

Included observations: 27

Null hypothesis: No serial correlation at lag h

Lag	LRE* stat	df	Prob.	Rao F-stat	df	Prob.
1	2.991012	4	0.5593	0.756364	(4, 42.0)	0.5595
2	6.629583	4	0.1568	1.750315	(4, 42.0)	0.1570

Null hypothesis: No serial correlation at lags 1 to h

Lag	LRE* stat	df	Prob.	Rao F-stat	df	Prob.
1	2.991012	4	0.5593	0.756364	(4, 42.0)	0.5595
2	12.00535	8	0.1510	1.615915	(8, 38.0)	0.1527

*Edgeworth expansion corrected likelihood ratio statistic.

c) Prueba de heterocedasticidad

No se presenta heterocedasticidad en los estimadores.

Tabla 48 Prueba de heterocedasticidad del modelo VAR 1-1

VAR Residual Heteroskedasticity Tests (Levels and Squares)

Date: 01/22/18 Time: 10:15

Sample: 1990 2017

Included observations: 27

Joint test:

Chi-sq	df	Prob.
11.51227	12	0.4856

Individual components:

Dependent	R-squared	F(4,22)	Prob.	Chi-sq(4)	Prob.
res1*res1	0.160073	1.048189	0.4052	4.321973	0.3642
res2*res2	0.197732	1.355567	0.2814	5.338771	0.2543
res2*res1	0.155443	1.012294	0.4225	4.196974	0.3800

d) Validación del error de pronóstico

Se comprobaron diversos escenarios para distintos rezagos y escenarios del PIB y el modelo que mejor se ajustó fue el VAR 1-1

Tabla 49 Evaluación de pronóstico del modelo VAR 1-1 1990 a 2017

Forecast Evaluation

Date: 01/11/18 Time: 11:09

Sample: 1990 2017

Included observations: 28

Evaluation sample: 1990 2017

Number of forecasts: 6

Combination tests

Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others

Forecast	F-stat	F-prob
POTENCIA_B	NA	NA
POTENCIA_C	NA	NA
POTENCIA_D	NA	NA
POTENCIA_E	NA	NA
POTENCIA_F	NA	NA
POTENCIA_G	NA	NA

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
POTENCIA_B	8.835534	2.564188	0.148833	0.150142	0.003615	0.083642
POTENCIA_C	14.32962	4.187419	0.243180	0.239796	0.005840	0.135914
POTENCIA_D	3.646365	0.987796	0.057370	0.057588	0.001490	0.034588
POTENCIA_E	18.03154	5.652994	0.329360	0.334920	0.007390	0.171507
POTENCIA_F	3.581715	0.797180	0.045879	0.046090	0.001464	0.033741
POTENCIA_G	23.50581	7.141349	0.415317	0.406281	0.009563	0.223115

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 50 Validación de los modelos de la estacionalidad de la serie 2001 a 2017

AÑO	PRO_ARMA 729	HW additive	HW multiplicati ve	X-11 ARIMA extension	Moving average multiplicati ve 2017	Moving average additive 2017	X-13 a 2017	ETS exponentia l smoothing	Tramo/sea ts seasonally adjusted	VAR con IMAE	VEC con IMAE	Tramo/sea ts linearized	Años coinciden tes	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%		

De los tres 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.

Tabla 51 Evaluación de pronóstico de los modelos de estacionalidad de la serie 2001 a 2017

Forecast Evaluation

Date: 12/10/17 Time: 16:18

Sample: 2001M05 2019M04

Included observations: 216

Evaluation sample: 2001M05 2019M04

Training sample: 2001M05 2017M11

Number of forecasts: 6

Combination tests

Null hypothesis: Forecast i includes all information contained in others

Forecast	F-stat	F-prob
POTENCIA_SM_ETS3	1.101354	0.3345
POTENCIACUATRO_SA	1.820387	0.1647
POTENCIACUATRO_...	6.746838	0.0015

Evaluation statistics

Forecast	RMSE	MAE	MAPE	SMAPE	Theil U1	Theil U2
POTENCIA_SM_ETS3	19.04955	15.04913	1.084333	1.083826	0.006778	0.716606
POTENCIACUATRO_SA	19.67701	17.05547	1.247927	1.246859	0.007001	0.770565
POTENCIACUATRO_...	8.119362	2.599058	0.190052	0.188406	0.002889	0.308001
Simple mean	9.673771	7.808958	0.565922	0.565565	0.003442	0.369567
Simple median	10.26148	6.007851	0.433977	0.433035	0.003651	0.390579
MSE ranks	8.654597	6.124020	0.440820	0.440182	0.003079	0.327078

*Trimmed mean could not be calculated due to insufficient data

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 47.

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 52 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 53.

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

7 INFORME TÉCNICO DE REQUERIMIENTO DEL SERVICIO COMPLEMENTARIO DE RESERVA RÁPIDA

7.1 OBJETIVO

Presentar un informe técnico que determine los niveles necesarios de potencia del servicio de Reserva Rápida con el que debe de contar el SNI, para afrontar desbalances carga – generación; para garantizar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica.

7.2 JUSTIFICACIÓN

La Norma de Coordinación Operativa No.4 “DETERMINACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CALIDAD Y NIVELES MÍNIMOS DE SERVICIO”, establece que el AMM es el encargado de controlar que la operación del SNI se efectúe dentro de los niveles establecidos en las Normas Técnicas y dentro de los criterios establecidos en la norma. Por tal motivo ejecutará las acciones que estime necesarias, tanto en condiciones de operación normal como ante contingencias. En el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) aparecen una serie de criterios de calidad y seguridad, a los cuales Guatemala debe dar cumplimiento y que complementa lo establecido en las Normas Técnicas y de Coordinación – Comercial y Operativa. El procedimiento para la prestación y remuneración del servicio complementario de Reserva Rápida establece que el cálculo de la Reserva Rápida necesaria para la operación se determina en base a un estudio Técnico realizado por el AMM. Para el desarrollo de éste estudio, se toman como base los criterios y metodología aprobados por Junta Directiva del Administrador del Mercado Mayorista mediante la Resolución Número 830-06.

Para dar cumplimiento a la legislación vigente se realiza el presente estudio y análisis de la situación operativa actual del SNI.

7.3 ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SNI

Actualmente el SNI cuenta con una Reserva Rápida de 89.400 MW, prestada por unidades de las centrales Tampa, Las Palmas, Arizona y PQP.

En el SNI, existen una serie de contingencias tanto en la operación Guatemala con el Sistema Eléctrico Regional (SER) y el SER interconectado con SEM, que provocan un gran desbalance de generación y que no necesariamente provocan la actuación del Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF) o de otros esquemas de control.

En el caso de la operación interconectada de todo el SER los valores de pérdida de generación mayores a 230 MW provocan la actuación del EDACBF y el agotamiento total de la Reserva Rodante¹.

1 Simulaciones realizadas en los estudios del GTSO Septiembre 2009 y Marzo 2010, Informe de Guatemala para la Máxima Transferencia de Potencia.

El desbalance en la interconexión por políticas operativas debe ser corregido en el menor tiempo posible, para lo cual se toman una serie de medidas como la puesta en operación de generación adicional y la desconexión manual de carga para poder restablecer la operación del SER a sus condiciones normales de operación y dentro de los criterios establecidos; a nivel nacional como ante el MER.

¹ Simulaciones realizadas en los estudios del GTSO septiembre 2009 y marzo 2010, Informe de Guatemala para la máxima transferencia de potencia.

7.4 REQUERIMIENTO DE RRA

7.4.1 Criterios

- A) El rango técnico del servicio de la RRA está definido entre el 40% y 100% de la potencia con la que el SER más el Sistema Eléctrico Mexicano apoya ante la pérdida más grande de generación a Guatemala bajo la condición más severa de operación.
- B) Dentro del rango técnico, el valor en el que se establece la RRA necesaria se determina sobre la base del CENS asociado a la operación del EDMC por el tiempo en el que se restablece de nuevo el balance carga – generación y el cumplimiento de los criterios establecidos en el Protocolo de Operación del SER. La Reserva Rápida necesaria será la que resulte con el menor costo en la combinación de operación de RRA y el EDMC, considerando el mismo orden que para el establecimiento de la Lista de Mérito que incluye los Contratos Existentes, y deberá estar dentro del rango técnico.
- C) La RRA necesaria deberá ser como mínimo igual a la suma de la Reserva Rodante Regulante y la Reserva Rodante Operativa.

7.4.2 Rango Técnico de la RRA

Bajo condiciones de falla en Guatemala la política de operación hace necesario restablecer el intercambio a cero o restablecerlo a su valor original en un tiempo inferior a los 15 minutos, porque se violan los criterios de calidad establecidos en las normas y la tolerancia que se tiene en los otros sistemas eléctricos que componen el SER.

7.4.2.1 Reserva Rodante

Los márgenes aproximados típicos de reserva rodante que se manejan actualmente, según lo establecido en la NCO-4 vigente, se encuentran alrededor de:

Período de Demanda	RRR	RRO	RR Total (RRR + RRO)
Máxima	50.46	36.18	86.64
Media	42.59	55.87	98.46
Mínima	29.05	47.93	76.98

Tabla 54 Márgenes de Reserva Rodante 21 de marzo 2,018 (MW)

7.4.2.2 Aporte de interconexiones ante pérdidas de generación

De acuerdo a las simulaciones realizadas en los Estudios Eléctricos de Seguridad Operativa para Programación de Largo Plazo Año Estacional Mayo 2,018 – Abril 2,019, minutos después de ocurrida la pérdida de generación el SER apoya a Guatemala con una potencia aproximada de acuerdo a la Tabla 55 y Tabla 56:

Período de Demanda	Planta Pérdida	MW Perdidos	MW Interconexión
Máxima	CHX	277.10	266.92
Media	CHX	277.10	269.42

Mínima	CHX	277.10	270.51
--------	-----	--------	--------

Tabla 55 Flujo en la Interconexión Septiembre 2,018

Período de Demanda	Planta Pérdida	MW Perdidos	MW Interconexión
Máxima	JEN	271.69	264.10
Media	JEN	244.70	239.54
Mínima	JEN	140.22	137.04

Tabla 56 Flujo en la Interconexión Marzo 2,019

7.4.2.3 Rango técnico

La condición más severa analizada tomando en cuenta la Reserva Rodante de Guatemala, se encuentra en el caso de demanda mínima, en el cual el SER y México apoyan a Guatemala con 200.12 MW (flujo MW Interconexión – Márgenes de Reserva Rodante), minutos después de ocurrida la falla. El intercambio debe llevarse a cero (0) lo más pronto posible para restablecer el servicio dentro de los niveles mínimos de calidad y afectar en menor grado a los otros sistemas eléctricos que integran el SER.

La manera en la cual el intercambio se puede llevar a cero es contando con unidades generadoras que respondan rápidamente ante esas contingencias y con esquemas de control suplementarios de desconexión manual de carga.

Tomando en cuenta que la prioridad es mantener la continuidad en el suministro y la operación dentro de los niveles de acuerdo a las normas técnicas de la CNEE, la NCO-4 y los compromisos adquiridos en el MER, el criterio que se recomienda para la operación es que el desbalance se comparta entre el servicio de Reserva Rápida de generación y el Esquema de Desconexión Manual de Carga (EDMC). Se debe tomar en cuenta que lo que no se asigna a la Reserva Rápida de Generación, ante una contingencia, debe de ser aportado en la operación en tiempo real a través de la desconexión manual de carga, por lo que se recomienda que se establezca una proporción mayor a la RRA, y con esto minimizar las desconexiones del servicio.

Otro criterio importante para la determinación de la RRA lo constituye la capacidad de las máquinas que pueden prestar el servicio, la recomendación es que se considere la oferta disponible máxima de las unidades, ya que en la operación en tiempo real se dificulta asignar valores parciales a la RRA.

7.4.2.4 Relación CENS contra RRA

Escalón de reducción de demanda (RD)	Escalón de costo de falla en % del valor del CENS	Costo operativo correspondiente (\$/MW-h)
0% < RD =< 2%	16% X CENS	242.52
2% < RD =< 5%	20% X CENS	303.16
5% < RD =< 10%	24% X CENS	363.79
RD > 10%	100% X CENS	1,515.78

Tabla 57 Máquina de Falla

	Total Neto US\$ Enero 2018
	835,393.77

RRa	Máximos Valores Diarios Remunerados en Enero 2018 en US\$
	27,075.20
	27,039.98
	26,989.47

Tabla 58 Remuneración por RRa (referencia)

Tiempo (horas)	Potencia Actual en	Costo US\$ CENS ahorrada con RRa		
	RRa (MW)	Máxima	Media	Mínima
1	89.4000	135,510.77	135,510.77	135,510.77
2	89.4000	271,021.55	271,021.55	271,021.55

Tabla 59 Ahorro en 100% CENS por un período de uso de RRa actual

Tiempo (horas)	Relación Costo RRa vs. CENS		
	Máxima	Media	Mínima
1	6.16	6.16	6.16
2	3.08	3.08	3.08

Tabla 60 Relación de la remuneración por RRa en un mes (Ref. Enero 2,018) contra el ahorro en 100 %CENS por un período de uso de la RRa

7.5 CONCLUSIONES

El SNI está propenso por su configuración, a grandes desbalances de carga –generación. Estos desbalances deben ser corregidos para reestablecer la operación a los niveles mínimos de calidad. Por las condiciones de operación el SNI debe de contar con un adecuado margen de potencia asignado a la Reserva Rápida.

Para el cubrimiento de los desbalances de generación además de la Reserva Rápida, es necesario ejecutar el Esquema de Desconexión Manual de Carga (EDMC).

La seguridad operativa del SNI se verá mejorada con la implementación de la reserva rápida y la desconexión manual de carga.

La magnitud de la carga a desconectar manualmente ante contingencia, está en función de la Reserva Rápida con que se cuente, al disminuir la Reserva Rápida se incrementa la carga a desconectar

Sobre la base de los criterios antes indicados, es más económico tener el mínimo de RRa sobre la base de la relación de los costos por RRa versus los costos de interrupción (CENS).

7.6 RECOMENDACIONES

Establecer el Rango Técnico del Requerimiento del Servicio Complementario de Reserva Rápida en un valor dentro de un margen entre 80.05 y 200.12 MW.

Considerar que la capacidad disponible como reserva rápida deberá ser como mínimo igual a la capacidad que corresponda a la reserva rodante de acuerdo a lo indicado en la NCO-4. De acuerdo al valor de demanda máxima proyectada para el año estacional (1,941.403 MW), el valor de reserva rodante será de 92.448 MW.

Considerar la oferta máxima disponible de las unidades generadoras que van a cubrir este servicio debido a la dificultad de convocar las unidades de forma parcial.

8 ESTUDIOS ELÉCTRICOS DE SEGURIDAD OPERATIVA



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
3. Estudio de Máxima Transferencia de Potencia en Estado Estable..... (3-1 a 3-97)
 - 3.1. Area Sur
 - 3.1.1. Contingencias Analizadas
 - 3.1.2. Criterios
 - Estudio por Límite de Voltaje y Termico de Conductores
 - 3.1.3. Septiembre 2,017
 - Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
 - 3.1.4. Marzo 2,018
 - Caso de Demanda Máxima



- Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
- 3.2. Area Las Verapaces
- 3.2.1. Septiembre 2,018
- Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
- 3.2.2. Sensibilidad Septiembre 2,018
- Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
4. Estudio de Estabilidad Transitoria. (4-1 a 4-81)
- 4.1. Disparos de Generación
- Septiembre 2,017
 - Marzo 2,018
- 4.2. Operación de EDACBF
- Septiembre 2,017
 - Marzo 2,018
- 4.3. Pérdida de Demanda
- Septiembre 2,017
 - Marzo 2,018
- 4.4. Disparos de Generación SER interconectado con México
- Época Lluviosa
 - Época Seca
- 4.5. Análisis de Contingencias
5. Restricciones de Transmisión..... (5-1 a 5-8)
- 5.1. Zona Occidental
- Septiembre 2,017
 - Demanda Máxima
 - Demanda Media
 - Demanda Mínima
- 5.2. Ingenios Generadores
- Marzo 2018
 - Demanda Máxima



- Demanda Media
- Demanda Mínima

6. Factores de Pérdidas Nodales de Referencia (Indicativos)..... (6-1 a 6-11)

- 6.1. Septiembre 2,018
- 6.2. Marzo 2,019

7. Curvas Q-V.....(7-1 a 7-54)

- 7.1 Septiembre 2,017
 - Red 230 KV
 - Zona Oriental
 - Zona Occidental
 - Zona central
- 7.2 Marzo 2,018
 - Red 230 KV
 - Zona central
 - Zona Occidental
 - Zona central

8. Análisis de Contingencias..... (8-1 a 8-74)

- 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
- 8.3 Sistema Eléctrico Regional Interconectado con el Sistema Eléctrico Mexicano
 - 8.3.1. Septiembre 2,017
 - 8.3.1.1. Demanda Máxima
 - 8.3.1.2. Demanda Media
 - 8.3.1.3. Demanda Mínima
 - 8.3.2. Marzo 2,018
 - 8.3.2.1. Demanda Máxima
 - 8.3.2.2. Demanda Media
 - 8.3.2.3. Demanda Mínima



-
9. Reservas Operativas..... (9-1 a 9-3)
10. Representación en el plano complejo de los Autovalores.....(10-1 a -10-6)
- 10.1 Estudio Septiembre 2,017
- Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima
- 10.2 Estudio Marzo 2,018
- Caso de Demanda Máxima
 - Caso de Demanda Media
 - Caso de Demanda Mínima

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.4. Restricción de Transmisión

D.4.1 Occidente.....(D-40 a D-49)

- Septiembre 2,017
 - D.4.1.1. Demanda Máxima
 - D.4.1.2. Demanda Media
 - D.4.1.3. Demanda Mínima

D.4.2 Ingenios Generadores.....(D-50 a D-66)

- Marzo 2,018
 - D.4.2.1. Demanda Máxima
 - D.4.2.2. Demanda Media
 - D.4.2.3. Demanda Mínima

D.5. Bloque Horario.....(D-67)

D.6. Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDCABF).....(D-68 a D-70)

D.7. Maxima Transferencia de Potencia entre Sistema Electrico Mexicano y Guatemala.....(D-71)



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 en 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 B).
- Para la generación de potencia activa se utilizó hasta la potencia máxima de cada unidad generadora y para la potencia reactiva se utilizaron los valores entregados al sistema típicamente.
- Como límites máximos de niveles de corto circuito, se utiliza la máxima capacidad interruptiva del equipo.
- Los despachos de generación usados para los casos de flujo de carga toman en cuenta la Reserva Rodante de acuerdo 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	3
2.1	59.10	3
2.2	58.90	4
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. (TRECESA)
- 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 adicionarán 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 realizaron dos análisis, para el primero se definió un área denominada Área “10” o “Sur”, conformada por la generación de Sidegua, Tampa, Hidroeléctrica Aguacapa, PQP, Esperanza, San José y Arizona, San Jose, Jaguar Energy, Las Palmas, Escuintla en 230 y 138 kV, S & S, Ingenio Pantaleon, Ingenio La Union, Ingenio Santa Ana, Ingenio Magdalena y el resto del Sistema Nacional Interconectado conformando por otra área, denominada Área “1”. Para el segundo análisis se definió un área denominada Área “15” o “Verapaces”, conformada por la generación de las hidroeléctricas Xacbal, Palo Viejo, Chixoy, Renace II fase 1 y Renace II fase 2 y el resto de Sistema Nacional Interconectado conformado por otra área denominada Área “1”. Para el cálculo de la máxima transferencia de potencia por límite térmico se utilizó el módulo de transferencia de potencia del VSAT del software DSATools; 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 VSAT, 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.
- 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, Madre Tierra, Generadora Santa Lucia, Trinidad, Hidroaguna y Generadora del Oriente.
- 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 Chixoy, Renace II fase 1 y Renace II fase 2, San José y Palo Viejo. 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 *
```

1.1 2.3 Instalación de Bancos de Reactores en COVADONGA

Con la integración al S.N.I. de la subestación HUEHUETENANGO se evidenció la presencia de voltajes muy cercanos al límite superior del rango de operación normal de acuerdo a las Normas Técnicas, en el área de influencia. En este análisis se estudia la posibilidad de mejorar la regulación de voltaje por medio de la compensación de potencia reactiva instalando un banco de reactores en el nodo 1840 COV-230 que permita reducir los niveles de tensión ante contingencia y en condiciones normales de operación, cuando la generación de la Hidroeléctrica Xacbal no este convocada.

Para fines del estudio de sensibilidad se consideró a la hidroeléctrica XAC-H fuera de operación en los escenarios de demanda mínima, media y máxima de septiembre 2,018 y Marzo 2,019.



2.3.1 Estudio Septiembre 2,018

- Demanda Mínima

Tomando como base el estudio de demanda mínima, el monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para el nodo 1840 es:

Tabla 2.3.1 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 pu
1840	COV-230	Covadonga	-40.7 MVAR

El dispositivo de compensación reactiva mejora el voltaje en el área de influencia.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 16 2018  11:50
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\SEP18_0300.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN      0.00 DEGREES:
                IN WORKING CASE      IN C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\SEP18_0300.sav

X-----X  BUS  -----X  VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1110 [LBR-231  230.00]  1.00231  -5.42  1.00592  -4.66  0.00361  0.76
1119 [ESP-230  230.00]  1.00063  -6.56  1.00730  -5.72  0.00667  0.83
1823 [PVI-230  230.00]  1.00819  -5.03  1.01768  -4.44  0.00948  0.60
1832 [XAC-230  230.00]  1.00000  -5.35  1.01795  -4.33  0.01795  1.02
1840 [COV-230  230.00]  1.00000  -5.35  1.01797  -4.33  0.01797  1.01
1841 [HUE-232  230.00]  1.00104  -6.47  1.01056  -5.58  0.00952  0.88
1845 [USP-230  230.00]  1.00820  -5.04  1.01772  -4.45  0.00952  0.60
```

- Demanda Media

Tomando como base el estudio de demanda media, el monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para el nodo 1840 es:



Tabla 2.3.1 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 pu
1840	COV-230	Covadonga	-81.8 MVAR

El dispositivo de compensación reactiva mejora el voltaje en el área de influencia.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 16 2018  11:53
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\SEP18_1100.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN      0.00 DEGREES:
      IN WORKING CASE      IN C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\SEP18_1100.sav
X----- BUS -----X VOLTAGE ANGLE VOLTAGE ANGLE DELTA VLT ANGLE
1110 [LBR-231  230.00] 1.01521 -8.79  1.02098 -8.87  0.00577 -0.09
1119 [ESP-230  230.00] 1.01555 -10.00 1.02686 -9.80  0.01131  0.20
1823 [PVI-230  230.00] 1.01752 -5.84  1.03101 -5.38  0.01349  0.47
1832 [XAC-230  230.00] 1.00000 -6.64  1.03116 -5.63  0.03116  1.01
1840 [COV-230  230.00] 1.00000 -6.64  1.03119 -5.64  0.03119  1.00
1841 [HUE-232  230.00] 1.01302 -9.46  1.02924 -9.05  0.01622  0.42
1845 [USP-230  230.00] 1.01737 -5.87  1.03097 -5.40  0.01360  0.47
```

• **Demanda Máxima**

Tomando como base el estudio de demanda media, el monto propuesto del dispositivo de compensación reactiva para el nodo 1832 es:

Tabla 2.3.1 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 pu
1840	COV-230	Covadonga	-64.1 MVAR



El dispositivo de compensación reactiva mejora el voltaje en el área de influencia.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 16 2018  11:56
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\SEP18_1900.sav

BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN      0.00 DEGREES:
      IN WORKING CASE      IN C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\SEP18_1900.sav
X----- BUS -----X  VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1110 [LBR-231  230.00]  1.00457  -9.88   1.01015  -11.95   0.00558  -2.07
1119 [ESP-230  230.00]  0.99971 -11.95   1.01050  -13.46   0.01079  -1.51
1823 [PVI-230  230.00]  1.01870  -4.62   1.03202  -5.45   0.01332  -0.84
1832 [XAC-230  230.00]  1.00000  -6.15   1.03132  -6.02   0.03132   0.13
1840 [COV-230  230.00]  1.00000  -6.15   1.03128  -6.04   0.03128   0.11
1841 [HUE-232  230.00]  0.99931 -11.07   1.01466 -12.13   0.01534  -1.06
1845 [USP-230  230.00]  1.01848  -4.65   1.03191  -5.49   0.01343  -0.84
```

2.3.2 Estudio Marzo 2,018

- **Demanda Mínima**

Tomando como base el estudio de demanda mínima, el monto propuesto de banco de reactores para el nodo 1840 es:

Tabla 2.3.2 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 pu
1840	COV-230	Covadonga	-47.7 MVAR

El dispositivo de compensación reactiva mejora el voltaje en el área de influencia.



```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 16 2018  11:27
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\MAR19_0300.sav
BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN      0.00 DEGREES:
IN WORKING CASE      IN C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\MAR19_0300.sav
```

```
X----- BUS -----X  VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1110 [LBR-231  230.00]  1.00163  -0.05  1.00606   0.02   0.00442   0.07
1119 [ESP-230  230.00]  0.99889  -2.26  1.00811  -2.22   0.00922   0.04
1823 [PVI-230  230.00]  1.01013  -4.24  1.02695  -4.23   0.01682   0.02
1832 [XAC-230  230.00]  1.00000  -3.82  1.02675  -3.90   0.02675  -0.08
1840 [COV-230  230.00]  1.00000  -3.82  1.02675  -3.90   0.02675  -0.08
1841 [HUE-232  230.00]  0.99967  -2.88  1.01332  -2.87   0.01365   0.01
1845 [USP-230  230.00]  1.01013  -4.24  1.02695  -4.23   0.01682   0.02
```

- Demanda Media

Tomando como base el estudio de demanda media, el monto propuesto de banco de reactores para el nodo 1840 es:

Tabla 2.3.2 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 pu
1840	COV-230	Covadonga	-76.9 MVAR

El dispositivo de compensación reactiva mejora el voltaje en el área de influencia.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 16 2018  11:38
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\MAR19_1100.sav
BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN      0.00 DEGREES:
IN WORKING CASE      IN C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\MAR19_1100.sav
```

```
X----- BUS -----X  VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1110 [LBR-231  230.00]  1.01605  -2.89  1.02228  -2.19   0.00623   0.70
1119 [ESP-230  230.00]  1.01512  -5.26  1.02832  -4.40   0.01320   0.86
1823 [PVI-230  230.00]  1.01465  -5.46  1.03443  -4.46   0.01979   1.00
1832 [XAC-230  230.00]  1.00000  -5.37  1.03678  -4.04   0.03678   1.33
1840 [COV-230  230.00]  1.00000  -5.37  1.03679  -4.05   0.03679   1.32
1841 [HUE-232  230.00]  1.01276  -5.60  1.03200  -4.61   0.01924   0.99
1845 [USP-230  230.00]  1.01464  -5.46  1.03443  -4.46   0.01979   1.00
```



- Demanda Máxima

Tomando como base el estudio de demanda máxima, el monto propuesto de banco de reactores para el nodo 1840 es:

Tabla 2.3.2 Bancos de Reactores

Nodo	Nomenclatura	Subestación	MVAR Total
			1.00 pu
1840	COV-230	Covadonga	-63.6 MVAR

El dispositivo de compensación reactiva mejora el voltaje en el área de influencia.

```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      FRI, FEB 16 2018  11:36
COMPARISON OF THE WORKING CASE AND THE SAVED CASE C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\MAR19_1900.sav
BUSES WITH VOLTAGE DIFFERING BY MORE THAN 0.00000 PU
OR ANGLE DIFFERING BY MORE THAN      0.00 DEGREES:
      IN WORKING CASE      IN C:\Users\jcarrillo\Desktop\EE\MAR19_1900.sav
X----- BUS -----X  VOLTAGE  ANGLE  VOLTAGE  ANGLE  DELTA VLT  ANGLE
1110 [LBR-231  230.00]  1.00662  -6.30  1.01166  -6.07   0.00504   0.23
1119 [ESP-230  230.00]  0.99975  -9.51  1.01081  -9.29   0.01106   0.23
1823 [PVI-230  230.00]  1.01663  -5.66  1.03184  -5.59   0.01521   0.08
1832 [XAC-230  230.00]  1.00000  -6.50  1.02980  -6.52   0.02980  -0.02
1840 [COV-230  230.00]  1.00000  -6.50  1.02980  -6.52   0.02980  -0.02
1841 [HUE-232  230.00]  0.99965  -9.36  1.01573  -9.17   0.01608   0.19
1845 [USP-230  230.00]  1.01651  -5.68  1.03178  -5.60   0.01527   0.08
```

El banco de reactores que debiera instalarse para la sensibilidad es de 82 MVAR.

Por los montos de los bancos de reactores, se recomienda partir la compensación de potencia reactiva entre S/E Covadonga y S/E Uspantan 230 kV.



3. Maxima Transferencia de Potencia

3.1 Area Sur

El área Sur se compone predominantemente de generadores del tipo térmico, en su mayoría del tipo de turbinas de vapor, a la que se suma otra parte importante de motores recíprocos. En su conjunto, el Área Sur, denominada en adelante A10, llega a tener una capacidad instalada de 1,780 MW.

Es de sumo interés evaluar las capacidades que tiene el S.N.I de abastecer su demanda con la máxima capacidad de generación en esta zona. Situación que podría darse en casos de extrema escasez del recurso hídrico en las otras áreas del S.N.I.

Es importante mencionar, que la zona en mención ha tenido cambios en la topología de la red. Principalmente en la zona denominada “Anillo Pacífico Sur”. Aspecto que se diferencia en la época lluviosa de la PLP del año anterior. Por lo tanto, se espera que con ello la capacidad de inyección de A10 se incremente respecto al año pasado.

A continuación se evalúa la máxima transferencia de potencia de A10, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima de los meses de septiembre 2018 y marzo 2019. Estos estudios han sido realizados con el software VSAT versión 17.0 de DSATools.

*Por despacho económico, en el análisis de esta sección se considera una importación máxima con México de 120.0 MW para las demandas máxima y media. Para el caso de demanda mínima, el intercambio con México es de cero MW.

El área “A10” se conforma por los siguientes nodos del SNI:

Tabla. 3.1.1. Área “10” Sur.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      TUE, MAR 13 2018  11:55
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018

                AREA 10 [SUR                ] ALPHABETIC BUS LIST:

X-- NAME  --X BASKV  BUS#  X-- NAME  --X BASKV  BUS#  X-- NAME  --X BASKV  BUS#
AGU-13    13.800    1118  AGU-230  230.00    1101  AGU-H1    10.000    1606
AGU-H2    10.000    1607  AGU-H3    10.000    1608  ALB-230   230.00    1102
ARI-13    13.800    1250  ARI-230   230.00    1121  ARI-O1    13.800    1659
ARI-O2    13.800    1660  ARI-O3    13.800    1661  CBN-13    13.800    1796

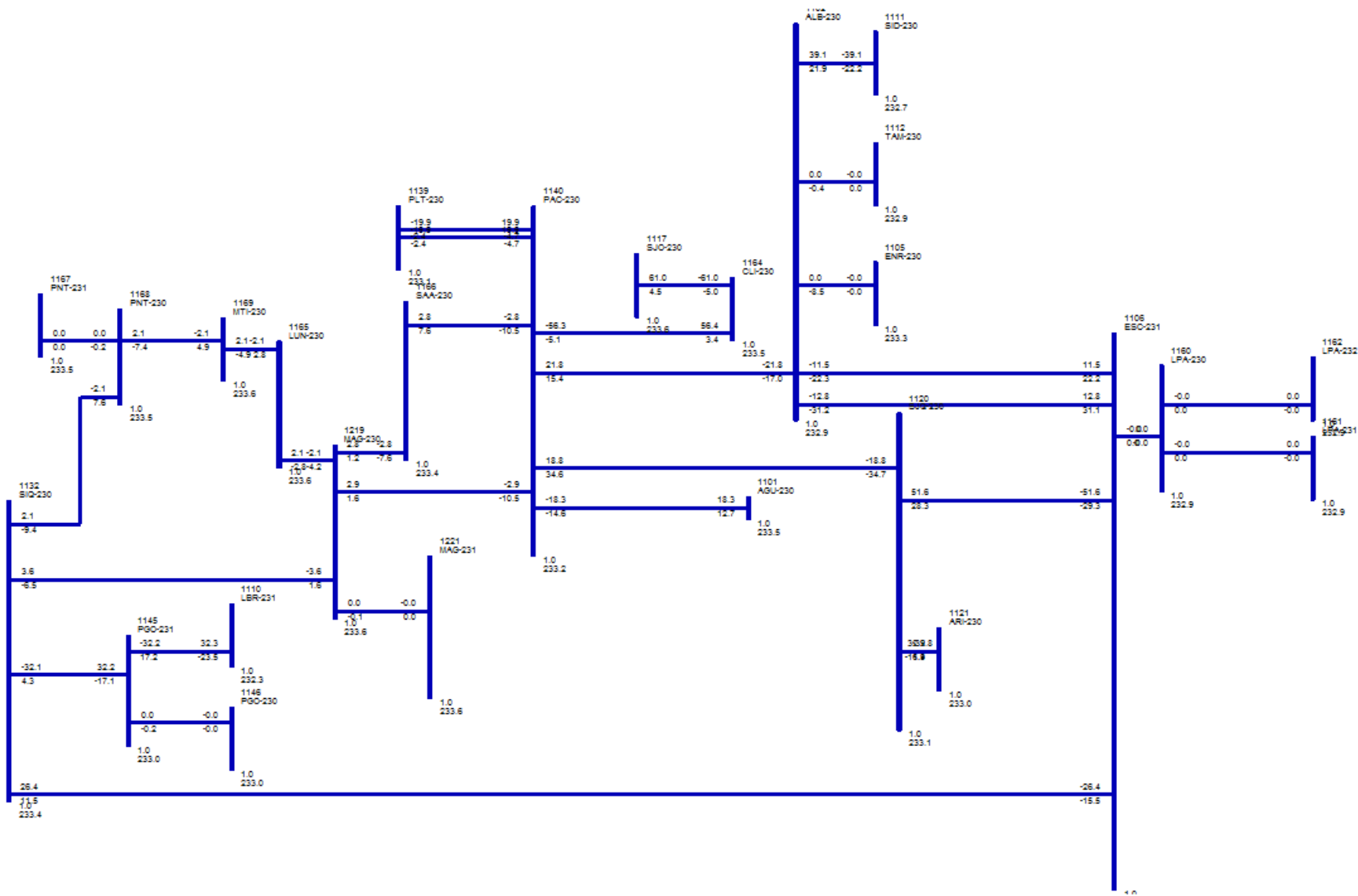
```



CBN-H	6.6000	1998	CLI-13	13.800	12328	CLI-230	230.00	1164
EJO-69	69.000	1240	EJU-69	69.000	12056	ENR-230	230.00	1105
ENR-B1	13.800	1630	ENR-B2	13.800	1631	ENR-B3	13.800	1621
ENR-B3B	13.800	1623	ESC-138	138.00	1113	ESC-231	230.00	1106
ESC-691	69.000	1151	ESC-G25	13.800	1618	ESC-G3	13.800	1619
ESC-G4	13.800	1620	ESC-T1	13.800	1502	ESC-T2	13.800	1504
ESC-V2	13.800	1617	JEN-230	230.00	1908	JEN-C1	13.800	1909
JEN-C2	13.800	1910	LPA-230	230.00	1160	LPA-231	230.00	1161
LPA-232	230.00	1162	LPA-B	13.800	1648	LPA-C1	13.200	1958
LPA-C2	13.200	1959	LUN-230	230.00	1165	LUN-69	69.000	1217
LUN-692	69.000	12326	LUN-B	13.800	1636	LUN-B2	13.800	1914
MAG-230	230.00	1219	MAG-231	230.00	1221	MAG-69	69.000	1218
MAG-B	13.800	1637	MAG-B2	13.800	1673	MAG-B3	13.800	1688
MAG-B4	13.800	1699	MAG-B5	13.800	1970	MAG-B6	13.800	1977
MTI-230	230.00	1169	MTI-69	69.000	1220	MTI-B	13.800	1638
NES-69	69.000	12131	NES-691	69.000	12309	NES-692	69.000	12310
PAC-230	230.00	1140	PGO-230	230.00	1146	PGO-231	230.00	1145
PGO-B	13.800	1971	PLI-13	13.800	12560	PLI-69	69.000	12272
PLI-692	69.000	12276	PLI-693	69.000	12277	PLT-13T	13.800	1529
PLT-230	230.00	1139	PLT-69	69.000	1144	PNT-230	230.00	1168
PNT-231	230.00	1167	PNT-69	69.000	1241	PNT-B3	13.800	1995
S&S-D	13.800	1622	SAA-230	230.00	1166	SAA-69	69.000	1223
SAA-B	13.800	1640	SAA-B2	13.800	1993	SAG-69	69.000	12159
SAG-691	69.000	12330	SAU-69D	69.000	12270	SGA-13	13.800	12539
SGA-69	69.000	12161	SID-22	22.800	1116	SID-230	230.00	1111
SID-B	13.200	1632	SIQ-230	230.00	1132	SJO-230	230.00	1117
SJO-C	13.800	1651	SJQ-230	230.00	1120	SLI-691	69.000	12167
SWO-69	69.000	12181	TAM-230	230.00	1112	TAM-G1	13.800	1633
TAM-G2	13.800	1634	YSH-69	69.000	12224	YSH-69D	69.000	12223



Gráfica 3.1.1. Diagrama Unifilar Área "10" SUR



Se consideraron todos los Esquemas de Control Suplementario, donde resaltan los ESC relacionados a fallas en el área de influencia:

Tabla 3.1.2. Esquemas de Control Suplementario en Área “10 SUR”

Esquemas de Control Suplementario			
GUA_ECS-03	Esquema de control para evitar sobrecarga en transformador	Central (2)	Barras 1154 GSU-691 y 1156 GSU-692, ante la apertura de uno de los tres transformadores 230/69 kV conectados entre éstas barras y la barra 1109 GSU-231, se desconectan cargas para evitar la sobrecarga en los transformadores que queda en operación.
GUA_ECS-08	Esquema de control para separación del Occidente SNI	Occidente (3)	Ante la apertura de uno de los tramos de la línea Escuintla – Siquinalá – Palo Gordo - Los Brillantes 230 kV, apertura de: a) La Esperanza – Alaska 69 kV y b) Los Brillantes – La Cruz 69 kV. Bajo ésta condición si el intercambio por el transformador LBR 400/230 es mayor a 90 MW se dispara la línea Los Brillantes – San Sebastián 69 kV. (ESIM002) (Deshabilitado en condiciones normales de operación. Se debe de activar ante el mto. de las LT COVHUE230 o COVUSP230 o CHXUSP230 doble circuito. Ante el mto. de LT ESPHUE230 o LBRES230, se deberá de abrir la LT HUECOV230 o COVUSP230 y reactivar el ESIM002)
GUA-ECS-09	Esquema de control por contingencia múltiple.	Central (2)	Ante el disparo simultáneo de ESCGSU230A y ALBGSU230B, disparo de: Carga en 69 kV: a) Guate Sur – Guadalupe 1, b) Guate Sur - Guadalupe 2, c) Guate Sur – Antigua, d) Guate Norte – Guadalupe 1, e) Guate Norte – Guadalupe 2, f) Guate Este – Guadalupe 1, g) Guate Este – Guadalupe 2, h) Guatemala Este – Guadalupe 3. 2. Generación por medio de las líneas: a) ALBENR230, b) en implementación el resto de etapas. (ESIM003).
GUA-ECS-38	Esquema de control para evitar sobrecarga en líneas de transmisión	Troncal (1)	Ante la sobrecarga de las líneas de transmisión Pacifico – Alborada 230 kV ó San Joaquín – Escuintla 230 kV, se dispara de manera automática y escalonada, una unidad generadora de los ingenios: La Unión (26 MW), Pantaleón Bloque 3, Santa Ana Bloque 1 (16MW), Magdalena Bloque 5 y Magdalena Bloque 6.

3.1.1 Contingencias Analizadas

Para los análisis se han analizado las siguientes contingencias, pertenecientes al área 10, así como los enlaces del A10 con el resto del S.N.I



[VSAT 4.X Contingency]

/Created by VSAT
Contingency Preparation Utility
/From
C:\Users\jpozuelos.AMM\Desktop\PLP 2018\MARZO
19\CONT_PLP_MAR.cts

```

                /Group 1
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1101      1124 1'
  Outage Branch =      1101      1124 '1'      ' /
AGU-230      230.  LVG-230      230.
{End contingency}

                /Group 2
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1101      1124 2'
  Outage Branch =      1101      1124 '2'      ' /
AGU-230      230.  LVG-230      230.
{End contingency}

                /Group 3
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1101      1140 1'
  Outage Branch =      1101      1140 '1'      ' /
AGU-230      230.  PAC-230      230.
{End contingency}

                /Group 4
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1101      1908 1'
  Outage Branch =      1101      1908 '1'      ' /
AGU-230      230.  JEN-230      230.
{End contingency}

                /Group 5
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1102      1105 1'
  Outage Branch =      1102      1105 '1'      ' /
ALB-230      230.  ENR-230      230.
{End contingency}

                /Group 6
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1102      1106 1'
  Outage Branch =      1102      1106 '1'      ' /
ALB-230      230.  ESC-231      230.
{End contingency}

                /Group 7
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1102      1109 1'
  Outage Branch =      1102      1109 '1'      ' /
ALB-230      230.  GSU-231      230.
{End contingency}

                /Group 8
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1102      1111 1'
  Outage Branch =      1102      1111 '1'      ' /
ALB-230      230.  SID-230      230.
{End contingency}

                /Group 9
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1102      1112 1'
  Outage Branch =      1102      1112 '1'      ' /
ALB-230      230.  TAM-230      230.
{End contingency}

                /Group 10
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1102      1140 1'
  Outage Branch =      1102      1140 '1'      ' /
ALB-230      230.  PAC-230      230.
{End contingency}

                /Group 11
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1106      1109 1'
  Outage Branch =      1106      1109 '1'      ' /
ESC-231      230.  GSU-231      230.
{End contingency}

                /Group 12
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1106      1120 1'
  Outage Branch =      1106      1120 '1'      ' /
ESC-231      230.  SJQ-230      230.
{End contingency}

                /Group 13
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1106      1132 1'
  Outage Branch =      1106      1132 '1'      ' /
ESC-231      230.  SIQ-230      230.
{End contingency}

                /Group 14
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1106      1160 1'
  Outage Branch =      1106      1160 '1'      ' /
ESC-231      230.  LPA-230      230.
{End contingency}

                /Group 15
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1110      1145 1'
  Outage Branch =      1110      1145 '1'      ' /
LBR-231      230.  PGO-231      230.
{End contingency}

                /Group 16
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1113      1755 1'
  Outage Branch =      1113      1755 '1'      ' /
ESC-138      138.  GCS-138      138.
{End contingency}

                /Group 17
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1117      1164 1'
  Outage Branch =      1117      1164 '1'      ' /
SJQ-230      230.  CLI-230      230.
{End contingency}

                /Group 18
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1120      1121 1'
  Outage Branch =      1120      1121 '1'      ' /
SJQ-230      230.  ARI-230      230.
{End contingency}

                /Group 19
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1120      1140 1'
  Outage Branch =      1120      1140 '1'      ' /
SJQ-230      230.  PAC-230      230.
{End contingency}

                /Group 20
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1130      1139 1'
  Outage Branch =      1130      1139 '1'      ' /
CRU-230      230.  PLT-230      230.
{End contingency}

```



```
/Group 21
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1132      1145 1'
  Outage Branch =      1132      1145 '1'
SIQ-230      230. PGO-231      230.
{End contingency}

/Group 22
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1132      1168 1'
  Outage Branch =      1132      1168 '1'
SIQ-230      230. PNT-230      230.
{End contingency}

/Group 23
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1132      1219 1'
  Outage Branch =      1132      1219 '1'
SIQ-230      230. MAG-230      230.
{End contingency}

/Group 24
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1139      1140 1'
  Outage Branch =      1139      1140 '1'
PLT-230      230. PAC-230      230.
{End contingency}

/Group 25
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1140      1164 1'
  Outage Branch =      1140      1164 '1'
PAC-230      230. CLI-230      230.
{End contingency}

/Group 26
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1140      1166 1'
  Outage Branch =      1140      1166 '1'
PAC-230      230. SAA-230      230.
{End contingency}

/Group 27
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1140      1219 1'
  Outage Branch =      1140      1219 '1'
PAC-230      230. MAG-230      230.
{End contingency}

/Group 28
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1145      1146 1'
  Outage Branch =      1145      1146 '1'
PGO-231      230. PGO-230      230.
{End contingency}

/Group 29
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1160      1161 1'
  Outage Branch =      1160      1161 '1'
LPA-230      230. LPA-231      230.

{End contingency}

{End contingency}

/Group 30
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1165      1169 1'
  Outage Branch =      1165      1169 '1'
LUN-230      230. MTI-230      230.
{End contingency}

/Group 31
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1165      1219 1'
  Outage Branch =      1165      1219 '1'
LUN-230      230. MAG-230      230.
{End contingency}

/Group 32
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1166      1219 1'
  Outage Branch =      1166      1219 '1'
SAA-230      230. MAG-230      230.
{End contingency}

/Group 33
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1167      1168 1'
  Outage Branch =      1167      1168 '1'
PNT-231      230. PNT-230      230.
{End contingency}

/Group 34
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1168      1169 1'
  Outage Branch =      1168      1169 '1'
PNT-230      230. MTI-230      230.
{End contingency}

/Group 35
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1219      1221 1'
  Outage Branch =      1219      1221 '1'
MAG-230      230. MAG-231      230.
{End contingency}

/Group 36
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1110      1145 1'
  Outage Branch =      1110      1145 '1'
LBR-231      230. PGO-231      230.
{End contingency}

/Group 37
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1130      1139 1'
  Outage Branch =      1130      1139 '1'
CRU-230      230. PLT-230      230.
{End contingency}

/Group 38
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1114      1115 2'

  Outage Branch =      1114      1115 '2'
GSU-138      138. JUR-138      138.
{End contingency}

/Group 39
{Contingency}
  Contingency name = 'OUTBRN      1113      1115 1'
  Outage Branch =      1113      1115 '1'
ESC-138      138. JUR-138      138.
{End contingency}

/Group 43
{Contingency}
  Contingency name = 'TRAFOS ESC'
  Outage 3W-Transformer =      1106      1113      1502
'1' / ESC-231      230.
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'TRAFOS ESC'
  Outage 3W-Transformer =      1106      1151      1504
'1' / ESC-231      230.
{End contingency}
```

Así mismo, se ha realizado el análisis para los casos de las contingencias dobles con mayor probabilidad, debido al hecho de compartirse estructura de la línea de transmisión.

```

                                /Group 40
                                {Contingency}
                                Contingency name = 'Doble circuito ALB-ESC230'
Outage Branch = 1102 1106 '1' / ALB-230 230. ESC-231 230.
Outage Branch = 1102 1106 '2' / ALB-230 230. ESC-231 230.
                                {End contingency}

                                /Group 41
                                {Contingency}
                                Contingency name = 'doble circuito PAC-PLT230'
Outage Branch = 1139 1140 '1' / PLT-230 230. PAC-230 230.
Outage Branch = 1139 1140 '2' / PLT-230 230. PAC-230 230.
                                {End contingency}

                                /Group 42
                                {Contingency}
                                Contingency name = 'Falla doble MAG-PAC230 y MAG-SAA'
Outage Branch = 1140 1219 '1' / PAC-230 230. MAG-230 230.
Outage Branch = 1166 1219 '1' / SAA-230 230. MAG-230 230.
                                {End contingency}

                                /Group 44
                                {Contingency}
                                Contingency name = 'Doble circuito ALB-GSU y ESC-GSU'
Outage Branch = 1102 1109 '1' / ALB-230 230. GSU-231 230.
Outage Branch = 1106 1109 '1' / ESC-231 230. GSU-231 230.
                                {End contingency}
                                [End]

```

3.1.2 Criterios utilizados:

3.1.2.1. Datos de cálculo de transferencia

- Pasos de 10 MW
- Fuente X: Generación del área “10 Sur”
- Fuente D: Generación del resto del S.N.I. de Guatemala
- Todos los generadores de la fuente D se van reduciendo y los generadores de la fuente X van aumentando en pasos de 10 MW, de manera proporcional. Así mismo, se ha tomado la opción de apagar los generadores cuando estén encendidos, en caso de bajar generación, y encenderlos si están apagados para subir generación.

3.1.2.2. criterios de transferencia



Se ha considerado límites de tensión en el rango 0.95 a 1.05 p.u. para pre contingencias, y límites de tensión de 0.9 a 1.10 p.u post contingencia. Límites de sobrecarga al 100% del Rate B, para pre y post contingencia en todos los elementos monitoreados.

3.1.2.3. Monitoreo.

Se ha monitoreado todos los nodos del Area 1 y Área 10.

3.1.2.4. Generadores del área importadora

Se ha considerado que los generadores pueden bajar generació y apagarse en caso de ser necesario. Para el caso de México se ha considerado que puede pasar de exportar a importar hasta un máximo de 80 MW (según el máximo de imputaciones del último año)

3.1.3 Resultados Septiembre 2,018

Para cada escenario de demanda, se despachara hasta el máximo de la capacidad real instalada en el área “10” con el fin de encontrar el máximo valor que se pueda exportar desde esa área y adicionalmente reducir generación hidráulica y termica en el área “1”, para poder encontrar el balance de generación entre ambas areas. Para el análisis, se asume que las unidades generadoras despachas en el área “10 Sur” y “1 Guatemala” pueden entregar toda la potencia reactiva teórica de sus unidades sin ningún tipo de restricción operativa que la limite.

3.1.3.1 Resultados - Demanda Máxima

Sin contingencias:

Para este excenario puede cubrirse el 100% de la demanda del S.N.I, más 80 MW de exportación a México con generación del área 10.

Contingencias N-1 (únicamente 1):

Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, se determinó que para este escenario se puede transmitir hasta 1265.3 MW, dejando únicamente 450 MW del área 1.



Contingencia: Disparo de línea ESC-JUR138.
 Limitante: Sobrecarga en transformador GSU230-692 101%.

Contingencias N-2 (únicamente 1):

Para el caso de considerar contingencias dobles para aquellos circuitos que comparten estructura, se encuentra un límite en la transferencia de 1,395.0 MW desde el A10.

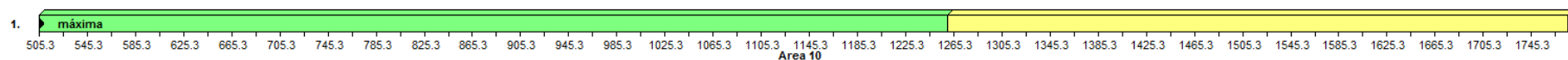
Contingencia: Disparo de los circuitos ALB-GSU230 y ESC-GSU230.
 Limitante: Sobrecarga en GES-SNT230 a 100.5%
 Acción SPS: se desconectan 230 MW por acción del ESIM003.

Debe aclararse que esta contingencia es de baja probabilidad, sumado al hecho que tener cubrir el 78% de la demanda con únicamente el A10.

Tabla 3.1.3. Resumen Demanda Máxima

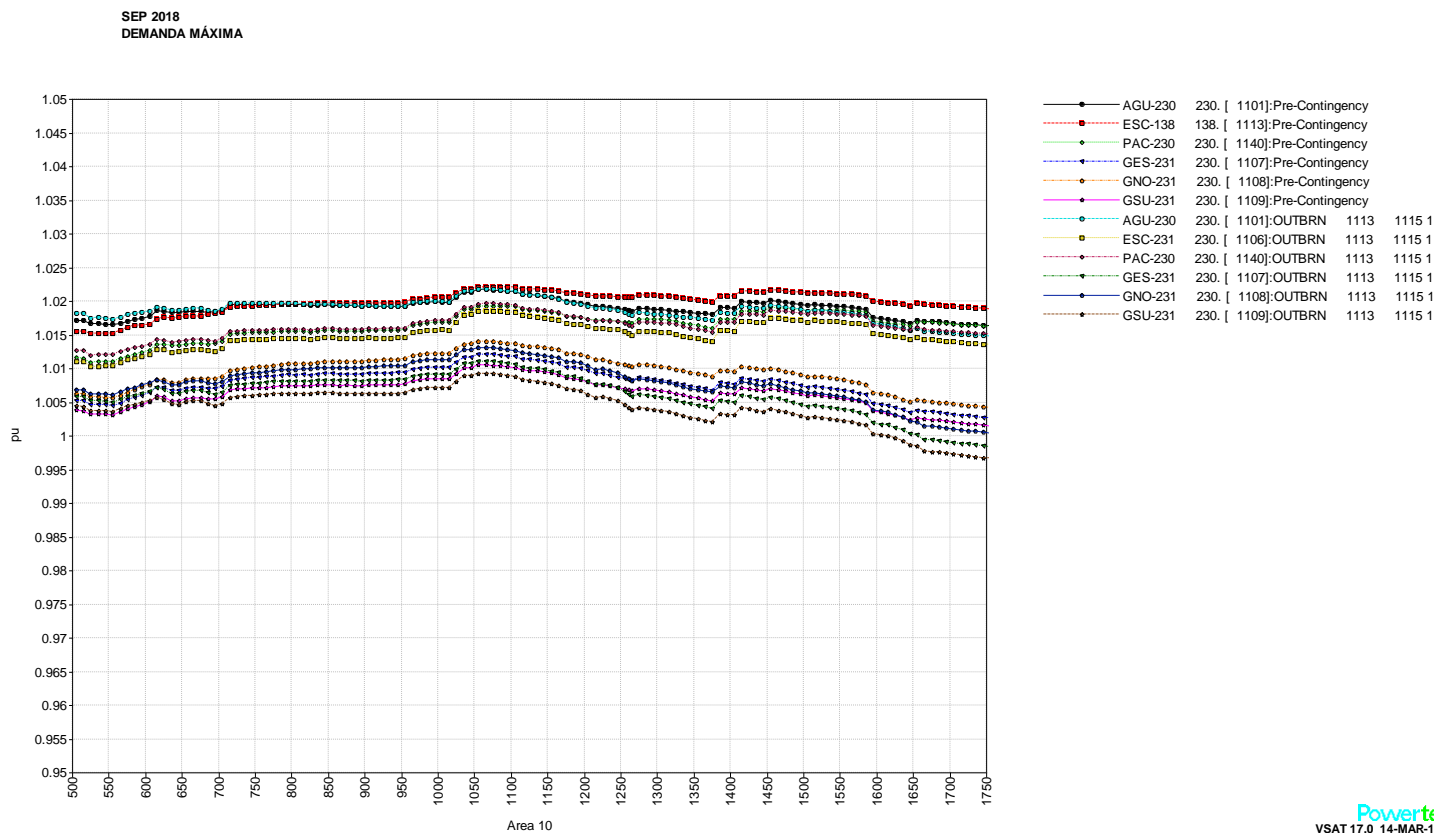
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													TUE, MAR 13 2018 13:58				
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019													AREA TOTALS				
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018													IN MW/MVAR				
FROM -----AT AREA BUSES-----													TO		-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT
X-- AREA --X	GENE- RATION	FROM GENERATN	IND MOTORS	TO LOAD	TO SHUNT	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS					
1	1214.4	0.0	0.0	1636.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	70.3	-492.3	-541.3	0.0				
GUATEMAL	25.2	0.0	0.0	194.0	-194.4	0.0	60.8	463.7	570.7	-142.2	-154.0						
2	0.0	0.0	0.0	75.8	0.0	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	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	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						
10	505.3	0.0	0.0	49.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	451.4	500.5	0.0				
SUR	57.4	0.0	0.0	11.7	0.0	0.0	0.0	99.4	87.7	57.4	69.1						
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						

Grafica 3.1.2. Máxima Transferencia de Potencia

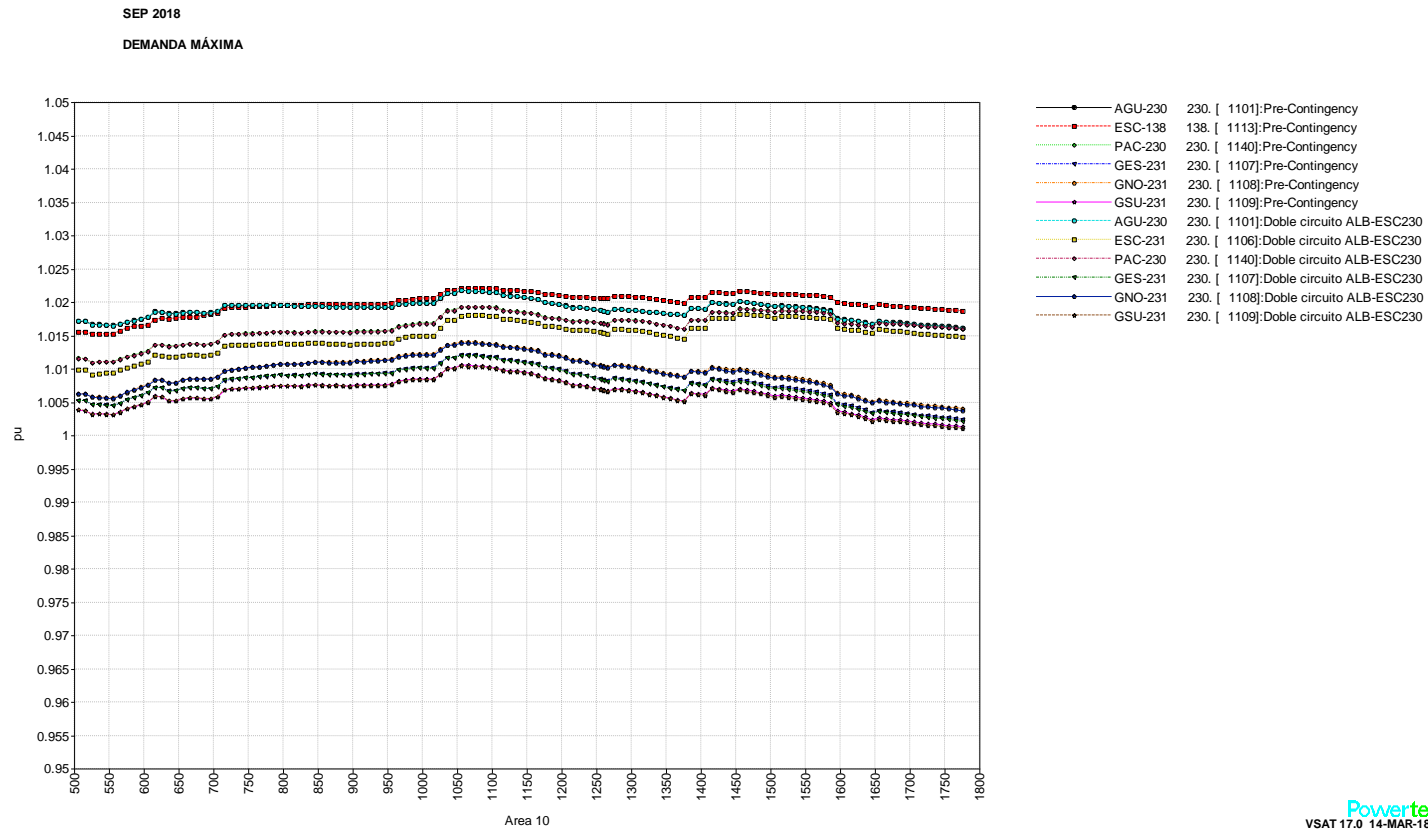


A continuación se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias críticas.

Grafica 3.1.3. Septiembre 2,018 – Demanda Máxima – pre-contingencia y contingencia N-1



Grafica 3.1.4. Septiembre 2018 – Demanda Máxima – pre-contingencia y contingencia N-2





3.1.3.2 Resultados - Demanda Media

Sin contingencias:

Para este excenario puede cubrirse el 100% de la demanda del S.N.I, más 80 MW de exportación a México con generación del área 10.

Contingencias N-1 (únicamente 1):

Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, se determinó que para este escenario se puede transmitir hasta 1,519.9 MW, dejando únicamente 66 MW del área 1.

Contingencia: Disparo de línea ESC-JUR138.

Limitante: Sobrecarga en transformador GSU230-692 102.5%.

Contingencias N-2 (únicamente 1):

Para el caso de considerar contingencias dobles para aquellos circuitos que comparten estructura, se encuentra un límite en la transferencia de 1,369.9 MW desde el A10.

Contingencia: Disparo de los citcuitos ALB-GSU230 y ESC-GSU230.

Limitante: Sobrecarga en GES-SNT230 a 100.2%

Acción SPS: se desconectan 220 MW por acción del ESIM003.

Debe aclararse que esta contingencia es de baja probabilidad, sumado al hecho que tener cubrir el 78% de la demanda con únicamente el A10.

Tabla 3.1.4. Resumen Demanda Media

```

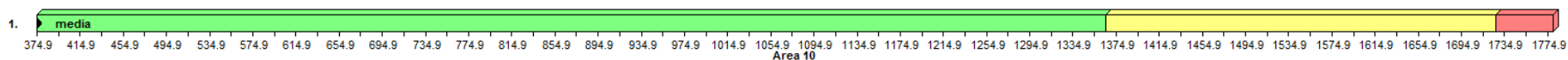
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      TUE, MAR 13 2018  15:17
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              AREA TOTALS
DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018                       IN MW/MVAR
      FROM -----AT AREA BUSES-----              TO
      GENE- FROM IND  TO IND      TO   TO 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
                                                    LINES  + LOADS  NET INT

```



1	1207.4	0.0	0.0	1359.7	0.0	0.0	0.0	0.0	57.1	-209.4	-283.5	0.0
GUATEMAL	12.8	0.0	0.0	215.4	-138.9	0.0	61.2	468.0	469.6	-126.5	-155.6	
2	0.0	0.0	0.0	156.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-157.4	-157.4	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	26.6	6.1	19.1	19.1	
3	0.0	0.0	0.0	49.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-50.3	-50.3	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	24.4	2.8	9.6	9.6	
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	8895.7	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.2	36.2	
10	374.9	0.0	0.0	74.1	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	297.0	371.1	0.0
SUR	54.7	0.0	0.0	29.1	0.0	0.0	0.0	100.7	64.6	61.7	90.8	
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	

Grafica 3.1.5. Maxima Transferencia de Potencia

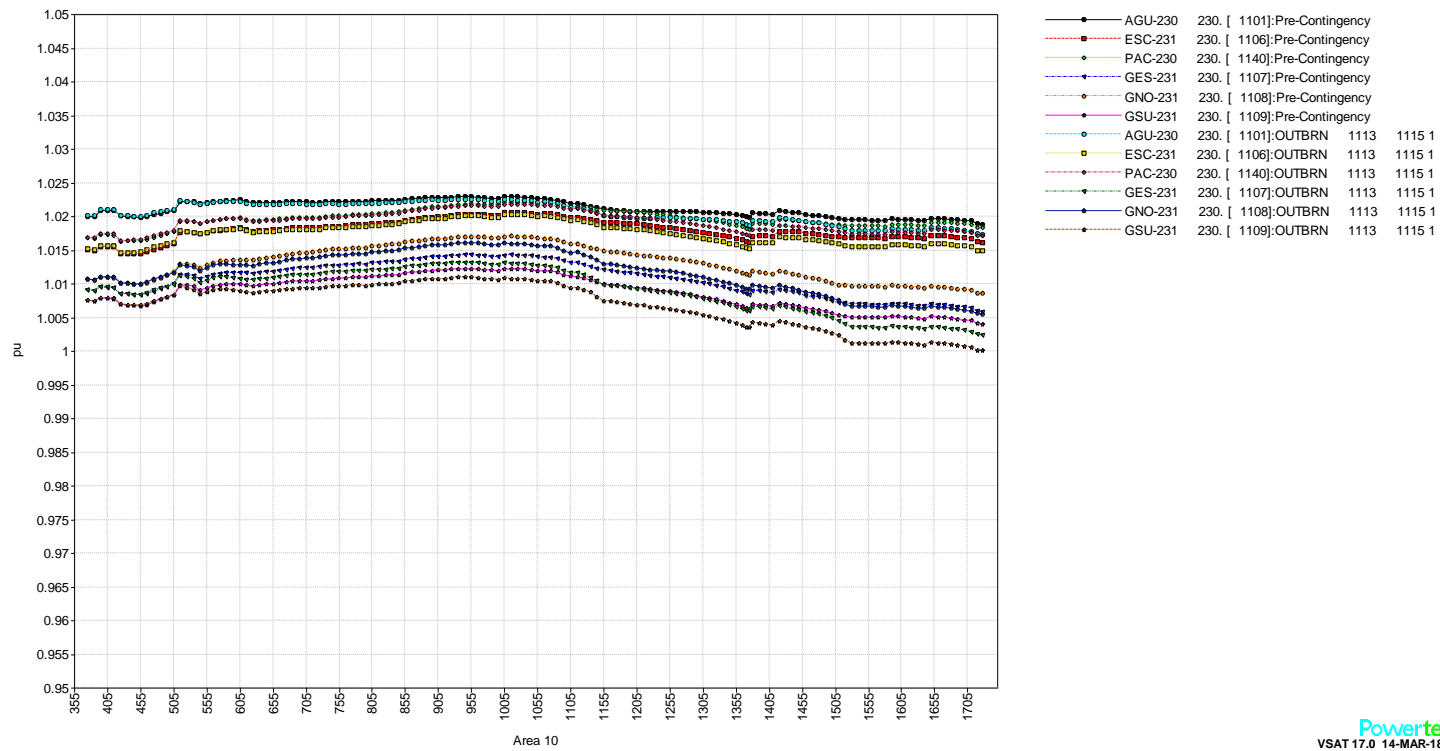


PowerTech
VSAT 17.0 14-MAR-18 09:45

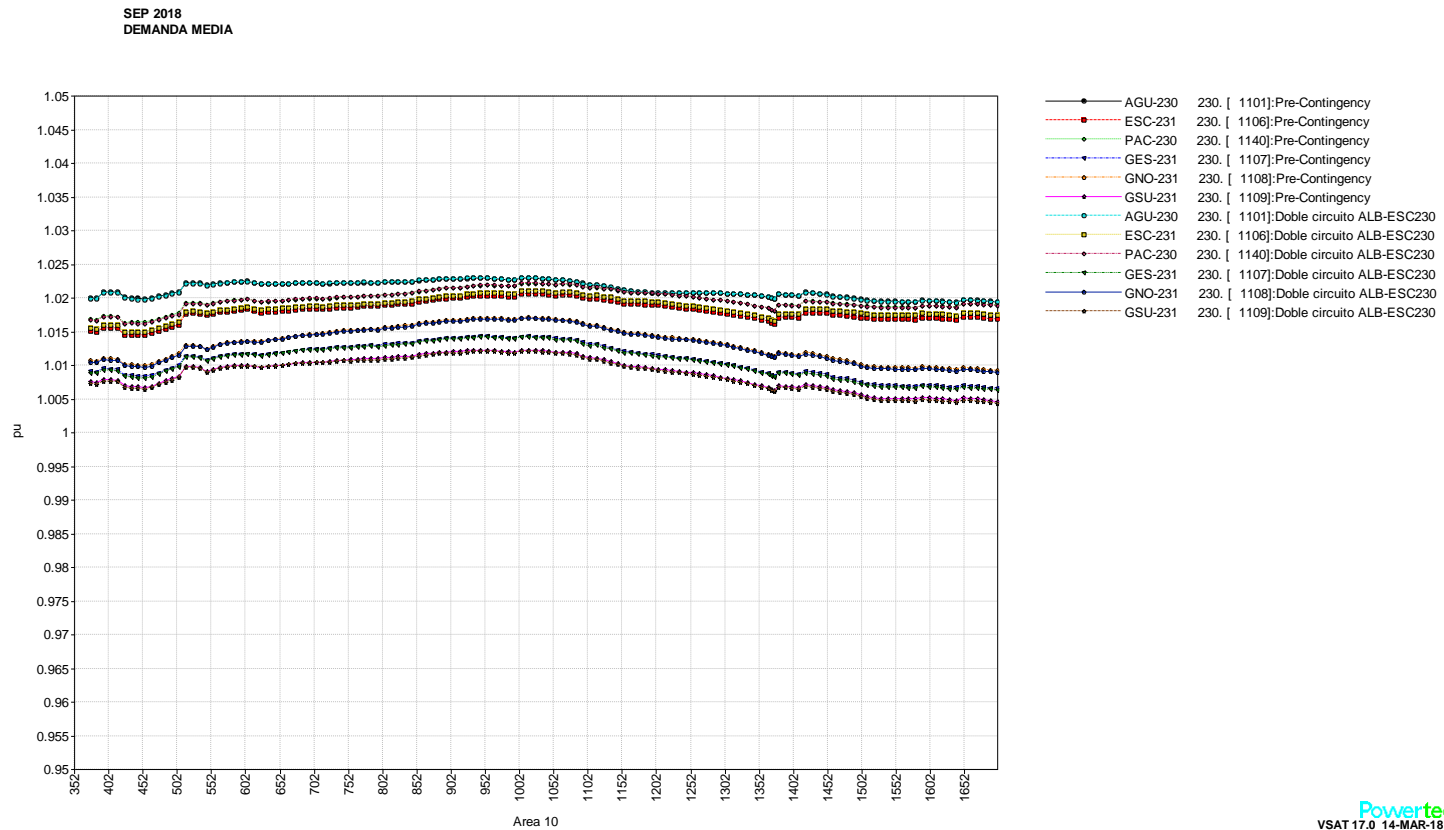
A continuación se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias críticas.

Grafica 3.1.6. Septiembre 2,018 – Demanda Media – pre-contingencia y contingencia N-1

SEP 2018
DEMANDA MEDIA



Grafica 3.1.7. Septiembre 2,018 – Demanda Media – pre-contingencia y contingencia N-2





3.1.3.3 Resultados - Demanda Mínima

Sin Contingencias:

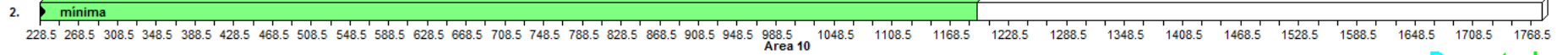
Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, para este escenario, se determinó que se puede cubrir el 100% de la demanda del S.N.I, además de exportar 80 MW a México, con la generación del área 10 de manera segura. Para este caso, la importación de A10 es de 1,196.6 MW

Contingencias N-1 y N-2:

No se dieron limitantes para ninguna contingencia.

Tabla 3.1.5. Resumen Demanda Mínima

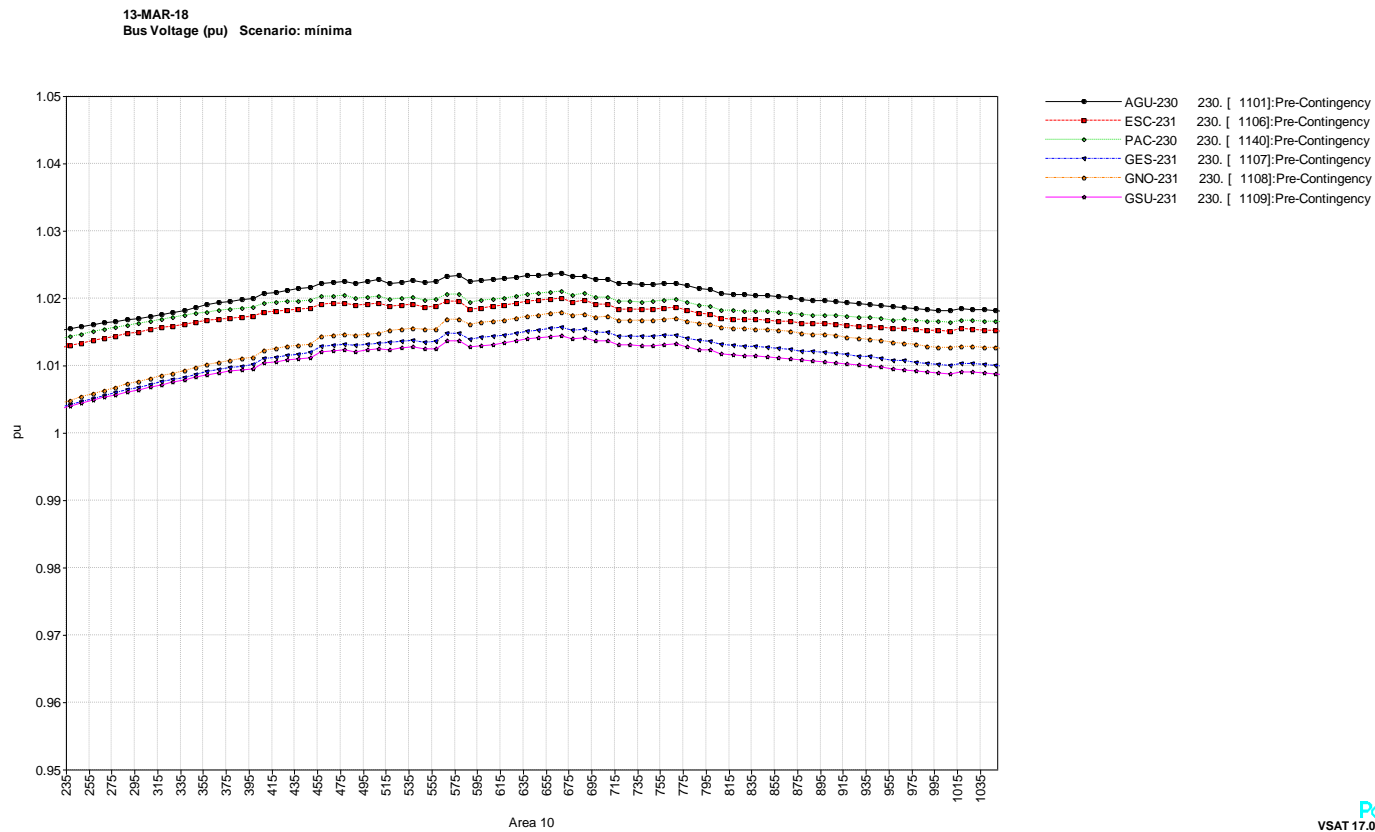
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019													
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018													
TUE, MAR 13 2018 15:41													
AREA TOTALS													
IN MW/MVAR													
-NET INTERCHANGE-													
TO TIE TO TIES DESIRED													
LINES + LOADS NET INT													
FROM -----AT AREA BUSES-----													
TO													
TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO													
SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES													
TO TIE TO TIES DESIRED													
LINES + LOADS NET INT													
X-- AREA --X	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	943.0	0.0	0.0	790.3	0.0	0.0	0.0	0.0	35.8	116.9	53.4	0.0	
GUATEMAL	-39.0	0.0	0.0	83.6	155.6	0.0	60.5	462.8	300.8	-176.8	-198.0		
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		
10	228.5	0.0	0.0	63.5	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	163.9	227.4	0.0	
SUR	21.7	0.0	0.0	21.2	0.0	0.0	0.0	100.1	27.4	73.2	94.4		
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		



Grafica 3.1.8. Maxima Transferencia de Potencia

A continuacion se muestran las curvas PV para el caso base

Grafica 3.1.9. Septiembre 2,018 – Demanda Media – pre-contingencia





3.1.4 Resultados Marzo 2,019

3.1.4.1 Resultados - Demanda Máxima

Sin contingencias:

Para este excenario puede cubrirse el 100% de la demanda del S.N.I, más 80 MW de exportación a México con generación del área 10.

Contingencias N-1 (únicamente 1):

Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, se determinó que para este excenario se puede transmitir hasta 1,542.9 MW, dejando únicamente 396 MW del área 1.

Contingencia: Disparo de línea ESC-JUR138.

Limitante: Sobrecarga en transformador GSU230-692 100.6%.

Contingencias N-2:

No se econtraron limitantes para contingencias dobles.

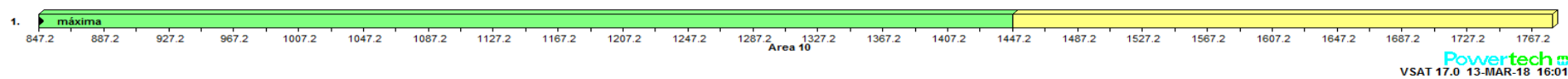
Tabla 3.1.6. Resumen Demanda Máxima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E											TUE, MAR 13 2018 16:02			
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019											AREA TOTALS			
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019											IN MW/MVAR			
X--	AREA	--X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO				-NET INTERCHANGE-			
			GENE-	FROM	IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	TO TIE	TO TIES
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	LINES	+ LOADS	NET INT
1	GUATEMAL		995.3	0.0	0.0	1717.6	0.0	0.0	0.0	0.0	65.7	-787.9	-839.0	0.0
			-24.4	0.0	0.0	199.8	-187.6	0.0	61.0	479.5	507.0	-125.0	-135.2	
2	SALVADOR		0.0	0.0	0.0	117.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-118.0	-118.0	0.0
			0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	26.9	4.1	20.8	20.8	
3	HONDURAS		0.0	0.0	0.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-4.7	-4.7	0.0
			0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	25.3	0.1	21.7	21.7	
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	8114.4	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49.9	49.9	
10	847.2	0.0	0.0	51.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	790.6	841.6	0.0
SUR	41.7	0.0	0.0	10.3	0.0	0.0	0.0	116.1	114.8	32.6	42.9	
COLUMN	36862.6	0.0	0.0	36790.6	0.0	0.0	0.0	0.0	72.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8131.7	0.0	0.0	8280.1	-187.6	0.0	61.0	647.8	626.0	0.0	0.0	

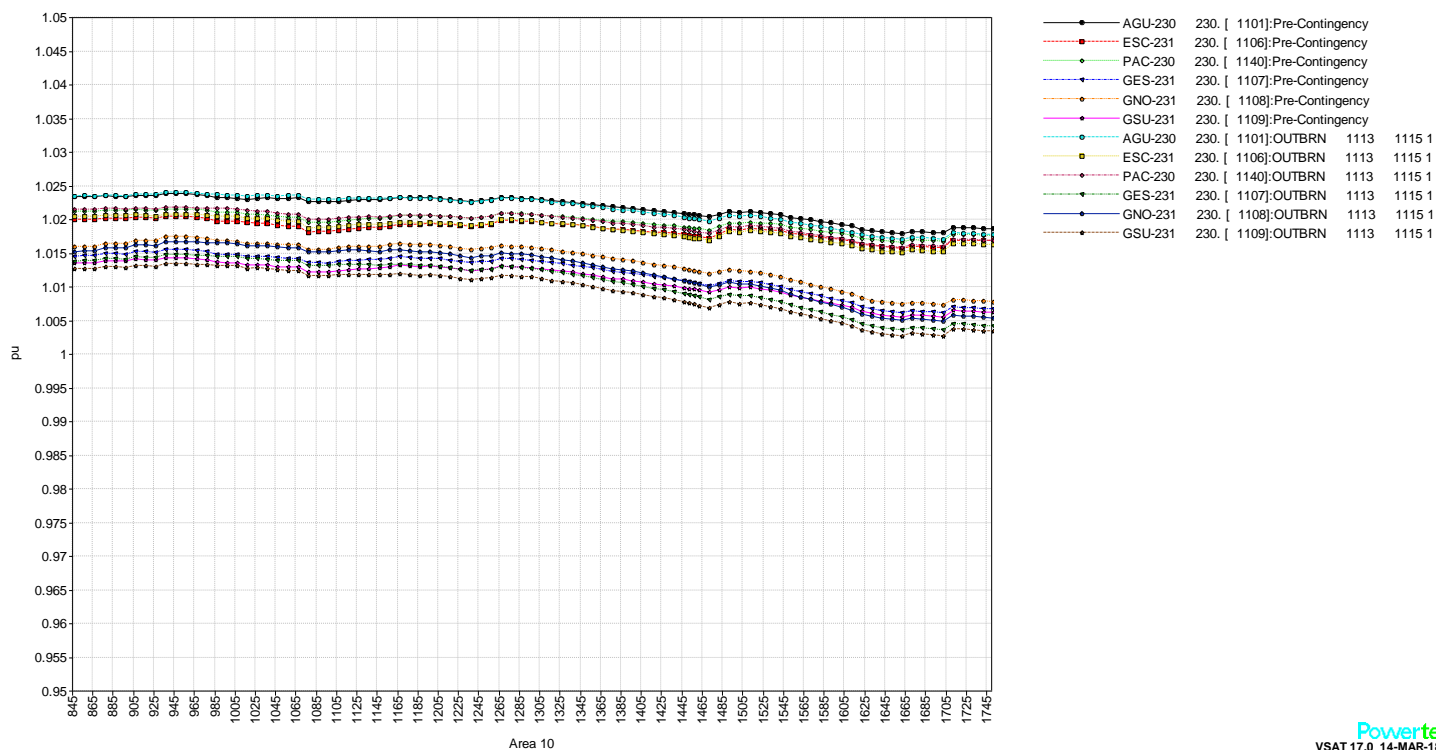
Grafica 3.1.10. Máxima Transferencia de Potencia



A continuación se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias críticas.

Grafica 3.1.11. Marzo 2,018 – Demanda Máxima – pre-contingencia y contingencia N-1

MAR 2018
DEMANDA MÁXIMA



PowerTech
VSAT 17.0 14-MAR-18 10:45

3.2.1.1. Resultados - Demanda Media

Sin contingencias:

Para este excenario puede cubrirse el 100% de la demanda del S.N.I, más 80 MW de exportación a México con generación del área 10.

Contingencias N-1 (únicamente 1):



Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, se determinó que para este escenario se puede transmitir hasta 1,063.2 MW, dejando únicamente 619 MW del área 1.

Contingencia: Disparo de línea ESC-JUR138.

Limitante: Sobrecarga en transformador GSU230-692 101%.

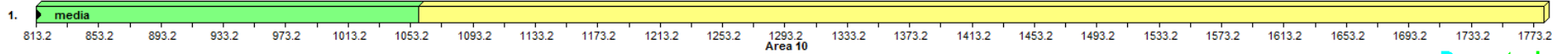
Contingencias N-2:

No se encontraron limitantes para contingencias dobles.

Tabla 3.1.7. Resumen Demanda Media

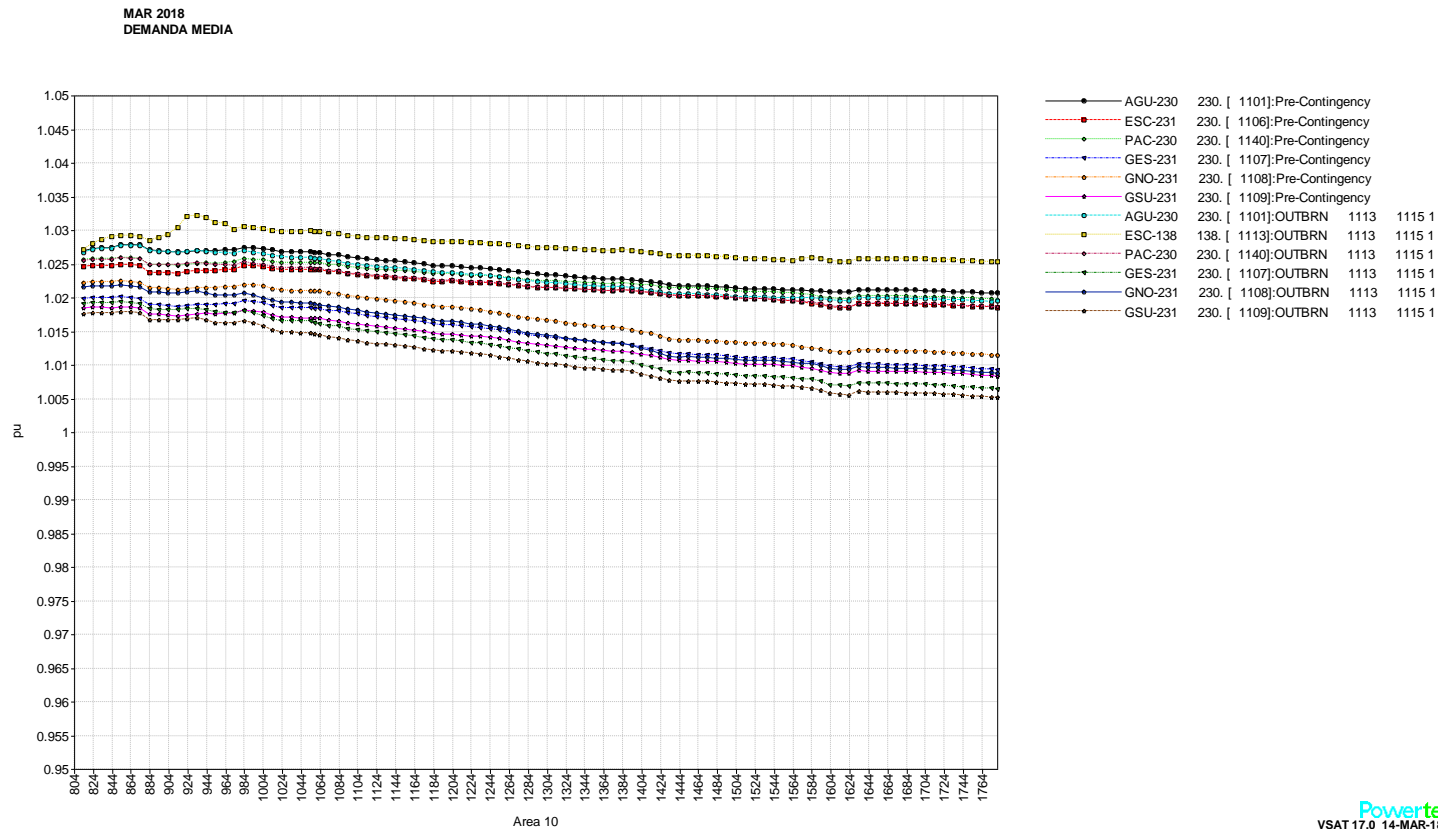
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E													TUE, MAR 13 2018 16:59	
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019													AREA TOTALS	
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019													IN MW/MVAR	
X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	-----AT AREA BUSES-----			TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT		
		FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD						TO TIE LINES	TO TIES + LOADS			
1	866.7	0.0	0.0	1420.8	0.0	0.0	0.0	0.0	45.9	-600.0	-675.7	0.0		
GUATEMAL	-29.0	0.0	0.0	215.3	-142.6	0.0	61.5	485.8	371.3	-48.7	-77.8			
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			
10	813.2	0.0	0.0	75.8	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	732.5	808.2	0.0		
SUR	7.9	0.0	0.0	29.1	0.0	0.0	0.0	117.4	102.9	-6.8	22.3			
COLUMN TOTALS	34550.1	0.0	0.0	34497.2	0.0	0.0	0.0	0.0	52.9	0.0	0.0	0.0		
	8862.8	0.0	0.0	9111.7	-142.6	0.0	61.5	655.1	487.3	0.0	0.0			

Grafica 3.1.12. Maxima Transferencia de Potencia



A continuacion se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias criticas.

Grafica 3.1.13. Marzo 2,018 – Demanda Media – pre-contingencia y contingencia N-1





3.2.1.2. Resultados - Demanda Mínima

Sin Contingencias:

Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, para este escenario, se determinó que se puede cubrir el 100% de la demanda del S.N.I, además de exportar 80 MW a México, con la generación del área 10 de manera segura. Para este caso, la importación de A10 es de 1,130.9 MW

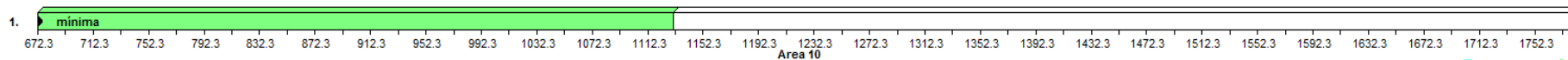
Contingencias N-1 y N-2:

No se dieron limitantes para ninguna contingencia.

Tabla 3.1.8. Resumen Demanda Mínima

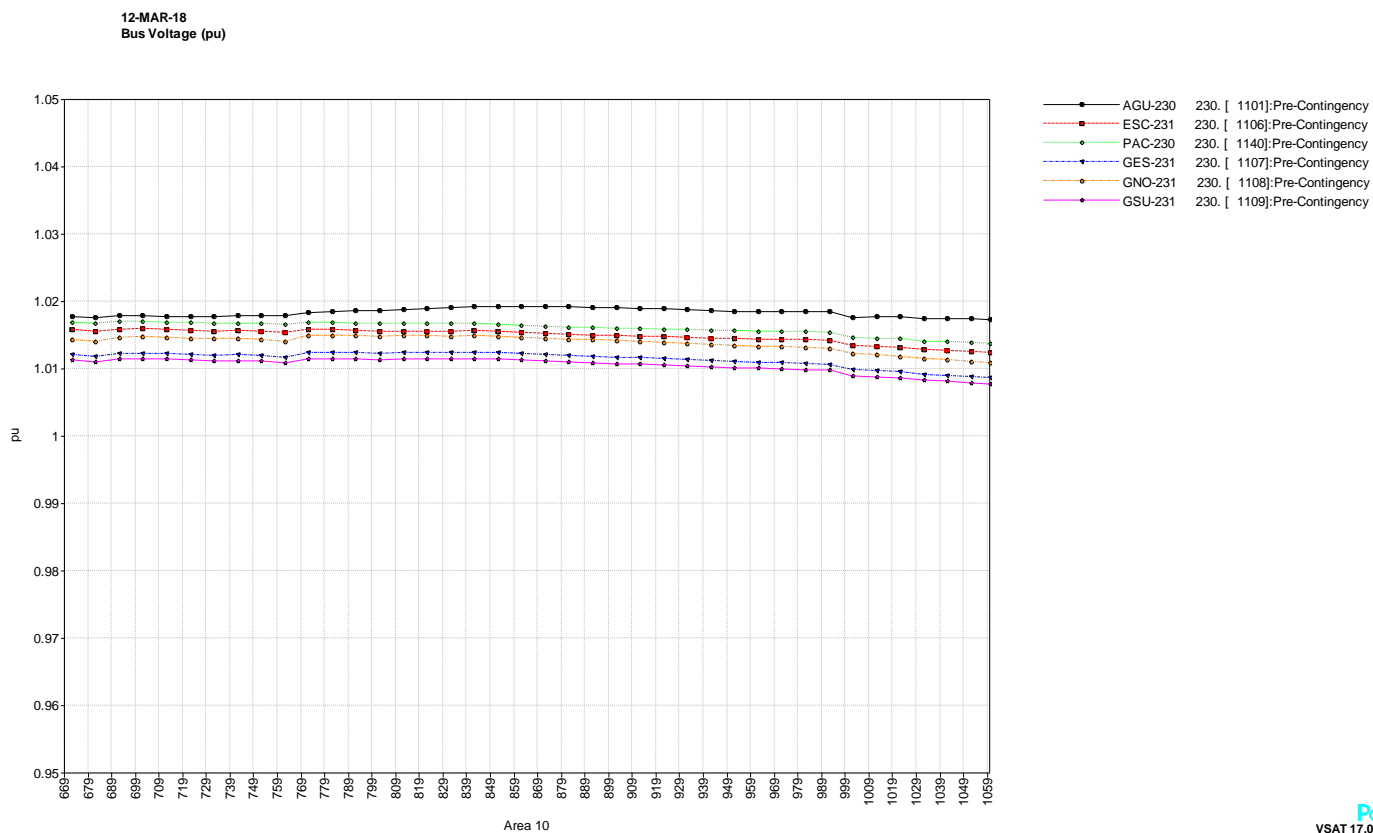
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E															
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019															
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019															
TUE, MAR 13 2018 17:04															
AREA TOTALS															
IN MW/MVAR															
X--	AREA	--X	FROM	-----AT	AREA	BUSES-----	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	FROM	TO	-NET INTERCHANGE-	DESIRE	
			GENE-	FROM	IND	TO IND	TO	SHUNT	DEVICES	SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	NET INT
			RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD							LINES	+ LOADS	
1			408.9	0.0	0.0	871.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	17.5	-480.2	-546.3	0.0
GUATEMAL			-63.0	0.0	0.0	103.7	157.2	0.0	60.3	479.9	145.5	-49.8	-71.6		
2			0.0	0.0	0.0	113.7	0.0	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	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	0.0	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	0.0	37.9	37.9	
10			672.3	0.0	0.0	66.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.4	602.9	668.9	0.0
SUR			-34.2	0.0	0.0	21.8	0.0	0.0	0.0	115.2	78.4	-19.2	2.6		
COLUMN			28473.8	0.0	0.0	28452.4	0.0	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	0.0	

Grafica 3.1.14. Maxima Transferencia de Potencia



A continuacion se muestran las curvas PV para el caso base

Grafica 3.1.15. Septiembre 2,018 – Demanda mínima – pre contingencia



3.1.5 Resumen de resultados MTP A10

MTP A10 Época lluviosa (septiembre 2018)							
Escenario	Sin contingencias	N-1			N-2		
	MW	MW	Contingencia	Limitante	MW	Contingencia	Limitante
máxima	100% de la demanda del SIN más 80 MW de exportación (1,775 MW)	1,265.30	ESC-JUR138	sobre carga transformador GSU230-692	1,395	ALB-GSU230 / ESC-GSU230 (Actua ESIM003)	Sobre carga GES-SNT230
media	100% de la demanda del SIN más 80 MW de exportación (1,727 MW)	1,519.90	ESC-JUR138	sobre carga transformador GSU230-692	1,370	ALB-GSU230 / ESC-GSU230 (Actua ESIM003)	Sobre carga GES-SNT230
mínima	100% de la demanda del SIN más 80 MW de exportación (1,196.6 MW)	1,196.60	NA	NA	1,196.60	NA	NA

MTP A10 Época lluviosa (marzo 2019)							
Escenario	Sin contingencias	N-1			N-2		
	MW	MW	Contingencia	Limitante	MW	Contingencia	Limitante
máxima	100% de la demanda del SIN más 80 MW de exportación (1,779 MW)	1,542.90	ESC-JUR138	sobre carga transformador GSU230-692	1,779	NA	NA
media	100% de la demanda del SIN más 80 MW de exportación (1,779 MW)	1,063.20	ESC-JUR138	sobre carga transformador GSU230-692	1,779	NA	NA
mínima	100% de la demanda del SIN más 80 MW de exportación (1,130.9 MW)	1,130.90	NA	NA	1,130.90	NA	NA



3.2 Area de Las Verapaces

El área de las verapaces se ha caracterizado por concentrar la generación de centrales hidroeléctricas y recientemente, de tener restricciones de transmisión por la conexión de nuevas centrales en condiciones N-2. A continuación se analiza el área denominada “15 Verapaces” en condiciones normales de operación, N-1 y N-2; para determinar la máxima transferencia de potencia de esta área al resto del S.N.I. considerando todos los esquemas de control suplementario que están operativos. Se evaluará la generación conectada a la red de 230 kV, considerando que la generación conectada en 69 kV abastece la demanda del oriente del S.N.I., a excepción de aproximadamente 60 MW que se inyectan a la red de 230 kV por medio del transformador Tactic 230/69 kV 180 MVA.

Se evalúa el escenario de Septiembre 2,018, por representar la época lluviosa, se puede despachar al máximo la generación hidroeléctrica del área de influencia. En el área “15 Verapaces” se conectan las siguientes centrales hidroeléctricas: Chixoy, Renace II fase 1, Renace II fase 2, Xacbal, Xacbal Delta, Palo Viejo para un total aproximado de 723.0 MW de generación. Adicionalmente, se analiza una sensibilidad, en la cual se considera en operación a los proyectos hidroeléctricos Oxec II de 60 MW y Renace IV Fase 2 de 56.95 MW.

*Por despacho económico, en todo el análisis de esta sección se considera una importación máxima con Mexico de 120.0 MW.

El área “15 Verapaces” se conforma por los siguientes nodos del SNI:

Tabla. 3.2.1. Área “15” Verapaces.

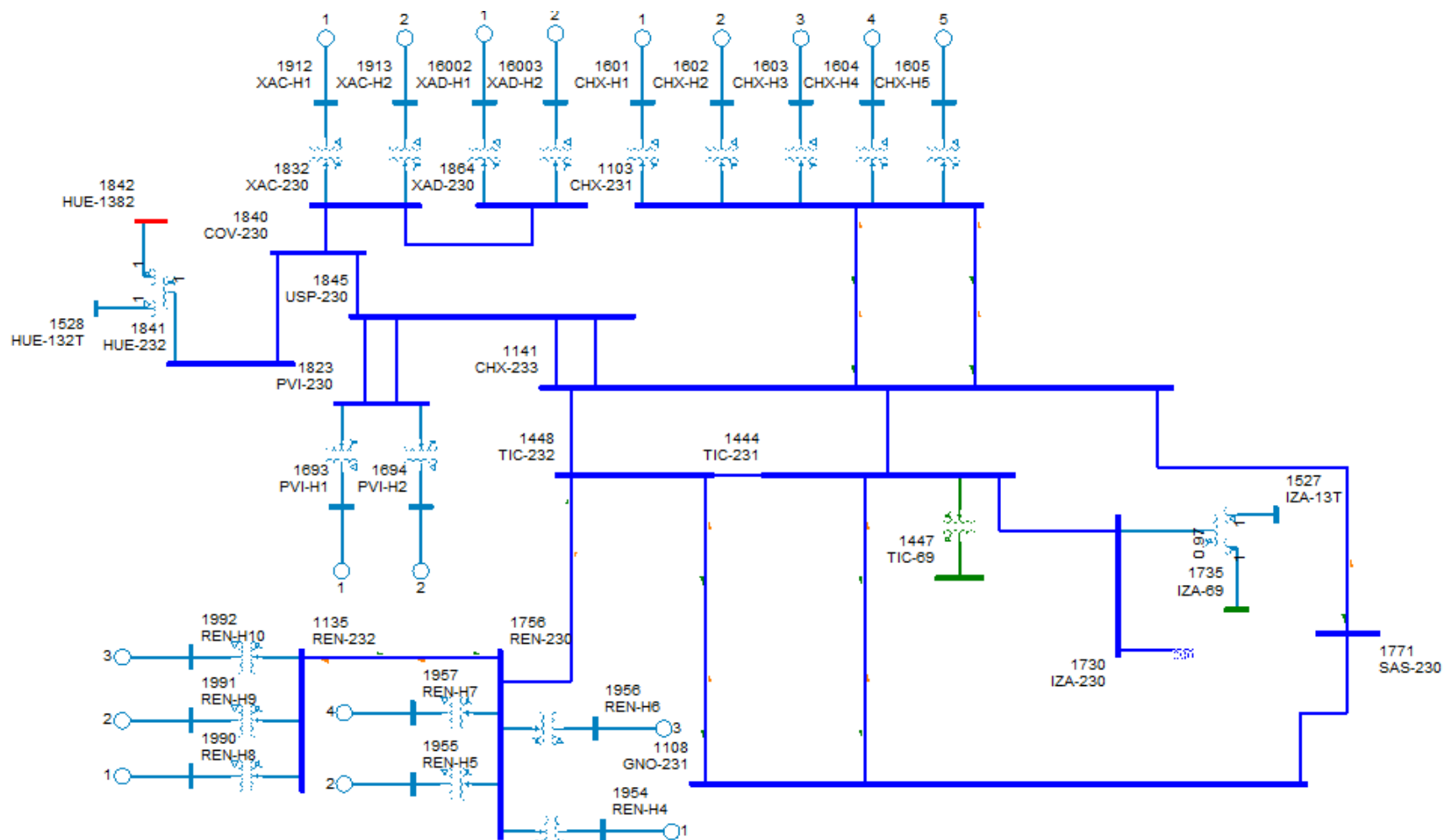
```
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, MAR 07 2018   9:31
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018
```

```
AREA 15 [VERAPACES ] ALPHABETIC BUS LIST:
```

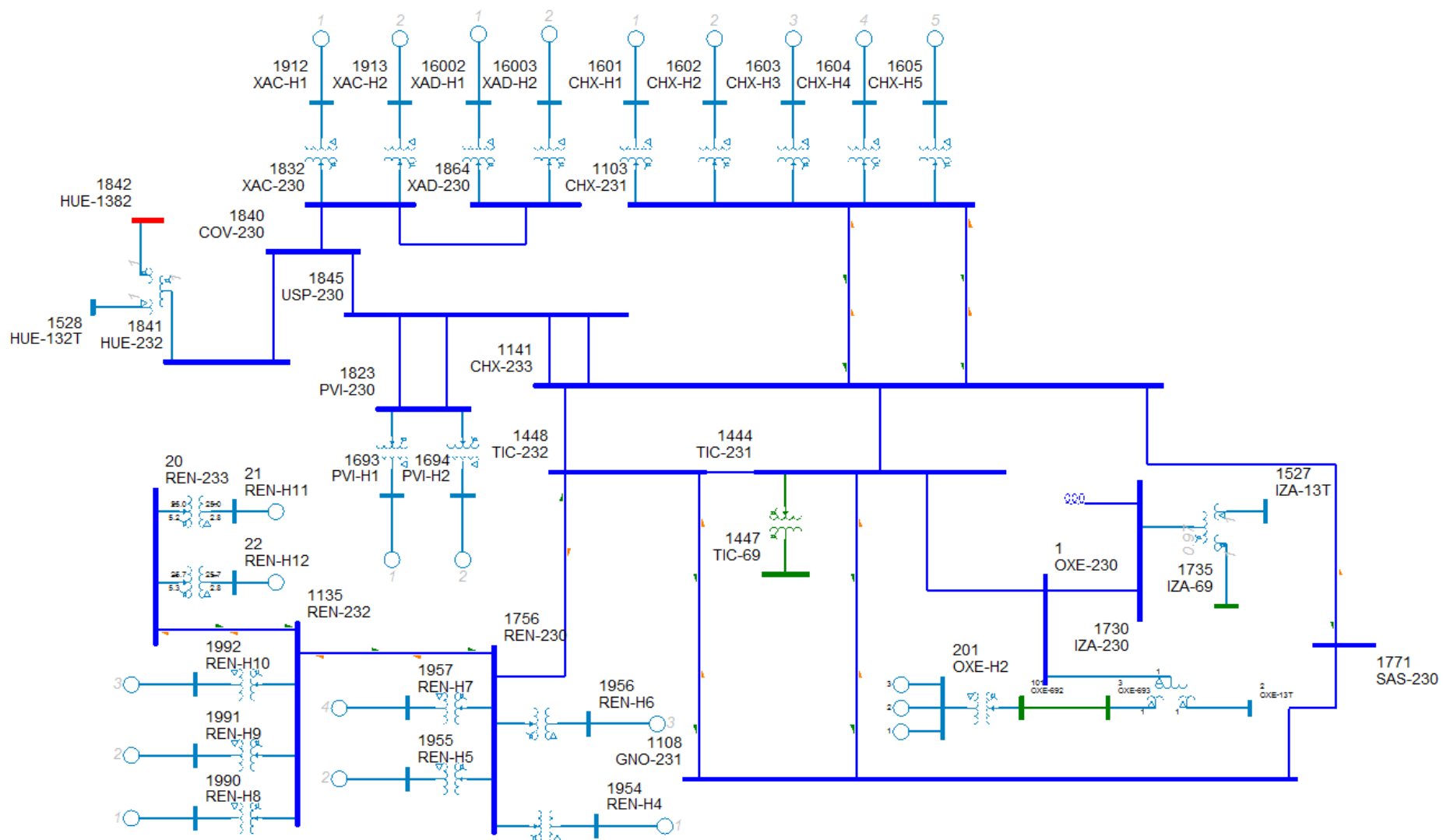
X-- NAME	--X BASKV	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	BUS#	X-- NAME	--X BASKV	BUS#
CHX-231	230.00	1103	CHX-233	230.00	1141	CHX-H1	13.800	1601
CHX-H2	13.800	1602	CHX-H3	13.800	1603	CHX-H4	13.800	1604
CHX-H5	13.800	1605	COV-230	230.00	1840	IZA-230	230.00	1730
PVI-230	230.00	1823	PVI-H1	13.800	1693	PVI-H2	13.800	1694
REN-230	230.00	1756	REN-232	230.00	1135	REN-H10	13.800	1992
REN-H4	13.800	1954	REN-H5	13.800	1955	REN-H6	13.800	1956
REN-H7	13.800	1957	REN-H8	13.800	1990	REN-H9	13.800	1991
TIC-231	230.00	1444	TIC-232	230.00	1448	USP-230	230.00	1845
XAC-230	230.00	1832	XAC-H1	13.800	1912	XAC-H2	13.800	1913
XAD-230	230.00	1864	XAD-H1	13.800	16002	XAD-H2	13.800	16003



Gráfica 3.2.1. Diagrama Unifilar Área “15” Verapaces



Gráfica 3.2.1. Diagrama Unifilar Área “15” Verapaces - Sensibilidad





Los siguientes Esquemas de Control Suplementario están en operación en el área de influencia:

Tabla 3.2.2. Esquemas de Control Suplementario en Área “15 Verapaces”

Esquemas de Control Suplementario			
Nomenclatura	Función	Zona de Actuación	Actuación
GUA-ECS-15	Esquema de control por oscilación de potencia.	Oriente (4)	Disparo de central Hidroeléctrica Renace I, Renace II Fase 1 y Renace II Fase 2, por la detección de una oscilación creciente de potencia por cambio de configuración en el área, principalmente la apertura del transformador TIC 230/69.*
GUA-ECS-33	Esquema de control para evitar sobrecarga en línea de transmisión	Oriente (4)	Disparo de las centrales Hidroeléctricas Renace II Fase 1, Renace II Fase 2 y Xacbal Delta de forma automática y escalonada, por la apertura del doble circuito GNOTIC230 (o doble circuito TICCHX230 para Xacbal Delta) y un flujo superior a 350 MW por la LT CHXSAS230.*
GUA-ECS-37	Esquema de control para evitar sobrecarga en transformador	Occidente (3)	Disparo de una unidad generadora de Hidroeléctrica Xacbal Delta, ante el disparo de LT ESPHUE230 y la sobrecarga del transformador 230/138/13.8 kV 150 MVA en S/E Huehuetenango.

*para la sensibilidad se incorporaron los proyectos hidroeléctricos Oxec II y Renace IV Fase 2 a la operación de Esquema de Control Suplementario identificado como “GUA-ECS-15” y “GUA-ECS-33”.



Tabla 3.2.3. Contingencias Analizadas

```
[VSAT 4.X Contingency]

{Contingency}
  Contingency name = 'CHXCHX230A'
  Outage Branch = 1103 1141 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXCHX230B'
  Outage Branch = 1103 1141 '2'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'RENREN232A'
  Outage Branch = 1135 1756 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXTIC230A'
  Outage Branch = 1141 1444 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXTIC230B'
  Outage Branch = 1141 1448 '2'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXUSP230A'
  Outage Branch = 1141 1845 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXUSP230B'
  Outage Branch = 1141 1845 '2'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'TICTIC230A'
  Outage Branch = 1444 1448 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'RENTIC230A'
  Outage Branch = 1448 1756 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'PVIUSP230A'
  Outage Branch = 1823 1845 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'PVIUSP230B'
  Outage Branch = 1823 1845 '2'
{End contingency}
```

```
{Contingency}
  Contingency name = 'COVXAC230A'
  Outage Branch = 1832 1840 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'XACXAD230A'
  Outage Branch = 1832 1864 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'COVUSP230A'
  Outage Branch = 1840 1845 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'COVHUE230A'
  Outage Branch = 1840 1841 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXSAS230A'
  Outage Branch = 1141 1771 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'GNOTIC230A'
  Outage Branch = 1108 1444 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'GNOTIC230B'
  Outage Branch = 1108 1448 '2'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'TIC 230/69A'
  Outage Branch = 1444 1447 '1'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'GNOTIC230AB'
  Outage Branch = 1108 1444 '1'
  Outage Branch = 1108 1448 '2'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXTIC230AB'
  Outage Branch = 1141 1444 '1'
  Outage Branch = 1141 1448 '2'
{End contingency}
```

```
{Contingency}
  Contingency name = 'CHXUSP230AB'
  Outage Branch = 1141 1845 '1'
  Outage Branch = 1141 1845 '2'
{End contingency}
{Contingency}
  Contingency name = 'IZATIC230A'
  Outage Branch = 1444 1730 '1'
{End contingency}
{Contingency}*
  Contingency name = 'OXETIC230A'
  Outage Branch = 1 1444 '1'
{End contingency}
{Contingency}*
  Contingency name = 'IZAOXE230A'
  Outage Branch = 1 1730 '1'
{End contingency}
{Contingency}*
  Contingency name = 'RENREN233A'
  Outage Branch = 20 1135 '1'
{End contingency}
{Contingency}
[End]
```

***Contingencias adicionales para la sensibilidad.**



Datos de cálculo de transferencia

- Pasos de 5 MW
- Fuente X: Generación del área “15 Verapaces”
- Fuente D: Generación del resto del S.N.I. de Guatemala
- Todos los generadores de la fuente D se van reduciendo y los generadores de la fuente X van aumentando en pasos de 5 MW, de manera proporcional.

3.2.1. Septiembre 2,018

Para cada escenario de demanda, se despachara hasta el máximo de la capacidad real instalada en el área “15” con el fin de encontrar el máximo valor que se pueda exportar desde esa área y adicionalmente reducir generación hidráulica y termica en el área “1”, para poder encontrar el balance de generación entre ambas areas. Para el análisis, se asume que las unidades generadoras despachas en el área “15 Verapaces” y “1 Guatemala” pueden entregar toda la potencia reactiva teórica de sus unidades sin ningún tipo de restricción operativa que la limite.

3.2.1.1. Resultados - Demanda Máxima

Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, para este escenario, se determino que se puede exportar de manera segura los 723.0 MW del área “15 Verapaces” al resto del S.N.I..

Tabla 3.2.4. Resumen Demanda Máxima

```

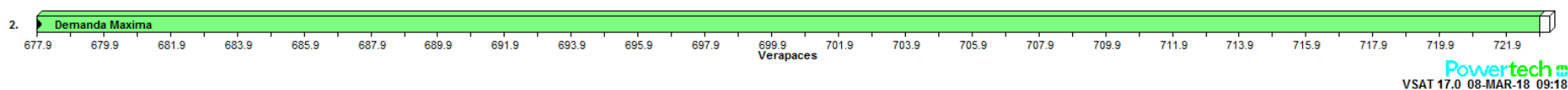
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, MAR 07 2018  10:46
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              AREA TOTALS
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018                     IN MW/MVAR
FROM -----AT AREA BUSES-----                TO
X-- AREA --X  GENE- FROM IND    TO IND    TO    TO BUS  GNE BUS  TO LINE  FROM    TO    -NET INTERCHANGE-
RATION GENERATN  MOTORS    LOAD    SHUNT  DEVICES  SHUNT CHARGING  LOSSES  TO TIE  TO TIES  DESIRED
                                         + LOADS  NET INT
1          1041.9    0.0    0.0  1685.4    0.0    0.0    0.0    0.0    62.1  -705.6  -705.6    0.0
GUATEMAL  75.5        0.0    0.0  205.8   -224.5    0.0    60.8  414.9  516.7  -68.3  -68.3
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

```



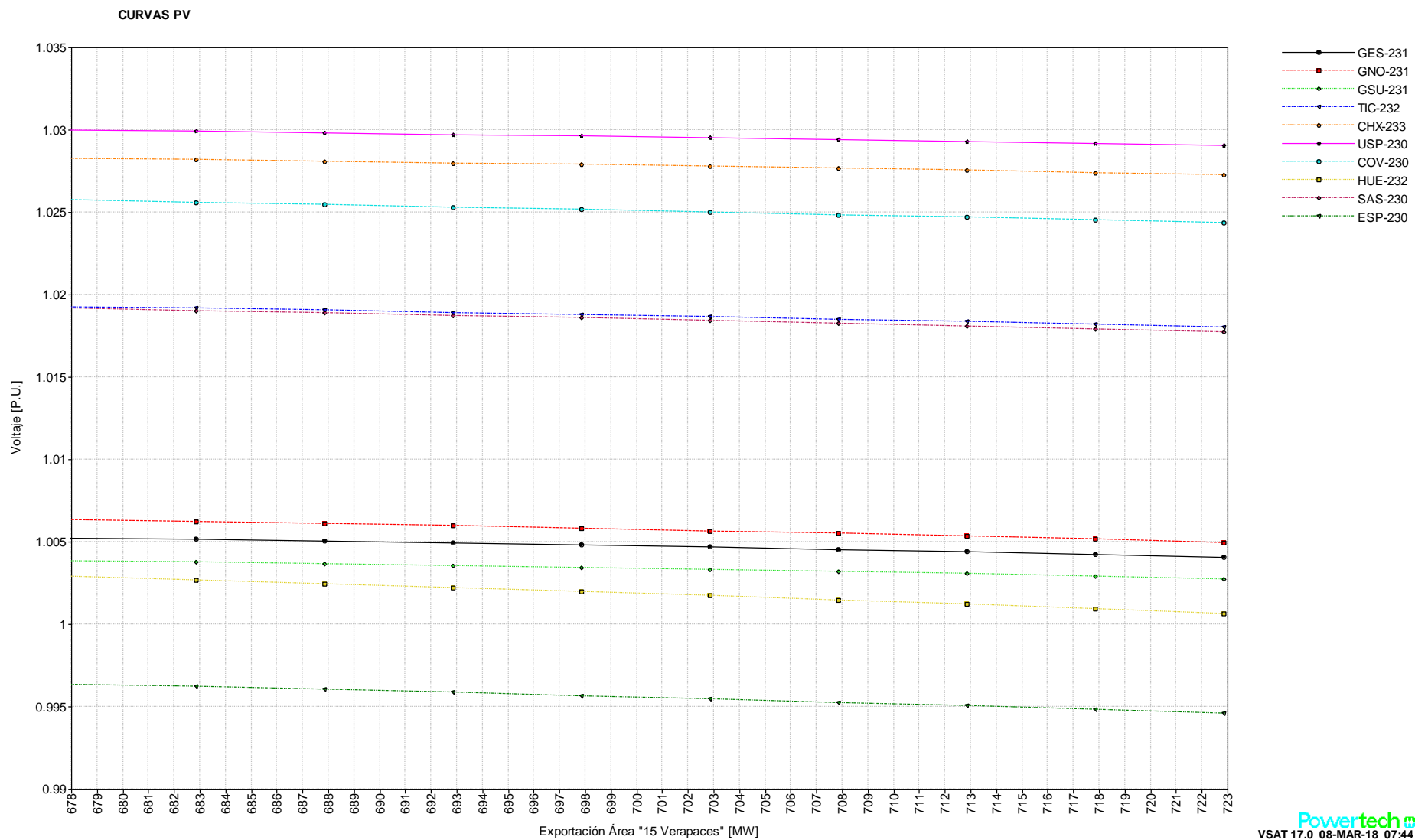
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	10.5	0.0	0.0	0.0	24.7	0.0	14.2	14.2	
8	35020.0	0.0	0.0	34900.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.0	120.0	0.0
MEXICO	8122.0	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	57.5	57.5	
15	677.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.1	664.8	664.8	0.0
VERAPACES	7.1	0.0	0.0	0.0	30.1	0.0	0.0	148.2	141.7	-16.5	-16.5	
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	

Grafica 3.2.2. Máxima Transferencia de Potencia

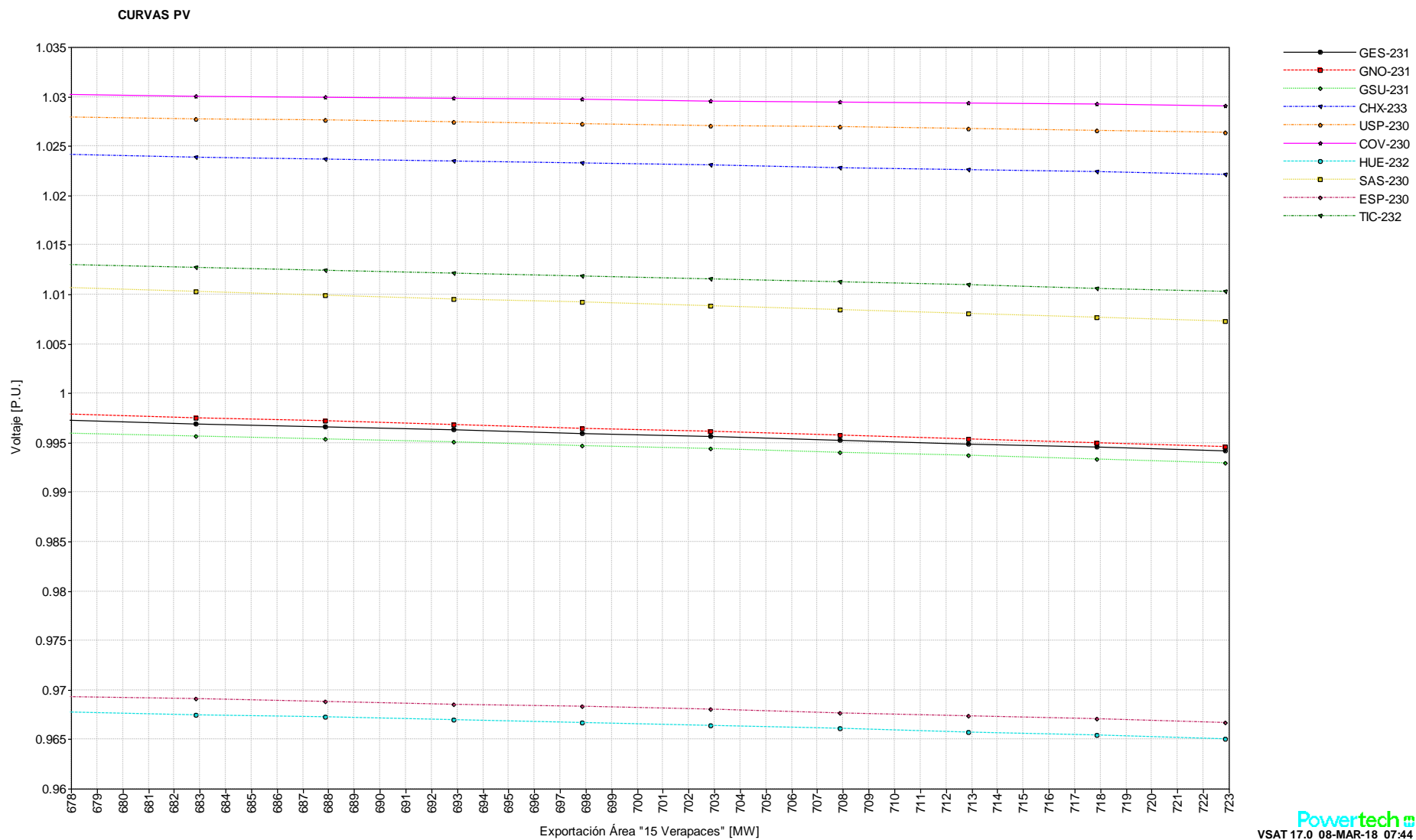


A continuacion se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias mas criticas N-1 y N-2.

Grafica 3.2.3. Septiembre 2,018 – Demanda Máxima – Caso Base

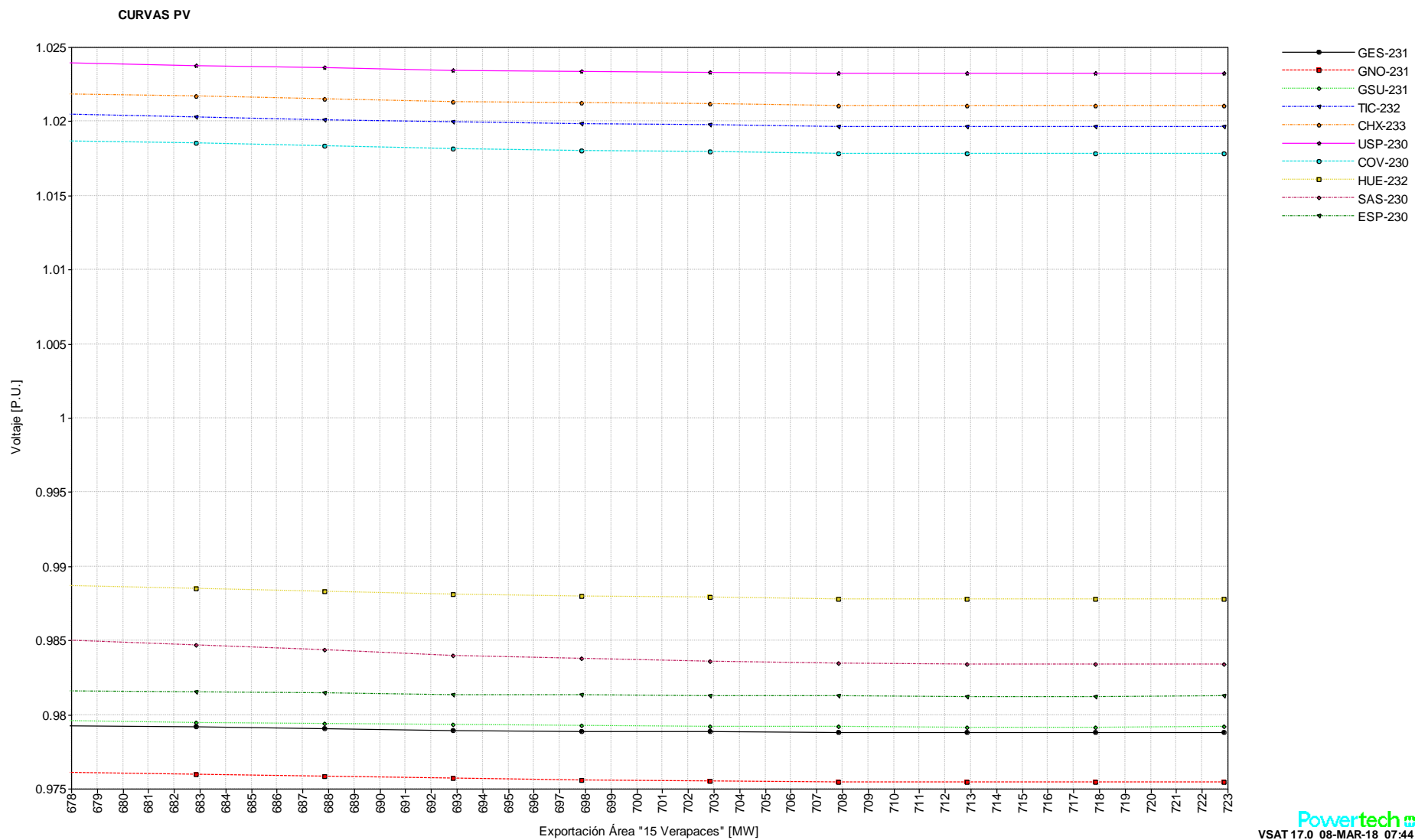


Grafica 3.2.4. Septiembre 2,018 – Demanda Máxima – Contingencia: Apertura LT COVHUE 230 kV ckt 1.





Grafica 3.2.5. Septiembre 2,018 – Demanda Máxima – Contingencia: Apertura LT GNOTIC 230 kV ckt 1 y 2.





3.2.1.2. Resultados - Demanda Media

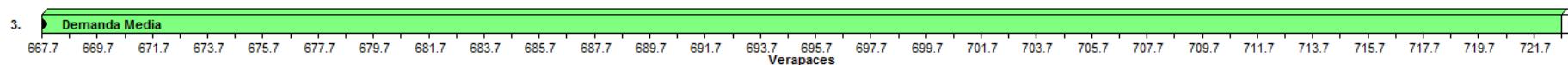
Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, para este escenario, se determino que se puede exportar de manera segura los 723.0 MW del área “15 Verapaces” al resto del S.N.I..

Tabla 3.2.5. Resumen Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, MAR 07 2018 10:48
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018 IN MW/MVAR

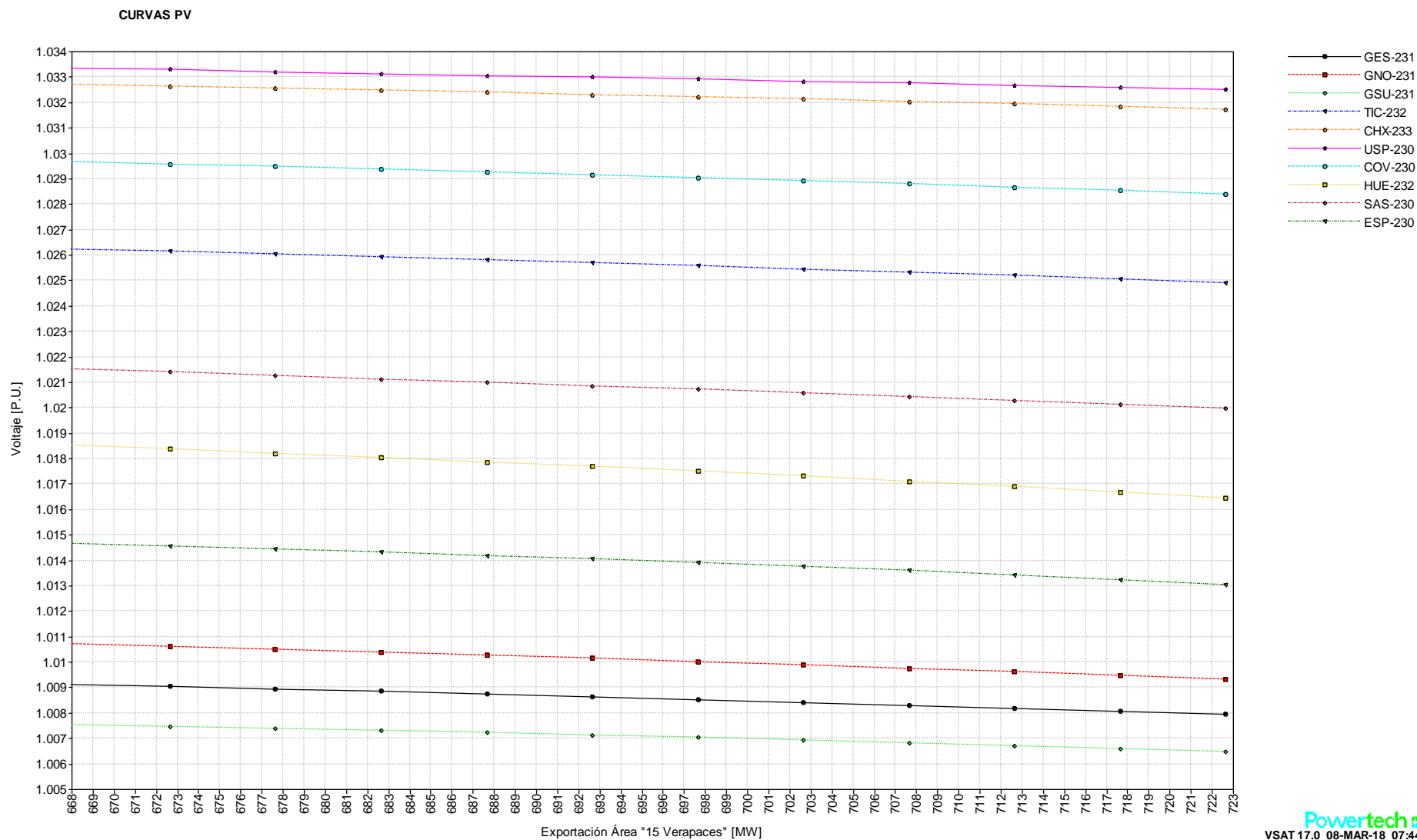
X-- AREA --X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO			TO LINE		FROM		-NET INTERCHANGE-		DESIRED NET INT
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	CHARGING	LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS			
1	914.7	0.0	0.0	1433.8	0.0	0.0	0.0	0.0	47.5	-566.6	-566.6	0.0		
GUATEMAL	73.2	0.0	0.0	244.5	-169.5	0.0	61.2	418.6	394.9	-39.2	-39.2			
2	0.0	0.0	0.0	156.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-157.4	-157.4	0.0		
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	26.6	6.1	19.1	19.1			
3	0.0	0.0	0.0	49.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-50.3	-50.3	0.0		
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	24.4	2.8	9.6	9.6			
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	8895.7	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.2	36.2			
15	667.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.5	654.2	654.2	0.0		
VERAPACES	-5.8	0.0	0.0	0.0	30.5	0.0	0.0	150.1	139.3	-25.6	-25.6			
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			

Grafica 3.2.6. Maxima Transferencia de Potencia



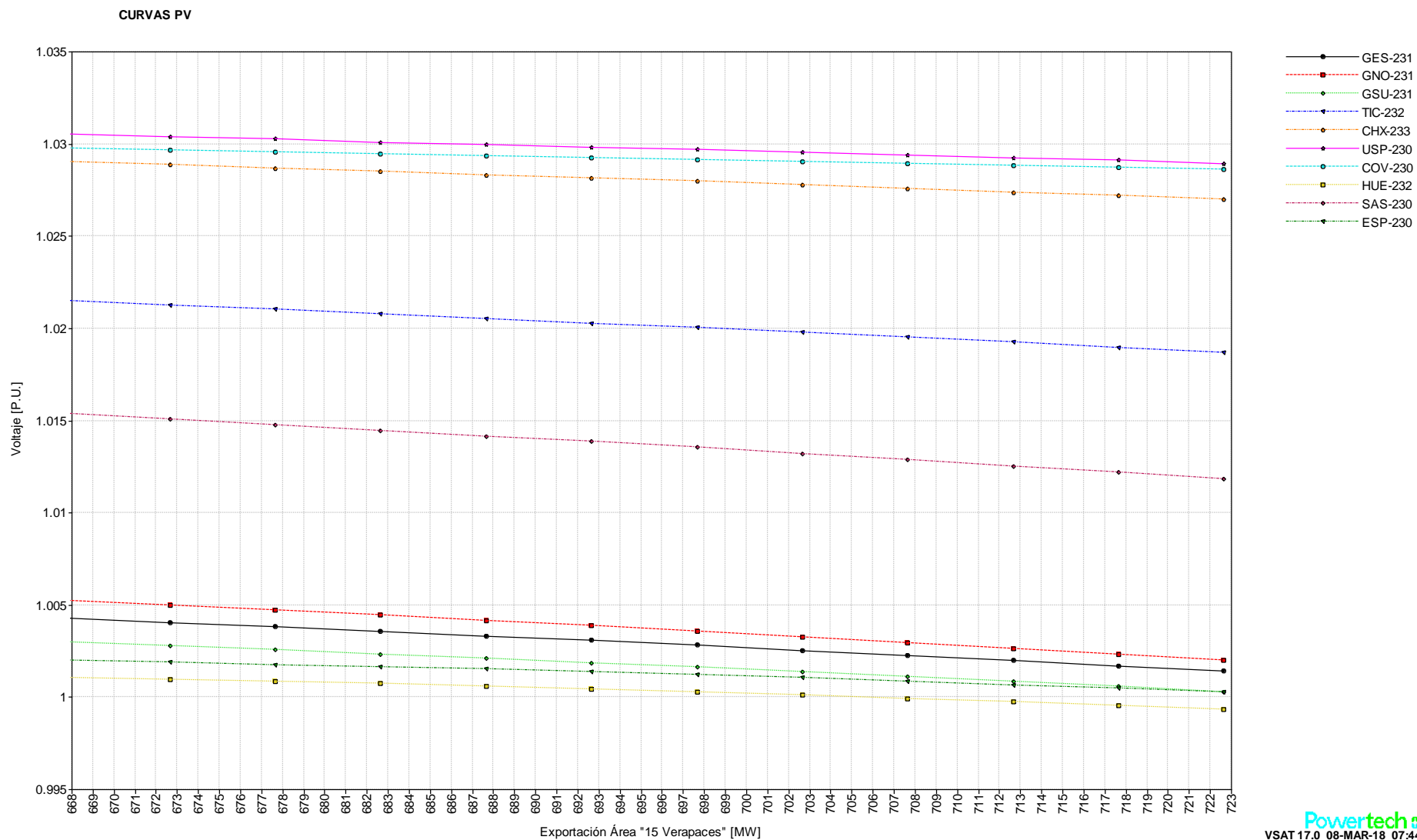
A continuacion se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias mas criticas N-1 y N-2.

Grafica 3.2.7. Septiembre 2,018 – Demanda Media – Caso Base

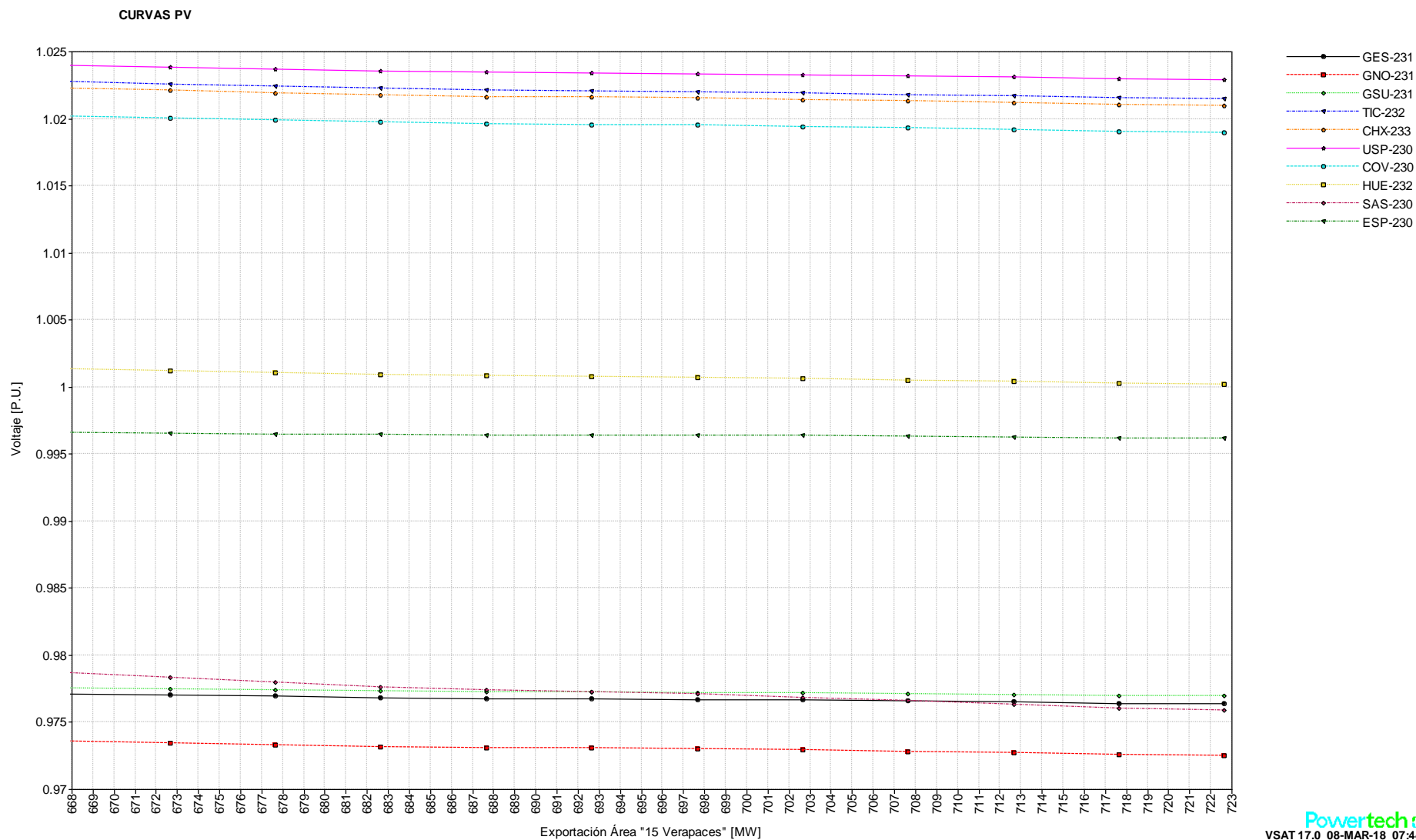




Grafica 3.2.8. Septiembre 2,018 – Demanda Media – Contingencia: Apertura LT COVHUE 230 kV ckt 1.



Grafica 3.2.9. Septiembre 2, 2018 – Demanda Media – Contingencia: Apertura LT GNOTIC 230 kV ckt 1 y 2.





3.2.1.3. Resultados - Demanda Mínima

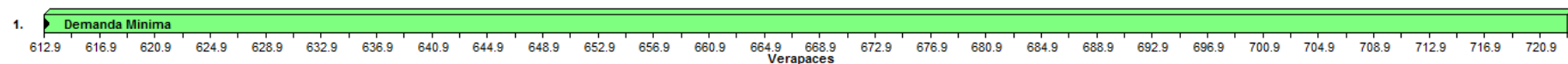
Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación, para este escenario, se determino que se puede exportar de manera segura los 723.0 MW del área "15 Verapaces" al resto del S.N.I..

Tabla 3.2.6. Resumen Demanda Mínima

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, MAR 07 2018 12:24
 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-		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 GUATEMAL	558.5 20.1	0.0 0.0	0.0 0.0	853.8 104.8	0.0 125.6	0.0 0.0	0.0 60.5	0.0 416.0	24.4 197.5	-319.7 -52.4	-319.7 -52.4	0.0
2 SALVADOR	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	258.7 -32.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 26.3	2.8 16.9	-261.5 41.4	-261.5 41.4	0.0
3 HONDURAS	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	19.3 -6.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 25.2	0.1 0.8	-19.4 30.4	-19.4 30.4	0.0
8 MEXICO	27392.6 2063.5	0.0 0.0	0.0 0.0	27392.5 2031.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.1 32.1	0.1 32.1	0.0
15 VERAPACES	612.9 -39.8	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 29.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 146.6	12.4 128.5	600.5 -51.6	600.5 -51.6	0.0
COLUMN	28564.0	0.0	0.0	28524.3	0.0	0.0	0.0	0.0	39.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	2043.8	0.0	0.0	2098.2	155.5	0.0	60.5	614.1	343.6	0.0	0.0	0.0

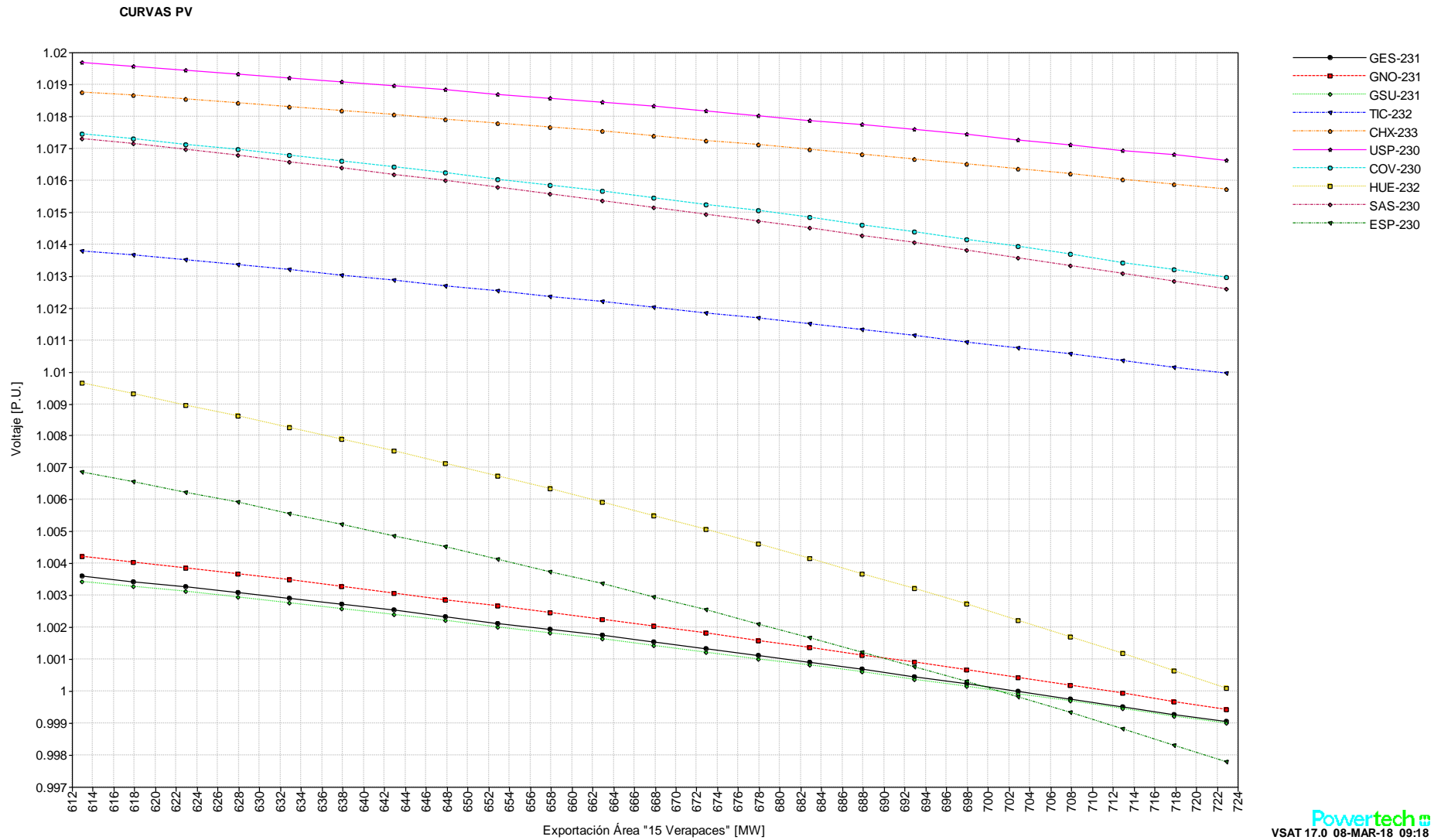
Grafica 3.2.10. Maxima Transferencia de Potencia



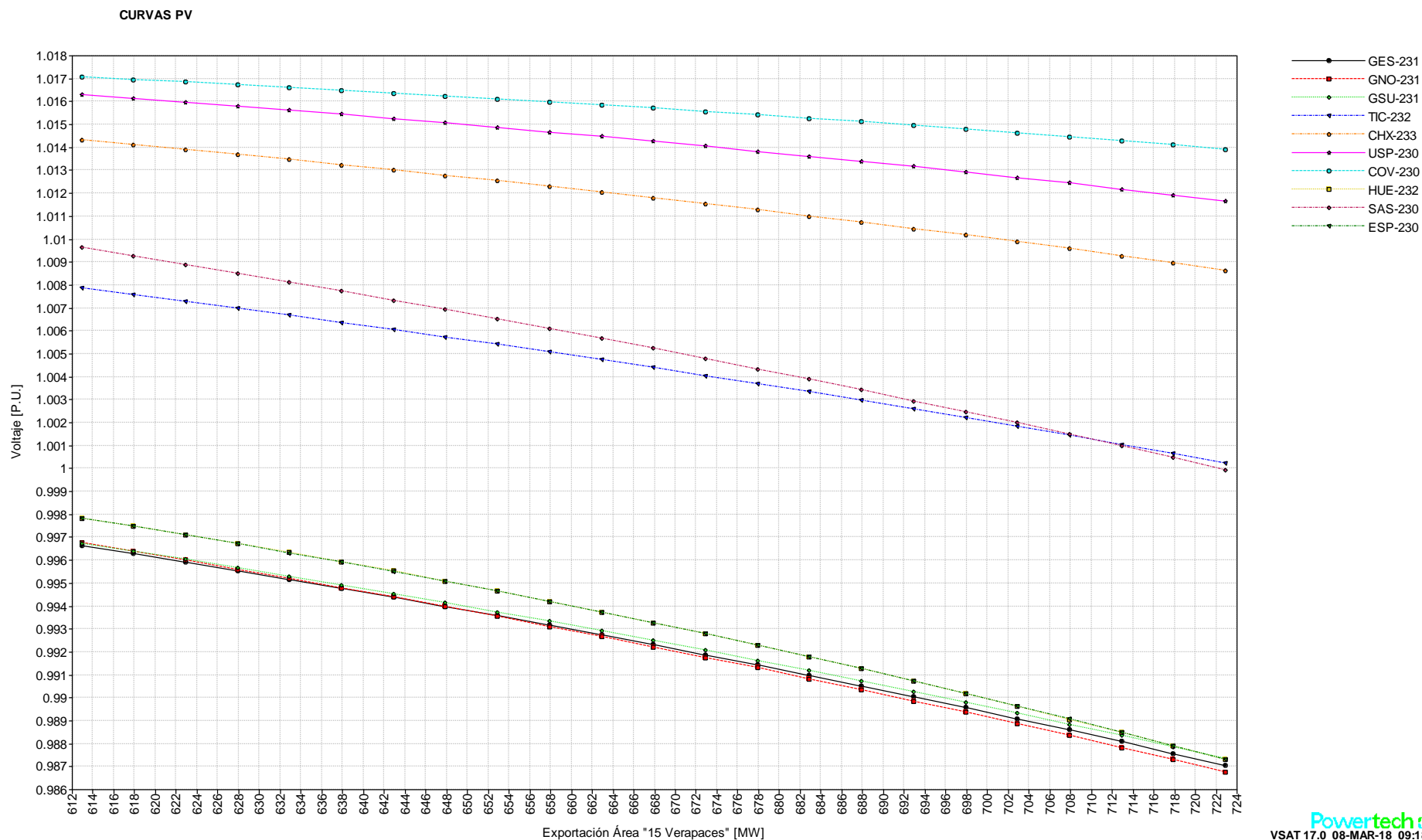
PowerTech
 VSAT 17.0 08-MAR-18 07:44

A continuacion se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias mas criticas N-1 y N-2.

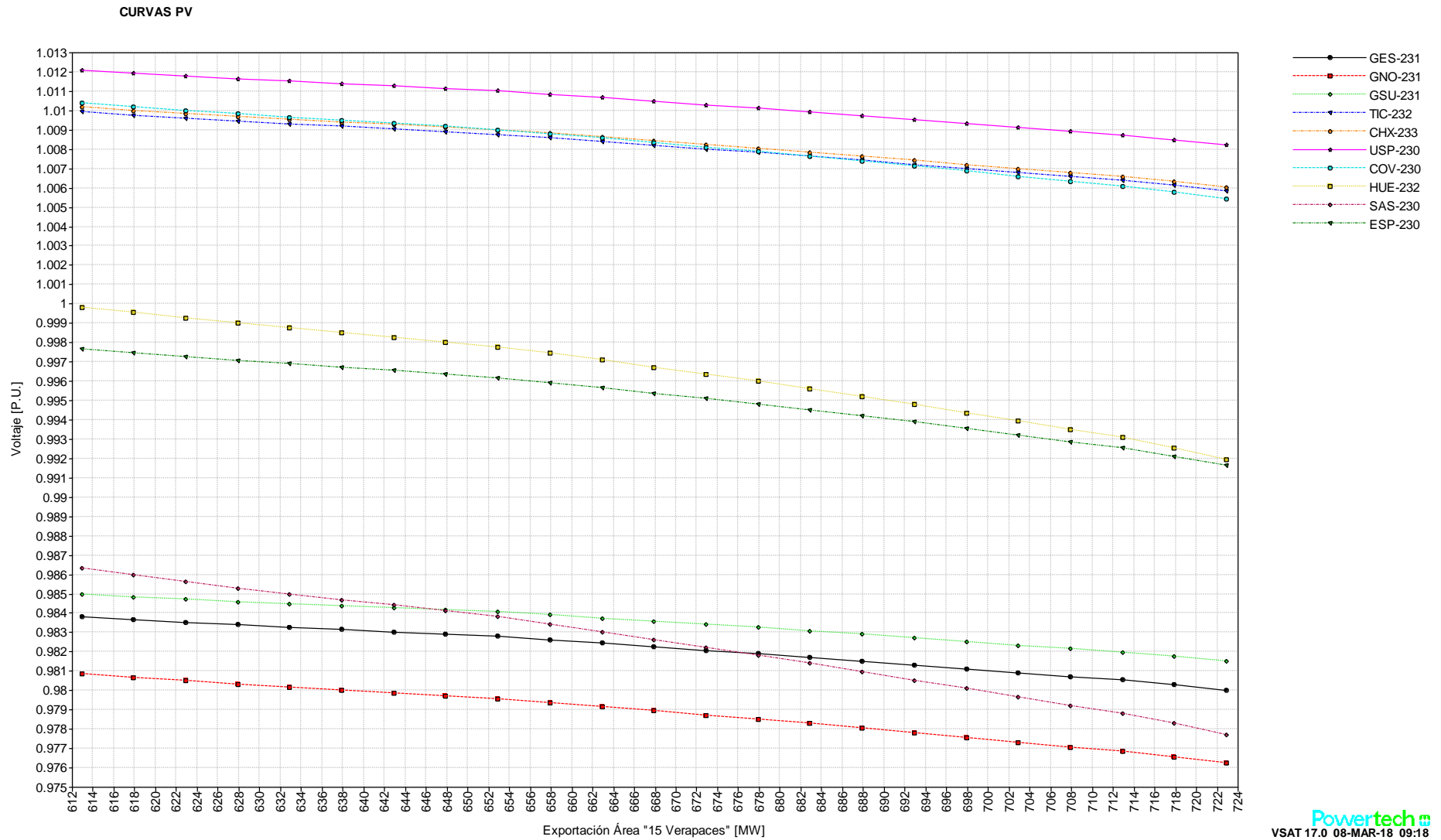
Grafica 3.2.11. Septiembre 2,018 – Demanda Mínima – Caso Base



Grafica 3.2.12. Septiembre 2,018 – Demanda Mínima – Contingencia: Apertura LT COVHUE 230 kV ckt 1.



Grafica 3.2.13. Septiembre 2,018 – Demanda Mínima – Contingencia: Apertura LT GNOTIC 230 kV ckt 1 y 2.



3.2.2. Sensibilidad Septiembre 2,018

Al igual que para el caso anterior analizado, se despachara hasta el máximo de la capacidad real instalada en el área “15” con el fin de encontrar el máximo valor que se pueda exportar desde esa área y adicionalmente reducir generación hidráulica y termica en el área “1”, para poder encontrar el balance de generación entre ambas areas. Para el análisis, se asume que las unidades generadoras despachas en el área “15 Verapaces” y “1 Guatemala” pueden entregar toda la potencia reactiva teórica de sus unidades sin ningún tipo de restricción operativa que la limite. Para estos escenarios de demanda se adiciono la generación de los proyectos hidroeléctricos Oxec II y Renace IV Fase 2, por lo que se incrementa a aproximadamente 838.0 MW la generación que el área “15 Verapaces” puede inyectar al resto del S.N.I..

Modificando los Esquemas de Control Suplementario por la incorporación de generación de los proyectos hidroeléctricos Oxec II y Renace IV Fase 2, se procede a analizar la máxima transferencia de potencia del área “15 Verapaces” al área “1 Guatemala”. De este análisis, se determino que ante la contingencia Guatemala Norte – Tactic 230 kV ckt 2, se sobrecarga el interruptor de enlace entre barras de la Subestacion Electrica Tactic 230 kV. Esta sobrecarga esta directamente relacionada con la inclusión de estos dos proyectos hidroeléctricos ya que inyectan su generación al S.N.I. por medio de la subestación electrica Tactic 230 kV.

Al igual que la sección anterior, por despacho económico, se considero una importación máxima de Mexico de 120.0 MW.

Grafica 3.2.11. Maxima Transferencia de Potencia

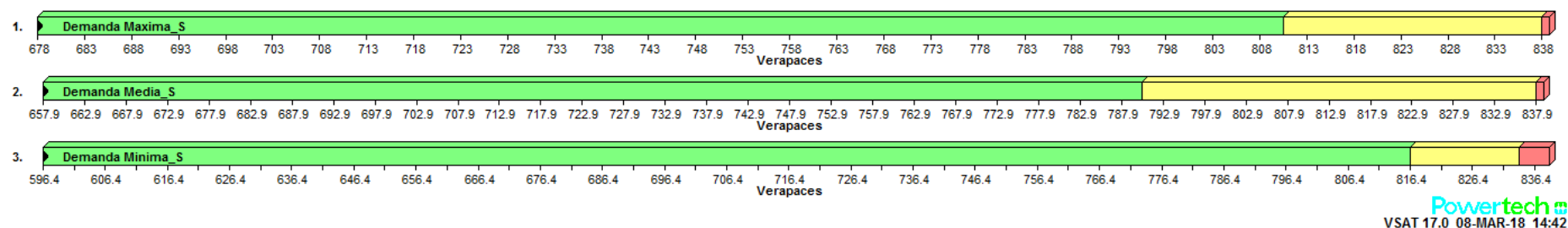




Tabla 3.2.7. Sobrecarga MTP

Demanda Máxima

Point No.	Source X	Source Y	Cont. Name	From Bus			To Bus			Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)	Criteria Group
				Number	Name		Number	Name								
28	792.9		GNOTIC230B	1444	TIC-231	230.	1448	TIC-232	230.	1	15	1	279.89	279.3	100.2	1

Demanda Media

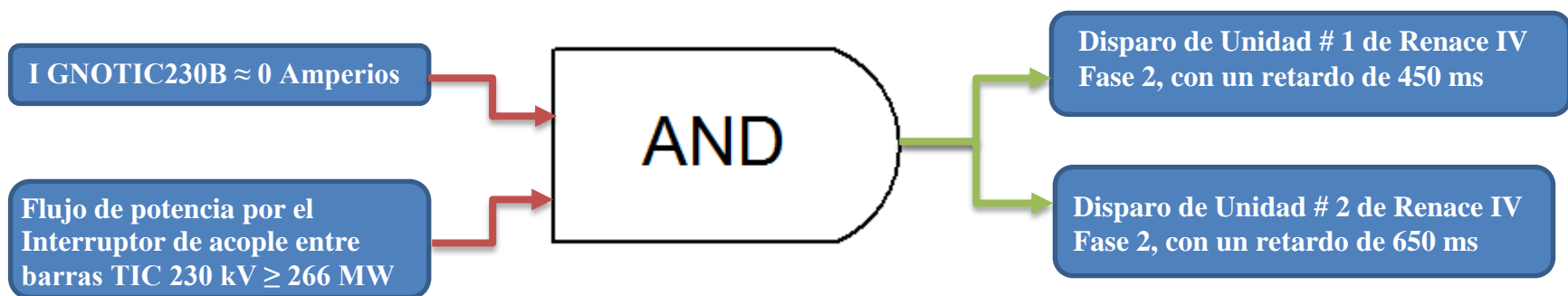
Point No.	Source X	Source Y	Cont. Name	From Bus			To Bus			Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)	Criteria Group
				Number	Name		Number	Name								
46	821.4		GNOTIC230B	1444	TIC-231	230.	1448	TIC-232	230.	1	15	1	279.93	279.3	100.2	1

Demanda Mínima

Point No.	Source X	Source Y	Cont. Name	From Bus			To Bus			Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)	Criteria Group
				Number	Name		Number	Name								
28	813.0		GNOTIC230B	1444	TIC-231	230.	1448	TIC-232	230.	1	15	1	280.13	279.3	100.3	1

Previo a la operación comercial de hidroeléctrica Oxec II y Renace IV Fase 2, se deberá de implementar un esquema de control suplementario para evitar que se sobrecarge el interruptor de enlace entre barras de la subestación eléctrica Tactic 230 kV. A continuación se propone un esquema de control suplementario:

Grafica 3.2.12. Propuesta de Esquema de Control Suplementario





3.2.2.1. Resultados - Demanda Máxima

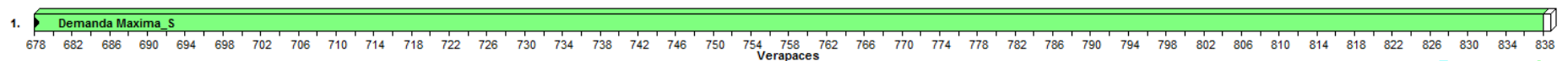
Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación y el propuesto, por la inclusión de los proyectos Oxec II y Renace IV Fase I; para este escenario, se determino que se puede exportar de manera segura los 838.0 MW del área “15 Verapaces” al resto del S.N.I..

Tabla 3.2.8. Resumen Demanda Máxima

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, MAR 08 2018 16:09
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              AREA TOTALS
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018                       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
                                         NET INT
1      1043.1  0.0  0.0  1685.4  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  62.2  -704.5  -704.5  0.0
GUATEMAL 80.9  0.0  0.0  205.8  -224.1  0.0  60.8  414.4  516.7  -63.9  -63.9
2      0.0  0.0  0.0  75.8  0.0  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  0.0  -3.0  -3.0  0.0
HONDURAS 0.0  0.0  0.0  10.5  0.0  0.0  0.0  24.6  0.0  14.1  14.1
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 8122.4  0.0  0.0  8064.5  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  57.9  57.9
15     678.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  0.0  14.3  663.7  663.7  0.0
VERAPACES 0.5  0.0  0.0  0.0  29.9  0.0  0.0  149.1  140.9  -21.2  -21.2
COLUMN 36741.1  0.0  0.0  36664.3  0.0  0.0  0.0  0.0  76.8  0.0  0.0  0.0
TOTALS 8203.8  0.0  0.0  8292.3  -194.2  0.0  60.8  614.6  659.4  0.0  0.0
  
```

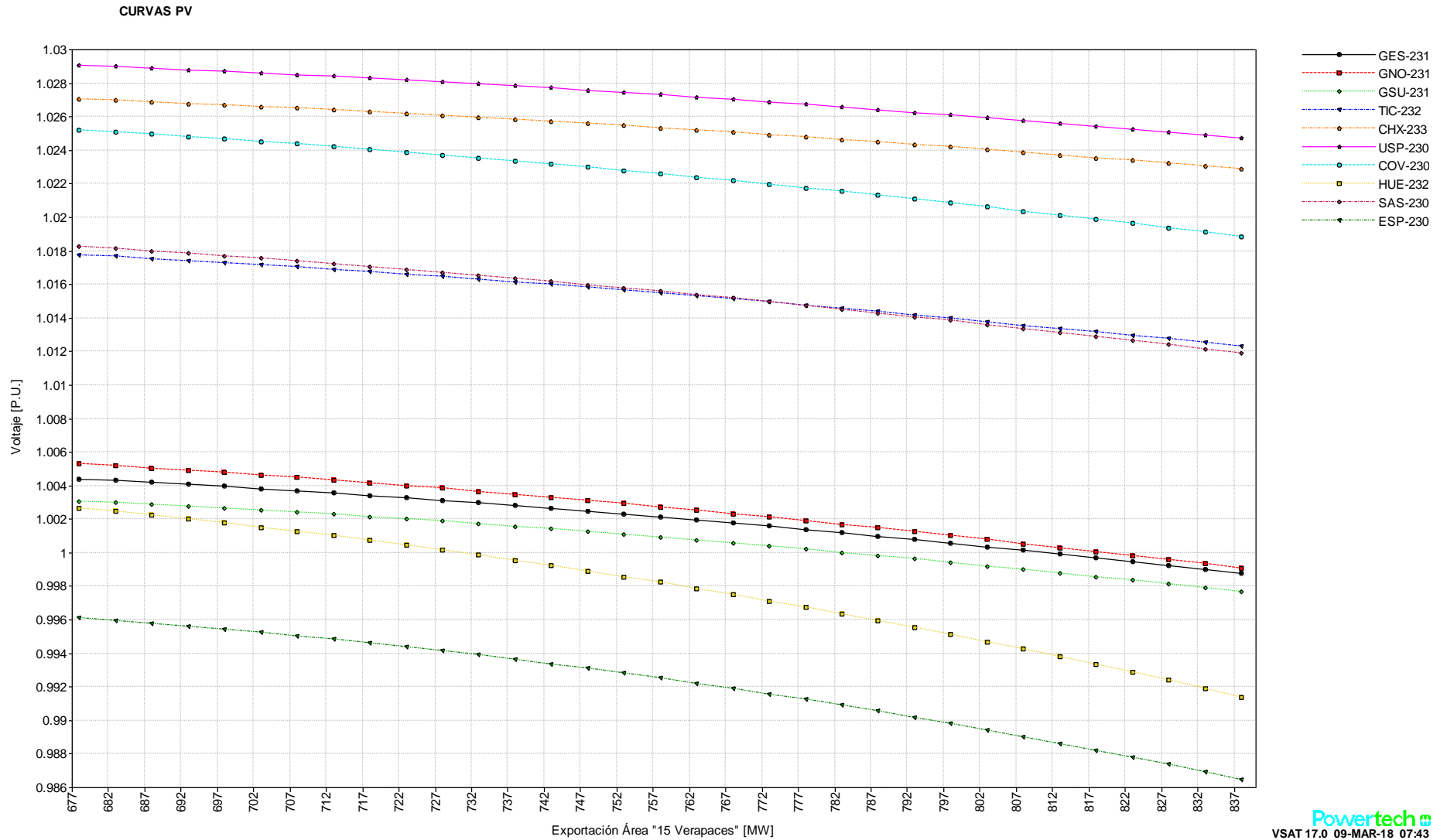
Grafica 3.2.13. Máxima Transferencia de Potencia



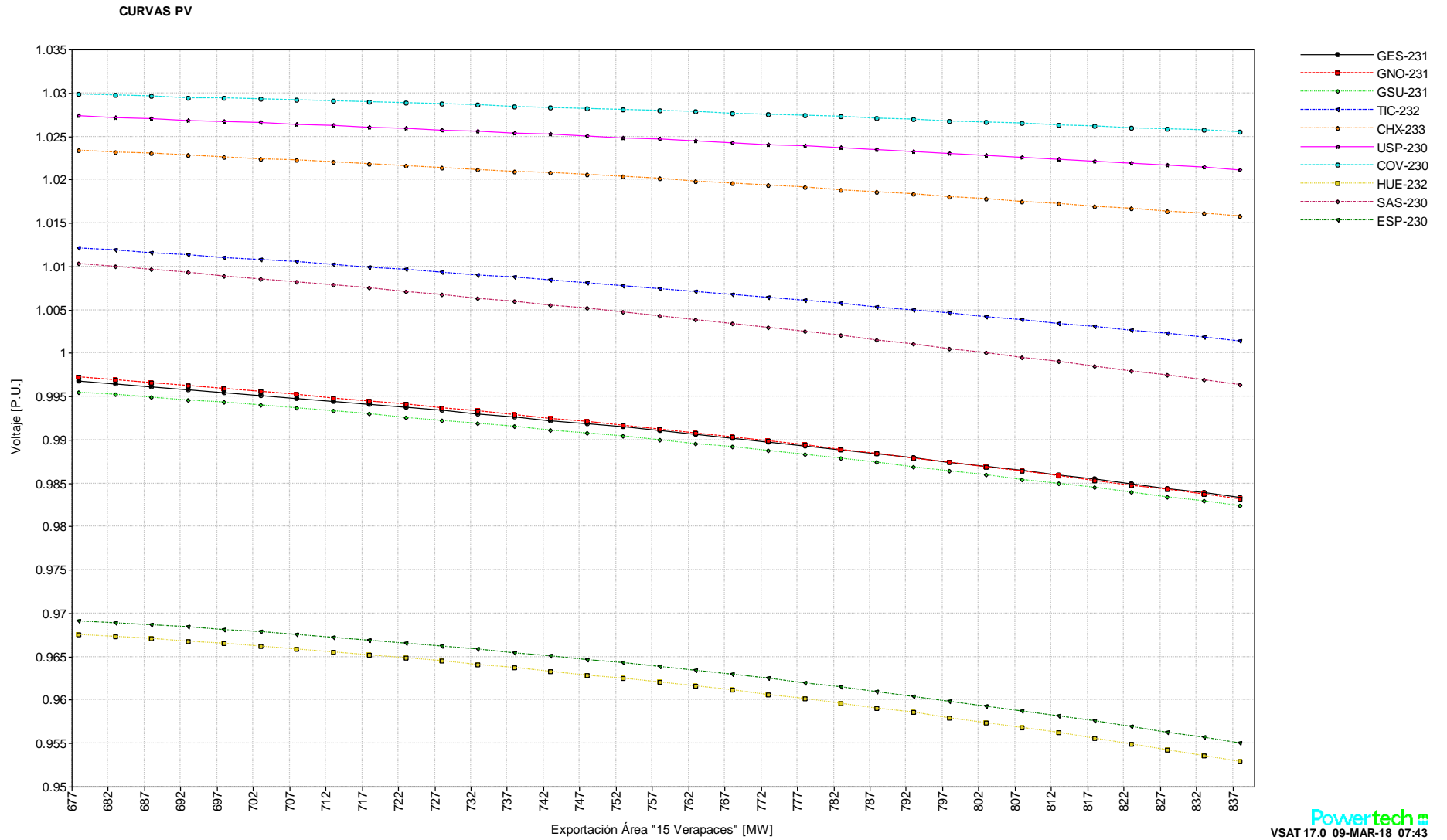
PowerTech
VSAT 17.0 08-MAR-18 15:42

A continuación se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias mas criticas N-1 y N-2.

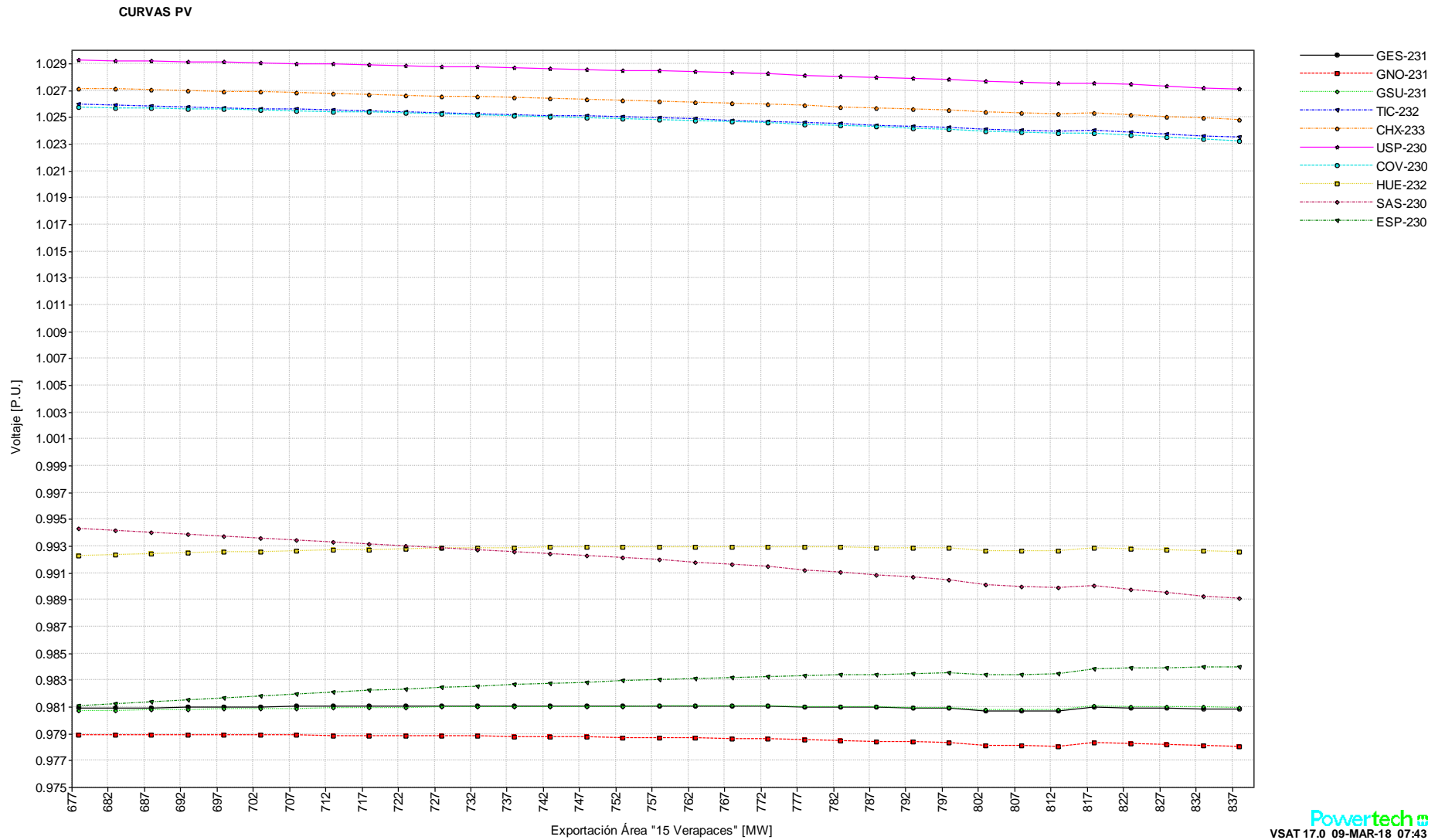
Grafica 3.2.14. Sensibilidad Septiembre 2018 – Demanda Máxima – Caso Base



Grafica 3.2.15. Sensibilidad Septiembre 2,018 – Demanda Máxima – Contingencia: Apertura LT COVHUE 230 kV ckt 1.



Grafica 3.2.16. Sensibilidad Septiembre 2,018 – Demanda Máxima – Contingencia: Apertura LT GNOTIC 230 kV ckt 1 y 2.





3.2.2.2. Resultados - Demanda Media

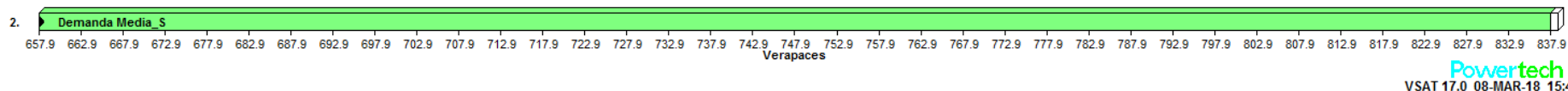
Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación y el propuesto, por la inclusión de los proyectos Oxec II y Renace IV Fase I; para este escenario, se determino que se puede exportar de manera segura los 838.0 MW del área “15 Verapaces” al resto del S.N.I.. Al igual que la sección anterior, por despacho económico, se considero una importación máxima de Mexico de 120.0 MW.

Tabla 3.2.9. Resumen Demanda Media

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E THU, MAR 08 2018 16:18
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018 IN MW/MVAR

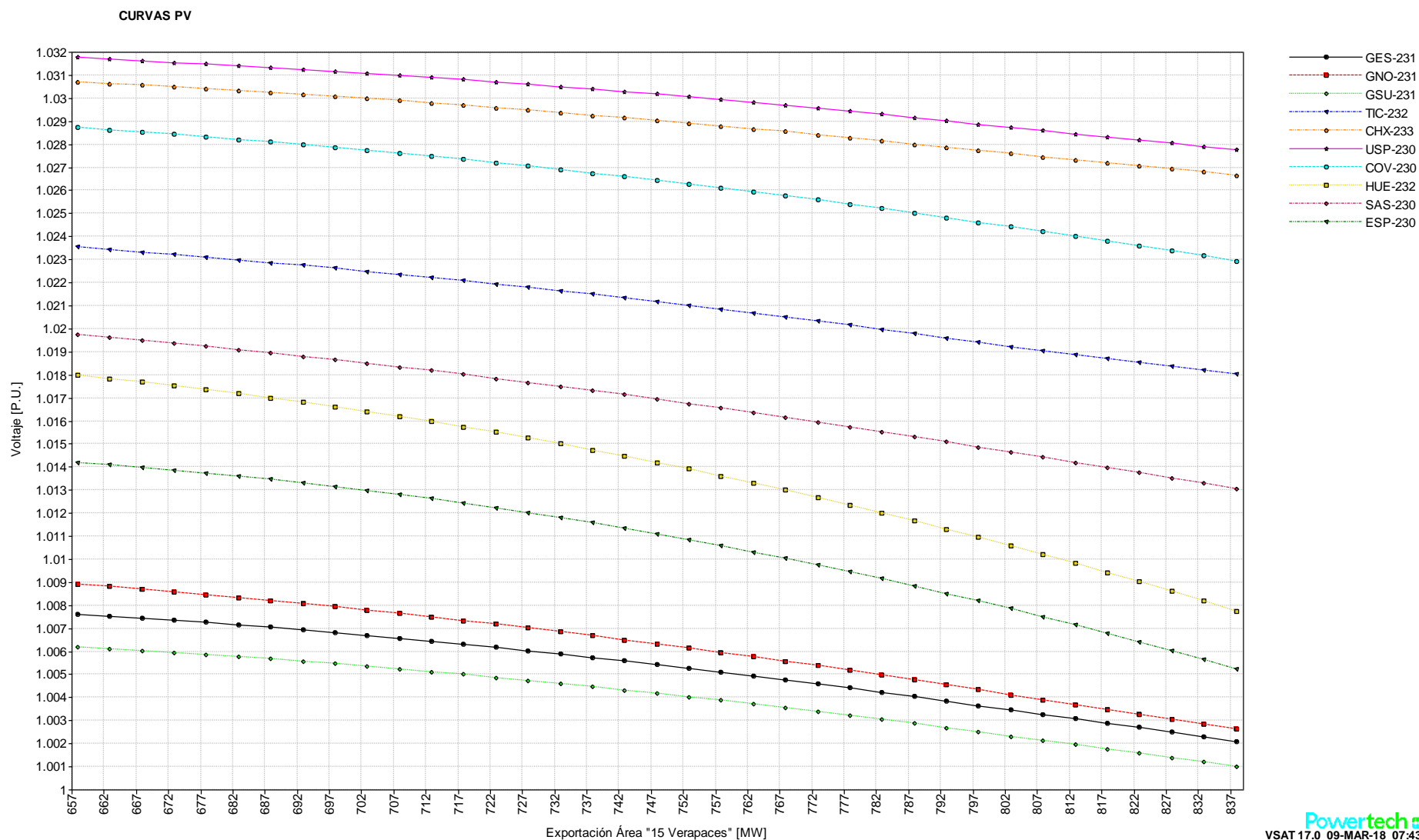
X-- AREA --X	FROM -----AT AREA BUSES-----				TO				-NET INTERCHANGE-			DESIRED NET INT
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GENE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	
1	926.8	0.0	0.0	1433.8	0.0	0.0	0.0	0.0	48.6	-555.6	-555.6	0.0
GUATEMAL	83.4	0.0	0.0	244.5	-168.8	0.0	61.1	417.7	399.2	-35.0	-35.0	
2	0.0	0.0	0.0	156.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-157.4	-157.4	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	26.5	6.1	19.0	19.0	
3	0.0	0.0	0.0	49.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-50.3	-50.3	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	24.3	2.9	9.5	9.5	
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	8896.3	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.8	36.8	
15	657.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	643.2	643.2	0.0
VERAPACES	-12.5	0.0	0.0	0.0	30.2	0.0	0.0	150.6	138.2	-30.3	-30.3	
COLUMN	34454.9	0.0	0.0	34390.2	0.0	0.0	0.0	0.0	64.7	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8967.2	0.0	0.0	9117.4	-138.6	0.0	61.1	619.2	546.4	0.0	0.0	

Grafica 3.2.13. Máxima Transferencia de Potencia



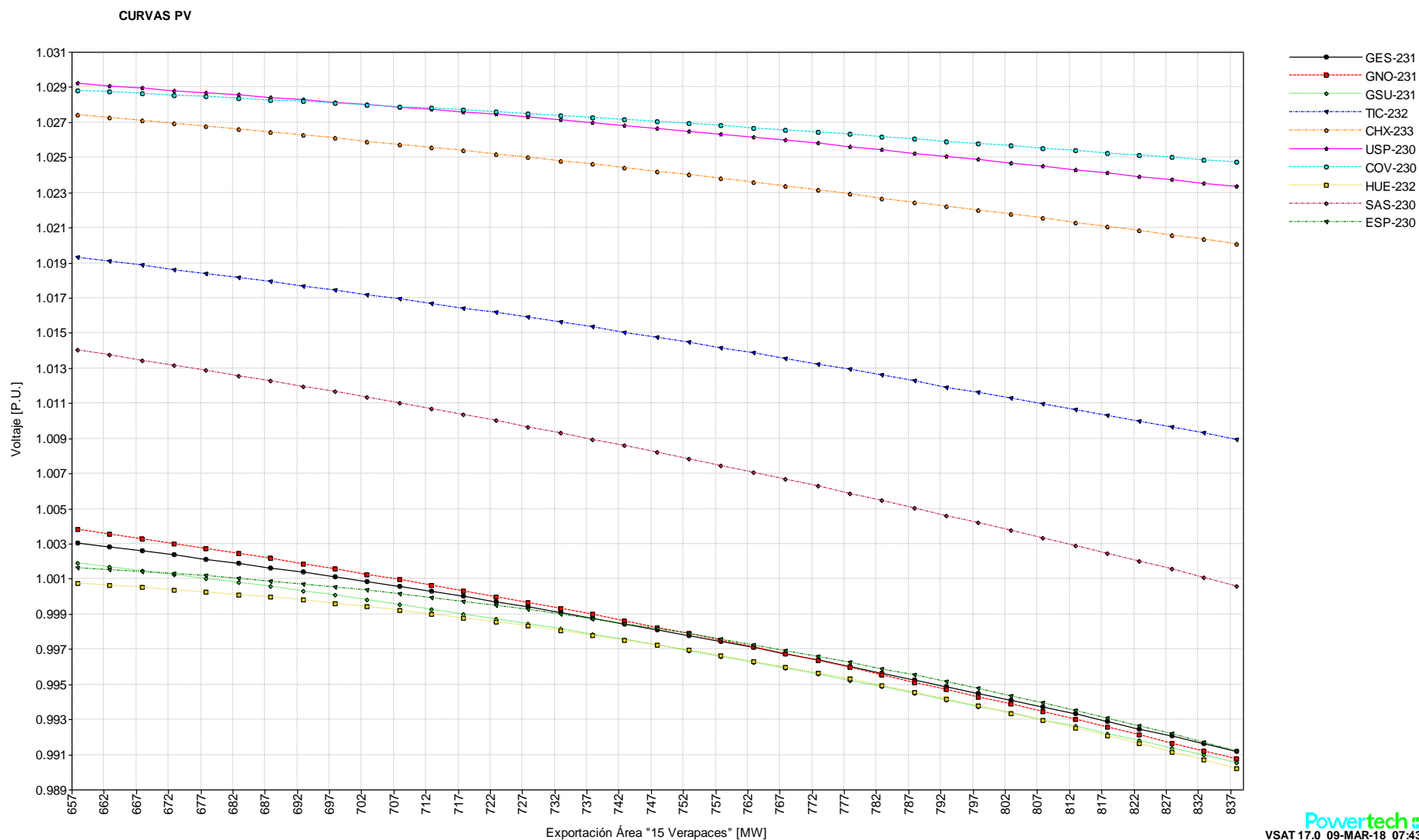
A continuación se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias mas criticas N-1 y N-2.

Grafica 3.2.14. Sensibilidad Septiembre 2018 – Demanda Media – Caso Base

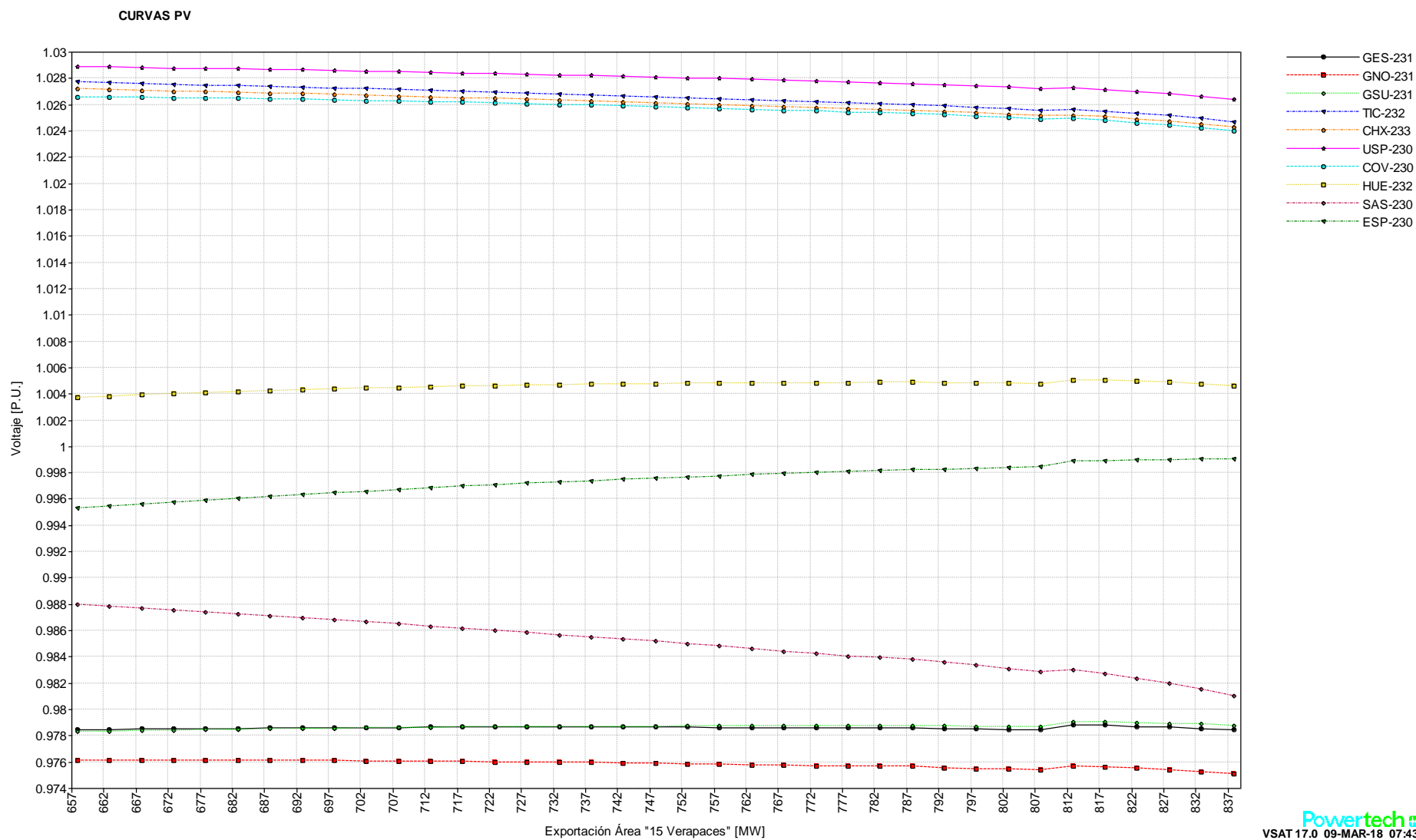




Grafica 3.2.15. Sensibilidad Septiembre 2,018 – Demanda Media – Contingencia: Apertura LT COVHUE 230 kV ckt 1.



Grafica 3.2.16. Sensibilidad Septiembre 2,018 – Demanda Media – Contingencia: Apertura LT GNOTIC 230 kV ckt 1 y 2.





3.2.2.3. Resultados - Demanda Mínima

Considerando los Esquemas de Control Suplementario en operación y el propuesto, por la inclusión de los proyectos Oxec II y Renace IV Fase I; para este escenario, se determino que se puede exportar de manera segura los 838.0 MW del área “15 Verapaces” al resto del S.N.I.. Al igual que la sección anterior, por despacho económico, se considero una importación máxima de Mexico de 120.0 MW.

Tabla 3.2.10. Resumen Demanda Mínima

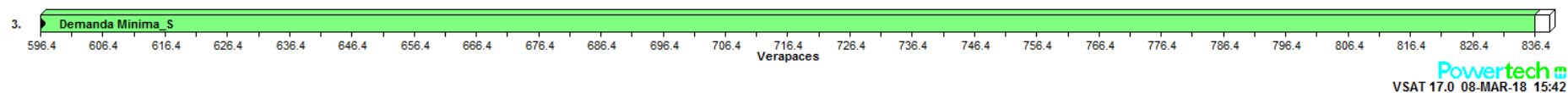
```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      THU, MAR 08 2018 16:24
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-			
	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GENE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1 GUATEMAL	577.7 27.2	0.0 0.0	0.0 0.0	853.8 104.8	0.0 125.7	0.0 0.0	0.0 60.5	0.0 415.1	26.1 203.7	-302.1 -52.4	-302.1 -52.4	0.0
2 SALVADOR	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	258.7 -32.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 26.3	2.8 16.9	-261.5 41.4	-261.5 41.4	0.0
3 HONDURAS	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	19.3 -6.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 25.1	0.1 0.8	-19.4 30.3	-19.4 30.3	0.0
8 MEXICO	27392.6 2064.0	0.0 0.0	0.0 0.0	27392.5 2031.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.1 32.6	0.1 32.6	0.0
15 VERAPACES	596.4 -43.9	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 29.6	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 147.4	13.6 125.6	582.9 -51.8	582.9 -51.8	0.0
COLUMN	28566.8	0.0	0.0	28524.3	0.0	0.0	0.0	0.0	42.5	0.0	0.0	0.0
TOTALS	2047.2	0.0	0.0	2098.2	155.4	0.0	60.5	613.9	347.0	0.0	0.0	0.0

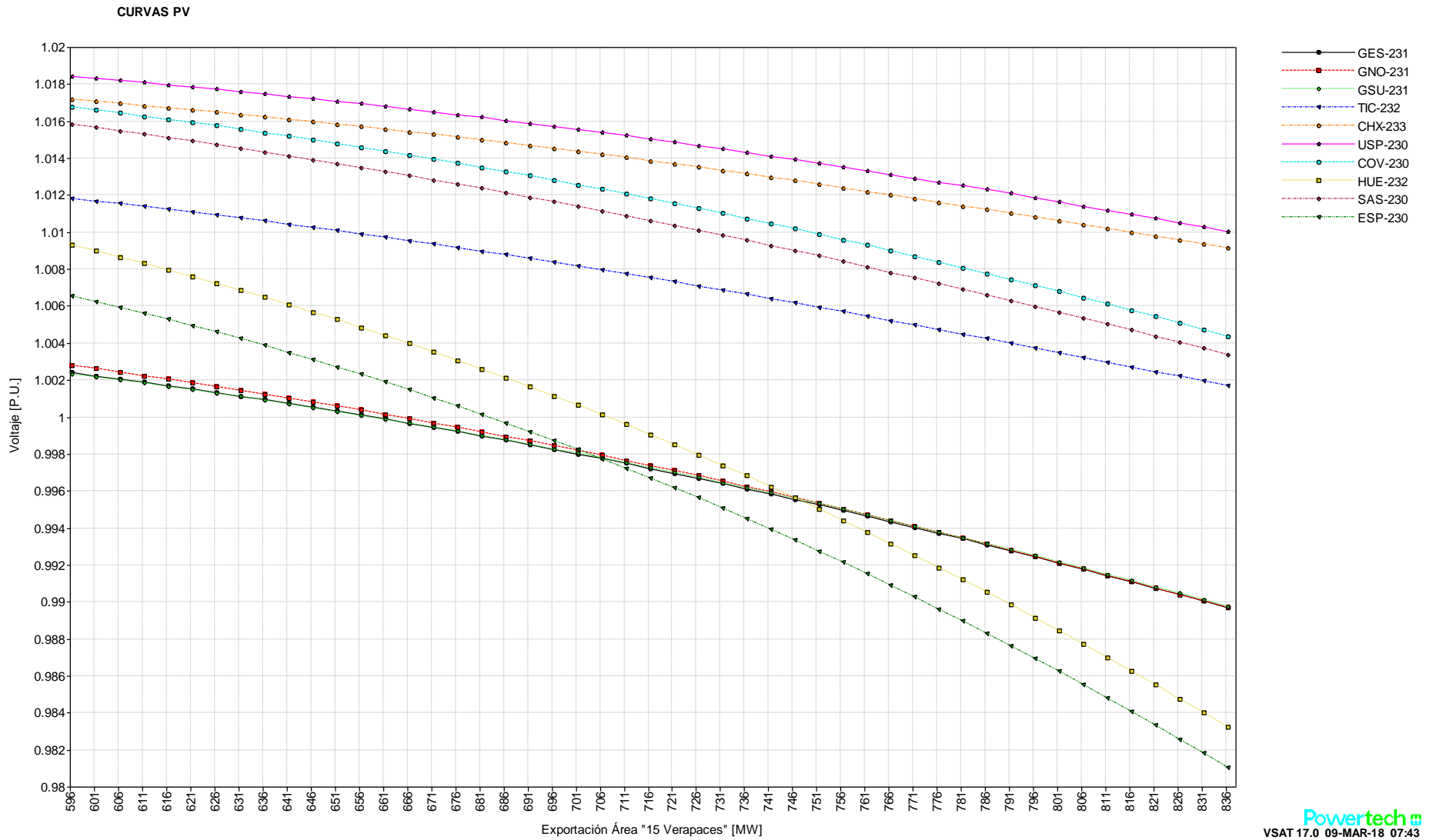
Grafica 3.2.13. Máxima Transferencia de Potencia



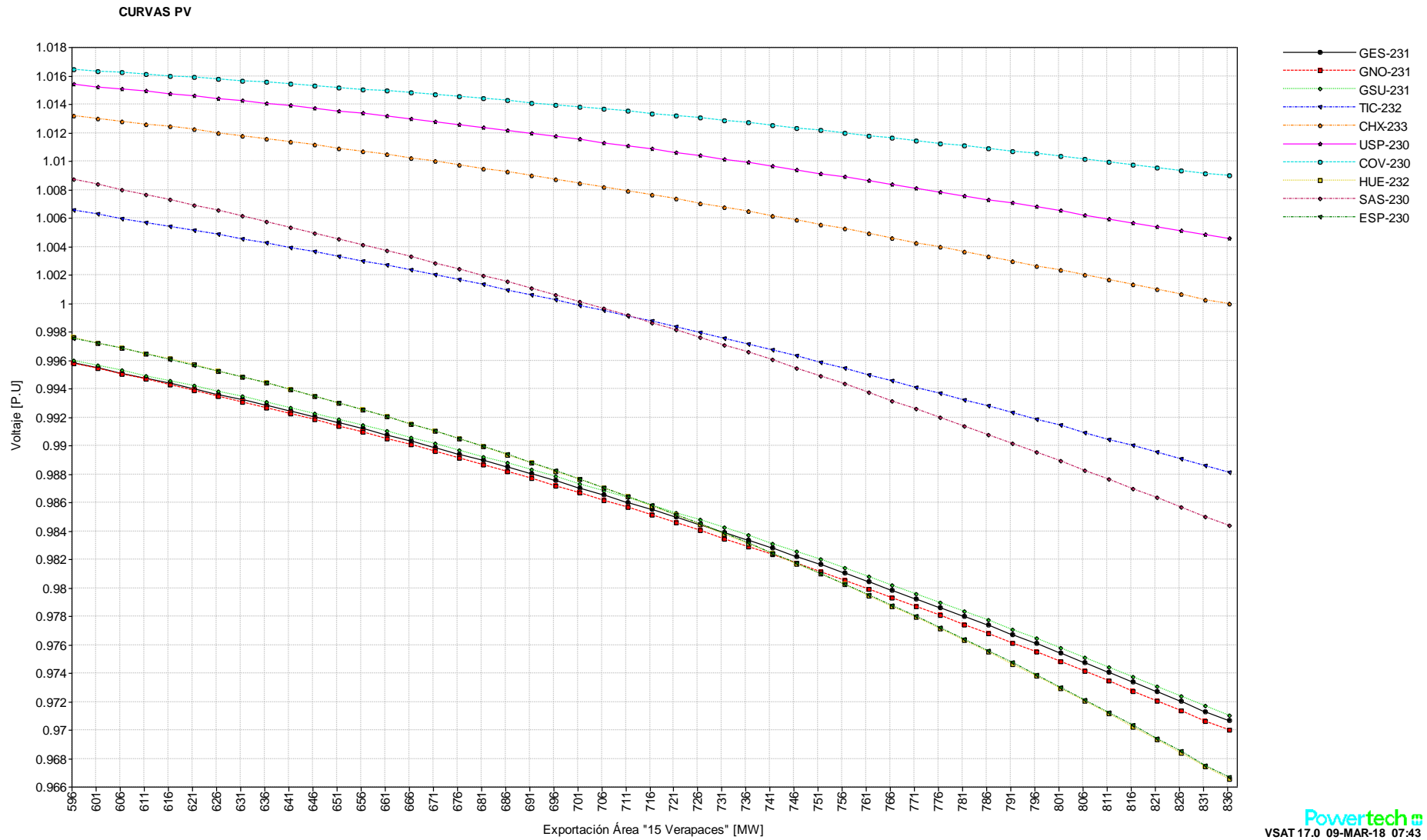
Powertech
VSAT 17.0 08-MAR-18 15:42

A continuacion se muestran las curvas PV para el caso base y las contingencias mas criticas N-1 y N-2.

Grafica 3.2.14. Sensibilidad Septiembre 2,018 – Demanda Mínima – Caso Base

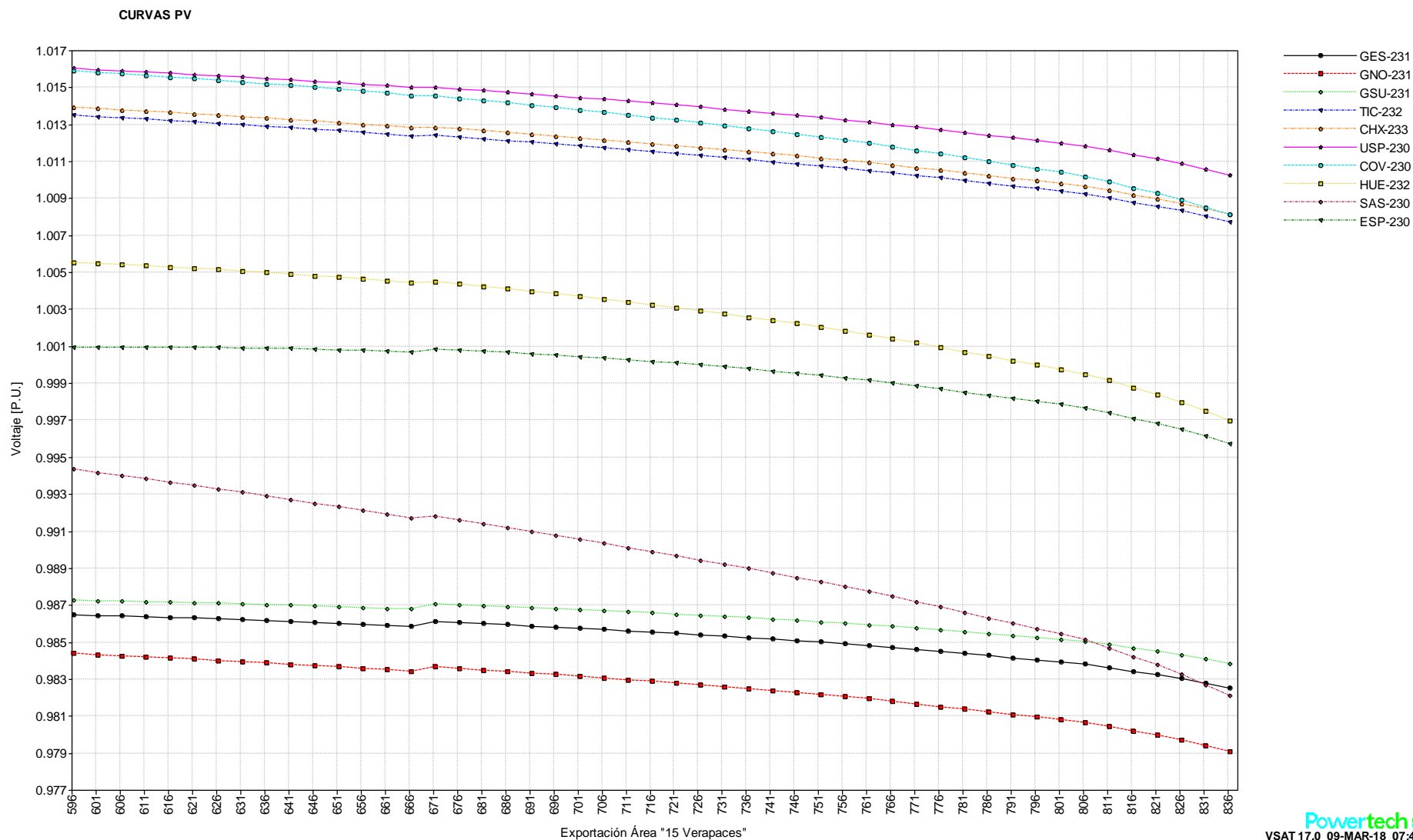


Grafica 3.2.15. Sensibilidad Septiembre 2,018 – Demanda Mínima – Contingencia: Apertura LT COVHUE 230 kV ckt 1.





Grafica 3.2.16. Sensibilidad Septiembre 2,018 – Demanda Media – Contingencia: Apertura LT GNOTIC 230 kV ckt 1 y 2.



4. Estudios de Estabilidad Transitoria

4.1. Disparos de Generación

Los disparos de generación que se simularon son las siguientes centrales generadoras: En época lluviosa: a) Chixoy, b) Renace 2 & 3, c) San José, d) Palo Viejo; y en época seca: a) Jaguar, b) Chixoy, c) San José, d) Magdalena B6&B7. En estos disparos no se simula para cada caso la operación del Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), con la finalidad de observar el comportamiento de la frecuencia en nuestro sistema sin la existencia de un esquema de protección ante este tipo de condiciones. El SNI se encuentra interconectado con México en todos los escenarios de demanda.

Los montos de generación desconectada del SNI para cada escenario se presenta a continuación:

Tabla 4.1.1. Disparo de generación – Época Lluviosa.

Central Eléctrica	Despacho de generación		
	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
Chixoy	277.10 MW	277.10 MW	277.10 MW
Renace 2 & 3	167.60 MW	167.60 MW	167.60 MW
San José	134.06 MW	134.06 MW	61.00 MW
Palo Viejo	80.96 MW	70.74 MW	64.84 MW

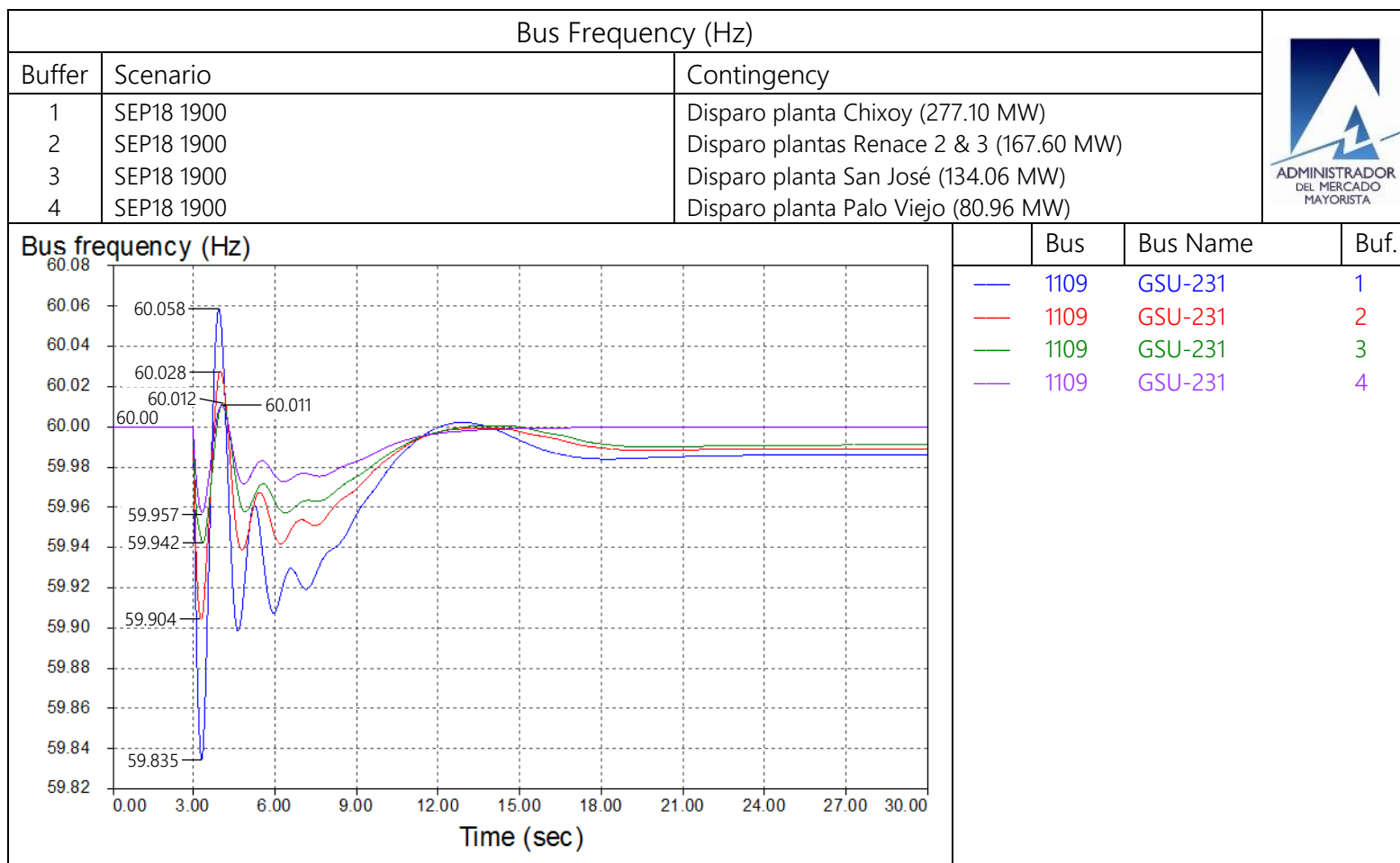
Tabla 4.1.2. Disparo de generación – Época Seca.

Central Eléctrica	Despacho de generación		
	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
Jaguar	271.69 MW	244.70 MW	140.20 MW
Chixoy	225.15 MW	176.40 MW	30.00 MW
San José	134.06 MW	134.06 MW	134.06 MW
Magdalena B6 & B7	92.94 MW	92.94 MW	92.94 MW



4.1.1. Septiembre 2,018

- Demanda Máxima:

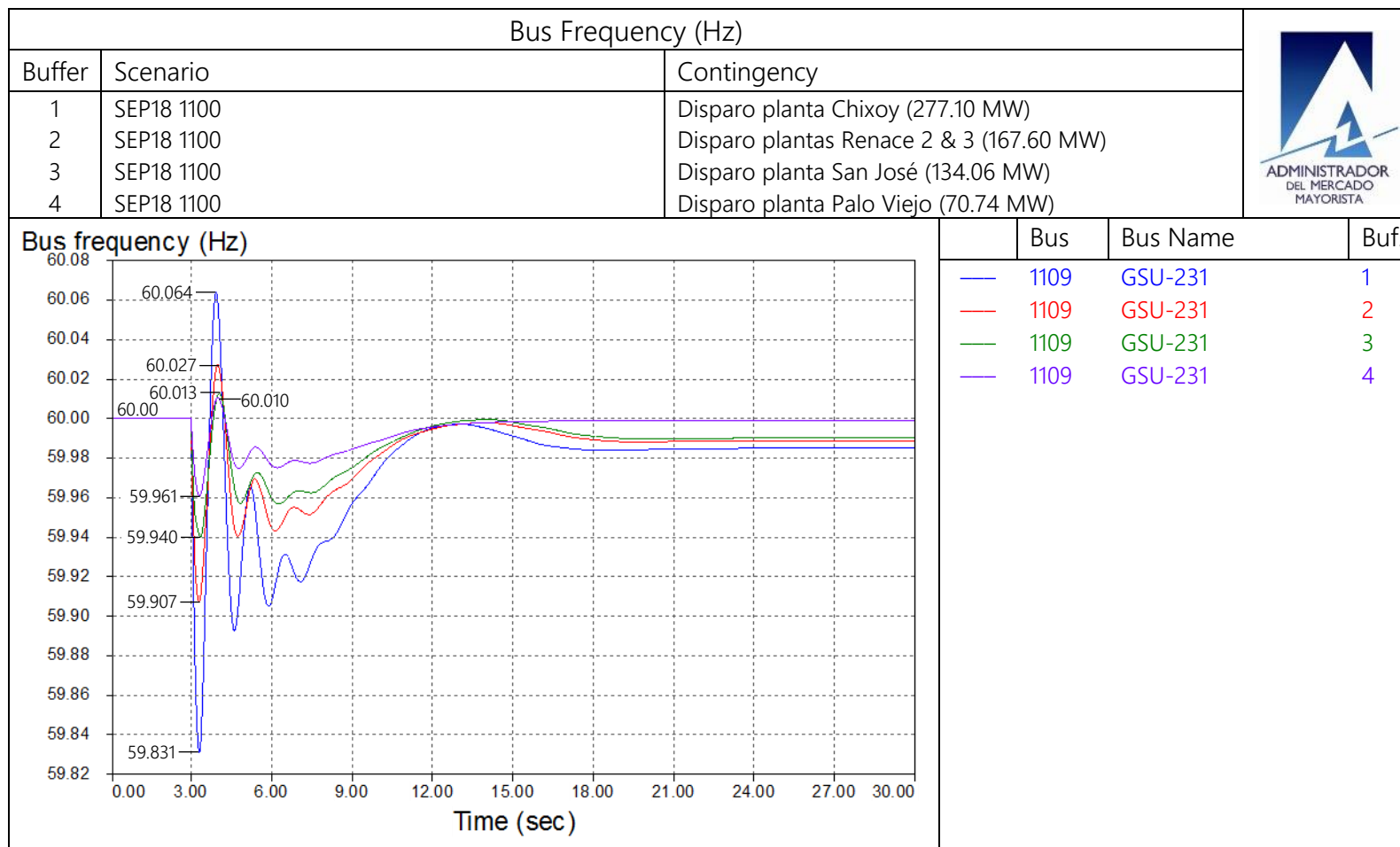


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- Demanda Media:

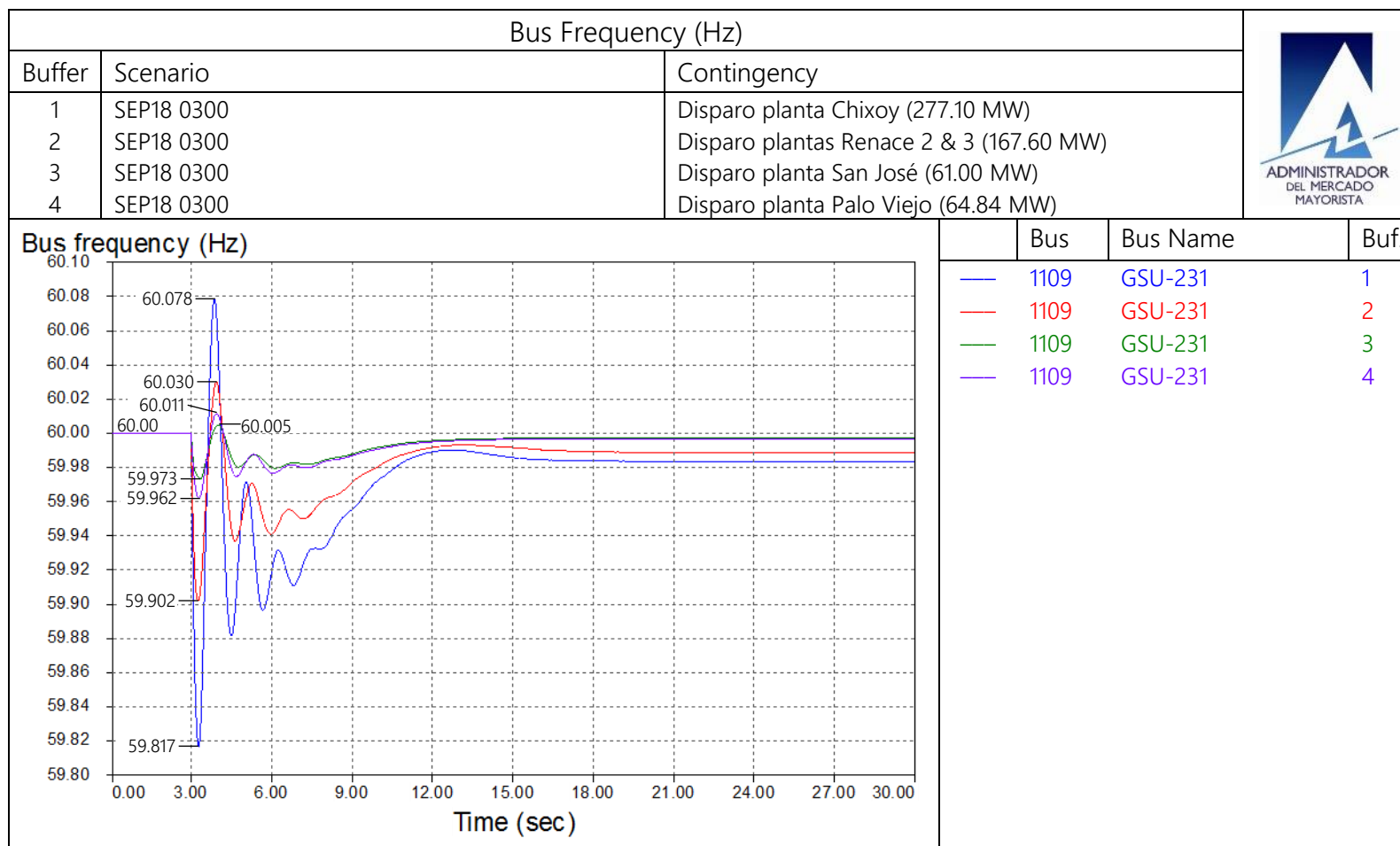


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- Demanda Mínima:



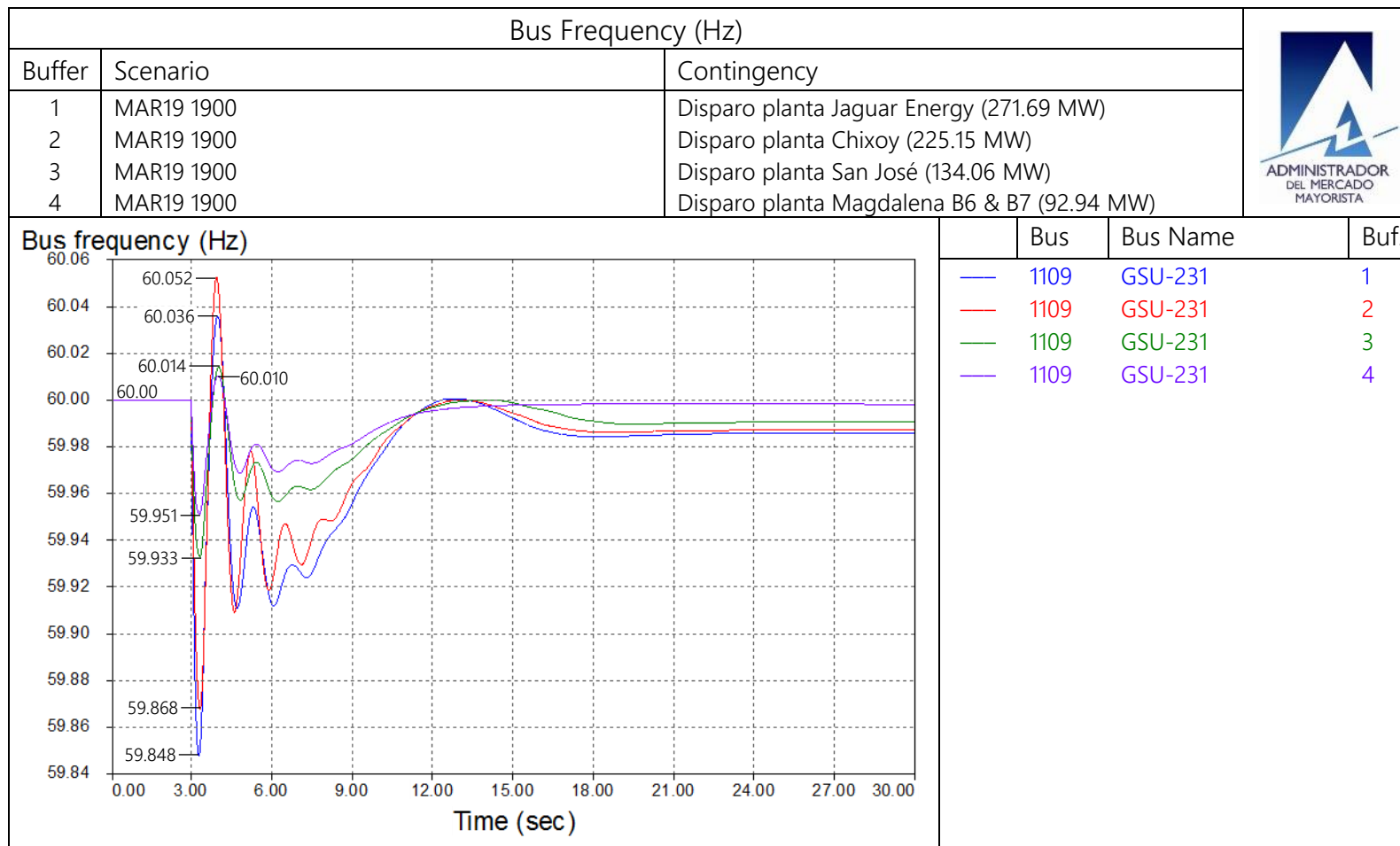
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



4.1.2. Marzo 2,019

- Demanda Máxima:

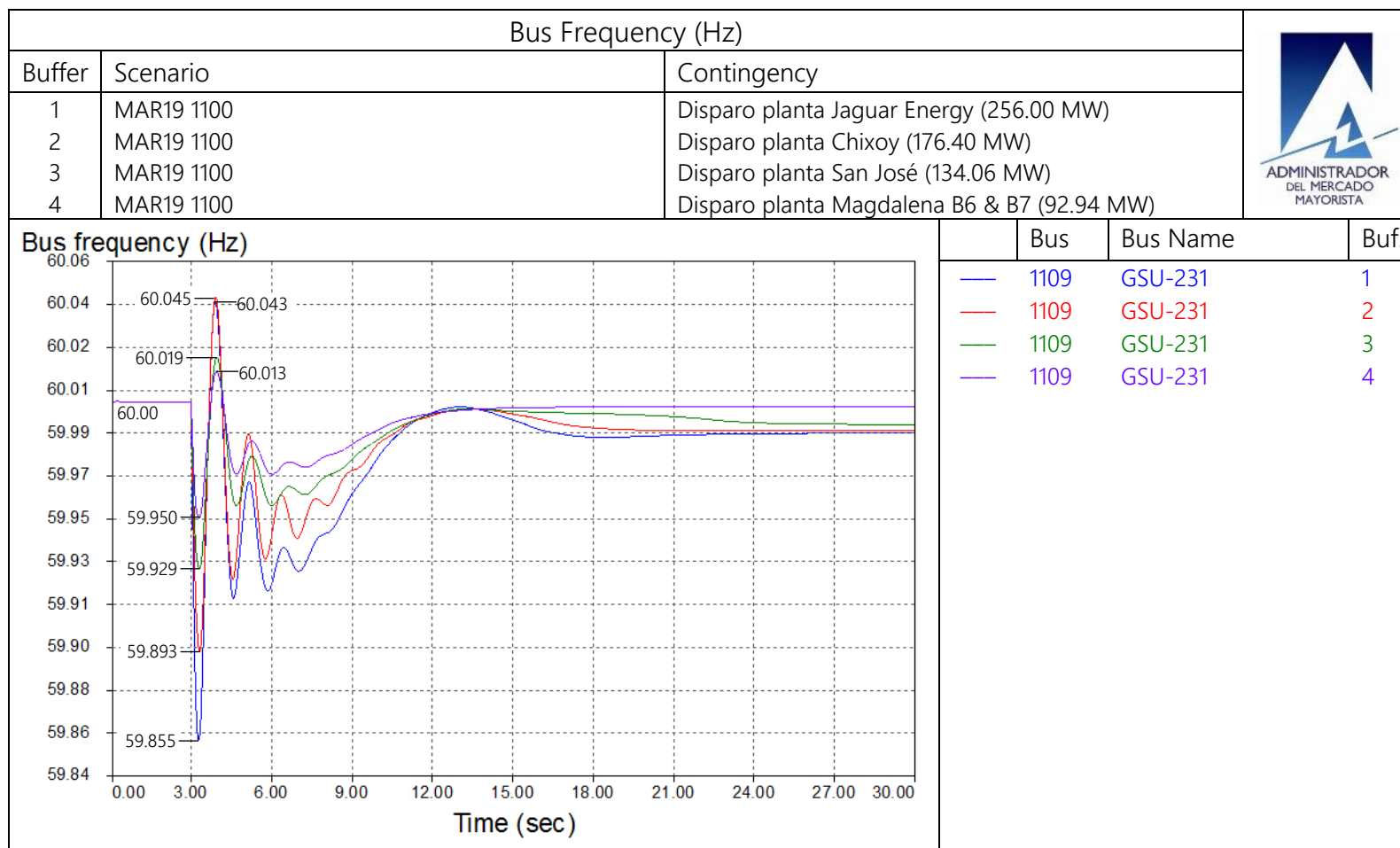


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



• Demanda Media:

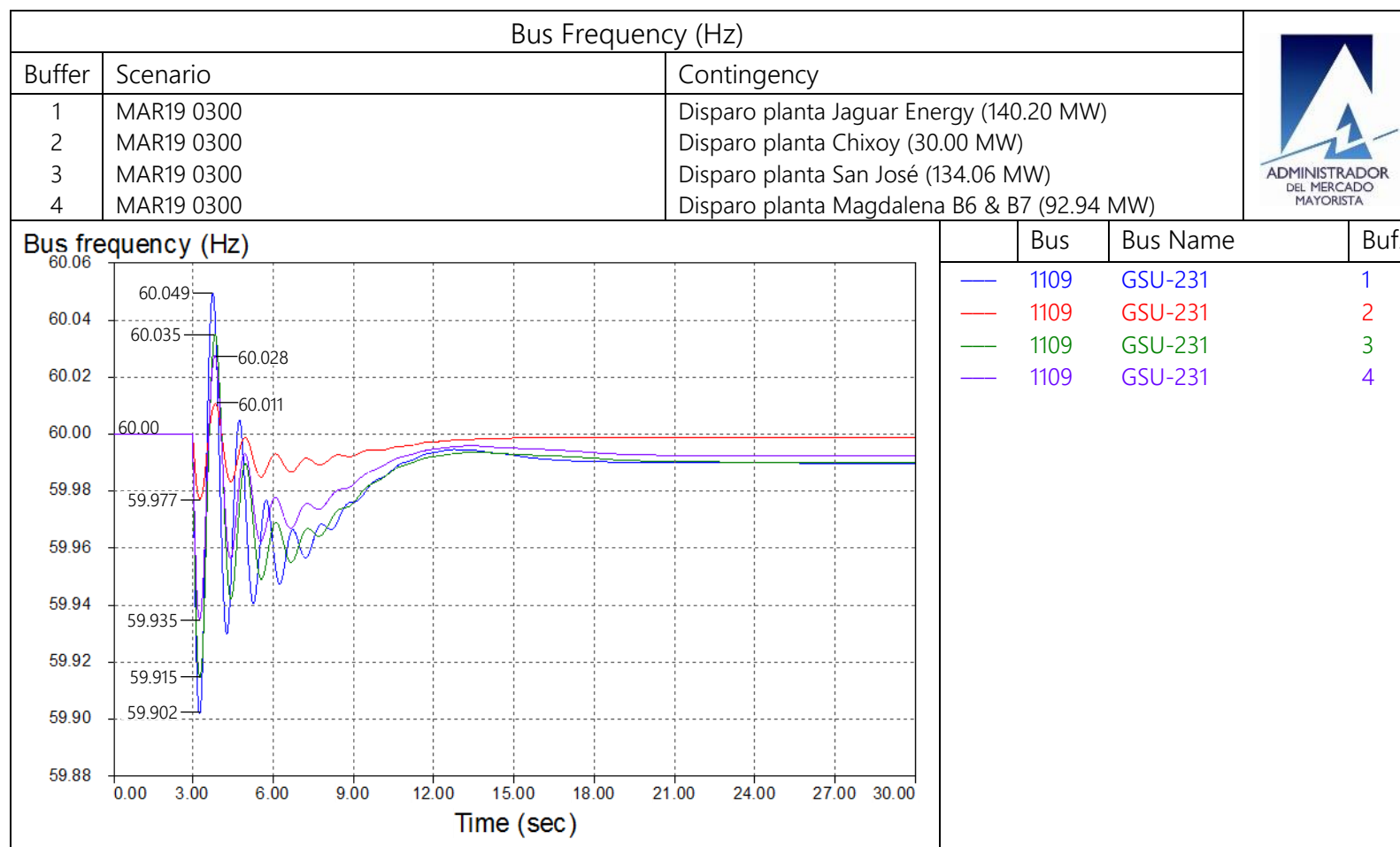


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- **Demanda Mínima:**
En demanda mínima se observa que con el disparo de la generación de San José se produce la menor frecuencia. Esto es debido a los despachos de cada una de las centrales.



DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.

4.2. Operación del EDACBF

Para cada una de las simulaciones realizadas de la operación de Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF). En cada escenario de demanda se analiza la pérdida de generación que provoca la mayor variación de frecuencia. A continuación se presentan las centrales generadoras que se desconectaron del SNI para cada escenario analizado.

Tabla 4.2.1. Generación de las centrales desconectadas en cada escenario.

Estacionalidad	Escenario	Central Eléctrica	Despacho de generación
Época Lluviosa	Demanda máxima	Chixoy	277.10 MW
	Demanda media	Chixoy	277.10 MW
	Demanda mínima	Chixoy	277.10 MW
Época Seca	Demanda máxima	Jaguar Energy	271.69 MW
	Demanda media	Jaguar Energy	244.70 MW
	Demanda mínima	Jaguar Energy	140.20 MW

Las etapas del EDACBF con sus umbrales de frecuencia y porcentajes de demanda a desconectar en cada etapa son los siguientes:

Tabla 4.2.2. Esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.

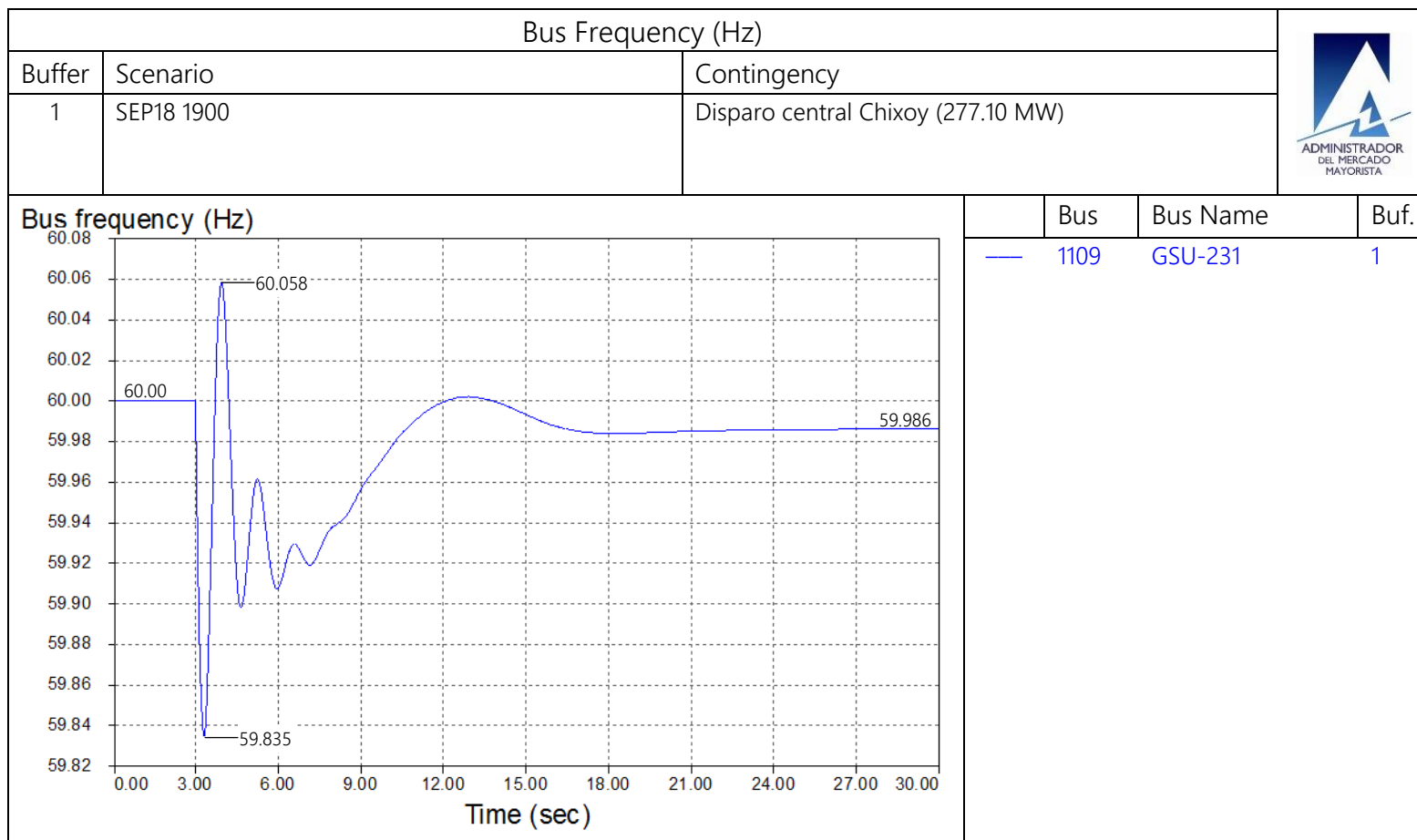
No. Etapa	Frecuencia (Hz)	% de demanda a desconectar
1	59.30	3%
2	59.10	3%
3	58.90	4%
4	58.70	15%
5	58.40	15%
6	58.10	5%



4.2.1. Septiembre 2,018

- Demanda Máxima:

La pérdida de la Central Hidroeléctrica Chixoy representa el mayor pérdida de generación en este escenario y la potencia perdida asciende a **277.10 MW**. Bajo esta condición no se alcanza la actuación del EDACBF.



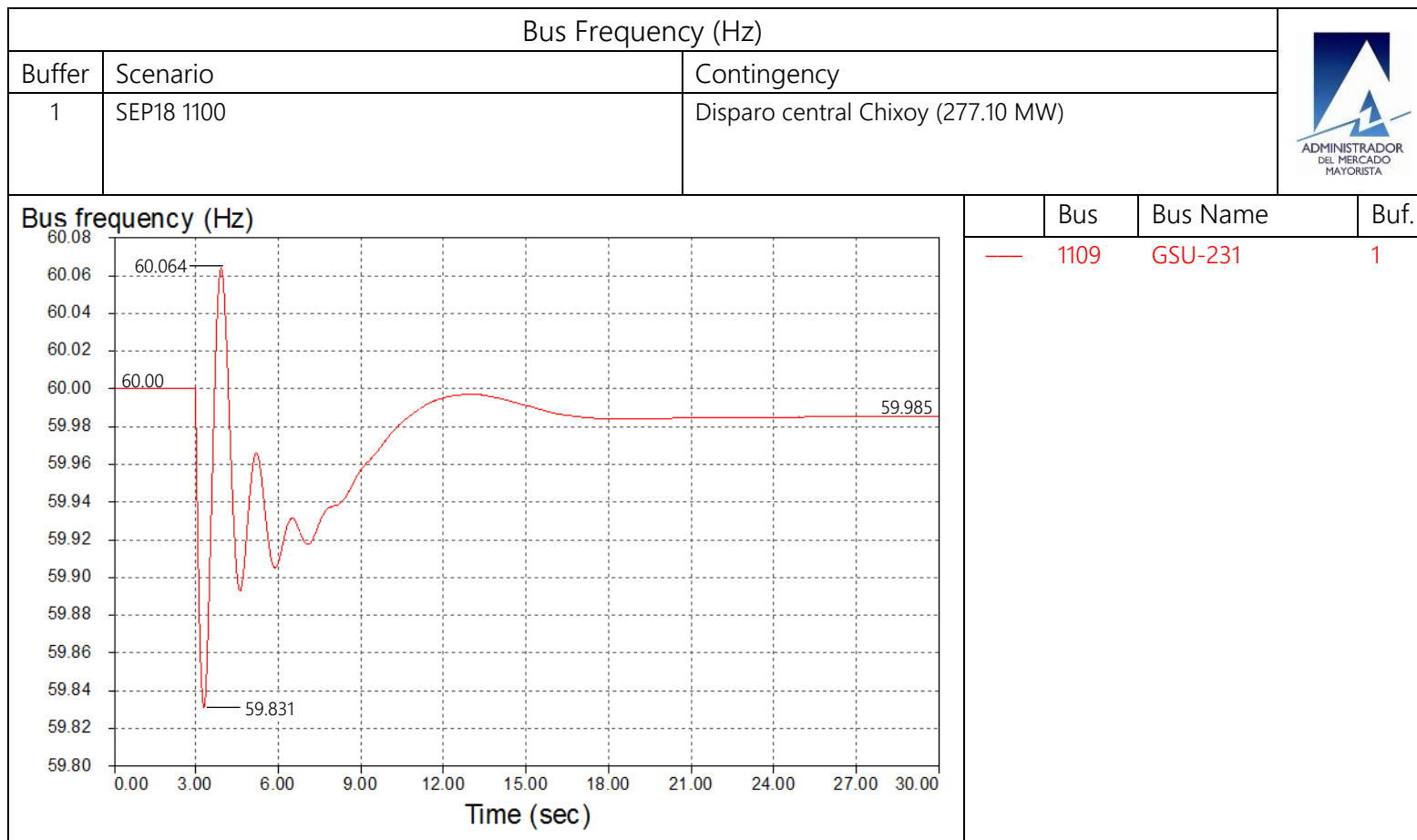
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- **Demanda Media:**

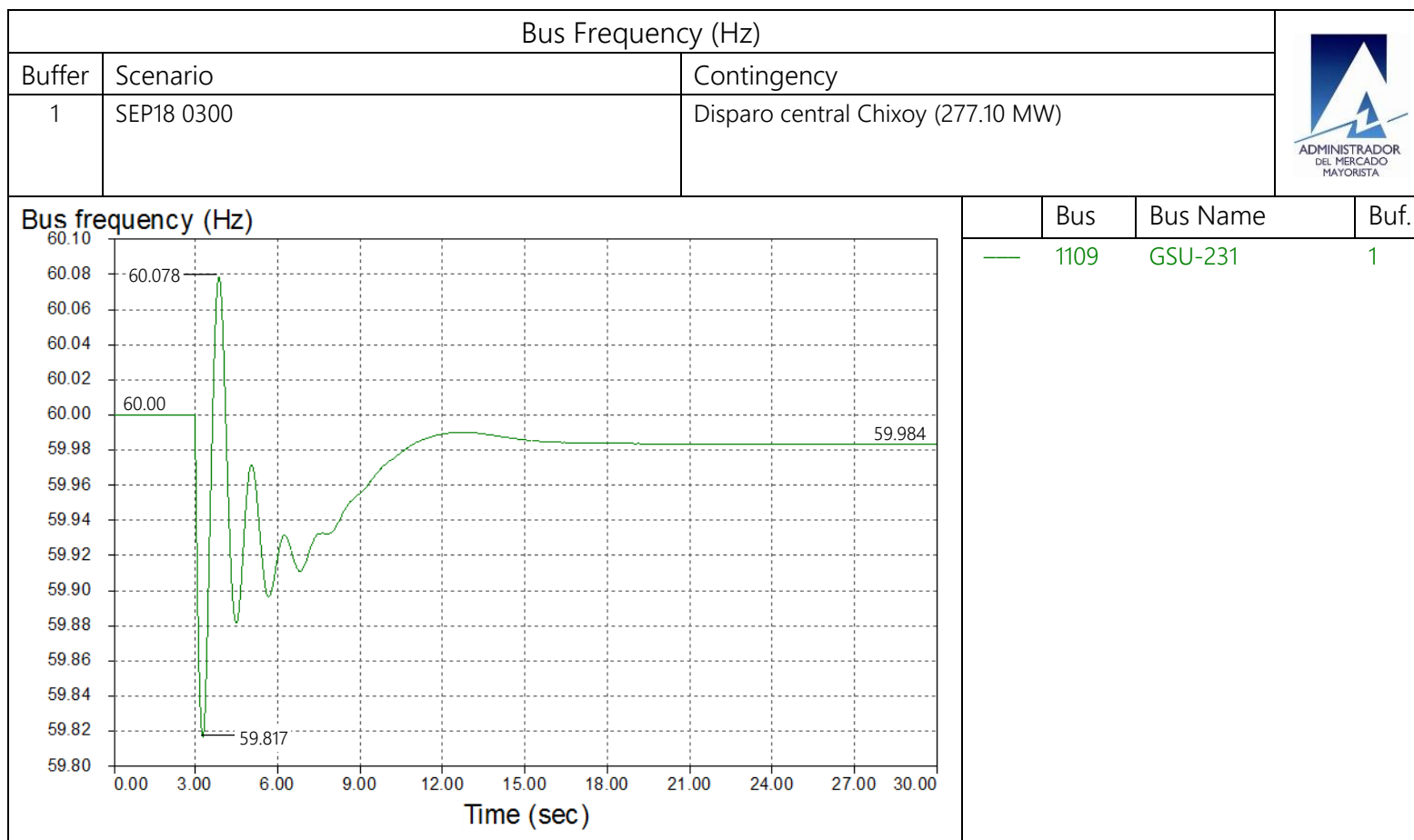
La pérdida de la Central Hidroeléctrica Chixoy representa el mayor pérdida de generación en este escenario y la potencia pérdida asciende a **277.10 MW**. Bajo esta condición no se alcanza la actuación del EDACBF.





- Demanda Mínima:

La pérdida de generación que provoca la mayor depresión en la frecuencia en este escenario es la central hidroeléctrica Chixoy, cuyo despacho es de **277.10 MW**. Bajo esta condición no se alcanza la actuación del EDACBF.

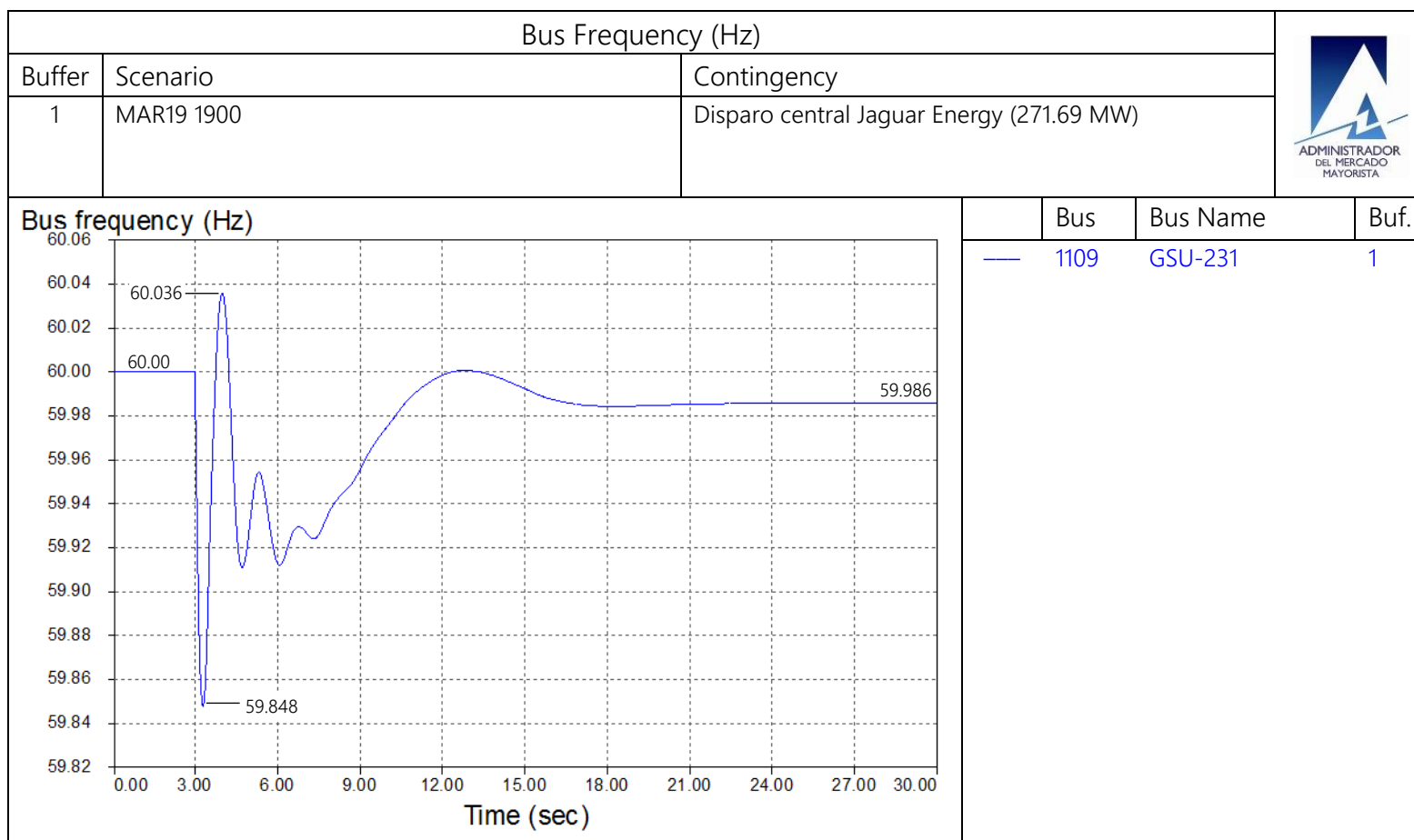




4.2.2. Marzo 2,018

- **Demanda Máxima:**

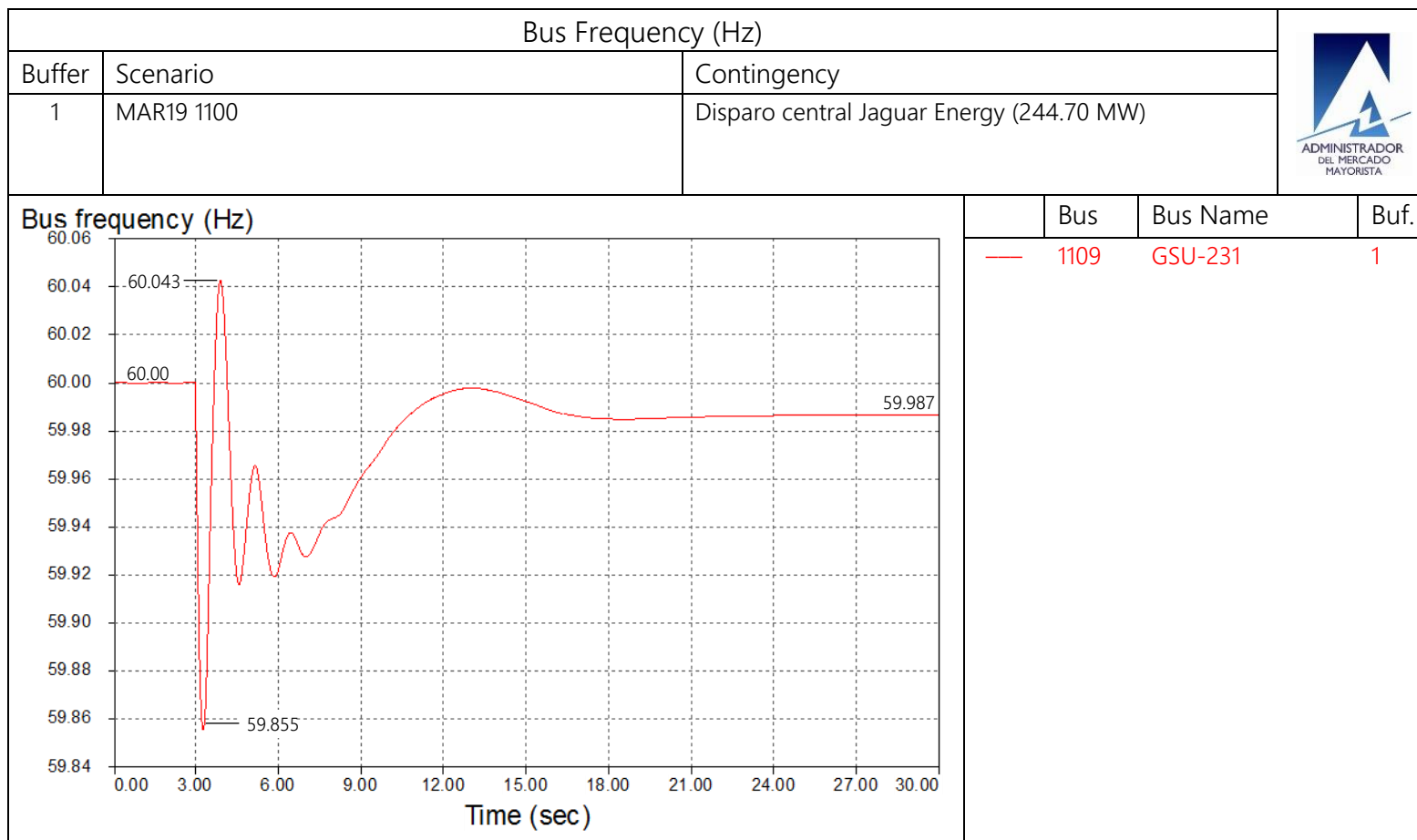
La pérdida de la Central Jaguar Energy representa el mayor pérdida de generación en este escenario y la potencia pérdida asciende a **271.69 MW**. Bajo esta condición no se alcanza la actuación del EDACBF.





- **Demanda Media:**

La pérdida de la Central Jaguar Energy representa el mayor pérdida de generación en este escenario y la potencia pérdida asciende a **244.70 MW**. Bajo esta condición no se alcanza la actuación del EDACBF.



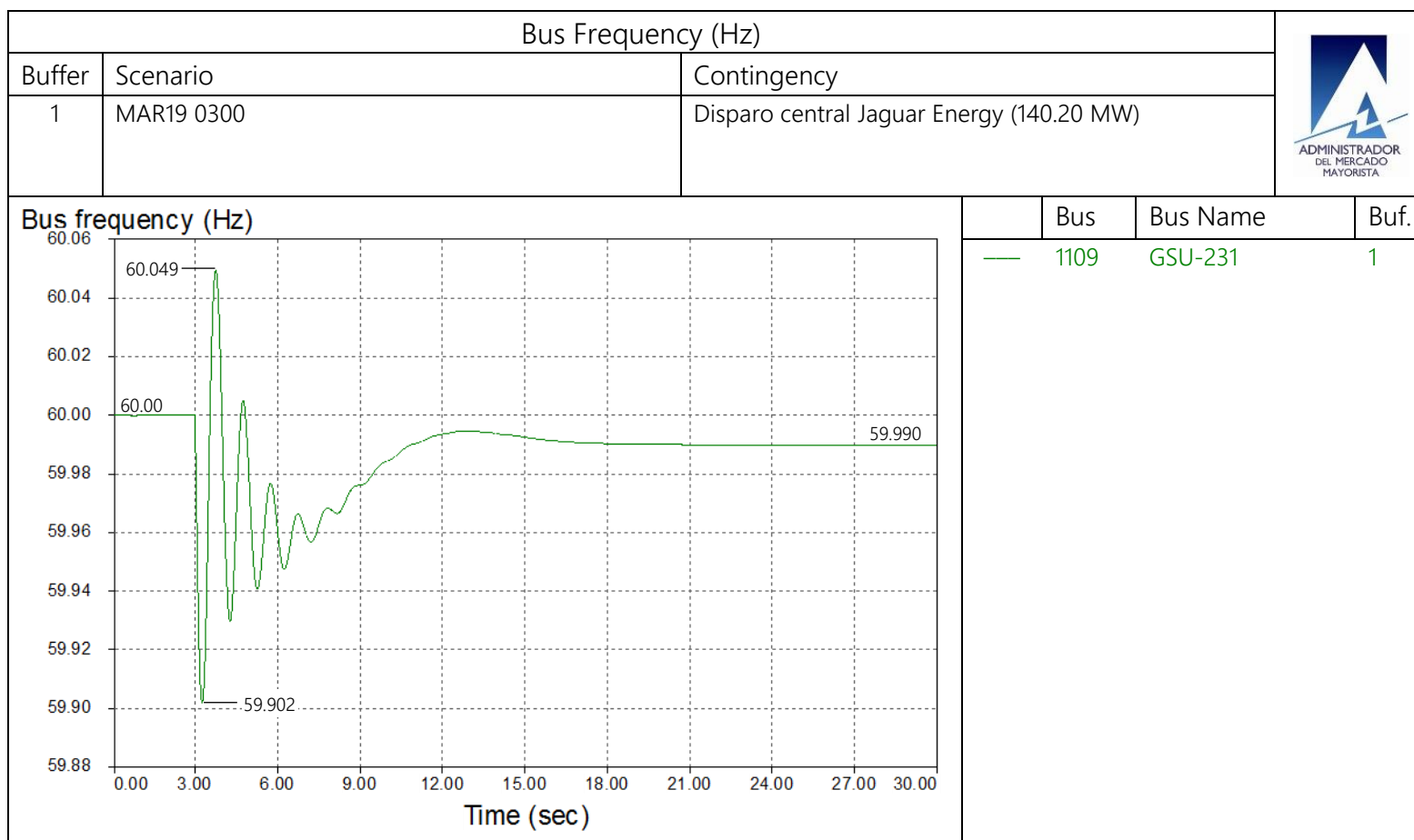
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- **Demanda Mínima:**

La pérdida de generación que provoca la mayor depresión en la frecuencia en este escenario es Central Jaguar Energy, cuyo despacho es de **140.20 MW**. Bajo esta condición no se alcanza la actuación del EDACBF.





4.3. Pérdida de Demanda

Ante la pérdida de demanda se producen sobre frecuencia, las cuales puede provocar la actuación de la protección por sobre frecuencia de las unidades generadoras; para evitar que esto suceda se ha diseñado el Esquema de Desconexión Automática de Generación (EDAG). Las etapas del mismo están diseñadas de la siguiente forma:

Tabla 4.3.1. Esquema de Desconexión Automática de Generación.

Etapa	EDAG	
	Frecuencia (Hz)	Monto de Generación a Desconectar \approx (MW)
1	60.70	25.00
2	60.90	25.00
3	61.10	25.00

La mayor demanda que se puede perder es la conectada al nodo Guate Sur. La demanda de Guate Sur para cada escenario analizado es la siguiente:

Tabla 4.3.2. Demanda desconectada en Guate Sur para cada escenario.

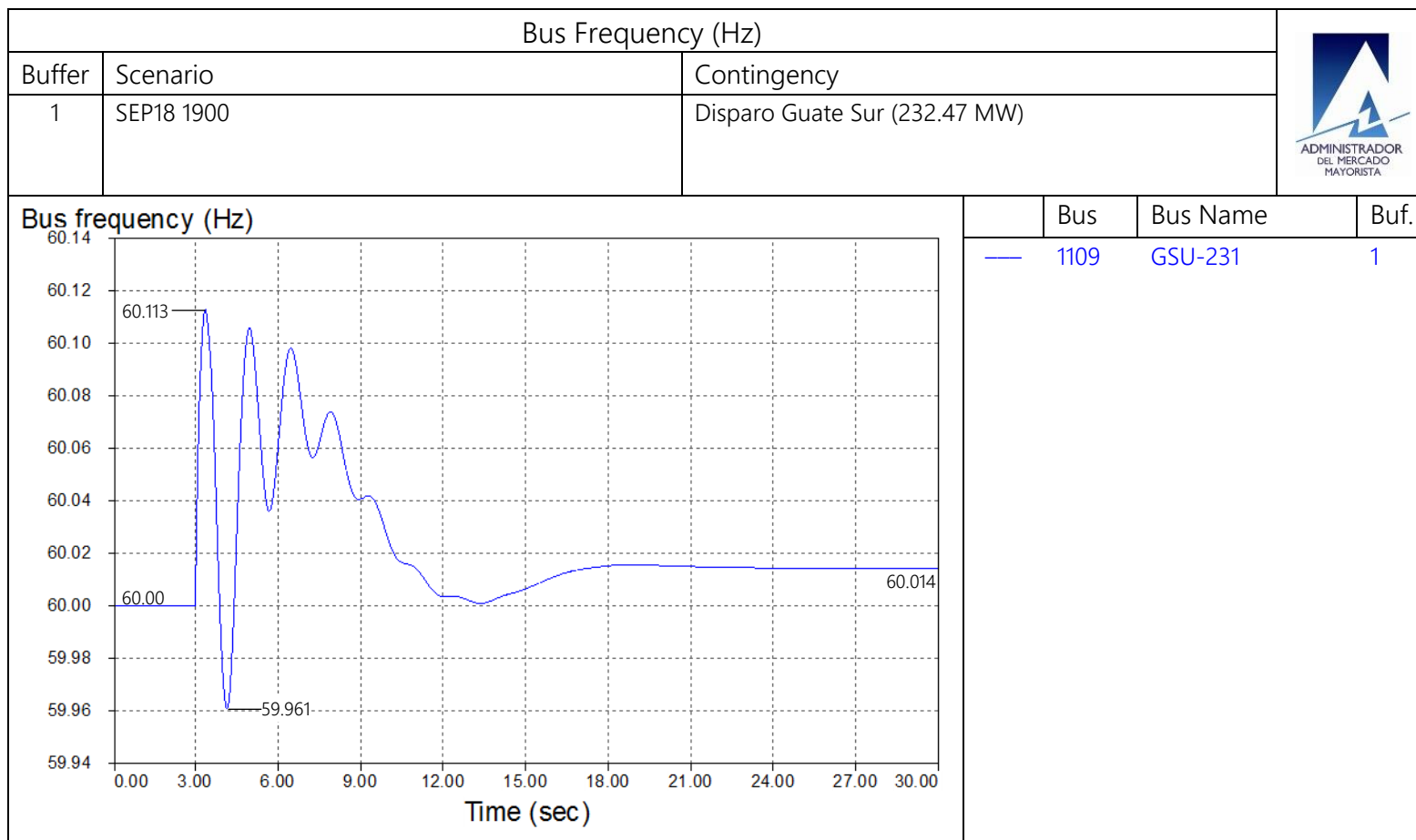
Estacionalidad	Escenario	Demanda desconectada en Guate Sur
Época Lluviosa	Demanda máxima	232.47 MW
	Demanda media	217.47 MW
	Demanda mínima	120.02 MW
Época Seca	Demanda máxima	238.98 MW
	Demanda media	221.98 MW
	Demanda mínima	133.05 MW



4.3.1. Septiembre 2,018

- **Demanda Máxima:**

En demanda máxima, la mayor demanda que se puede perder es la conectada al nodo de GSU-69. En la gráfica que se muestra a continuación se puede ver el comportamiento de la frecuencia y el valor máximo alcanzado.



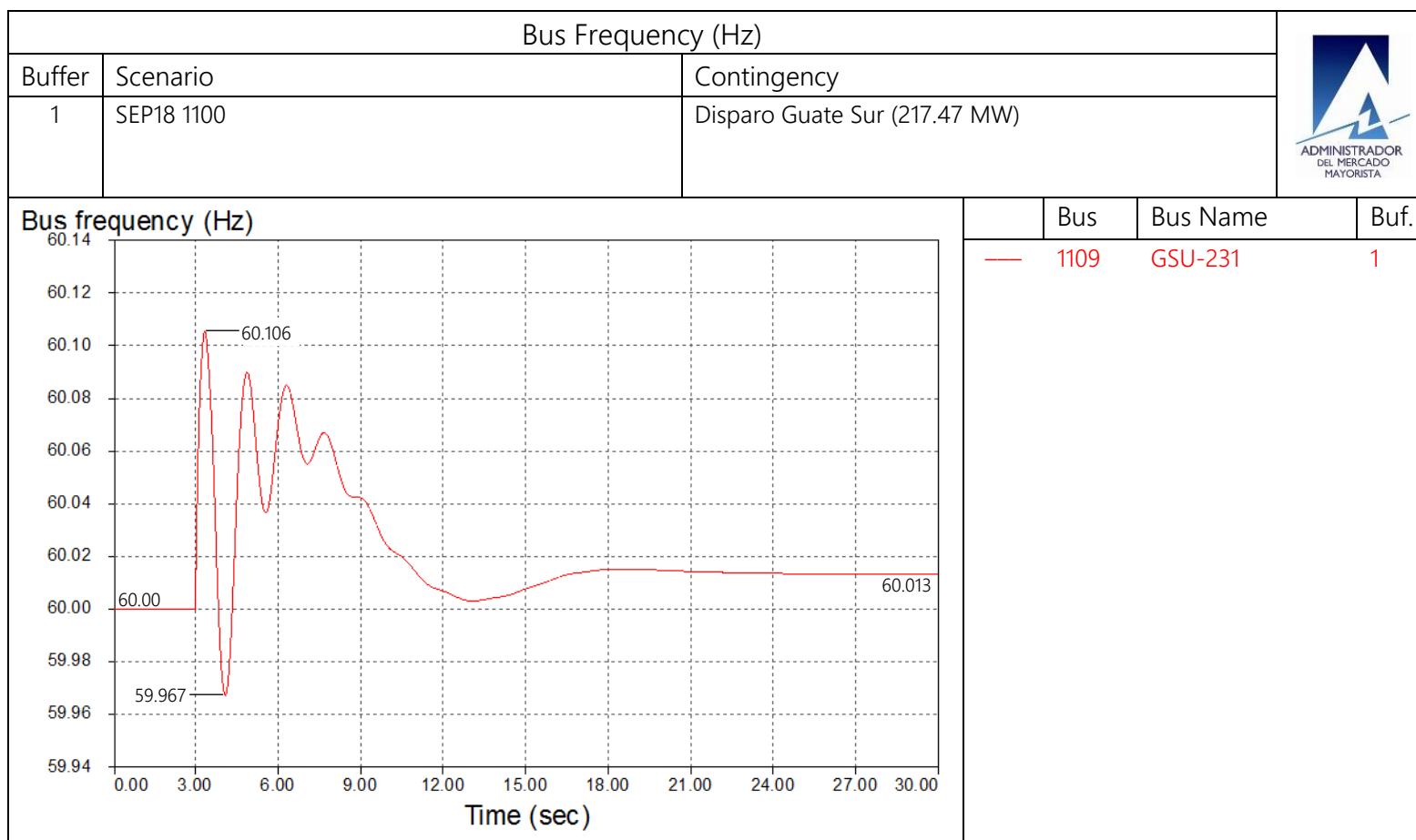
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- **Demanda Media:**

En demanda media, la mayor demanda que se puede perder es la conectada al nodo de GSU-69. En la gráfica que se muestra a continuación se puede ver el comportamiento de la frecuencia y el valor máximo alcanzado.



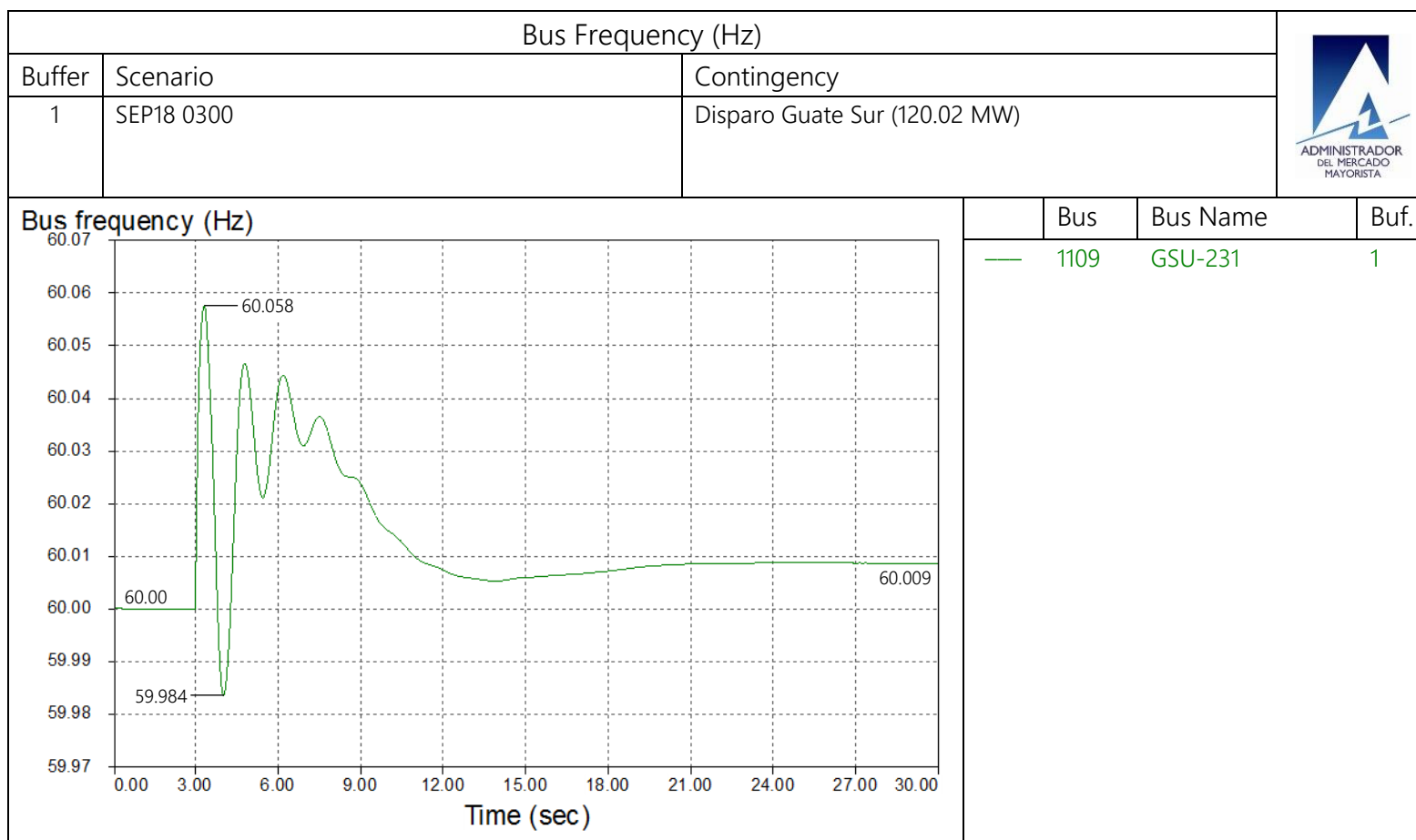
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- **Demanda Mínima:**

En demanda mínima, la mayor demanda que se puede perder es la conectada al nodo de GSU-69. En la gráfica que se muestra a continuación se puede ver el comportamiento de la frecuencia y el valor máximo alcanzado.



DSATools Output Analysis 17.0

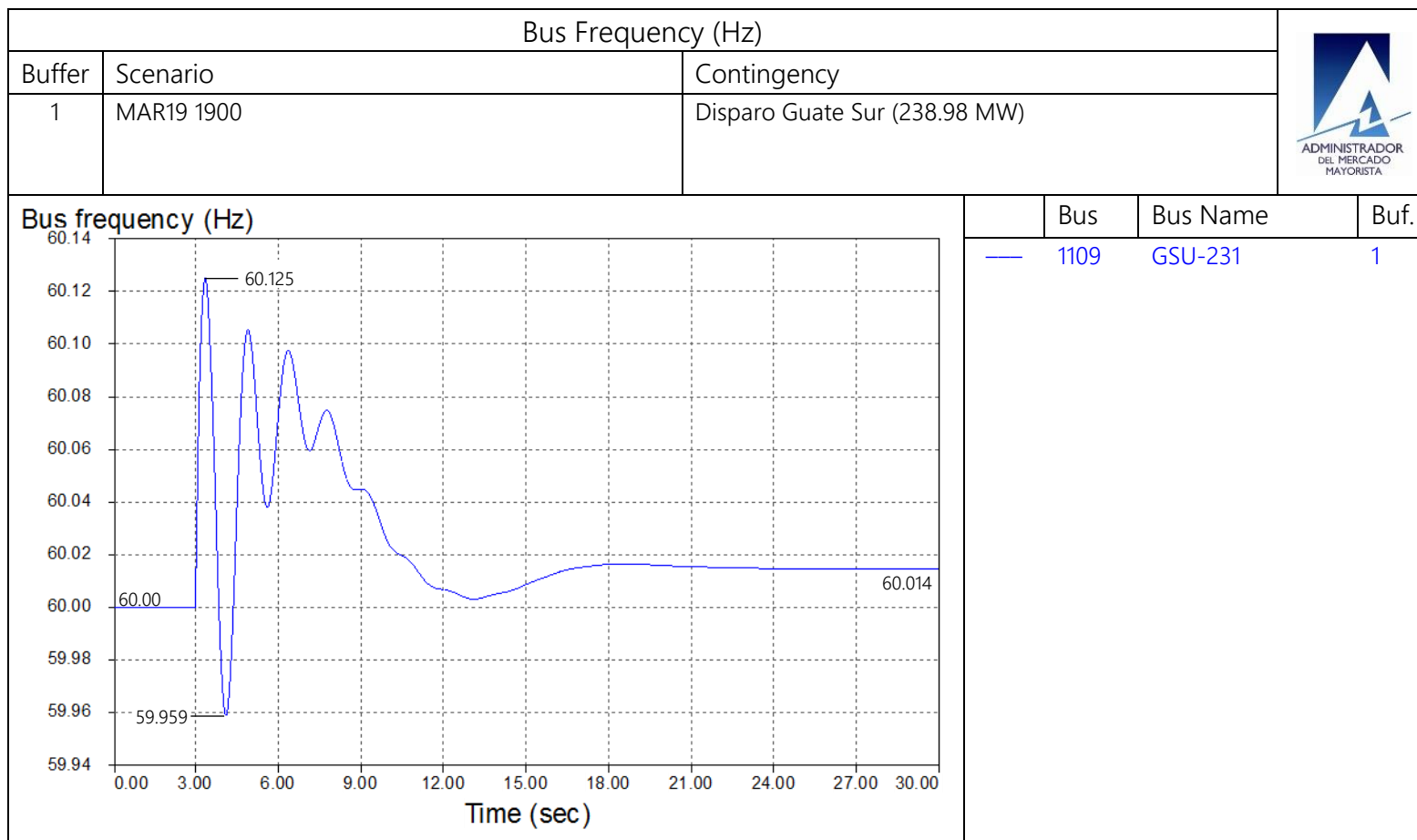
Powertech Labs Inc.



4.3.2. Marzo 2,019

- **Demanda Máxima:**

En demanda máxima la mayor demanda que se puede perder es la conectada al nodo de GSU-69. En la gráfica que se muestra a continuación se puede ver el comportamiento de la frecuencia y el valor máximo alcanzado.



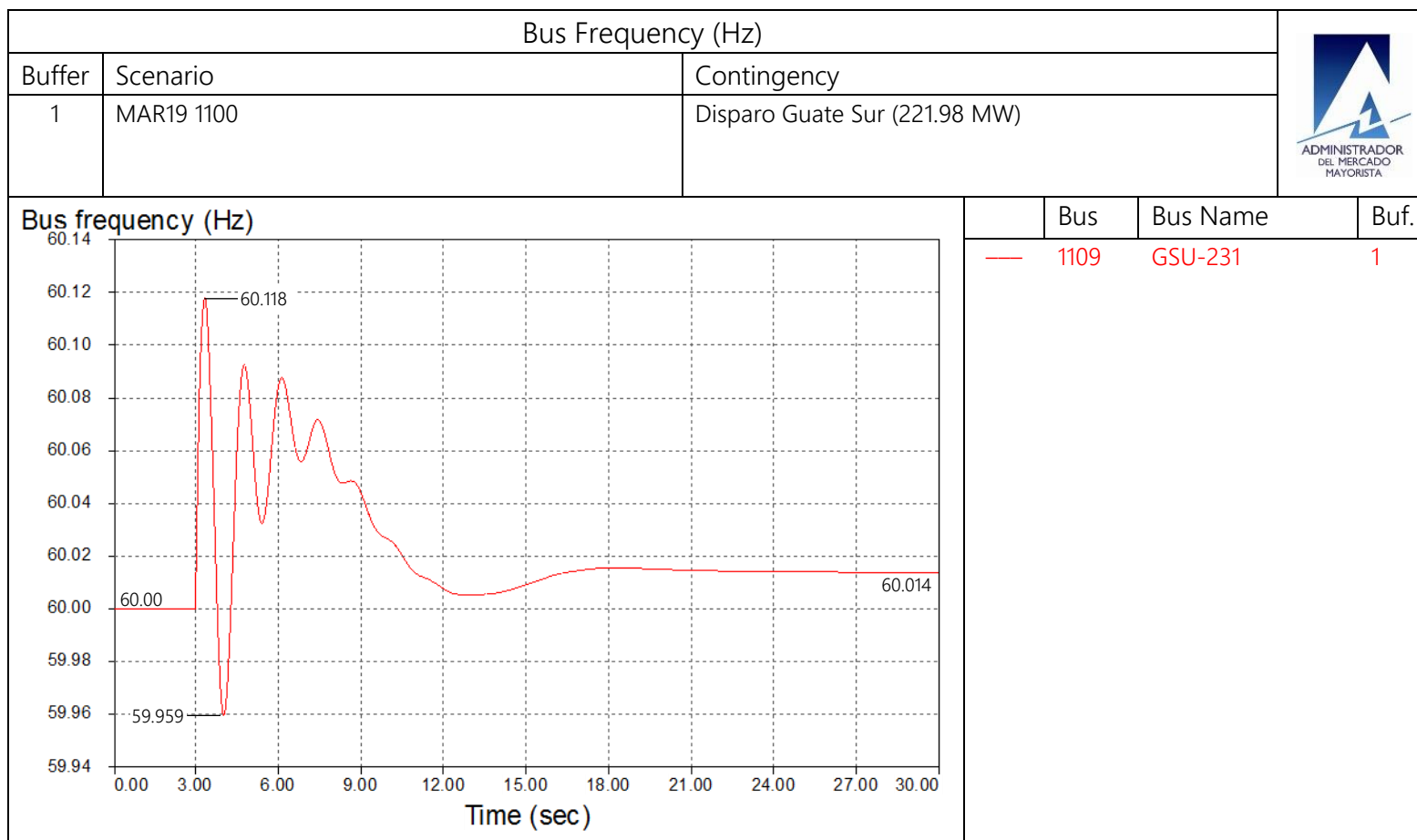
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- **Demanda Media:**

En demanda máxima la mayor demanda que se puede perder es la conectada al nodo de GSU-69. En la gráfica que se muestra a continuación se puede ver el comportamiento de la frecuencia y el valor máximo alcanzado.



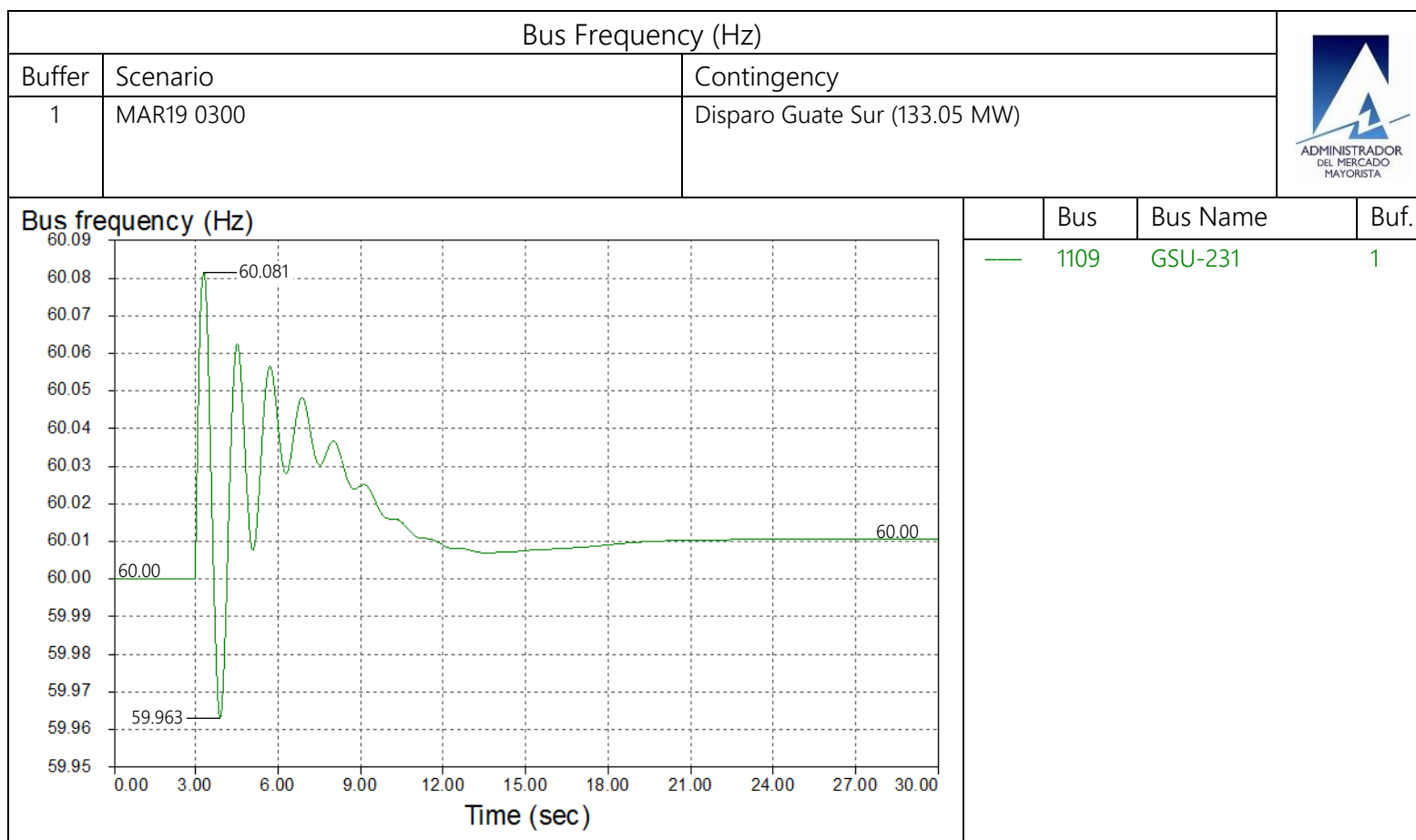
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- **Demanda Mínima:**

En demanda máxima la mayor demanda que se puede perder es la conectada al nodo de GSU-69. En la gráfica que se muestra a continuación se puede ver el comportamiento de la frecuencia y el valor máximo alcanzado.



DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



4.4. Disparos de generación SER interconectado con México

Se analizan los disparos de generación, en el sistema eléctrico regional (SER) interconectado con México y haciendo uso de los casos más recientes elaborados para el estudio de Máximas Transferencias de Potencia del SER para época lluviosa del 2018 y seca del 2019.

Los intercambios en las interconexiones con el SER y México para los escenarios analizados son los siguientes:

Tabla 4.4.1. Intercambios con el SER y México para cada escenario.

Estacionalidad	Escenario	Intercambio GUA-SER	Intercambio GUA-MEX
Época Lluviosa	Demanda máxima	20.0 MW	-120 MW
	Demanda media	206.4 MW	-120 MW
	Demanda mínima	267.7 MW	0 MW
Época Seca	Demanda máxima	117.8 MW	-120 MW
	Demanda media	224.6 MW	-120 MW
	Demanda mínima	219.5 MW	0 MW

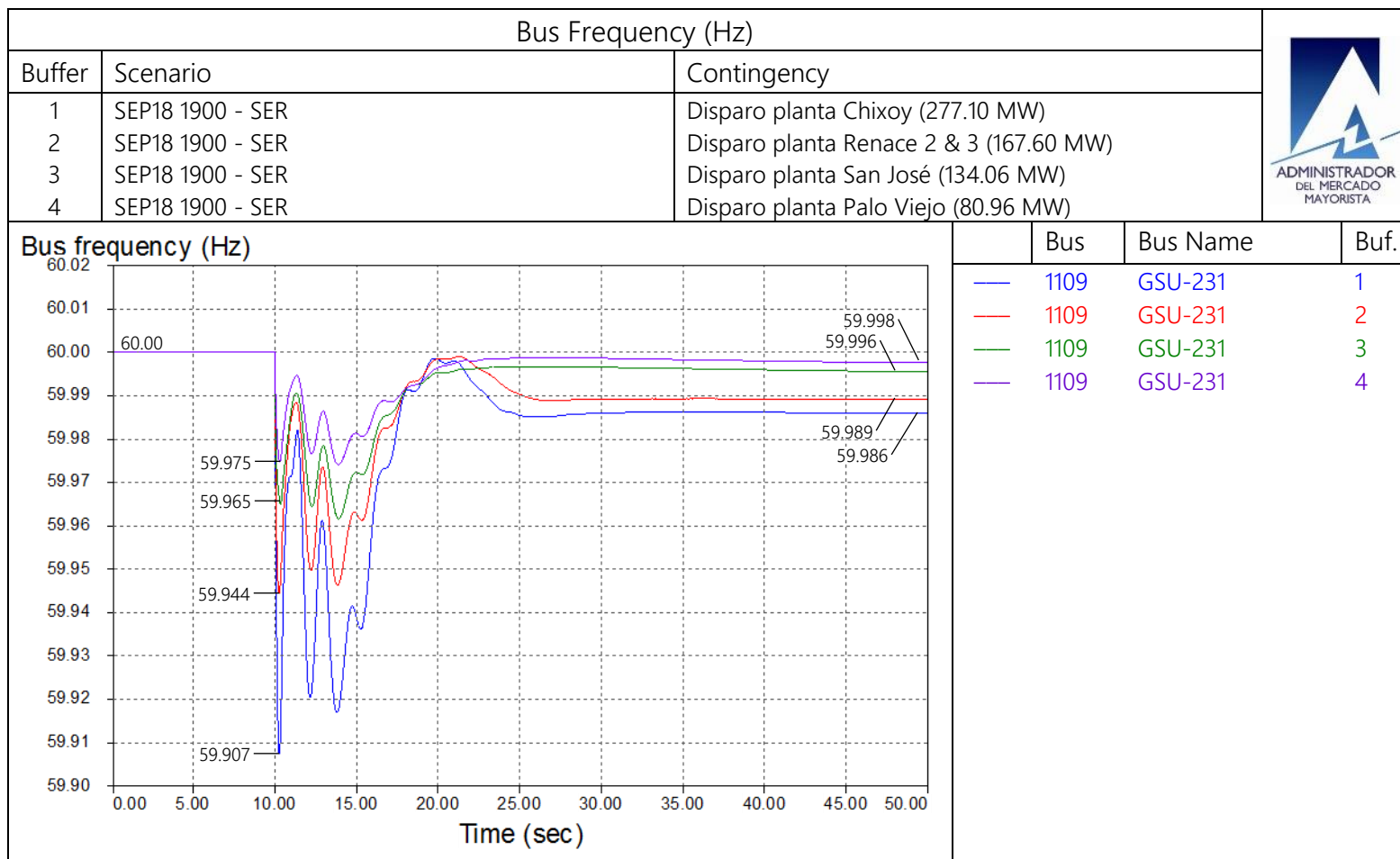


4.4.1. Septiembre 2,018

Para septiembre 2018 se analizan los disparos de Chixoy, Renace 2&3, San José y Palo Viejo.

- **Demanda Máxima:**

A continuación, se muestra una gráfica del comportamiento de la frecuencia en el nodo de Guate Sur 230 kV ante la pérdida de generación en demanda máxima.

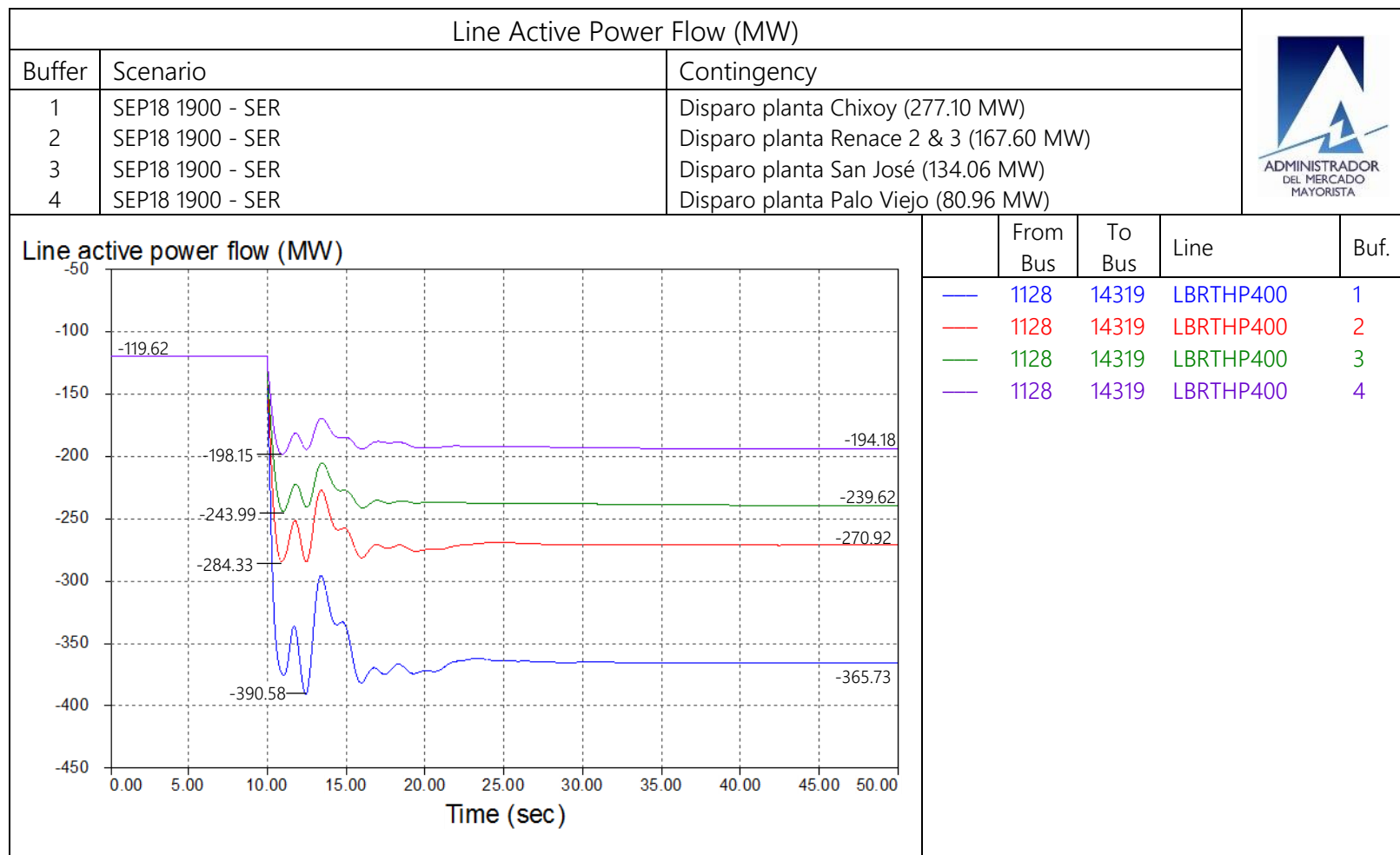


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – México.

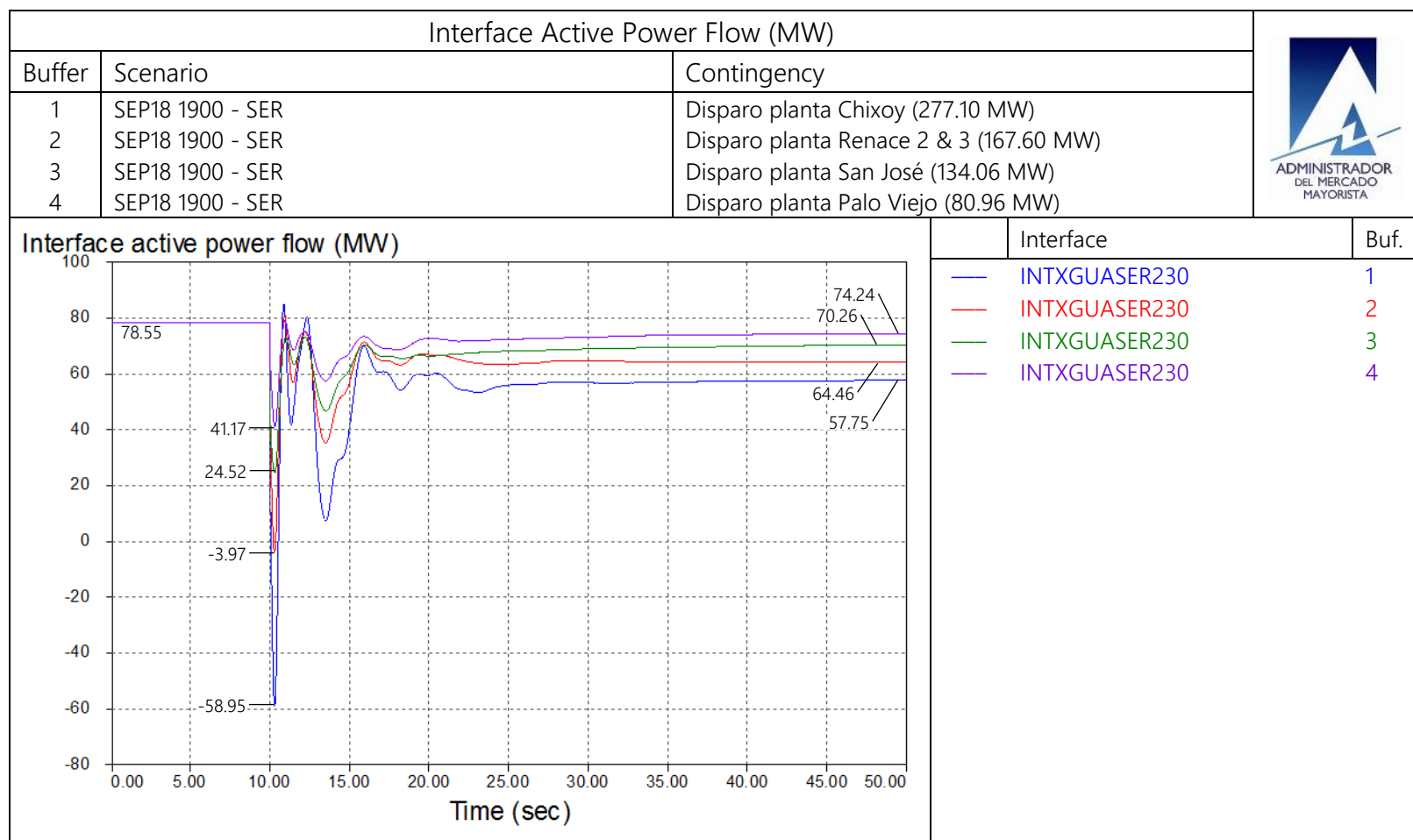


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – SER.

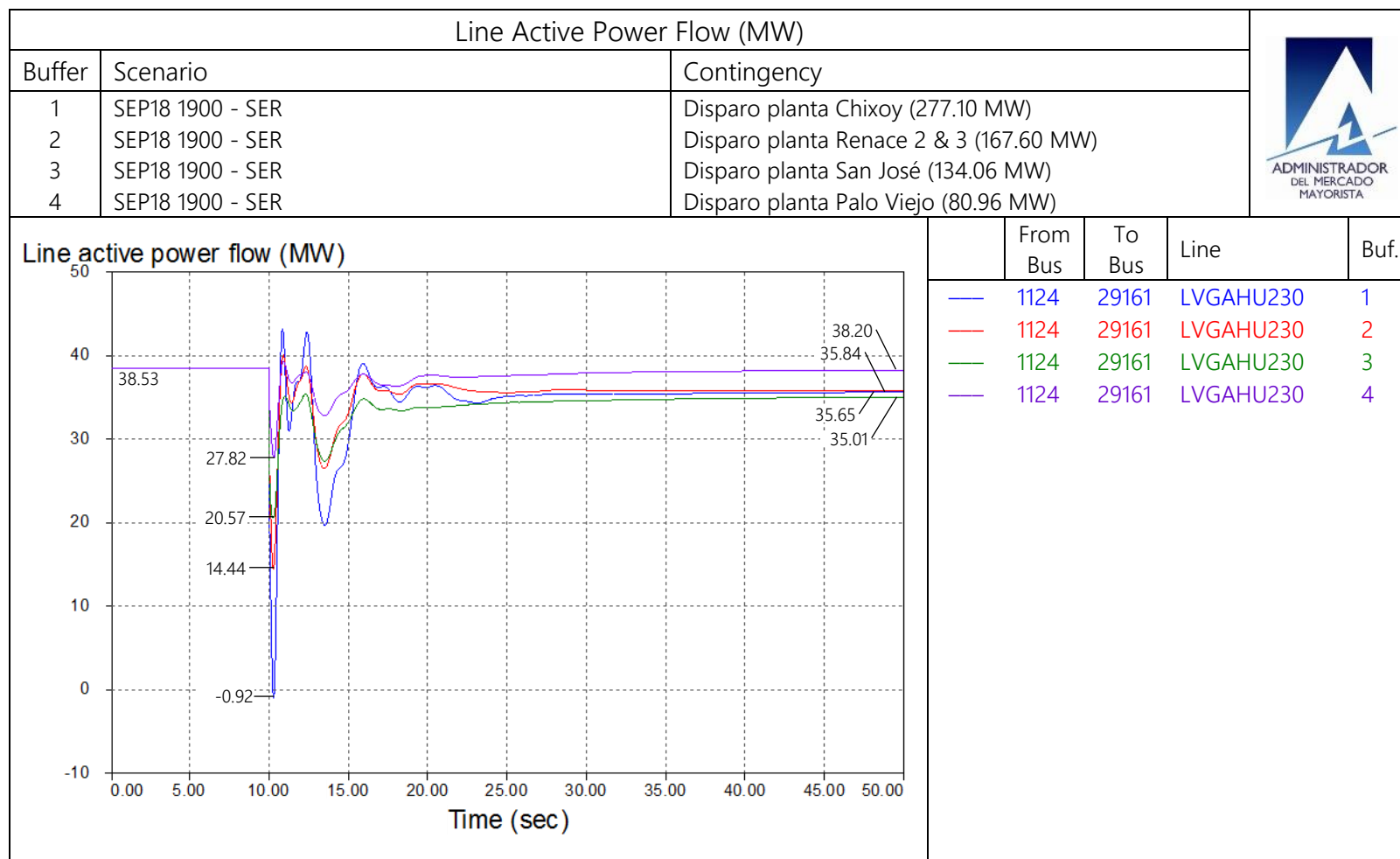


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión La Vega – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

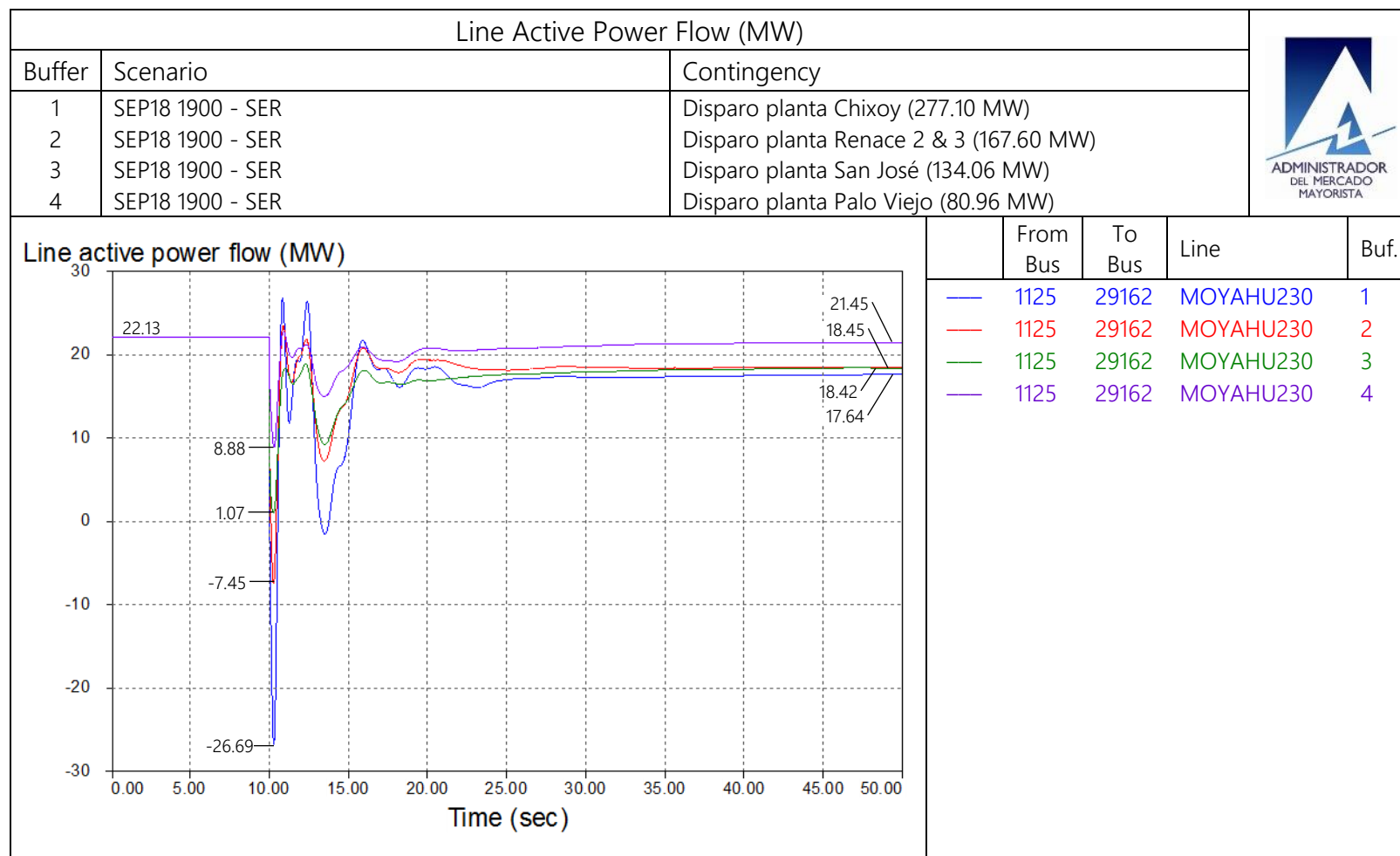


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Moyuta – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

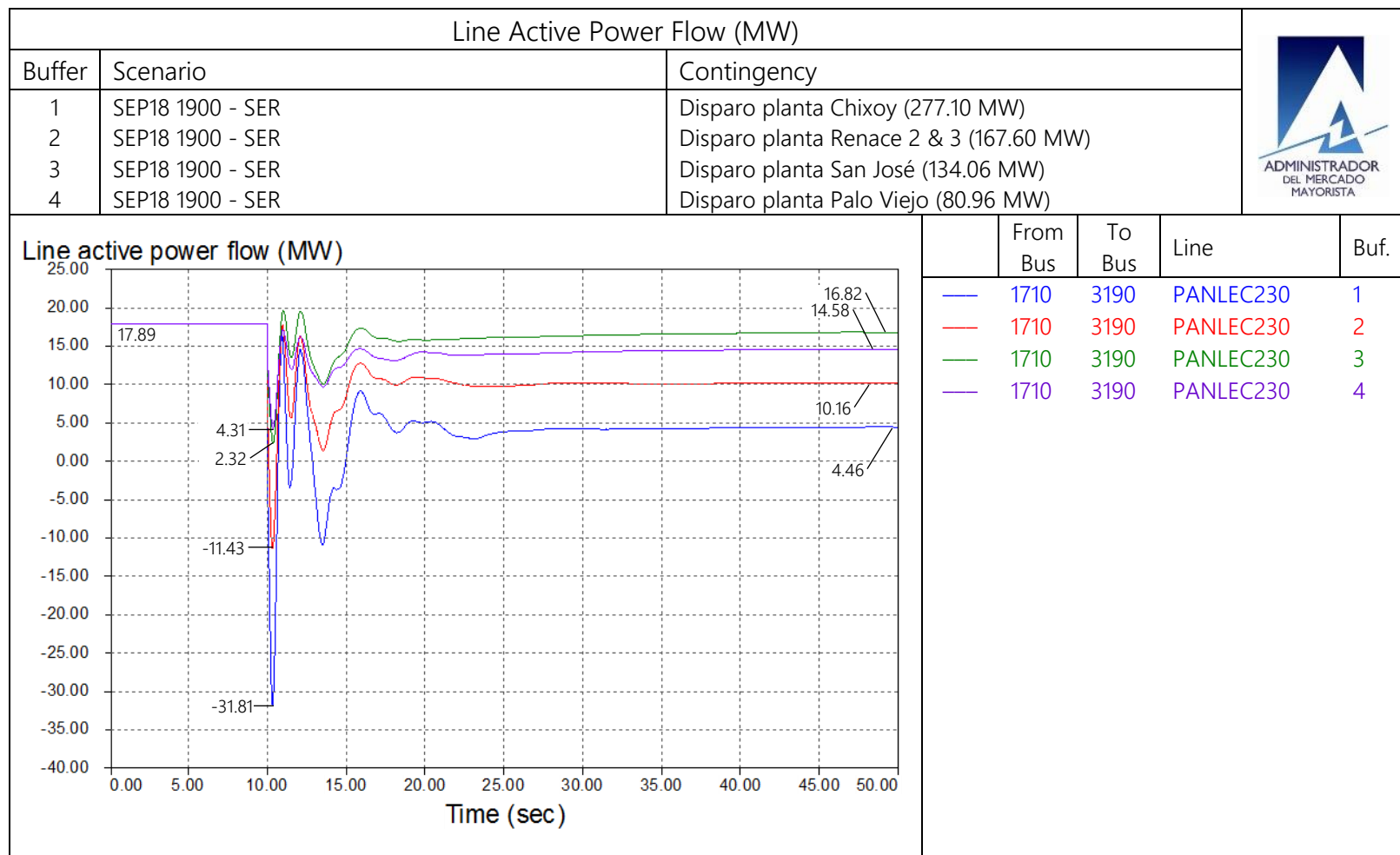


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Panaluya – La Entrada 230 kV (Guatemala - Honduras).



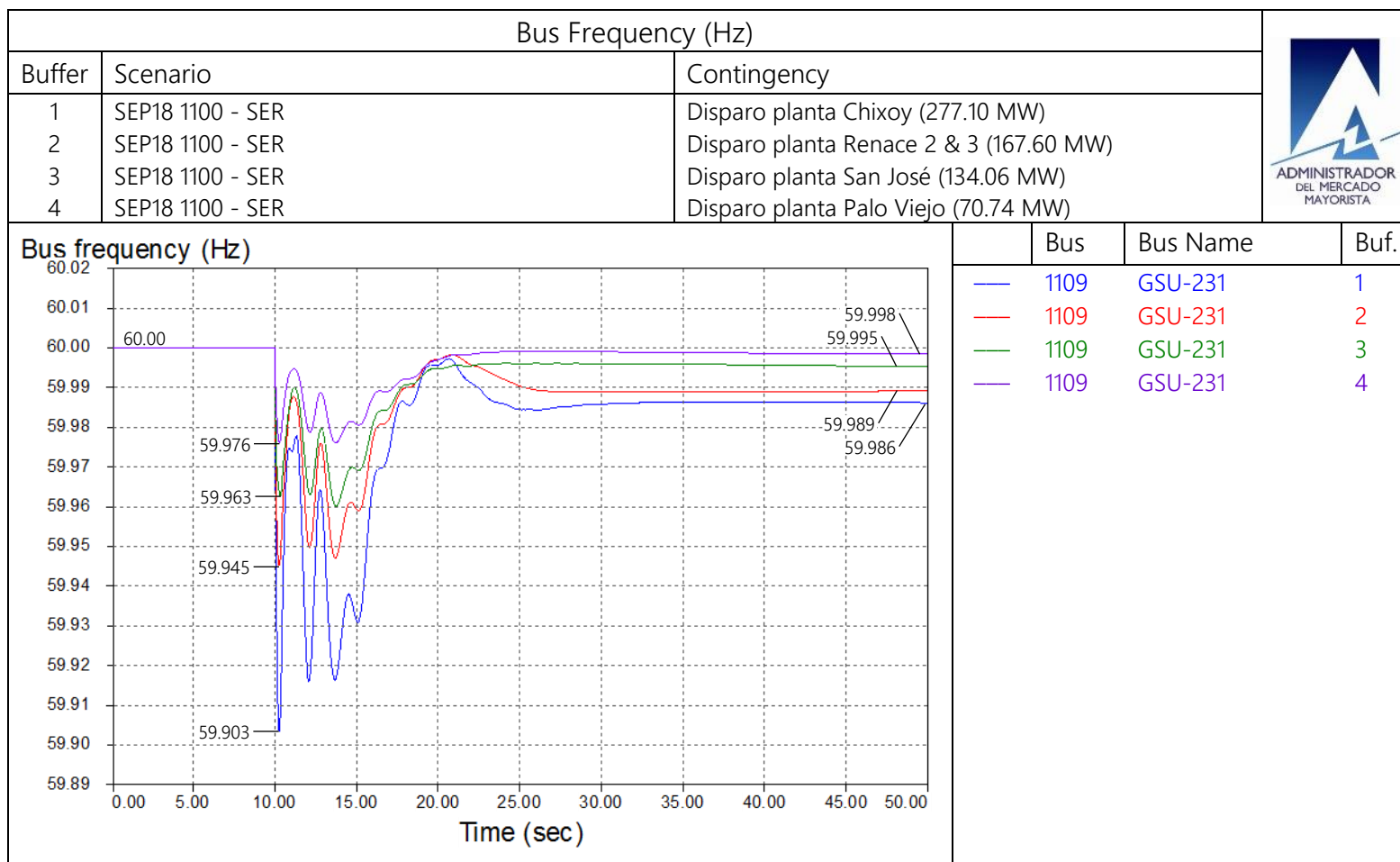
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



• **Demanda Media:**

A continuación, se muestra una gráfica del comportamiento de la frecuencia en el nodo de Guate Sur ante la pérdida de generación en demanda media.

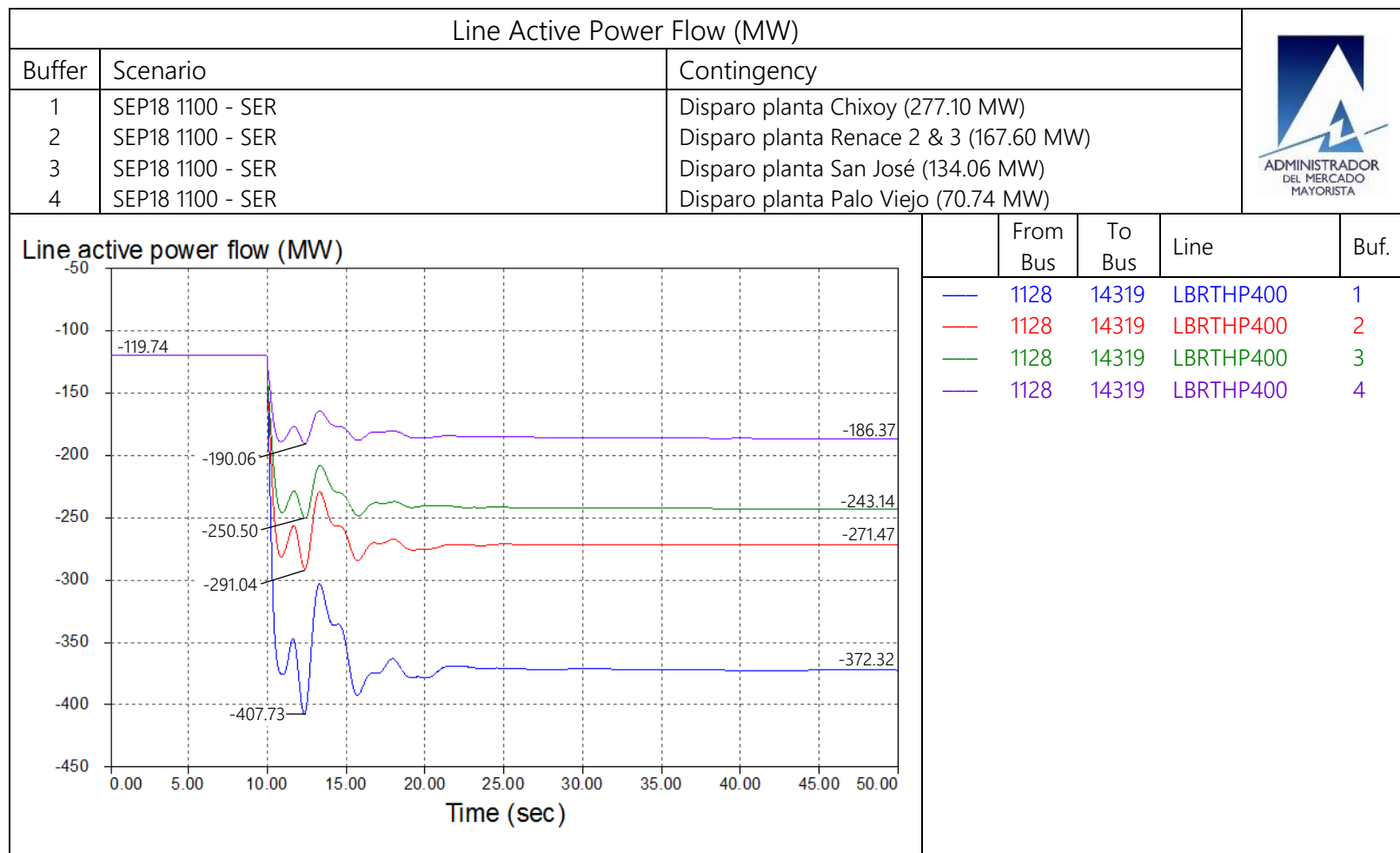


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – México.

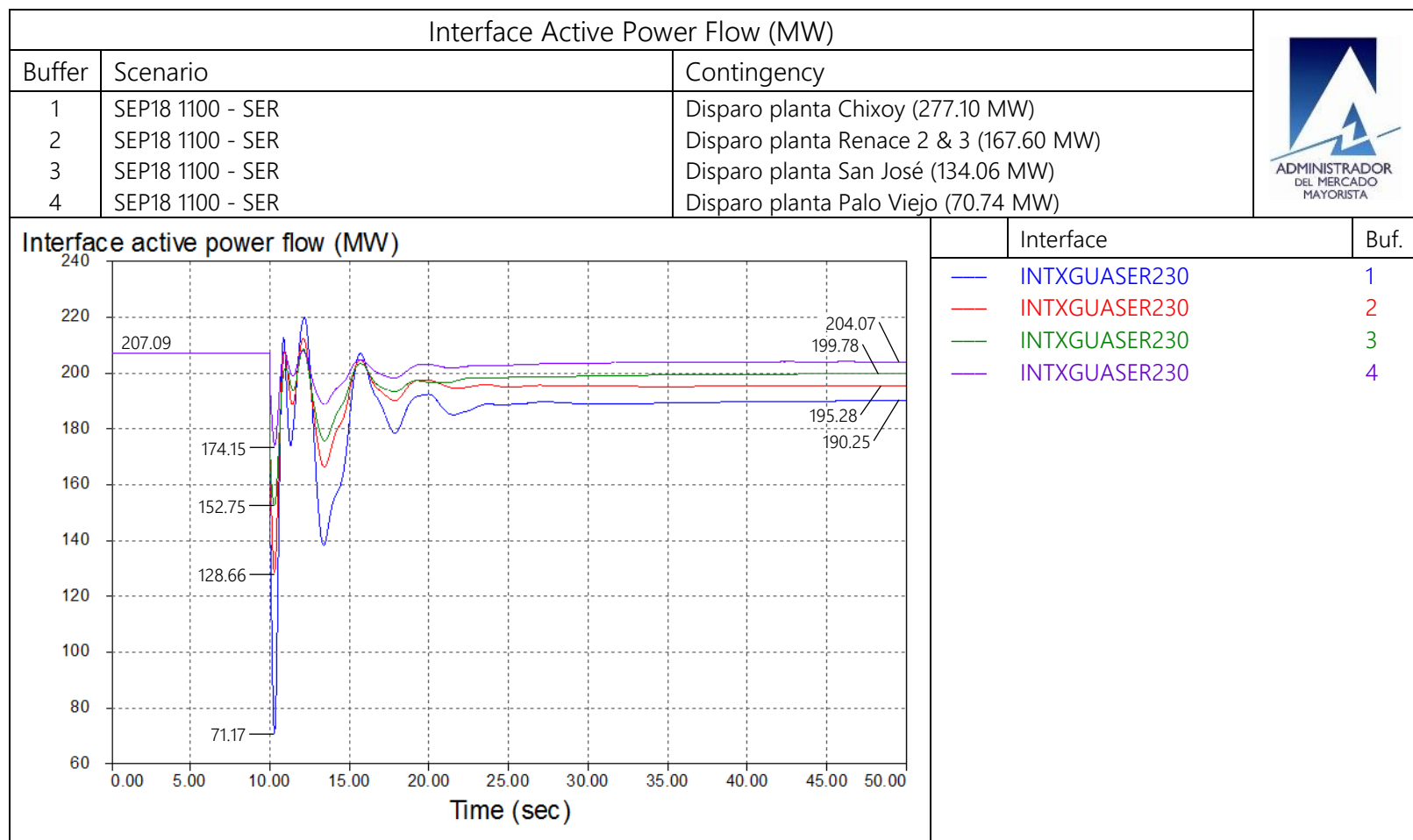


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – SER.

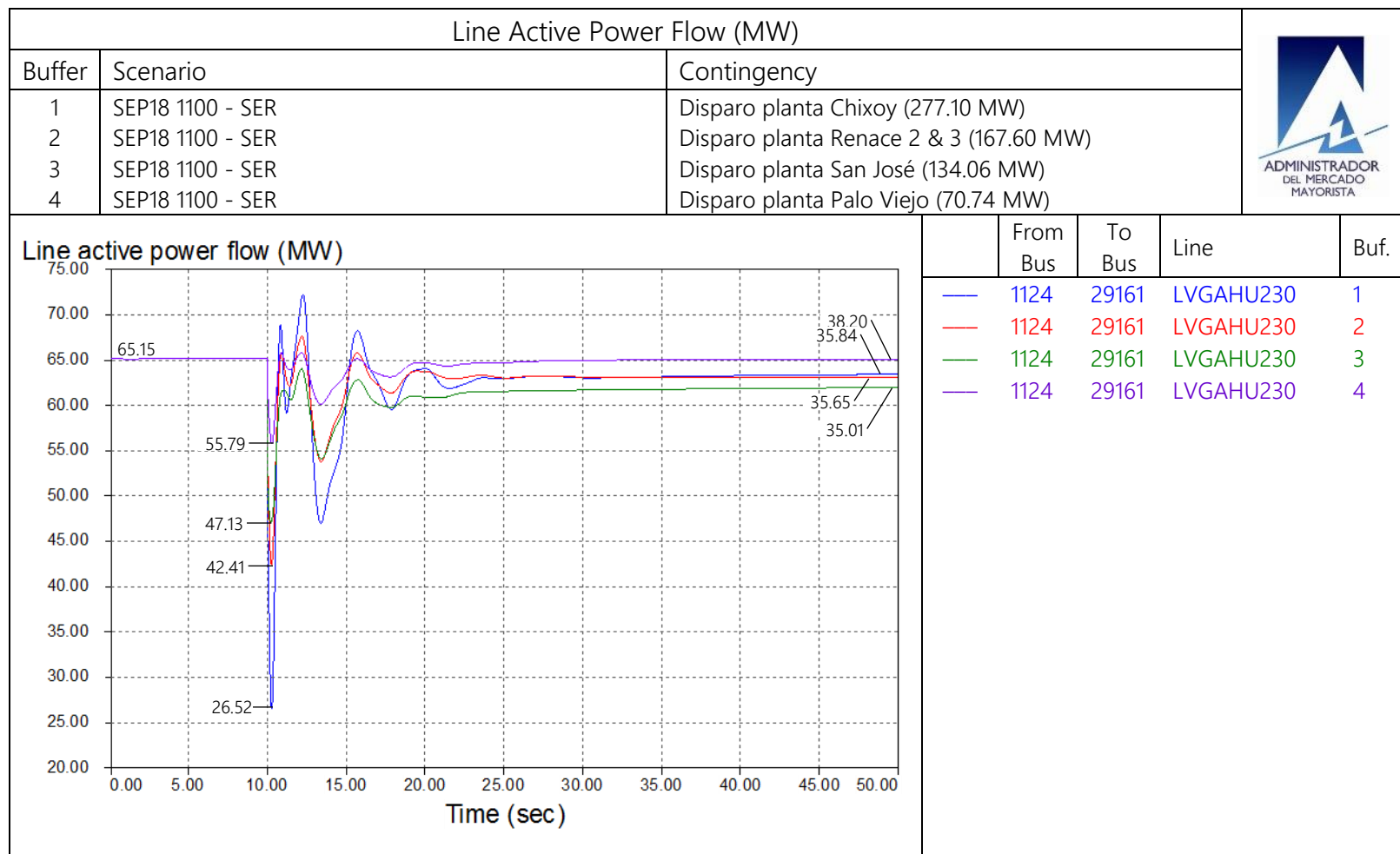


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión La Vega – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

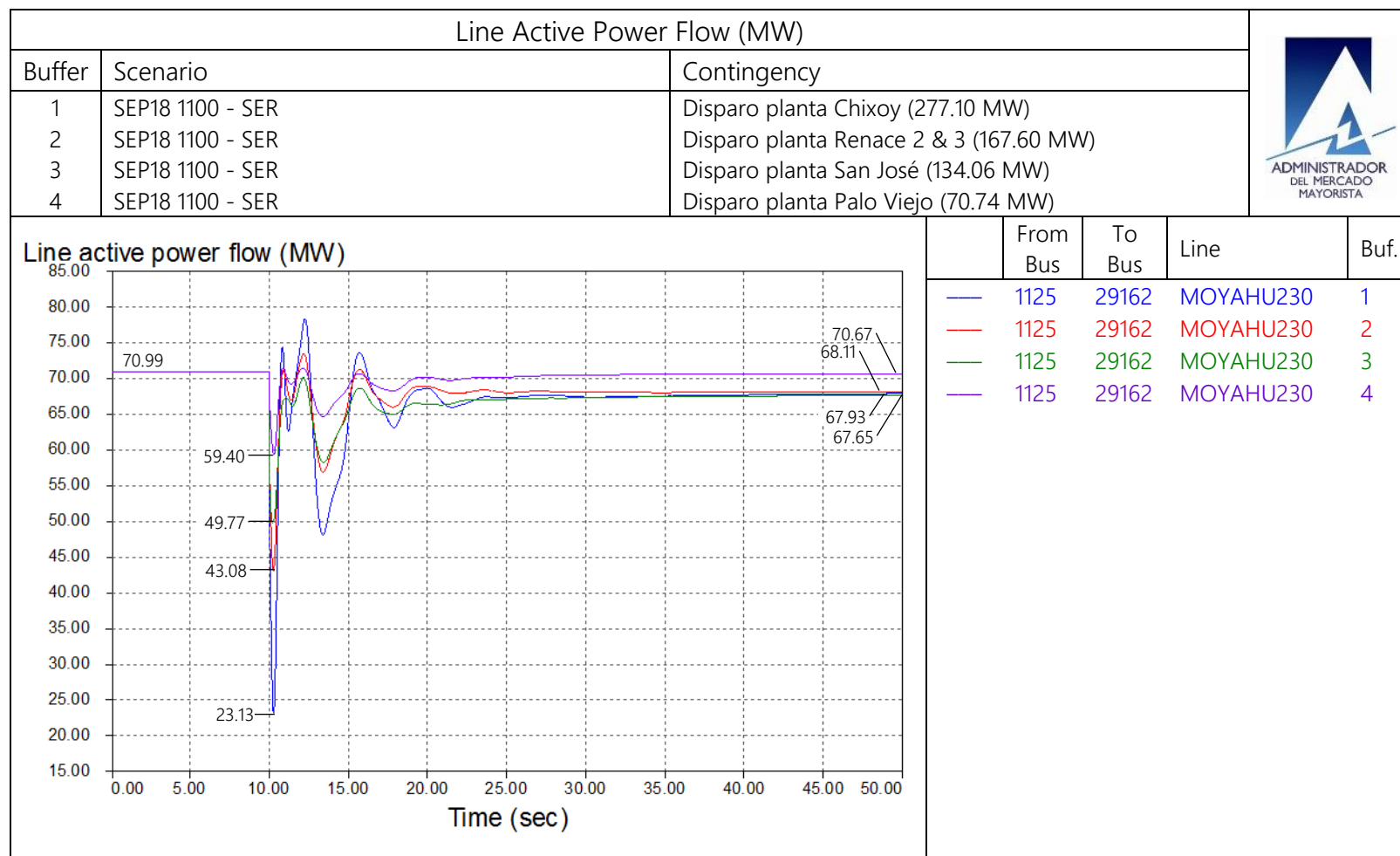


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Moyuta – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

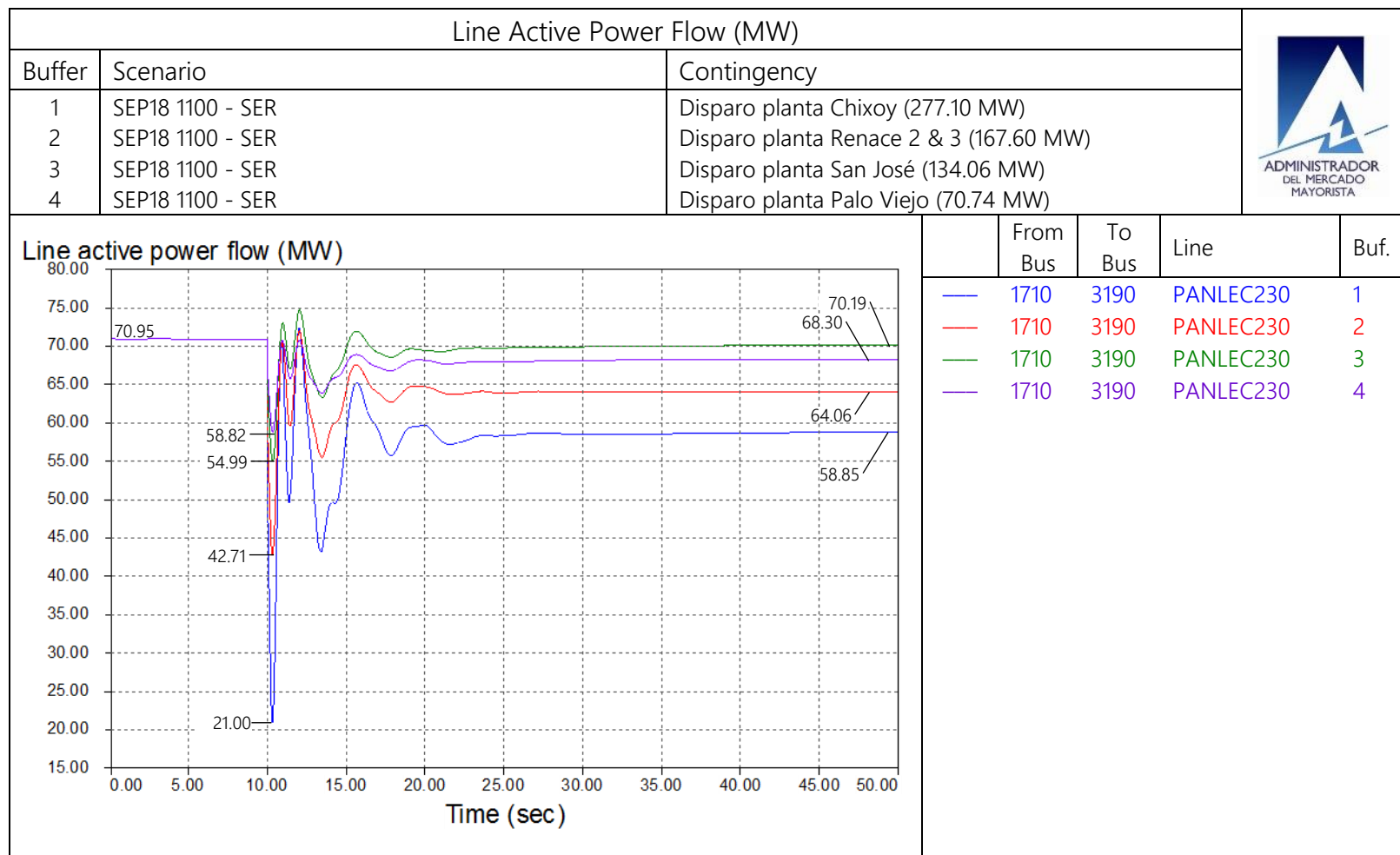


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Panaluya – La Entrada 230 kV (Guatemala - Honduras).



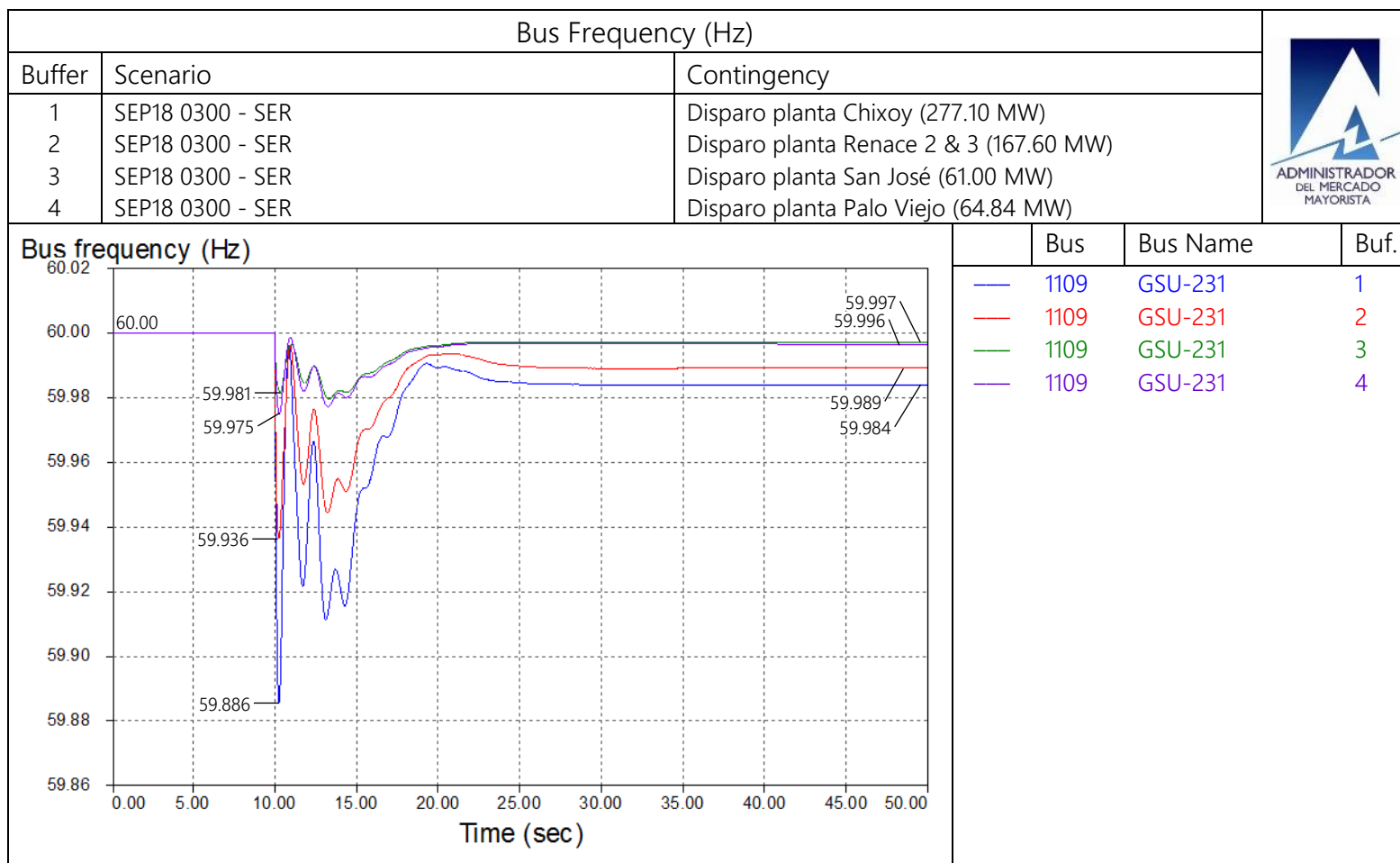
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- Demanda Mínima:

A continuación, se muestra una gráfica del comportamiento de la frecuencia en el nodo de Guate Sur ante la pérdida de generación en demanda mínima.

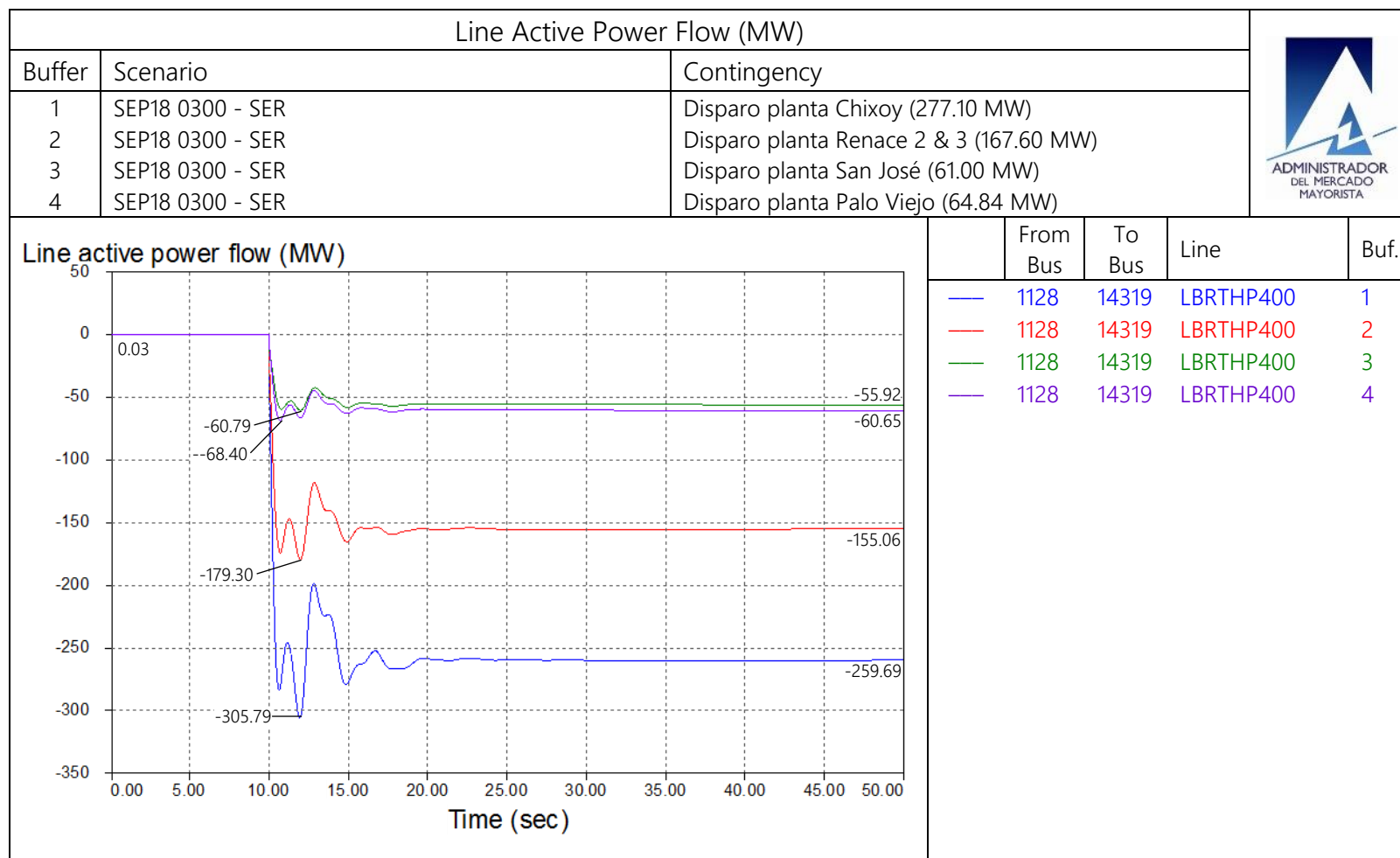


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – México.

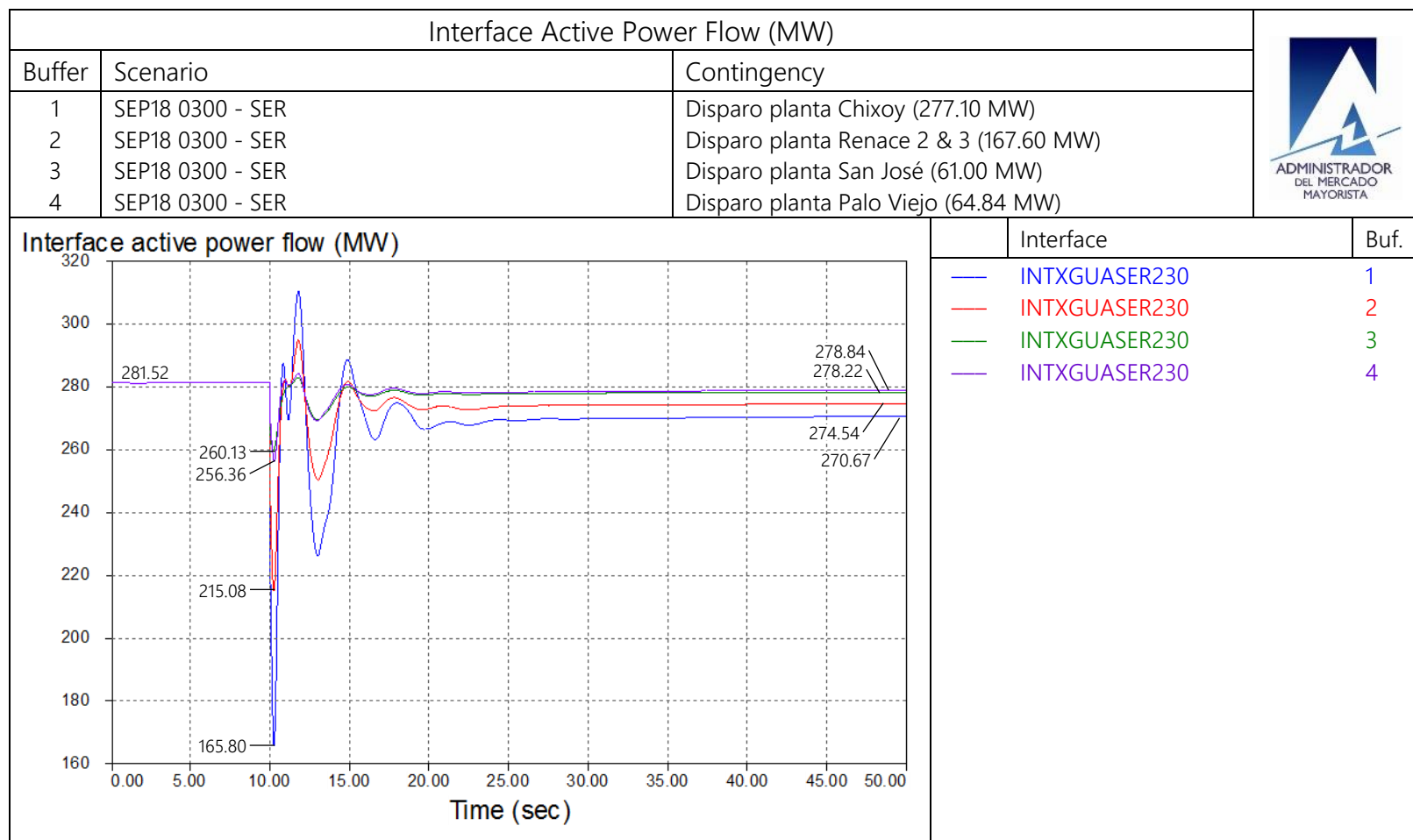


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – SER.

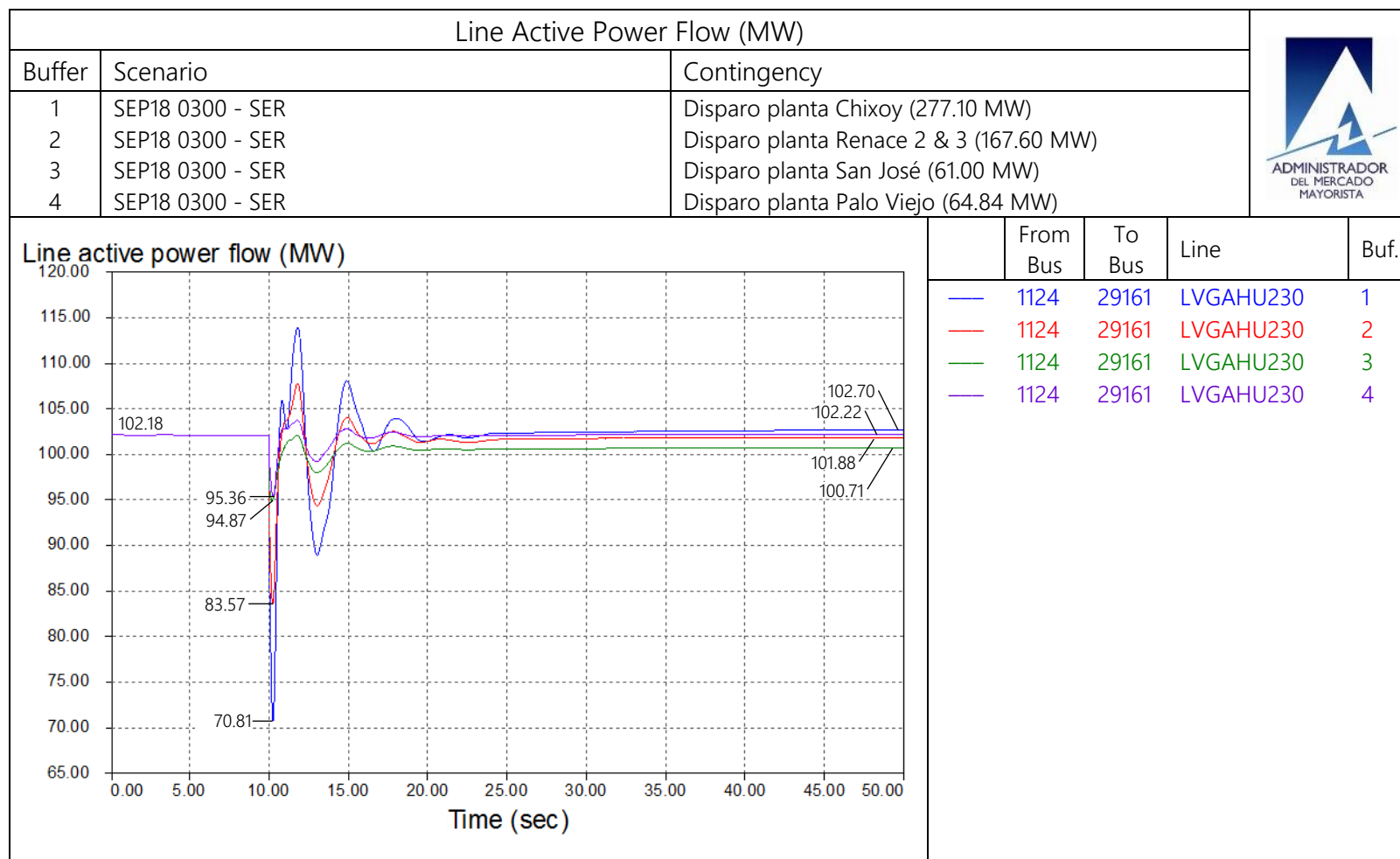


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión La Vega – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

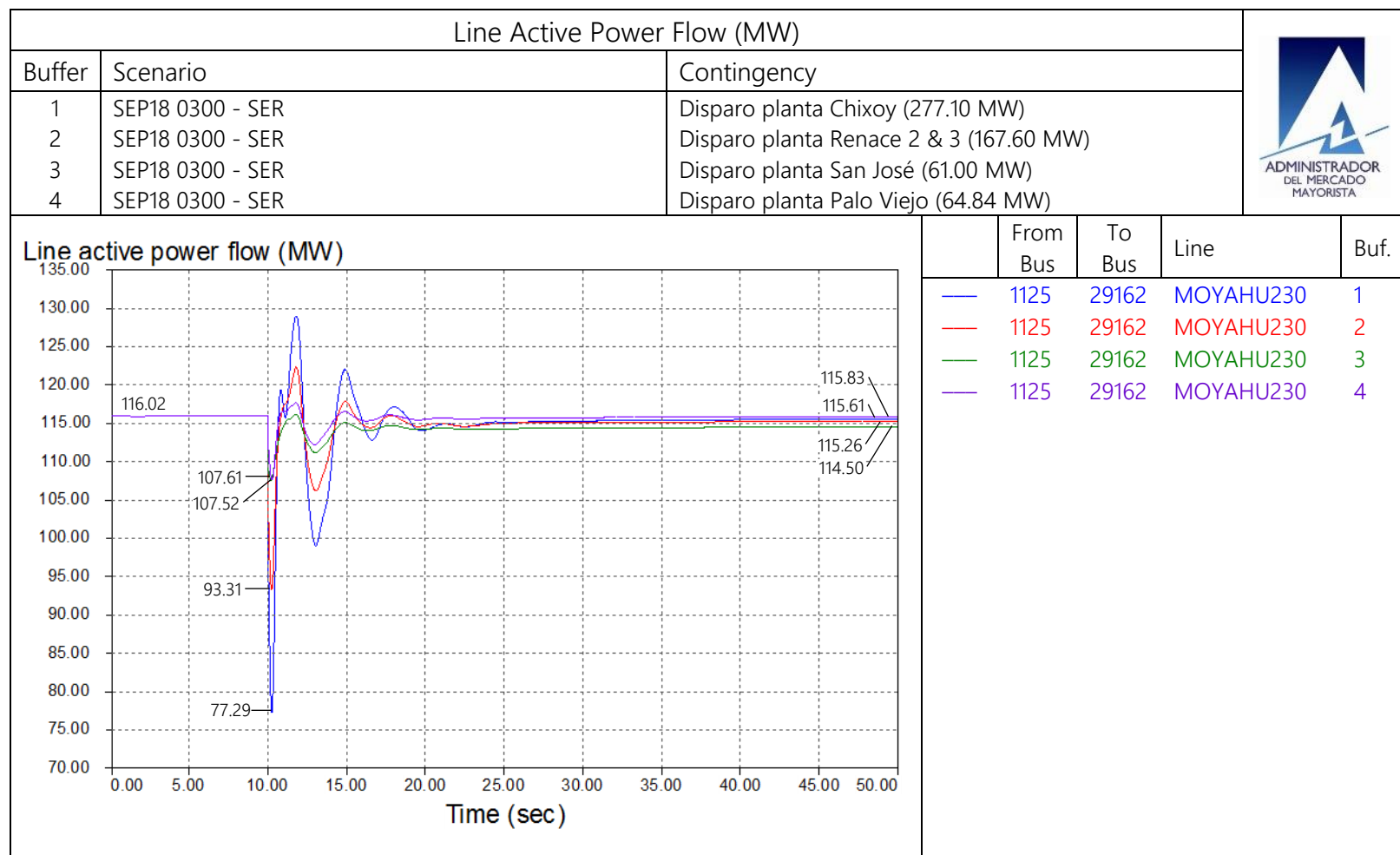


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Moyuta – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

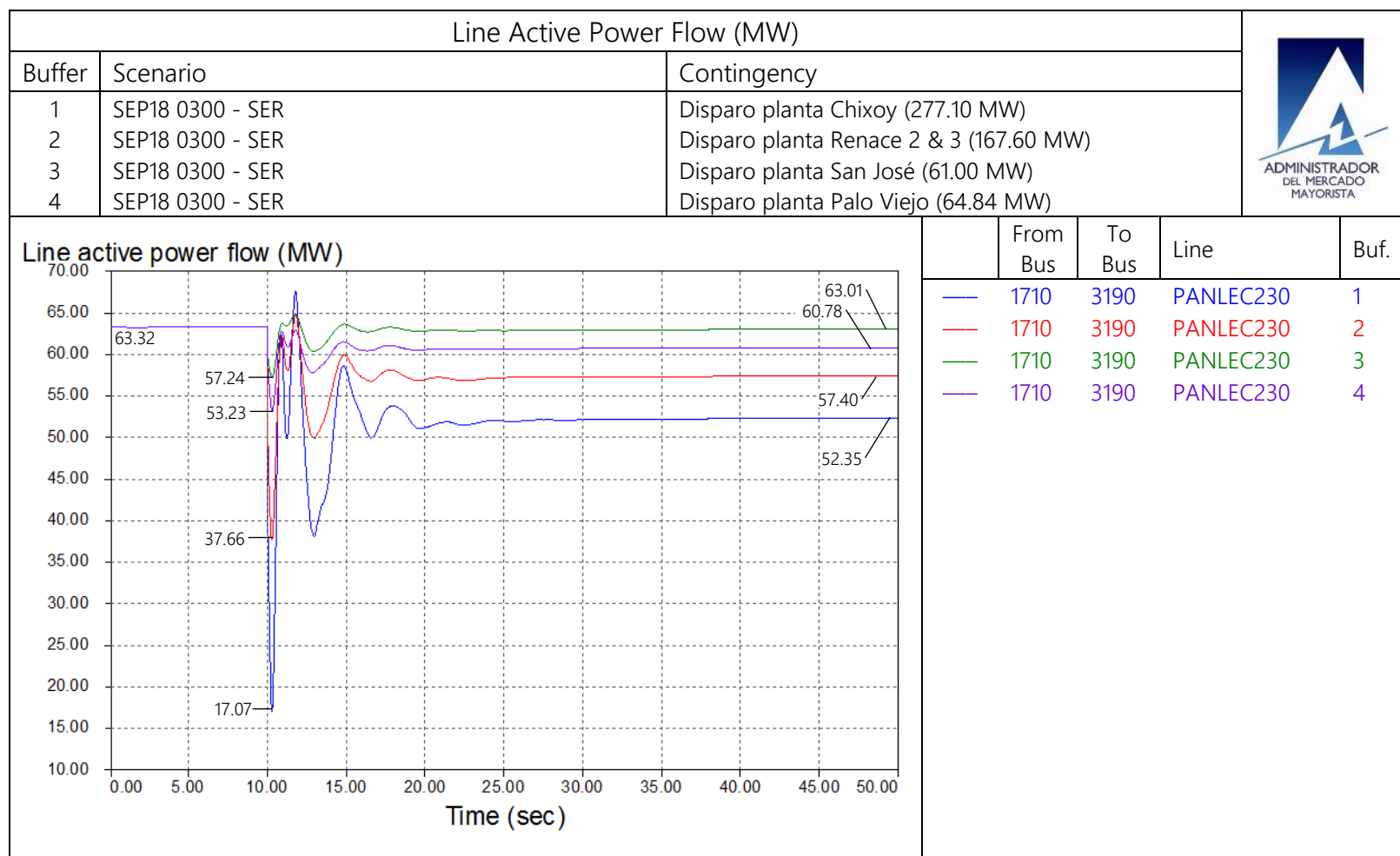


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Panaluya – San Nicolás 230 kV (Guatemala - Honduras).



DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.

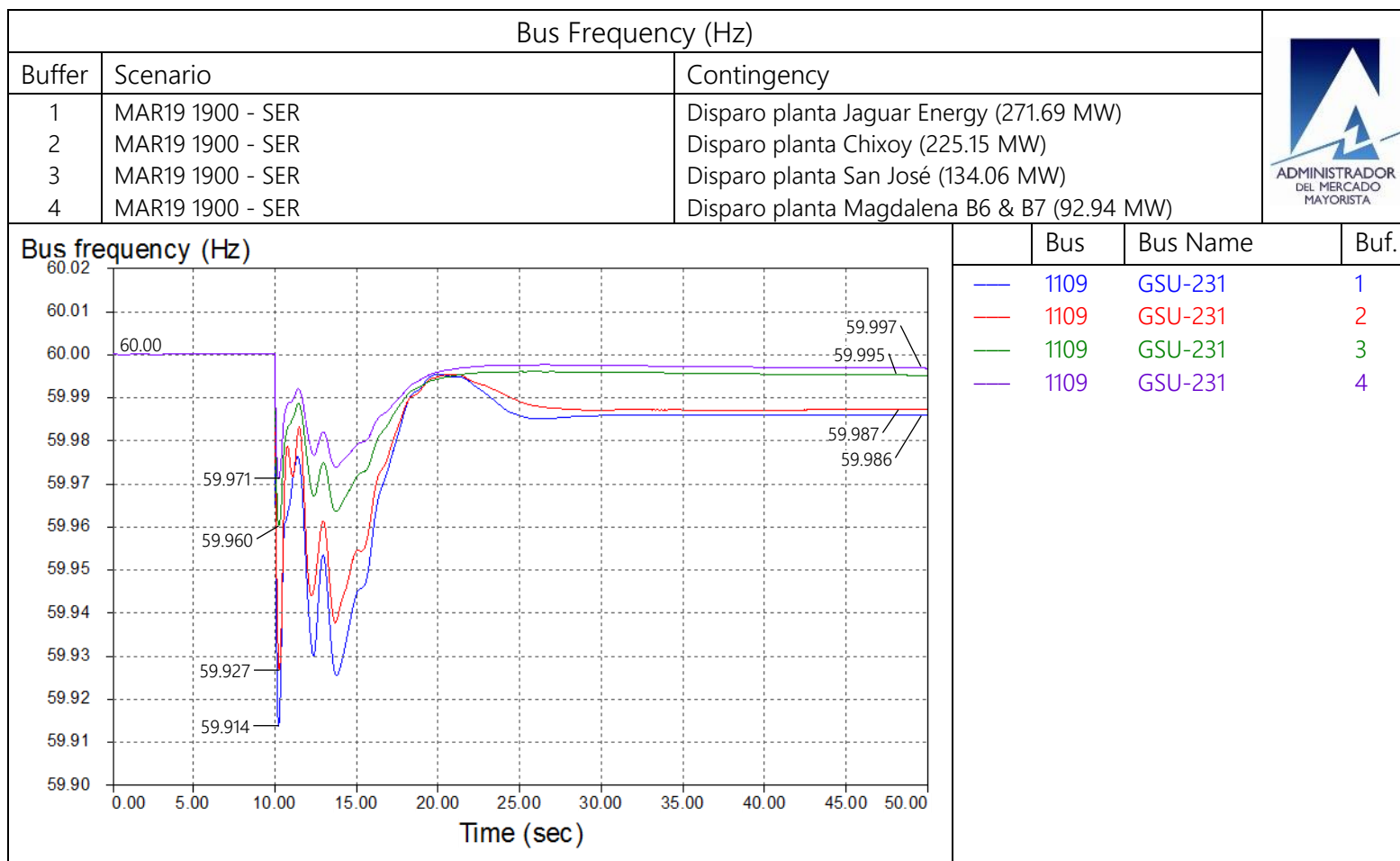


4.4.2. Marzo 2,019

Para marzo 2019, se analizan los disparos de Jaguar, Chixoy, San José y Magdalena B6 & B7.

- **Demanda Máxima:**

A continuación, se muestra una gráfica del comportamiento de la frecuencia en el nodo de Guate Sur ante la pérdida de generación en demanda máxima.

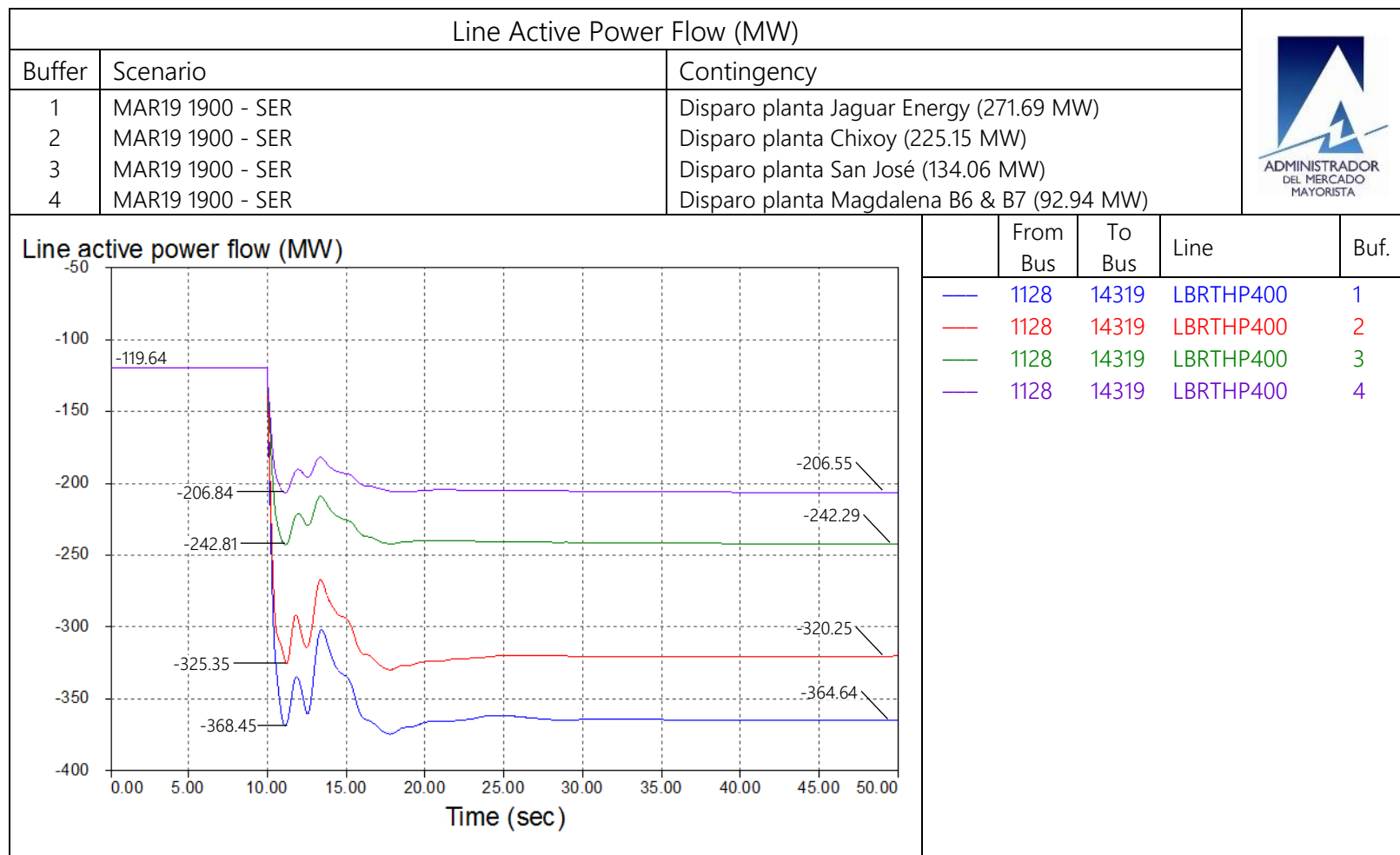


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – México.

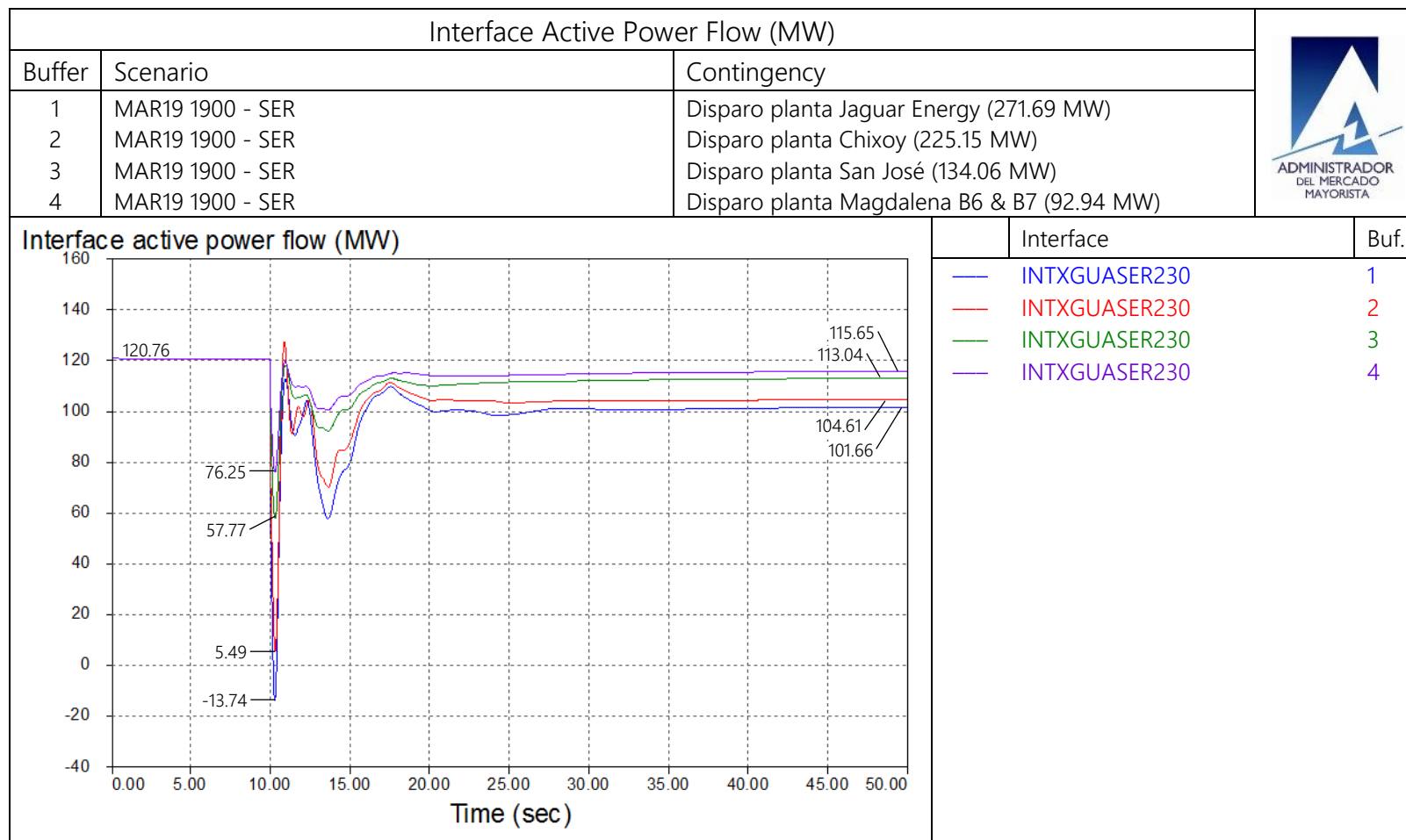


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – SER.

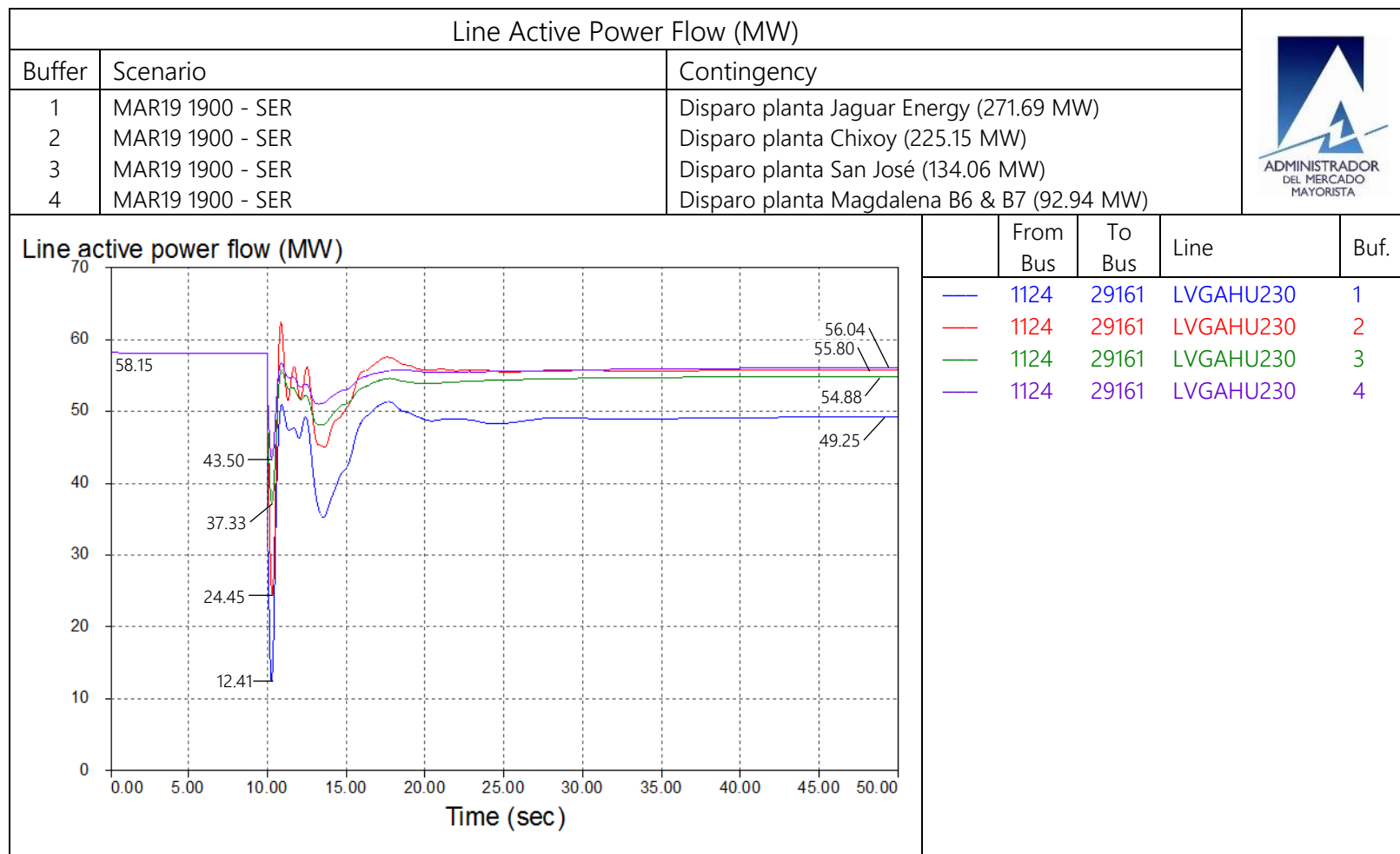


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión La Vega – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

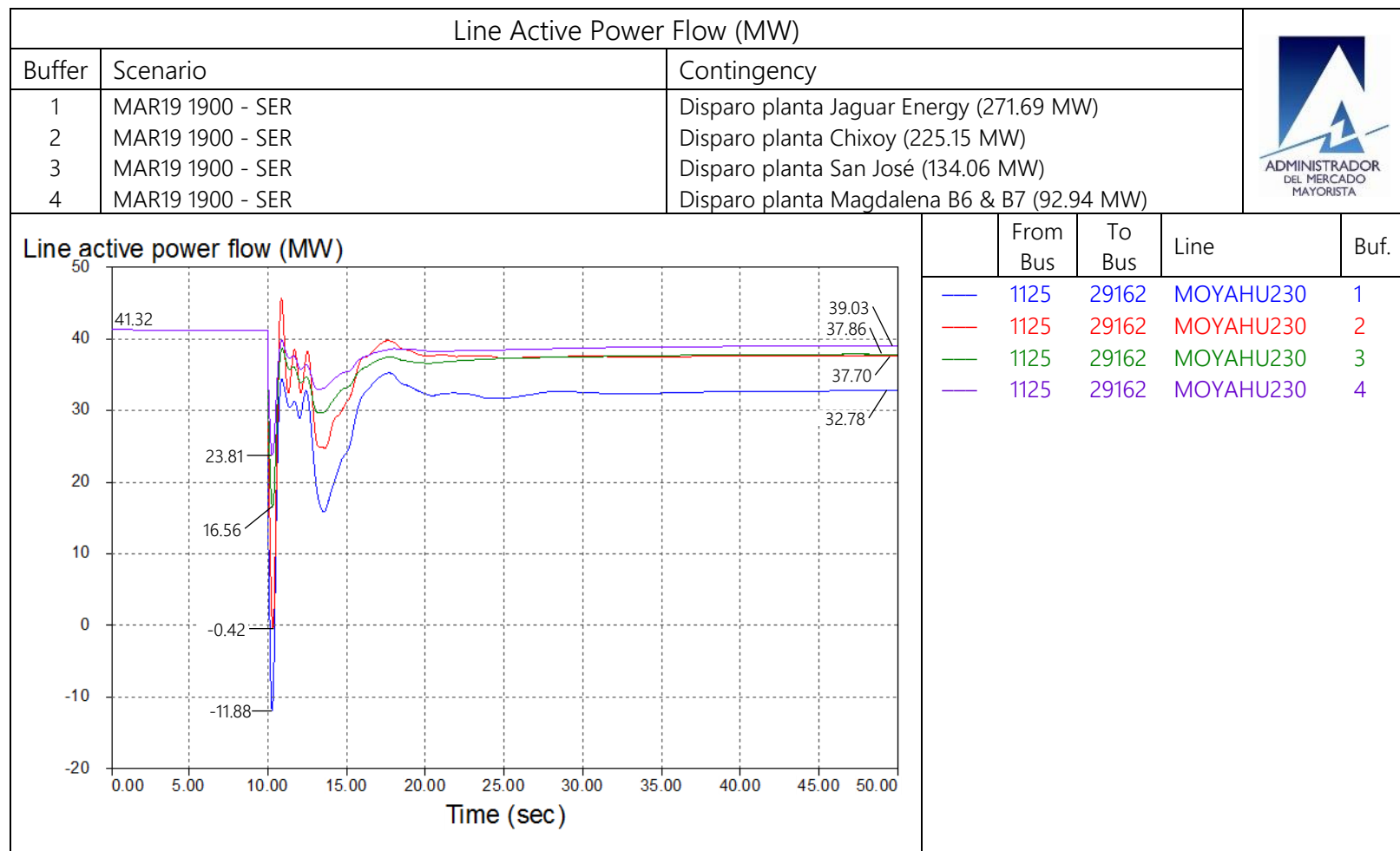


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Moyuta – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

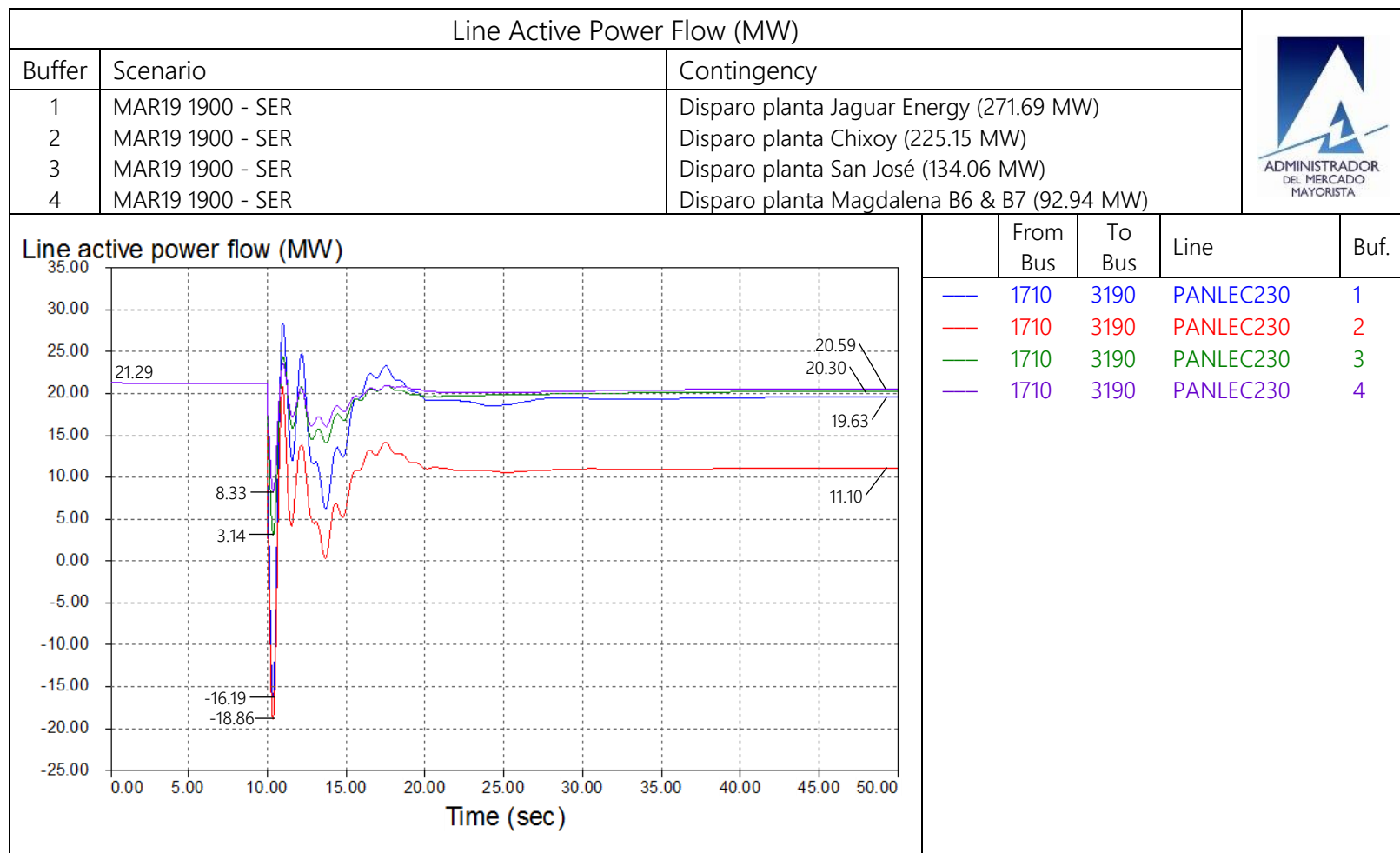


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Panaluya – La Entrada 230 kV (Guatemala - Honduras).



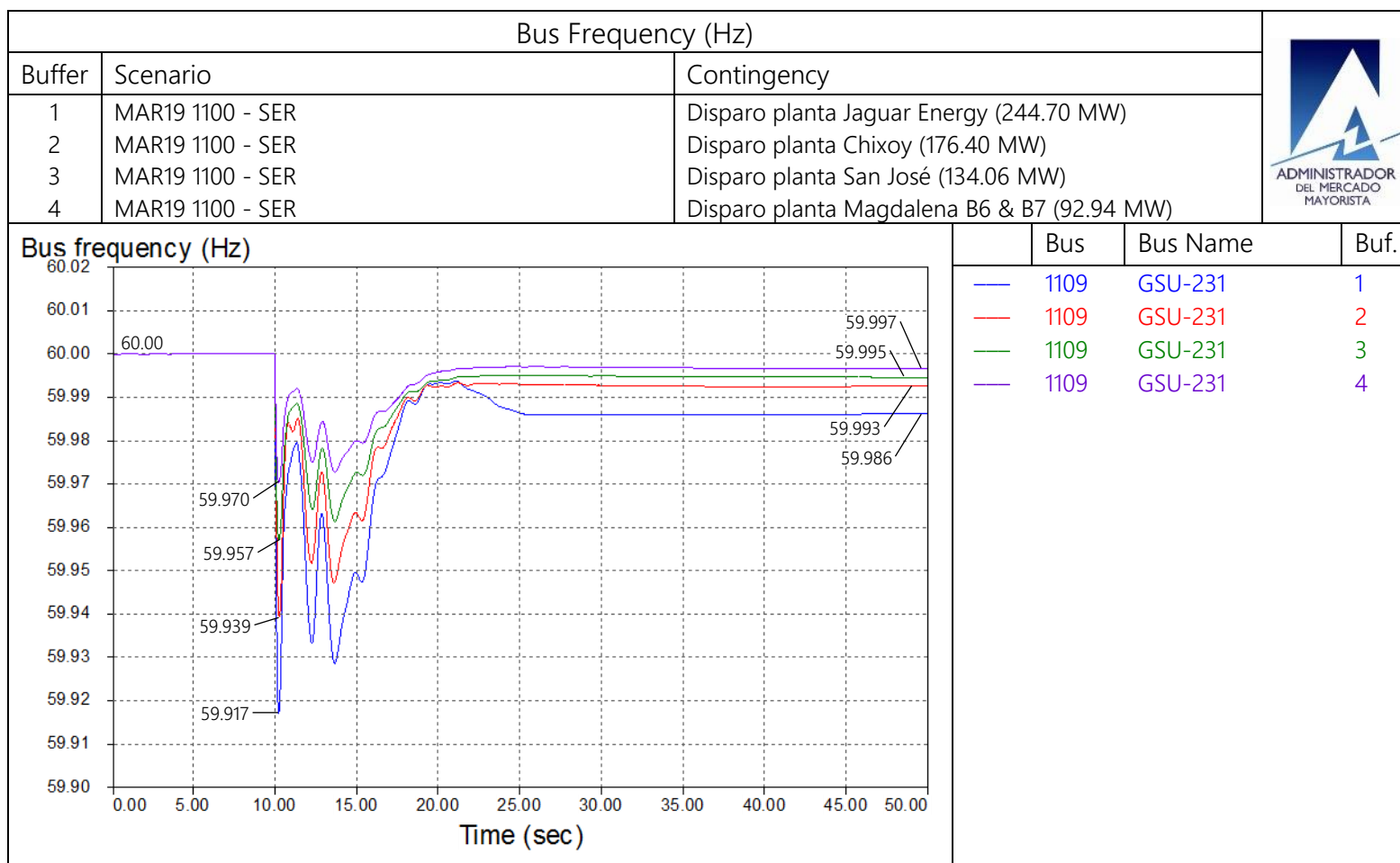
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- Demanda Media:

A continuación, se muestra una gráfica del comportamiento de la frecuencia en el nodo de Guate Sur ante la pérdida de generación en demanda media.

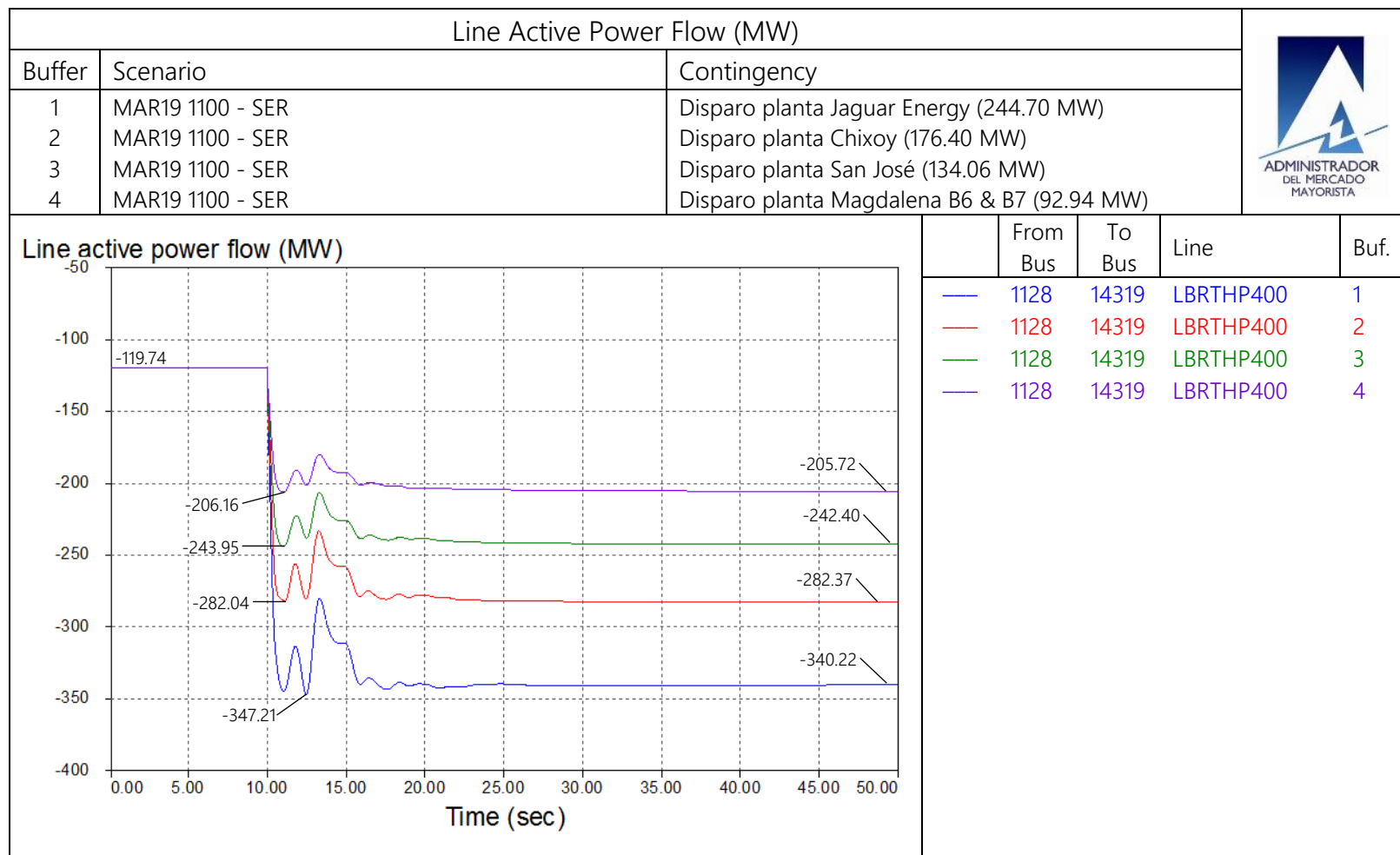


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – México.

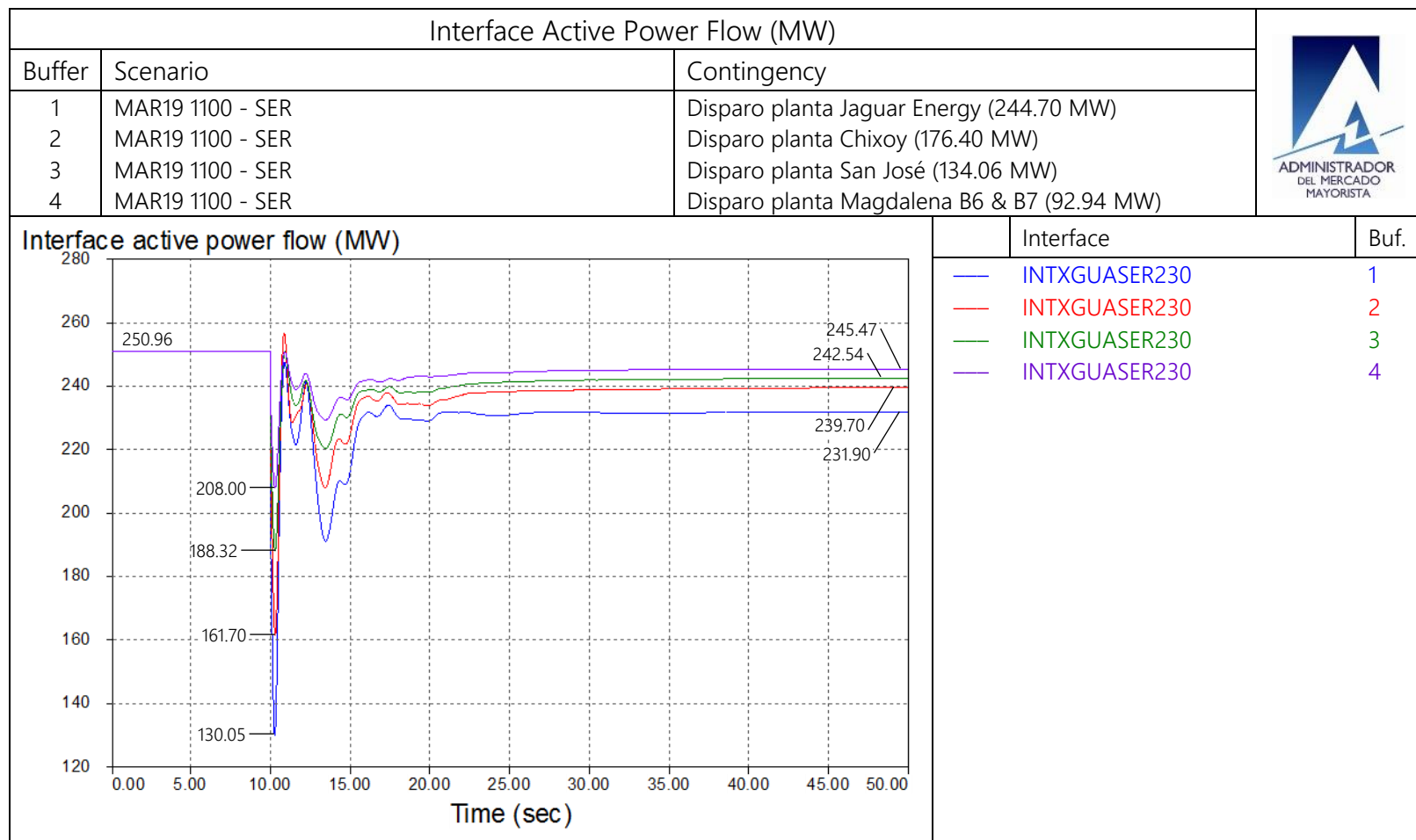


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – SER.

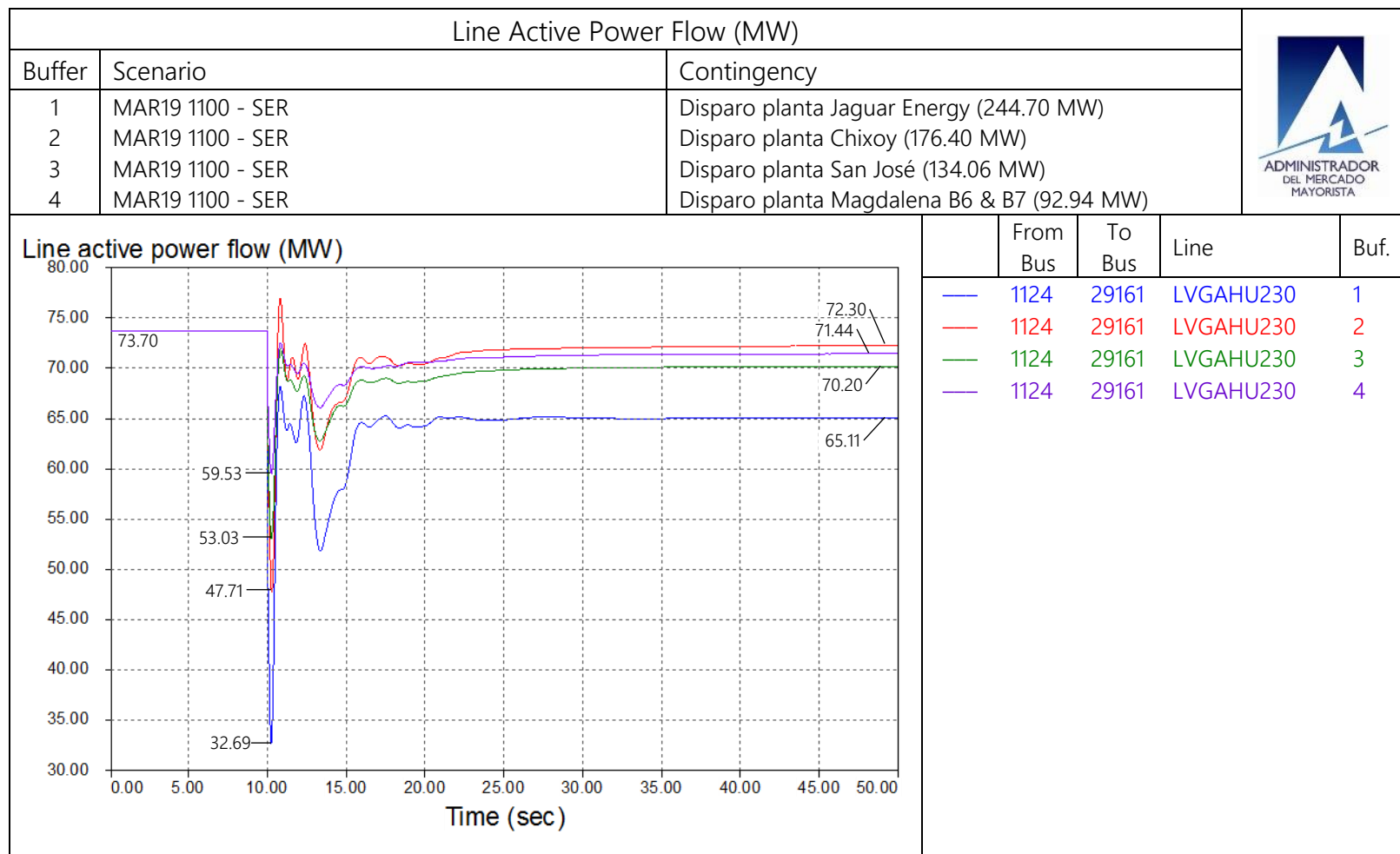


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión La Vega – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

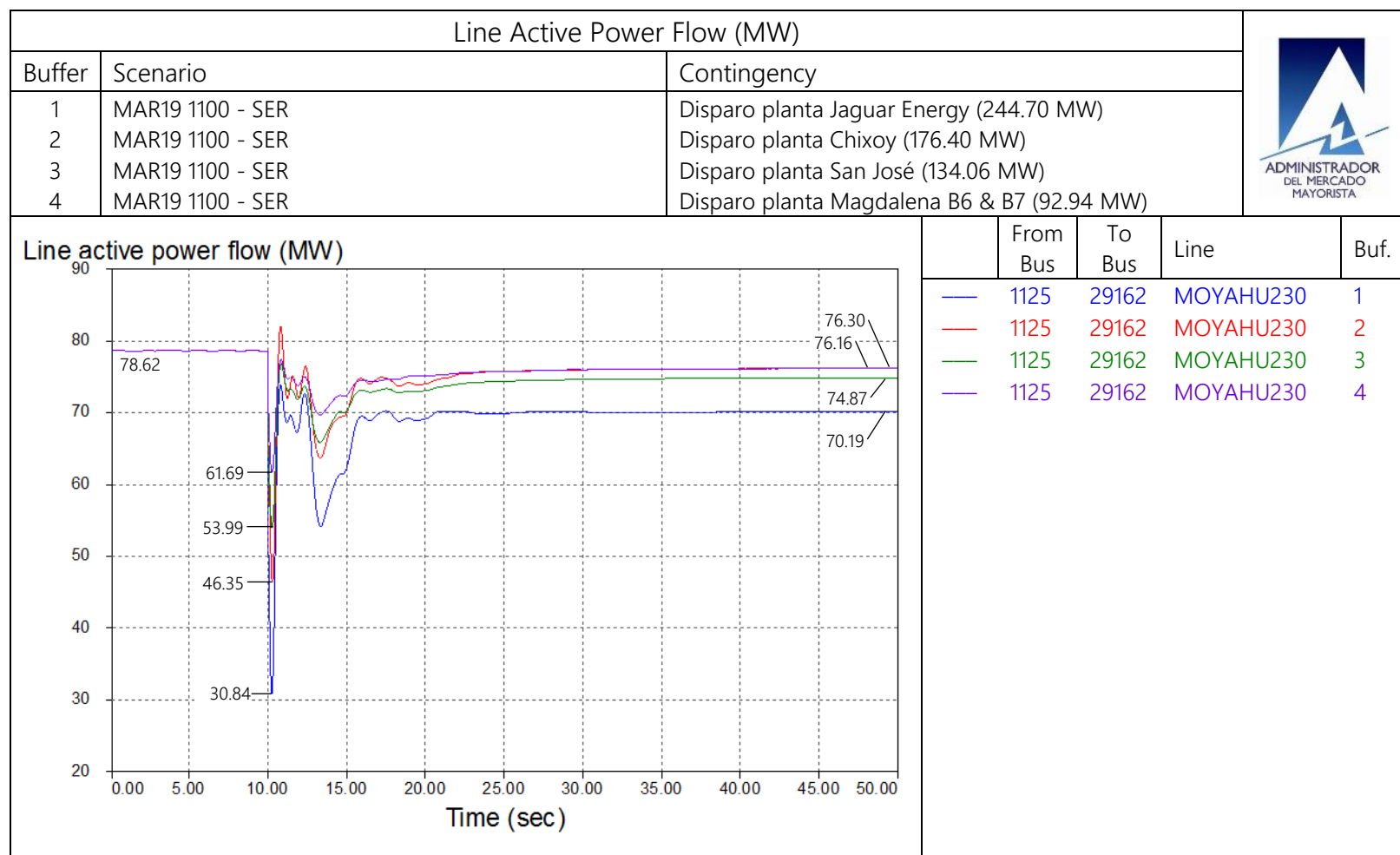


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Moyuta – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

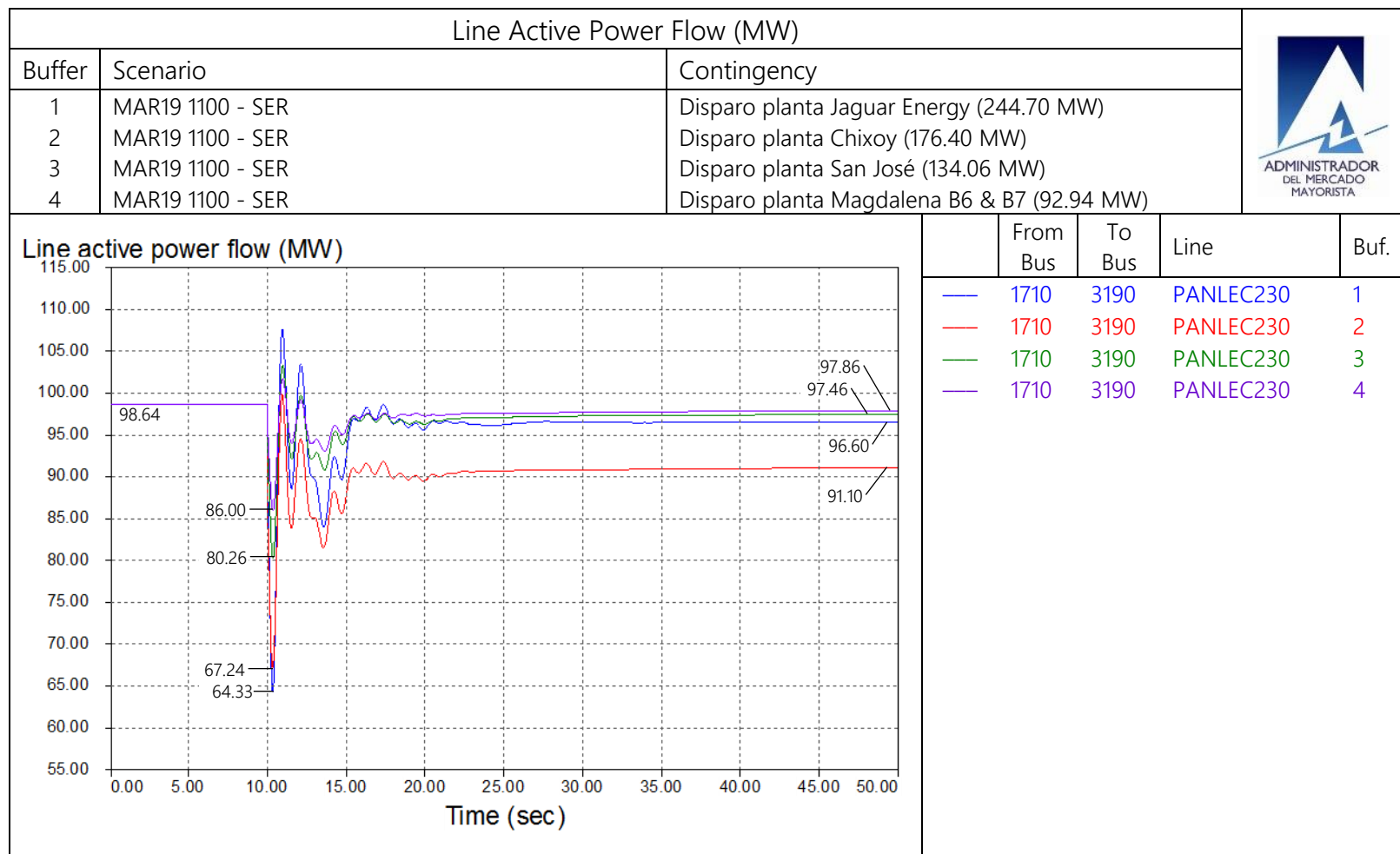


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Panaluya – La Entrada 230 kV (Guatemala - Honduras).



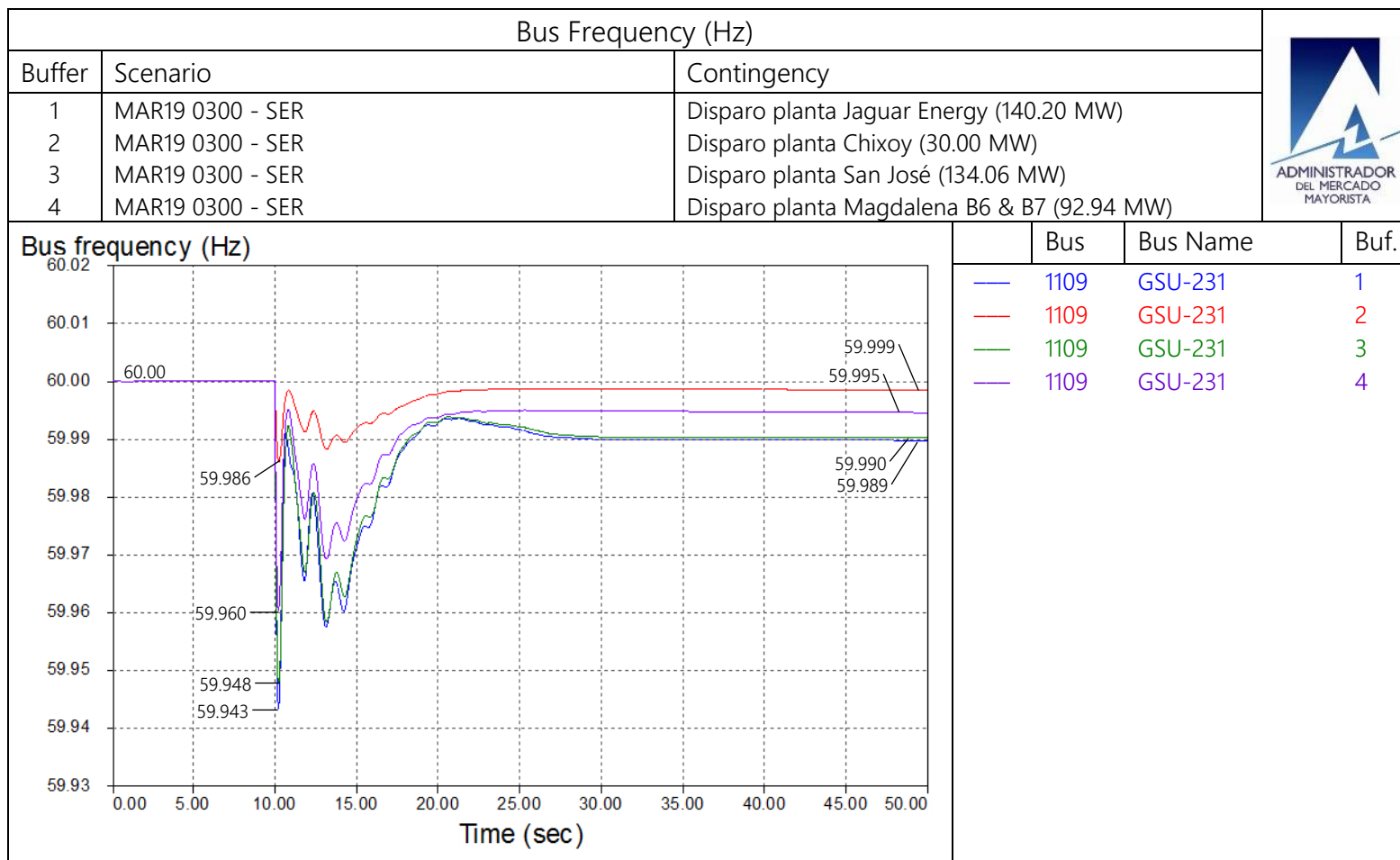
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



- Demanda Mínima:

A continuación, se muestra una gráfica del comportamiento de la frecuencia en el nodo de Guate Sur ante la pérdida de generación en demanda mínima.

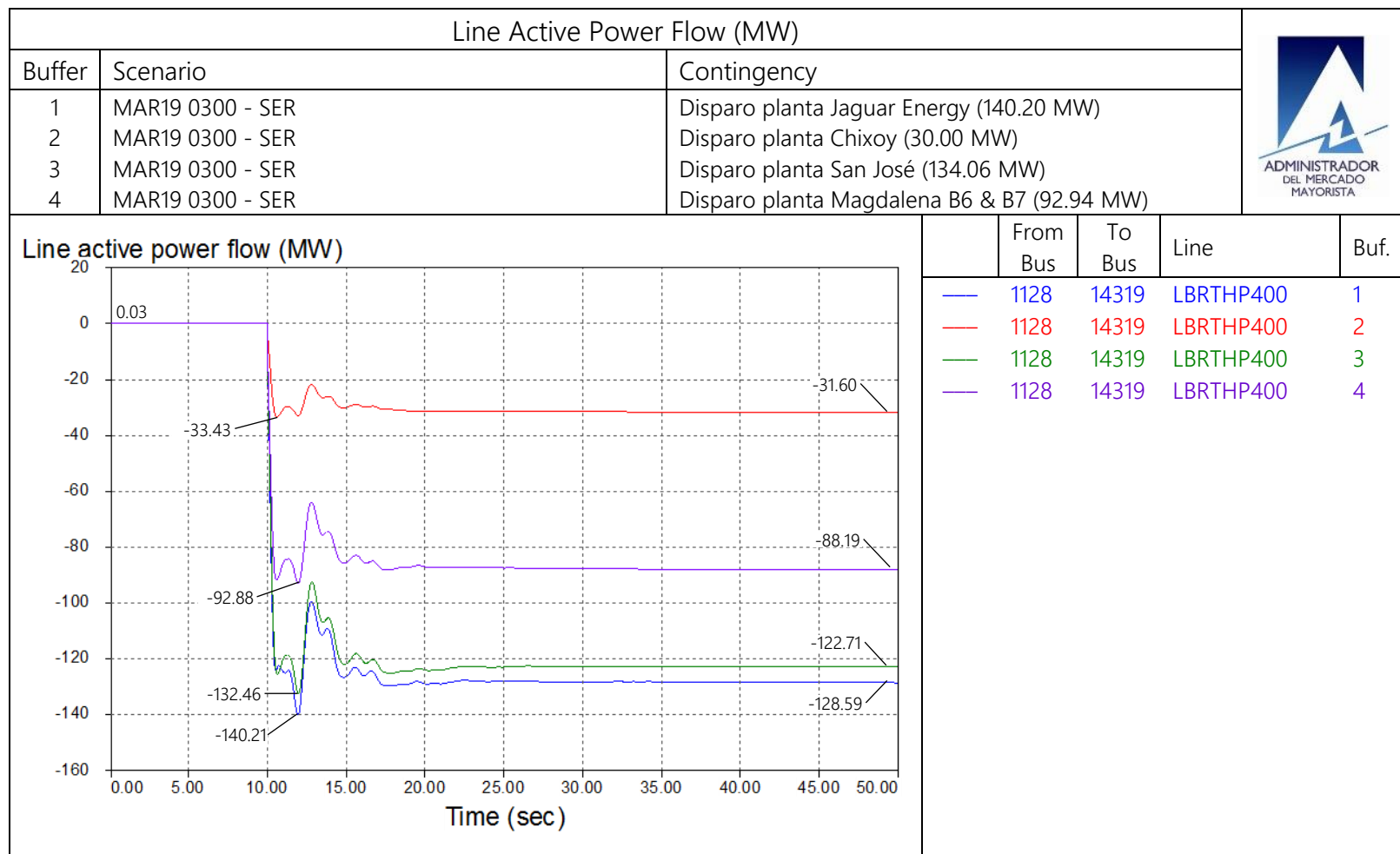


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – México.

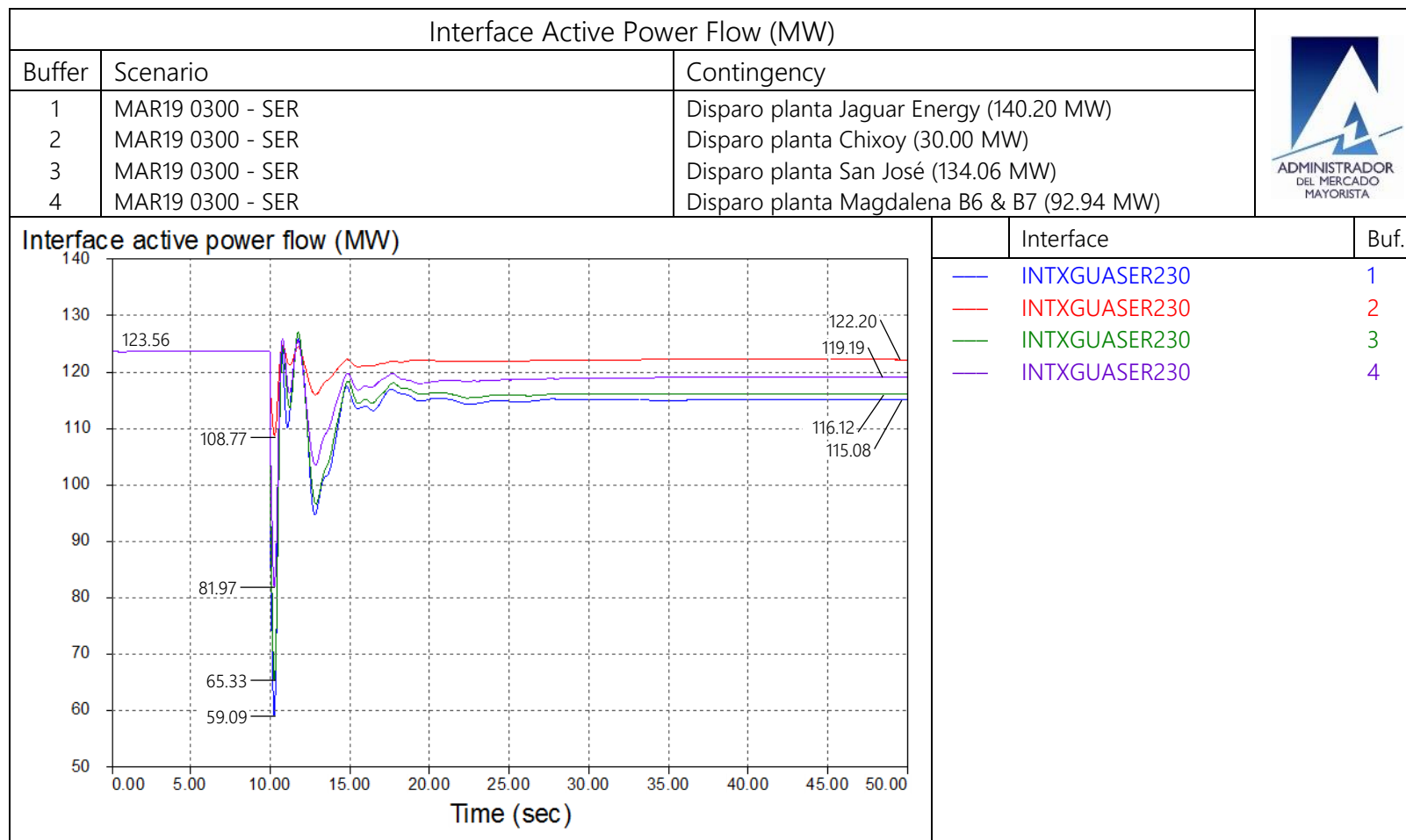


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Guatemala – SER.

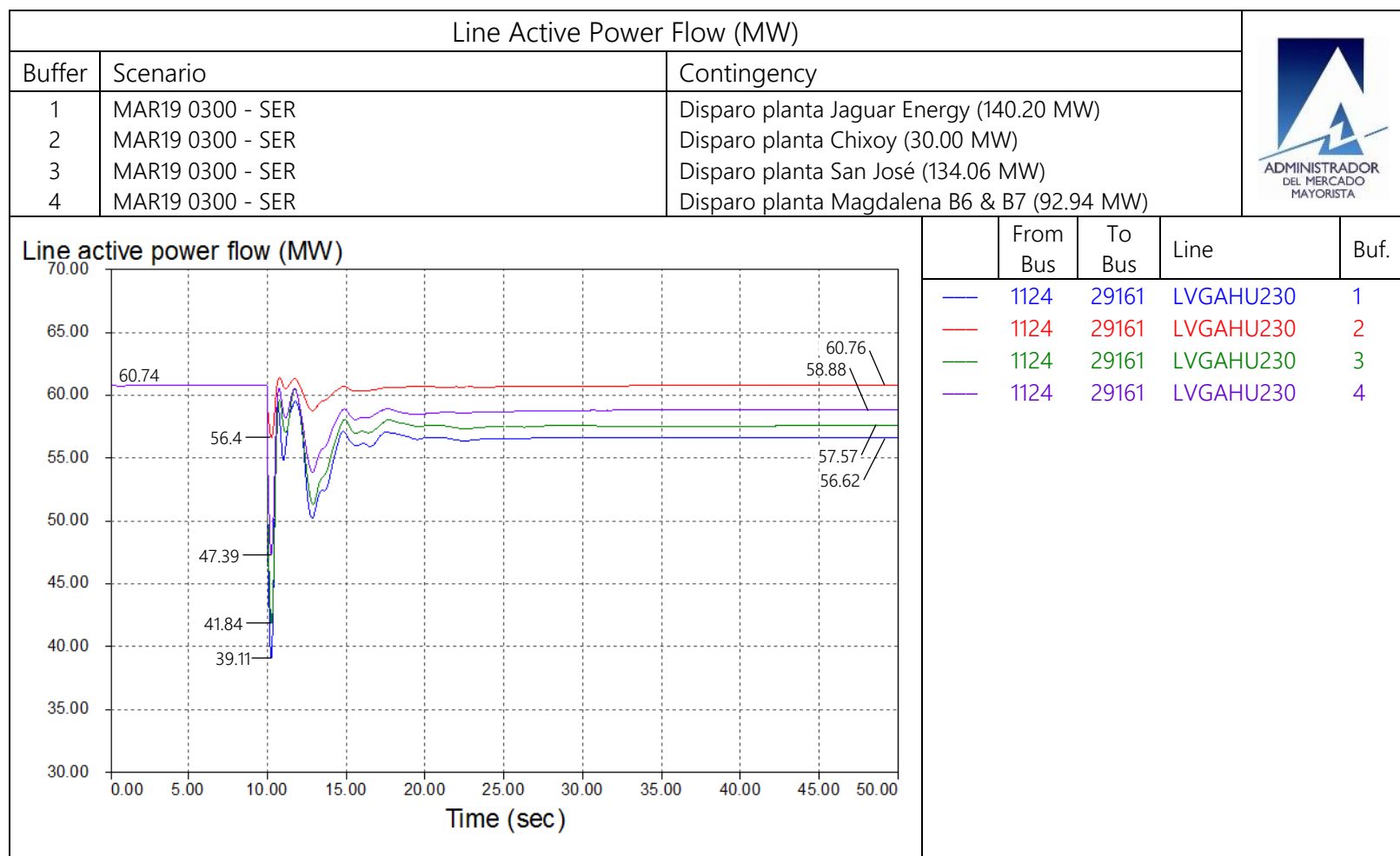


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión La Vega – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

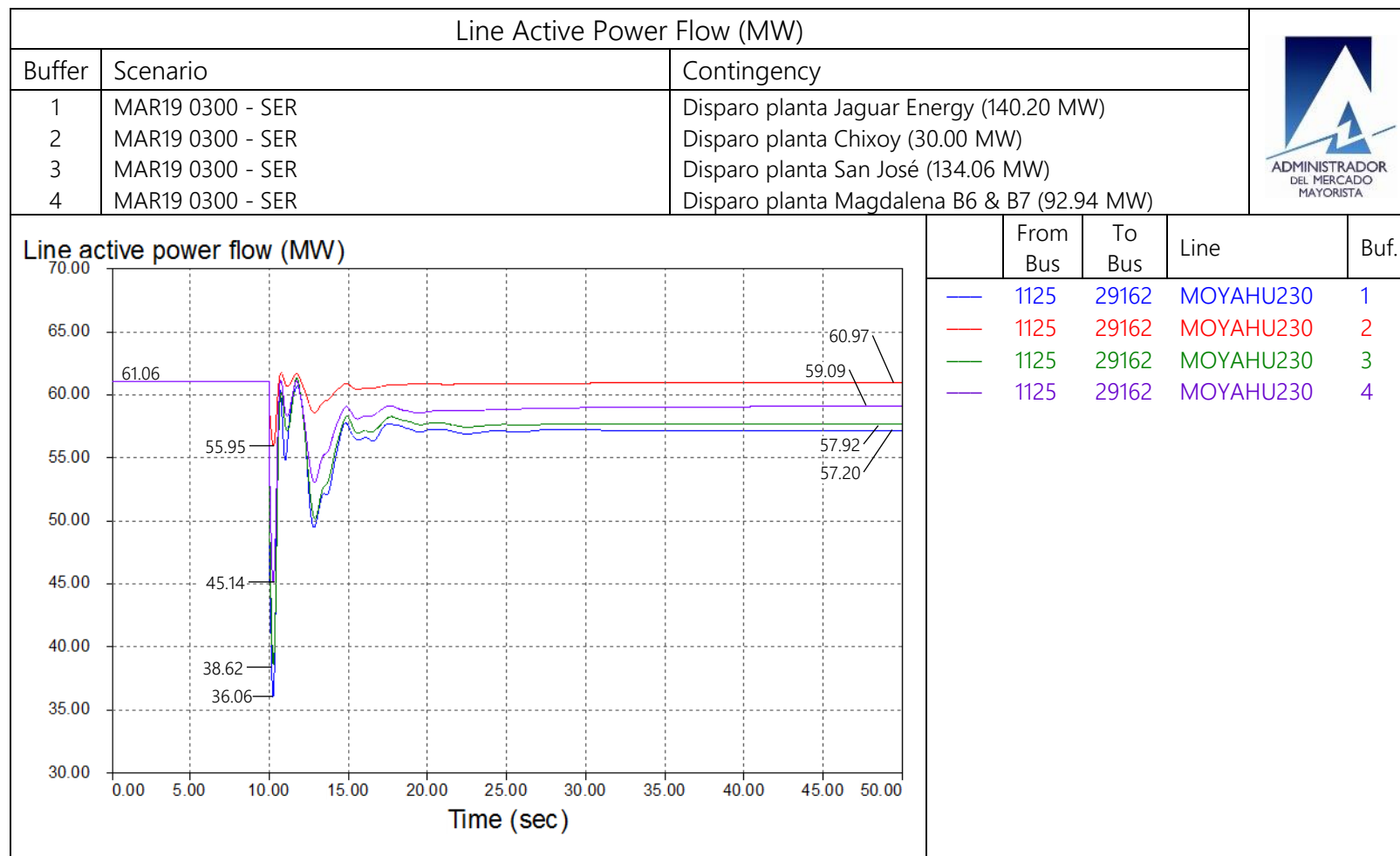


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Moyuta – Ahuachapán 230 kV (Guatemala – El Salvador).

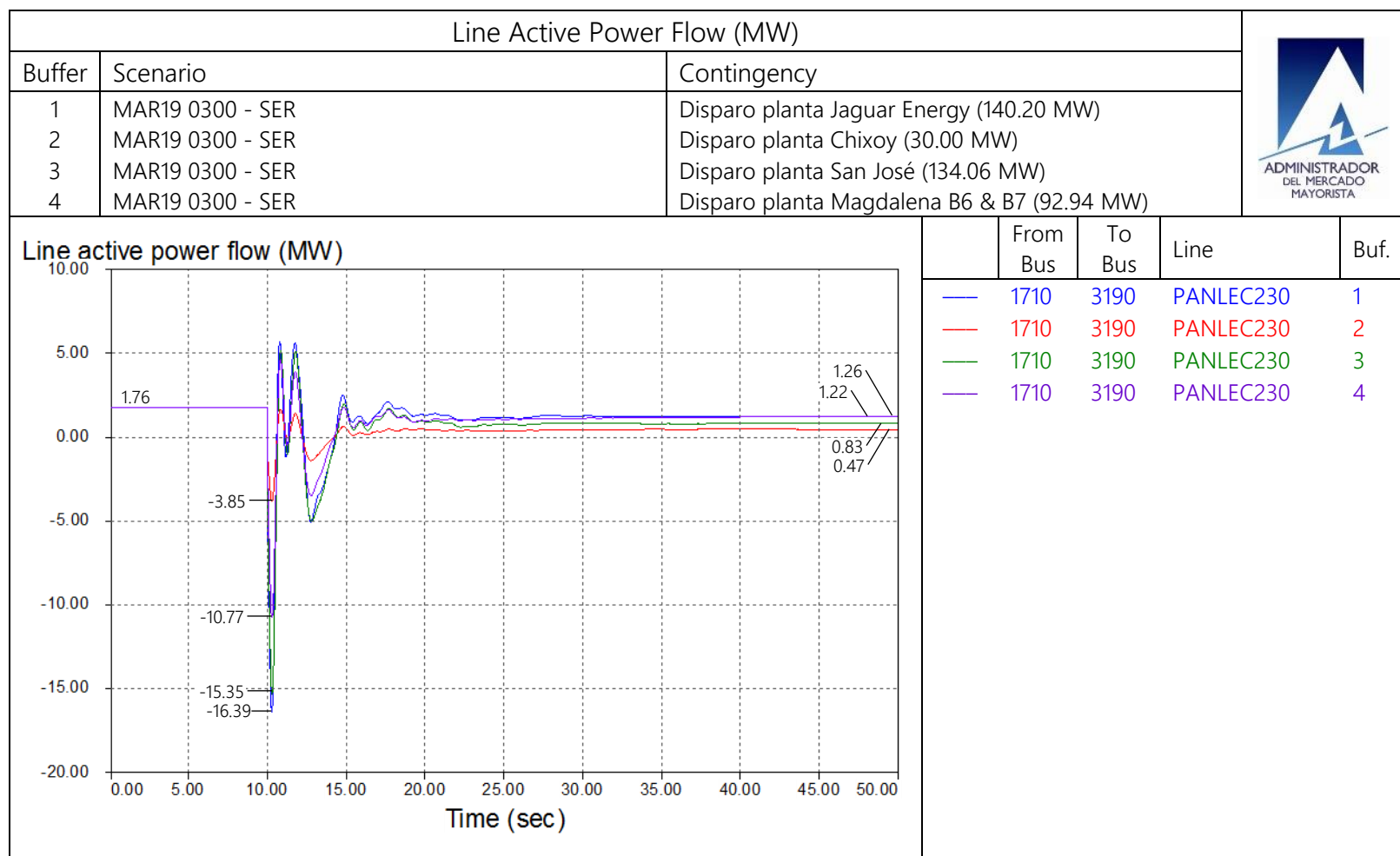


DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



A continuación, se muestra el comportamiento del flujo de potencia en la interconexión Panaluya – La Entrada 230 kV (Guatemala - Honduras).



DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



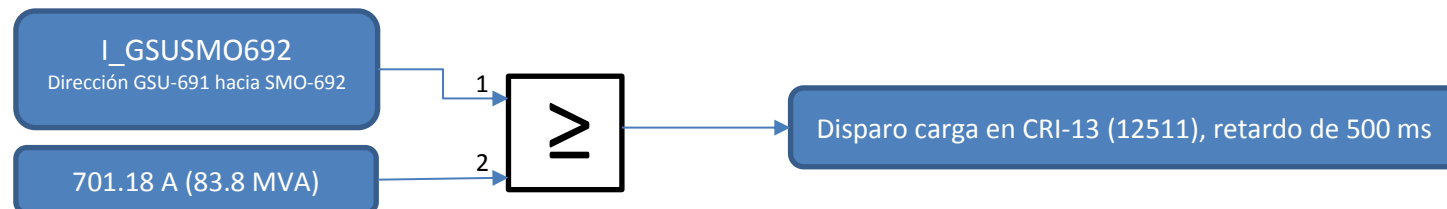
4.5. Análisis de Contingencias en estabilidad transitoria

En los Análisis de contingencias realizados, se identificaron que en algunos escenarios ante ciertas contingencia es necesario la implementación de Esquemas de Control Suplementario. En este apartado se analizan los esquemas de control suplementario propuestos.

4.5.1. Contingencia CENCEN692

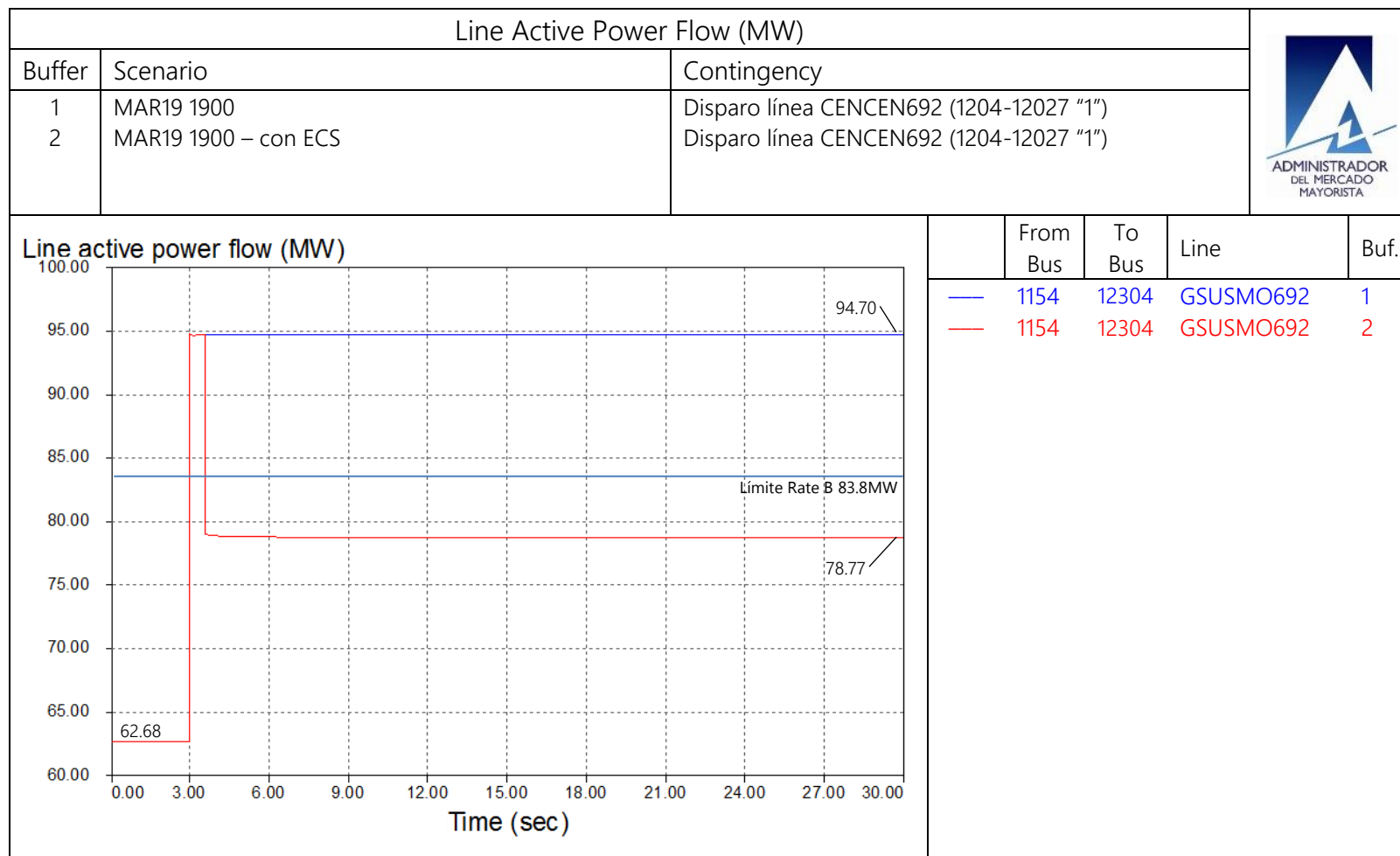
Ante la sobrecarga de la línea GSUSMO692, se dispara la carga de San Cristóbal (CRI-13), con un retardo de 500 milisegundos.

ECS propuesto:





Con la implementación del esquema se evita la sobrecarga de la línea GSUSMO692.



DSATools Output Analysis 17.0

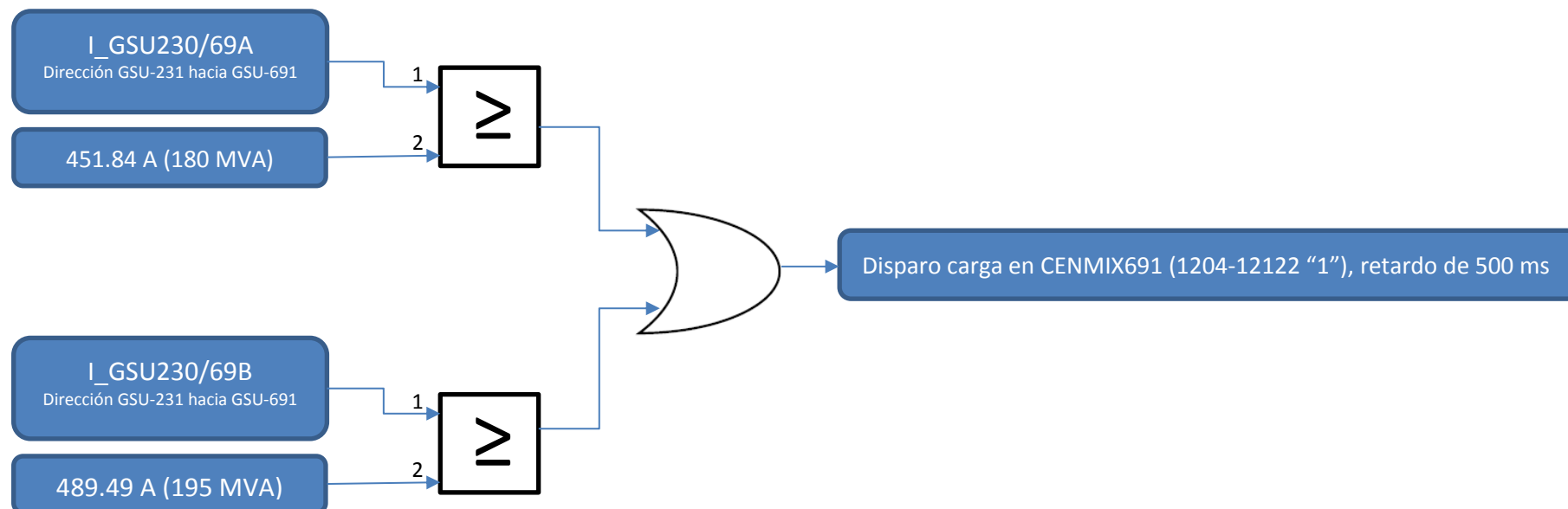
Powertech Labs Inc.

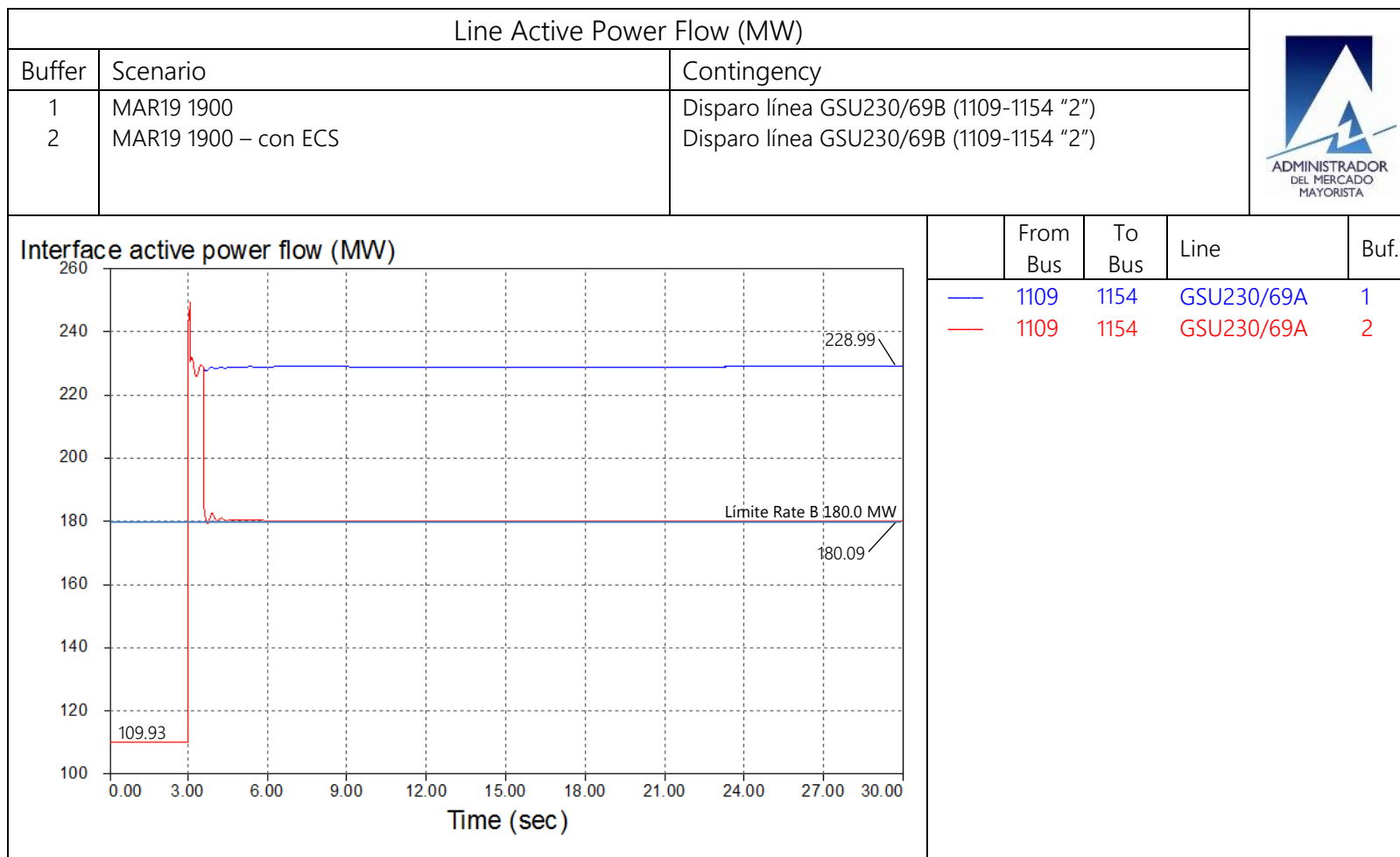


4.5.2. Contingencias GSU230/69A & GSU230/69B

Ante la sobrecarga de uno de los transformadores GSU230/69A (1109-1154-1513 "1") o GSU230/69B (1109-1154 "2"), se desconecta demanda a través del disparo de la línea Centro-Mixco 69 (1204-12122 "1").

ECS propuesto:





DSATools Output Analysis 17.0

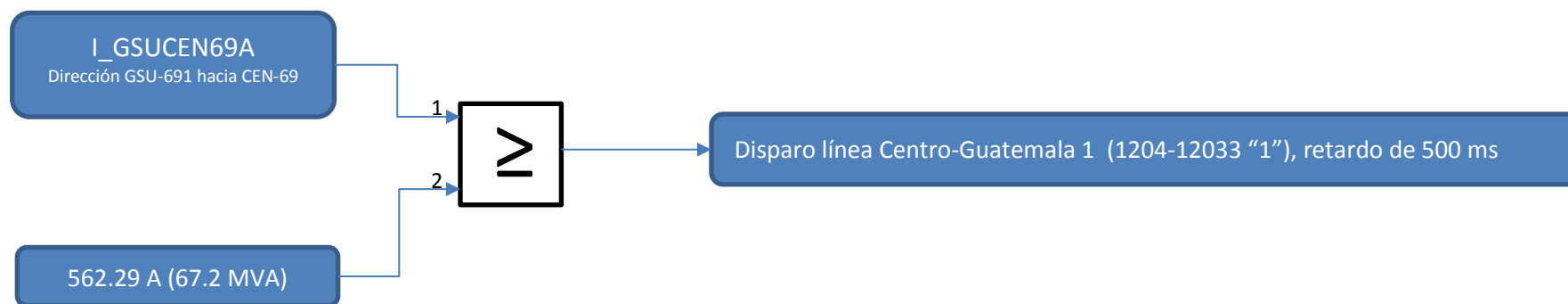
Powertech Labs Inc.

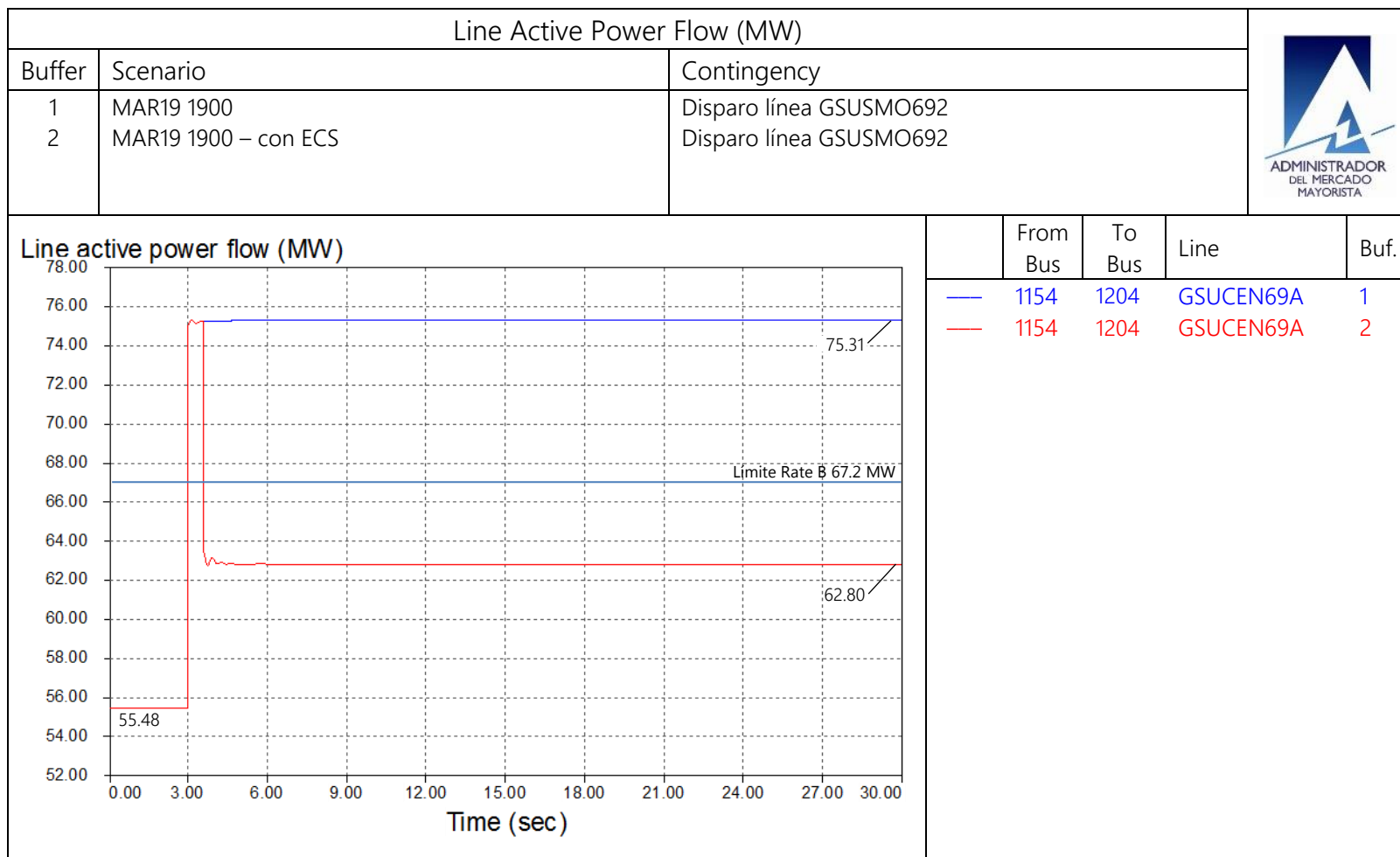


4.5.3. Contingencias GSUCEN69B, GSUCEN69C & GSUSMO692

Ante la sobrecarga de la línea GSUCEN69A (1154-1204 "1"), se desconecta demanda a través del disparo de la línea Centro-Guatemala 1 (1204-12033 "1").

ECS propuesto:





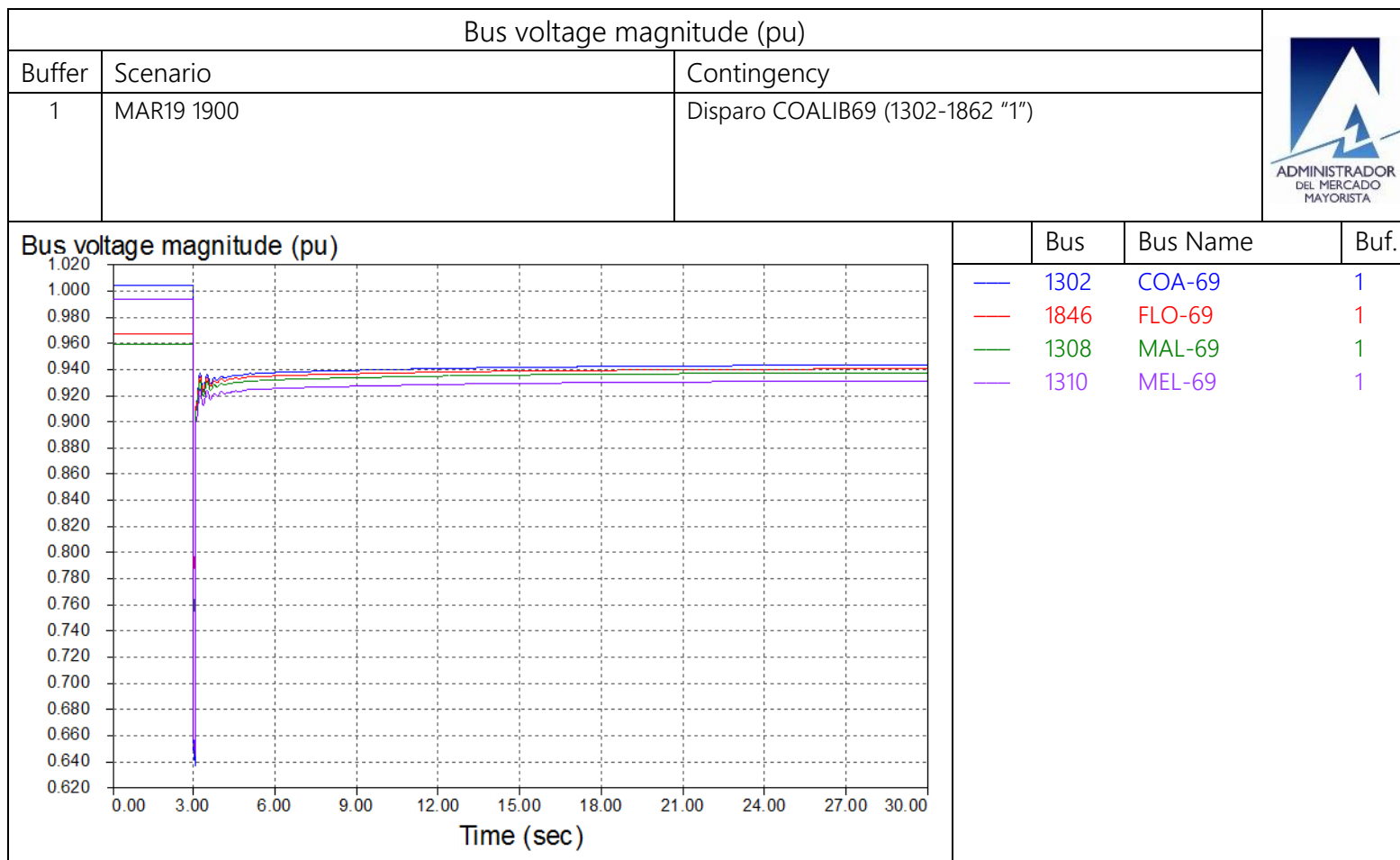
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



4.5.4. Contingencia COALIB69

En los resultados de estabilidad transitoria nos muestra que ante la contingencia COALIB69, con el esquema actual GUA_ECS-17, es suficiente para mantener los niveles de tensión del área dentro de los rangos aceptables, por lo que no será necesario implementar otro esquema de control suplementario.



DSATools Output Analysis 17.0

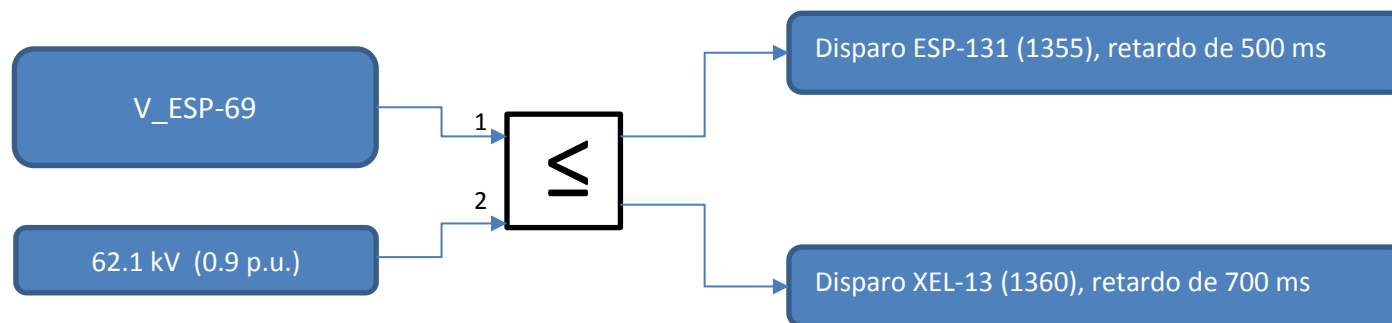
Powertech Labs Inc.

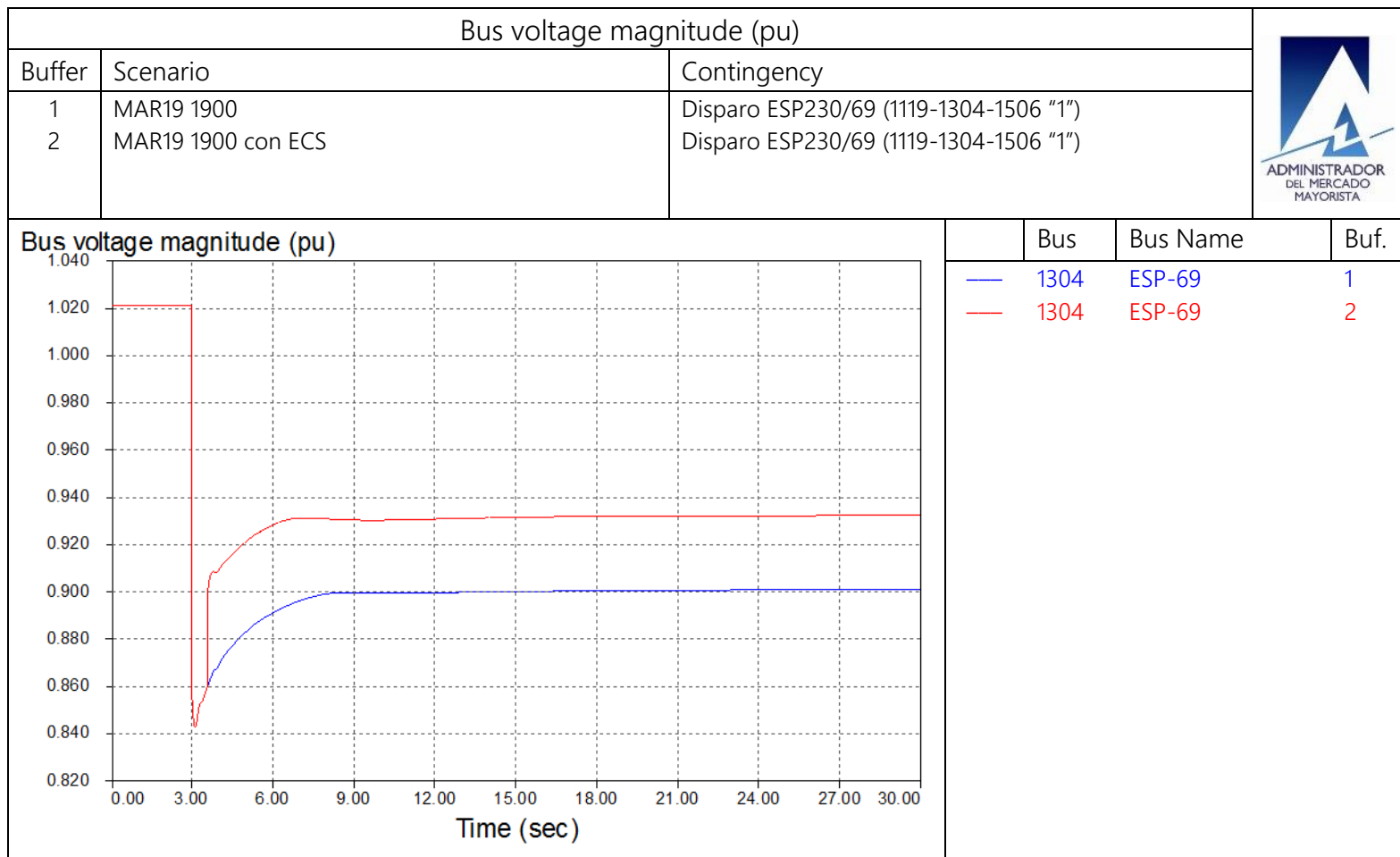


4.5.5. Contingencia ESP230/69

Ante voltaje menor a 0.9 p.u., en la barra ESP-69 (1304), se desconecta la demanda de Xela 1, 2 & 3 (1355) en 500 milisegundos y la demanda de Xela 4, 5 & 6 (1360) en 700 milisegundos.

ECS propuesto:





DSATools Output Analysis 17.0

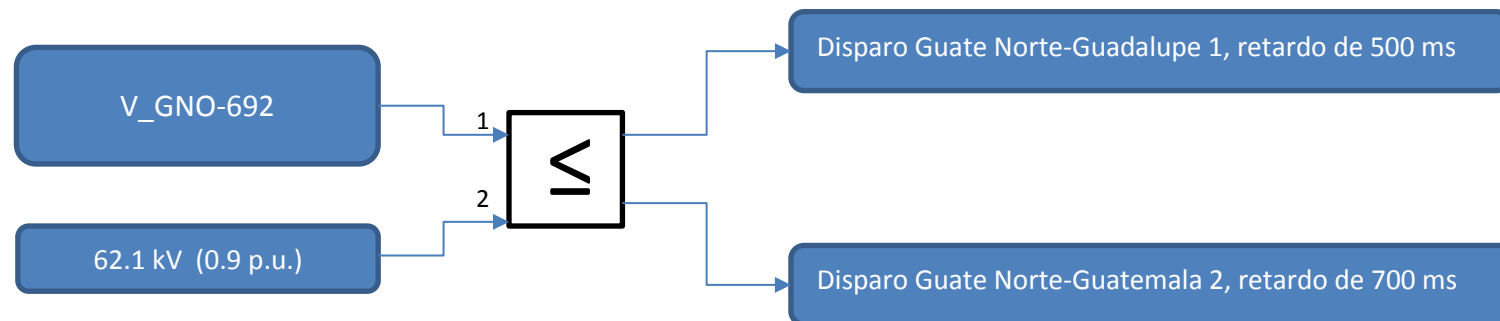
Powertech Labs Inc.

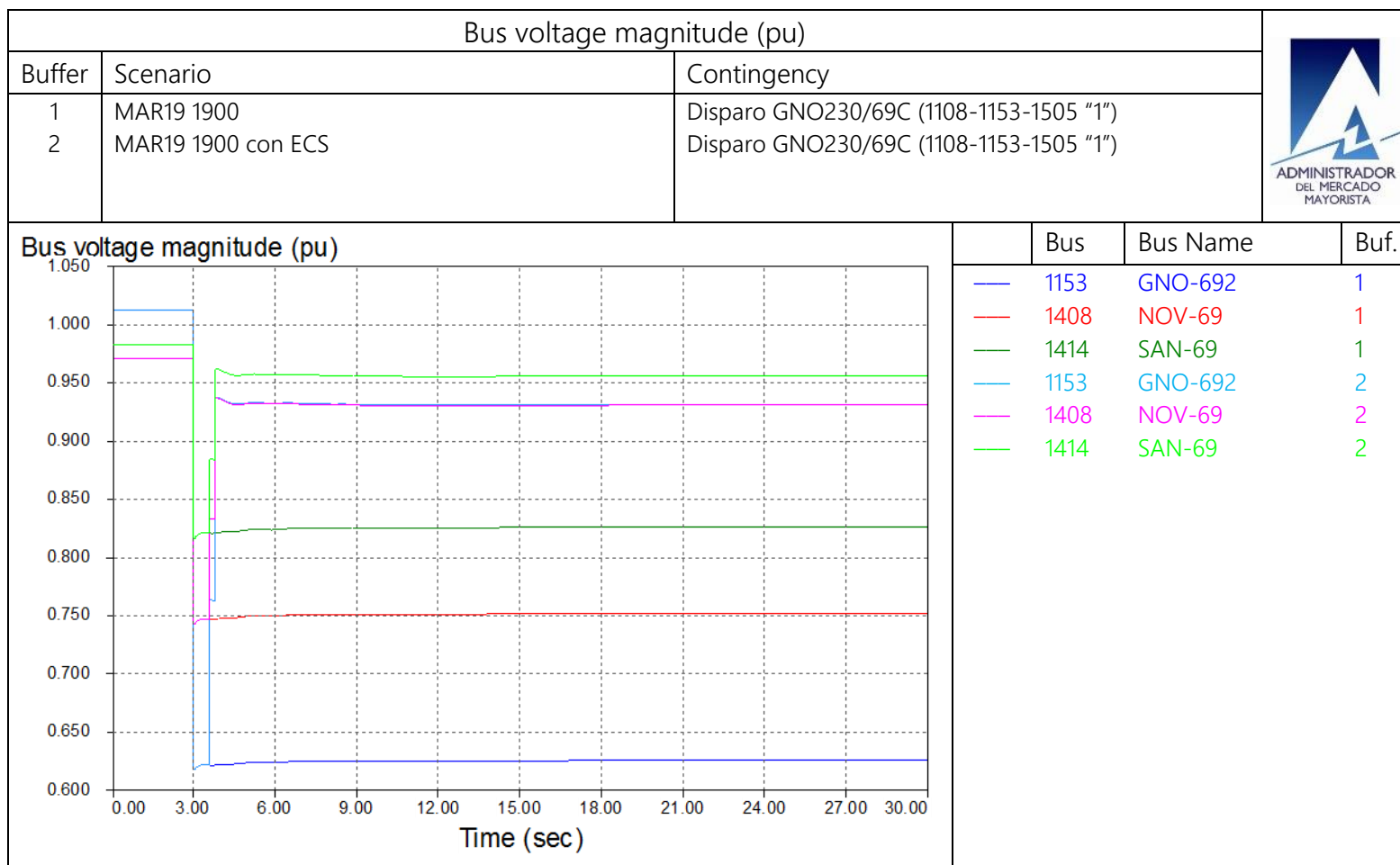


4.5.6. Contingencia GNO230/69C

Ante voltaje menor a 0.9 p.u., en la barra GNO-692 (1153), se desconecta demanda a través del disparo de las líneas Guate Norte-Guadalupe 1 (1153-12084 "1") en 500 milisegundos y Guate Norte-Guatemala 2 (1153-12011 "1") en 700 milisegundos.

ECS propuesto:





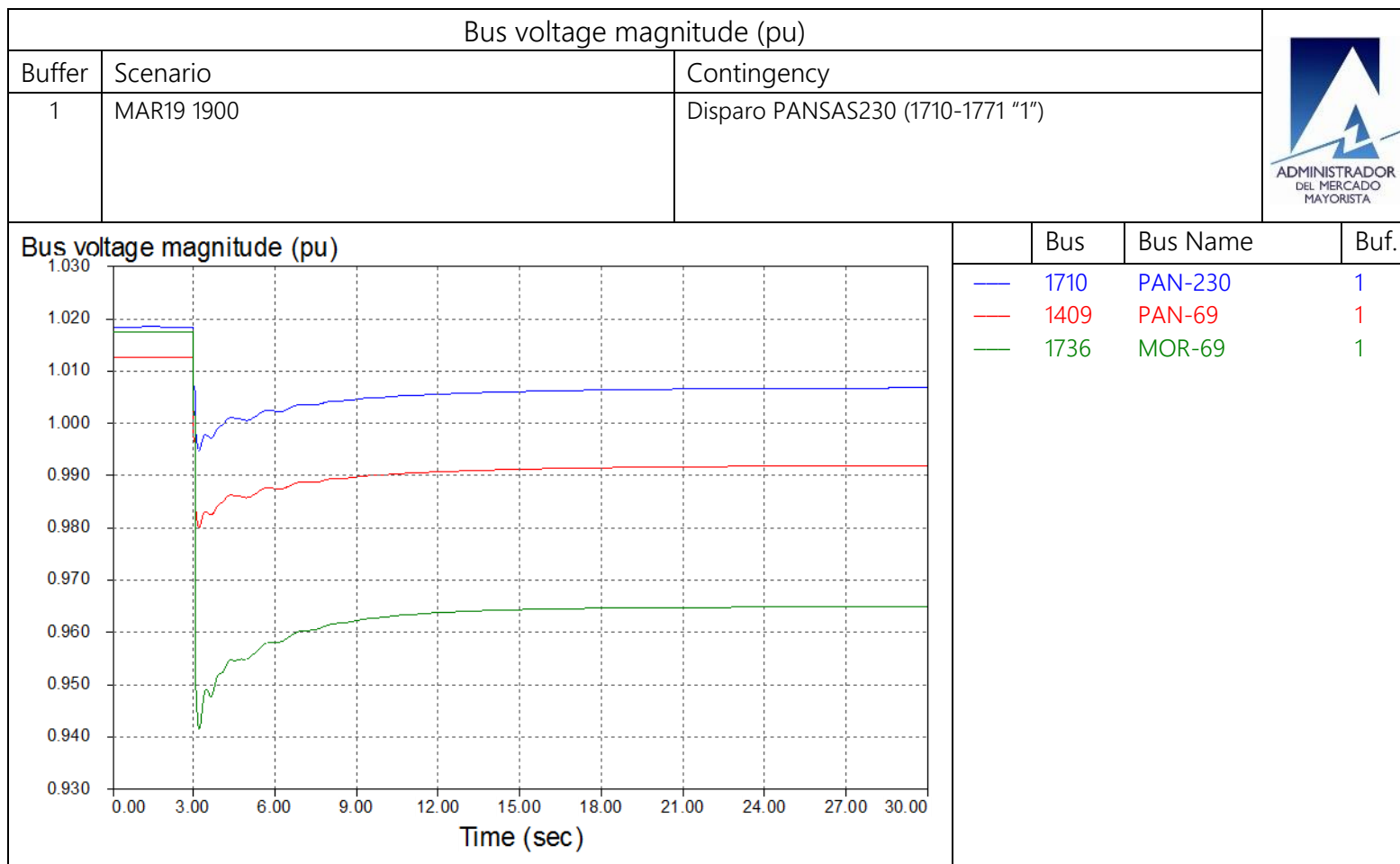
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



4.5.7. PANSAS230

En los resultados de estabilidad transitoria se muestra que con el esquema actual se mantienen los niveles de tensión aceptables y no hay necesidad de modificar el esquema GUA_ECS-24.



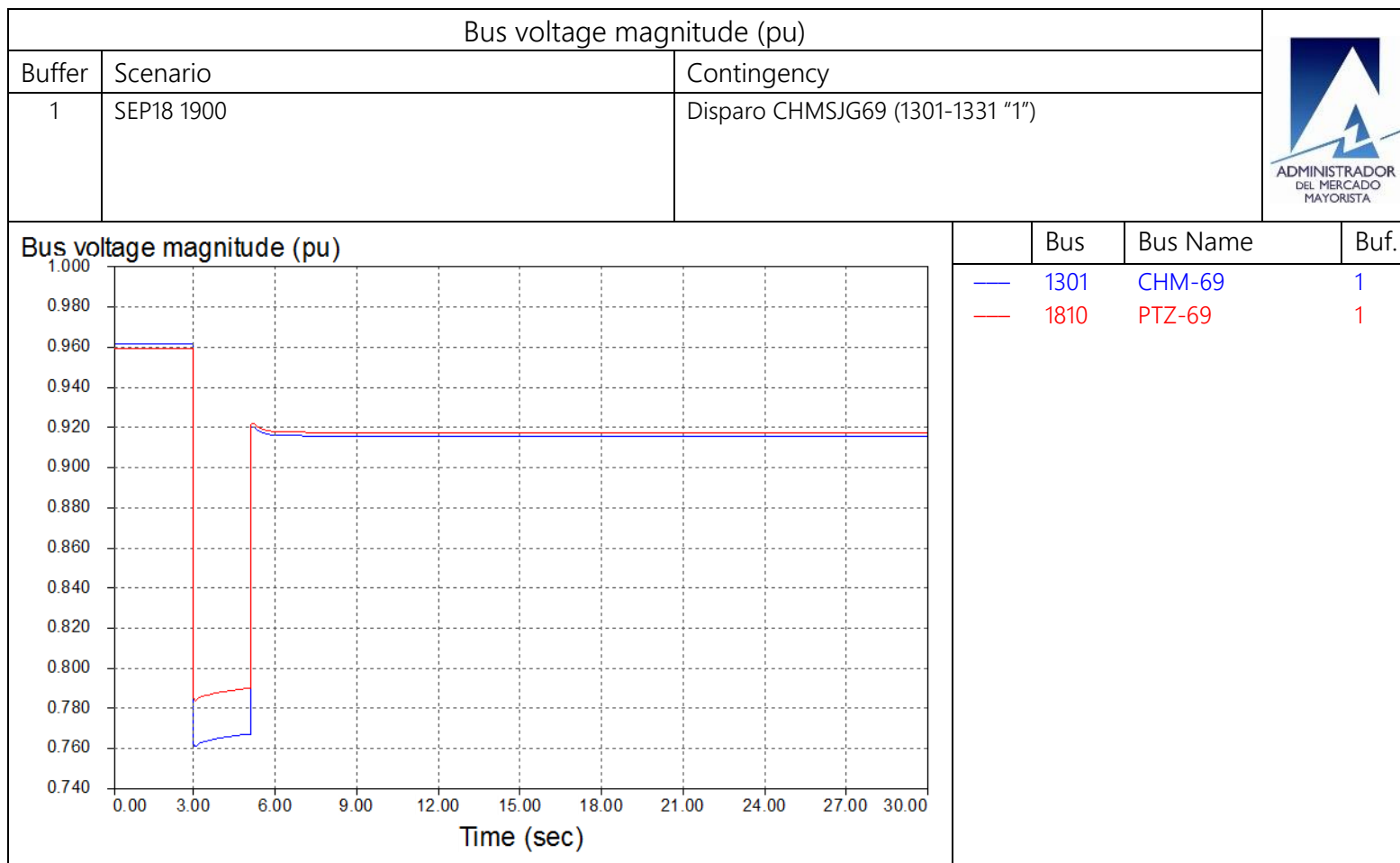
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



4.5.8. Contingencias CHM-SJG-GSU69

En los resultados de estabilidad transitoria se muestra que con el esquema actual por bajo voltaje en Chimaltenango, es suficiente para mantener los niveles de tensión del área dentro de los rangos aceptables, para el escenario de septiembre 2018 en demanda máxima. Para el escenario de marzo 2019, con la entrada de operación de la subestación Patzicía, que tendrá implementado su propio esquema de bajo voltaje, se mantendrá los niveles de tensión en rangos aceptables ante contingencias.



DSATools Output Analysis 17.0

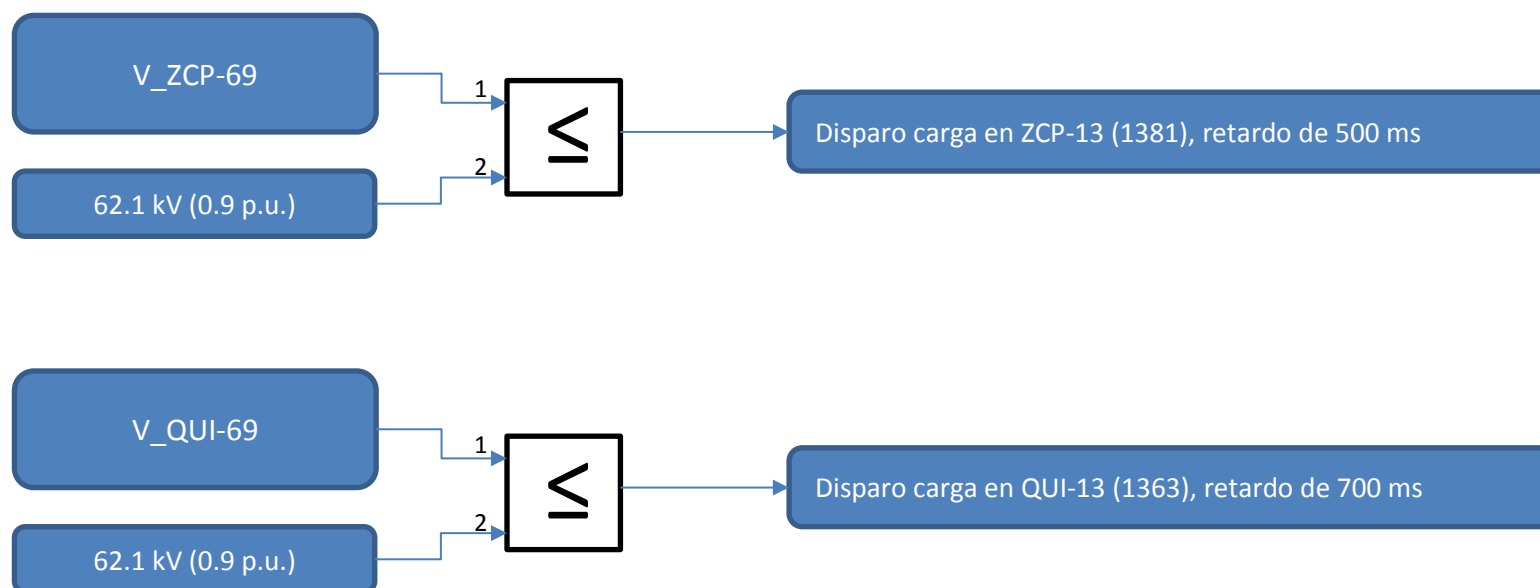
Powertech Labs Inc.

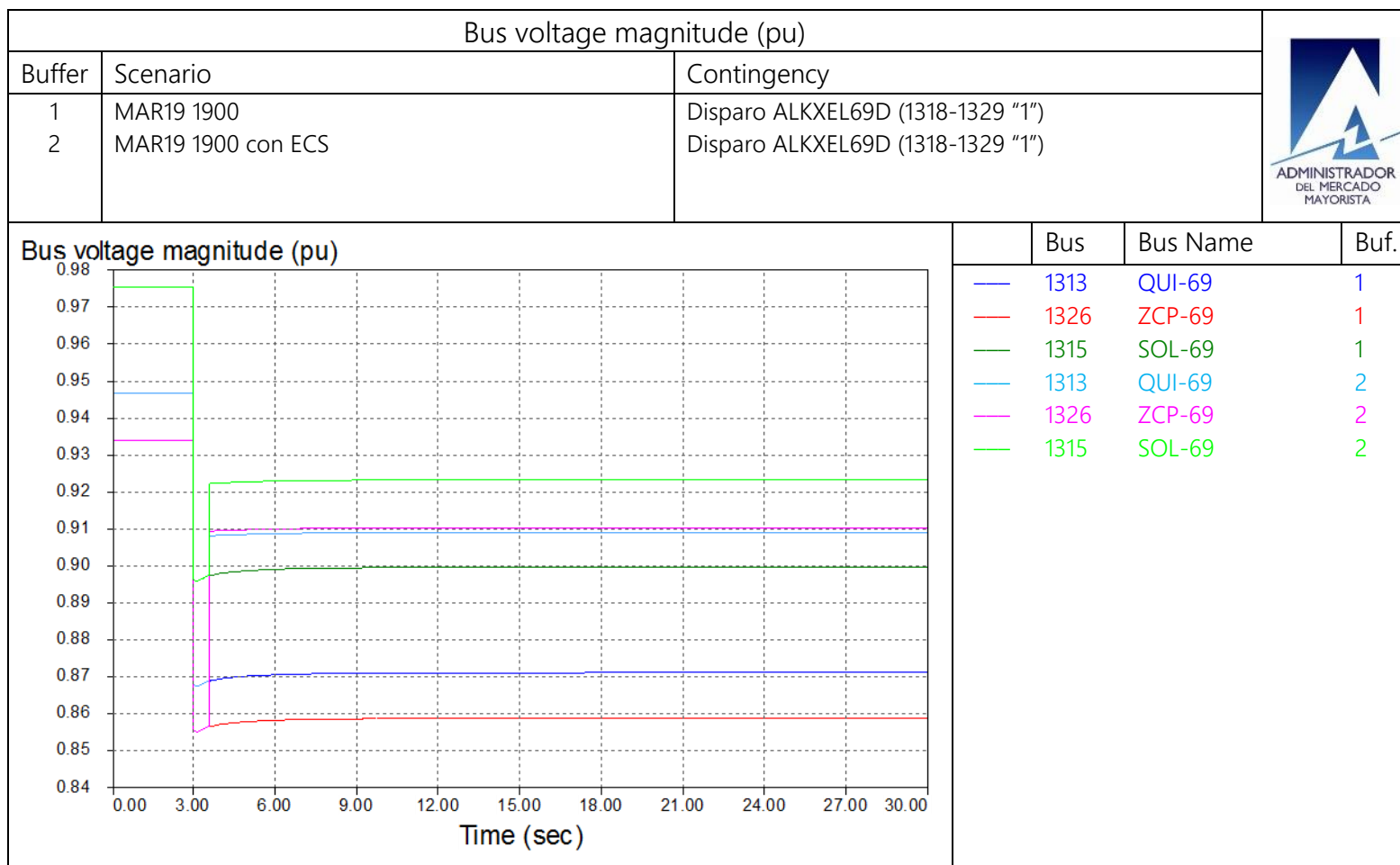


4.5.9. Contingencias CHMPTZ69, CHM-SJS-GSU69, COCTOL69, ESP-XEL69D-ALK69, LBRESP230

Ante voltaje menor a 0.9 p.u., en la barra ZCP-69 (1326), se desconecte la demanda de Zacualpa (ZCP-13) en 500 ms y ante bajo voltaje en QUI-69 (1313) se desconecte la demanda de Quiché (QUI-13) en 700 ms.

ECS propuesto:





DSATools Output Analysis 17.0

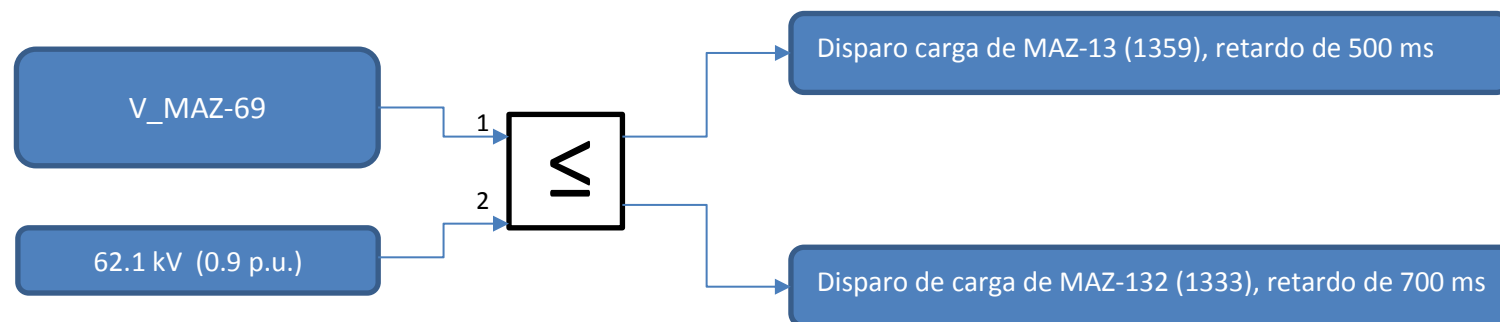
Powertech Labs Inc.

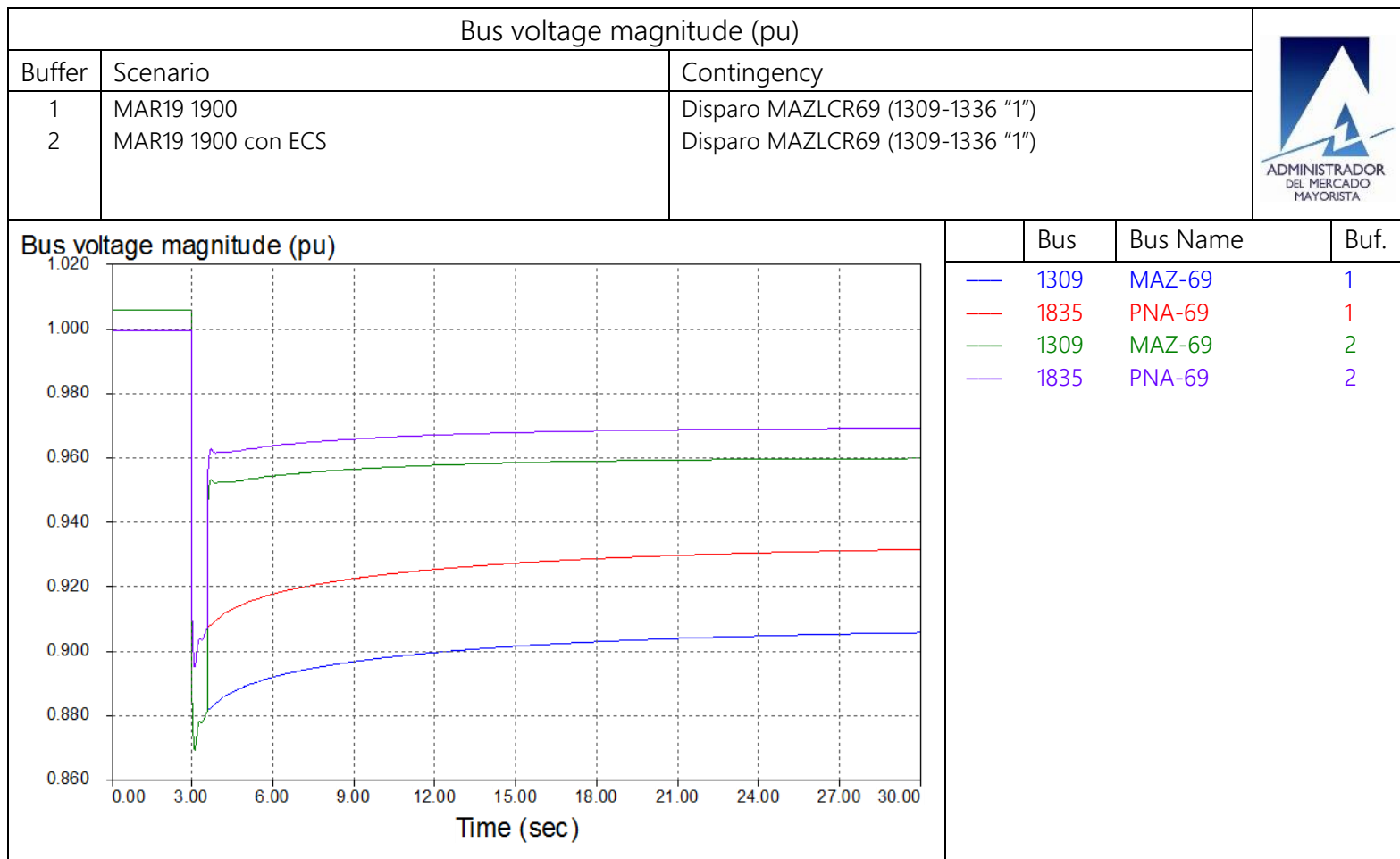


4.5.10. Contingencias LBREPI69, LCREPI69 & LCRMAZ69

Ante voltaje menor a 0.9 p.u., en la barra MAZ-69 (1309), se desconecte la demanda de MAZ-13 (1359) en 500 ms y la demanda de MAZ-132 (1333) en 700 ms.

ECS propuesto:





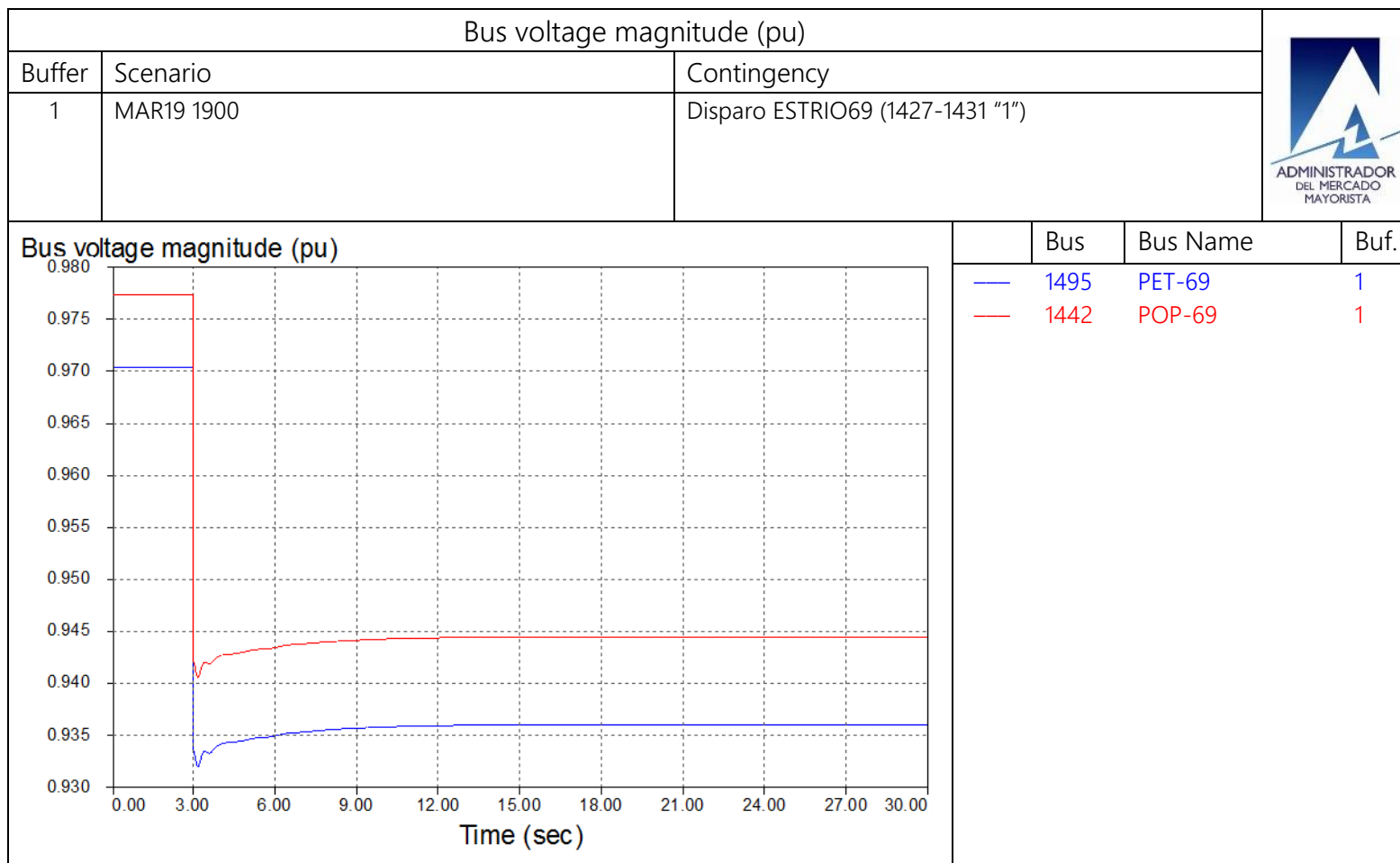
DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



4.5.11. Contingencias LRUMOR69, ESTRIO69, PANMOR230 & MOR230/69

En los resultados de estabilidad transitoria, se muestra que los niveles de tensión se encuentran dentro de los niveles de tensión sin necesidad de implementar esquemas de control suplementario.



DSATools Output Analysis 17.0

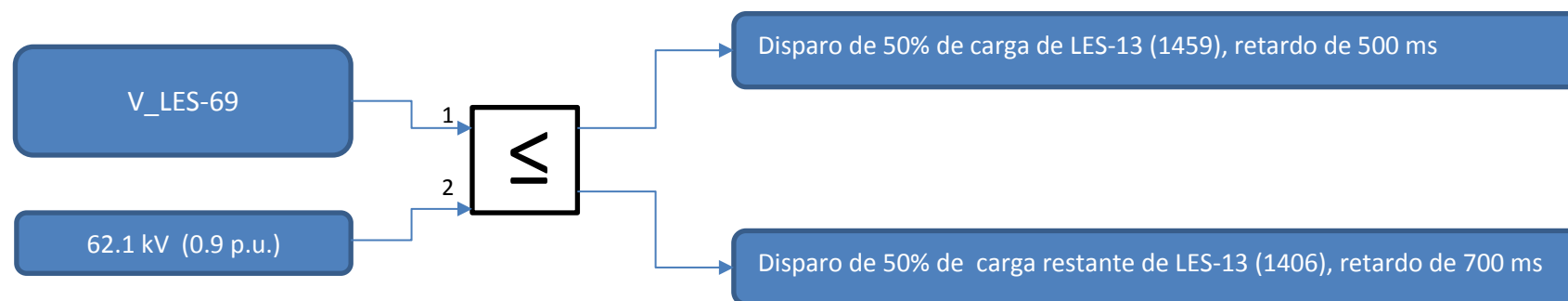
Powertech Labs Inc.

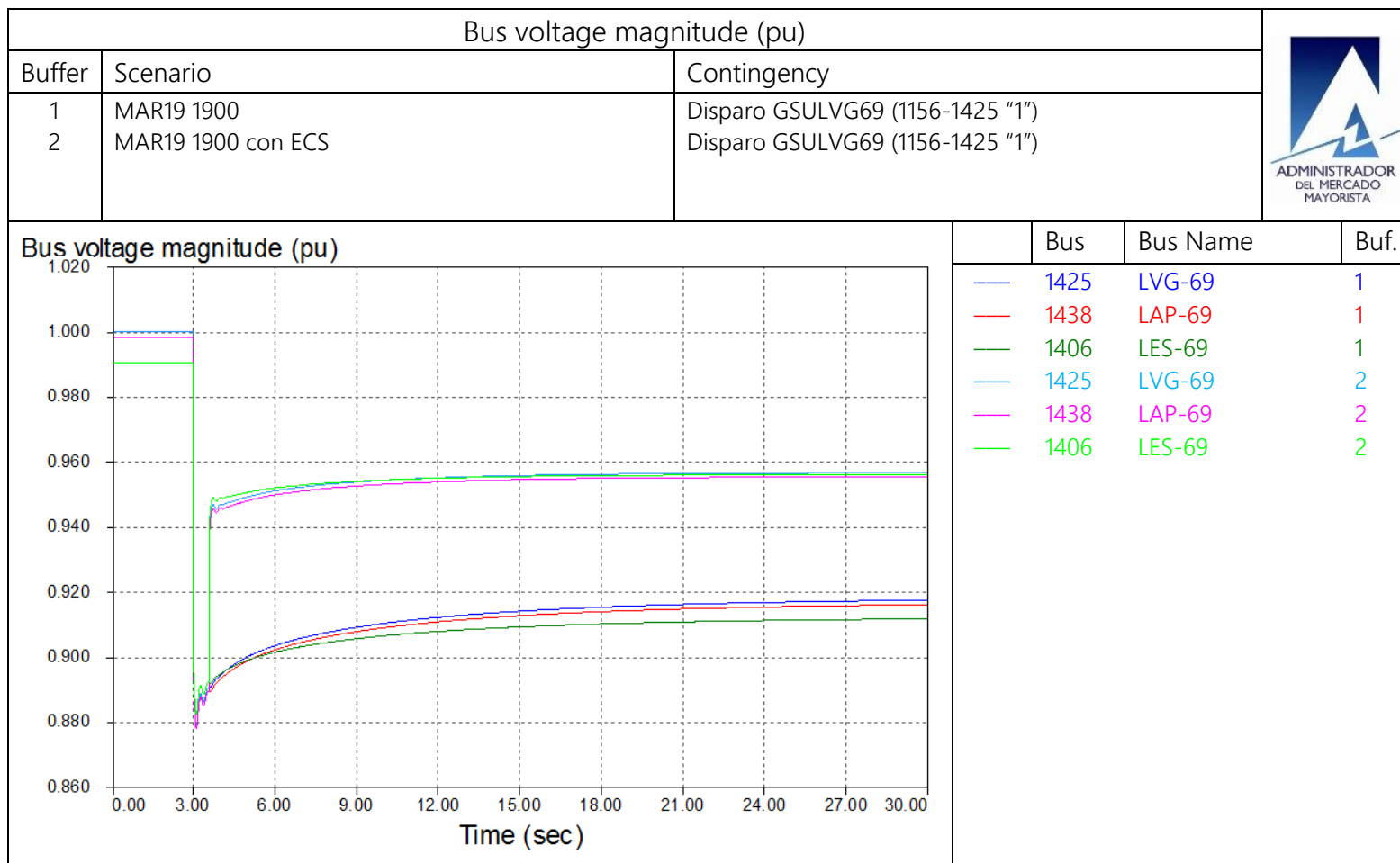


4.5.12. Contingencias GSULVG69, LVGLAP69D & LESLAP69D

Ante voltaje menor a 0.9 p.u., en la barra LES-69 (1406), se desconecte el 50% de la demanda de LES-13 (1459) en 500 ms y el 50% restante de la demanda de LES-13 en 700 ms.

ECS propuesto:





DSATools Output Analysis 17.0

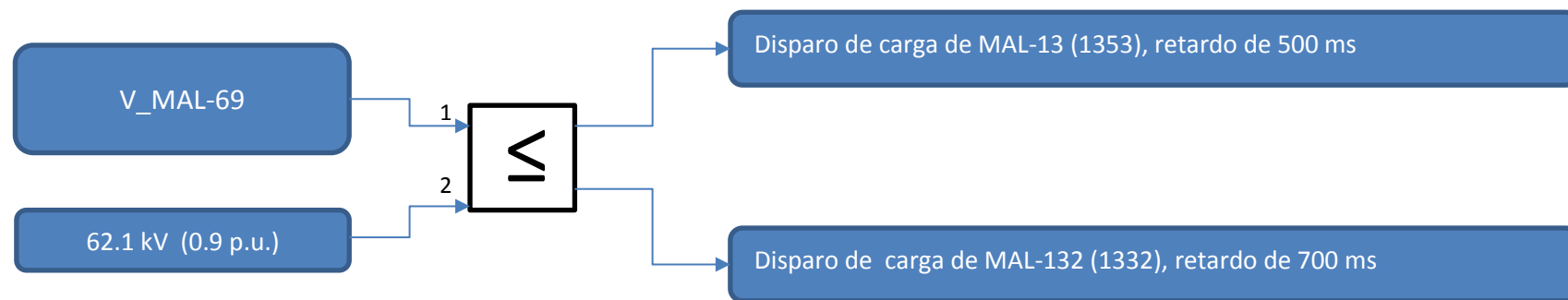
Powertech Labs Inc.

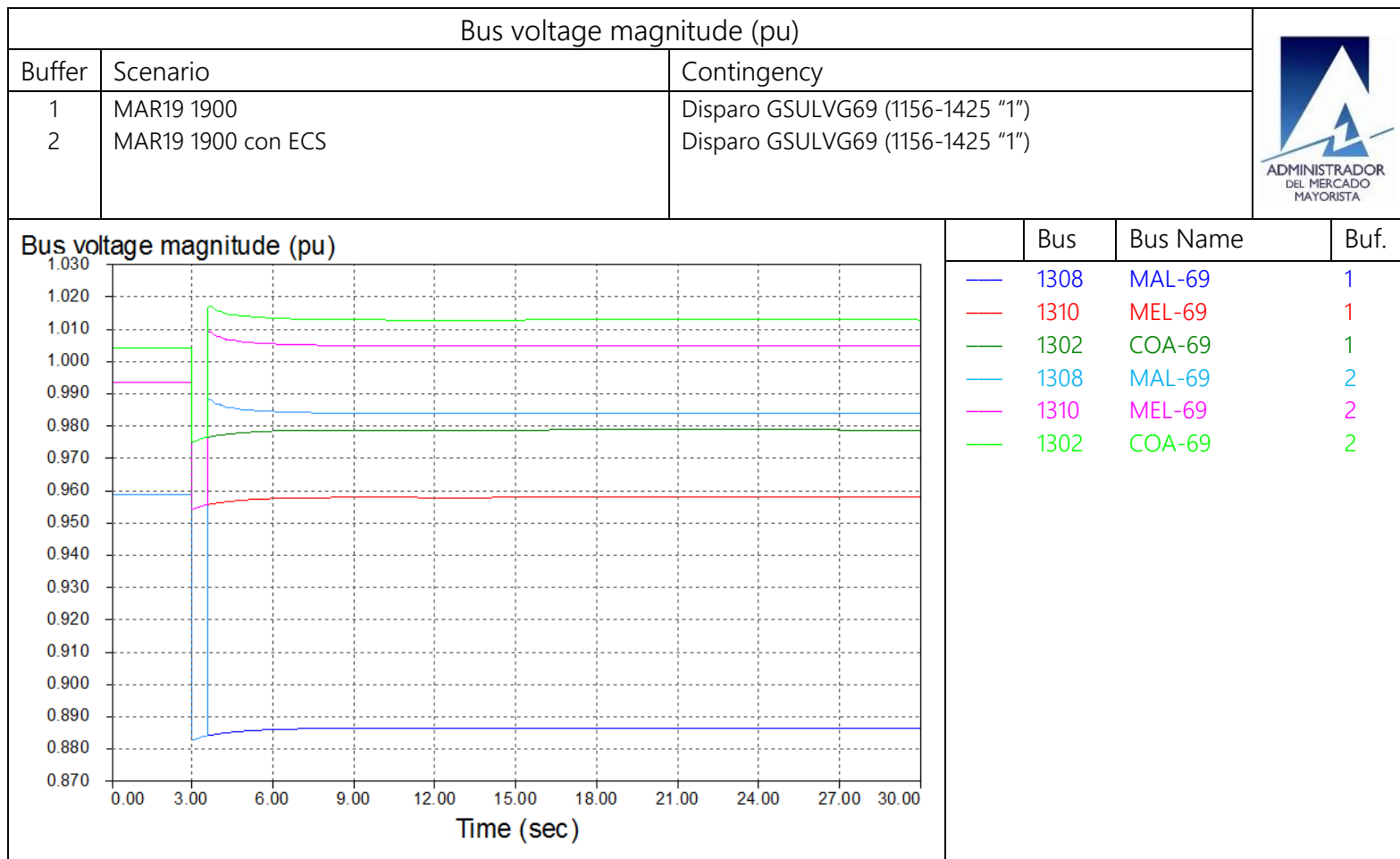


4.5.13. Contingencias MALFLO69 & SMRFLO69

Ante voltaje menor a 0.9 p.u., en la barra MAL-69 (1308), se desconecte la demanda de MAL-13 (1353) en 500 ms y la demanda de MAL-132 (1332) en 700 ms.

ECS propuesto:





DSATools Output Analysis 17.0

Powertech Labs Inc.



4.5.14 Resumen de esquemas propuestos

Los esquemas propuestos para evitar sobrecargas y violaciones de voltaje ante contingencias N-1 son los siguientes:

No.	Condición	Acción
1	$P_{GSUSMO692} > 83.8\text{MVA}$	a) Disparo de 100% carga en CRI-13
2	$P_{GSU230/69A} > 180\text{MVA}$ o $P_{GSU230/69B} > 195\text{MVA}$	a) Disparo de línea CENMIX691
3	$P_{GSUCEN69A} > 67.2\text{MVA}$	a) Disparo de línea Centro-Guatemala 1 (CENCG1-69)
4	$V_{ESP-69} < 0.9\text{ p.u.}$	a) Disparo de carga en Xela 1, 2 & 3 (ESP-131) b) Disparo de carga en Xela 4, 5 & 6 (XEL-13)
5	$V_{GNO-692} < 0.9\text{ p.u.}$	a) Disparo de línea Guate Norte-Guadalupe 1 b) Disparo de línea Guate Norte-Guatemala 2
6	$V_{ZCP-69} < 0.9\text{ p.u.}$ $V_{QUI-69} < 0.9\text{ p.u.}$	a) Disparo de carga en Zacualpa (ZCP-13) b) Disparo de carga en Quiché (QUI-13)
7	$V_{MAZ-69} < 0.9\text{ p.u.}$	a) Disparo de carga en MAZ-13 b) Disparo de carga en MAZ-132
8	$V_{LES-69} < 0.9\text{ p.u.}$	a) Disparo de 50% de carga en LES-13 b) Disparo de 50% restante de carga en LES-13
9	$V_{MAL-69} < 0.9\text{ p.u.}$	a) Disparo de carga en MAL-13 b) Disparo de carga en MAL-132



5. Restricciones de Transmisión

5.1. Zona Occidental

Entre las subestaciones Los Brillantes y La Esperanza, se encuentran conectadas las centrales generadoras Santa María, Orzunil, El Canadá y Montecristo. Ante la apertura de cualquiera de los dos extremos de la línea de transmisión en 69 KV que une a ambas subestaciones se provoca una sobrecarga en el extremo que queda operación. A continuación se analizan los niveles de sobrecarga estimados en los distintos escenarios ante las contingencias mencionadas y en los análisis a ésta área se le denomina área 11 "OCCIDEN".

- **Septiembre 2,018**

- **Demanda Máxima:**

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, FEB 28 2018 14:46
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 GUATEMAL	1645.2 90.7	0.0 0.0	0.0 0.0	1684.3 205.6	0.0 -172.0	0.0 0.0	0.0 60.8	0.0 561.2	72.3 632.2	-111.4 -74.6	-112.5 -74.8	0.0
2 SALVADOR	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	75.8 11.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 26.5	0.3 1.9	-76.1 13.1	-76.1 13.1	0.0
3 HONDURAS	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	3.0 10.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 24.7	0.0 0.0	-3.0 14.2	-3.0 14.2	0.0
8 MEXICO	35020.0 8122.0	0.0 0.0	0.0 0.0	34900.0 8064.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	120.0 57.5	120.0 57.5	0.0
11 OCCIDEN	74.6 -8.1	0.0 0.0	0.0 0.0	1.1 0.2	0.0 -22.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 1.9	2.9 26.2	70.5 -10.2	71.7 -10.0	0.0
COLUMN TOTALS	36739.8 8204.7	0.0 0.0	0.0 0.0	36664.3 8292.3	0.0 -194.4	0.0 0.0	0.0 60.8	0.0 614.3	75.5 660.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 %
OF RATING ARE MARKED WITH '**'

```

<----- BASE CASE ----->
TOTAL          PRE-   POST-   LIMIT
TRANS RATING  SHIFT  SHIFT  CASE   DISTR.
CAPAB   B     MW     MW     MW     FACTOR

```

1322 ZUN-69	69.000	1321 ZUN-69D	69.000	1	137.1	84	53.7	54.2	83.8*	0.45173
-------------	--------	--------------	--------	---	-------	----	------	------	-------	---------

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:24



PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 3
 DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM OCCIDENTE ***

SOLUTION OF 21 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 1 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL	TRANS	CAPAB	FROM	TO	CKT	FACTOR	MW	B/B	PRE- RATING	SHIFT	BAS/CNT	CONTINGENCY DESCRIPTION
73.4	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-1.00000	-70.8	73.7		CONTINGENCY ESPZUN69D

• Demanda Media:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:48
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO	TO
GENE- FROM IND TO IND TO TO BUS GNE BUS TO LINE FROM TO -NET INTERCHANGE-	RATION GENERATN MOTORS LOAD SHUNT DEVICES SHUNT CHARGING LOSSES LINES + LOADS	TO TIES	TO TIES	DESIRED									
1	1513.4	0.0	0.0	1433.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58.6	21.7	21.0	0.0
GUATEMAL	75.3	0.0	0.0	244.5	-116.1	0.0	61.2	566.8	519.1	-66.6	-66.6		
2	0.0	0.0	0.0	156.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	-157.4	-157.4	0.0	
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	26.6	6.1	19.1	19.1		
3	0.0	0.0	0.0	49.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	-50.3	-50.3	0.0	
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	12.0	0.0	0.0	0.0	24.4	2.8	9.6	9.6		
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	8895.7	0.0	0.0	8859.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	36.2	36.2		
11	68.9	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	66.0	66.6	0.0	
OCCIDEN	-7.8	0.0	0.0	0.0	-22.8	0.0	0.0	1.8	15.1	1.7	1.8		
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		

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 % OF RATING ARE MARKED WITH '*'

FROM	TO	CKT	TOTAL	PRE-	POST-	LIMIT	DISTR.					
CAPAB	B	MW	MW	MW	MW	FACTOR						
1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	149.6	84	46.0	46.4	83.8*	0.45226

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:33
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM OCCIDENTE ***



SOLUTION OF 21 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 0 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL	TRANS	CAPAB	FROM	LIMITING ELEMENT	TO	CKT	DISTR.	PRE- RATING	SHIFT	BAS/CNT	CONTINGENCY DESCRIPTION
							FACTOR	MW	B/B		
73.4	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-1.00000	-66.3	73.7	CONTINGENCY ESPZUN69D

• Demanda Mínima:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:49
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM	AT AREA	TO	TO	TO	TO	TO	FROM	TO	-NET	TO	TO	DESIRED
	GENE-	FROM IND	TO IND	TO	TO BUS	GNE BUS	TO LINE	CHARGING	LOSSES	TO TIE	TO TIES	+	NET INT
	RATION	GENERATN	MOTORS	LOAD	SHUNT	DEVICES	SHUNT			LINES	LOADS		
1	1133.0	0.0	0.0	853.3	0.0	0.0	0.0	0.0	36.3	243.3	242.9		0.0
GUATEMAL	-18.4	0.0	0.0	104.8	155.6	0.0	60.5	561.1	322.5	-100.7	-100.8		
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		
11	38.4	0.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	37.5	37.9		0.0
OCCIDEN	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	5.6	-2.8	-2.8		
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		

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 % OF RATING ARE MARKED WITH '*'

FROM	TO	CKT	TOTAL	PRE-	POST-	LIMIT	DISTR.					
CAPAB	B	MW	RATING	SHIFT	SHIFT	CASE	FACTOR					
				MW	MW	MW						
1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	143.3	74	-17.5	-18.1	-73.7*	-0.53042

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:36
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM OCCIDENTE ***

SOLUTION OF 21 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 0 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS



```
TOTAL          PRE- RATING
TRANS <----- LIMITING ELEMENT -----> DISTR.  SHIFT BAS/CNT
CAPAB <----- F R O M -----> <----- T O ----->CKT  FACTOR   MW    B/B <----- CONTINGENCY DESCRIPTION ---
----->
73.5  1374 SFE-69  69.000  1314 SMA-69  69.000  1  -1.00000  -37.7  73.7 CONTINGENCY ESPZUN69D
```

- **Máxima Generación:**

La máxima capacidad de generación del área sin la aplicación de un porcentaje de seguridad se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5.1.1. Máxima Capacidad de Generación Área 11 Occidente

Período de Demanda	MW	
	Septiembre 2,018	
	N-0	N-1
Máxima	137.1	73.4
Media	149.6	73.4
Mínima	143.3	73.5

La máxima capacidad de generación del área aplicando un 5% de rango de seguridad se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5.1.2. Máxima Capacidad de Generación Área 11 Occidente

Período de Demanda	MW	
	Septiembre 2,018	
	N-0	N-1
Máxima	130.57	69.91
Media	142.48	69.91
Mínima	136.48	70.00

La implementación de un esquema de disparo automático de generación en el área mencionada se hace necesaria para poder aprovechar la capacidad máxima de generación instalada, con el fin de evitar que ante contingencias se provoque la sobrecarga de elementos de transmisión y que lo anterior se convierta en el disparo de todas las centrales generadoras conectadas al SNI en la línea de transmisión en 69 KV entre la subestación Los Brillantes y Esperanza.



5.2. Ingenios Generadores

El área donde se conectan los ingenios generadores se ha caracterizado por tener restricciones de transmisión al presentarse sobrecargas en líneas de transmisión. A continuación se analizan los niveles de sobrecarga estimados para el área denominada 14 “Ingenios”, el cual considera en operación los proyectos de transmisión propuestos por los transportistas TRELEC, ETCEE y TRECSA. En el área de influencia se considera la generación proveniente de las siguientes centrales generadoras: HAG-H: 1.4 MW, PNT-B: 23.5 MW, GSL-C: 32.6 MW, GGO-B: 14.7 MW, TND-B5: 46.1 MW, TND-B4: 34.6 MW, TND-B3: 13.7 MW sumando un total de 166.6 MW. Para este escenario se consideraron a los ingenios Santa Ana Bloque 1, Santa Ana Bloque 2, Magdalena, Biomass Energy, La Union y Pantaleon Bloque 3 inyectando su generación en el Anillo Pacífico Sur 230 kV.

- **Marzo 2,019**

- **Demanda Máxima:**

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, FEB 28 2018  15:38
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              AREA TOTALS
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019                            IN MW/MVAR

```

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	-----AT FROM IND GENERATN	AREA TO IND MOTORS	BUSES----- TO IND LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1751.5	0.0	0.0	1704.1	0.0	0.0	0.0	0.0	67.6	-20.2	-84.7	0.0
GUATEMAL	20.1	0.0	0.0	199.9	-187.6	0.0	61.0	590.3	600.0	-62.9	-73.0	
2	0.0	0.0	0.0	117.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-118.0	-118.0	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	26.9	4.1	20.8	20.8	
3	0.0	0.0	0.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-4.7	-4.7	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	25.3	0.1	21.7	21.7	
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	8114.4	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49.9	49.9	
14	91.0	0.0	0.0	64.5	0.0	0.0	0.0	0.0	3.7	22.8	87.3	0.0
INGENIOS	-2.8	0.0	0.0	10.2	0.0	0.0	0.0	5.3	21.8	-29.5	-19.3	
COLUMN	36862.6	0.0	0.0	36790.6	0.0	0.0	0.0	0.0	72.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8131.7	0.0	0.0	8280.1	-187.6	0.0	61.0	647.8	626.0	0.0	0.0	

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 %
OF RATING ARE MARKED WITH '*'

```

<----- F R O M -----> <----- T O -----> CKT

```

TOTAL CAPAB	RATING B	PRE-SHIFT MW	POST-SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR
1106 ESC-231	230.00	1151 ESC-691	69.000	1	367.4
			100	7.3	7.0
					-4.9 -0.31143



PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:29
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
 DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM INGENIOS ***

SOLUTION OF 34 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 0 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL	PRE- RATING		
TRANS <----- LIMITING ELEMENT ----->	SHIFT BAS/CNT	DISTR.	
CAPAB <----- F R O M -----> <----- T O ----->	MW B/B	CKT FACTOR	CONTINGENCY DESCRIPTION ---
257.3	1106 ESC-231	230.00	1151 ESC-691 69.000 1 -0.47574 11.6 100.0 CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69

• Demanda Media:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:45
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	-----AT FROM IND GENERATN	AREA TO IND MOTORS	BUSES----- TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	1590.7	0.0	0.0	1436.9	0.0	0.0	0.0	0.0	47.9	105.9	46.2	0.0
GUATEMAL	-26.6	0.0	0.0	234.4	-142.6	0.0	61.5	597.9	456.9	-38.9	-48.9	
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	
14	89.2	0.0	0.0	59.7	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	26.7	86.4	0.0
INGENIOS	5.5	0.0	0.0	10.0	0.0	0.0	0.0	5.3	17.3	-16.6	-6.6	
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	

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 % OF RATING ARE MARKED WITH '*'

		<----- BASE CASE ----->	
		TOTAL	PRE- POST- LIMIT
		TRANS RATING	SHIFT SHIFT CASE DISTR.
<----- F R O M -----> <----- T O ----->		CAPAB B	MW MW MW FACTOR
1106 ESC-231	230.00	1151 ESC-691	69.000 1 345.8 100 -0.2 -0.5 -12.5 -0.31258

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 27 2018 15:31
 PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:42
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2



DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM INGENIOS ***

SOLUTION OF 34 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 1 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL	TRANS	CAPAB	FROM	LIMITING ELEMENT	TO	CKT	FACTOR	PRE-RATING	SHIFT	BAS/CNT	B/B	CONTINGENCY DESCRIPTION
235.8	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.47750	-0.1	100.0		CONTINGENCY THREE WINDING ESC_230_69

• Demanda Mínima:

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:51
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019 IN MW/MVAR

X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE-	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	992.2	0.0	0.0	900.1	0.0	0.0	0.0	0.0	18.9	73.3	35.6	0.0	
GUATEMAL	-88.3	0.0	0.0	120.5	157.2	0.0	60.3	589.6	209.3	-46.0	-51.0		
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		
14	89.0	0.0	0.0	37.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.9	49.4	87.1	0.0	
INGENIOS	-8.8	0.0	0.0	5.0	0.0	0.0	0.0	5.4	14.6	-23.0	-18.0		
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		

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 %
 OF RATING ARE MARKED WITH '*'

FROM	LIMITING ELEMENT	TO	CKT	TOTAL CAPAB	PRE-RATING B	POST-SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR				
1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	331.4	100	-12.4	-12.7	-24.4	-0.31080

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:48
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM INGENIOS ***



```

SOLUTION OF 34 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED      0 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL
TRANS <----- LIMITING ELEMENT ----->    DISTR.    PRE- RATING
CAPAB <----- F R O M -----> <----- T O ----->CKT    FACTOR    MW    B/B <----- CONTINGENCY DESCRIPTION ---
----->
220.5    1106 ESC-231    230.00    1151 ESC-691    69.000 1    -0.47479    -18.8    100.0 CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69

```

- **Máxima Generación:**

La máxima capacidad de generación del área sin la aplicación de un porcentaje de seguridad se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5.2.1. Máxima Capacidad de Generación Área 14 Ingenios

Período de Demanda	MW	
	Marzo 2,019	
	N-0	N-1
Máxima	367.4	257.3
Media	345.8	235.8
Mínima	331.4	220.5

La máxima capacidad de generación del área aplicando un 5% de rango de seguridad se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 5.2.2. Máxima Capacidad de Generación Área 14 Ingenios

Período de Demanda	MW	
	Marzo 2,019	
	N-0	N-1
Máxima	349.9	245.0
Media	329.3	224.6
Mínima	315.6	210.0

Se puede concluir que ante contingencias en el área de influencia de los Ingenios no se presentan sobrecargas en los elementos de transmisión. Los resultados se pueden apreciar en anexo **D.5.2.**



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:

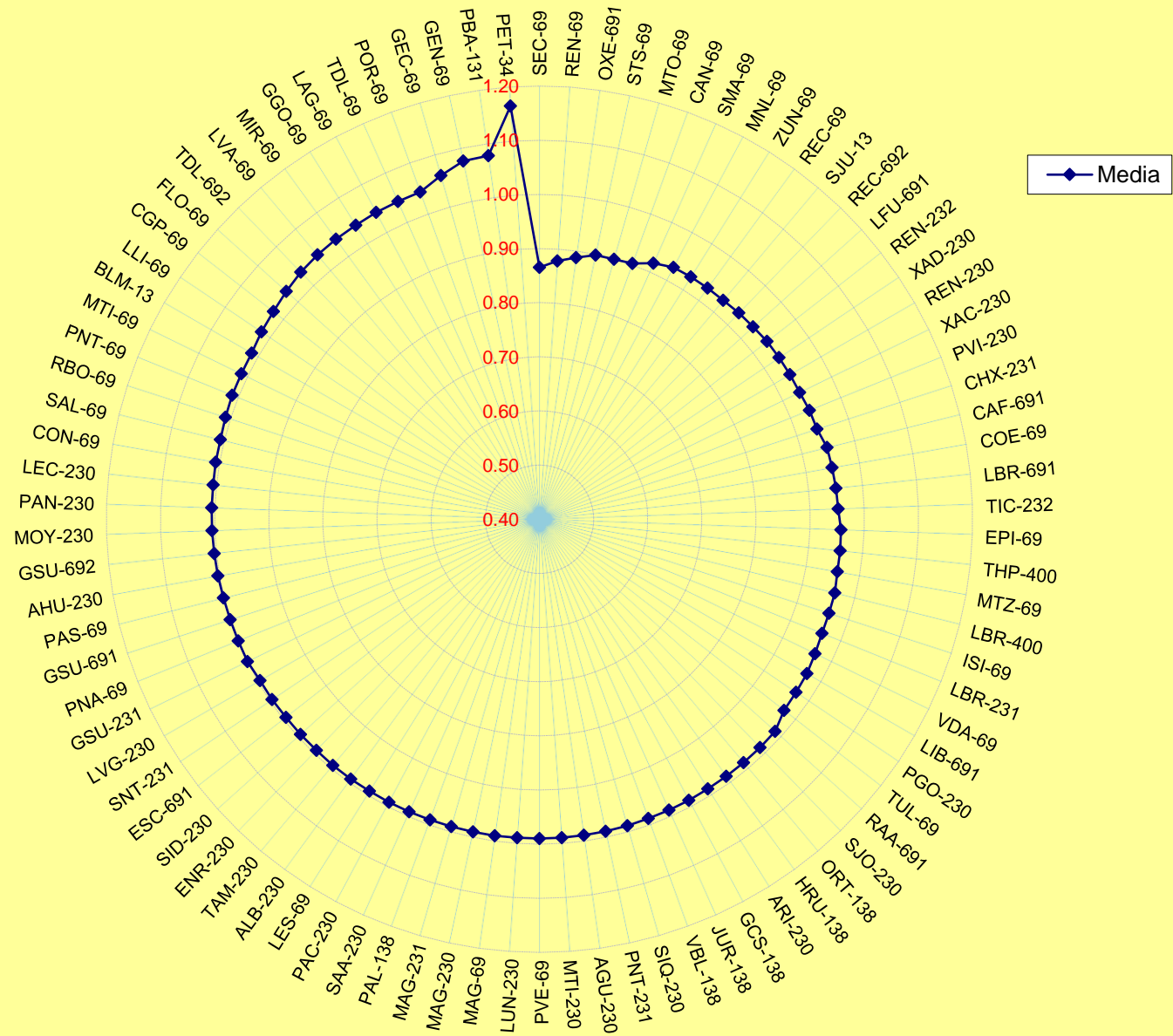
El Factor de Pérdidas Nodales de Energía (FPNE) del nodo “i” a la hora “k” se define como:

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

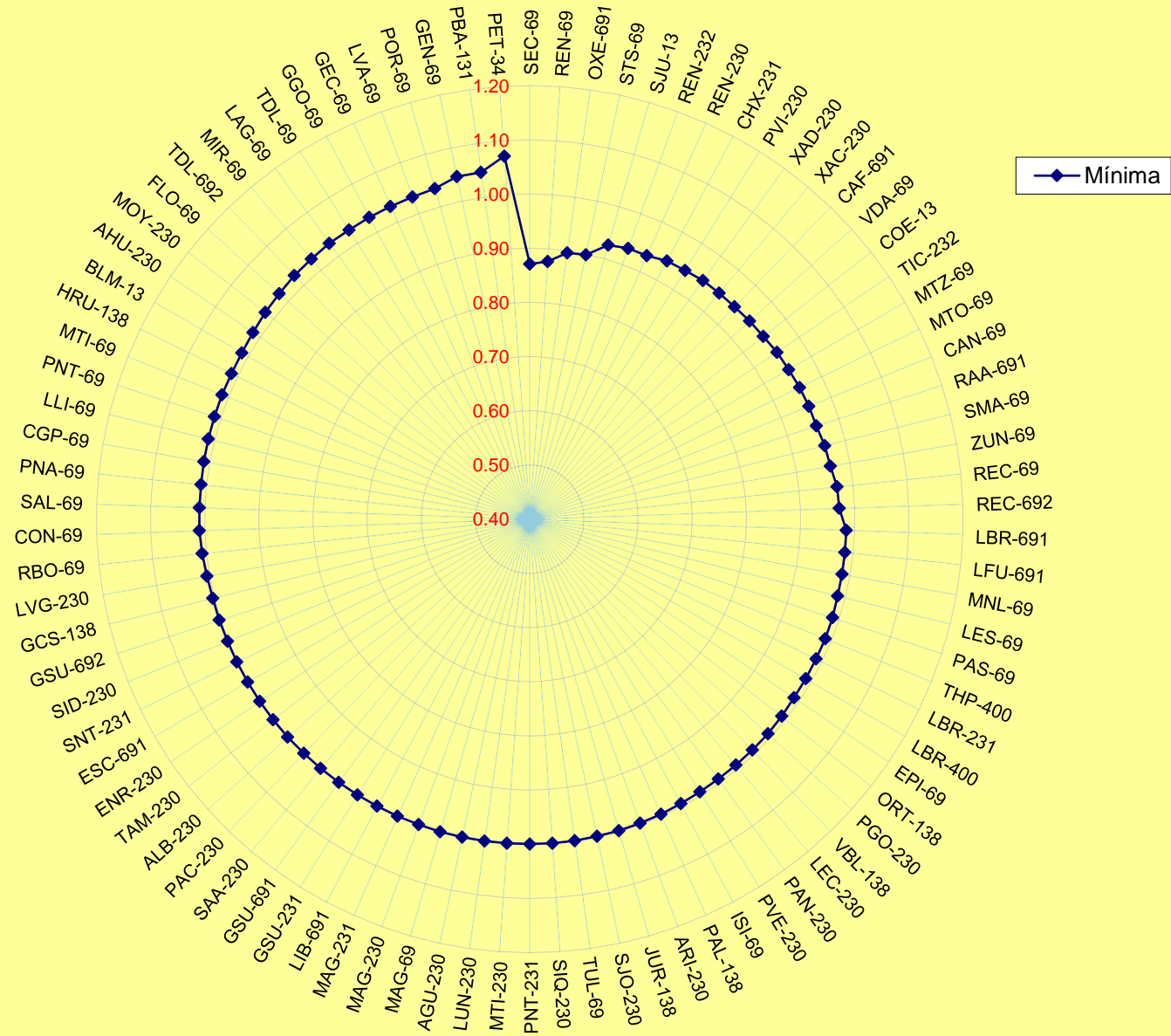
en donde:

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

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

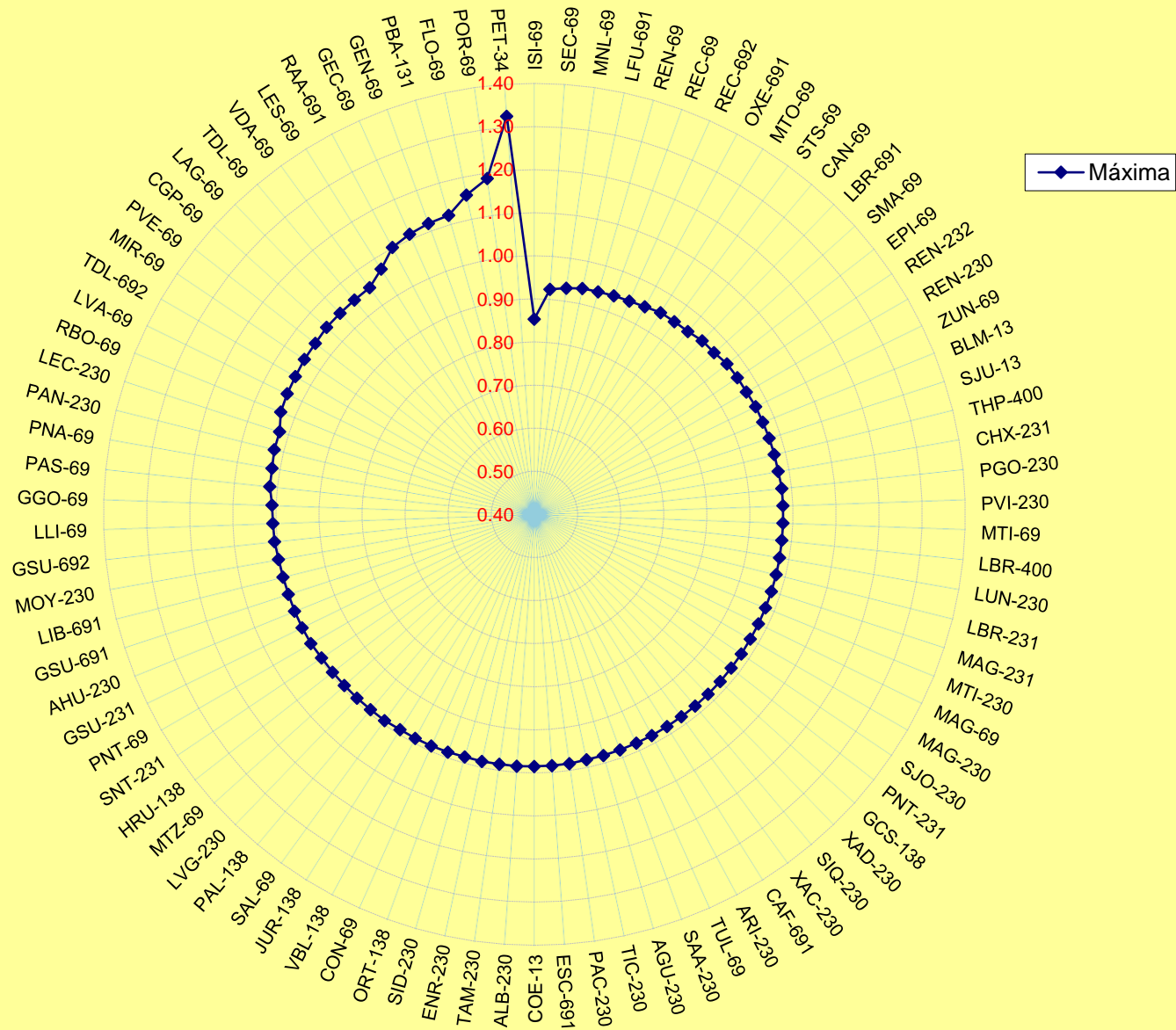
**Factores de Pérdidas Nodales de Referencia****Septiembre 2,018**

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

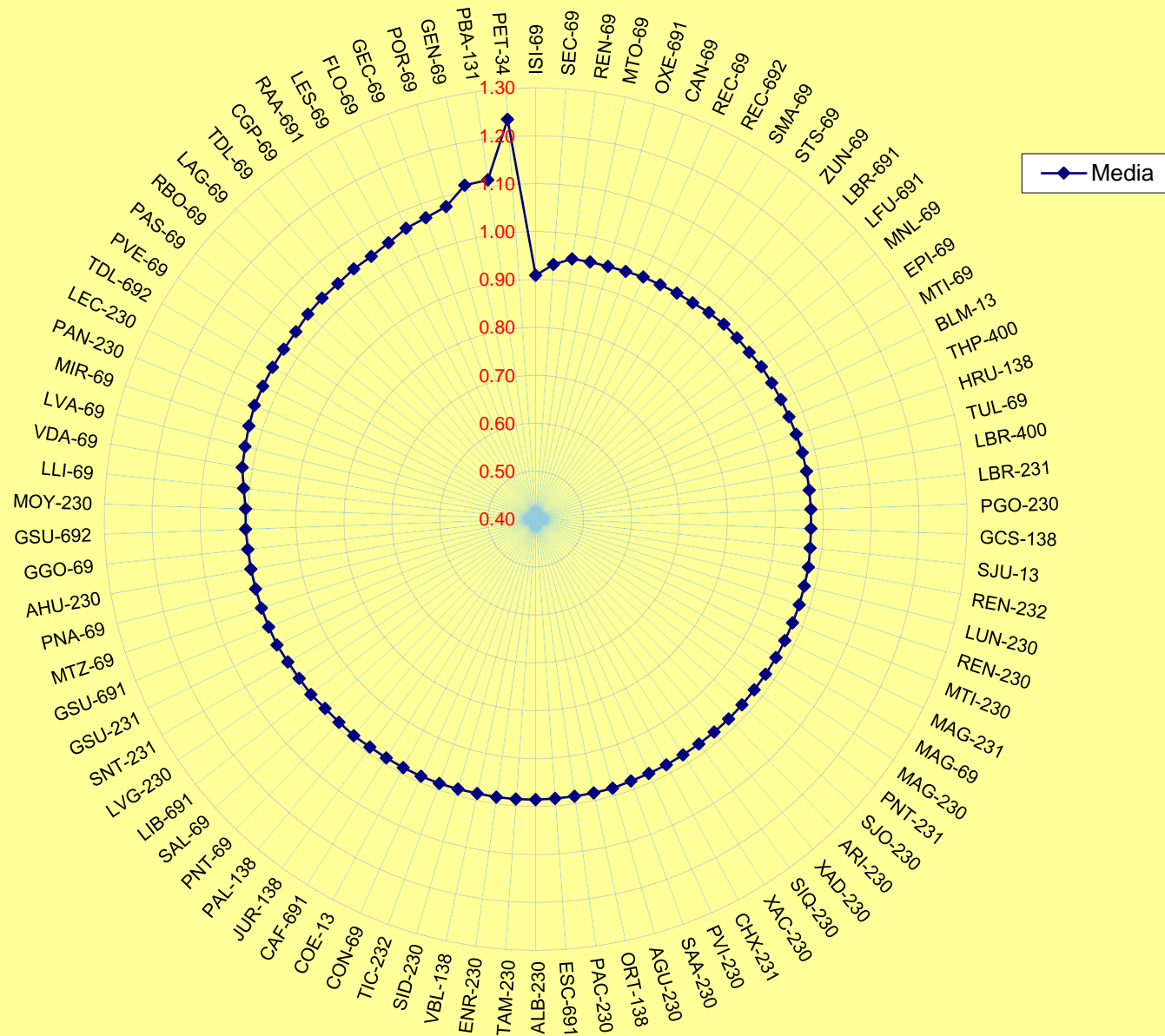


6.2. Marzo 2,019

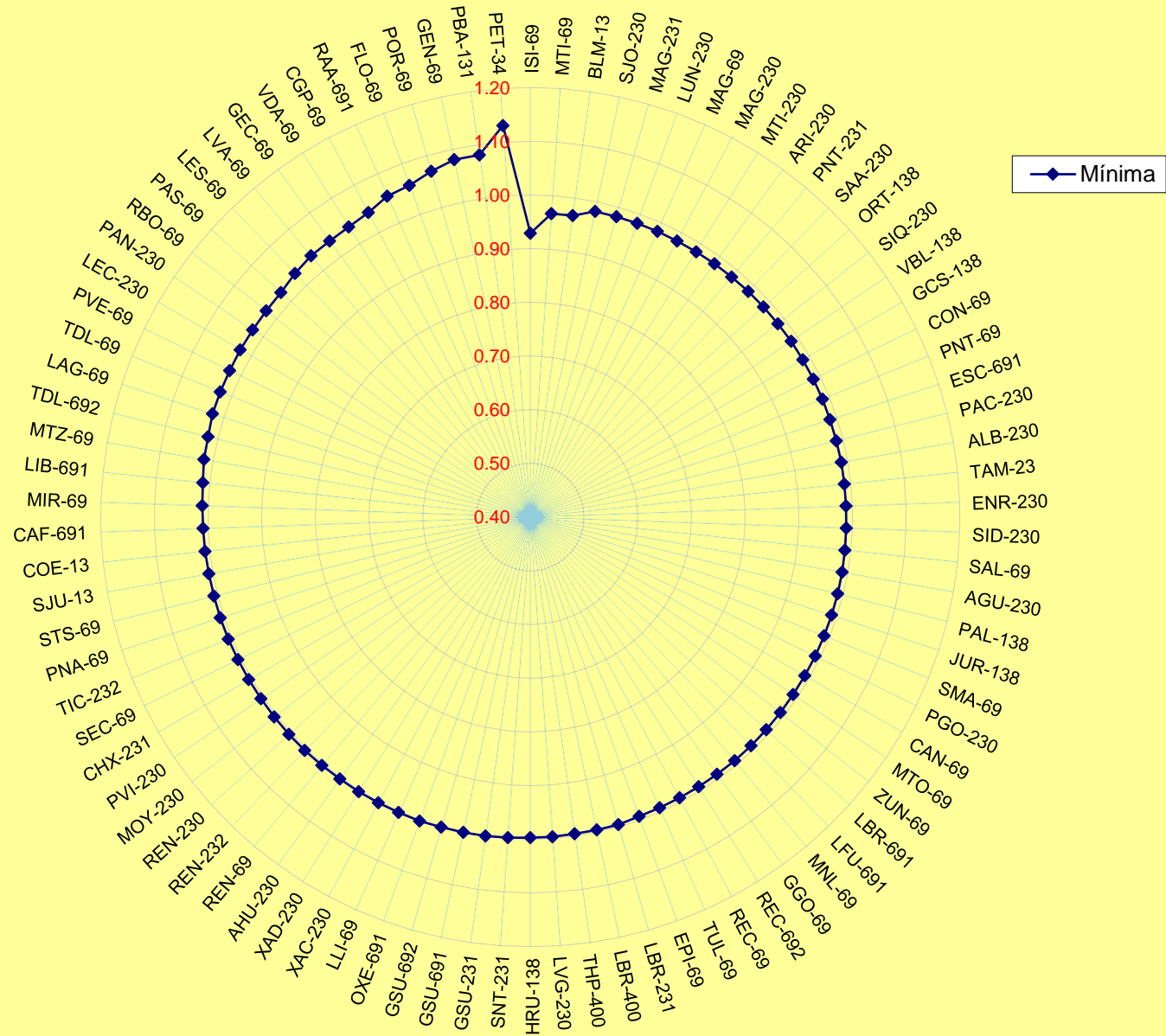
Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2,019



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2019



Factores de Pérdidas Nodales de Referencia Marzo 2,019





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**

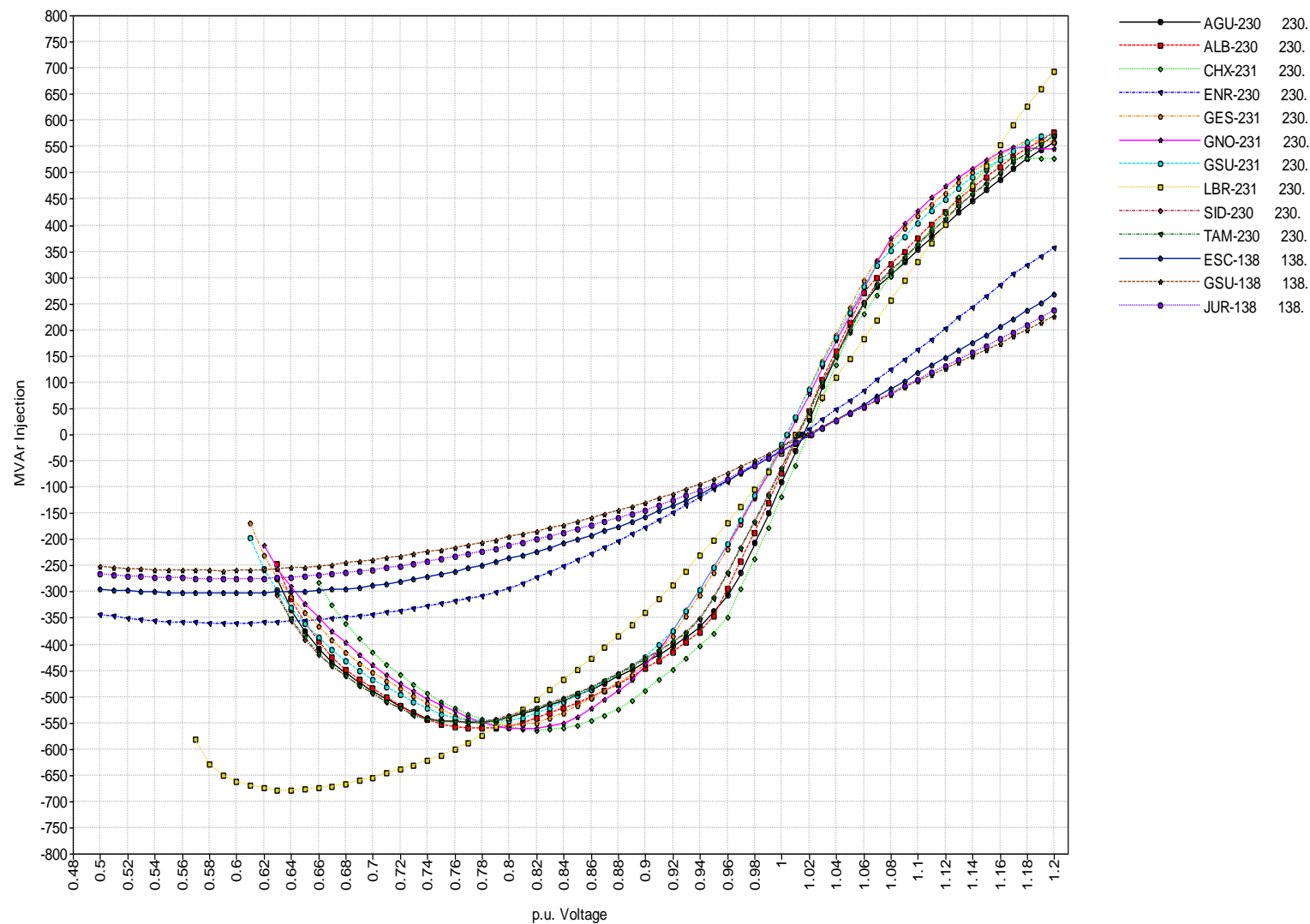
NÚMERO	NOMBRE	MÁX	MED	MÍN
1667	CGP-69	1.048538208	1.044956207	1.042415619
1710	PAN-230	1.021934509	1.032623291	1.023508072
1723	COE-13	0.984863281	0.987438202	1.008968353
1755	GCS-138	0.979911804	0.974781036	0.986291885
1756	REN-230	0.968475342	0.978027344	1.004398346
1758	STS-69	0.952766418	0.957950592	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



7. Curvas Q-V

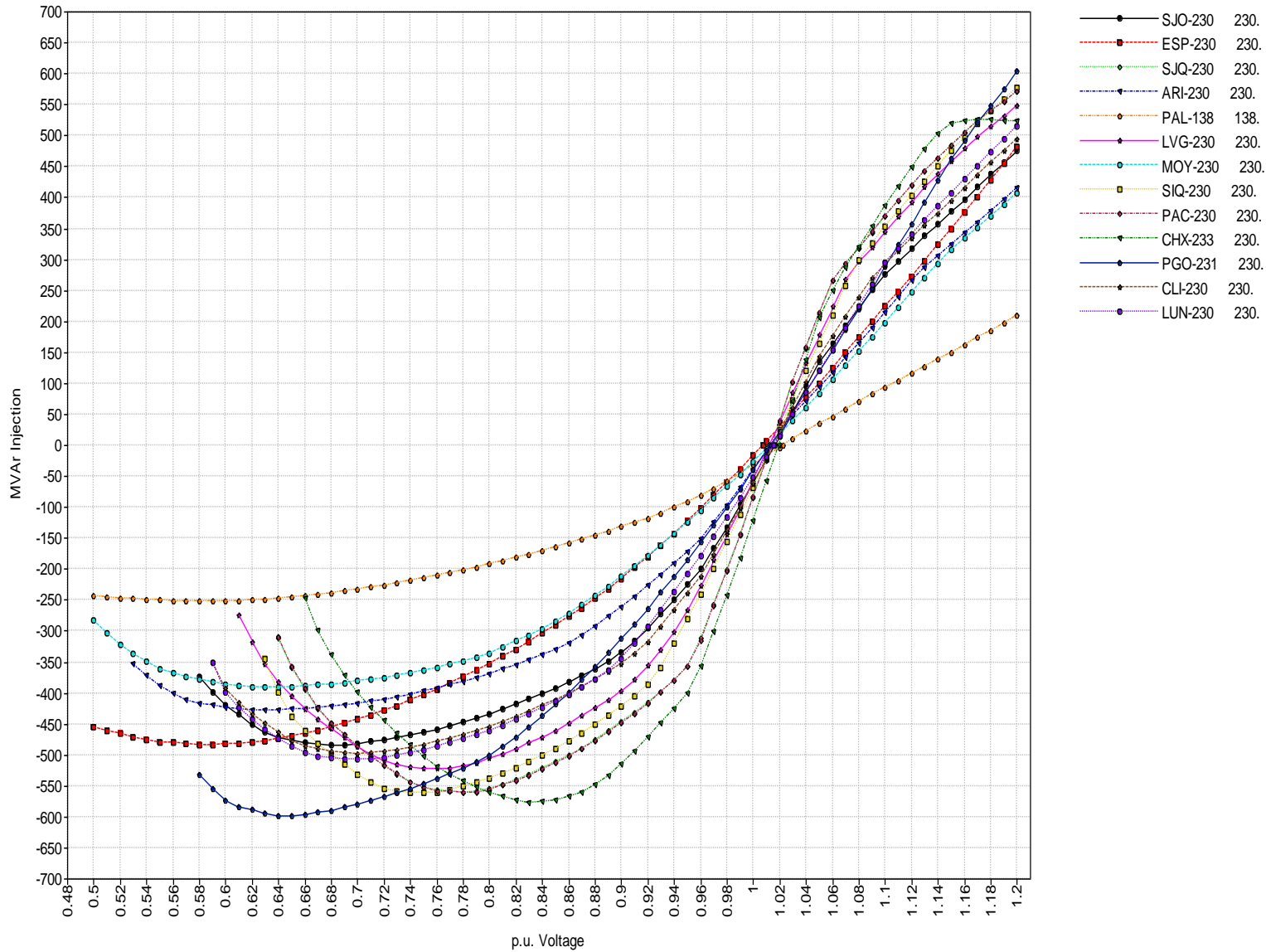
7.1. Septiembre 2018

CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
RED 230 KV



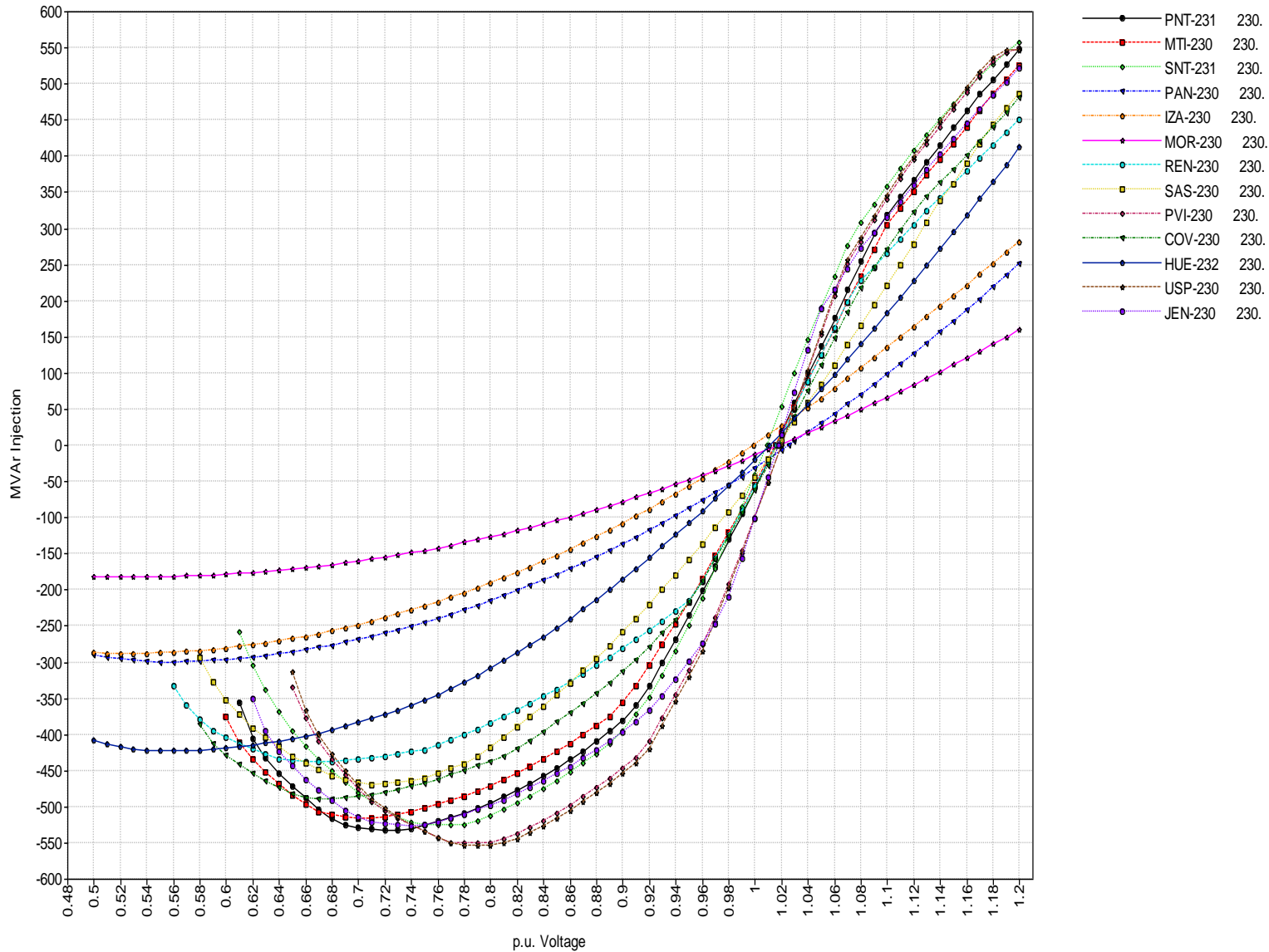


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
RED 230 KV



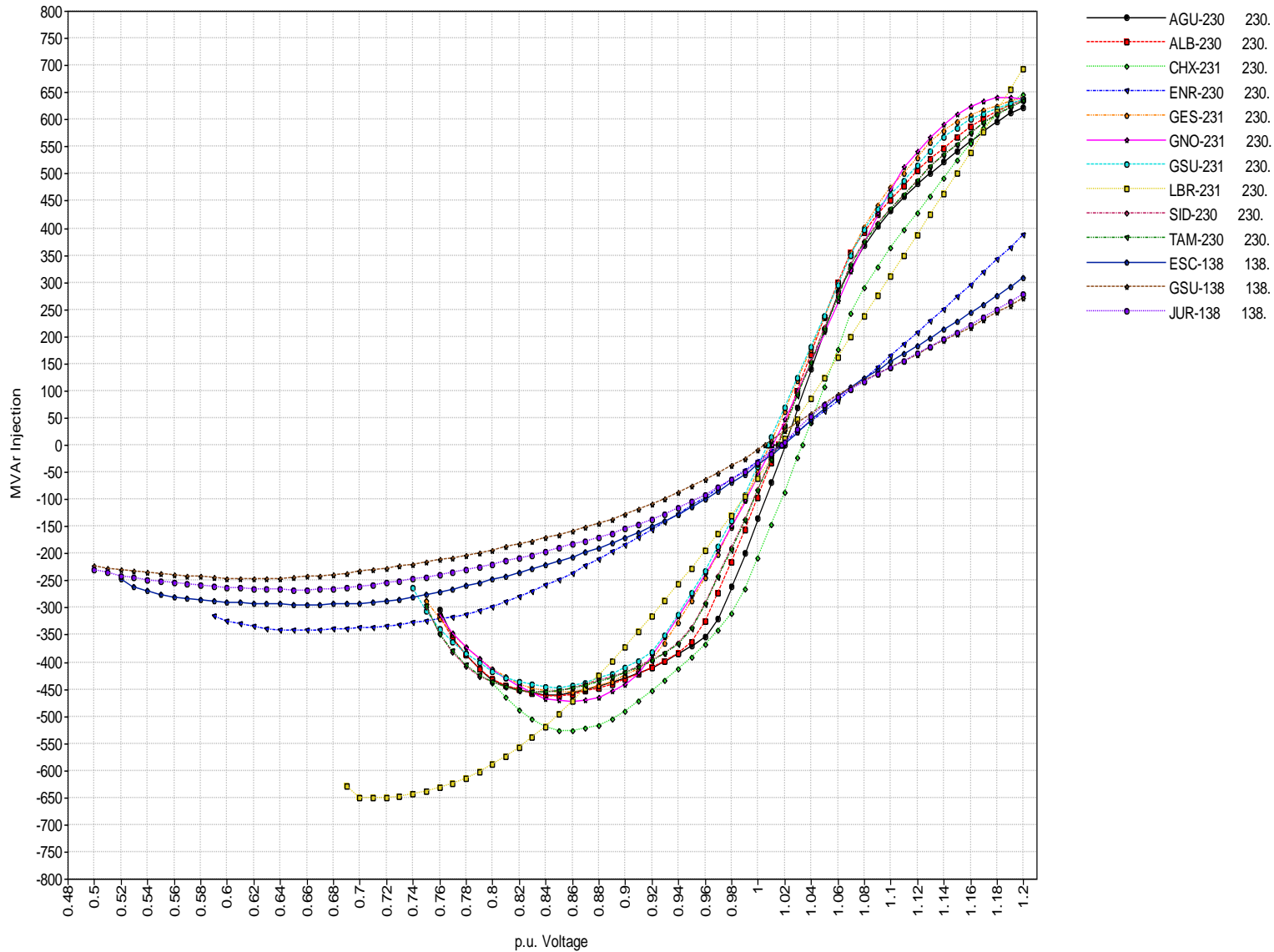


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
RED 230 KV



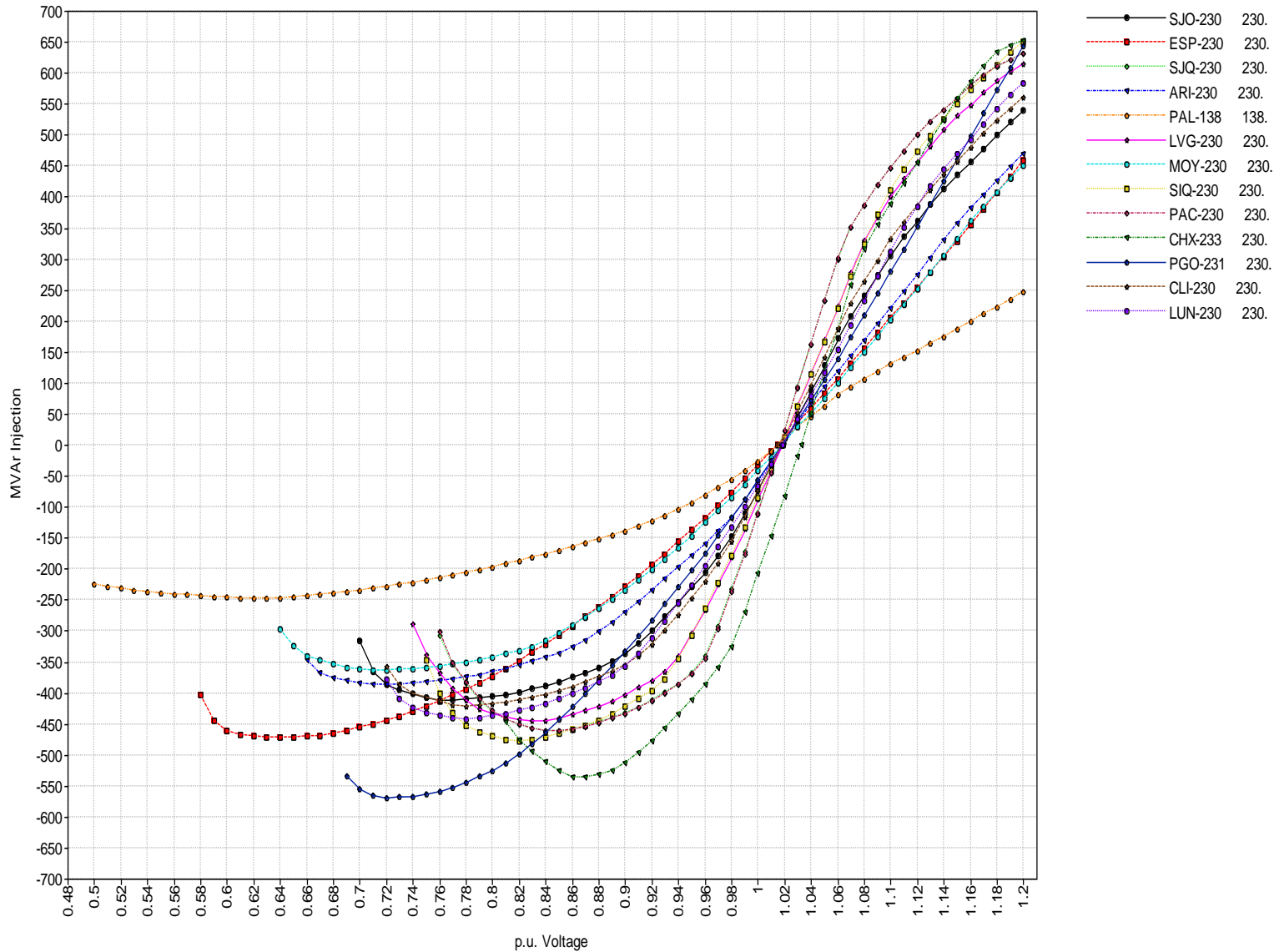


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
RED 230 KV.



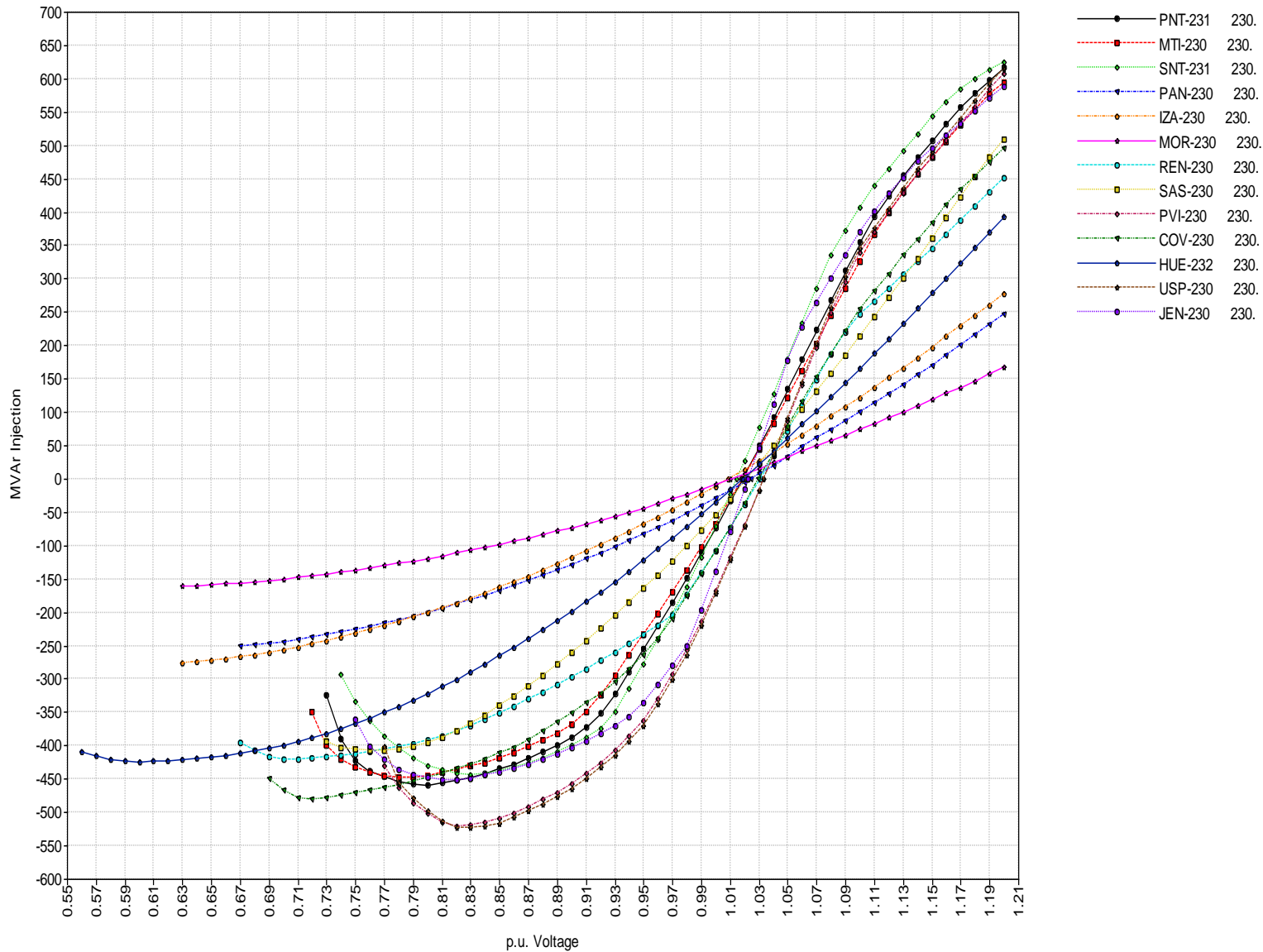


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
RED 230 KV.



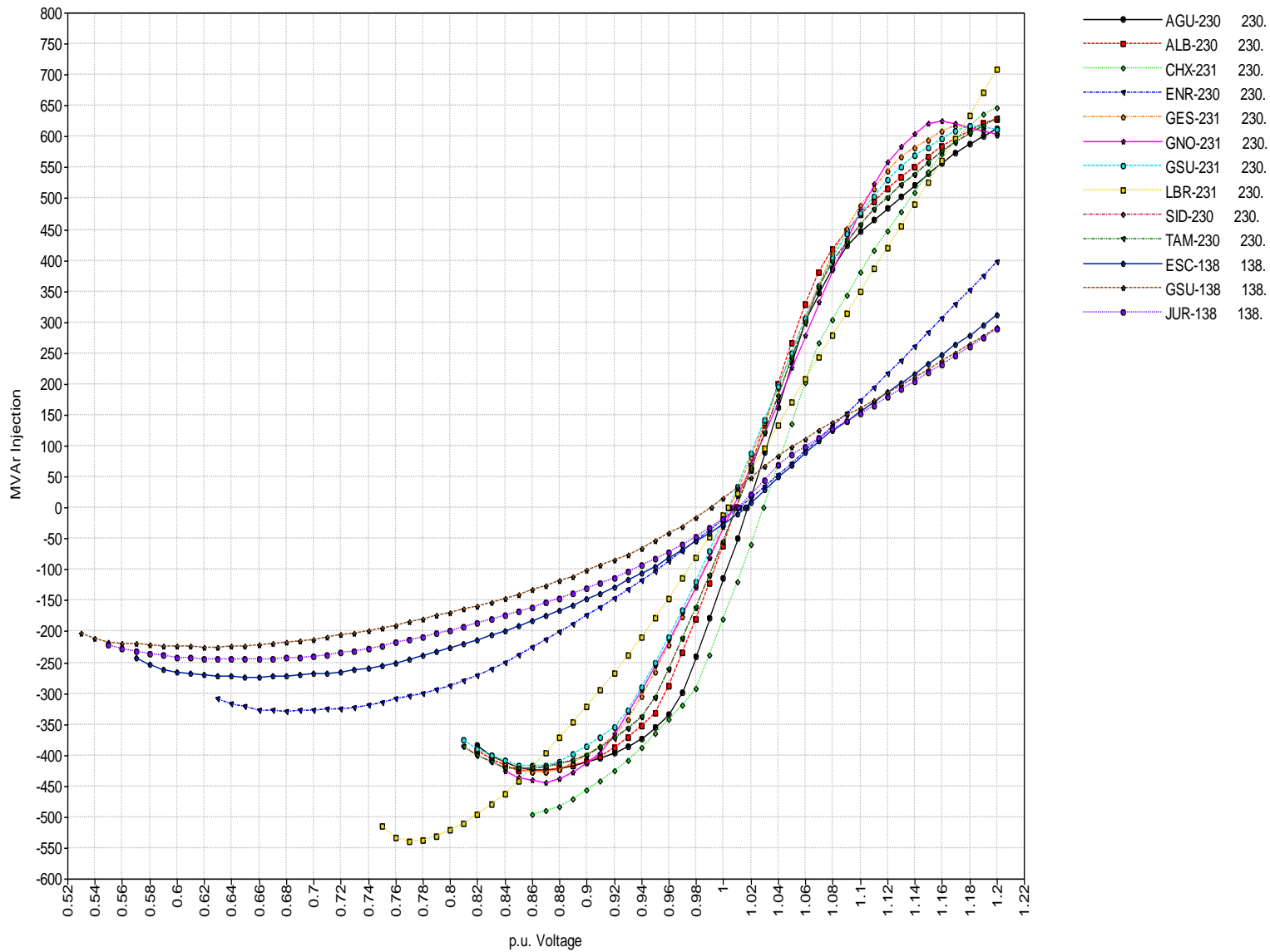


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
RED 230 KV.



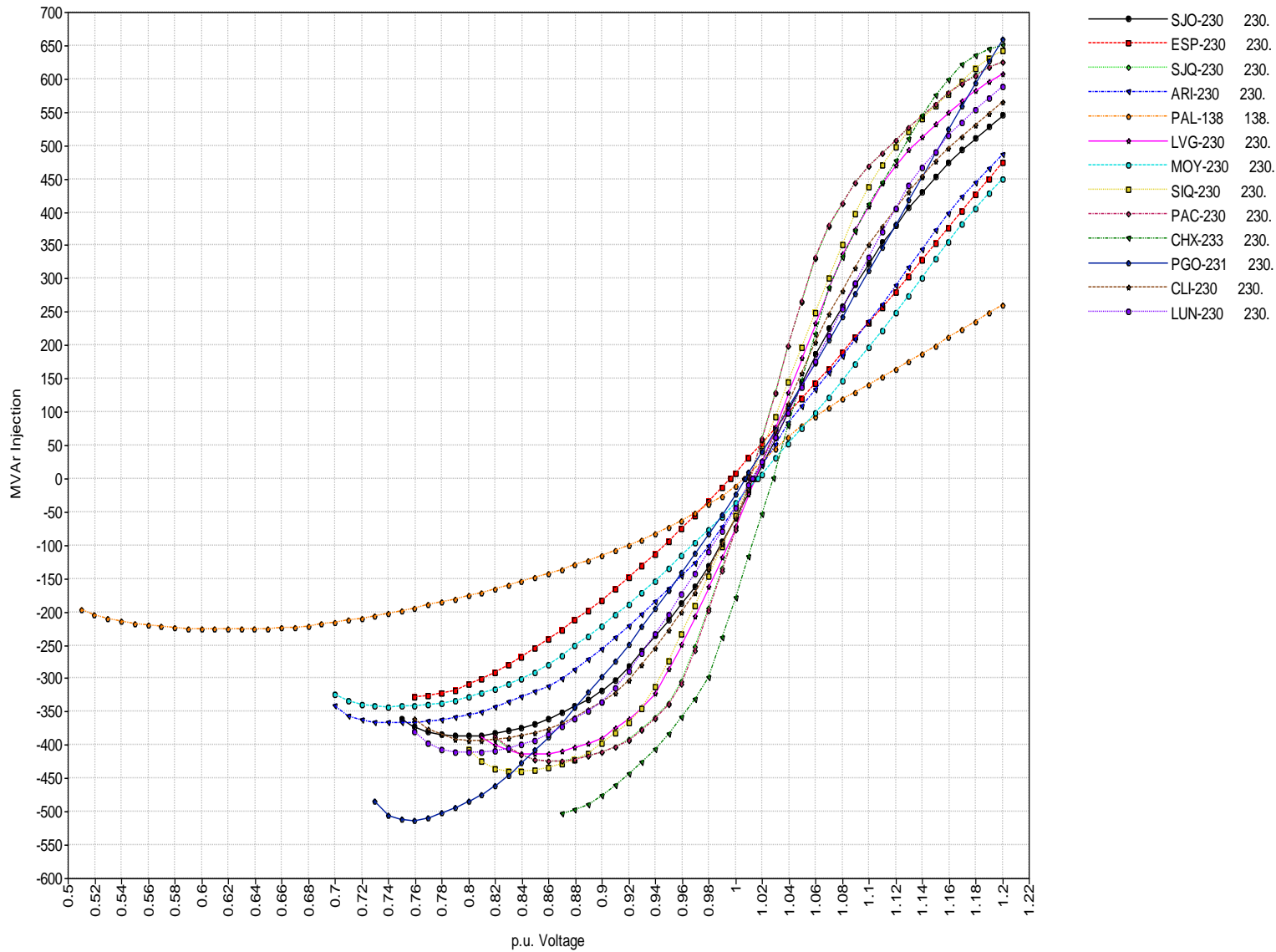


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
RED 230 KV



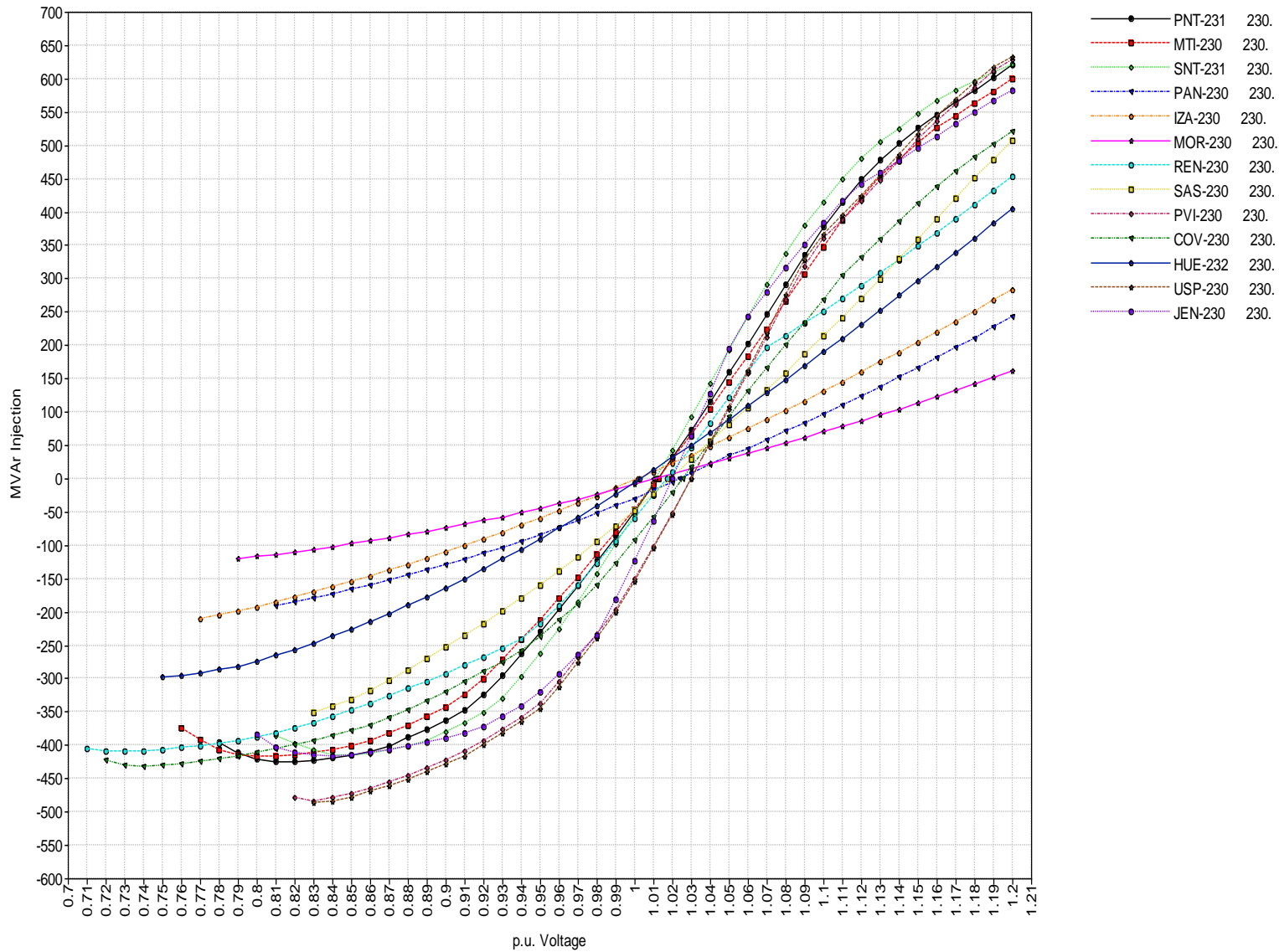


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
RED 230 KV



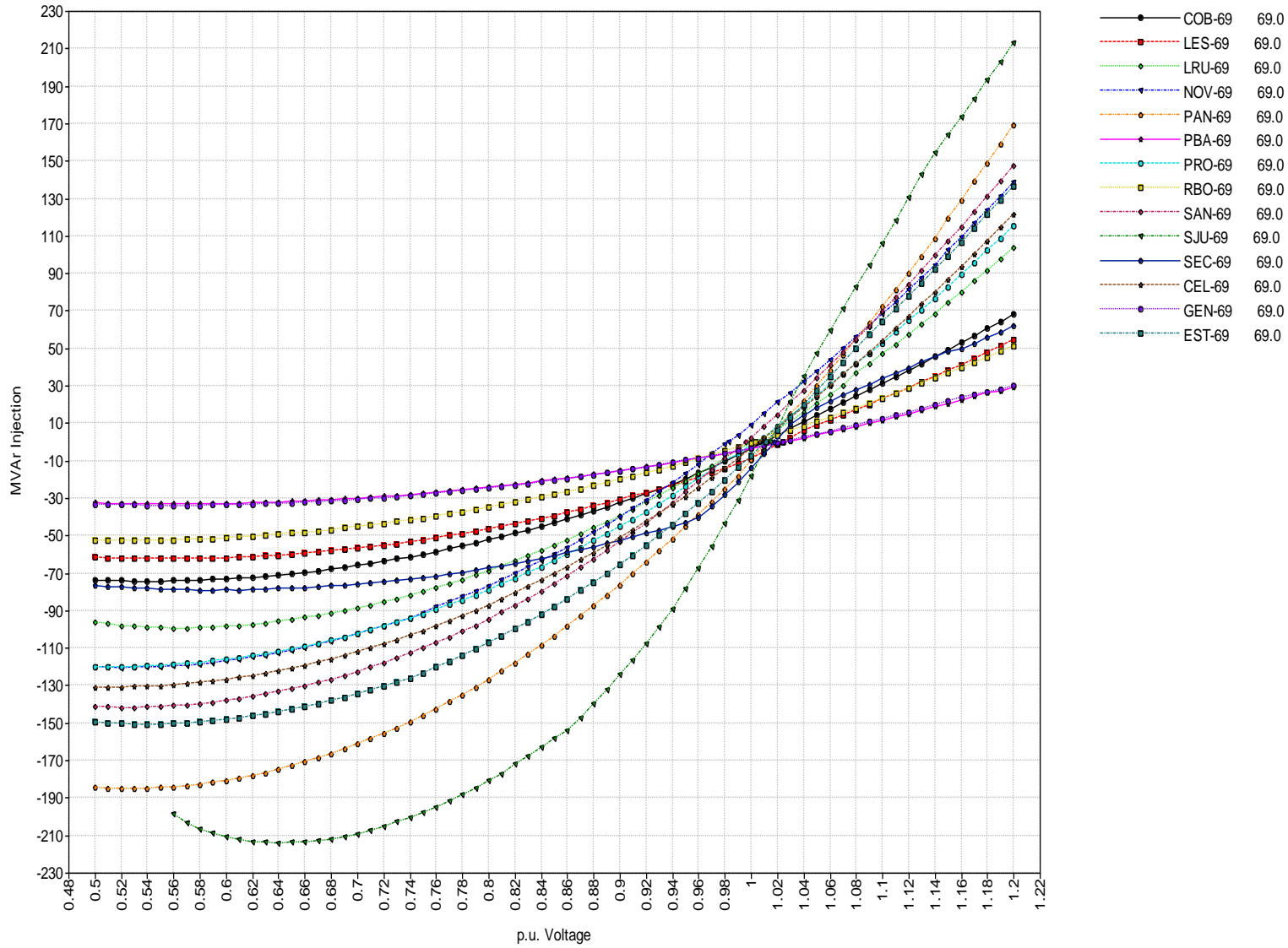


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
RED 230 KV



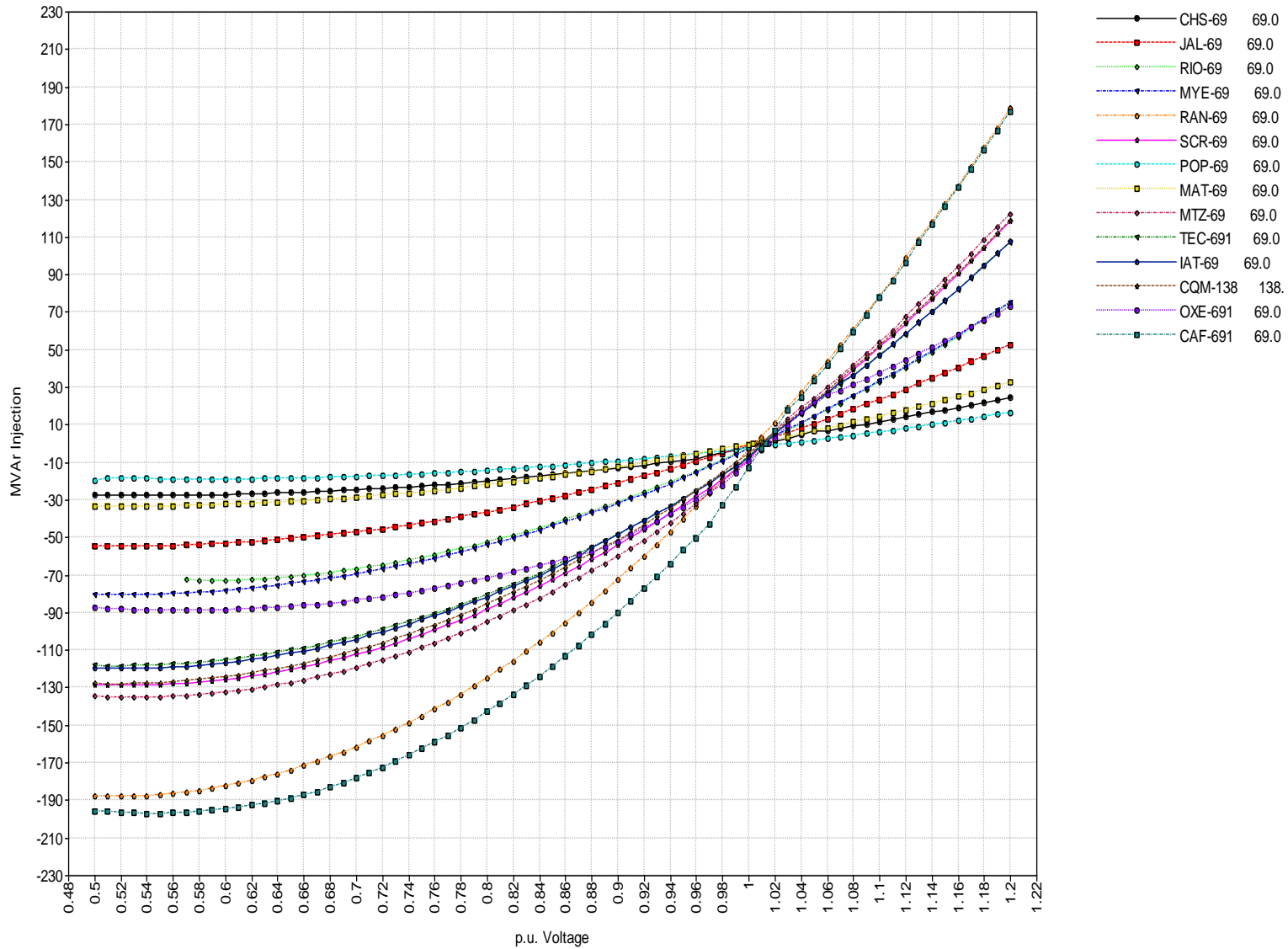


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
ORIENTE



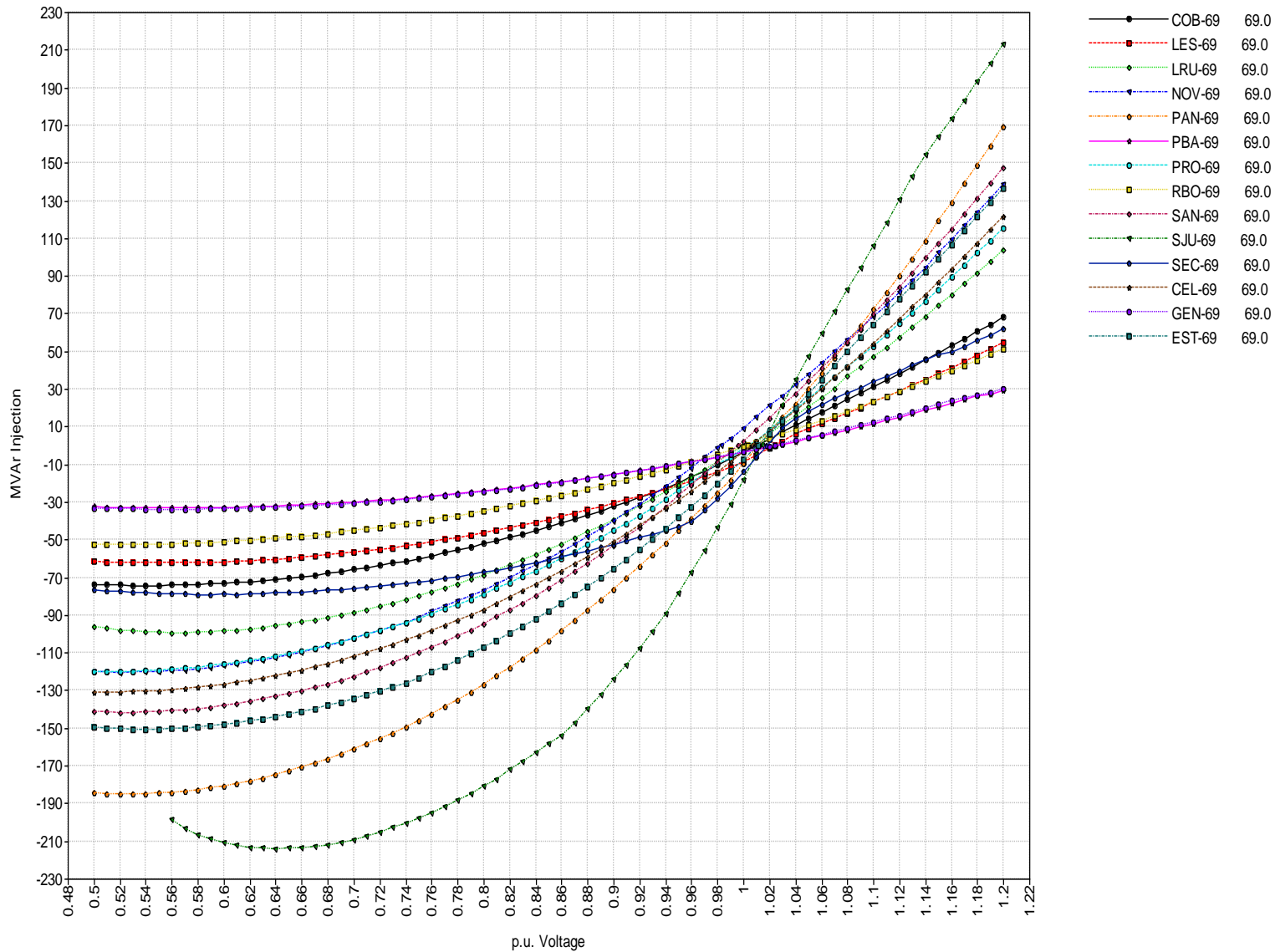


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
ORIENTE



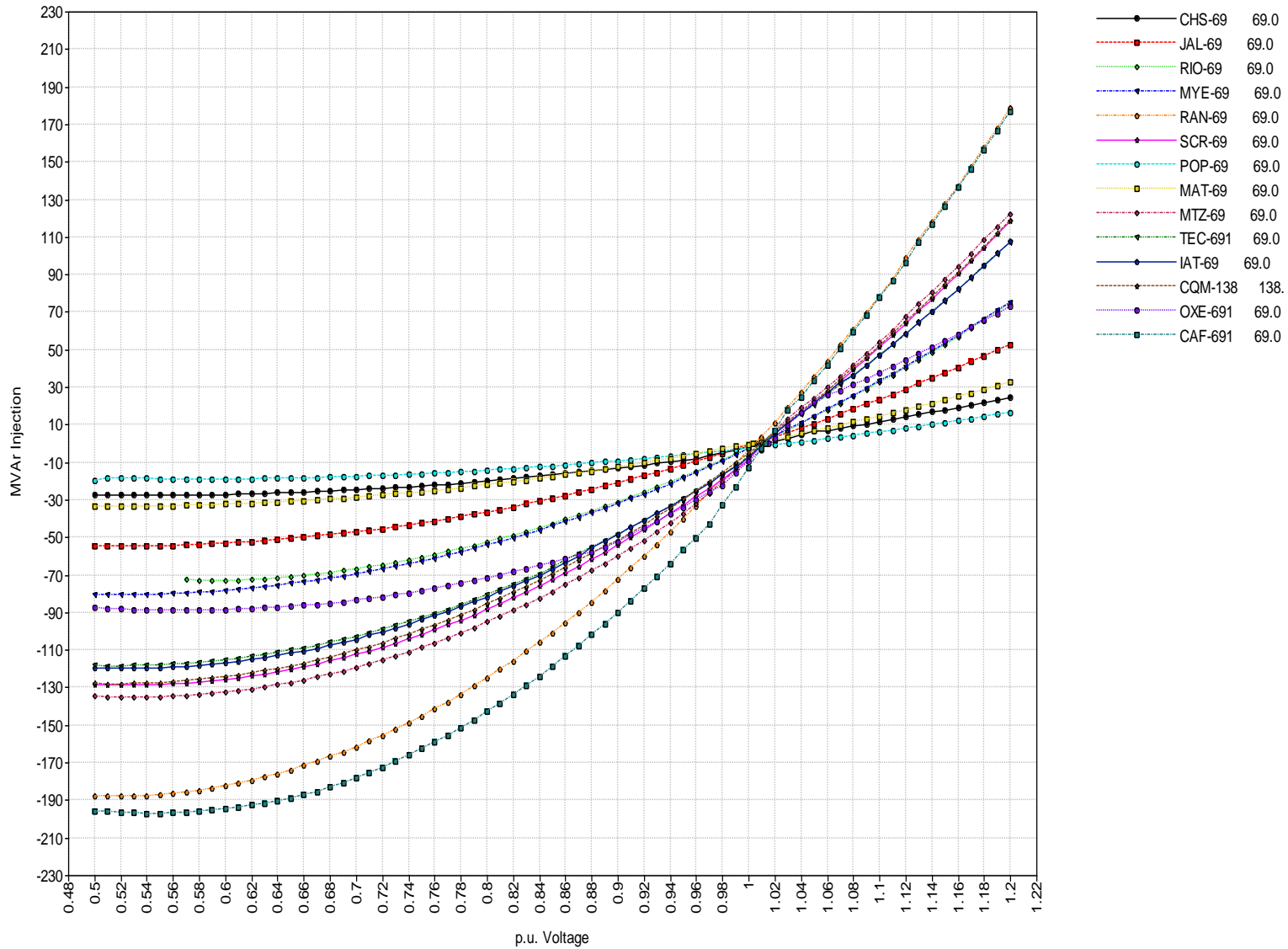


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
ORIENTE



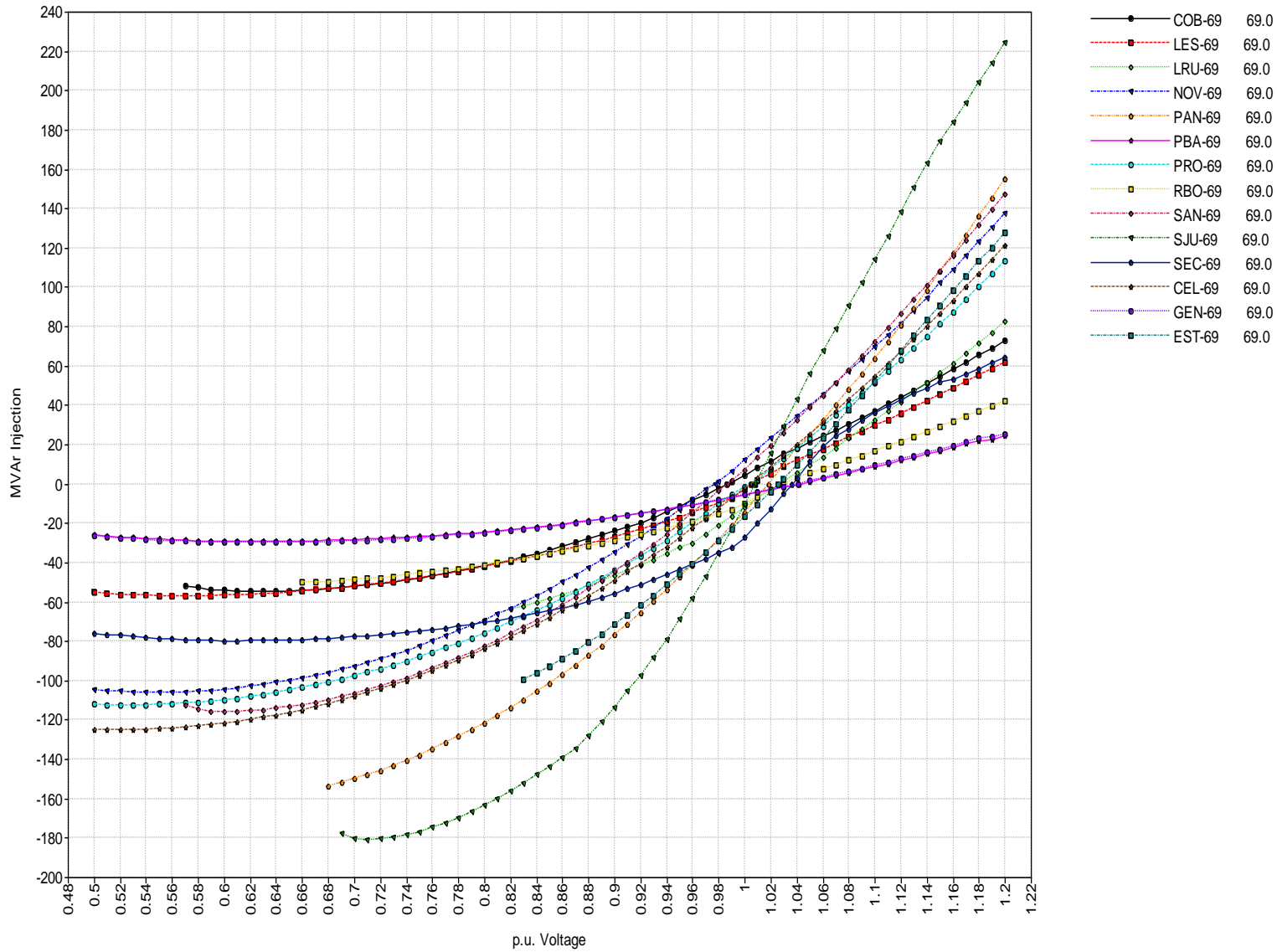


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
ORIENTE



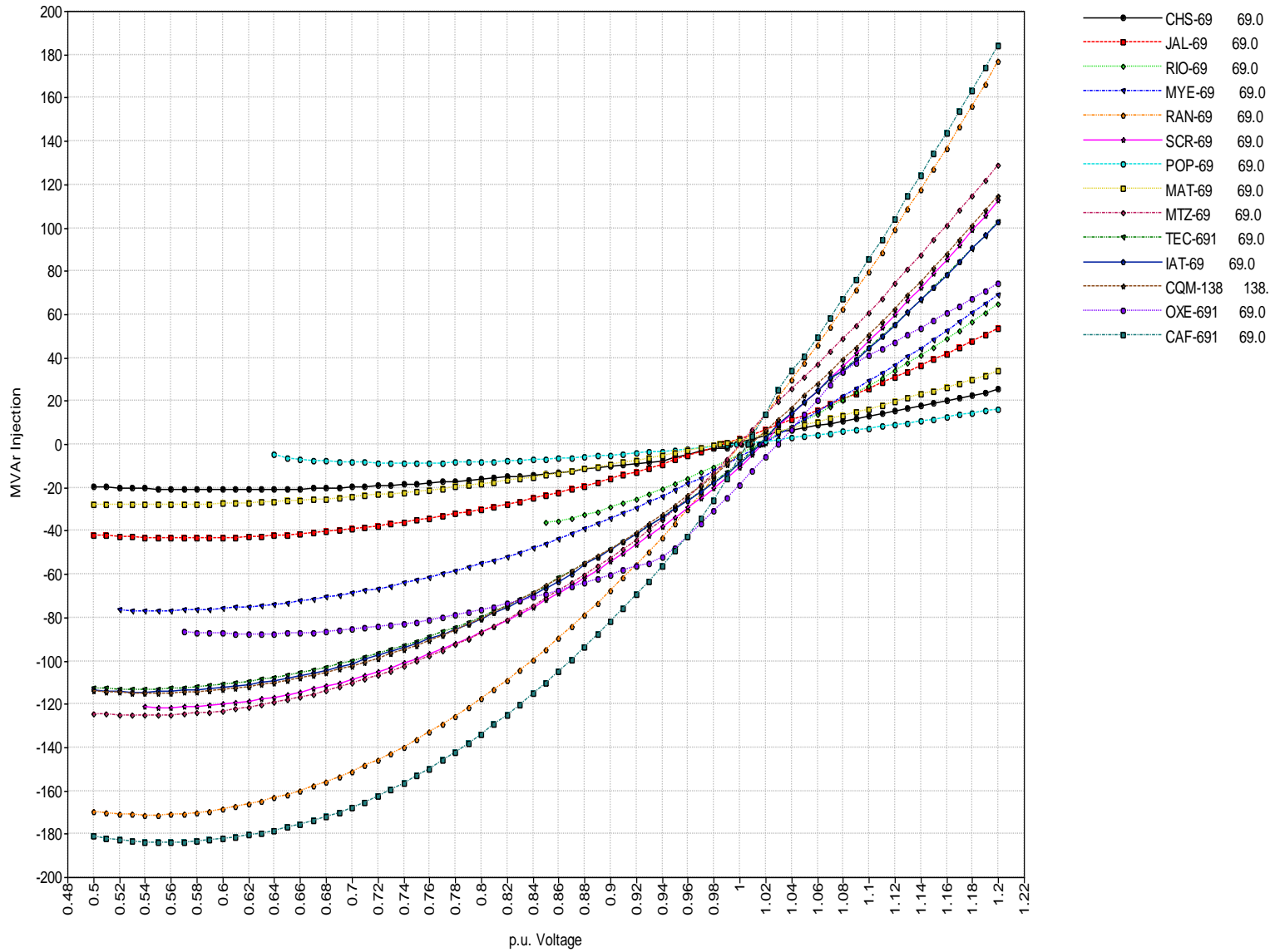


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
ORIENTE



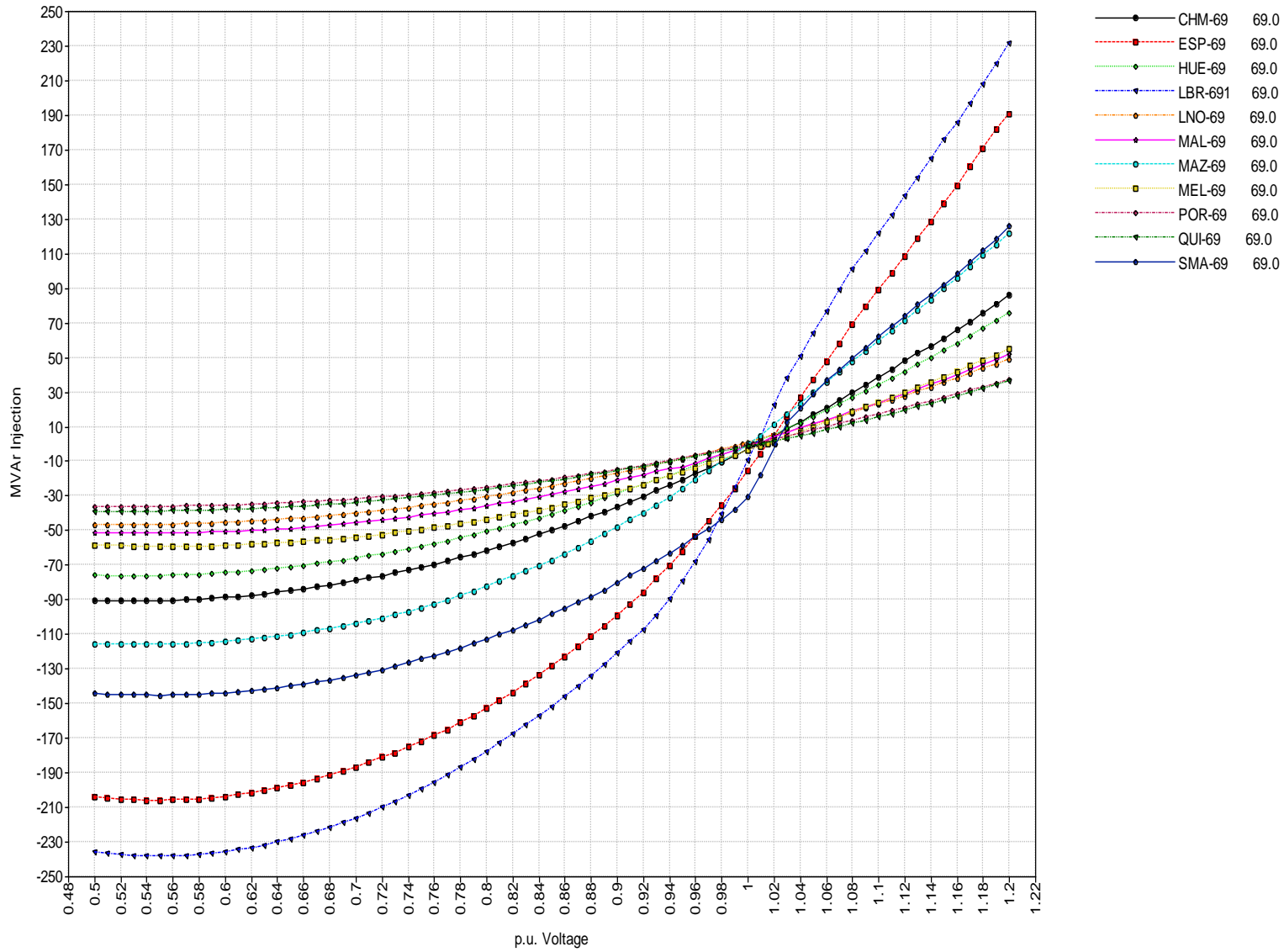


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
ORIENTE



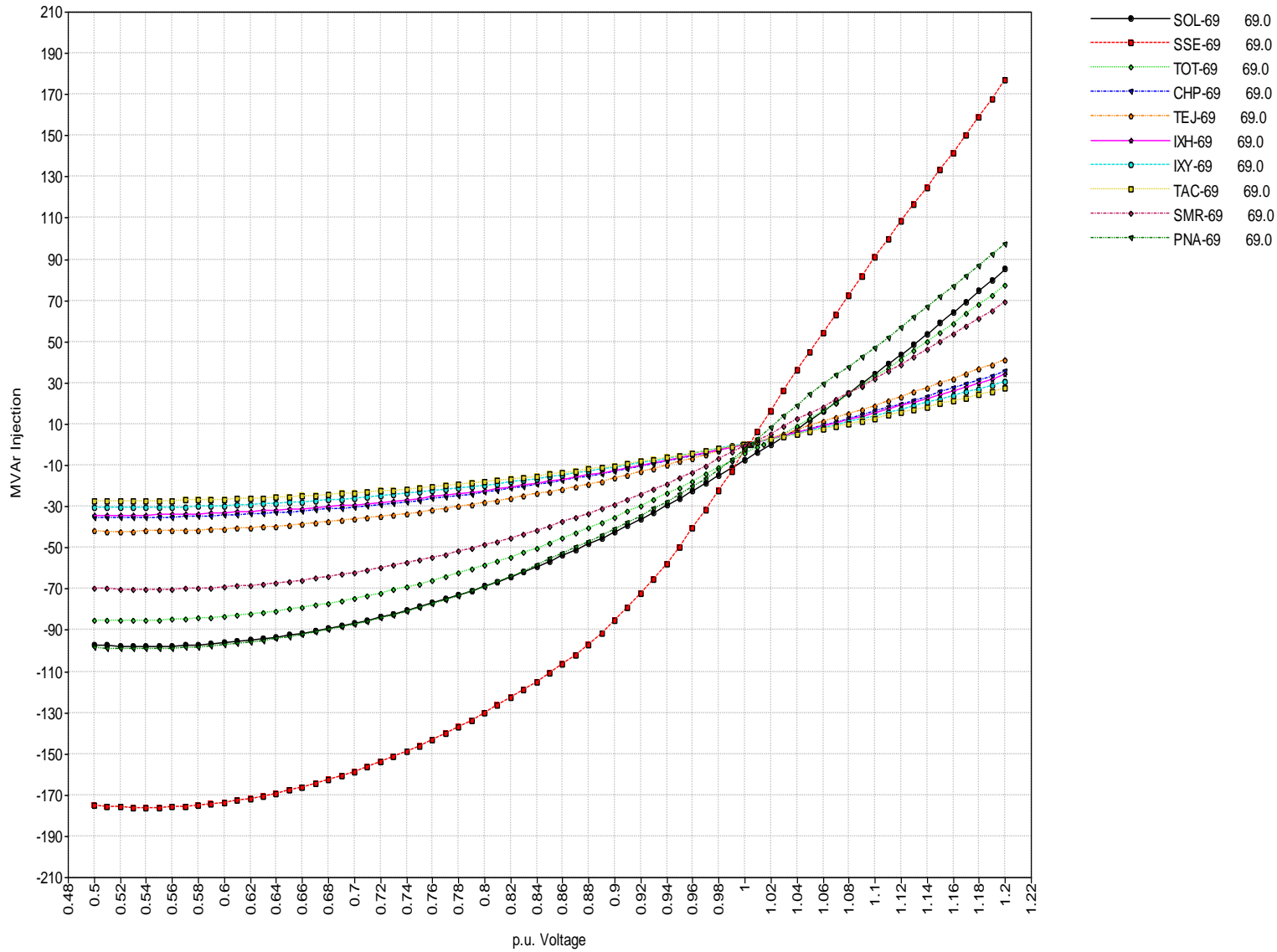


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
OCCIDENTE



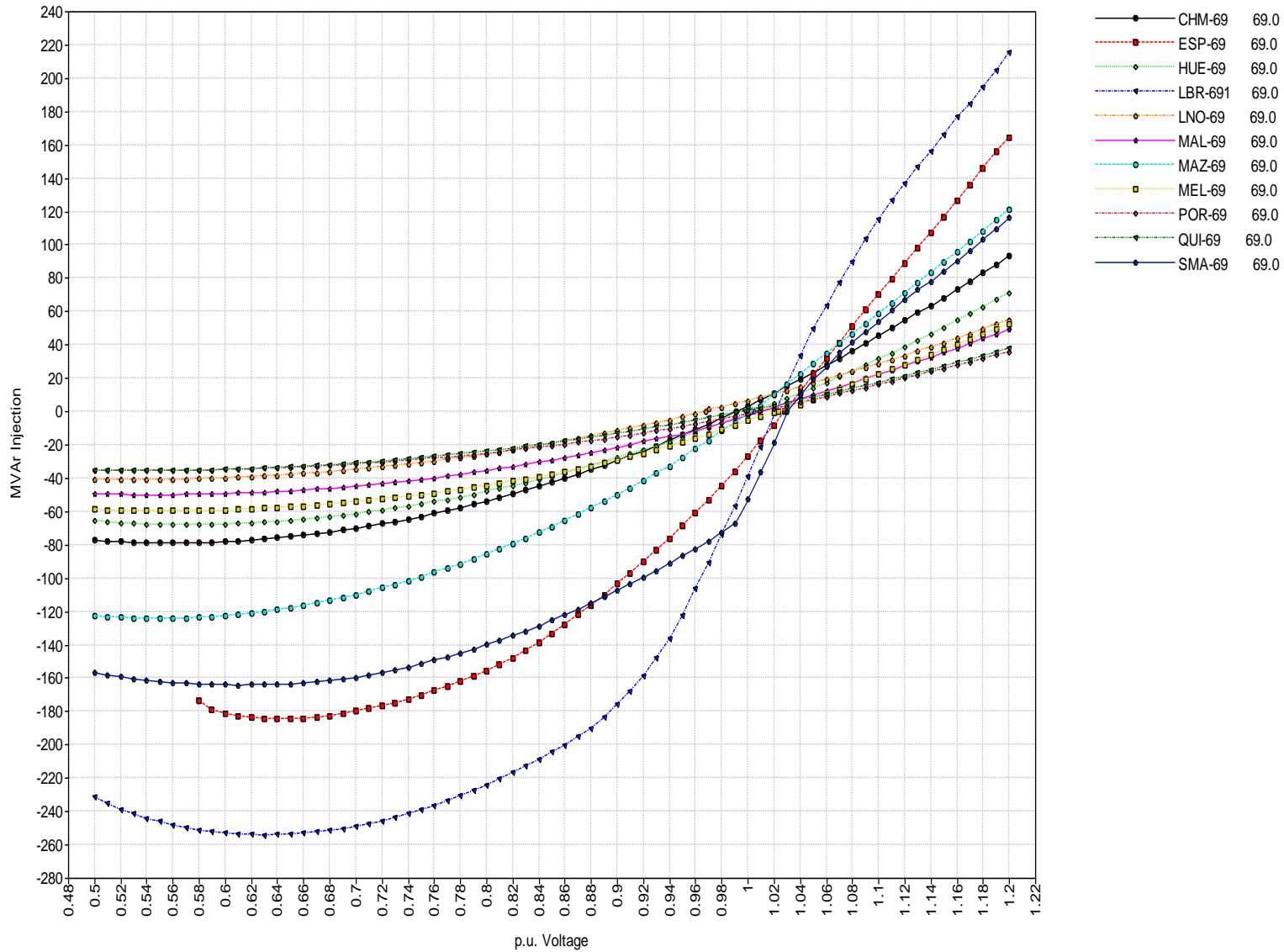


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
OCCIDENTE



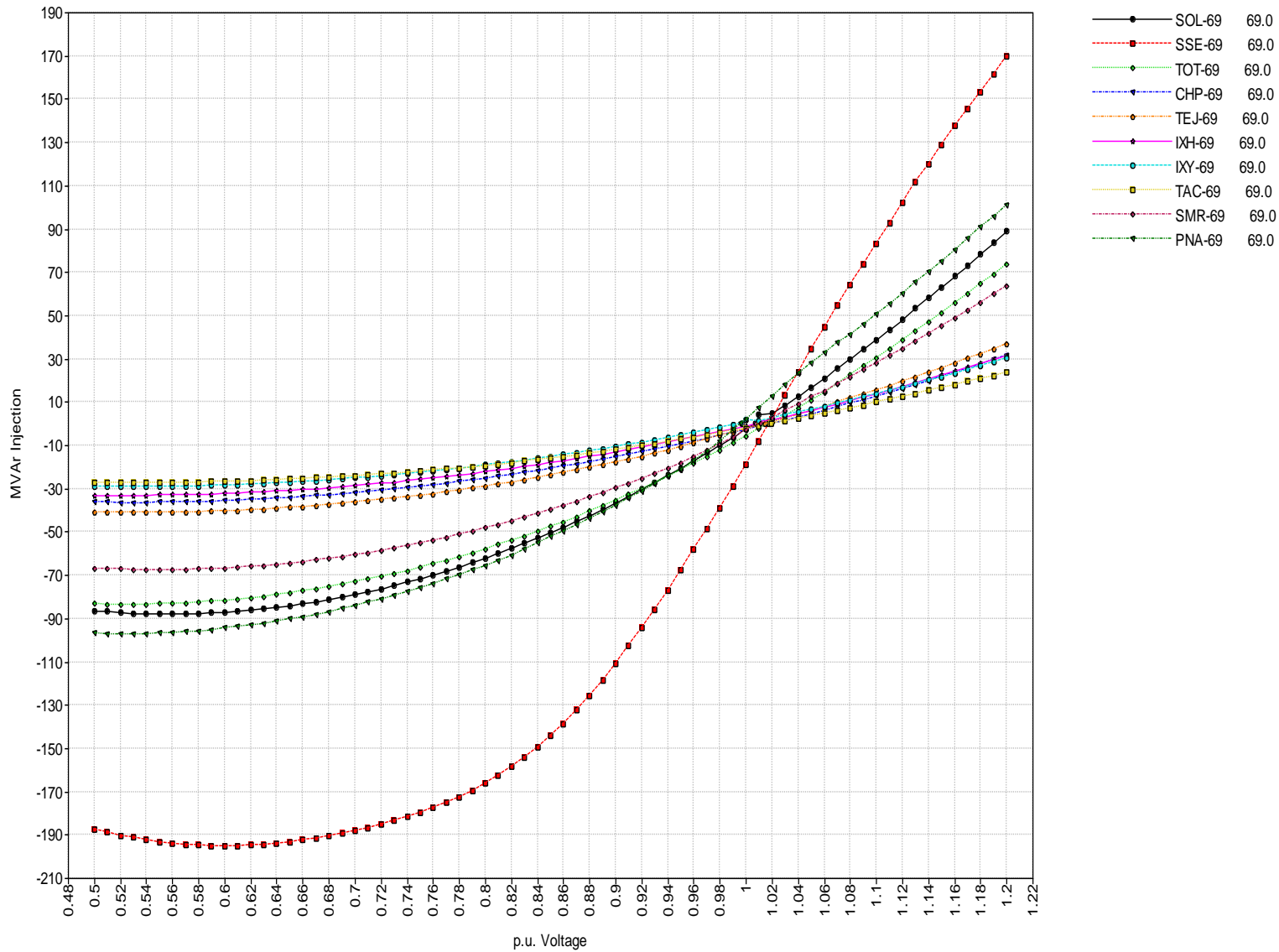


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
OCCIDENTE



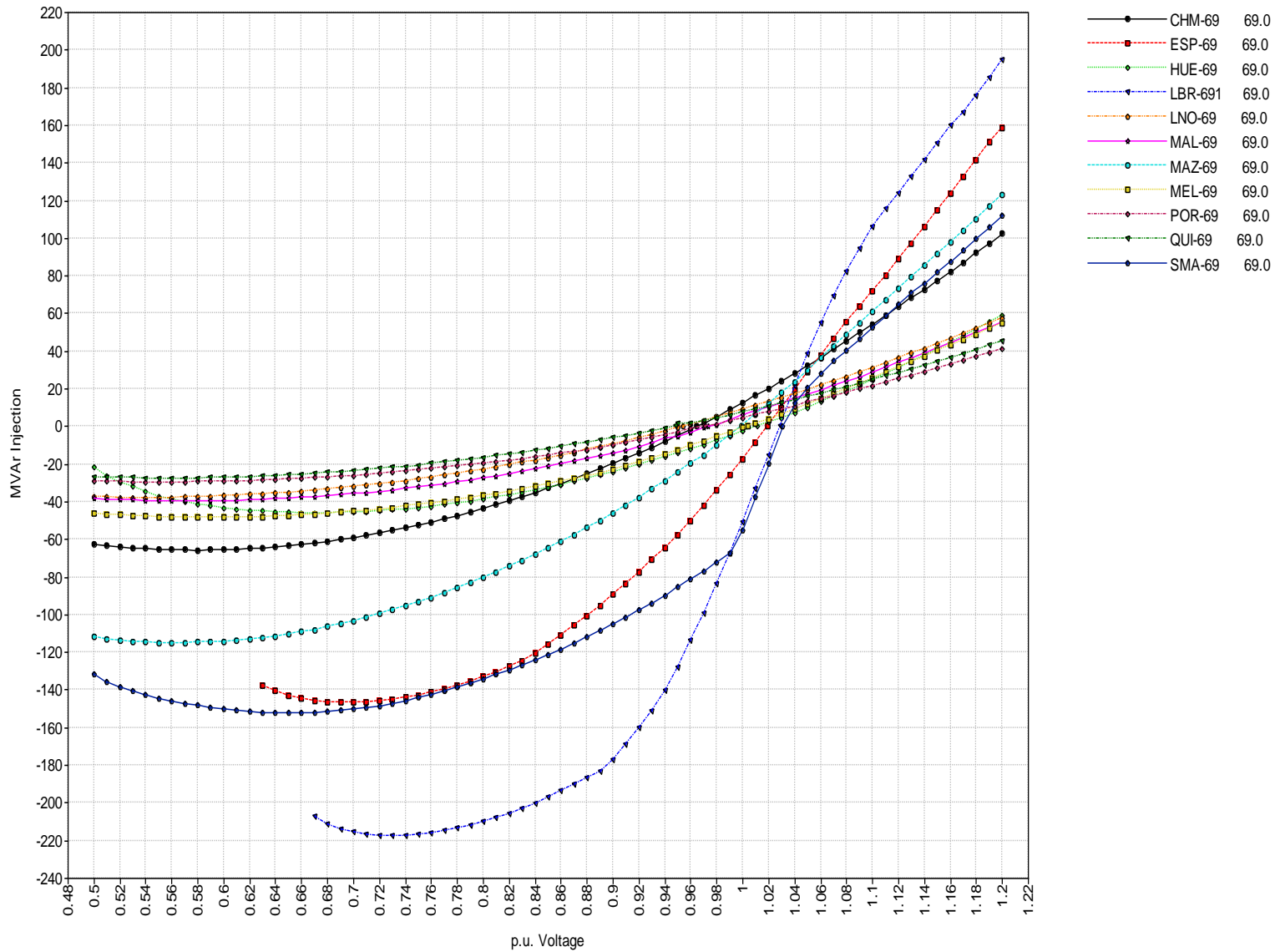


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
OCCIDENTE



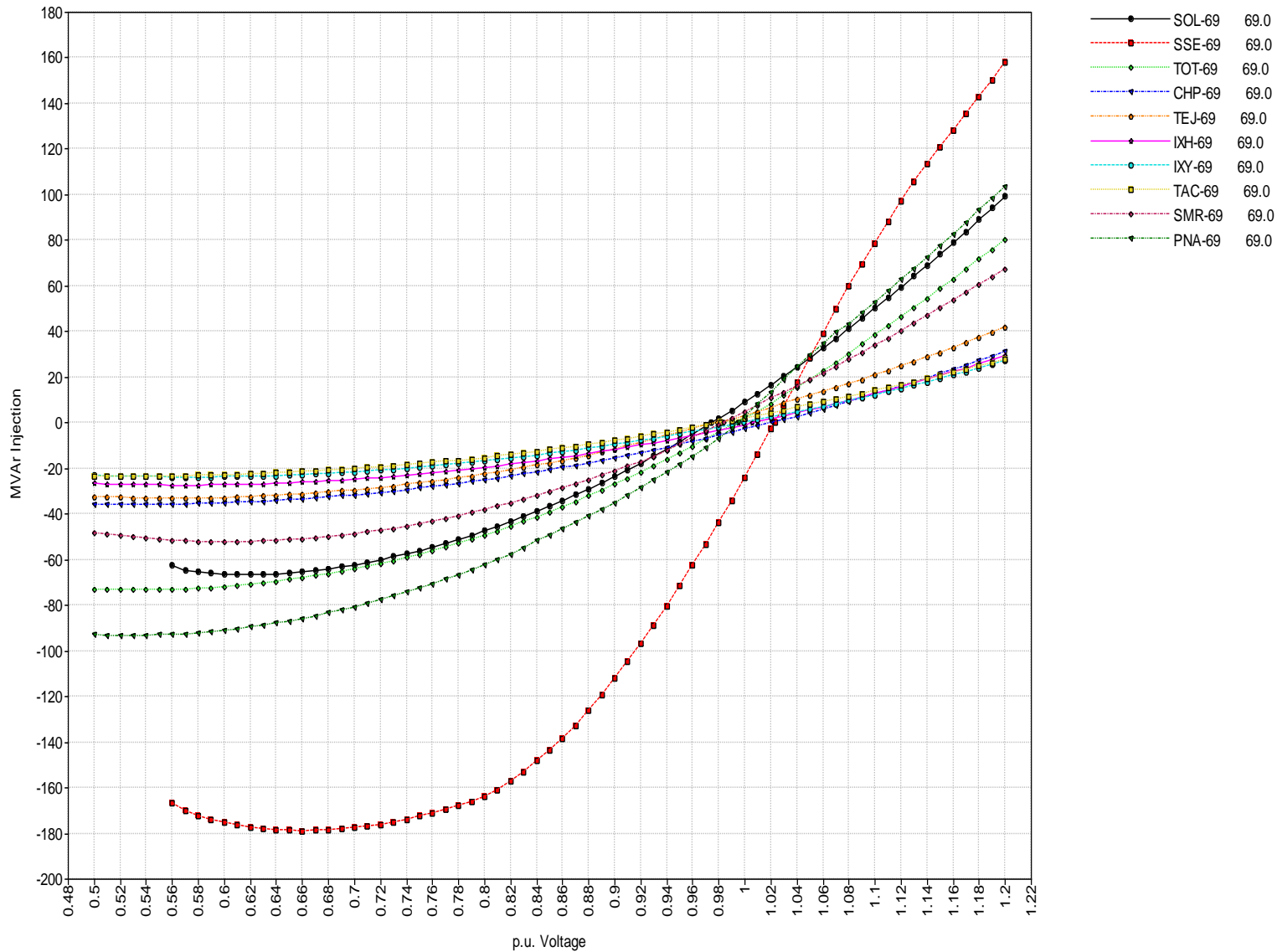


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
OCCIDENTE



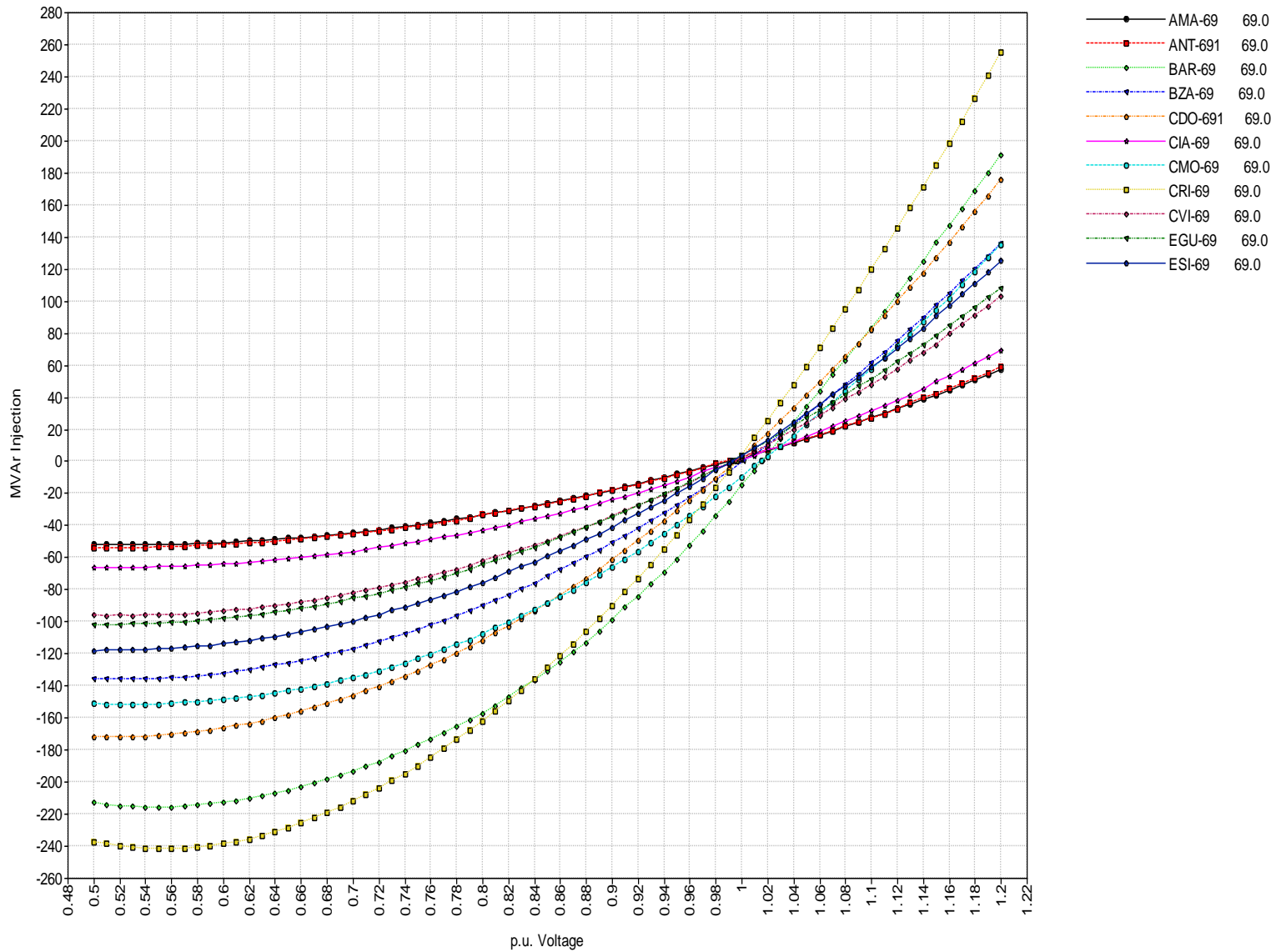


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
OCCIDENTE



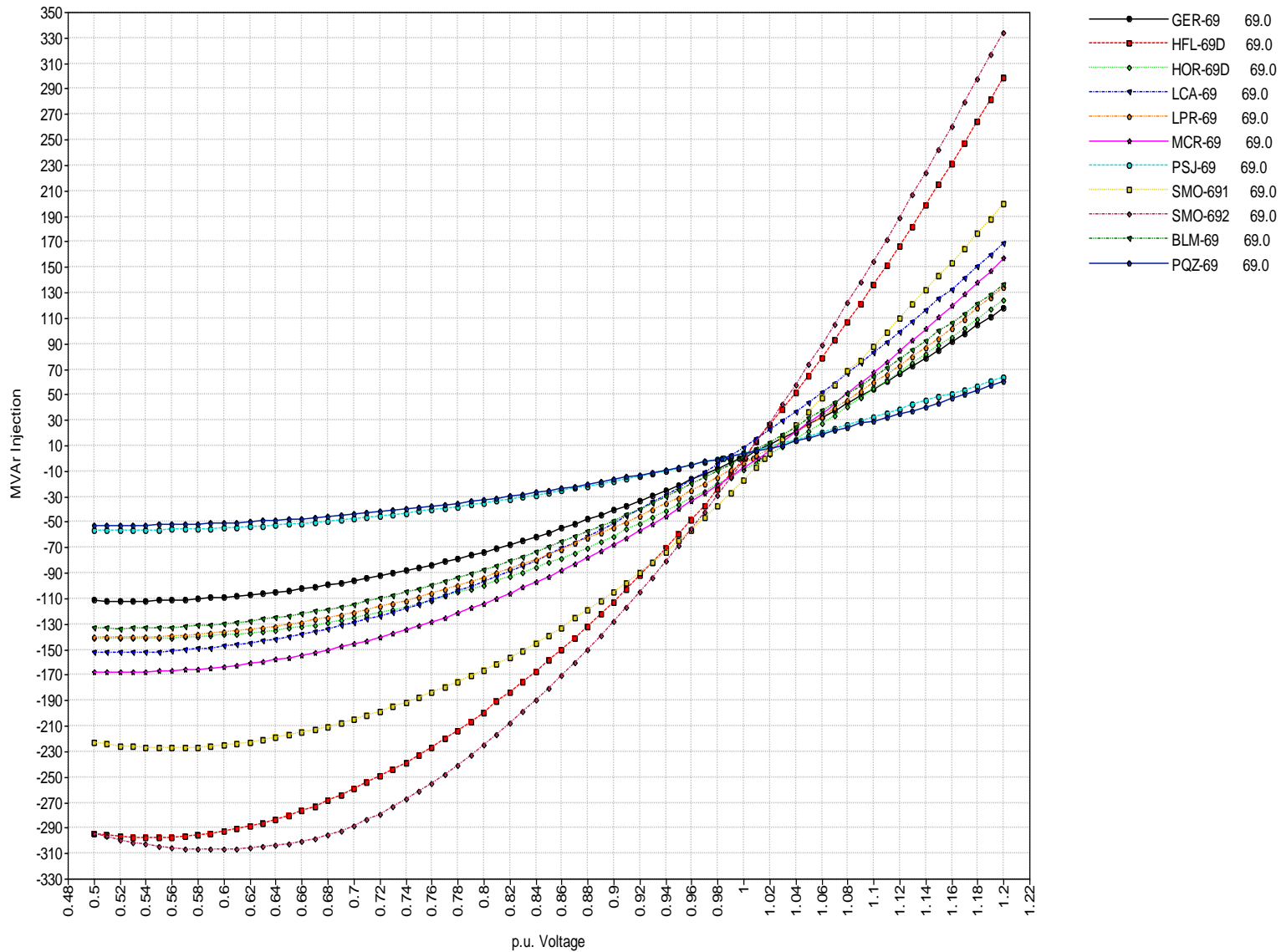


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
CENTRAL



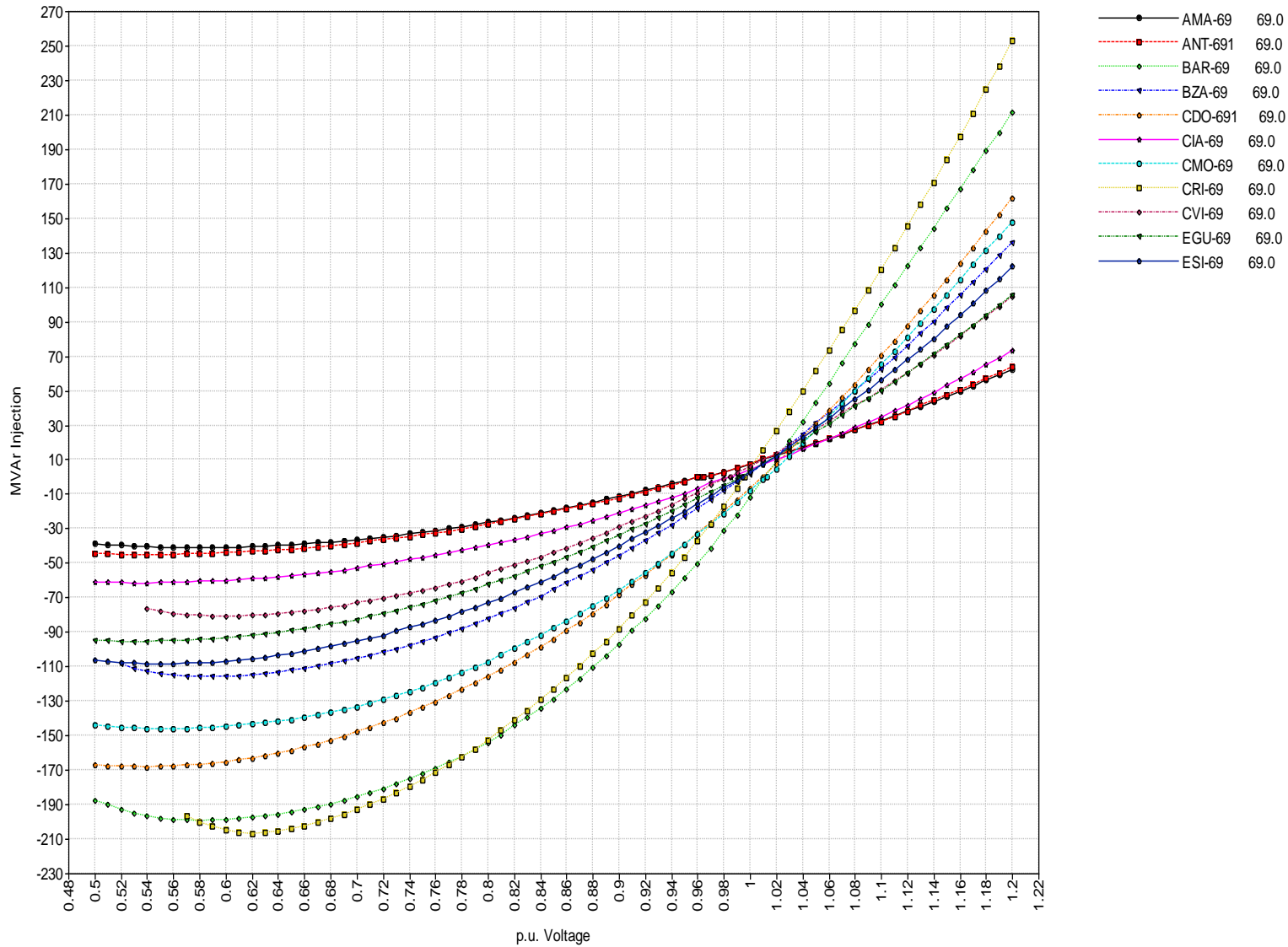


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MINIMA
CENTRAL



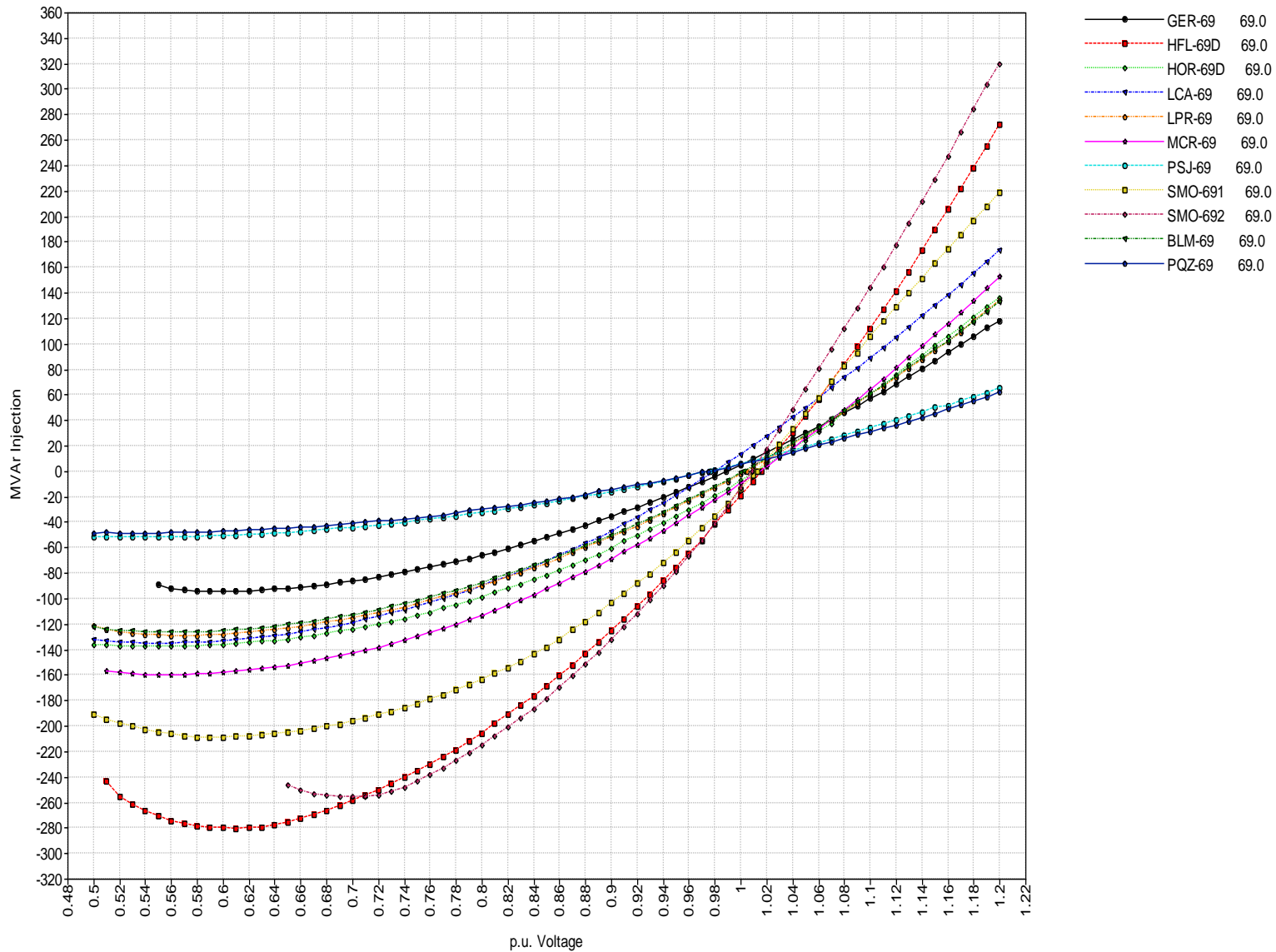


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
CENTRAL



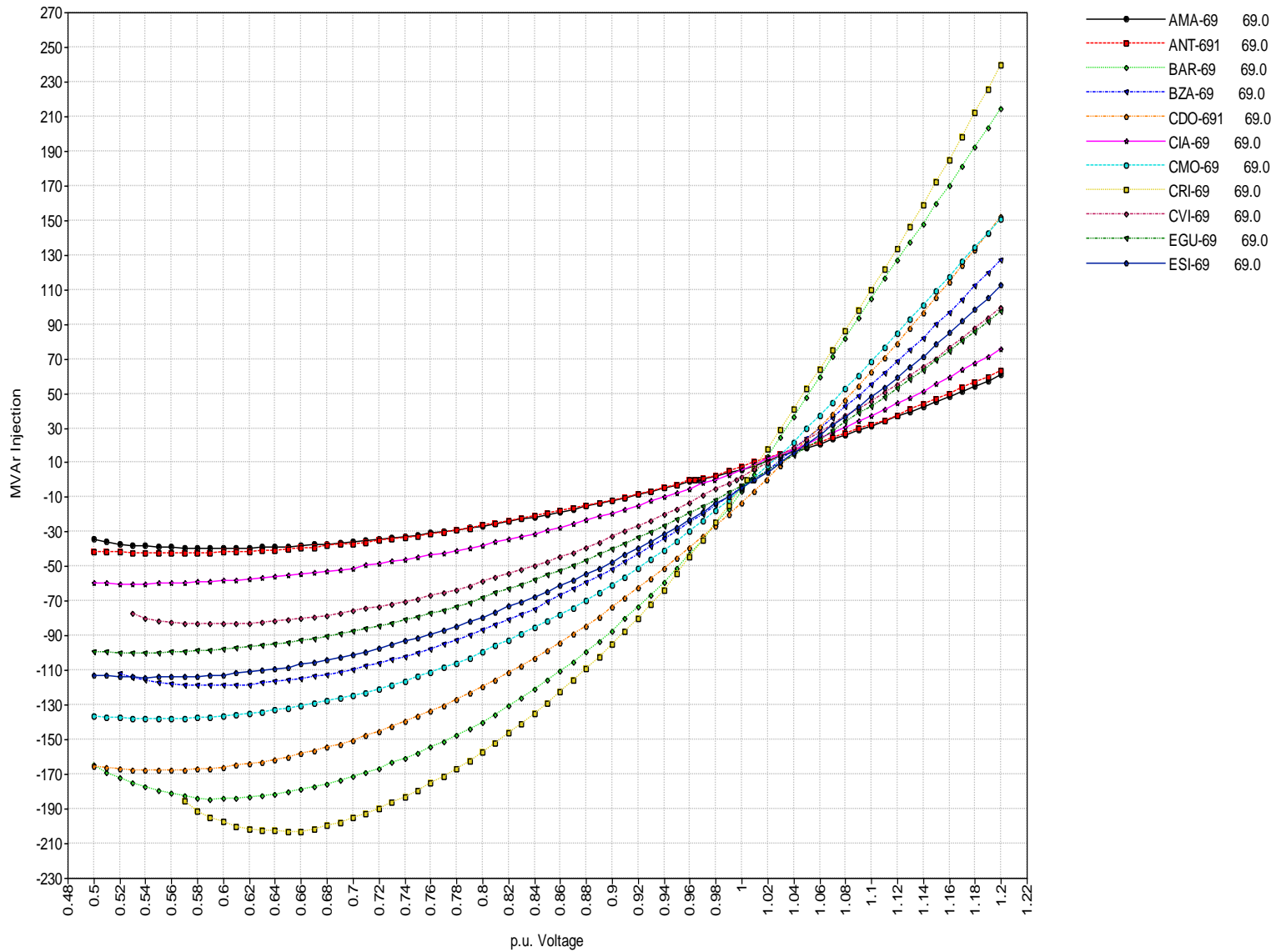


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MEDIA
CENTRAL



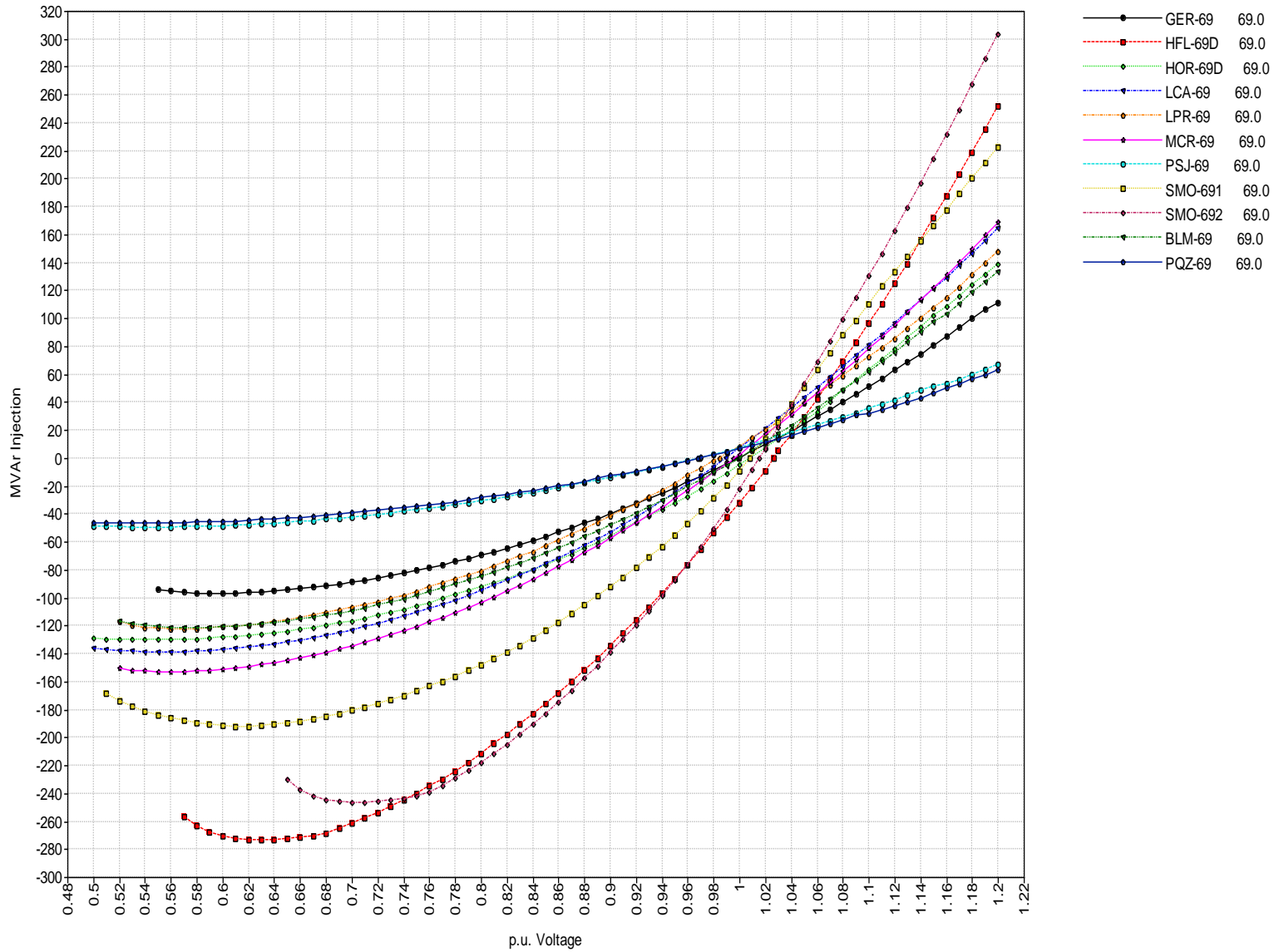


CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
CENTRAL





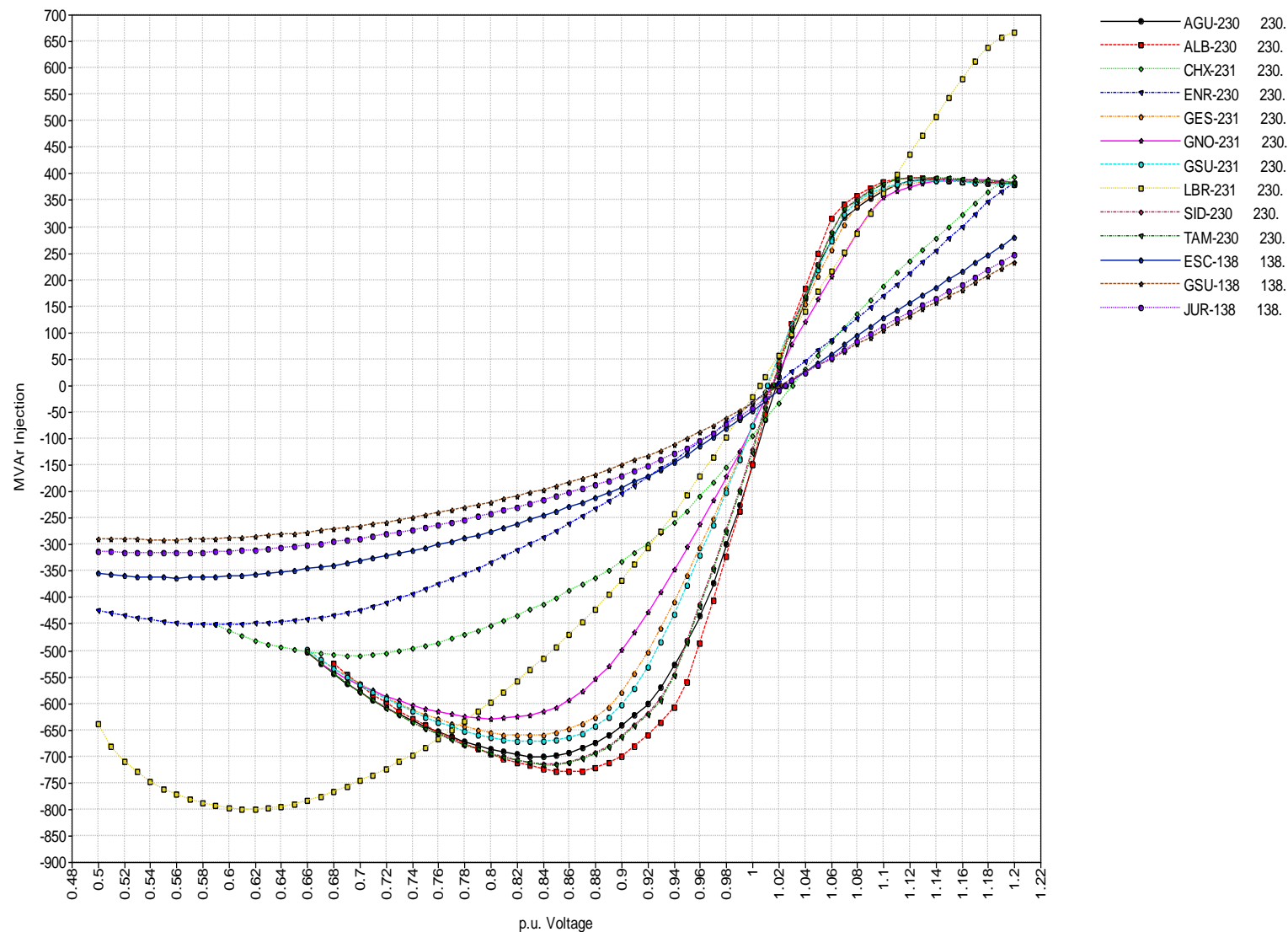
CURVAS Q-V SEPTIEMBRE 2018
DEMANDA MAXIMA
CENTRAL





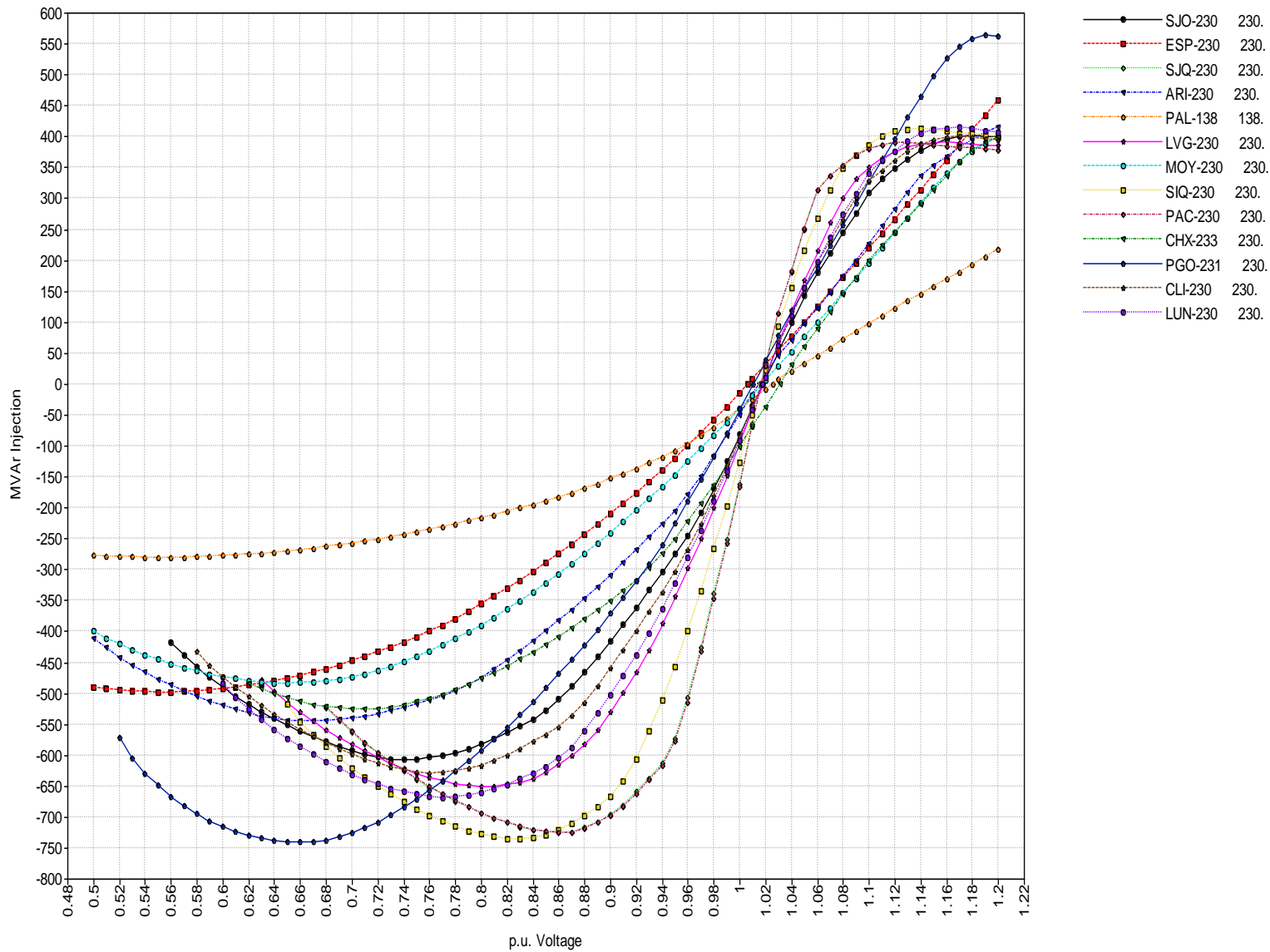
7.2. Marzo 2,019

CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
RED 230 KV



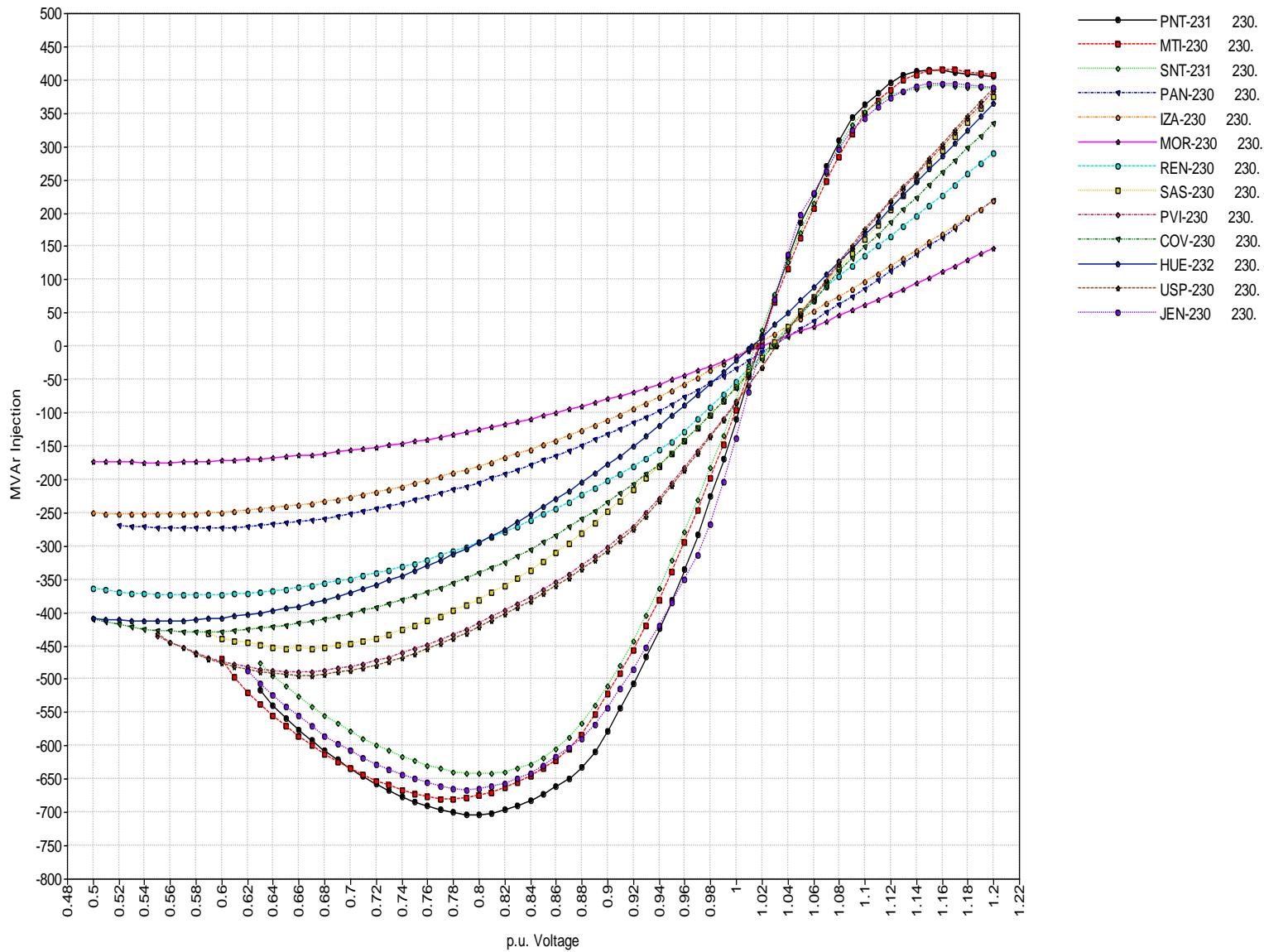


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
RED 230 KV



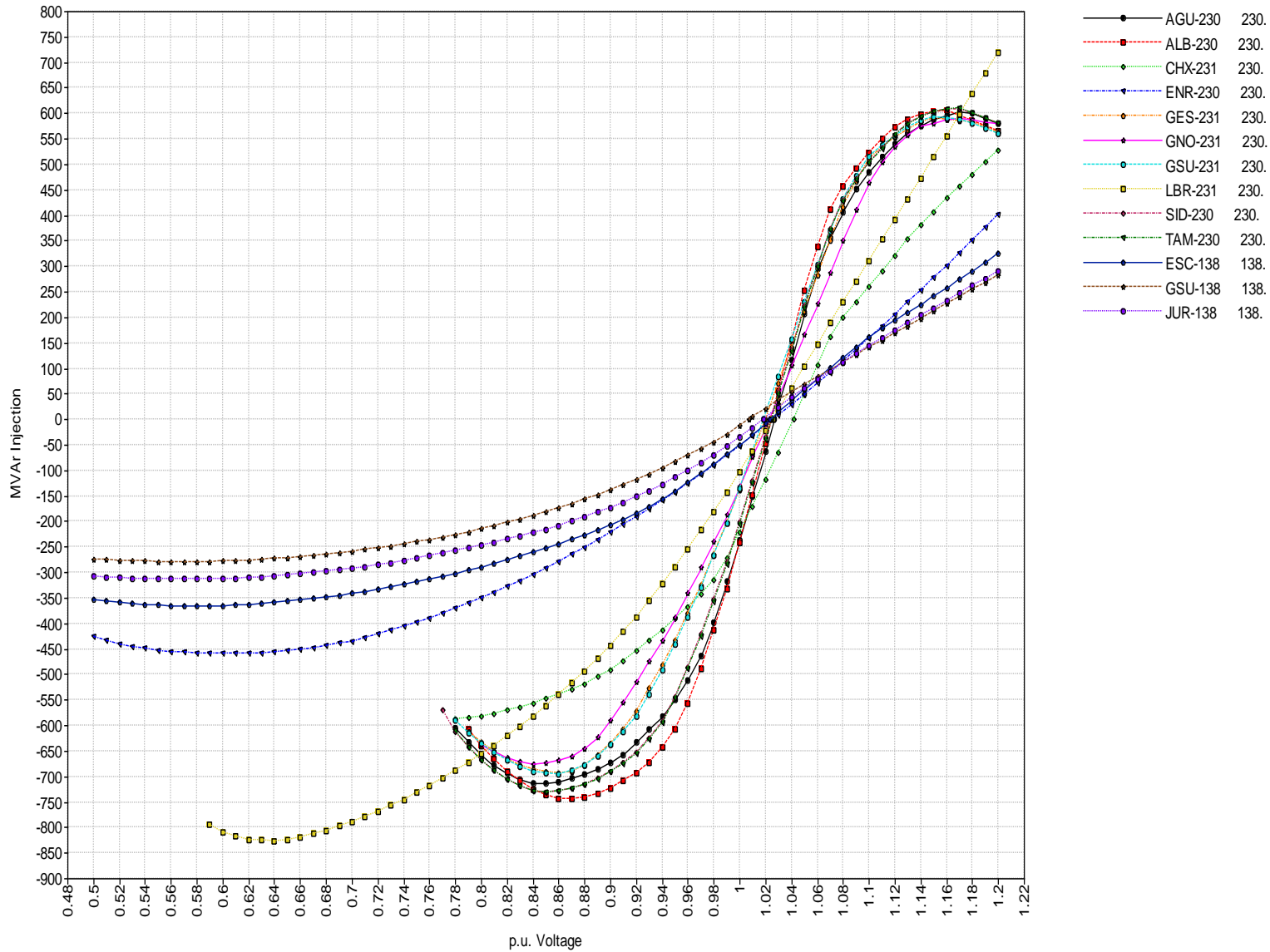


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
RED 230 KV



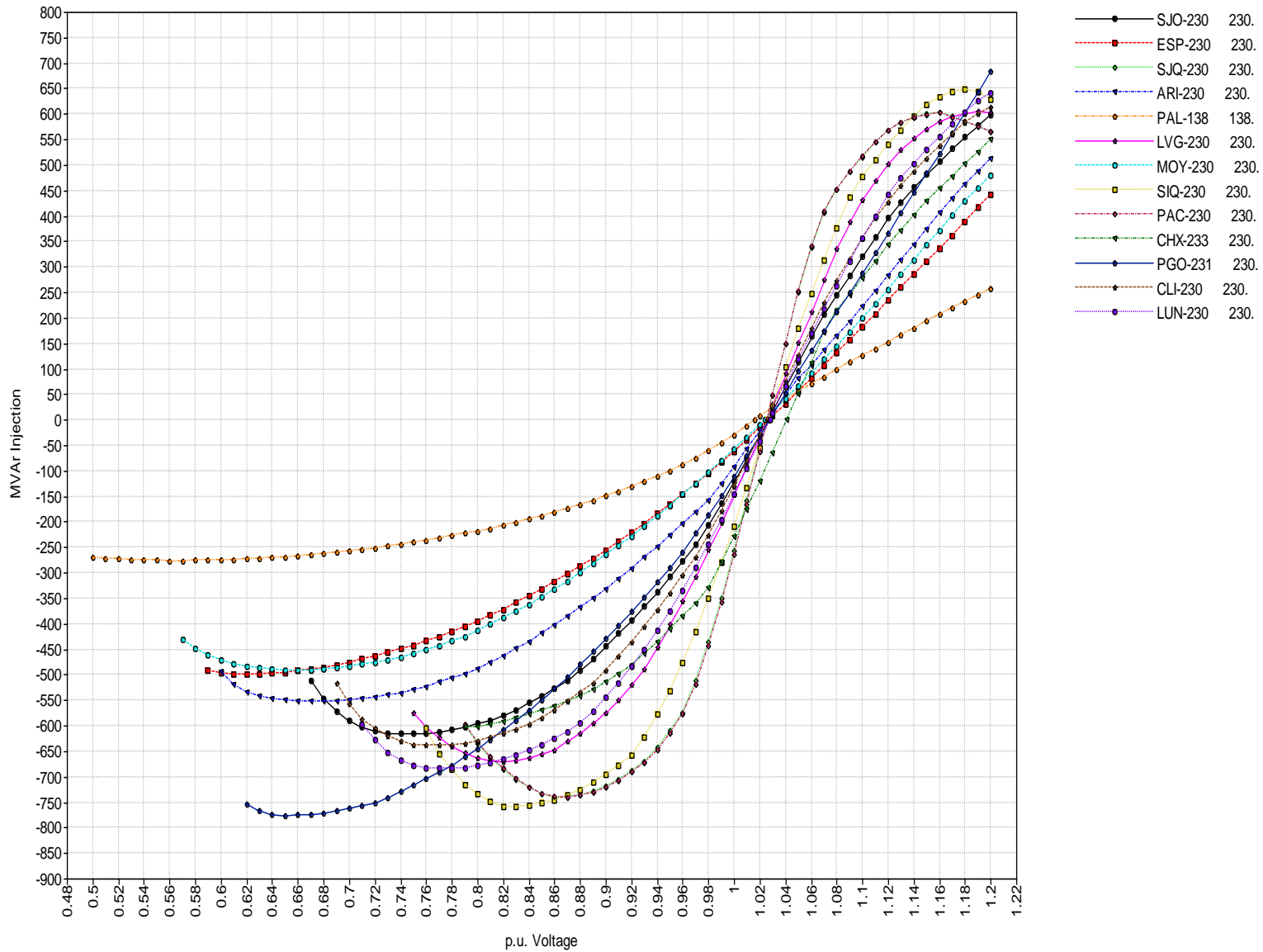


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MEDIA
RED 230 KV



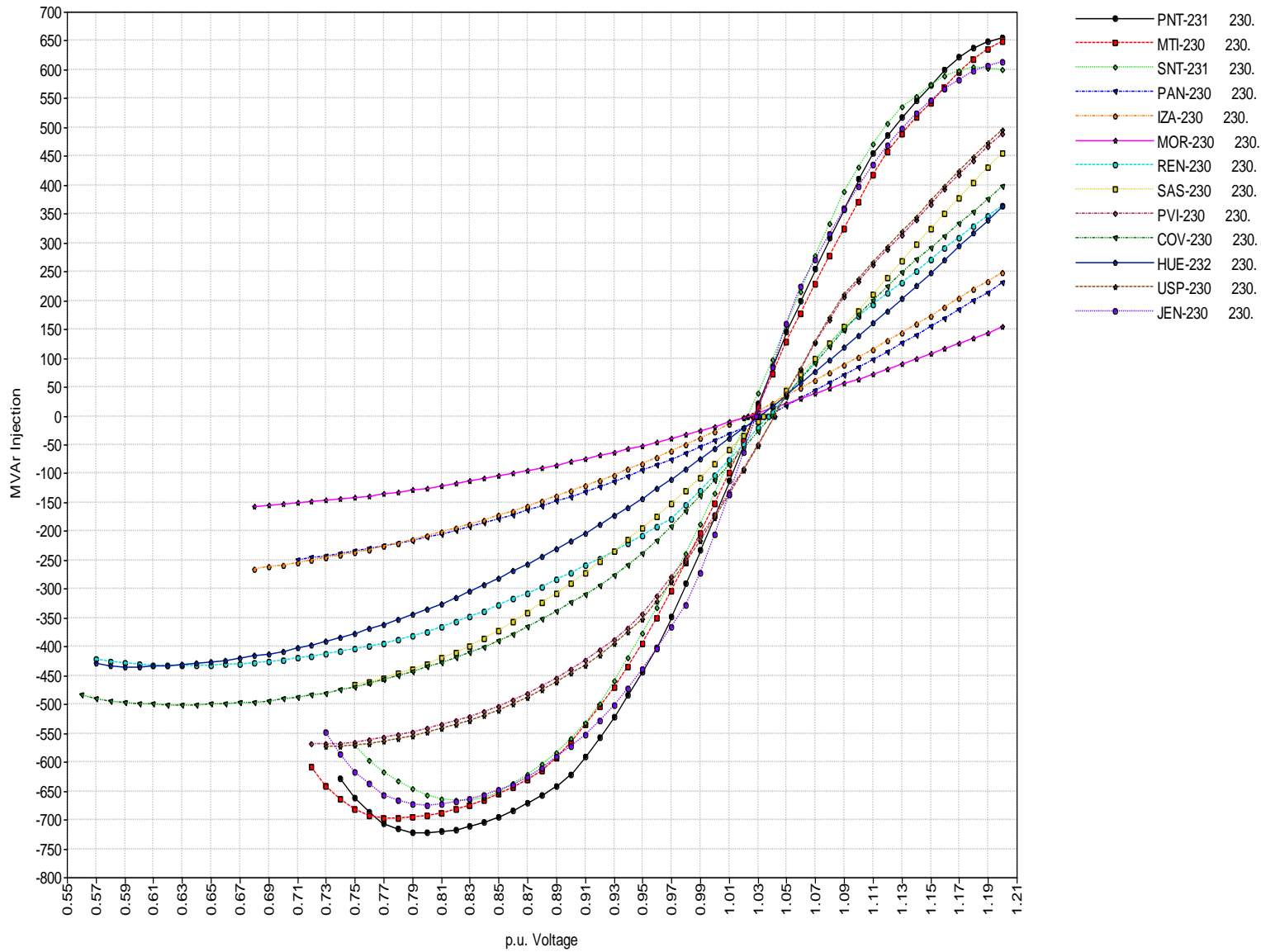


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MEDIA
RED 230 KV



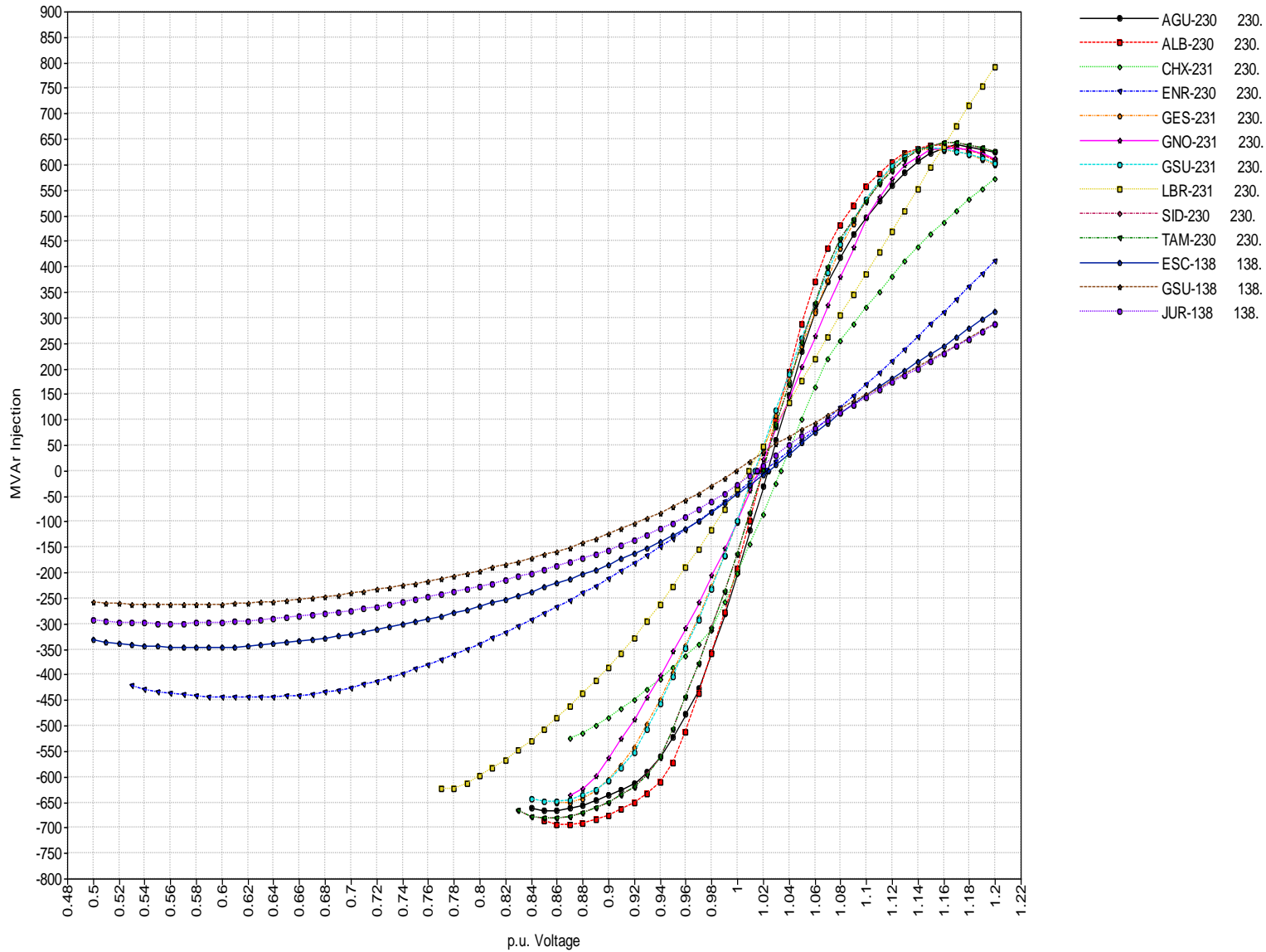


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MEDIA
RED 230 KV



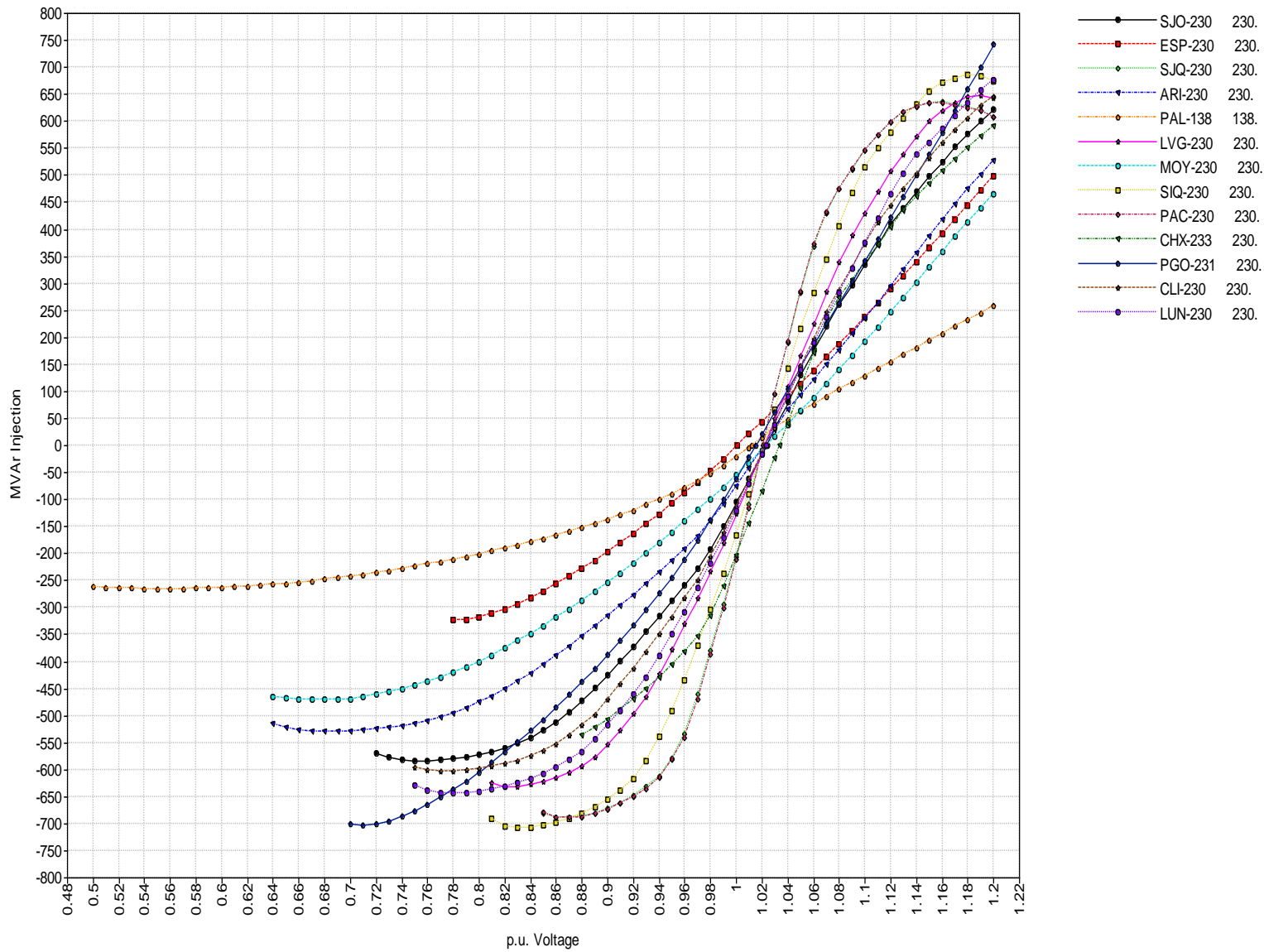


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
RED 230 KV



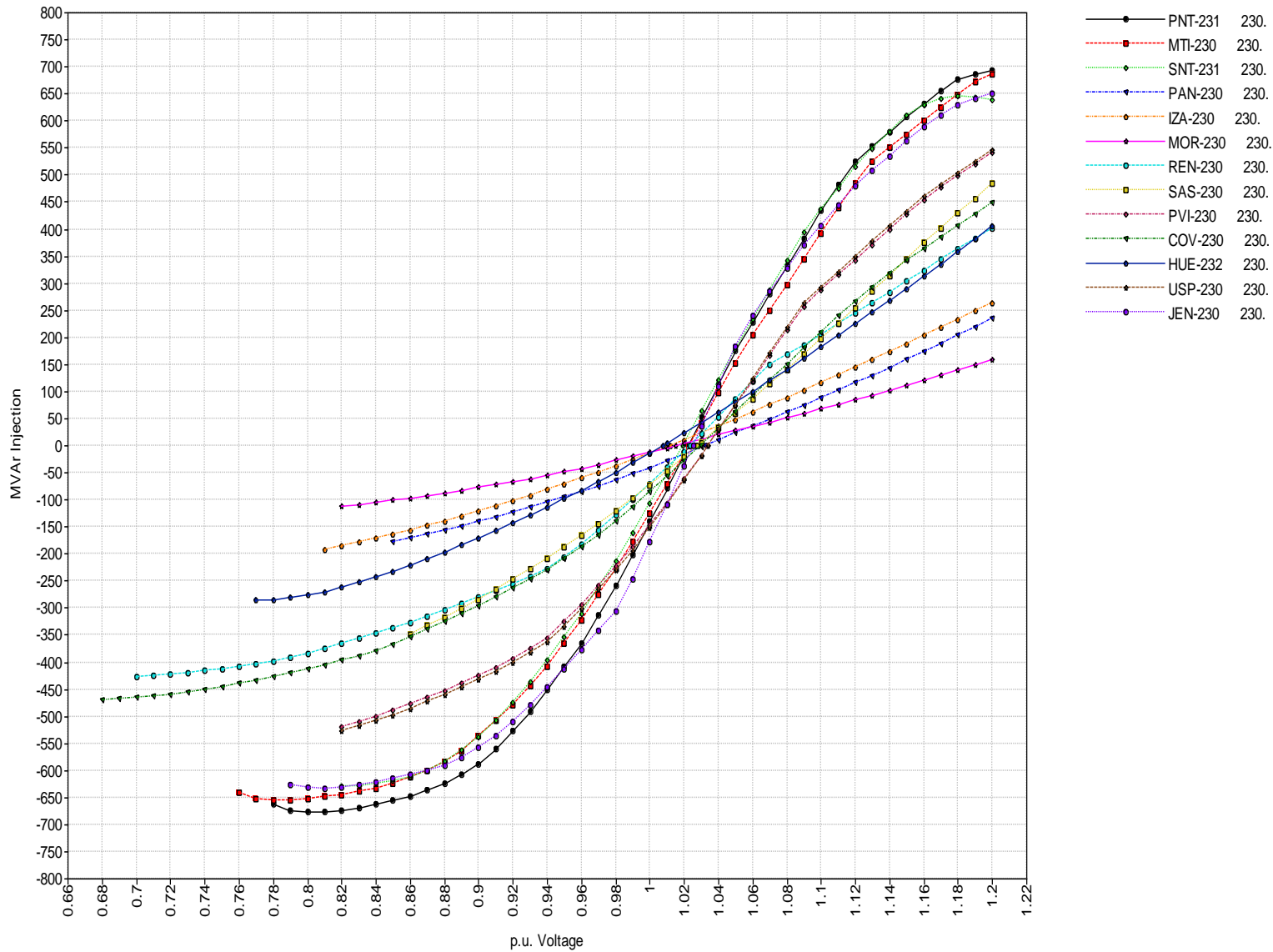


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
RED 230 KV



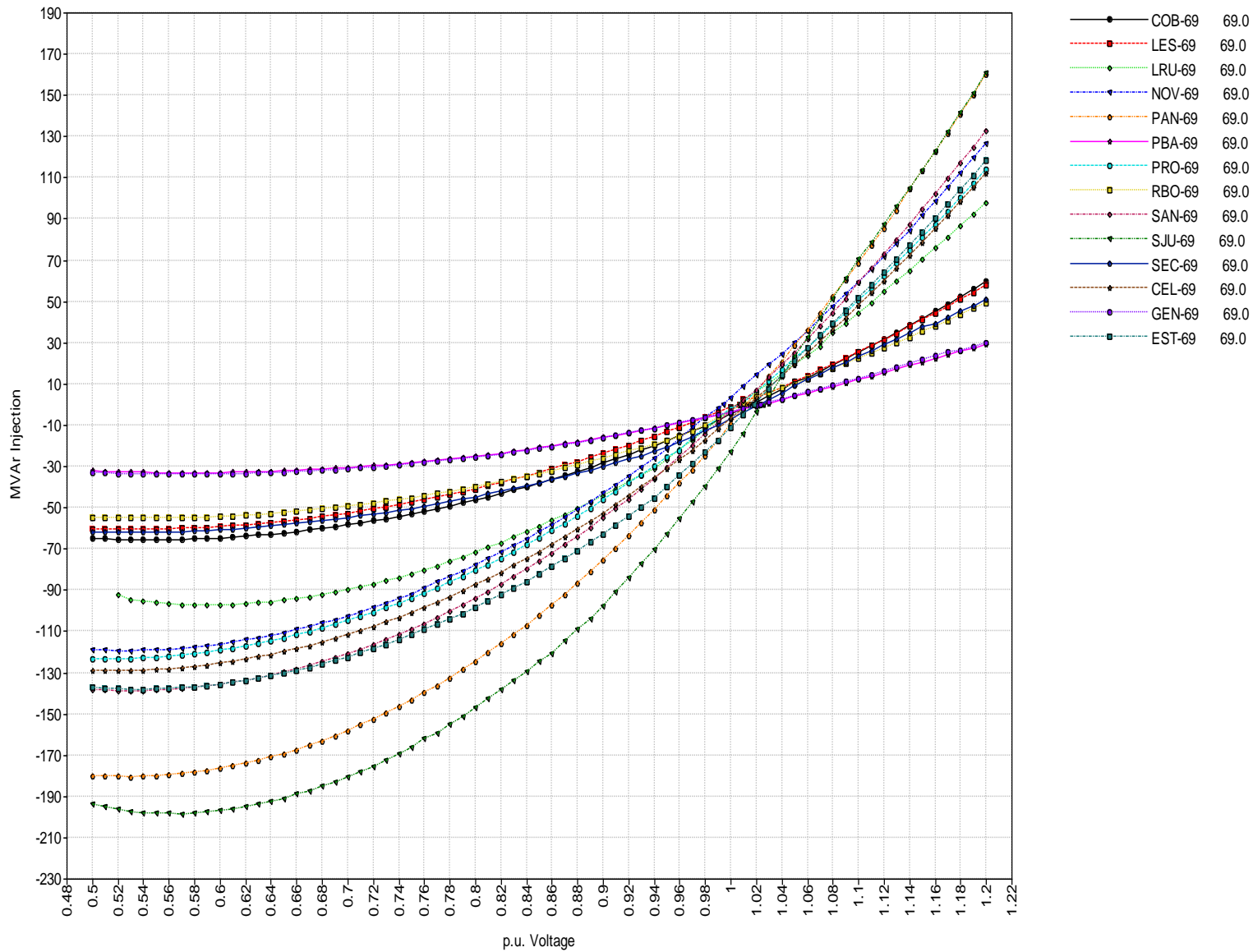


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
RED 230 KV



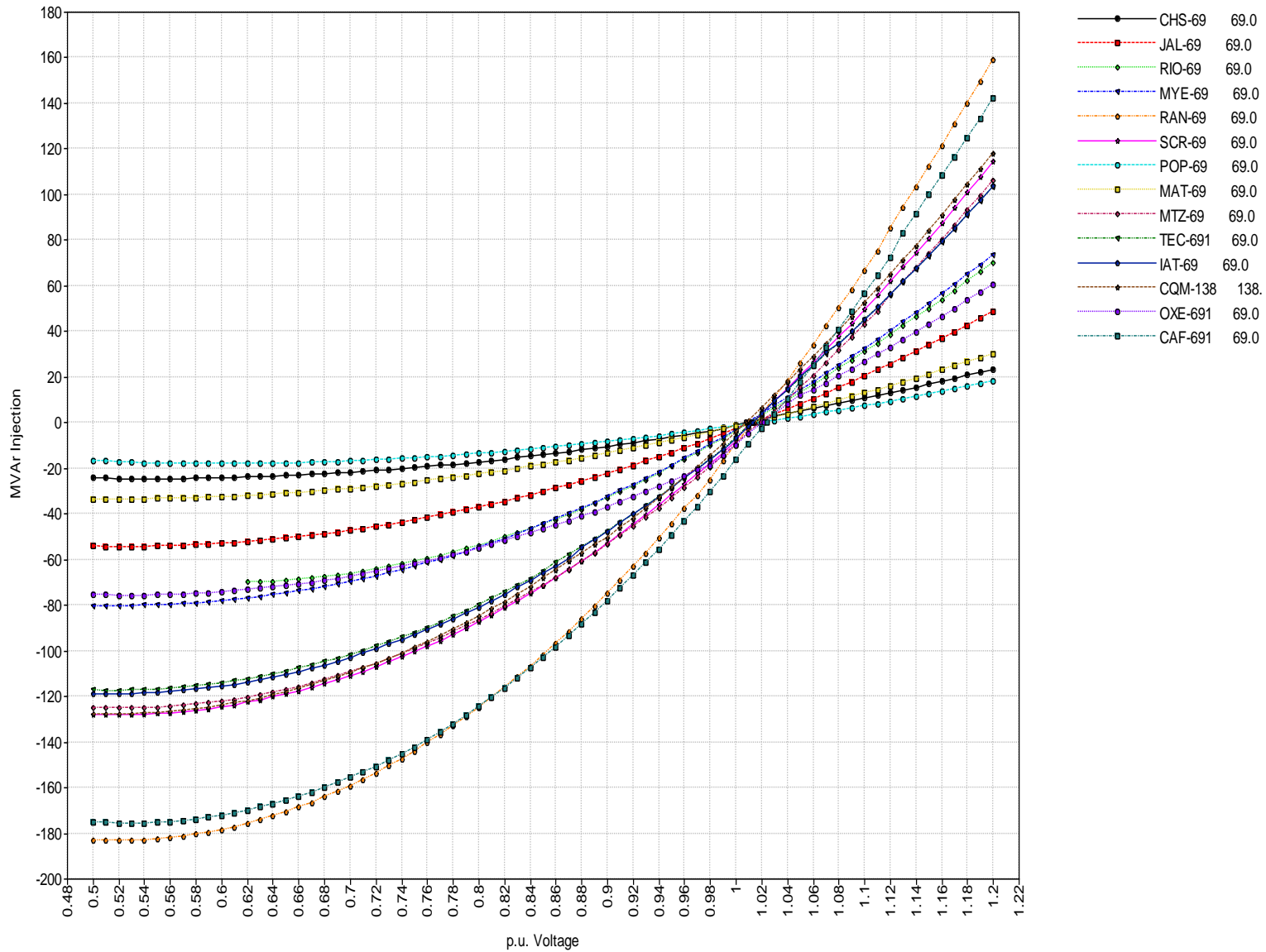


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
ORIENTE



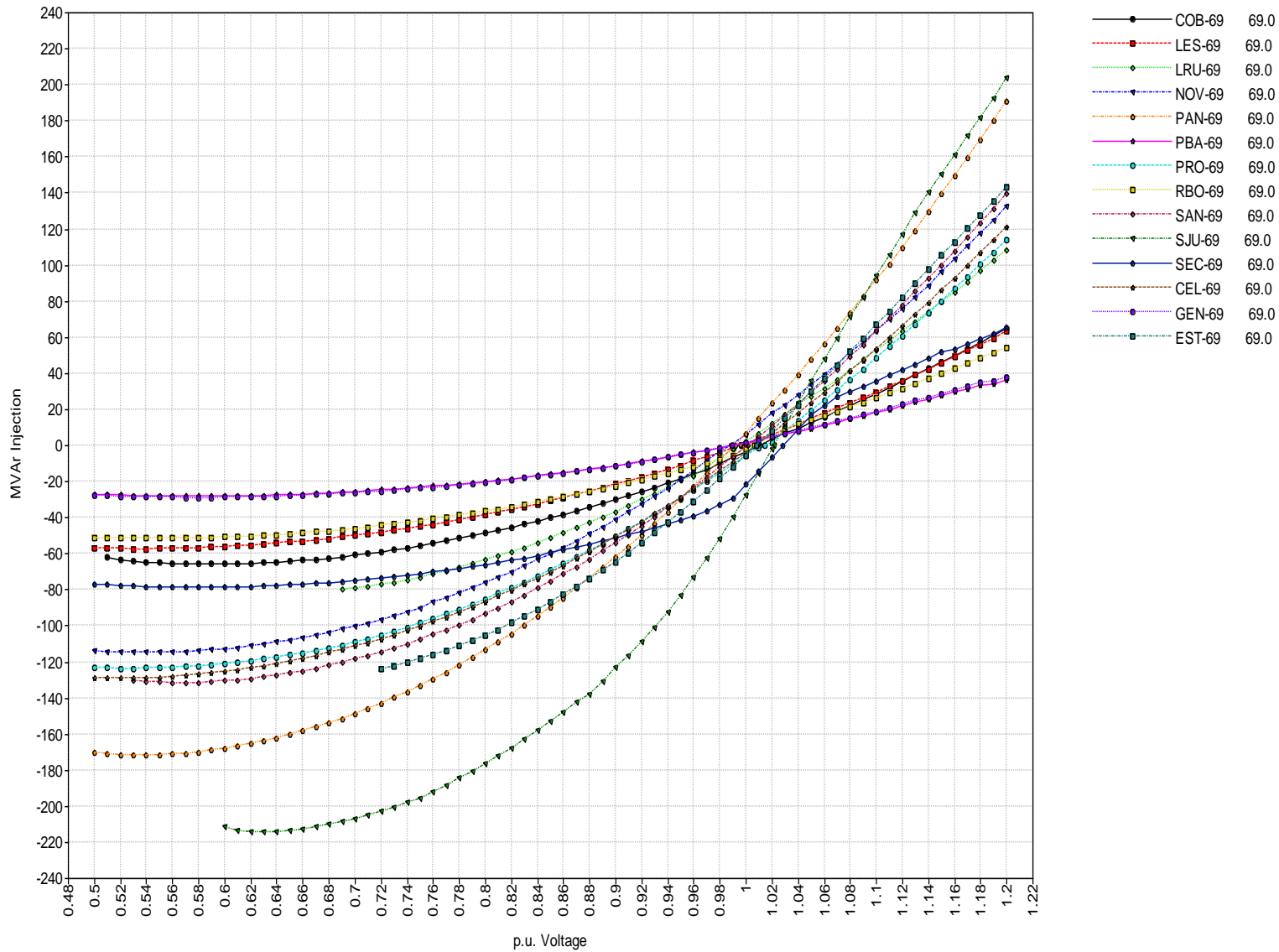


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
ORIENTE



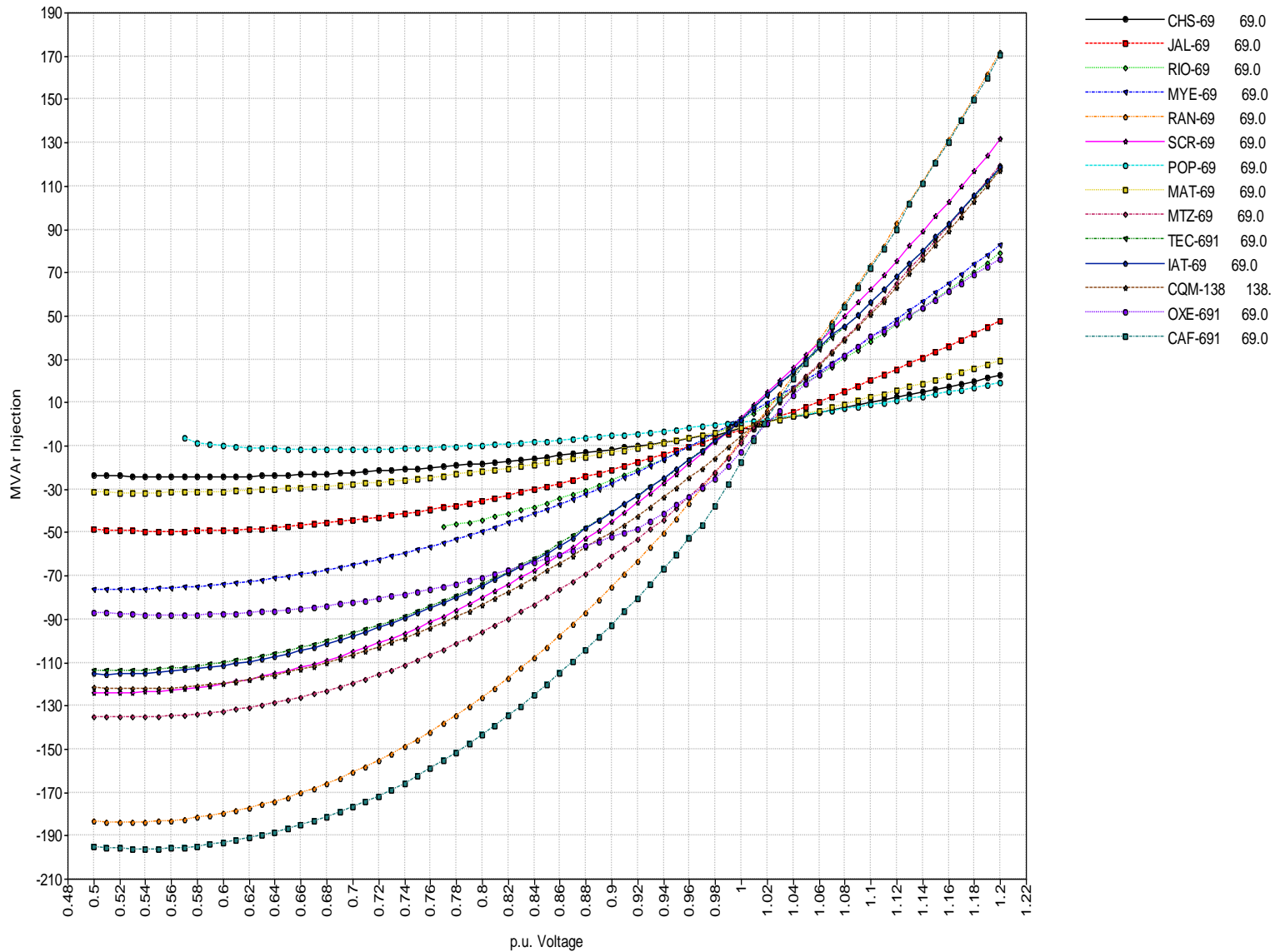


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANA MEDIA
ORIENTE



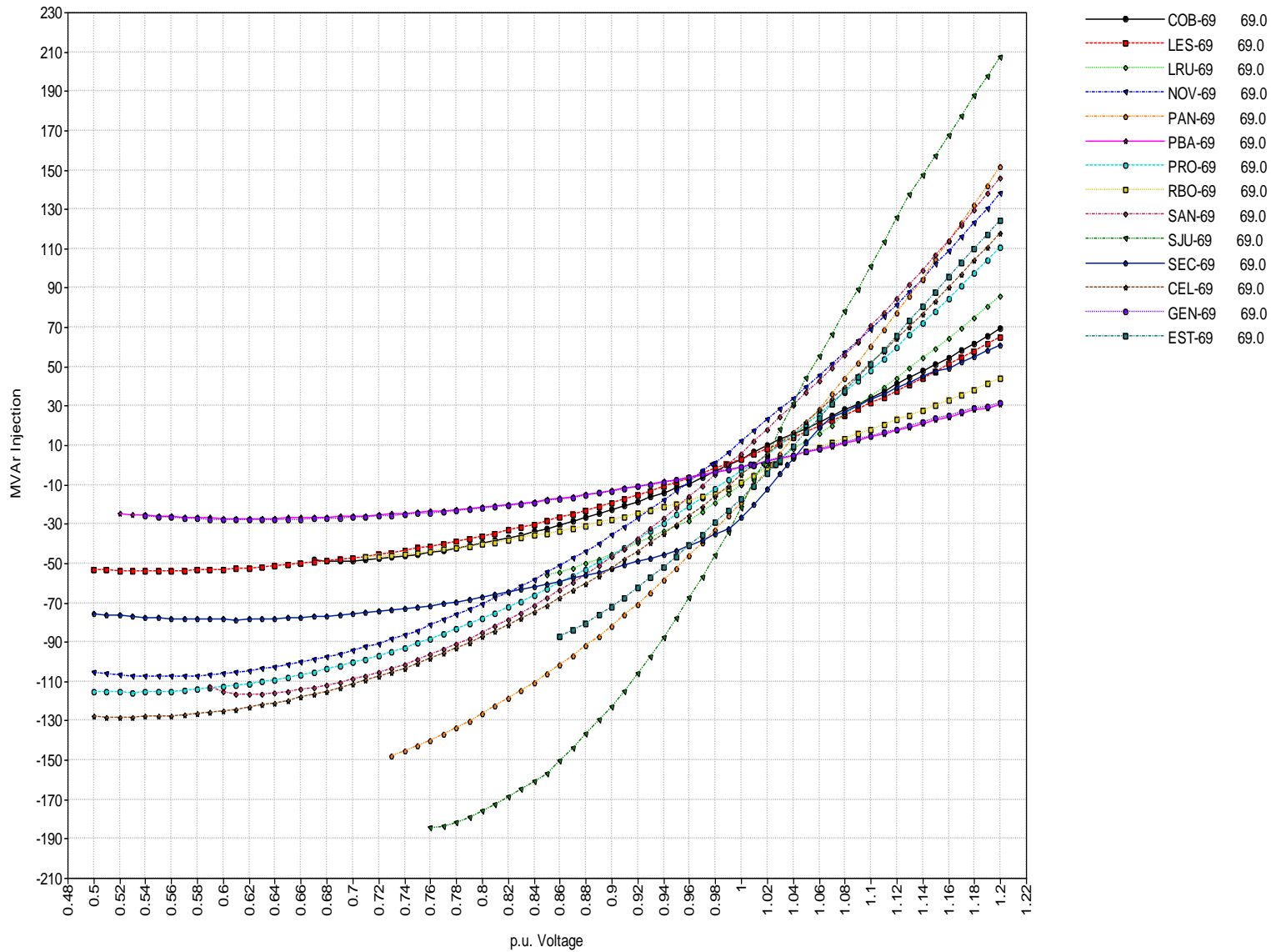


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANA MEDIA
ORIENTE



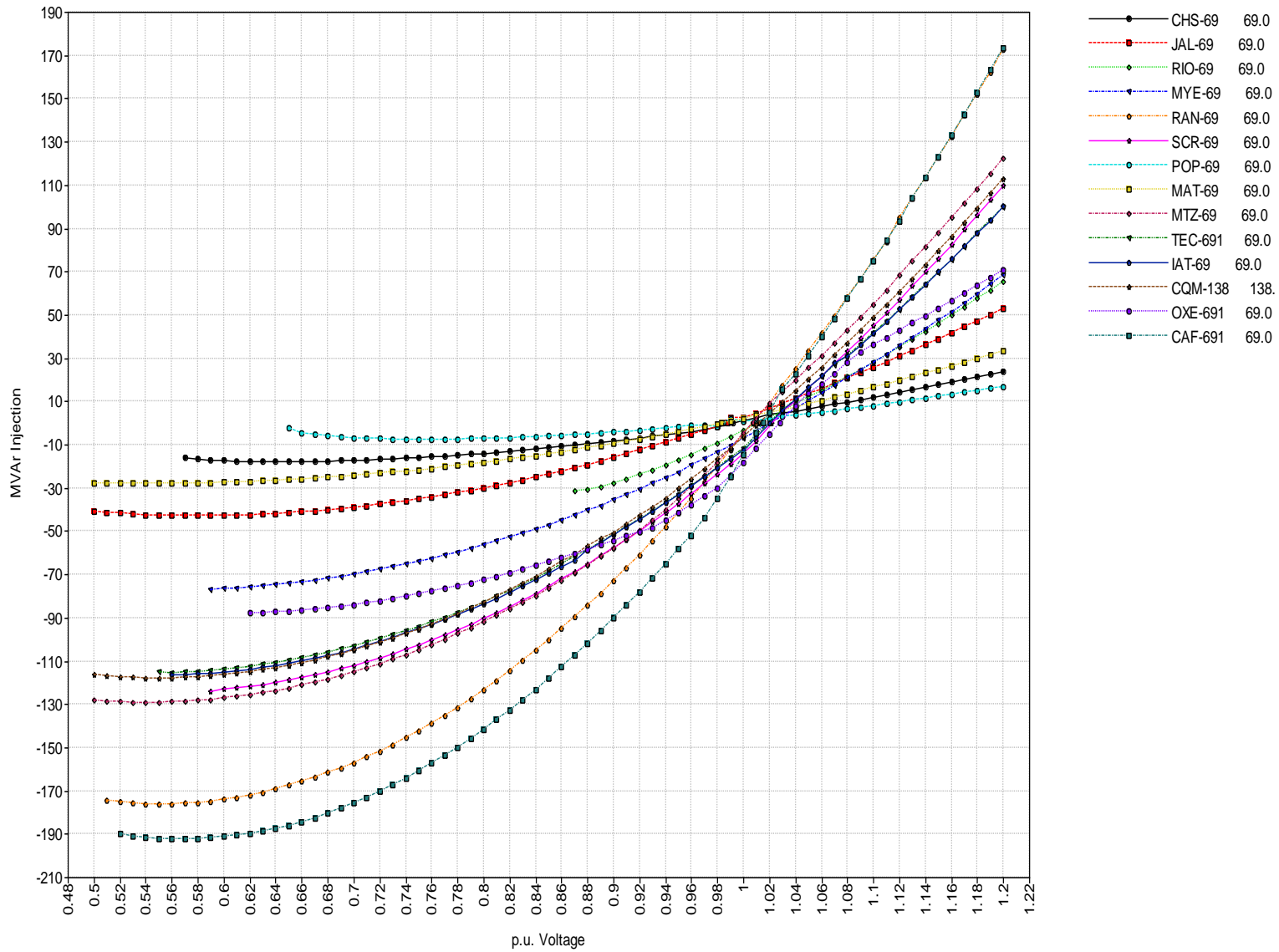


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
ORIENTE



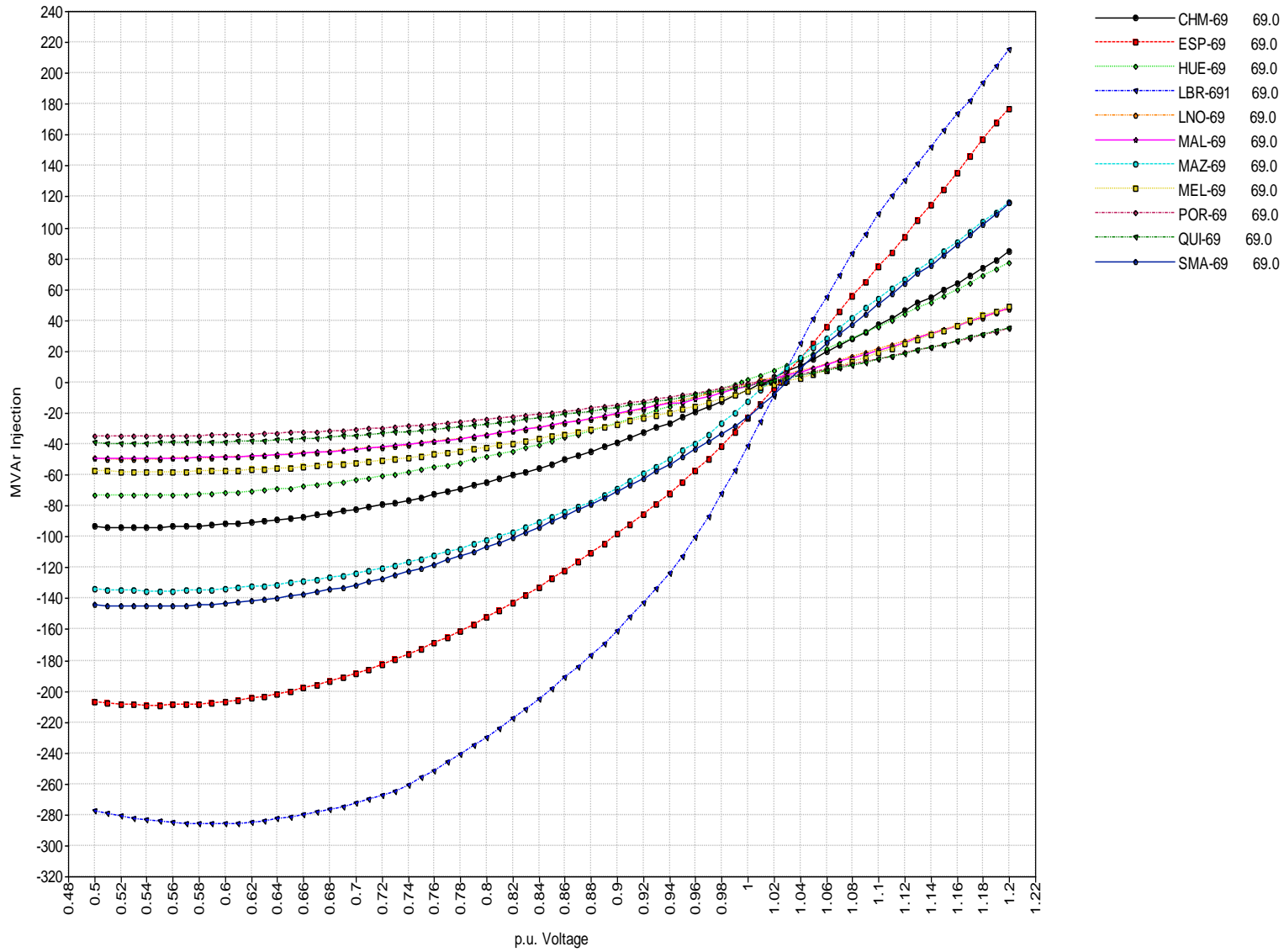


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
ORIENTE



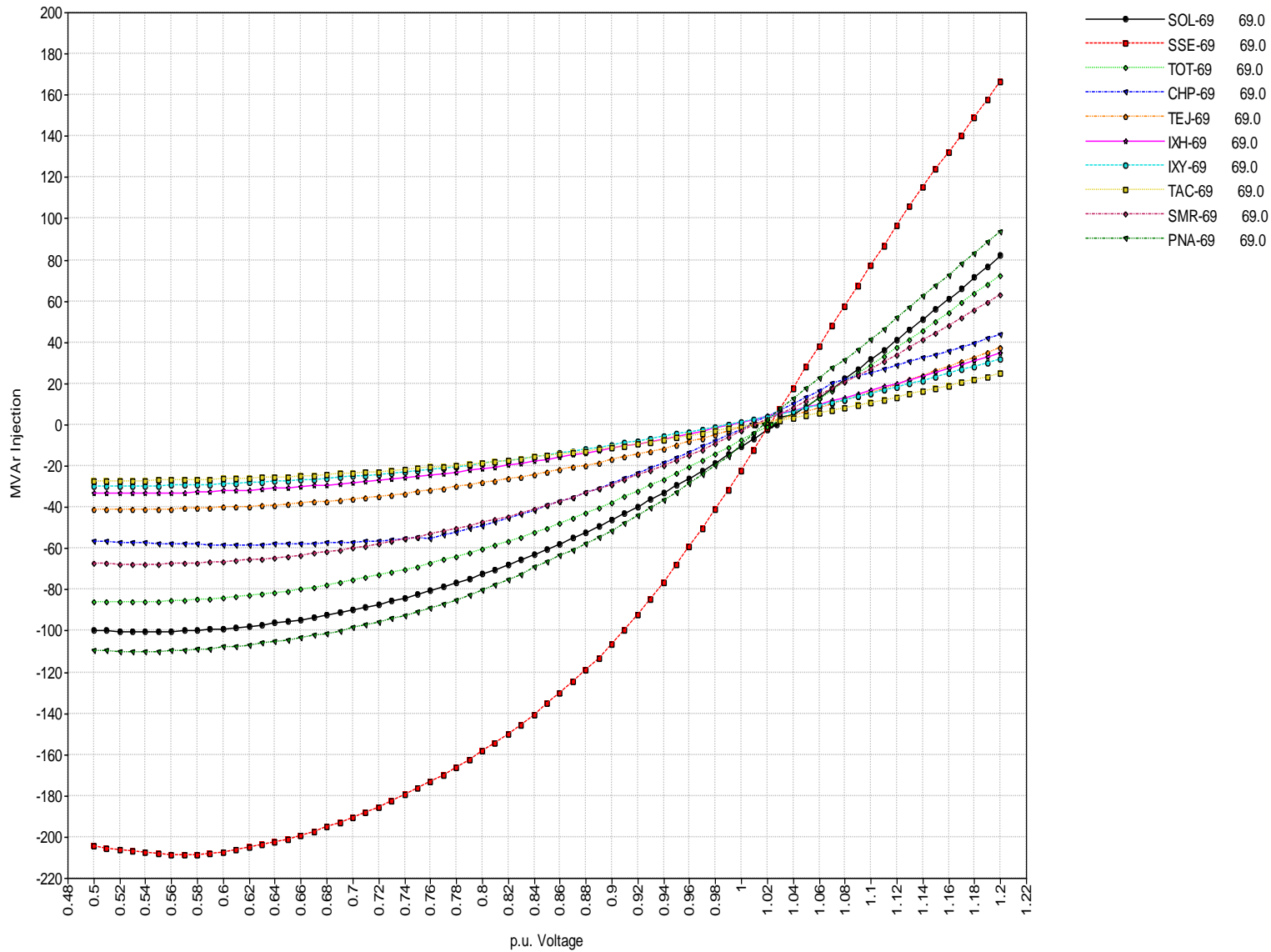


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
OCCIDENTE



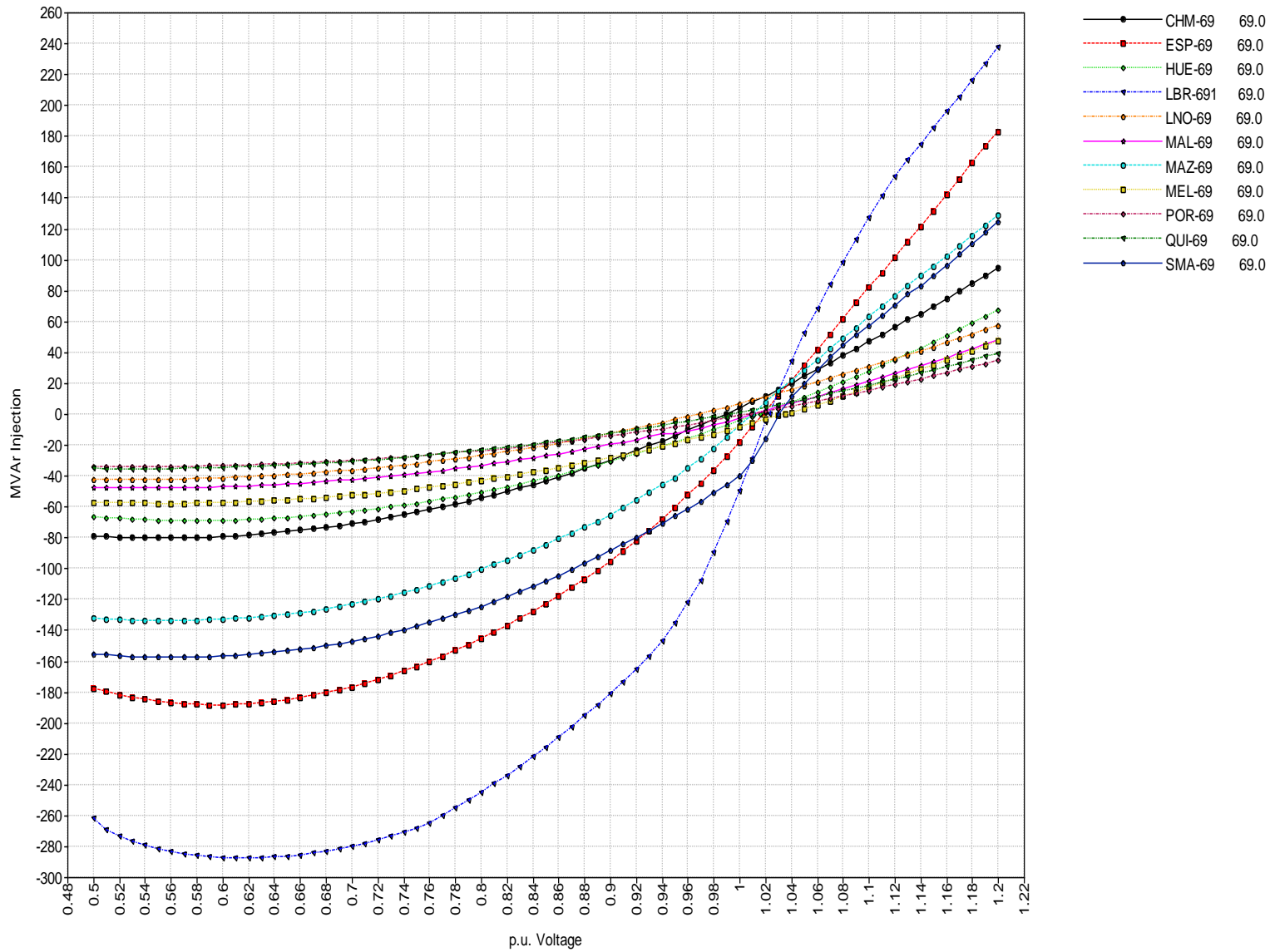


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
OCCIDENTE



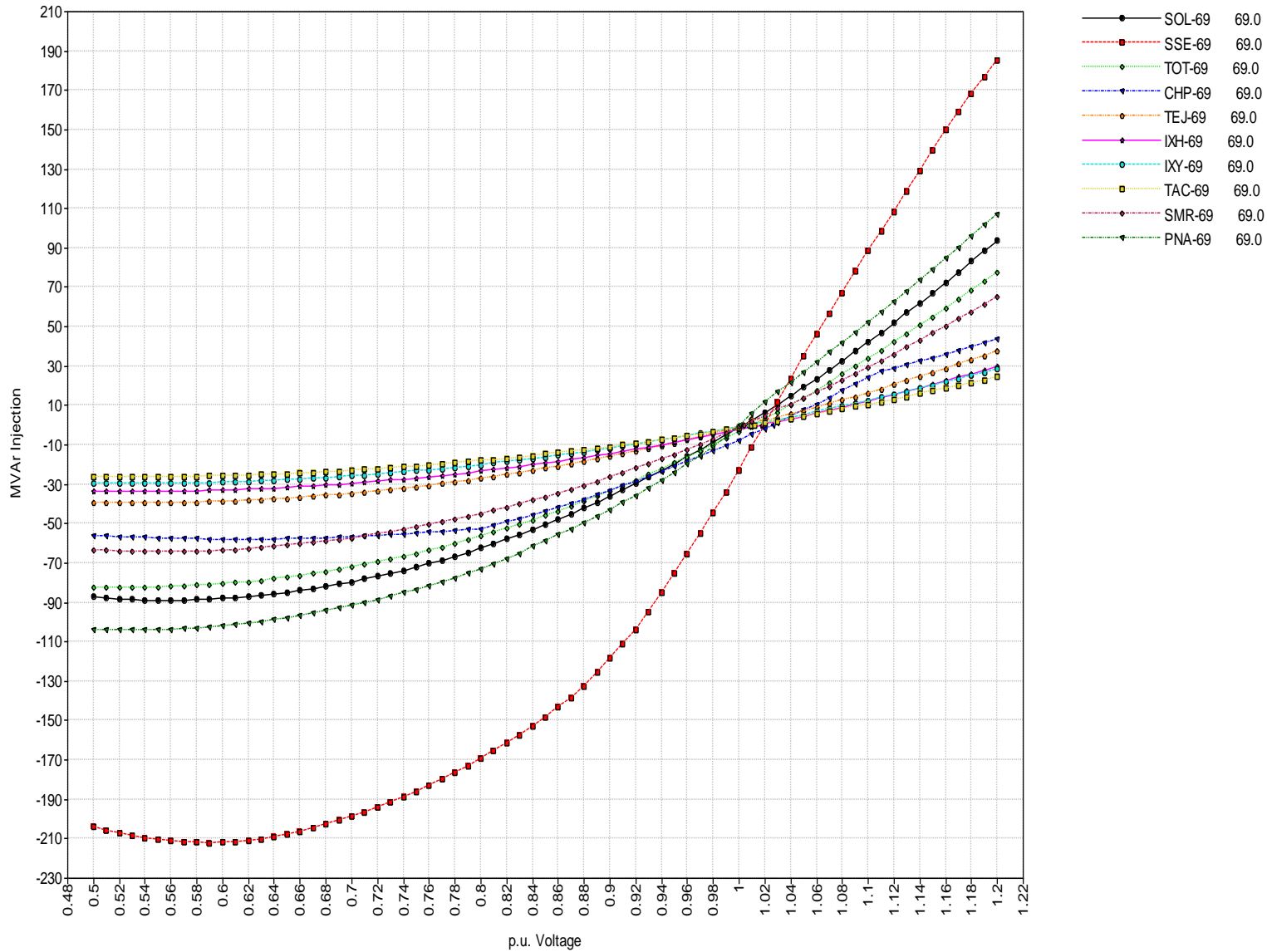


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MEDIA
OCCIDENTE



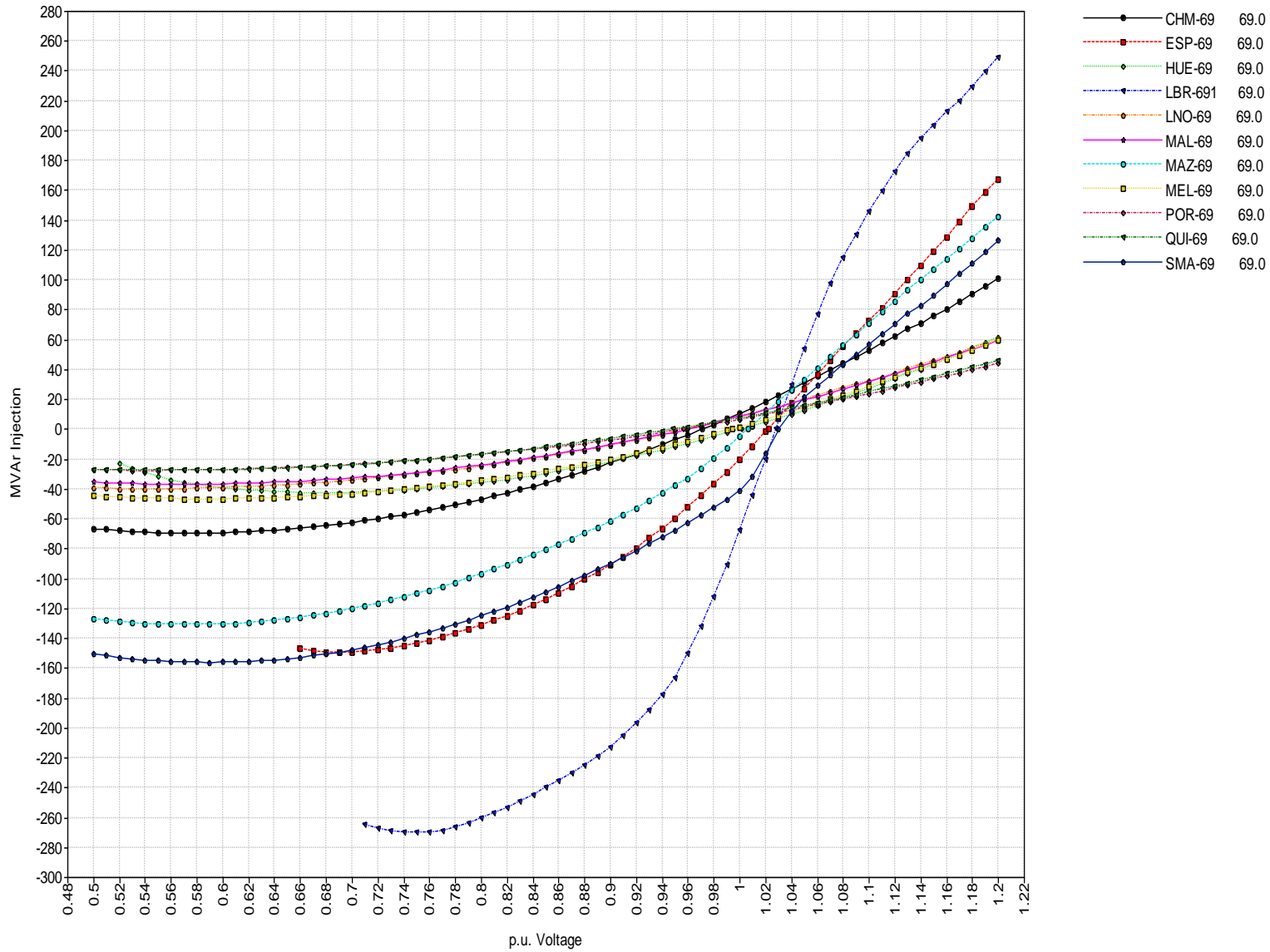


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MEDIA
OCCIDENTE



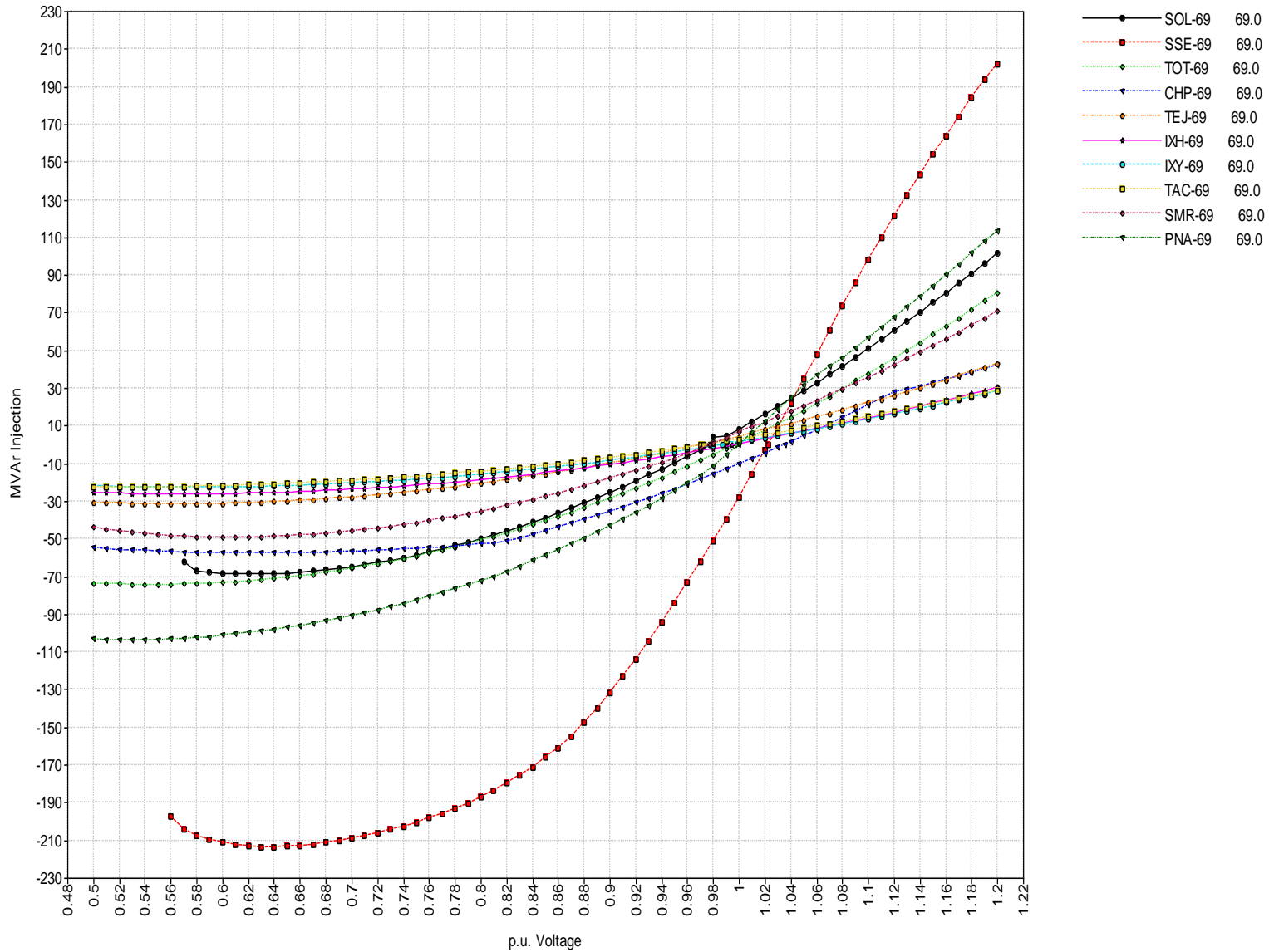


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
OCCIDENTE



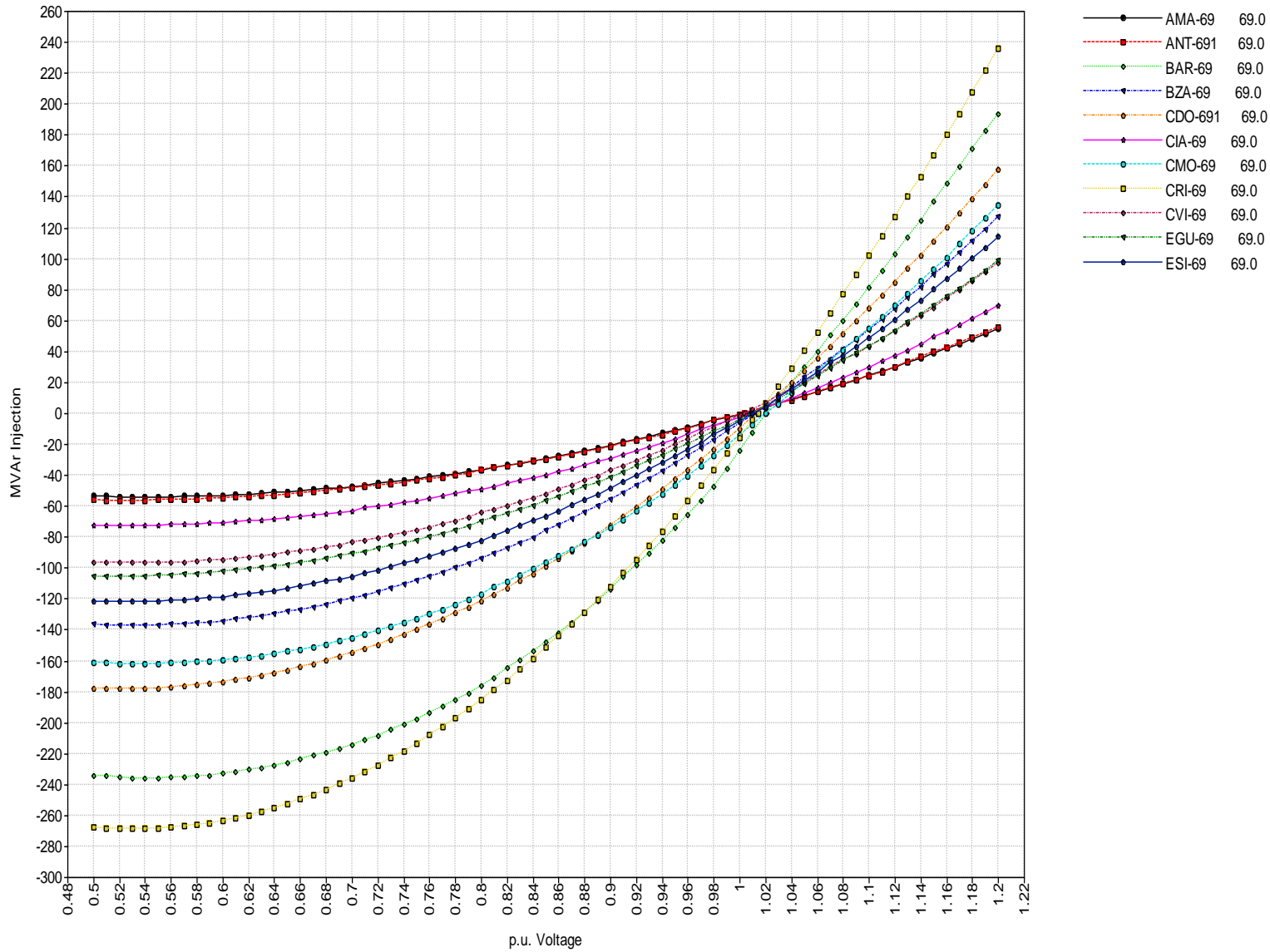


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
OCCIDENTE



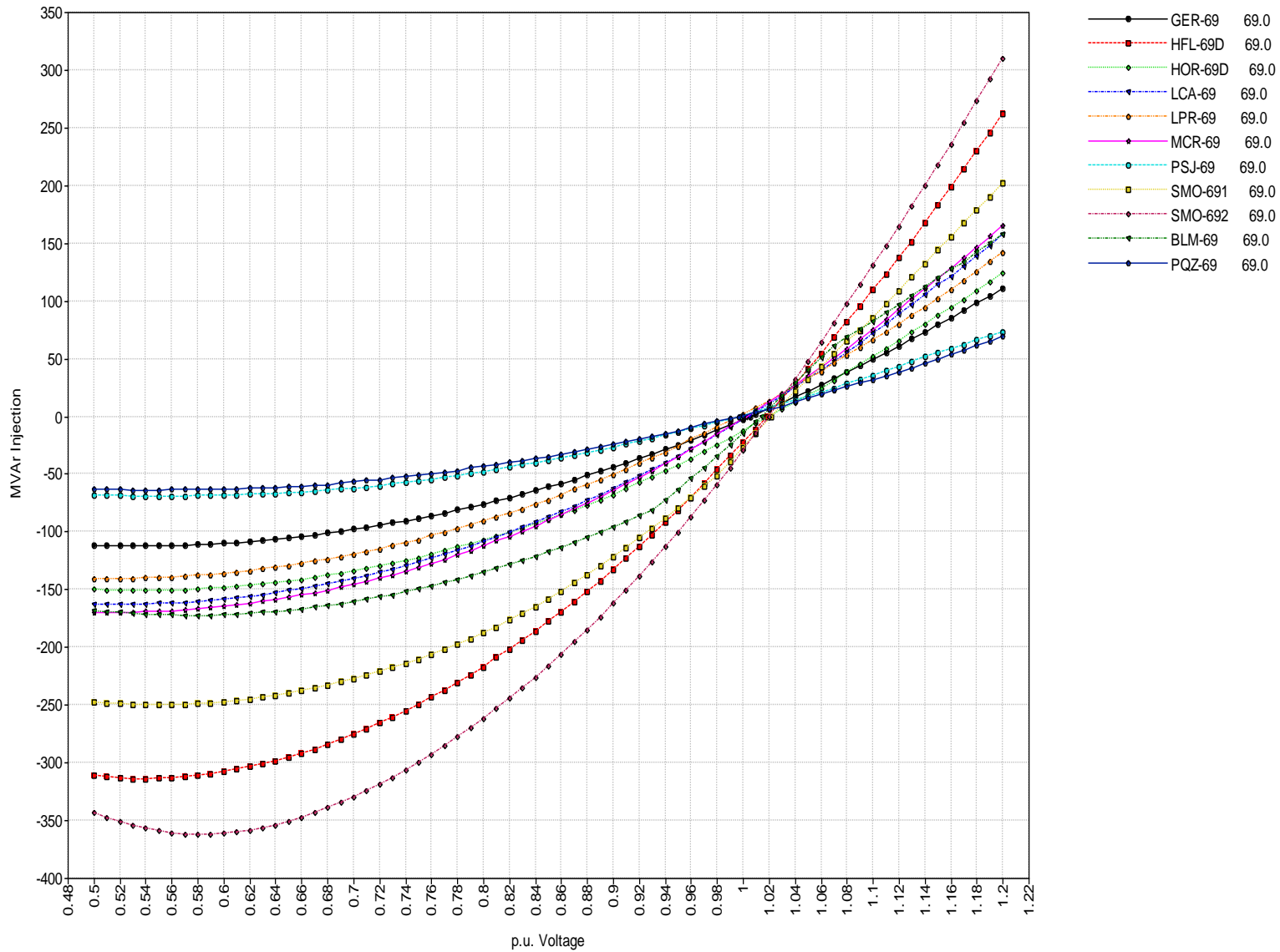


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
CENTRAL



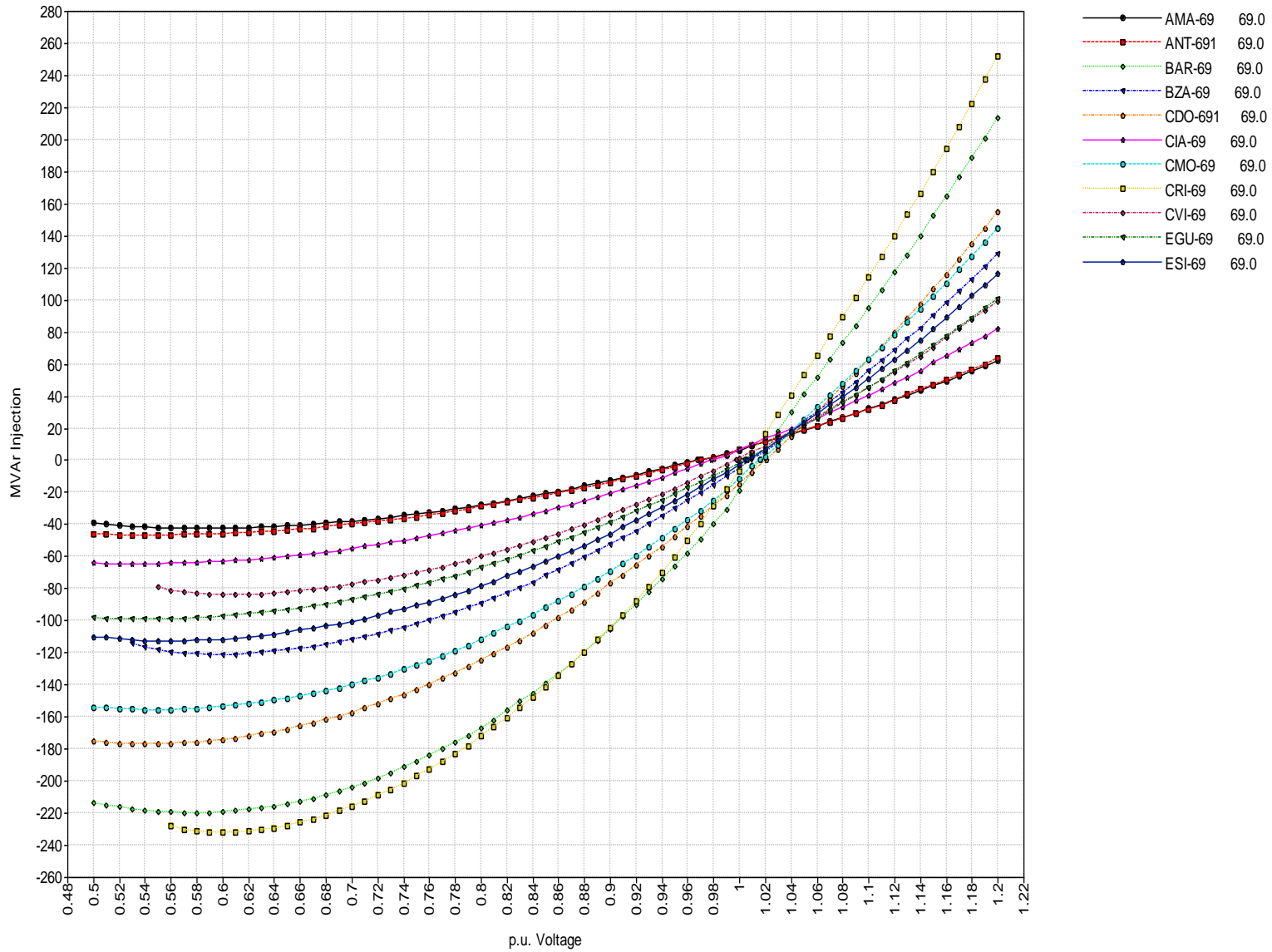


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MINIMA
CENTRAL



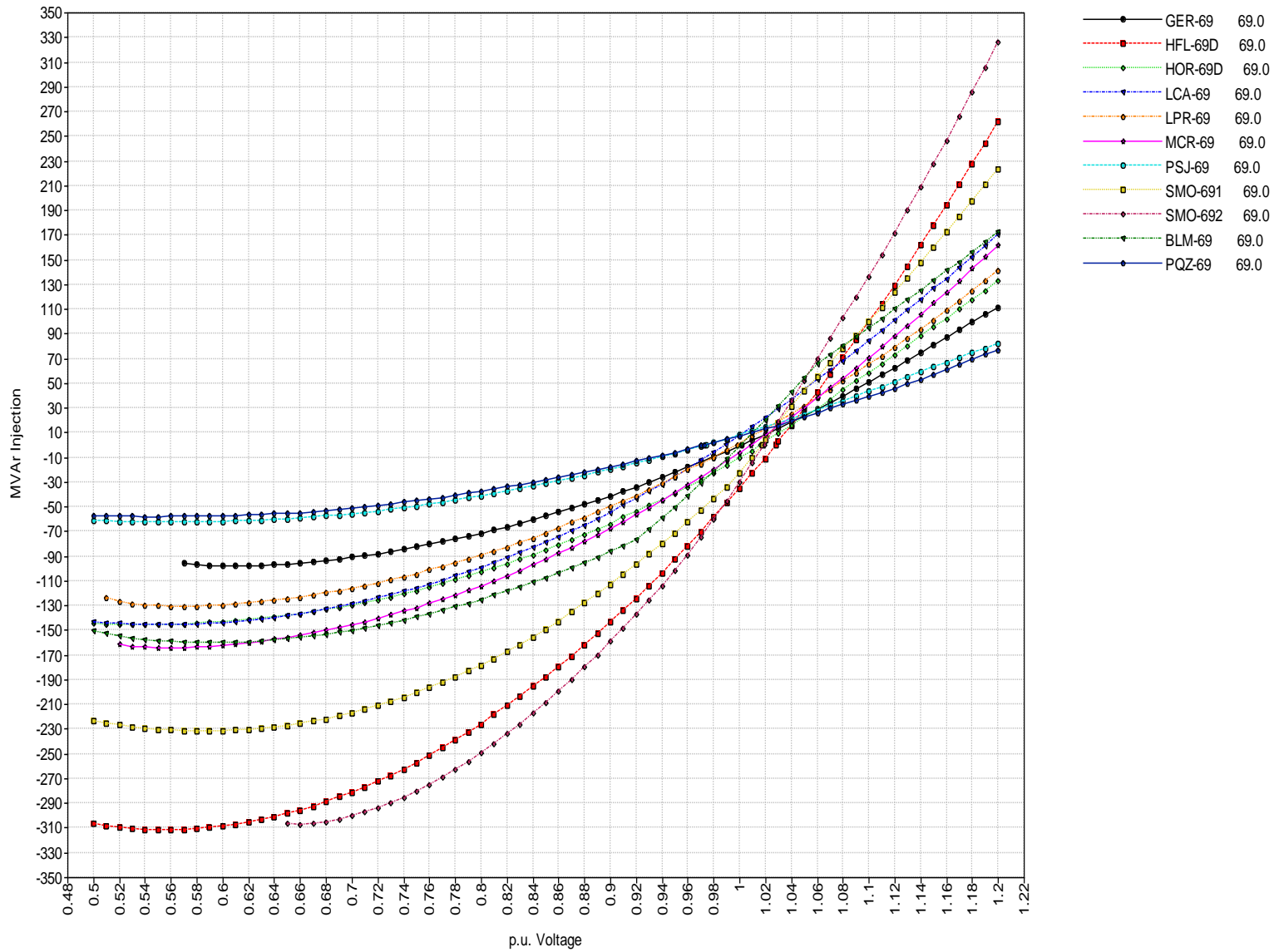


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MEDIA
CENTRAL



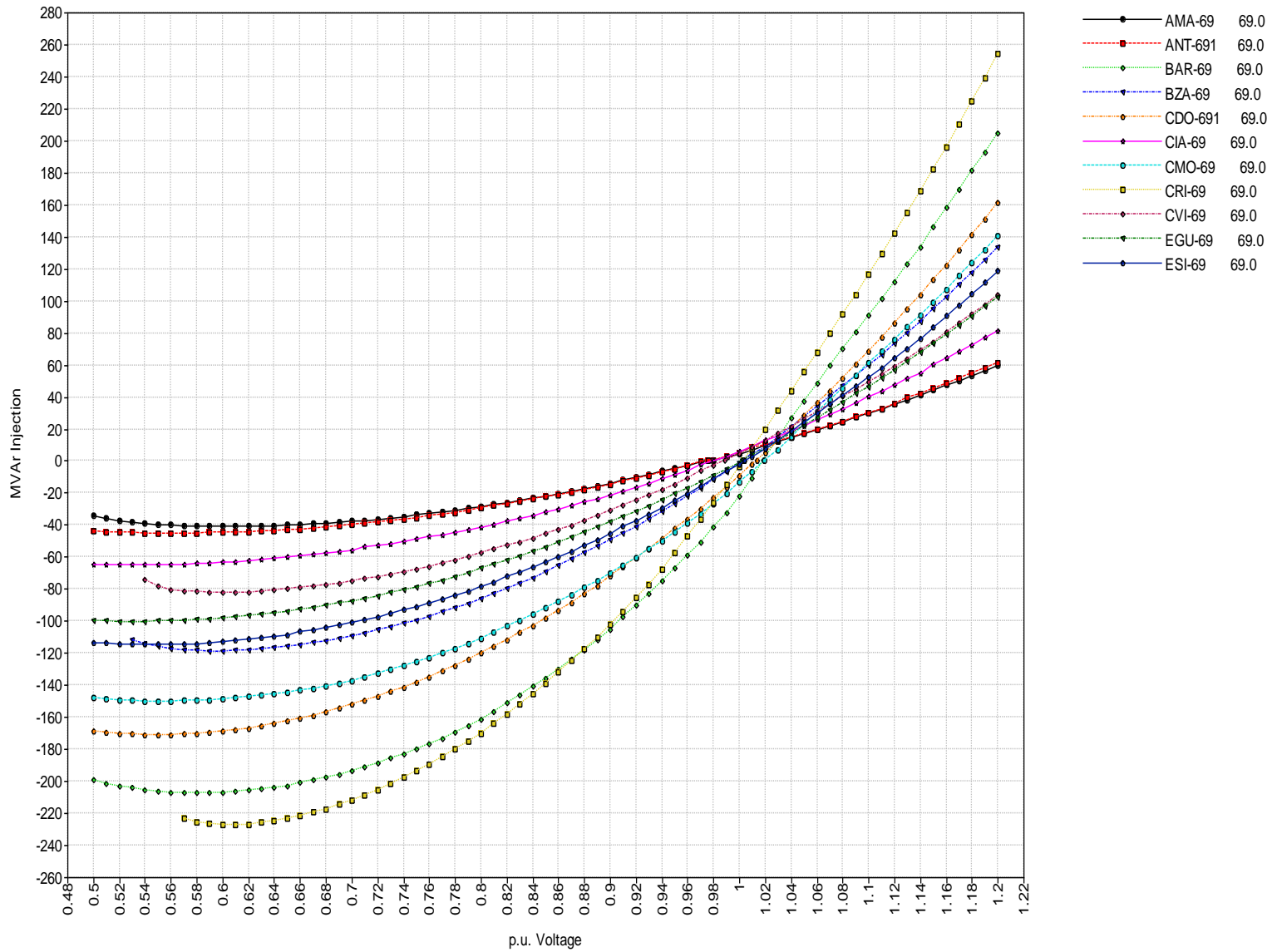


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MEDIA
CENTRAL



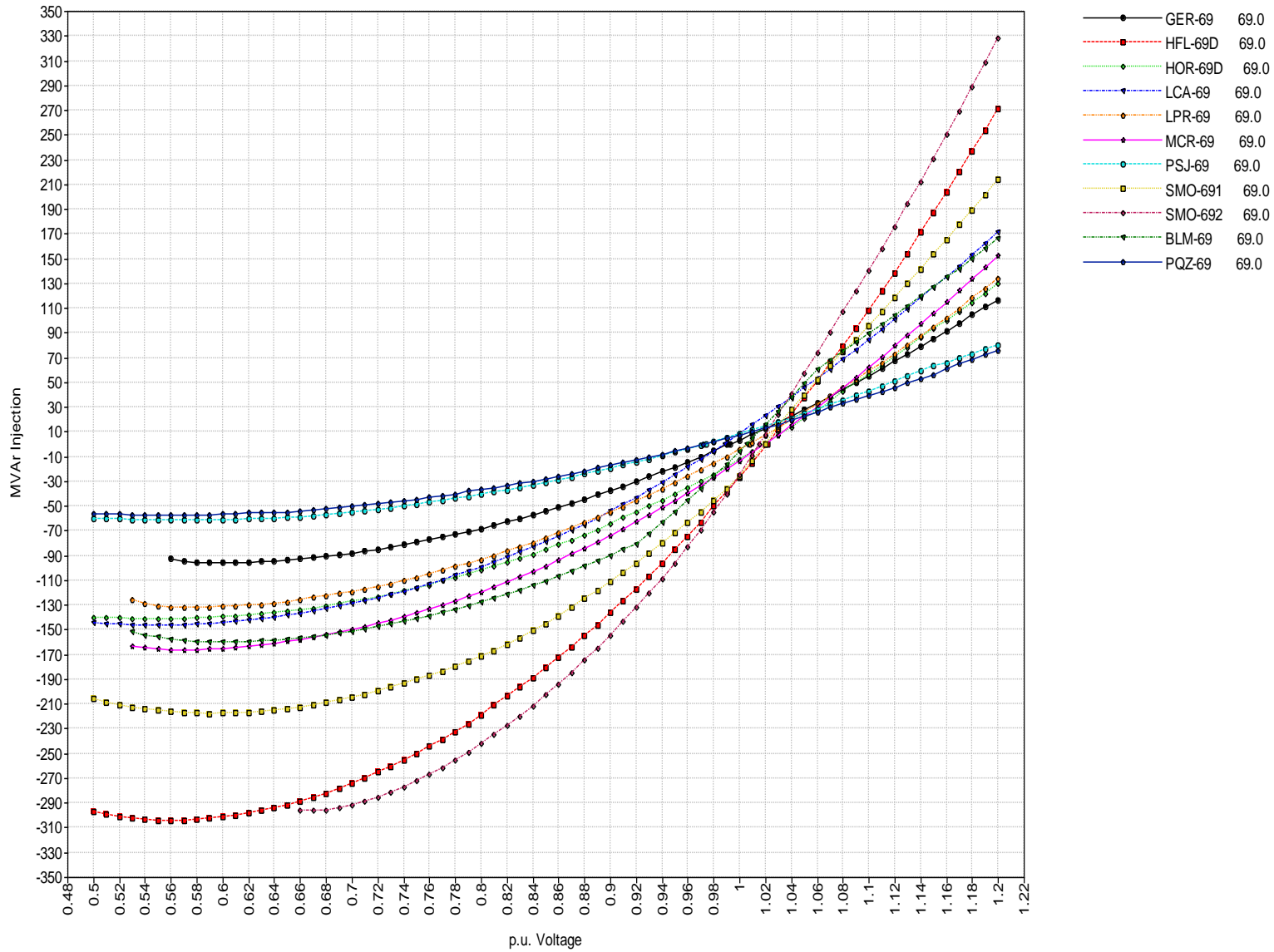


CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
CENTRAL





CURVAS Q-V MARZO 2019
DEMANDA MAXIMA
CENTRAL





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 2018

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 = 'RGRSQM138	'Outage Branch =	1493	1497	'1	' / RGR-138	QOM-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 = 'CVIOKM69	'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 = 'SJSSJS69D	'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 = 'TINLIZ69D	'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 2019

Listado de Contingencias:

Las mismas contingencias que en Septiembre 2018, 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	-0.03
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 -



8.3 Sistema Eléctrico Regional -SER- Interconectado con el Sistema Eléctrico Mexicano -SEM-

Se ha realizado el análisis de contingencias simples, utilizando la Base de Datos Regional, considerando el mismo listado de contingencias utilizados en los análisis anteriores (sin la base de datos regional).

8.3.1 Septiembre 2018

8.3.1.1 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

8.3.1.1.1 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	69.33	67.2	103.2
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	69.33	67.2	103.2
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	70.81	67.2	105.4
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	94.56	83.8	112.8
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	78.02	70.51	110.6
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	221.67	180	123.2



8.3.1.1.2 Colapso de Voltaje

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

8.3.1.1.3 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	64.37	0.9329	0.9500	1.0500	1	-0.0171
Pre Contingency	1381	ZCP-13	1	13.8	12.97	0.9399	0.9500	1.0500	1	-0.0101
Pre Contingency	1313	QUI-69	1	69	65.2	0.9449	0.9500	1.0500	1	-0.0051
CHM-SJG-GSU69	1326	ZCP-69	1	69	60.57	0.8779	0.9000	1.1000	2	-0.0221
CHM-SJG-GSU69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.19	0.8834	0.9000	1.1000	2	-0.0166
CHM-SJG-GSU69	1811	CSA-69	1	69	61.09	0.8853	0.9000	1.1000	2	-0.0147
CHM-SJG-GSU69	1301	CHM-69	1	69	61.31	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1806	GEC-69	1	69	61.31	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1692	GEC-B2	1	13.8	12.26	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1686	GEC-B	1	13.8	12.26	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1313	QUI-69	1	69	61.48	0.891	0.9000	1.1000	2	-0.0090
CHM-SJG-GSU69	1810	PAT-69	1	69	61.54	0.8918	0.9000	1.1000	2	-0.0082
CHM-SJG-GSU69	1812	CSA-34	1	34.5	30.91	0.8958	0.9000	1.1000	2	-0.0042
COCTOL69	1326	ZCP-69	1	69	61.8	0.8957	0.9000	1.1000	2	-0.0043
LBREPI69	1654	TUL-B12	1	12	9.6	0.8001	0.9000	1.1000	2	-0.0999
LBREPI69	1655	TUL-B3	1	0.5	0.38	0.8001	0.9000	1.1000	2	-0.0999
LBREPI69	1333	MAZ-132	1	13.8	11.04	0.8003	0.9000	1.1000	2	-0.0997
LBREPI69	1328	LMA-69	1	69	55.3	0.8015	0.9000	1.1000	2	-0.0985
LBREPI69	1382	LMA-13	1	13.8	11.13	0.8063	0.9000	1.1000	2	-0.0937
LBREPI69	1309	MAZ-69	1	69	55.75	0.808	0.9000	1.1000	2	-0.0920
LBREPI69	1336	LCR-69	1	69	55.76	0.8081	0.9000	1.1000	2	-0.0919
LBREPI69	1974	TUL-B4	1	13.8	11.15	0.8081	0.9000	1.1000	2	-0.0919
LBREPI69	1337	TUL-69	1	69	55.76	0.8081	0.9000	1.1000	2	-0.0919
LBREPI69	1967	EPI-B1	1	0.5	0.39	0.8081	0.9000	1.1000	2	-0.0919
LBREPI69	1338	EPI-69	1	69	55.76	0.8081	0.9000	1.1000	2	-0.0919
LBREPI69	1359	MAZ-13	1	13.8	11.38	0.825	0.9000	1.1000	2	-0.0750
LBREPI69	1835	PNA-69	1	69	58.24	0.844	0.9000	1.1000	2	-0.0560
LBREPI69	1836	PNA-691	1	69	58.27	0.8446	0.9000	1.1000	2	-0.0554
LBREPI69	1817	CAO-13	1	13.8	11.72	0.849	0.9000	1.1000	2	-0.0510
LBREPI69	1816	CAO-69	1	69	58.82	0.8525	0.9000	1.1000	2	-0.0475
LBREPI69	1307	LNO-69	1	69	59.76	0.8661	0.9000	1.1000	2	-0.0339



LBREPI69	1387	LNO-34	1	34.5	29.99	0.8693	0.9000	1.1000	2	-0.0307
LBREPI69	1368	LNO-13	1	13.8	12.07	0.8745	0.9000	1.1000	2	-0.0255
LBREPI69	1326	ZCP-69	1	69	61.03	0.8845	0.9000	1.1000	2	-0.0155
LBREPI69	12526	LUC-13	1	13.8	12.23	0.8865	0.9000	1.1000	2	-0.0135
LBREPI69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.28	0.8902	0.9000	1.1000	2	-0.0098
LBREPI69	1923	PNA-H1	1	4.2	3.72	0.894	0.9000	1.1000	2	-0.0060
LBREPI69	1313	QUI-69	1	69	61.93	0.8975	0.9000	1.1000	2	-0.0025
MALFLO69	1312	POR-69	1	69	59.92	0.8683	0.9000	1.1000	2	-0.0317
MALFLO69	1308	MAL-69	1	69	60.14	0.8716	0.9000	1.1000	2	-0.0284
MALFLO69	1616	POR-H	1	2.3	2.01	0.8741	0.9000	1.1000	2	-0.0259
MALFLO69	1375	POR-13	1	13.8	12.17	0.8822	0.9000	1.1000	2	-0.0178
MALFLO69	1353	MAL-13	1	13.8	12.4	0.8982	0.9000	1.1000	2	-0.0018
MAZLCR69	1333	MAZ-132	1	13.8	11.01	0.7978	0.9000	1.1000	2	-0.1022
MAZLCR69	1328	LMA-69	1	69	55.13	0.799	0.9000	1.1000	2	-0.1010
MAZLCR69	1382	LMA-13	1	13.8	11.09	0.8037	0.9000	1.1000	2	-0.0963
MAZLCR69	1309	MAZ-69	1	69	55.58	0.8056	0.9000	1.1000	2	-0.0944
MAZLCR69	1359	MAZ-13	1	13.8	11.35	0.8224	0.9000	1.1000	2	-0.0776
MAZLCR69	1835	PNA-69	1	69	58.12	0.8423	0.9000	1.1000	2	-0.0577
MAZLCR69	1836	PNA-691	1	69	58.15	0.8428	0.9000	1.1000	2	-0.0572
MAZLCR69	1817	CAO-13	1	13.8	11.69	0.8473	0.9000	1.1000	2	-0.0527
MAZLCR69	1816	CAO-69	1	69	58.71	0.8509	0.9000	1.1000	2	-0.0491
MAZLCR69	1307	LNO-69	1	69	59.7	0.8652	0.9000	1.1000	2	-0.0348
MAZLCR69	1387	LNO-34	1	34.5	29.96	0.8684	0.9000	1.1000	2	-0.0316
MAZLCR69	1368	LNO-13	1	13.8	12.06	0.8737	0.9000	1.1000	2	-0.0263
MAZLCR69	1326	ZCP-69	1	69	61.01	0.8841	0.9000	1.1000	2	-0.0159
MAZLCR69	12526	LUC-13	1	13.8	12.23	0.886	0.9000	1.1000	2	-0.0140
MAZLCR69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.28	0.8898	0.9000	1.1000	2	-0.0102
MAZLCR69	1923	PNA-H1	1	4.2	3.71	0.8923	0.9000	1.1000	2	-0.0077
MAZLCR69	1313	QUI-69	1	69	61.9	0.8971	0.9000	1.1000	2	-0.0029
MAZLCR69	1366	COC-34	1	34.5	31.05	0.8999	0.9000	1.1000	2	-0.0001
SOLALK69	1326	ZCP-69	1	69	58.54	0.8484	0.9000	1.1000	2	-0.0516
SOLALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	11.77	0.8531	0.9000	1.1000	2	-0.0469
SOLALK69	1313	QUI-69	1	69	59.49	0.8622	0.9000	1.1000	2	-0.0378
SOLALK69	1811	CSA-69	1	69	61.72	0.8945	0.9000	1.1000	2	-0.0055
SOLALK69	1315	SOL-69	1	69	61.76	0.895	0.9000	1.1000	2	-0.0050
ESP-XEL69D-ALK69	1326	ZCP-69	1	69	52.57	0.7619	0.9000	1.1000	2	-0.1381
ESP-XEL69D-ALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	10.54	0.7639	0.9000	1.1000	2	-0.1361
ESP-XEL69D-ALK69	1313	QUI-69	1	69	53.69	0.7781	0.9000	1.1000	2	-0.1219
ESP-XEL69D-ALK69	1830	TOT-34	1	34.5	27.52	0.7978	0.9000	1.1000	2	-0.1022
ESP-XEL69D-ALK69	1317	TOT-69	1	69	55.12	0.7989	0.9000	1.1000	2	-0.1011
ESP-XEL69D-ALK69	1369	TOT-13	1	13.8	11.06	0.8014	0.9000	1.1000	2	-0.0986
ESP-XEL69D-ALK69	1318	ALK-69	1	69	55.42	0.8033	0.9000	1.1000	2	-0.0967



ESP-XEL69D-ALK69	1363	QUI-131	1	13.8	11.21	0.8125	0.9000	1.1000	2	-0.0875
ESP-XEL69D-ALK69	1315	SOL-69	1	69	56.49	0.8186	0.9000	1.1000	2	-0.0814
ESP-XEL69D-ALK69	1362	SOL-34	1	34.5	28.78	0.8341	0.9000	1.1000	2	-0.0659
ESP-XEL69D-ALK69	1811	CSA-69	1	69	57.63	0.8352	0.9000	1.1000	2	-0.0648
ESP-XEL69D-ALK69	1810	PAT-69	1	69	58.12	0.8423	0.9000	1.1000	2	-0.0577
ESP-XEL69D-ALK69	1812	CSA-34	1	34.5	29.11	0.8437	0.9000	1.1000	2	-0.0563
ESP-XEL69D-ALK69	1833	TOL-69	1	69	59.07	0.8561	0.9000	1.1000	2	-0.0439
ESP-XEL69D-ALK69	1301	CHM-69	1	69	60.11	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1806	GEC-69	1	69	60.12	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1686	GEC-B	1	13.8	12.02	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1692	GEC-B2	1	13.8	12.02	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1307	LNO-69	1	69	61.27	0.888	0.9000	1.1000	2	-0.0120
ESP-XEL69D-ALK69	1834	TOL-34	1	34.5	30.77	0.8918	0.9000	1.1000	2	-0.0082
ESP-XEL69D-ALK69	1387	LNO-34	1	34.5	30.78	0.8922	0.9000	1.1000	2	-0.0078
ESP-XEL69D-ALK69	1368	LNO-13	1	13.8	12.38	0.8973	0.9000	1.1000	2	-0.0027
LCREPI69	1655	TUL-B3	1	0.5	0.38	0.7996	0.9000	1.1000	2	-0.1004
LCREPI69	1654	TUL-B12	1	12	9.6	0.7996	0.9000	1.1000	2	-0.1004
LCREPI69	1333	MAZ-132	1	13.8	11.04	0.7998	0.9000	1.1000	2	-0.1002
LCREPI69	1328	LMA-69	1	69	55.27	0.801	0.9000	1.1000	2	-0.0990
LCREPI69	1382	LMA-13	1	13.8	11.12	0.8058	0.9000	1.1000	2	-0.0942
LCREPI69	1309	MAZ-69	1	69	55.72	0.8075	0.9000	1.1000	2	-0.0925
LCREPI69	1336	LCR-69	1	69	55.73	0.8076	0.9000	1.1000	2	-0.0924
LCREPI69	1337	TUL-69	1	69	55.73	0.8076	0.9000	1.1000	2	-0.0924
LCREPI69	1974	TUL-B4	1	13.8	11.15	0.8076	0.9000	1.1000	2	-0.0924
LCREPI69	1359	MAZ-13	1	13.8	11.38	0.8245	0.9000	1.1000	2	-0.0755
LCREPI69	1835	PNA-69	1	69	58.22	0.8438	0.9000	1.1000	2	-0.0562
LCREPI69	1836	PNA-691	1	69	58.26	0.8443	0.9000	1.1000	2	-0.0557
LCREPI69	1817	CAO-13	1	13.8	11.71	0.8487	0.9000	1.1000	2	-0.0513
LCREPI69	1816	CAO-69	1	69	58.8	0.8522	0.9000	1.1000	2	-0.0478
LCREPI69	1307	LNO-69	1	69	59.75	0.866	0.9000	1.1000	2	-0.0340
LCREPI69	1387	LNO-34	1	34.5	29.99	0.8692	0.9000	1.1000	2	-0.0308
LCREPI69	1368	LNO-13	1	13.8	12.07	0.8745	0.9000	1.1000	2	-0.0255
LCREPI69	1326	ZCP-69	1	69	61.03	0.8845	0.9000	1.1000	2	-0.0155
LCREPI69	12526	LUC-13	1	13.8	12.23	0.8865	0.9000	1.1000	2	-0.0135
LCREPI69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.28	0.8902	0.9000	1.1000	2	-0.0098
LCREPI69	1923	PNA-H1	1	4.2	3.72	0.8938	0.9000	1.1000	2	-0.0062
LCREPI69	1313	QUI-69	1	69	61.92	0.8975	0.9000	1.1000	2	-0.0025



8.3.1.2 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

8.3.1.2.1 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	91.8	83.8	109.5
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	77.77	70.51	110.3
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	206.19	180	114.6
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	204.91	195	105.1

8.3.1.2.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse

8.3.1.2.3 Violaciones de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN VIOLACIONES DE VOLTAJE -



8.3.1.3 Demanda Mínima

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

8.3.1.3.1 Sobrecargas

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	206.19	180	114.6
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	204.91	195	105.1

8.3.1.3.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse

8.3.1.3.3 Violaciones de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN VIOLACIONES DE VOLTAJE -



8.3.2 Marzo 2019

8.3.2.1 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	ESTRIO69	Voltage Violation
Insecure	PANMOR230	Voltage Violation
Insecure	MOR230/69	Voltage Violation



8.3.2.1.1 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	75.5	67.2	112.3
GSUCEN69B	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	85.44	83.8	102
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	75.5	67.2	112.3
GSUCEN69C	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	85.44	83.8	102
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	77.07	67.2	114.7
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	101.14	83.8	120.7
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	82.3	70.51	116.7
LVACQU69	1204	CEN-69	12089	HIP-69	1	1	2	79.66	78.76	101.1
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	242.79	180	134.9
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	240.19	195	123.2

8.3.2.1.2 Colapso de Voltaje

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

8.3.2.1.3 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	64.45	0.934	0.9500	1.0500	1	-0.0160
Pre Contingency	1381	ZCP-13	1	13.8	12.98	0.9407	0.9500	1.0500	1	-0.0093
Pre Contingency	1313	QUI-69	1	69	65.32	0.9466	0.9500	1.0500	1	-0.0034
LBRESP230	1326	ZCP-69	1	69	61.9	0.8971	0.9000	1.1000	2	-0.0029
GSULVG69	1770	LVG-132	1	13.8	11.31	0.8192	0.9000	1.1000	2	-0.0808
GSULVG69	1421	LAP-13	1	13.8	11.4	0.8258	0.9000	1.1000	2	-0.0742
GSULVG69	1438	LAP-69	1	69	57.02	0.8264	0.9000	1.1000	2	-0.0736
GSULVG69	1425	LVG-69	1	69	57.12	0.8278	0.9000	1.1000	2	-0.0722
GSULVG69	1439	LAP-69D	1	69	57.12	0.8279	0.9000	1.1000	2	-0.0721
GSULVG69	1437	PVE-69	1	69	57.23	0.8295	0.9000	1.1000	2	-0.0705
GSULVG69	1478	LVG-13	1	13.8	11.5	0.8333	0.9000	1.1000	2	-0.0667
GSULVG69	1406	LES-69	1	69	57.55	0.8341	0.9000	1.1000	2	-0.0659
GSULVG69	1612	LES-H	1	6.9	5.76	0.8341	0.9000	1.1000	2	-0.0659



GSULVG69	1687	PVE-13	1	13.8	11.55	0.8369	0.9000	1.1000	2	-0.0631
GSULVG69	1653	PVE-H2	1	4.2	3.48	0.8369	0.9000	1.1000	2	-0.0631
GSULVG69	1459	LES-13	1	13.8	11.67	0.8459	0.9000	1.1000	2	-0.0541
GSULVG69	1652	PVE-H1	1	4.2	3.53	0.8496	0.9000	1.1000	2	-0.0504
CHM-SJG-GSU69	1326	ZCP-69	1	69	61.98	0.8983	0.9000	1.1000	2	-0.0017
CHMPTZ69	1326	ZCP-69	1	69	61.69	0.8941	0.9000	1.1000	2	-0.0059
CHMPTZ69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.42	0.8997	0.9000	1.1000	2	-0.0003
COCTOL69	1326	ZCP-69	1	69	61.33	0.8889	0.9000	1.1000	2	-0.0111
COCTOL69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.34	0.8944	0.9000	1.1000	2	-0.0056
MALFLO69	1312	POR-69	1	69	58.23	0.8439	0.9000	1.1000	2	-0.0561
MALFLO69	1308	MAL-69	1	69	58.48	0.8475	0.9000	1.1000	2	-0.0525
MALFLO69	1616	POR-H	1	2.3	1.95	0.8489	0.9000	1.1000	2	-0.0511
MALFLO69	1375	POR-13	1	13.8	11.82	0.8567	0.9000	1.1000	2	-0.0433
MALFLO69	1353	MAL-13	1	13.8	12.03	0.872	0.9000	1.1000	2	-0.0280
MALFLO69	1332	MAL-132	1	13.8	12.19	0.8834	0.9000	1.1000	2	-0.0166
MAZLCR69	1333	MAZ-132	1	13.8	10.59	0.7676	0.9000	1.1000	2	-0.1324
MAZLCR69	1328	LMA-69	1	69	53.15	0.7702	0.9000	1.1000	2	-0.1298
MAZLCR69	1382	LMA-13	1	13.8	10.68	0.7742	0.9000	1.1000	2	-0.1258
MAZLCR69	1309	MAZ-69	1	69	53.73	0.7787	0.9000	1.1000	2	-0.1213
MAZLCR69	1359	MAZ-13	1	13.8	10.85	0.7861	0.9000	1.1000	2	-0.1139
MAZLCR69	1835	PNA-69	1	69	56.82	0.8235	0.9000	1.1000	2	-0.0765
MAZLCR69	1836	PNA-691	1	69	56.85	0.8239	0.9000	1.1000	2	-0.0761
MAZLCR69	1817	CAO-13	1	13.8	11.47	0.8313	0.9000	1.1000	2	-0.0687
MAZLCR69	1816	CAO-69	1	69	57.67	0.8358	0.9000	1.1000	2	-0.0642
MAZLCR69	1307	LNO-69	1	69	59.74	0.8659	0.9000	1.1000	2	-0.0341
MAZLCR69	1387	LNO-34	1	34.5	29.96	0.8685	0.9000	1.1000	2	-0.0315
MAZLCR69	1923	PNA-H1	1	4.2	3.62	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
MAZLCR69	1837	PNA-131	1	13.8	12.03	0.8717	0.9000	1.1000	2	-0.0283
MAZLCR69	1838	PNA-132	1	13.8	12.03	0.8717	0.9000	1.1000	2	-0.0283
MAZLCR69	1924	PNA-H2	1	0.5	0.42	0.8717	0.9000	1.1000	2	-0.0283
MAZLCR69	1368	LNO-13	1	13.8	12.06	0.8739	0.9000	1.1000	2	-0.0261
MAZLCR69	1326	ZCP-69	1	69	61.15	0.8863	0.9000	1.1000	2	-0.0137
MAZLCR69	12526	LUC-13	1	13.8	12.28	0.8899	0.9000	1.1000	2	-0.0101
MAZLCR69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.31	0.8917	0.9000	1.1000	2	-0.0083
MAZLCR69	1313	QUI-69	1	69	62.1	0.8999	0.9000	1.1000	2	-0.0001
SOLALK69	1326	ZCP-69	1	69	59.08	0.8562	0.9000	1.1000	2	-0.0438
SOLALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	11.88	0.8608	0.9000	1.1000	2	-0.0392
SOLALK69	1313	QUI-69	1	69	60.07	0.8706	0.9000	1.1000	2	-0.0294
ESP-XEL69D-ALK69	1326	ZCP-69	1	69	56.11	0.8133	0.9000	1.1000	2	-0.0867
ESP-XEL69D-ALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	11.27	0.8164	0.9000	1.1000	2	-0.0836
ESP-XEL69D-ALK69	1313	QUI-69	1	69	57.2	0.829	0.9000	1.1000	2	-0.0710
ESP-XEL69D-ALK69	1830	TOT-34	1	34.5	29.24	0.8476	0.9000	1.1000	2	-0.0524



ESP-XEL69D-ALK69	1317	TOT-69	1	69	58.56	0.8487	0.9000	1.1000	2	-0.0513
ESP-XEL69D-ALK69	1369	TOT-13	1	13.8	11.75	0.8517	0.9000	1.1000	2	-0.0483
ESP-XEL69D-ALK69	1318	ALK-69	1	69	58.85	0.8529	0.9000	1.1000	2	-0.0471
ESP-XEL69D-ALK69	1363	QUI-131	1	13.8	11.96	0.8664	0.9000	1.1000	2	-0.0336
ESP-XEL69D-ALK69	1315	SOL-69	1	69	59.87	0.8677	0.9000	1.1000	2	-0.0323
ESP-XEL69D-ALK69	1362	SOL-34	1	34.5	30.54	0.8853	0.9000	1.1000	2	-0.0147
ESP-XEL69D-ALK69	1811	CSA-69	1	69	61.62	0.893	0.9000	1.1000	2	-0.0070
ESP-XEL69D-ALK69	1833	TOL-69	1	69	61.81	0.8958	0.9000	1.1000	2	-0.0042
ESP-XEL69D-ALK69	1810	PAT-69	1	69	61.88	0.8968	0.9000	1.1000	2	-0.0032
SMRFLO69	1312	POR-69	1	69	61.57	0.8923	0.9000	1.1000	2	-0.0077
SMRFLO69	1308	MAL-69	1	69	61.8	0.8956	0.9000	1.1000	2	-0.0044
SMRFLO69	1616	POR-H	1	2.3	2.07	0.8983	0.9000	1.1000	2	-0.0017
SMRFLO69	1846	FLO-69	1	69	62.06	0.8995	0.9000	1.1000	2	-0.0005
LESLAP69D	1612	LES-H	1	6.9	6.17	0.8941	0.9000	1.1000	2	-0.0059
LESLAP69D	1406	LES-69	1	69	61.69	0.8941	0.9000	1.1000	2	-0.0059
LRUMOR69	1495	PET-69	1	69	61.33	0.8889	0.9000	1.1000	2	-0.0111
LVGLAP69D	1421	LAP-13	1	13.8	11.71	0.8488	0.9000	1.1000	2	-0.0512
LVGLAP69D	1438	LAP-69	1	69	58.6	0.8493	0.9000	1.1000	2	-0.0507
LVGLAP69D	1439	LAP-69D	1	69	58.7	0.8507	0.9000	1.1000	2	-0.0493
LVGLAP69D	1612	LES-H	1	6.9	5.89	0.8543	0.9000	1.1000	2	-0.0457
LVGLAP69D	1406	LES-69	1	69	58.95	0.8543	0.9000	1.1000	2	-0.0457
LVGLAP69D	1459	LES-13	1	13.8	11.97	0.867	0.9000	1.1000	2	-0.0330
ESTRIO69	1495	PET-69	1	69	60.74	0.8803	0.9000	1.1000	2	-0.0197
PANMOR230	1495	PET-69	1	69	61.01	0.8842	0.9000	1.1000	2	-0.0158
MOR230/69	1495	PET-69	1	69	61.4	0.8899	0.9000	1.1000	2	-0.0101



8.3.2.2 Demanda Media

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	GSULVG69	Voltage Violation

8.3.2.2.1 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	69.97	67.2	104.1
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	69.97	67.2	104.1
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	71.52	67.2	106.4
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	97.29	83.8	116.1
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	81.32	70.51	115.3
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	224.18	180	124.5
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	221.53	195	113.6

8.3.2.2.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse



8.3.2.2.3 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	13.8	11.91	0.8627	0.9000	1.1000	2	-0.0373
GSULVG69	1438	LAP-69	1	69	60.37	0.875	0.9000	1.1000	2	-0.0250
GSULVG69	1425	LVG-69	1	69	60.41	0.8755	0.9000	1.1000	2	-0.0245
GSULVG69	1439	LAP-69D	1	69	60.42	0.8757	0.9000	1.1000	2	-0.0243
GSULVG69	1421	LAP-13	1	13.8	12.09	0.8759	0.9000	1.1000	2	-0.0241
GSULVG69	1459	LES-13	1	13.8	12.1	0.877	0.9000	1.1000	2	-0.0230
GSULVG69	1437	PVE-69	1	69	60.53	0.8772	0.9000	1.1000	2	-0.0228
GSULVG69	1478	LVG-13	1	13.8	12.16	0.8814	0.9000	1.1000	2	-0.0186
GSULVG69	1612	LES-H	1	6.9	6.09	0.8823	0.9000	1.1000	2	-0.0177
GSULVG69	1406	LES-69	1	69	60.88	0.8823	0.9000	1.1000	2	-0.0177
GSULVG69	1687	PVE-13	1	13.8	12.21	0.8845	0.9000	1.1000	2	-0.0155
GSULVG69	1653	PVE-H2	1	4.2	3.68	0.8845	0.9000	1.1000	2	-0.0155
GSULVG69	1652	PVE-H1	1	4.2	3.73	0.8966	0.9000	1.1000	2	-0.0034

8.3.1.3 Demanda Mínima

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

8.3.1.3.1 Sobrecargas

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN SOBRECARGA -

8.3.1.3.2 Colapso de Voltaje

Contingency Name	Violation Type
GNO230/69C	Voltage Collapse

8.3.1.3.3 Violaciones de Voltaje

- NO EXISTEN CONTINGENCIAS QUE PROVOQUEN VIOLACIONES DE VOLTAJE -



8.4 Listado de contingencias que provocan sobrecarga, violaciones de voltaje o colapso de tensión en el SNI

Contingencia	SEP18 1900	SEP18 1100	SEP18 0300	MAR19 1900	MAR19 1100	MAR19 0300
Pre-Contingencia	BV			BV		
CENCEN692	SC	SC		SC	SC	
GSU230/69A	SC	SC		SC	SC	
GSU230/69B	SC	SC		SC	SC	
GSUCEN69B	SC			SC	SC	
GSUCEN69C	SC			SC	SC	
GSUSMO692	SC			SC	SC	
LVACQU69				SC		
COALIB69				CV		
ESP230/69	CV			CV		
GNO230/69C	CV	CV	SC, BV	CV	CV	CV
PANSAS230				CV		
CHM-SJG-GSU69	BV			BV		
CHMPTZ69				BV		
COCTOL69	BV			BV		
LBREPI69	BV					
LCREPI69	BV					
ESP-XEL69D-ALK69	BV			BV		
ESTRIO69				BV		
GSULVG69				BV	BV	
LBRESP230				BV		
LESLAP69D				BV		
LRUMOR69				BV		
LVGLAP69D				BV		
MALFLO69	BV			BV		
MAZLCR69	BV			BV		
MOR230/69				BV		
PANMOR230				BV		
SMRFLO69				BV		
SOLALK69	BV			BV		

SC= Sobrecarga, CV=Colapso de Voltaje, BV=Bajo Voltaje, AV= Alto Voltaje



8.4.1 PRE-CONTINGENCIA

En el caso sin contingencia, se encontraron bajos voltajes en los siguientes escenarios:

SEP18 1900

Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
				kV	p.u.	Low	High		
1326	ZCP-69	1	69	64.37	0.9329	0.9500	1.0500	1	-0.0171
1381	ZCP-13	1	13.8	12.97	0.9399	0.9500	1.0500	1	-0.0101
1313	QUI-69	1	69	65.2	0.9449	0.9500	1.0500	1	-0.0051

MAR19 1900

Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
				kV	p.u.	Low	High		
1326	ZCP-69	1	69	64.45	0.934	0.9500	1.0500	1	-0.0160
1381	ZCP-13	1	13.8	12.98	0.9407	0.9500	1.0500	1	-0.0093
1313	QUI-69	1	69	65.32	0.9466	0.9500	1.0500	1	-0.0034

Para solventar esta situación, en la sección “2. Instalación de Bancos de Capacitores”, se propone los montos de los bancos de capacitores a instalar en el área, para mejorar la regulación de voltaje.

8.4.2 CENCEN692

Ante esta contingencia, se presentan sobrecargas en los siguientes escenarios:

SEP18 1900

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	94.56	83.8	112.8
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	78.02	70.51	110.6

SEP18 1100

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	91.8	83.8	109.5
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	77.77	70.51	110.3



MAR19 1900

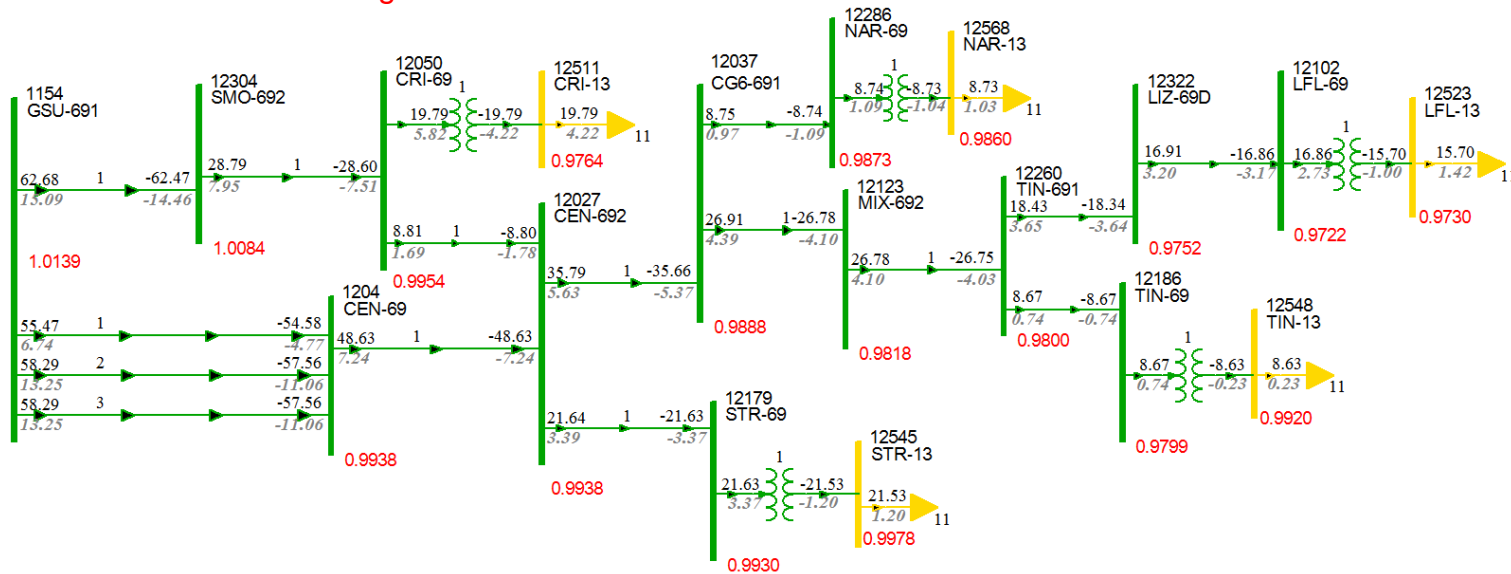
Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
CENCEN692	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	101.14	83.8	120.7
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	82.3	70.51	116.7

MAR19 1100

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	97.29	83.8	116.1
CENCEN692	12050	CRI-69	12304	SMO-692	1	1	2	81.32	70.51	115.3

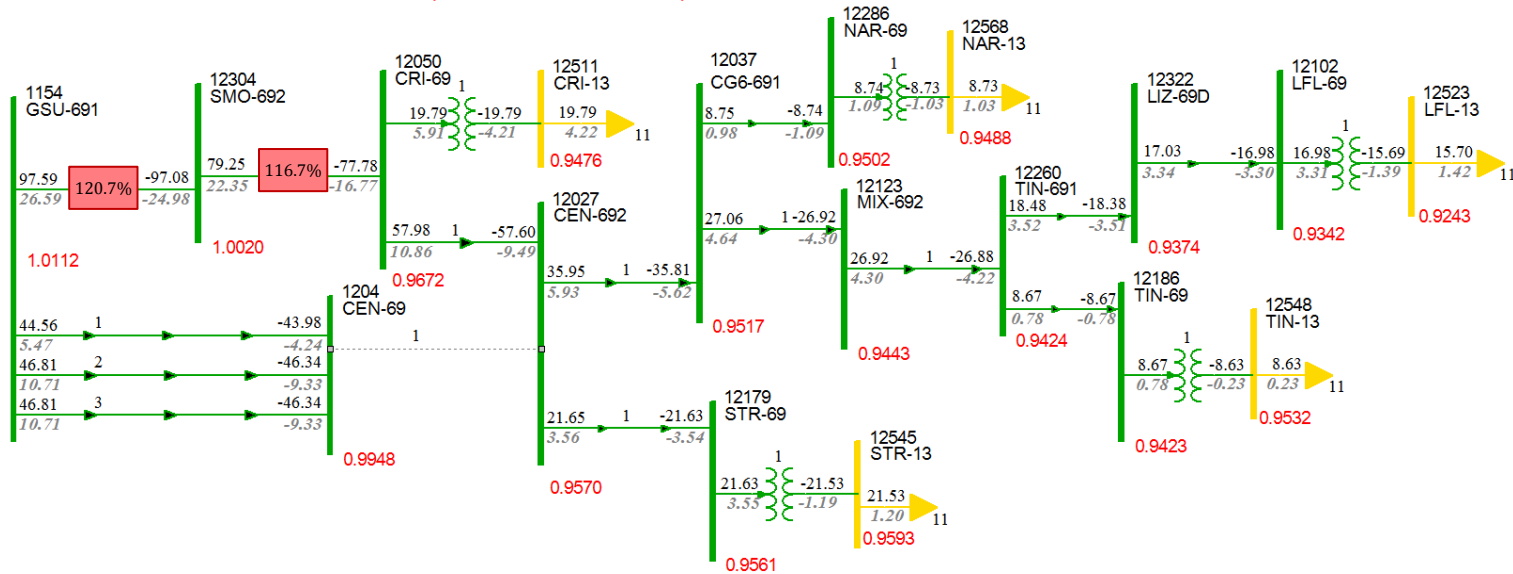
El escenario más crítico es MAR19 1900, donde la carga de la línea GSUSMO692 es de 120.7%.

MAR19 1900 – Sin Contingencia



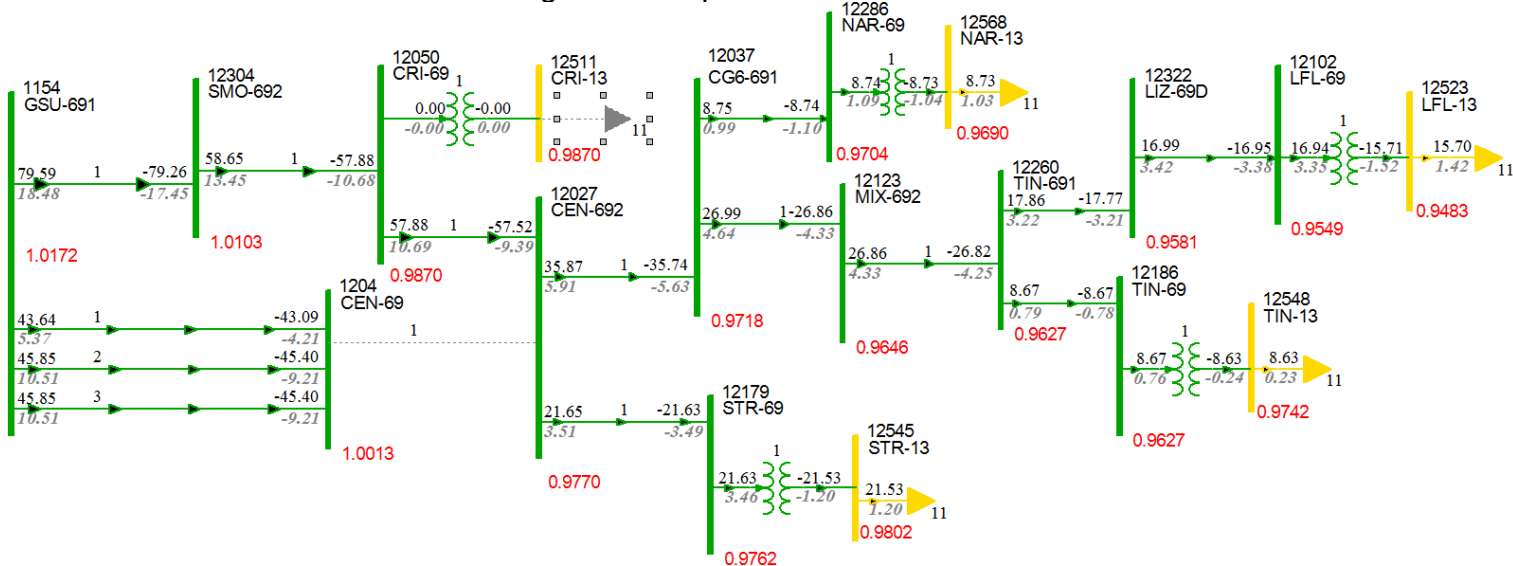


MAR19 1900 – CENCEN692 (1204 – 12027 “1”)



MAR19 1900 – CENCEN692 (1204 – 12027) & Desconexión de CRI-13

Al respecto se propone un esquema que ante la sobrecarga de la línea GSUSMO692 (1154-12304), desconecte la carga de CRI-13. Con esto se evita la sobrecarga. Se comprobarán los resultados en los análisis de estabilidad transitoria.





8.4.3 GSU230/69A & GSU230/69B

Ante la sobrecarga de un transformador GSU230/69 A o B, se produce sobrecarga del transformador remante. La mayor sobrecarga se da en el transformador GSU230/69A (1109-1154-1513 “1”), cuya capacidad es de 180MVA. El transformador GSU230/69B (1109-1154 “2”), tiene una capacidad de 195 MVA.

Ante esta contingencia ya existe el esquema GUA_ECS-03, que ante la apertura de uno de los transformadores GSU 230/69, desconecta carga a través de la línea Guate Sur-Guadalupe 1. Sin embargo, no es suficiente y aun se mantiene la sobrecarga.

Los niveles de sobrecarga son los siguientes:

SEP18 1900

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	219.44	195	112.5
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	221.67	180	123.2

SEP18 1100

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	204.91	195	105.1
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	206.19	180	114.6

MAR19 1900

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	240.19	195	123.2
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	242.79	180	134.9

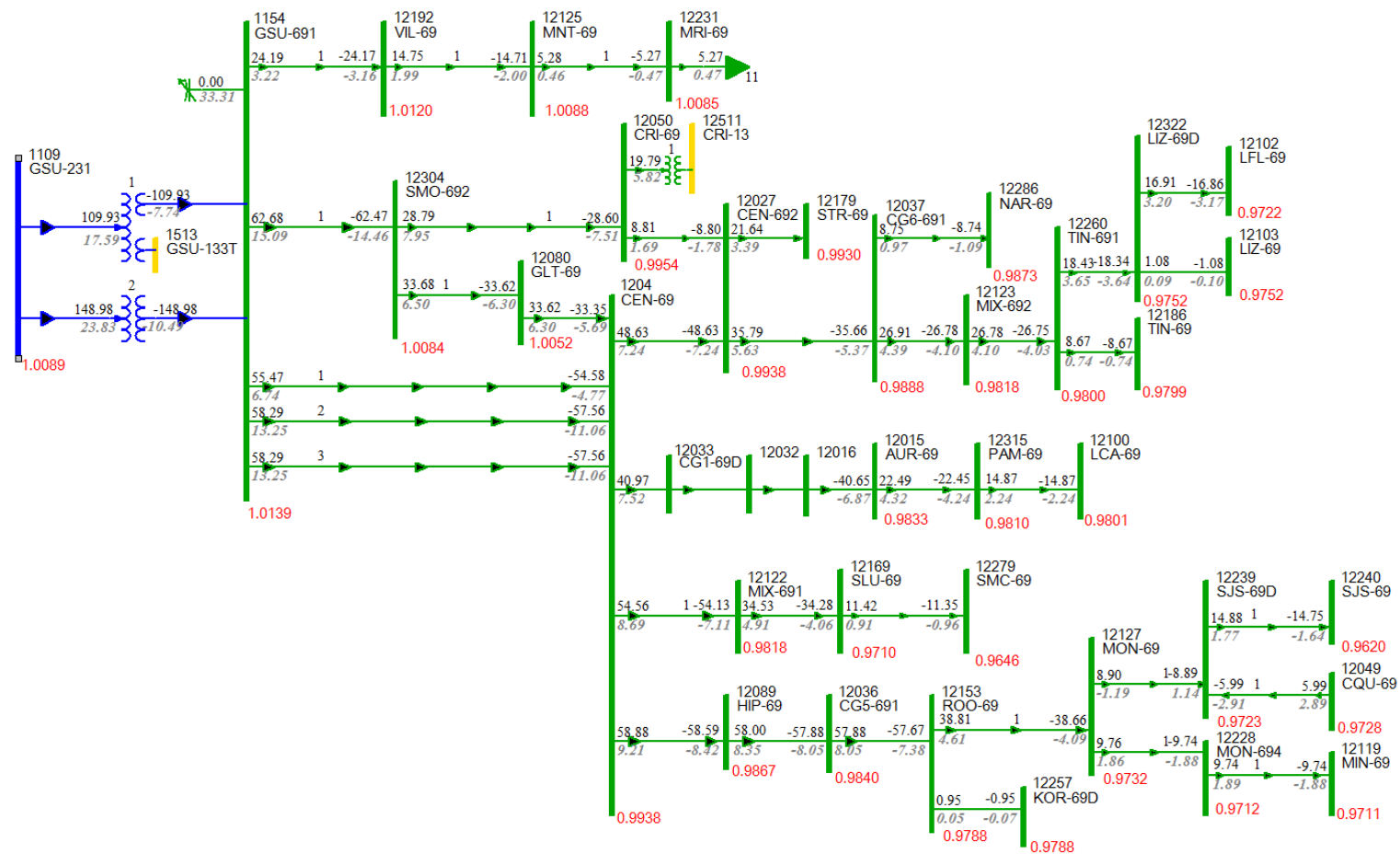
MAR19 1100

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
GSU230/69A	1109	GSU-231	1154	GSU-691	2	1	1	221.53	195	113.6
GSU230/69B	1109	GSU-231	1154	and 1513	1	1	1	224.18	180	124.5

El escenario más crítico es MAR19 1900. Para estos resultados ya se considera la actuación del esquema GUA_ECS-03.



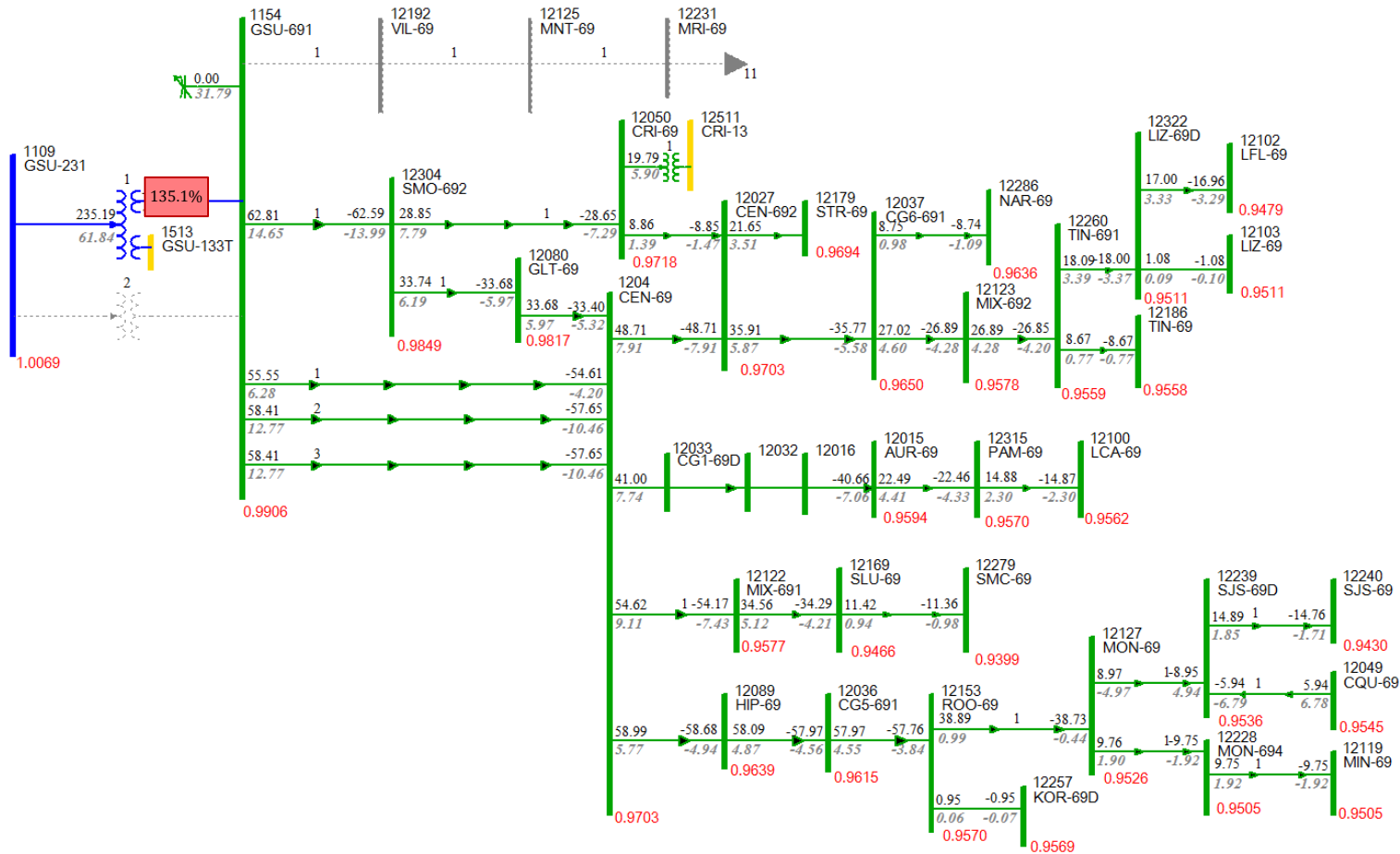
MAR19 1900 – Sin Contingencia





MAR19 1900 – Ctg GSU230/69 B – Actuación GUA_ECS-03

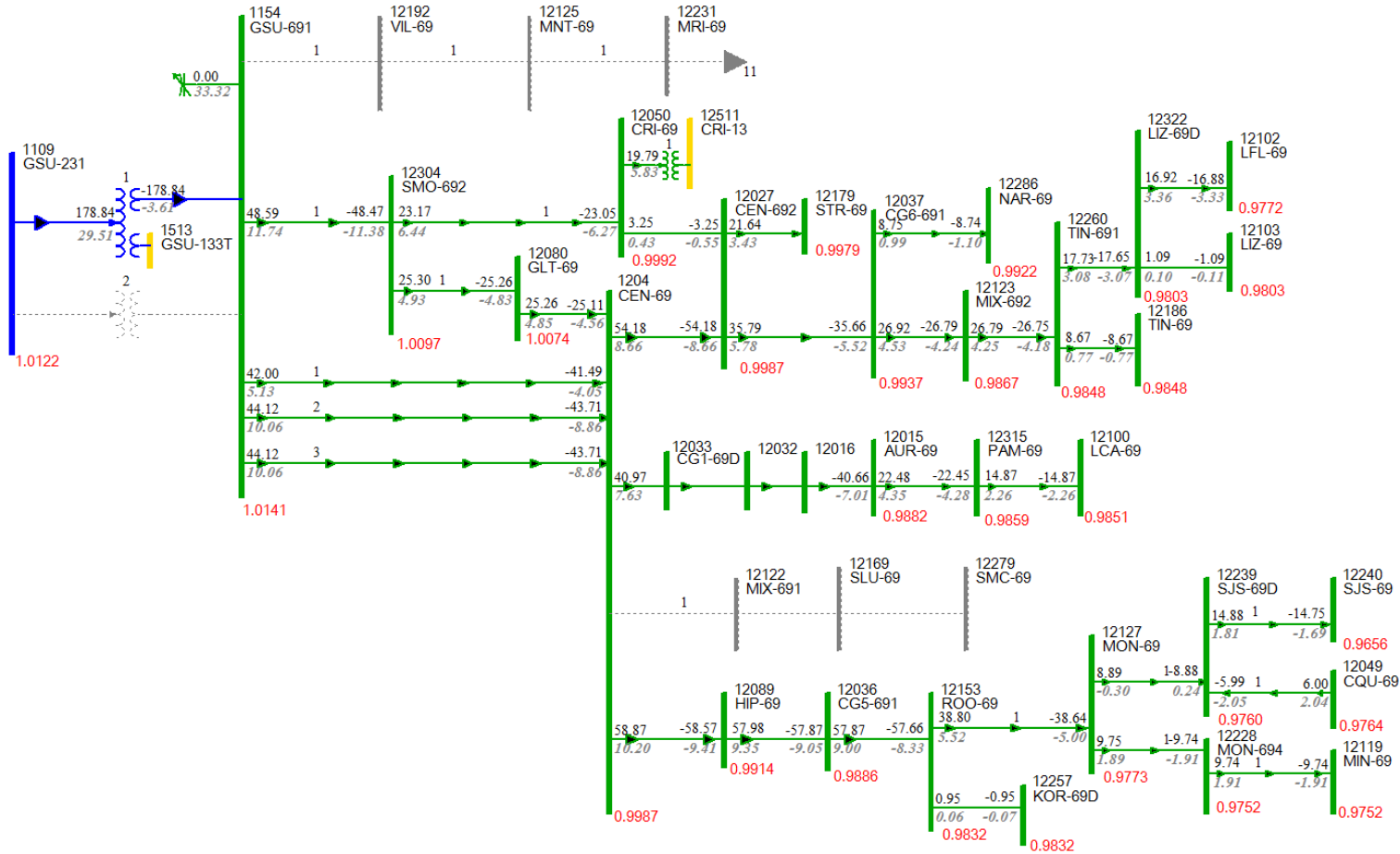
En el diagrama se observa la sobrecarga del transformador GSU230/69 A. Para esta contingencia actúa el esquema GUA_ECS-03, que desconecta carga a través del disparo de la línea Guate Sur-Guadalupe 1.





MAR19 1900 – Ctg GSU230/69 B – Actuación GUA_ECS-03 – Desconexión de línea CENMIX691

Se propone agregar al esquema actual, otra etapa que dispare la línea Centro-Mixco 69 (CENMIX691), para eliminar la sobrecarga. La actuación del esquema propuesto se evaluará en estabilidad transitoria.





8.4.4 GSUCEN69B, GSUCEN69C & GSUSMO692

Ante el disparo de alguna de las líneas GSUCEN69B, GSUCEN69C o GSUSMO692, se produce sobrecarga de la línea GSUCEN69A. Los valores de sobrecarga son los siguientes:

SEP18 1900

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	69.33	67.2	103.2
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	69.33	67.2	103.2
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	70.81	67.2	105.4

MAR19 1900

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	75.5	67.2	112.3
GSUCEN69B	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	85.44	83.8	102.0
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	75.5	67.2	112.3
GSUCEN69C	1154	GSU-691	12304	SMO-692	1	1	1	85.44	83.8	102.0
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	77.07	67.2	114.7

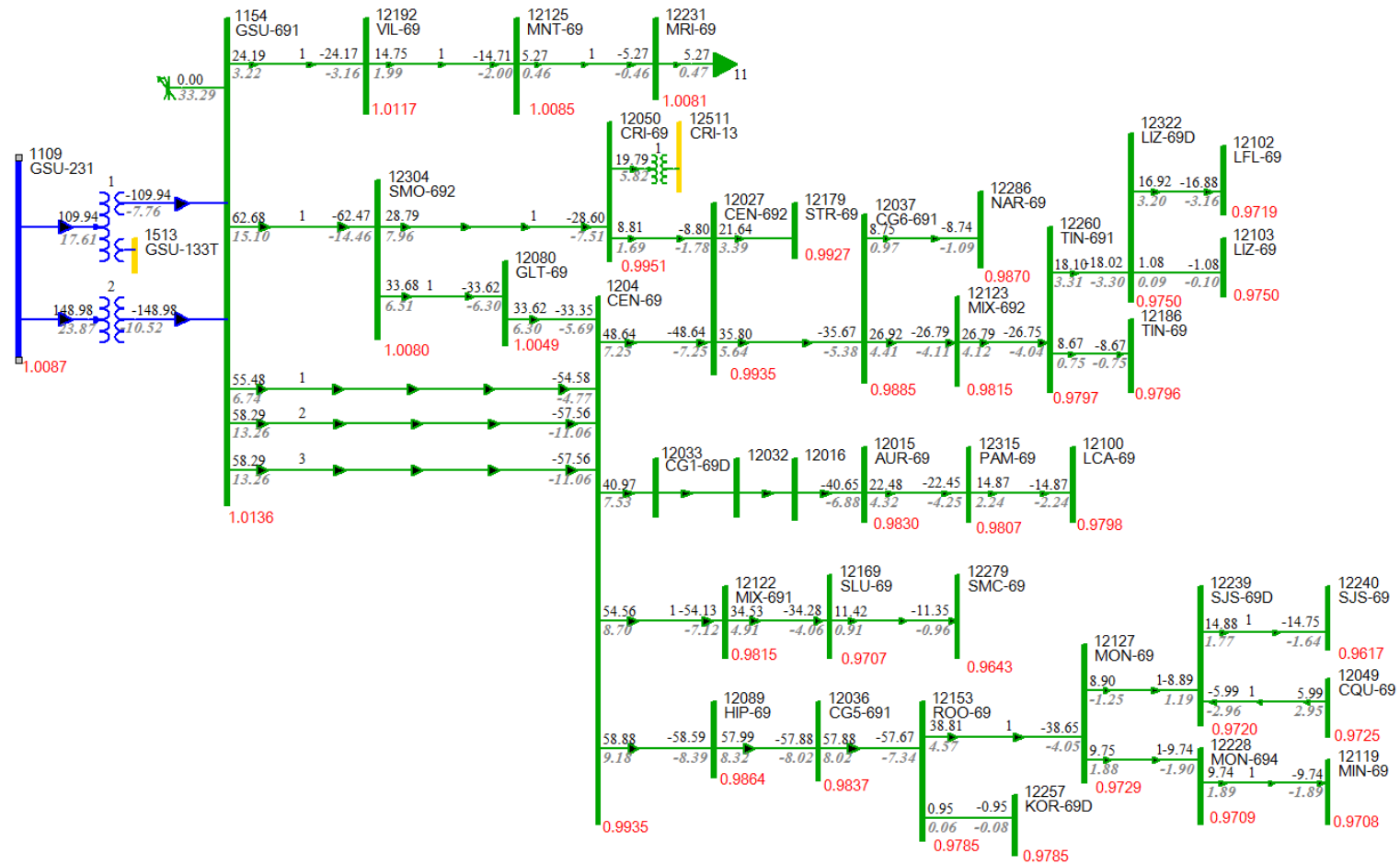
MAR19 1100

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	69.97	67.2	104.1
GSUCEN69C	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	69.97	67.2	104.1
GSUSMO692	1154	GSU-691	1204	CEN-69	1	1	1	71.52	67.2	106.4

El escenario más crítico es MAR19 1900, que el disparo de la línea GSUSMO692, provoca sobrecarga con una cargabilidad del 114.7% de la línea GSUCEN69A.



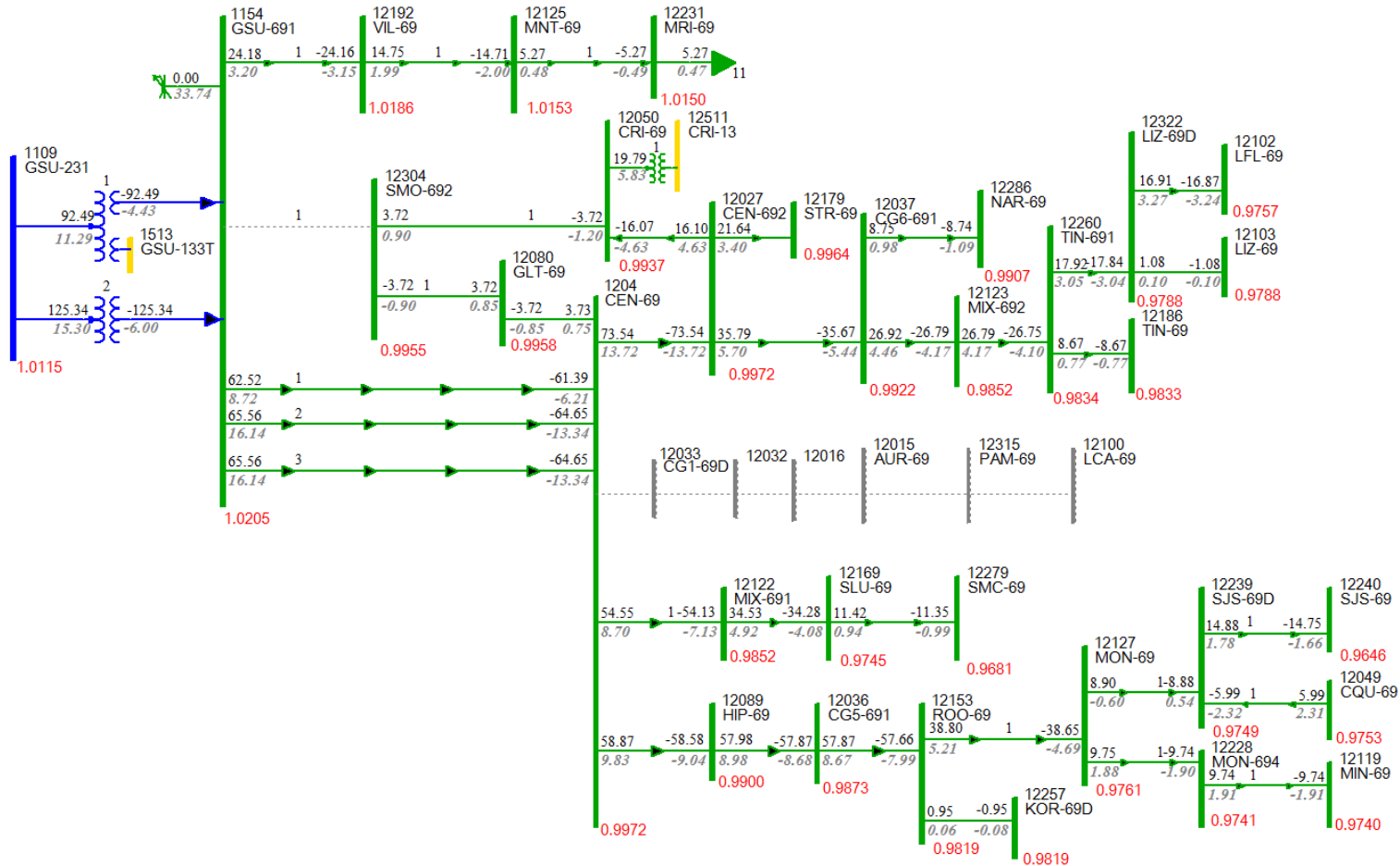
MAR19 1900 – Sin Contingencia





MAR19 1900 – GSUSMO692 & Desconexión de LT Centro-Guatemala 1

Se propone la desconexión de la línea Centro-Guatemala 1, ante la sobrecarga de la línea GSUCEN69A (1154-1204 “1”). Con esta acción desaparece la sobrecarga. En los estudios de estabilidad transitoria se comprobará la efectividad del esquema propuesto.





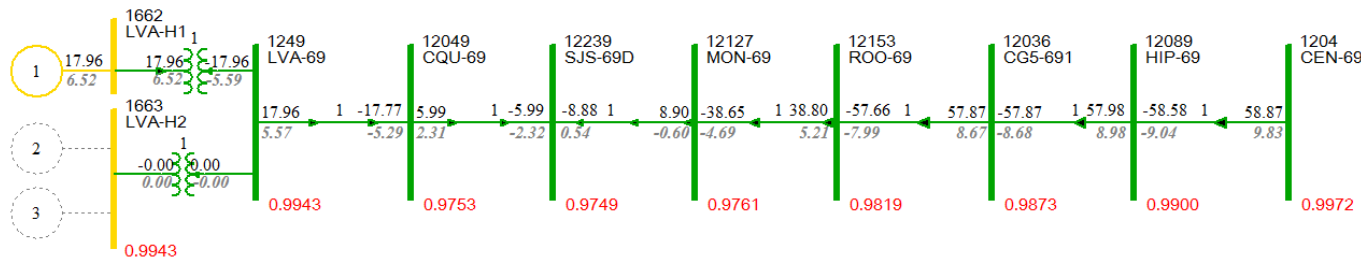
8.4.5 LVQCQU230

Ante el disparo de la línea LVACQU69 y desconexión de la generación de Las Vacas, se produce una ligera sobrecarga en la línea CENHIP69.

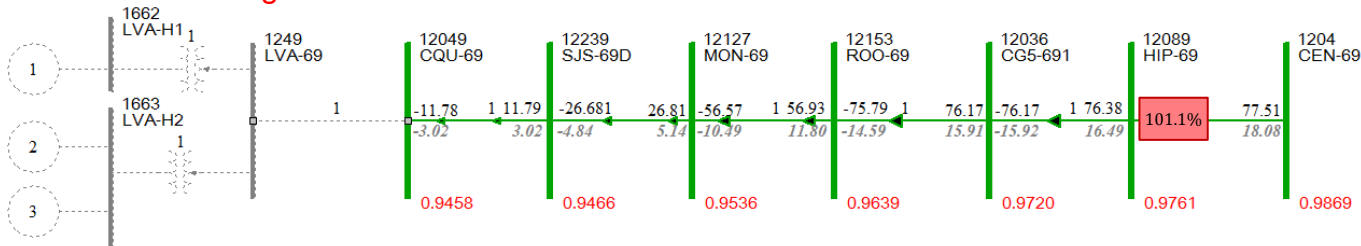
MAR19 1900

Cont. Name	From Bus		To Bus		Circuit ID	Area	Zone	MVA	Rating (MVA)	Load (%)
	Number	Name	Number	Name						
LVACQU69	1204	CEN-69	12089	HIP-69	1	1	2	79.66	78.76	101.1

MAR19 1900 – Sin contingencia



MAR19 1900 – Ctg LVACQU69

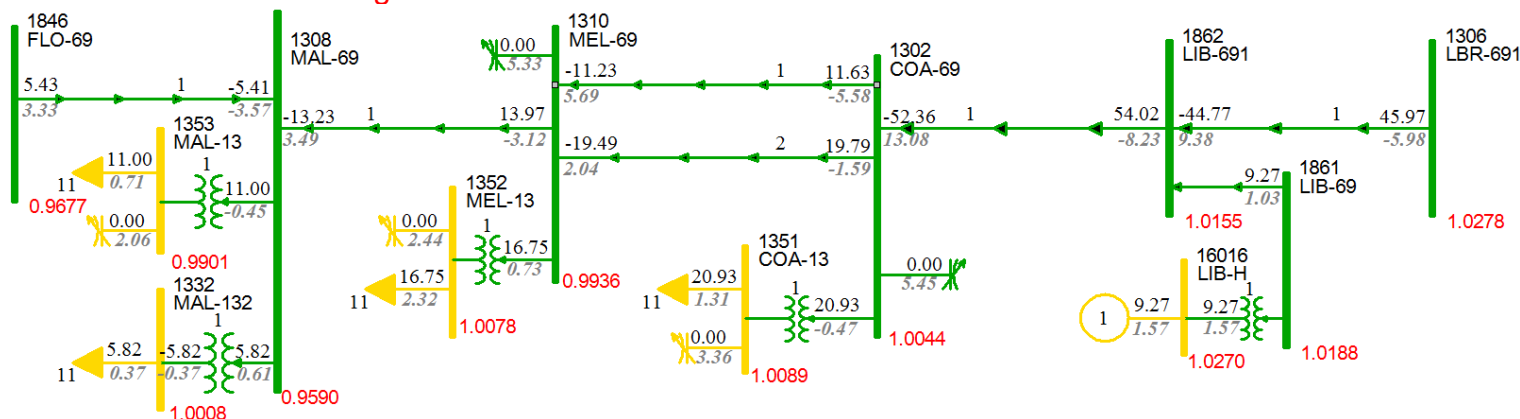


Esta sobrecarga estará presente sin necesidad de contingencia al estar fuera de operación la hidroeléctrica Las Vacas. En este escenario la sobrecarga es muy pequeña y depende del incremento de la demanda. Esta sobrecarga no aparece en el resto de escenarios. Para esta contingencia no se propondrá esquema de control suplementario, pero se estará monitoreando el comportamiento de los niveles de flujos en el área.

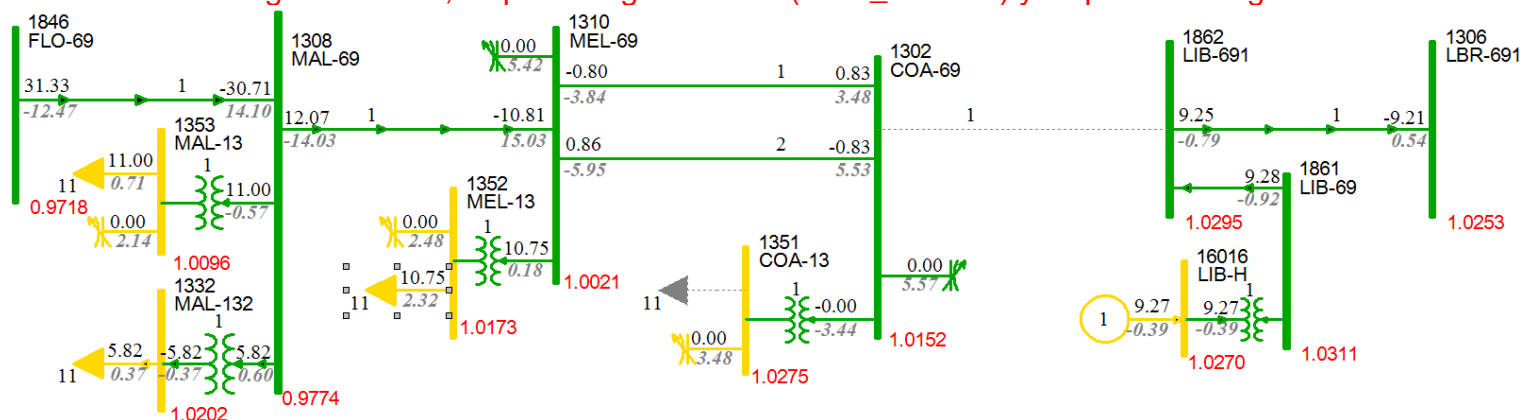
8.4.6 COALIB69

Ante esta contingencia ocurre un colapso de tensión en el área occidente únicamente en el escenario MAR19 1900. Para esta contingencia ya existe el esquema de control suplementario GUA_ECS-17, que desconecta la carga de la SE Coatepeque, pero con el incremento de la demanda el esquema es insuficiente para evitar el colapso.

MAR19 1900 – Sin contingencia



MAR19 1900 – Ctg COALIB69, disparo carga COA-13 (GUA_ECS-17) y disparo de carga en MEL-13



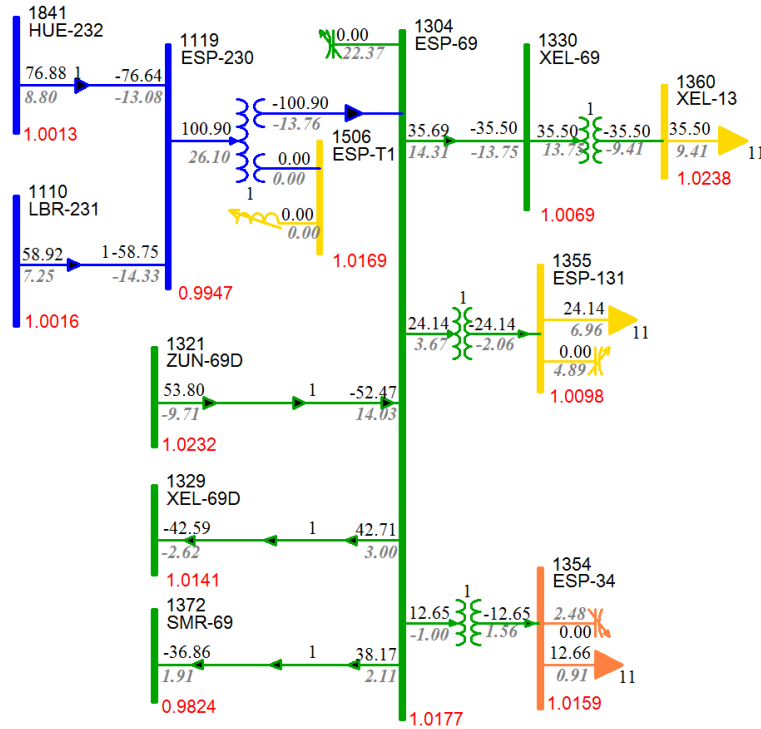
Para evitar el colapso de voltaje en este escenario que reduce 6 MW de demanda a la subestación MEL-13. Se comprobarán resultados de esta contingencia en estabilidad transitoria para evaluar la necesidad de la implementación de un esquema de control suplementario que desconecte carga.



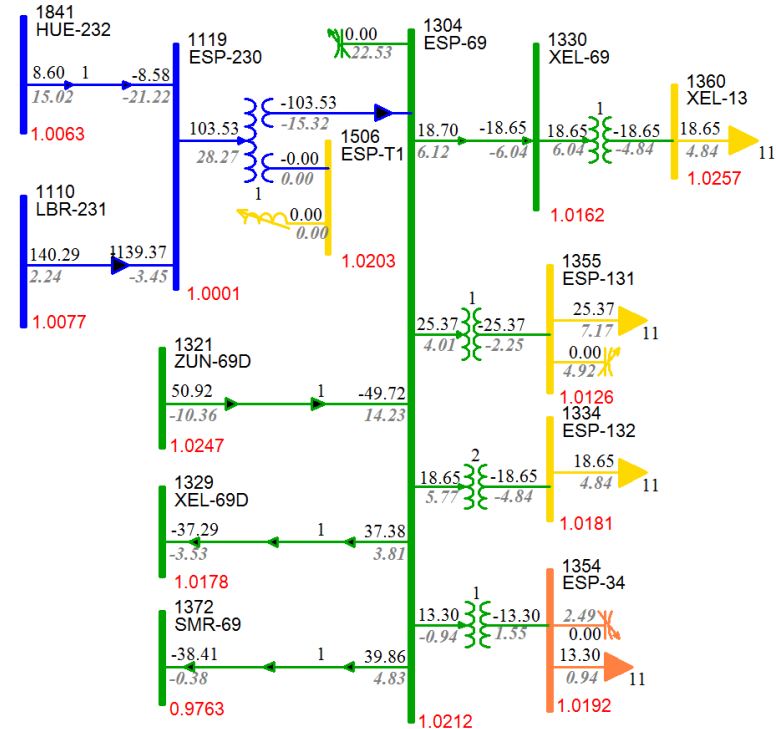
8.4.7 ESP230/69

En demanda máxima para época lluviosa y seca, existe colapso de tensión al ocurrir el disparo del transformador ESP 230/69.

SEP18 1900 – Sin contingencia

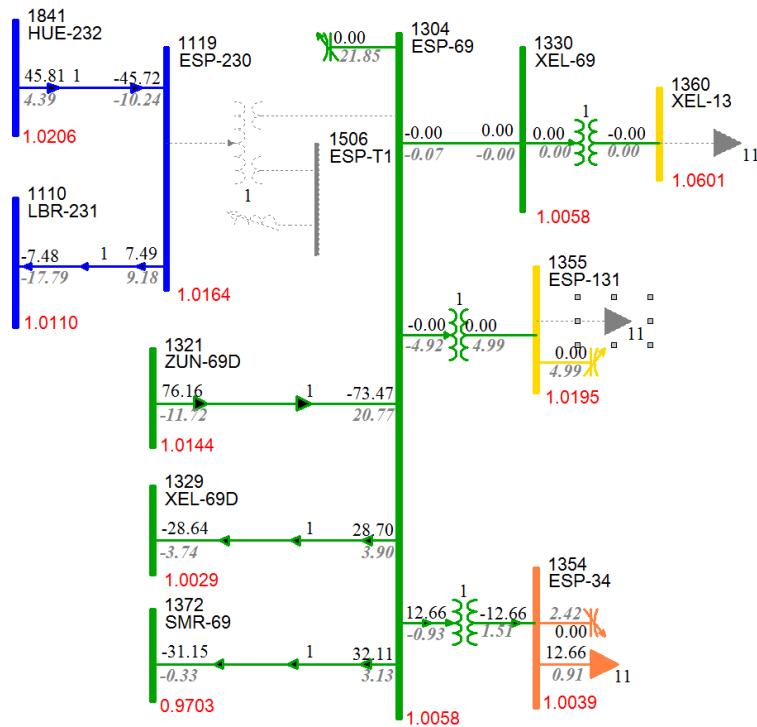


MAR19 1900 – Sin contingencia

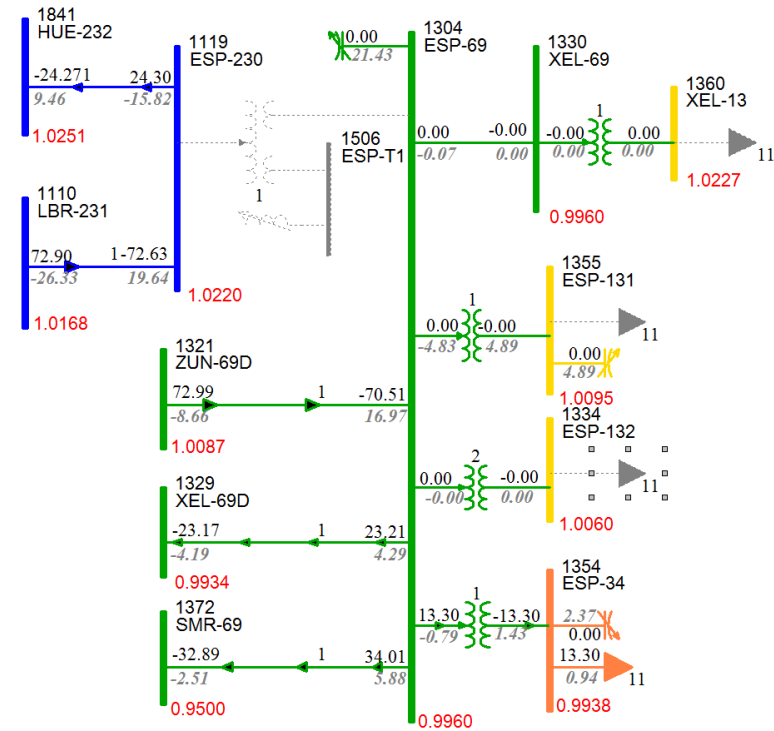




SEP18 1900 – Ctg ESP230/69



MAR19 1900 – Ctg ESP230/69



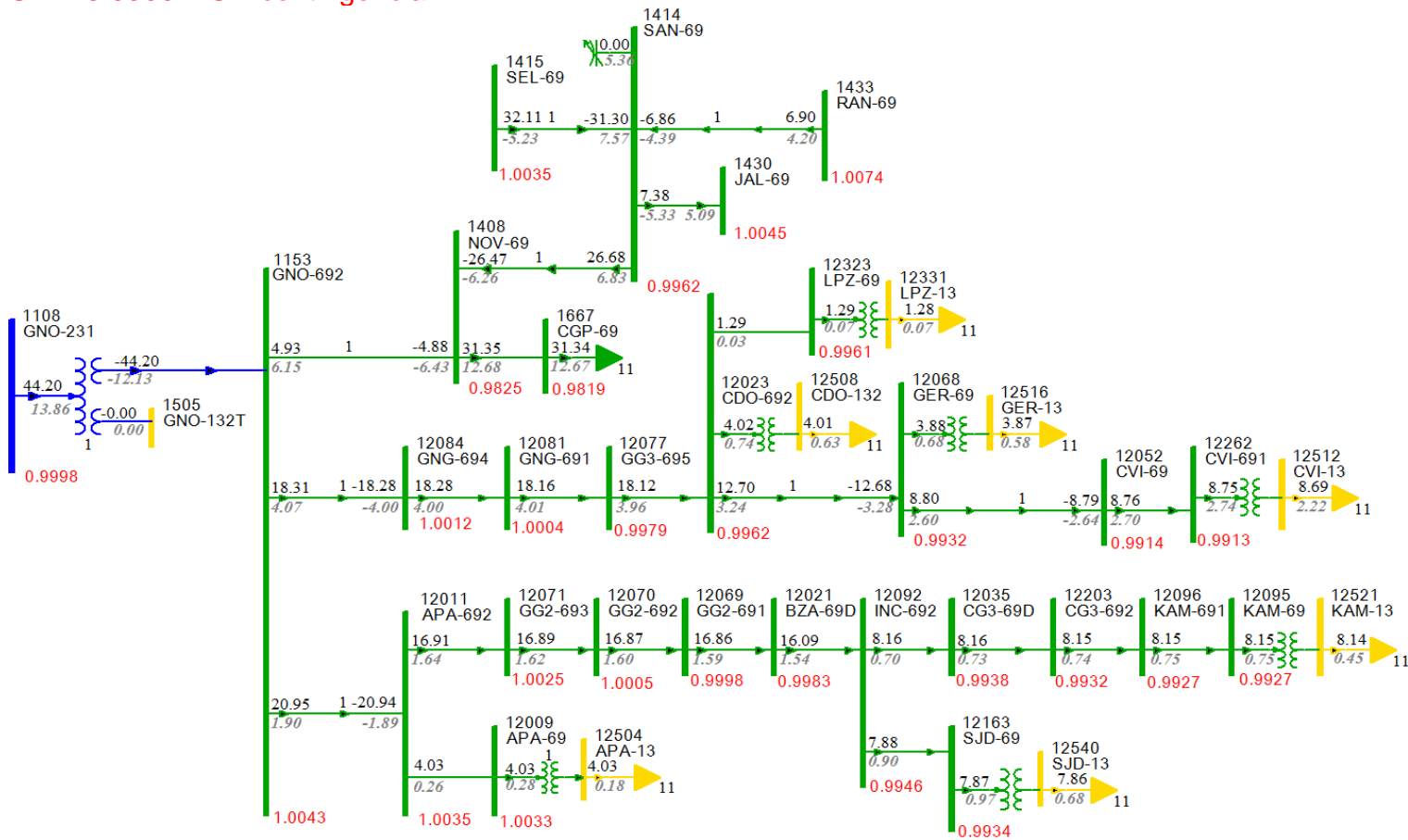
Se recomienda implementar un esquema que por etapas desconecte la carga de Xela 1, 2 y 3 & Xela 4, 5 y 6, ante presencia de bajo voltaje en ESP-69. Con esta acción se evita el colapso de voltaje.



8.4.8 GNO230/69C

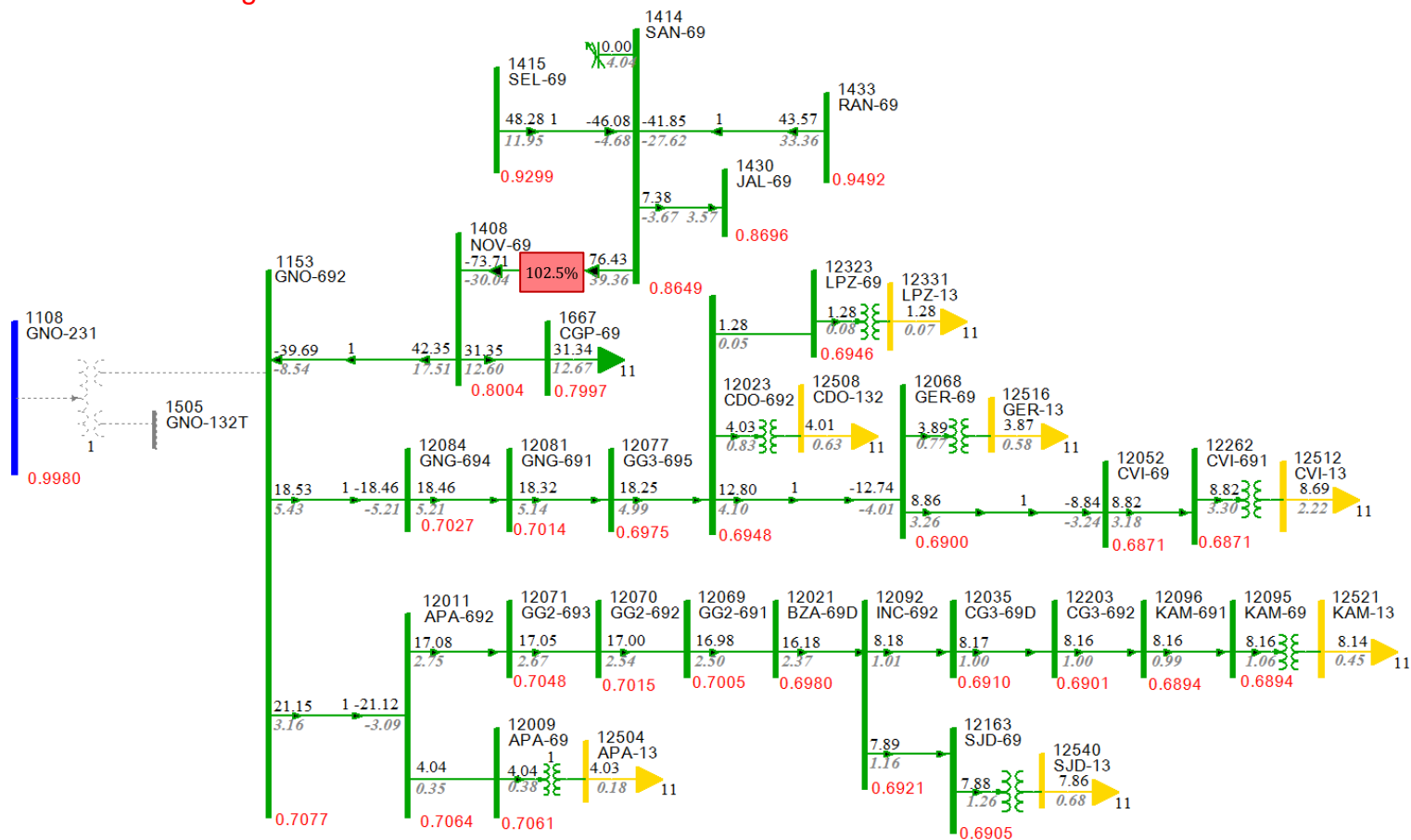
Ante el disparo del transformador GNO230/69C (1108-1153-1505 “1”), se provoca colapso de tensión en el área de influencia en los escenarios de demanda máxima y media en época lluviosa 2018, y en todos los escenarios de demanda en época seca 2019. En demanda mínima y época lluviosa, no hay colapso pero si aparecen bajos voltajes y sobrecargas.

SEP18 0300 – Sin contingencia





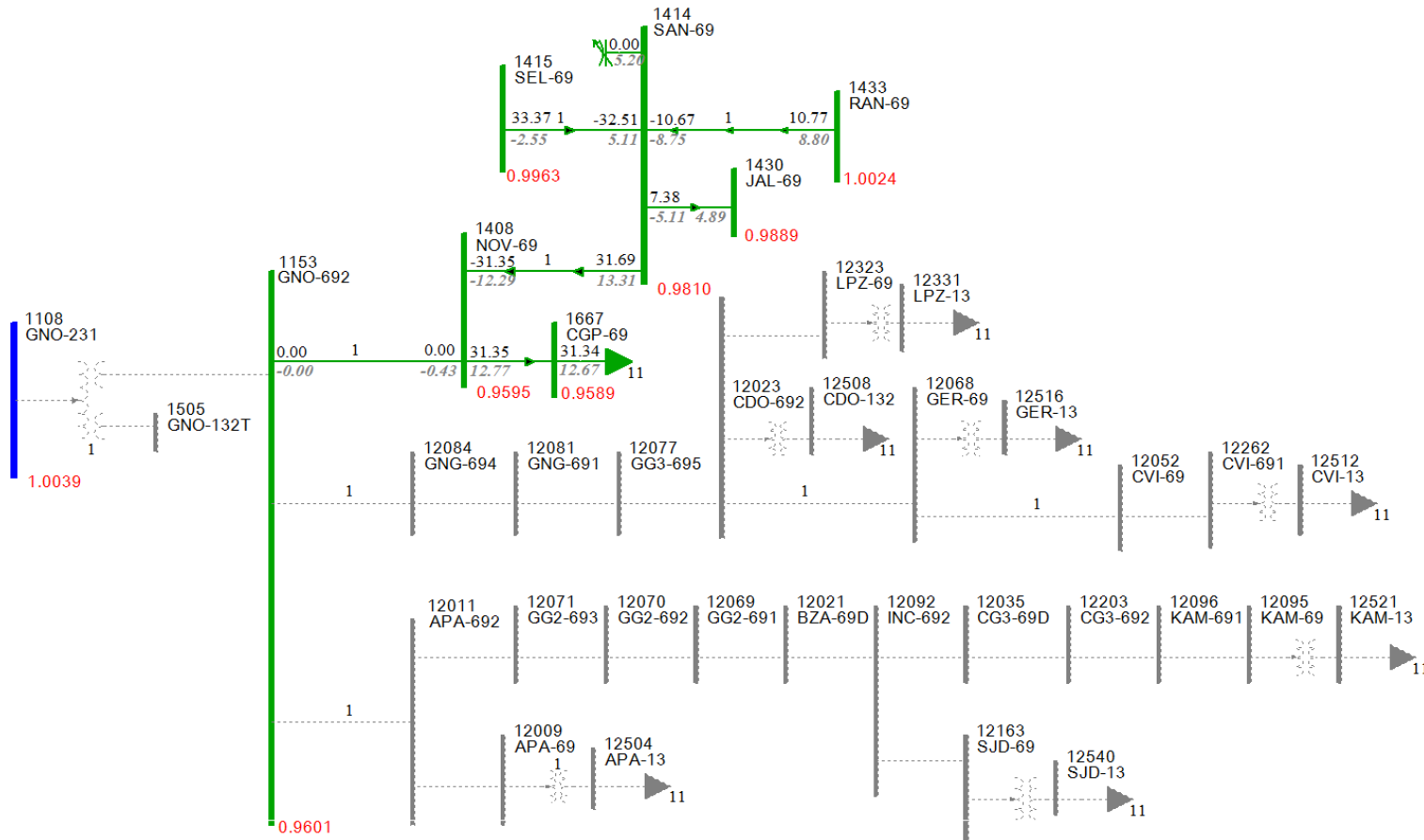
SEP18 0300 – Ctg GNO230/69C





SEP18 0300 – Ctg GNO230/69C & Disparo de líneas Guate Norte-Guadalupe 1 & Guate Norte-Guatemala 2

Se propone implementar un esquema de control suplementario que desconecte por etapas las líneas Guate Norte – Guadalupe 1 & Guate Norte-Guatemala 2.

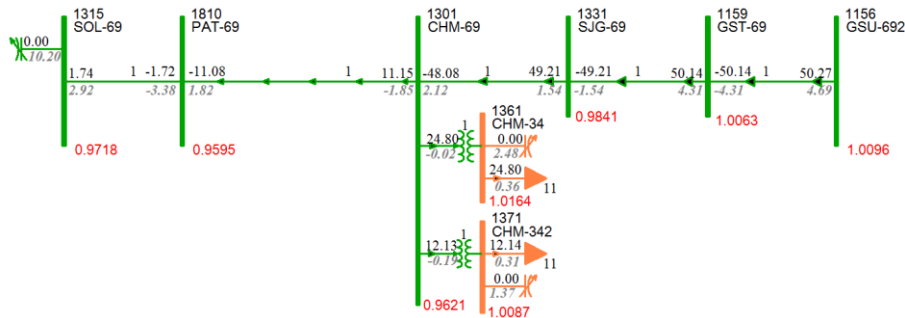




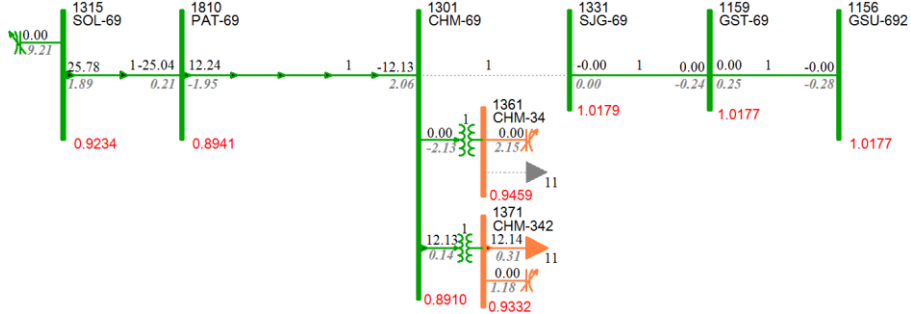
8.4.10 CHM-SJG-GSU69

En el escenario de SEP18 1900, al ocurrir la contingencia en el tramo CHM-GSU69 & actuación del esquema que dispara la carga de CHM-34, aún se mantiene bajo voltaje en CHM-69. En los estudios de estabilidad transitoria se evaluará si se necesita incorporar otra etapa al esquema actual que dispare mayor demanda.

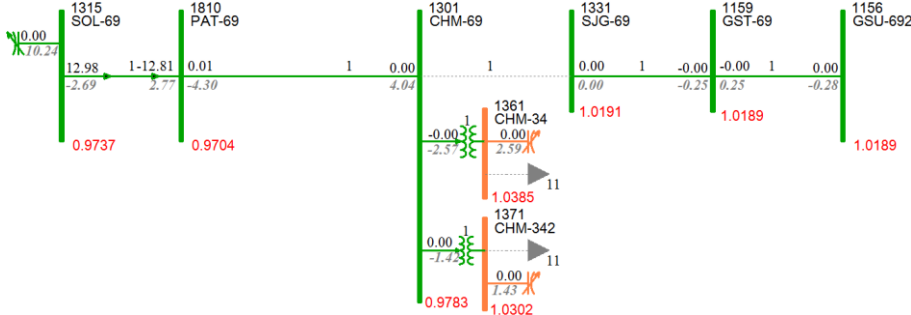
SEP18 1900 – Sin contingencia



SEP18 1900 – CHMSJG69 & disparo de carga en CHM-34



SEP18 1900 – CHMSJG69 & disparo de carga en CHM-34 & CHM-342





8.4.11 CHMPTZ69, CHM-SJG-GSU69, COCTOL69, EXP-XEL69D-ALK69, LBRESP230 & SOLALK69

Desde el escenario sin contingencia, para demanda máxima de época seca y lluviosa se ha identificado bajo voltaje en Zacualpa. Ante una serie de contingencias, se produce una reducción al voltaje quedando fuera de los límites establecido. Los niveles de voltaje son los siguientes:

SEP18 1900

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
CHM-SJG-GSU69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.19	0.8834	0.9000	1.1000	2	-0.0166
CHM-SJG-GSU69	1811	CSA-69	1	69	61.09	0.8853	0.9000	1.1000	2	-0.0147
CHM-SJG-GSU69	1301	CHM-69	1	69	61.31	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1806	GEC-69	1	69	61.31	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1692	GEC-B2	1	13.8	12.26	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1686	GEC-B	1	13.8	12.26	0.8886	0.9000	1.1000	2	-0.0114
CHM-SJG-GSU69	1313	QUI-69	1	69	61.48	0.891	0.9000	1.1000	2	-0.0090
CHM-SJG-GSU69	1810	PAT-69	1	69	61.54	0.8918	0.9000	1.1000	2	-0.0082
CHM-SJG-GSU69	1812	CSA-34	1	34.5	30.91	0.8958	0.9000	1.1000	2	-0.0042
COCTOL69	1326	ZCP-69	1	69	61.8	0.8957	0.9000	1.1000	2	-0.0043
SOLALK69	1326	ZCP-69	1	69	58.54	0.8484	0.9000	1.1000	2	-0.0516
SOLALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	11.77	0.8531	0.9000	1.1000	2	-0.0469
SOLALK69	1313	QUI-69	1	69	59.49	0.8622	0.9000	1.1000	2	-0.0378
SOLALK69	1811	CSA-69	1	69	61.72	0.8945	0.9000	1.1000	2	-0.0055
SOLALK69	1315	SOL-69	1	69	61.76	0.895	0.9000	1.1000	2	-0.0050
ESP-XEL69D-ALK69	1326	ZCP-69	1	69	52.57	0.7619	0.9000	1.1000	2	-0.1381
ESP-XEL69D-ALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	10.54	0.7639	0.9000	1.1000	2	-0.1361
ESP-XEL69D-ALK69	1313	QUI-69	1	69	53.69	0.7781	0.9000	1.1000	2	-0.1219
ESP-XEL69D-ALK69	1830	TOT-34	1	34.5	27.52	0.7978	0.9000	1.1000	2	-0.1022
ESP-XEL69D-ALK69	1317	TOT-69	1	69	55.12	0.7989	0.9000	1.1000	2	-0.1011
ESP-XEL69D-ALK69	1369	TOT-13	1	13.8	11.06	0.8014	0.9000	1.1000	2	-0.0986
ESP-XEL69D-ALK69	1318	ALK-69	1	69	55.42	0.8033	0.9000	1.1000	2	-0.0967
ESP-XEL69D-ALK69	1363	QUI-131	1	13.8	11.21	0.8125	0.9000	1.1000	2	-0.0875
ESP-XEL69D-ALK69	1315	SOL-69	1	69	56.49	0.8186	0.9000	1.1000	2	-0.0814
ESP-XEL69D-ALK69	1362	SOL-34	1	34.5	28.78	0.8341	0.9000	1.1000	2	-0.0659
ESP-XEL69D-ALK69	1811	CSA-69	1	69	57.63	0.8352	0.9000	1.1000	2	-0.0648
ESP-XEL69D-ALK69	1810	PAT-69	1	69	58.12	0.8423	0.9000	1.1000	2	-0.0577
ESP-XEL69D-ALK69	1812	CSA-34	1	34.5	29.11	0.8437	0.9000	1.1000	2	-0.0563
ESP-XEL69D-ALK69	1833	TOL-69	1	69	59.07	0.8561	0.9000	1.1000	2	-0.0439
ESP-XEL69D-ALK69	1301	CHM-69	1	69	60.11	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1806	GEC-69	1	69	60.12	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1686	GEC-B	1	13.8	12.02	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1692	GEC-B2	1	13.8	12.02	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
ESP-XEL69D-ALK69	1307	LNO-69	1	69	61.27	0.888	0.9000	1.1000	2	-0.0120
ESP-XEL69D-ALK69	1834	TOL-34	1	34.5	30.77	0.8918	0.9000	1.1000	2	-0.0082



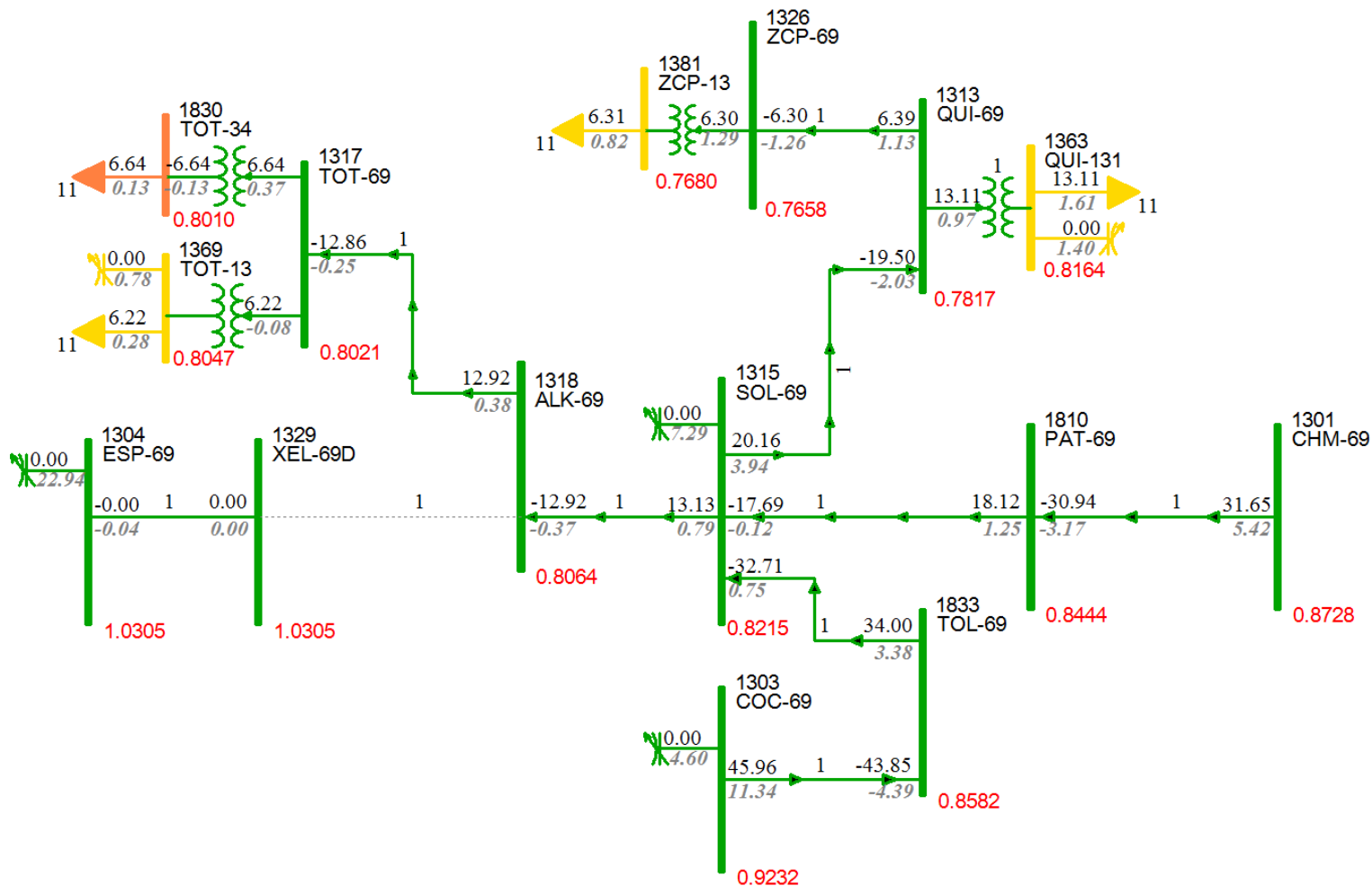
MAR19 1900

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
LBRESP230	1326	ZCP-69	1	69	61.9	0.8971	0.9000	1.1000	2	-0.0029
CHM-SJG-GSU69	1326	ZCP-69	1	69	61.98	0.8983	0.9000	1.1000	2	-0.0017
CHMPTZ69	1326	ZCP-69	1	69	61.69	0.8941	0.9000	1.1000	2	-0.0059
CHMPTZ69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.42	0.8997	0.9000	1.1000	2	-0.0003
COCTOL69	1326	ZCP-69	1	69	61.33	0.8889	0.9000	1.1000	2	-0.0111
COCTOL69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.34	0.8944	0.9000	1.1000	2	-0.0056
SOLALK69	1326	ZCP-69	1	69	59.08	0.8562	0.9000	1.1000	2	-0.0438
SOLALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	11.88	0.8608	0.9000	1.1000	2	-0.0392
SOLALK69	1313	QUI-69	1	69	60.07	0.8706	0.9000	1.1000	2	-0.0294
ESP-XEL69D-ALK69	1326	ZCP-69	1	69	56.11	0.8133	0.9000	1.1000	2	-0.0867
ESP-XEL69D-ALK69	1381	ZCP-13	1	13.8	11.27	0.8164	0.9000	1.1000	2	-0.0836
ESP-XEL69D-ALK69	1313	QUI-69	1	69	57.2	0.829	0.9000	1.1000	2	-0.0710
ESP-XEL69D-ALK69	1830	TOT-34	1	34.5	29.24	0.8476	0.9000	1.1000	2	-0.0524
ESP-XEL69D-ALK69	1317	TOT-69	1	69	58.56	0.8487	0.9000	1.1000	2	-0.0513
ESP-XEL69D-ALK69	1369	TOT-13	1	13.8	11.75	0.8517	0.9000	1.1000	2	-0.0483
ESP-XEL69D-ALK69	1318	ALK-69	1	69	58.85	0.8529	0.9000	1.1000	2	-0.0471
ESP-XEL69D-ALK69	1363	QUI-131	1	13.8	11.96	0.8664	0.9000	1.1000	2	-0.0336
ESP-XEL69D-ALK69	1315	SOL-69	1	69	59.87	0.8677	0.9000	1.1000	2	-0.0323
ESP-XEL69D-ALK69	1362	SOL-34	1	34.5	30.54	0.8853	0.9000	1.1000	2	-0.0147
ESP-XEL69D-ALK69	1811	CSA-69	1	69	61.62	0.893	0.9000	1.1000	2	-0.0070
ESP-XEL69D-ALK69	1833	TOL-69	1	69	61.81	0.8958	0.9000	1.1000	2	-0.0042
ESP-XEL69D-ALK69	1810	PAT-69	1	69	61.88	0.8968	0.9000	1.1000	2	-0.0032

El escenario más crítico se presenta en SEP18 1900 ante la contingencia del tramo XEL69D-ALK69.



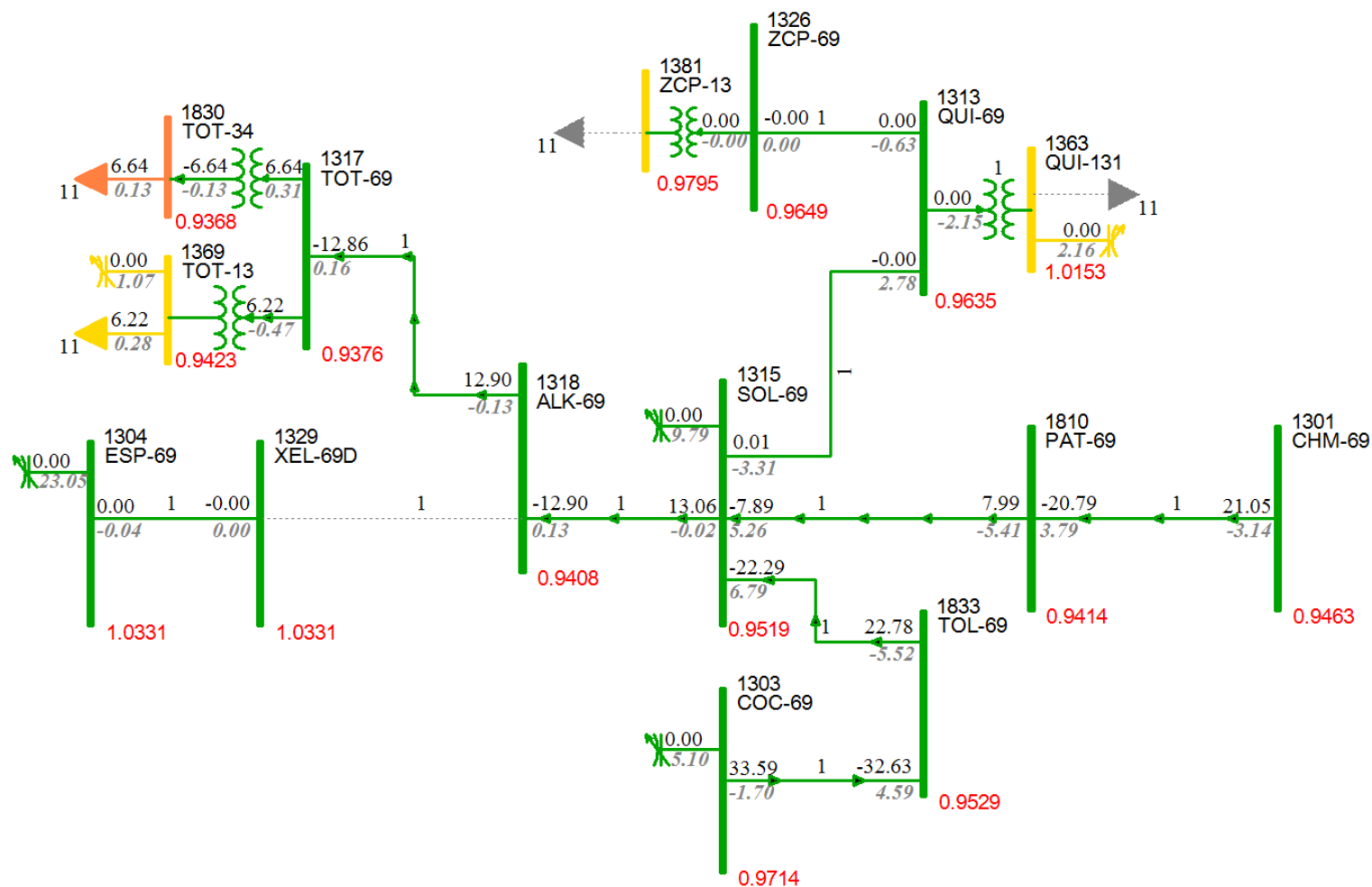
SEP18 1900 – ALKXEL69D





SEP18 1900 – ALKXEL69D & Disparo carga en ZCP-13 & QUI-131

Se recomienda implementar un esquema de control suplementario que dispare por etapas la demanda de ZCP-13 & QUI-131.





8.4.12 LBREPI69, LCREPI69 & LCRMAZ69

Para el escenario de época lluviosa, las contingencias LBREPI69 & LCREPI69, provocan bajo voltaje. En época seca, no aparecen bajos voltajes ante estas contingencias. La diferencia entre los escenarios es la generación despachada en el área.

Para ambos escenarios (seca y lluviosa) la contingencia LCRMAZ69, provoca bajo voltaje en el área.

SEP18 1900

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
MAZLCR69	1333	MAZ-132	1	13.8	11.01	0.7978	0.9000	1.1000	2	-0.1022
MAZLCR69	1328	LMA-69	1	69	55.13	0.799	0.9000	1.1000	2	-0.1010
MAZLCR69	1382	LMA-13	1	13.8	11.09	0.8037	0.9000	1.1000	2	-0.0963
MAZLCR69	1309	MAZ-69	1	69	55.58	0.8056	0.9000	1.1000	2	-0.0944
MAZLCR69	1359	MAZ-13	1	13.8	11.35	0.8224	0.9000	1.1000	2	-0.0776
MAZLCR69	1835	PNA-69	1	69	58.12	0.8423	0.9000	1.1000	2	-0.0577
MAZLCR69	1836	PNA-691	1	69	58.15	0.8428	0.9000	1.1000	2	-0.0572
MAZLCR69	1817	CAO-13	1	13.8	11.69	0.8473	0.9000	1.1000	2	-0.0527
MAZLCR69	1816	CAO-69	1	69	58.71	0.8509	0.9000	1.1000	2	-0.0491
MAZLCR69	1307	LNO-69	1	69	59.7	0.8652	0.9000	1.1000	2	-0.0348
MAZLCR69	1387	LNO-34	1	34.5	29.96	0.8684	0.9000	1.1000	2	-0.0316
MAZLCR69	1368	LNO-13	1	13.8	12.06	0.8737	0.9000	1.1000	2	-0.0263
MAZLCR69	1326	ZCP-69	1	69	61.01	0.8841	0.9000	1.1000	2	-0.0159
MAZLCR69	12526	LUC-13	1	13.8	12.23	0.886	0.9000	1.1000	2	-0.0140
MAZLCR69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.28	0.8898	0.9000	1.1000	2	-0.0102
MAZLCR69	1923	PNA-H1	1	4.2	3.71	0.8923	0.9000	1.1000	2	-0.0077
MAZLCR69	1313	QUI-69	1	69	61.9	0.8971	0.9000	1.1000	2	-0.0029
MAZLCR69	1366	COC-34	1	34.5	31.05	0.8999	0.9000	1.1000	2	-0.0001
MAZLCR69	1333	MAZ-132	1	13.8	11.01	0.7978	0.9000	1.1000	2	-0.1022
MAZLCR69	1328	LMA-69	1	69	55.13	0.799	0.9000	1.1000	2	-0.1010
MAZLCR69	1382	LMA-13	1	13.8	11.09	0.8037	0.9000	1.1000	2	-0.0963

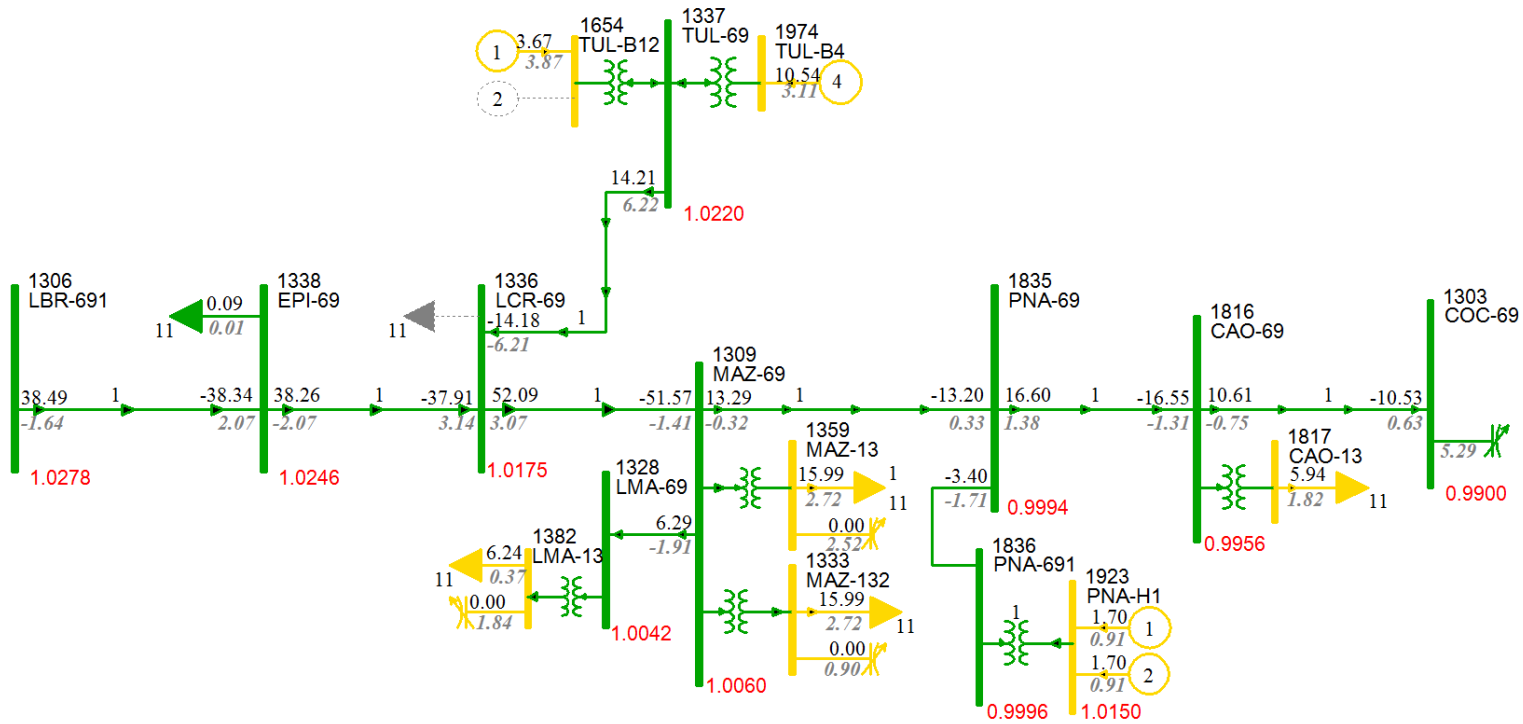


MAR19 1900

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
MAZLCR69	1333	MAZ-132	1	13.8	10.59	0.7676	0.9000	1.1000	2	-0.1324
MAZLCR69	1328	LMA-69	1	69	53.15	0.7702	0.9000	1.1000	2	-0.1298
MAZLCR69	1382	LMA-13	1	13.8	10.68	0.7742	0.9000	1.1000	2	-0.1258
MAZLCR69	1309	MAZ-69	1	69	53.73	0.7787	0.9000	1.1000	2	-0.1213
MAZLCR69	1359	MAZ-13	1	13.8	10.85	0.7861	0.9000	1.1000	2	-0.1139
MAZLCR69	1835	PNA-69	1	69	56.82	0.8235	0.9000	1.1000	2	-0.0765
MAZLCR69	1836	PNA-691	1	69	56.85	0.8239	0.9000	1.1000	2	-0.0761
MAZLCR69	1817	CAO-13	1	13.8	11.47	0.8313	0.9000	1.1000	2	-0.0687
MAZLCR69	1816	CAO-69	1	69	57.67	0.8358	0.9000	1.1000	2	-0.0642
MAZLCR69	1307	LNO-69	1	69	59.74	0.8659	0.9000	1.1000	2	-0.0341
MAZLCR69	1387	LNO-34	1	34.5	29.96	0.8685	0.9000	1.1000	2	-0.0315
MAZLCR69	1923	PNA-H1	1	4.2	3.62	0.8712	0.9000	1.1000	2	-0.0288
MAZLCR69	1837	PNA-131	1	13.8	12.03	0.8717	0.9000	1.1000	2	-0.0283
MAZLCR69	1838	PNA-132	1	13.8	12.03	0.8717	0.9000	1.1000	2	-0.0283
MAZLCR69	1924	PNA-H2	1	0.5	0.42	0.8717	0.9000	1.1000	2	-0.0283
MAZLCR69	1368	LNO-13	1	13.8	12.06	0.8739	0.9000	1.1000	2	-0.0261
MAZLCR69	1326	ZCP-69	1	69	61.15	0.8863	0.9000	1.1000	2	-0.0137
MAZLCR69	12526	LUC-13	1	13.8	12.28	0.8899	0.9000	1.1000	2	-0.0101
MAZLCR69	1381	ZCP-13	1	13.8	12.31	0.8917	0.9000	1.1000	2	-0.0083
MAZLCR69	1313	QUI-69	1	69	62.1	0.8999	0.9000	1.1000	2	-0.0001



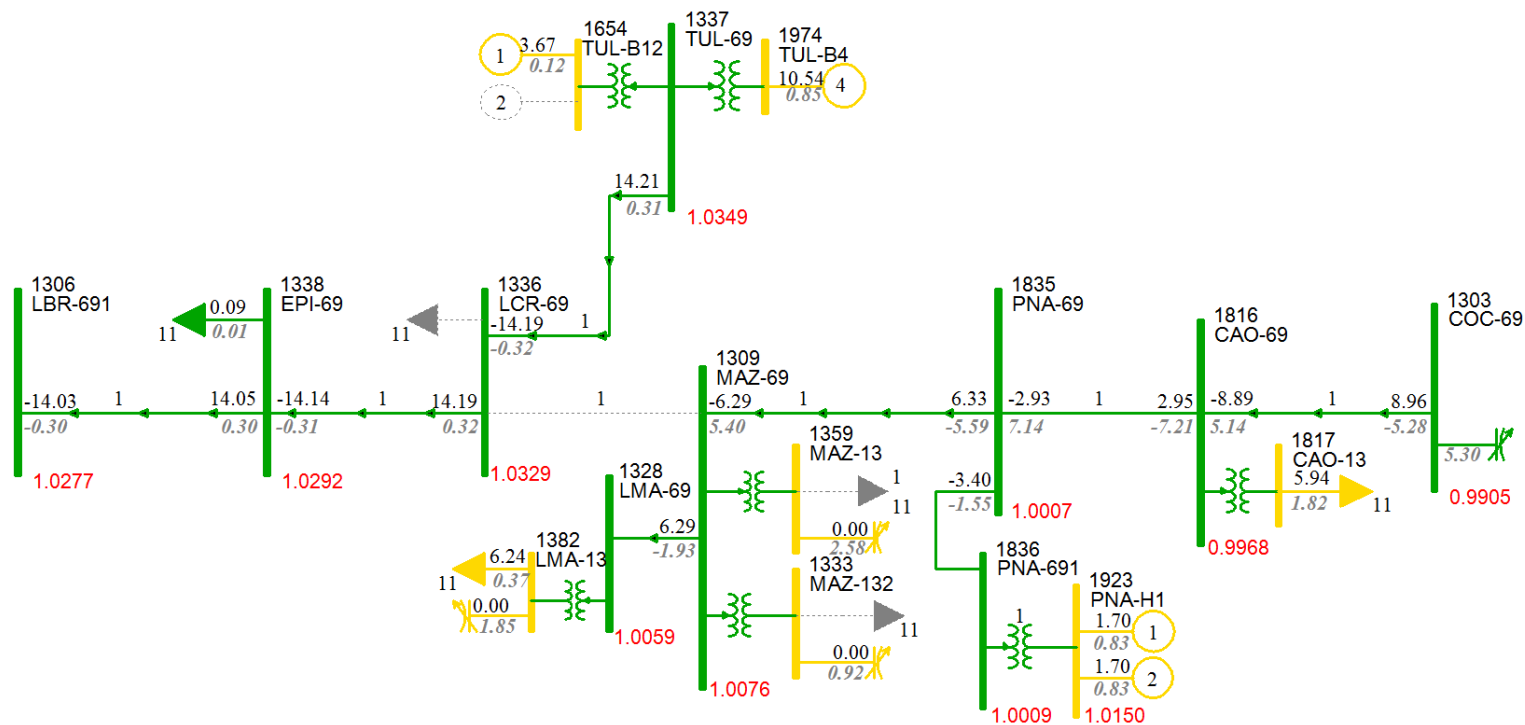
MAR19 1900 – Sin contingencia





MAR19 1900 – LCRMAZ69

Se propone un esquema de control suplementario que desconecte por etapas, la demanda de Mazatenango, ante bajo voltajes en la barra MAZ-69.





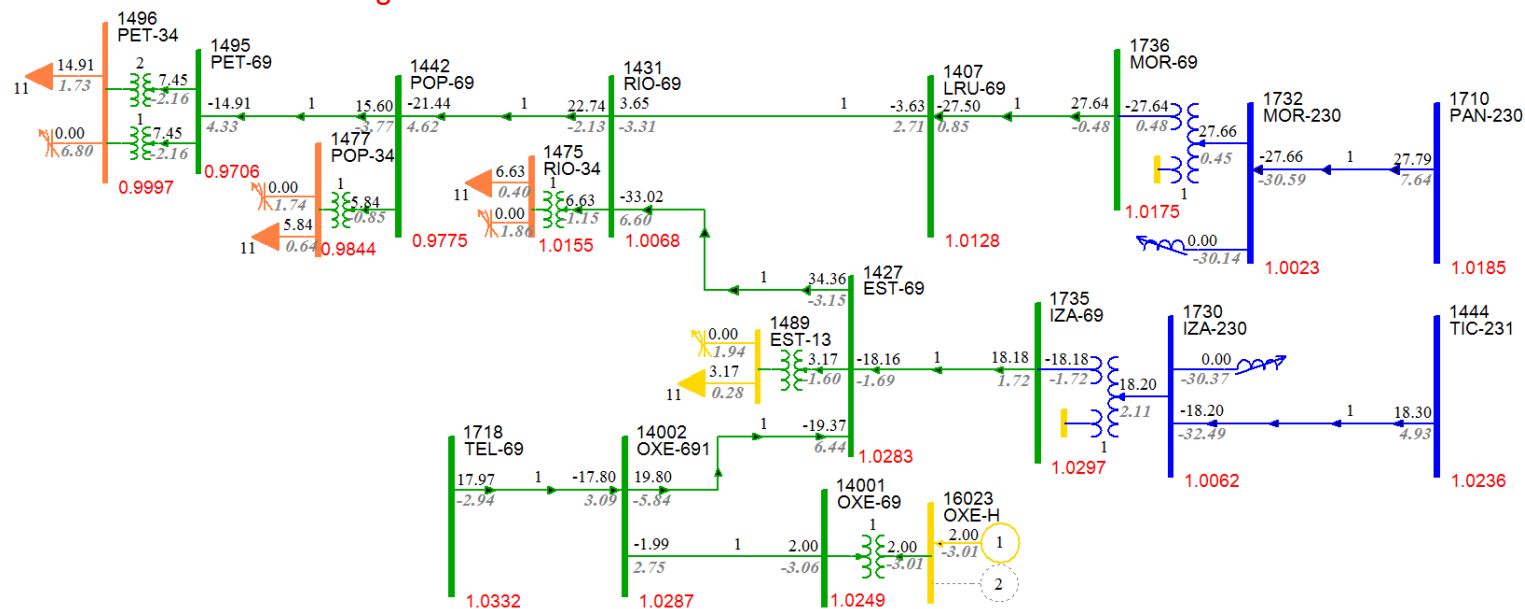
8.4.13 LRUMOR69, ESTRIO69, PANMOR230 & MOR230/69

Las contingencias LRUMOR69, ESTRIO69, PANMOR230 & MOR230/69, provocan bajo voltaje en la barra PET-69, en el escenario de demanda máxima de MAR19.

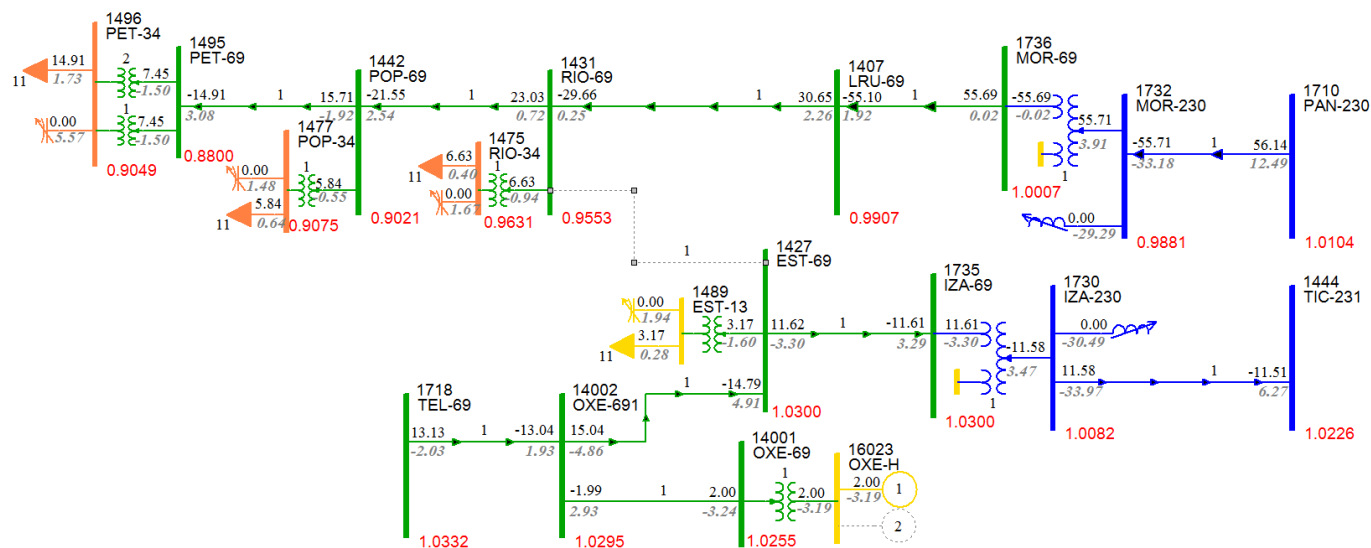
MAR19 1900

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
LRUMOR69	1495	PET-69	1	69	61.33	0.8889	0.9000	1.1000	2	-0.0111
ESTRIO69	1495	PET-69	1	69	60.74	0.8803	0.9000	1.1000	2	-0.0197
PANMOR230	1495	PET-69	1	69	61.01	0.8842	0.9000	1.1000	2	-0.0158
MOR230/69	1495	PET-69	1	69	61.4	0.8899	0.9000	1.1000	2	-0.0101

MAR19 1900 – Sin contingencia

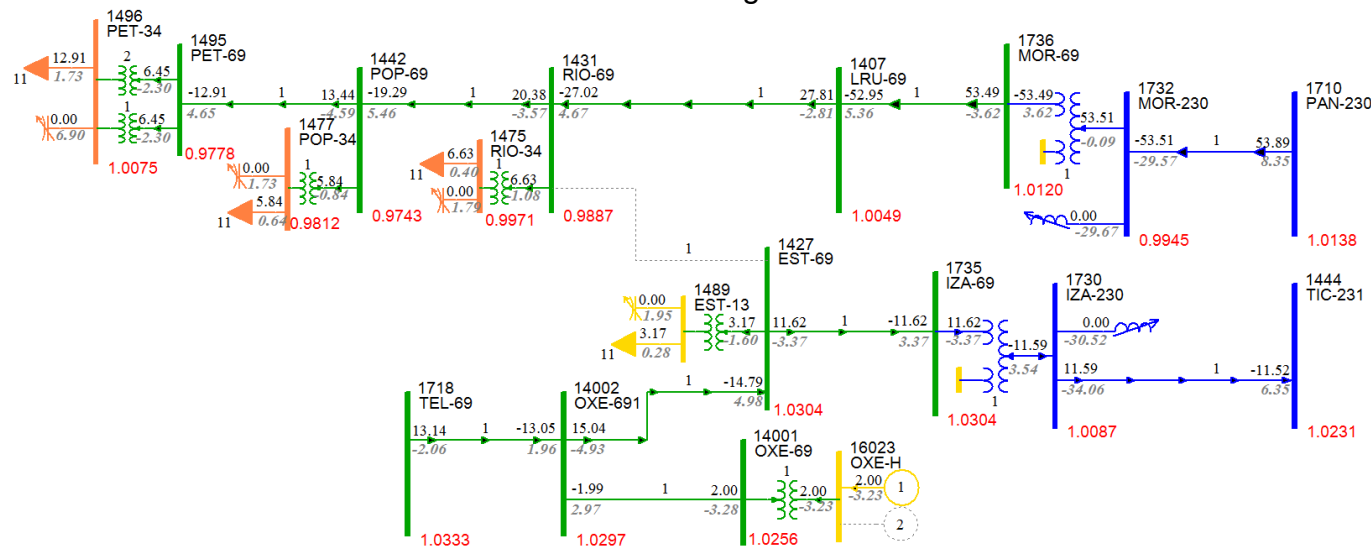


MAR19 1900 – ESTRIO69



MAR19 1900 – ESTRIO69 & disparo de carga en PET-34

Con el disparo de parte de la carga en PET-34 se logra mejorar el voltaje en el área. En estabilidad transitoria se evaluará la carga a desconectar o si no es necesario desconectar carga.





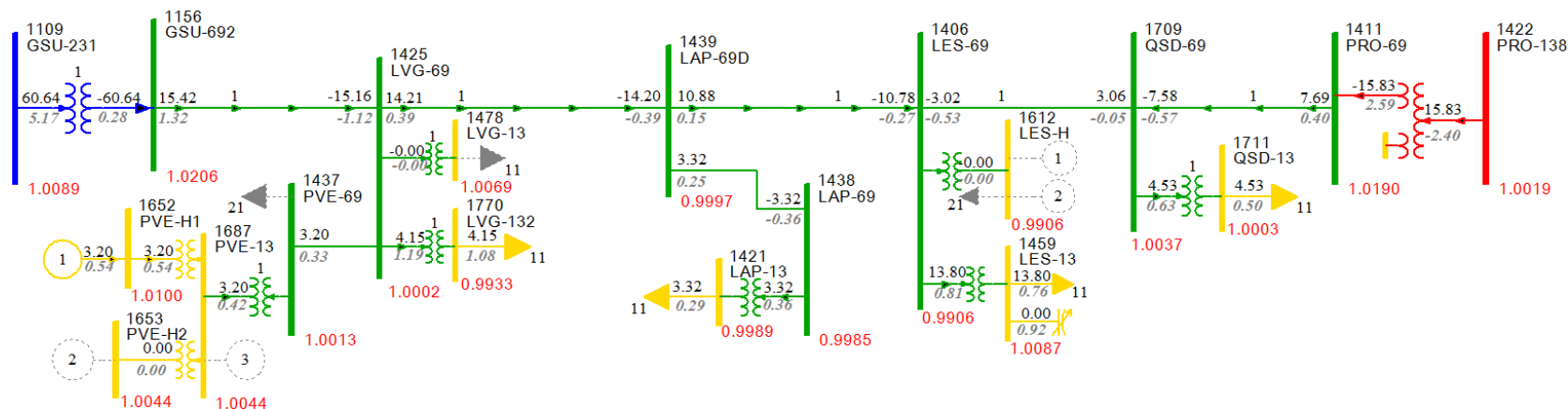
8.4.14 GSULVG69, LVGLAP69D & LESLAP69D

Las contingencias GSULVG69, LVGLAP69D & LESLAP69D, provocan bajos voltajes en demanda máxima de MAR19.

MAR19 1900

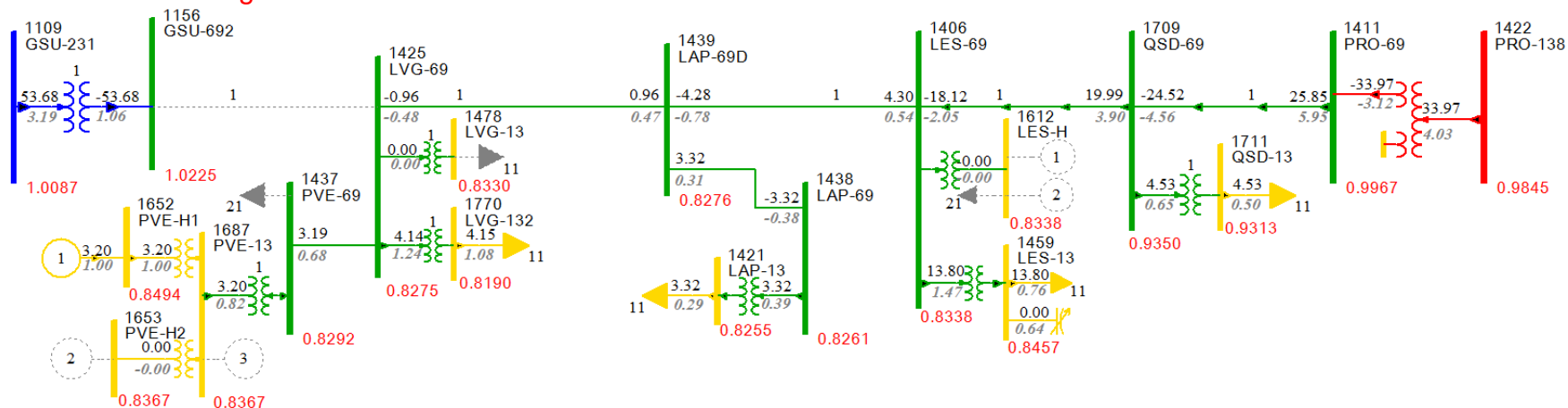
Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
GSULVG69	1770	LVG-132	1	13.8	11.31	0.8192	0.9000	1.1000	2	-0.0808
GSULVG69	1421	LAP-13	1	13.8	11.4	0.8258	0.9000	1.1000	2	-0.0742
GSULVG69	1438	LAP-69	1	69	57.02	0.8264	0.9000	1.1000	2	-0.0736
GSULVG69	1425	LVG-69	1	69	57.12	0.8278	0.9000	1.1000	2	-0.0722
GSULVG69	1439	LAP-69D	1	69	57.12	0.8279	0.9000	1.1000	2	-0.0721
GSULVG69	1437	PVE-69	1	69	57.23	0.8295	0.9000	1.1000	2	-0.0705
GSULVG69	1478	LVG-13	1	13.8	11.5	0.8333	0.9000	1.1000	2	-0.0667
GSULVG69	1406	LES-69	1	69	57.55	0.8341	0.9000	1.1000	2	-0.0659
GSULVG69	1612	LES-H	1	6.9	5.76	0.8341	0.9000	1.1000	2	-0.0659
GSULVG69	1687	PVE-13	1	13.8	11.55	0.8369	0.9000	1.1000	2	-0.0631
GSULVG69	1653	PVE-H2	1	4.2	3.48	0.8369	0.9000	1.1000	2	-0.0631
GSULVG69	1459	LES-13	1	13.8	11.67	0.8459	0.9000	1.1000	2	-0.0541
GSULVG69	1652	PVE-H1	1	4.2	3.53	0.8496	0.9000	1.1000	2	-0.0504
LESLAP69D	1612	LES-H	1	6.9	6.17	0.8941	0.9000	1.1000	2	-0.0059
LESLAP69D	1406	LES-69	1	69	61.69	0.8941	0.9000	1.1000	2	-0.0059
LVGLAP69D	1421	LAP-13	1	13.8	11.71	0.8488	0.9000	1.1000	2	-0.0512
LVGLAP69D	1438	LAP-69	1	69	58.6	0.8493	0.9000	1.1000	2	-0.0507
LVGLAP69D	1439	LAP-69D	1	69	58.7	0.8507	0.9000	1.1000	2	-0.0493
LVGLAP69D	1612	LES-H	1	6.9	5.89	0.8543	0.9000	1.1000	2	-0.0457
LVGLAP69D	1406	LES-69	1	69	58.95	0.8543	0.9000	1.1000	2	-0.0457
LVGLAP69D	1459	LES-13	1	13.8	11.97	0.867	0.9000	1.1000	2	-0.0330

MAR19 1900 – Sin contingencia

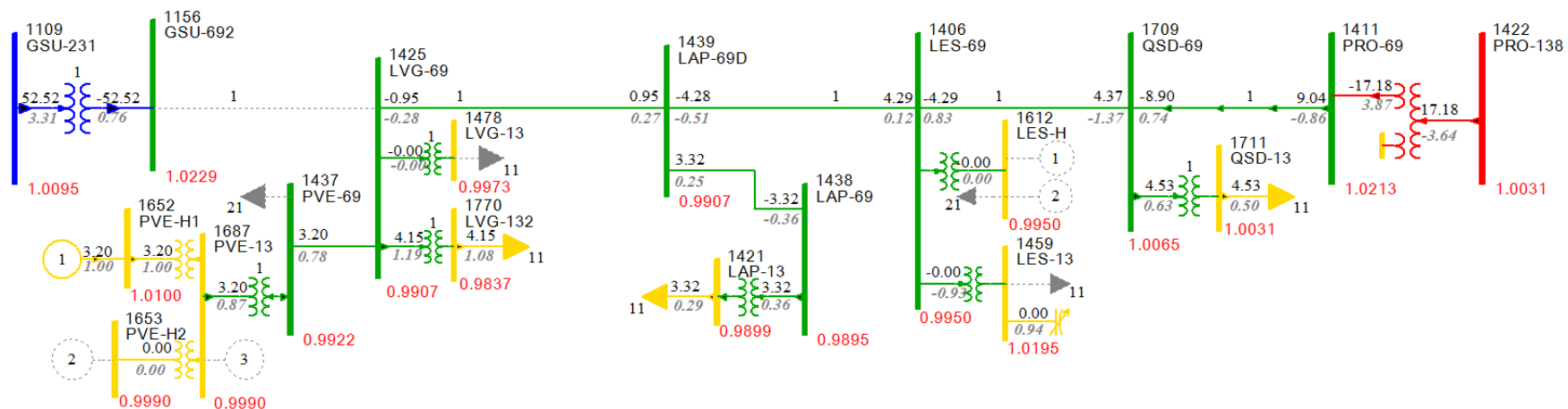




MAR19 1900 – Ctg GSULVG69



MAR19 1900 – Ctg GSULVG69 & disparo de carga en LES-13





8.4.15 MALFLO69 & SMRFLO69

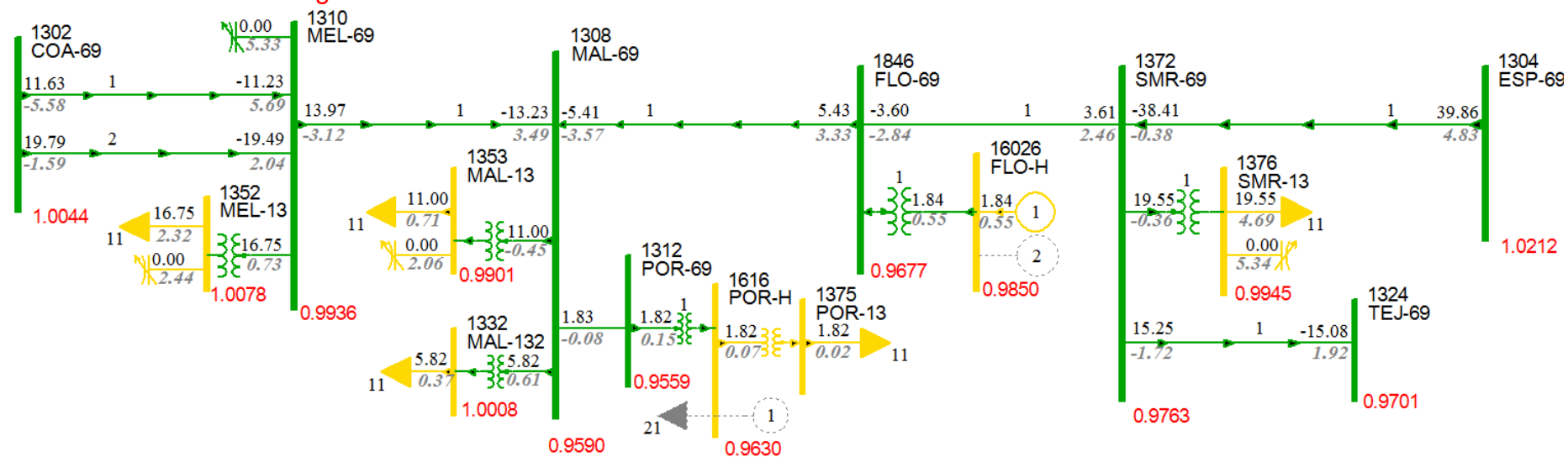
SEP18 1900

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
MALFLO69	1312	POR-69	1	69	59.92	0.8683	0.9000	1.1000	2	-0.0317
MALFLO69	1308	MAL-69	1	69	60.14	0.8716	0.9000	1.1000	2	-0.0284
MALFLO69	1616	POR-H	1	2.3	2.01	0.8741	0.9000	1.1000	2	-0.0259
MALFLO69	1375	POR-13	1	13.8	12.17	0.8822	0.9000	1.1000	2	-0.0178
MALFLO69	1353	MAL-13	1	13.8	12.4	0.8982	0.9000	1.1000	2	-0.0018

MAR19 1900

Cont. Name	Bus No.	Bus Name	Area	Base kV	Voltage		Limit		Group	Violation
					kV	p.u.	Low	High		
MALFLO69	1312	POR-69	1	69	58.23	0.8439	0.9000	1.1000	2	-0.0561
MALFLO69	1308	MAL-69	1	69	58.48	0.8475	0.9000	1.1000	2	-0.0525
MALFLO69	1616	POR-H	1	2.3	1.95	0.8489	0.9000	1.1000	2	-0.0511
MALFLO69	1375	POR-13	1	13.8	11.82	0.8567	0.9000	1.1000	2	-0.0433
MALFLO69	1353	MAL-13	1	13.8	12.03	0.872	0.9000	1.1000	2	-0.0280
MALFLO69	1332	MAL-132	1	13.8	12.19	0.8834	0.9000	1.1000	2	-0.0166
SMRFLO69	1312	POR-69	1	69	61.57	0.8923	0.9000	1.1000	2	-0.0077
SMRFLO69	1308	MAL-69	1	69	61.8	0.8956	0.9000	1.1000	2	-0.0044
SMRFLO69	1616	POR-H	1	2.3	2.07	0.8983	0.9000	1.1000	2	-0.0017
SMRFLO69	1846	FLO-69	1	69	62.06	0.8995	0.9000	1.1000	2	-0.0005

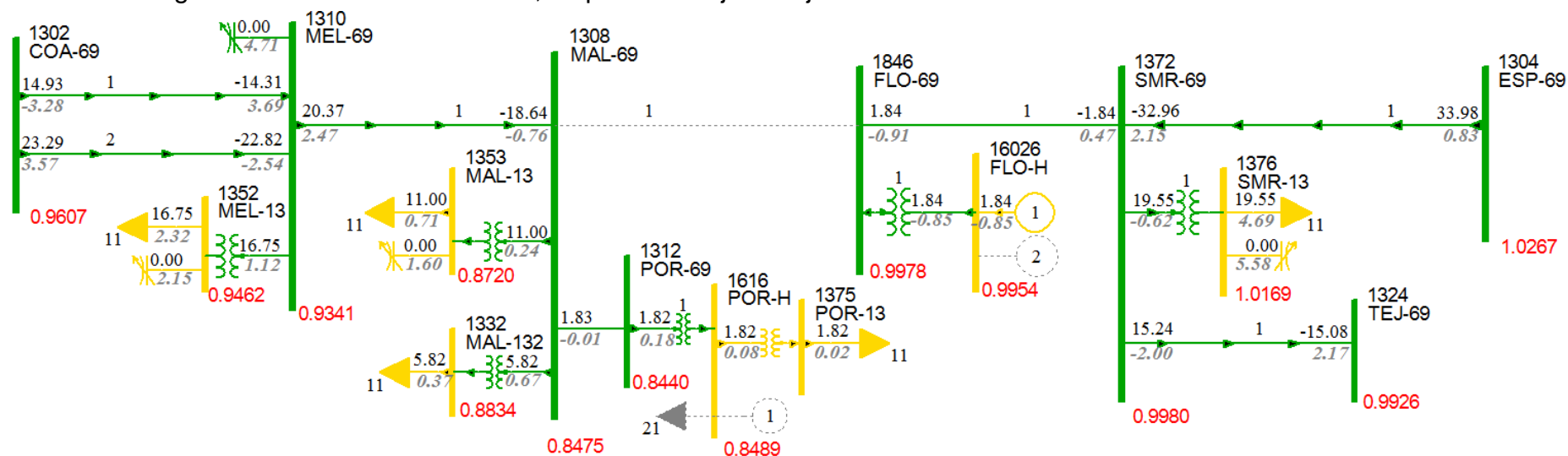
MAR19 1900 – Sin contingencia





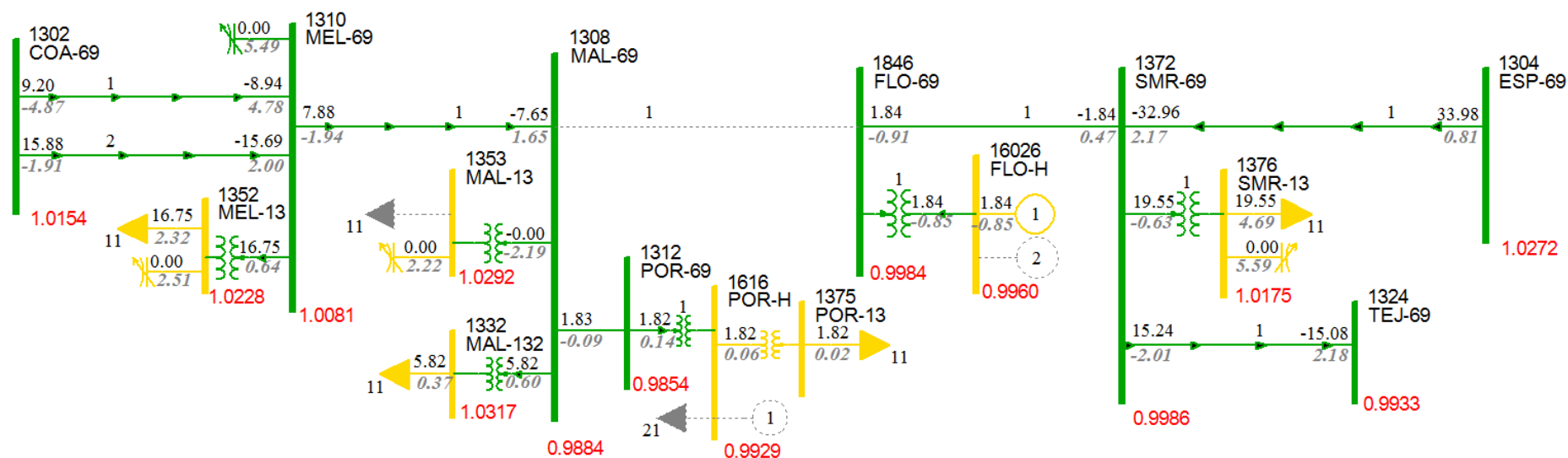
MAR19 1900 – MALFLO69

Ante la contingencia MALFLO69 en MAR19, se produce bajo voltaje en el área de Malacatán.



MAR19 1900 – MALFLO69 & disparo de carga en MAL-13

Se propone un esquema que desconecte carga por etapas en Malacatán ante presencia de bajos voltajes.



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

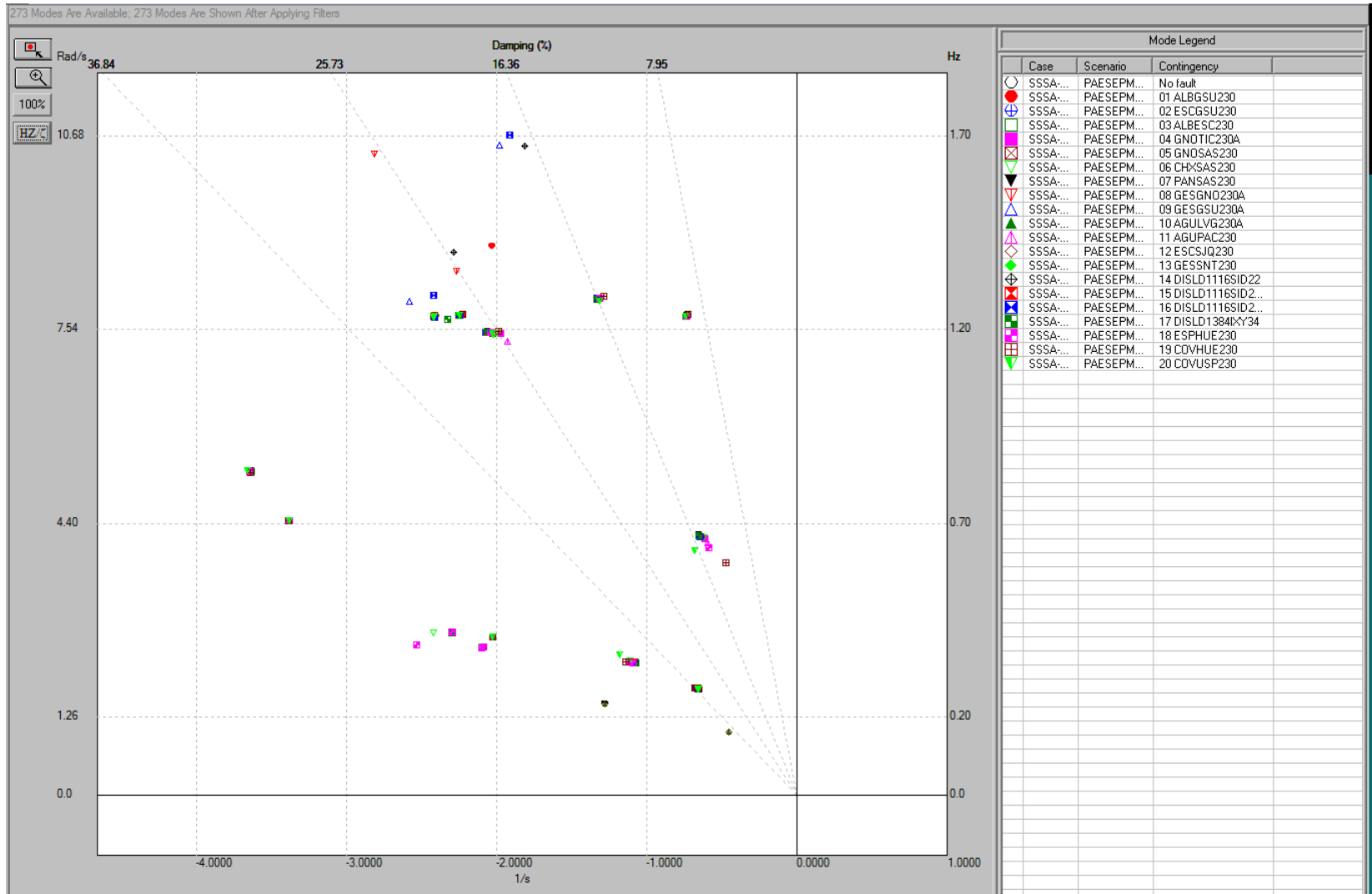
Cuadro No.9.2.1.

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

10. Representación en el plano complejo de los Autovalores

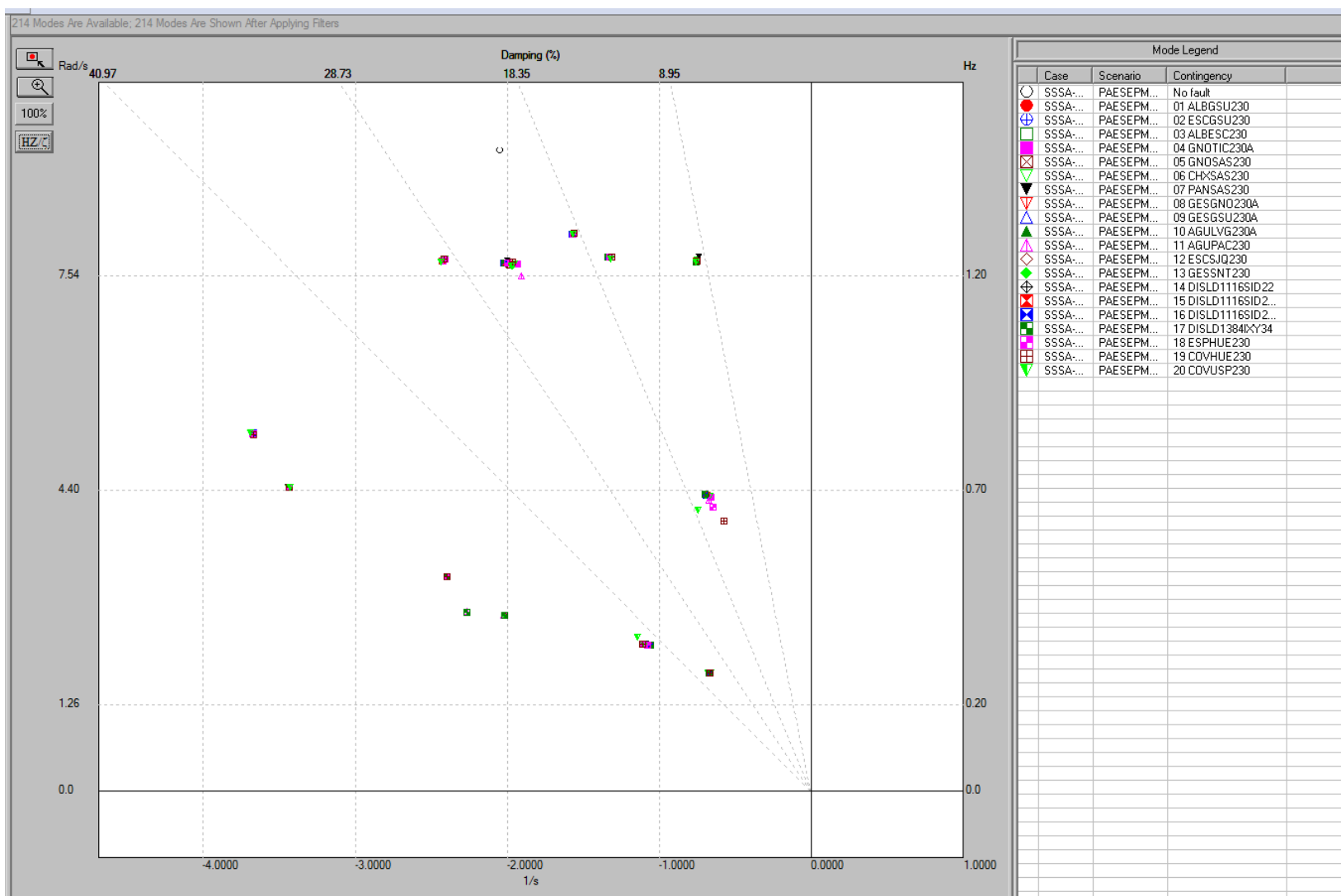
10.1. Estudio Septiembre 2,018

- Demanda Máxima



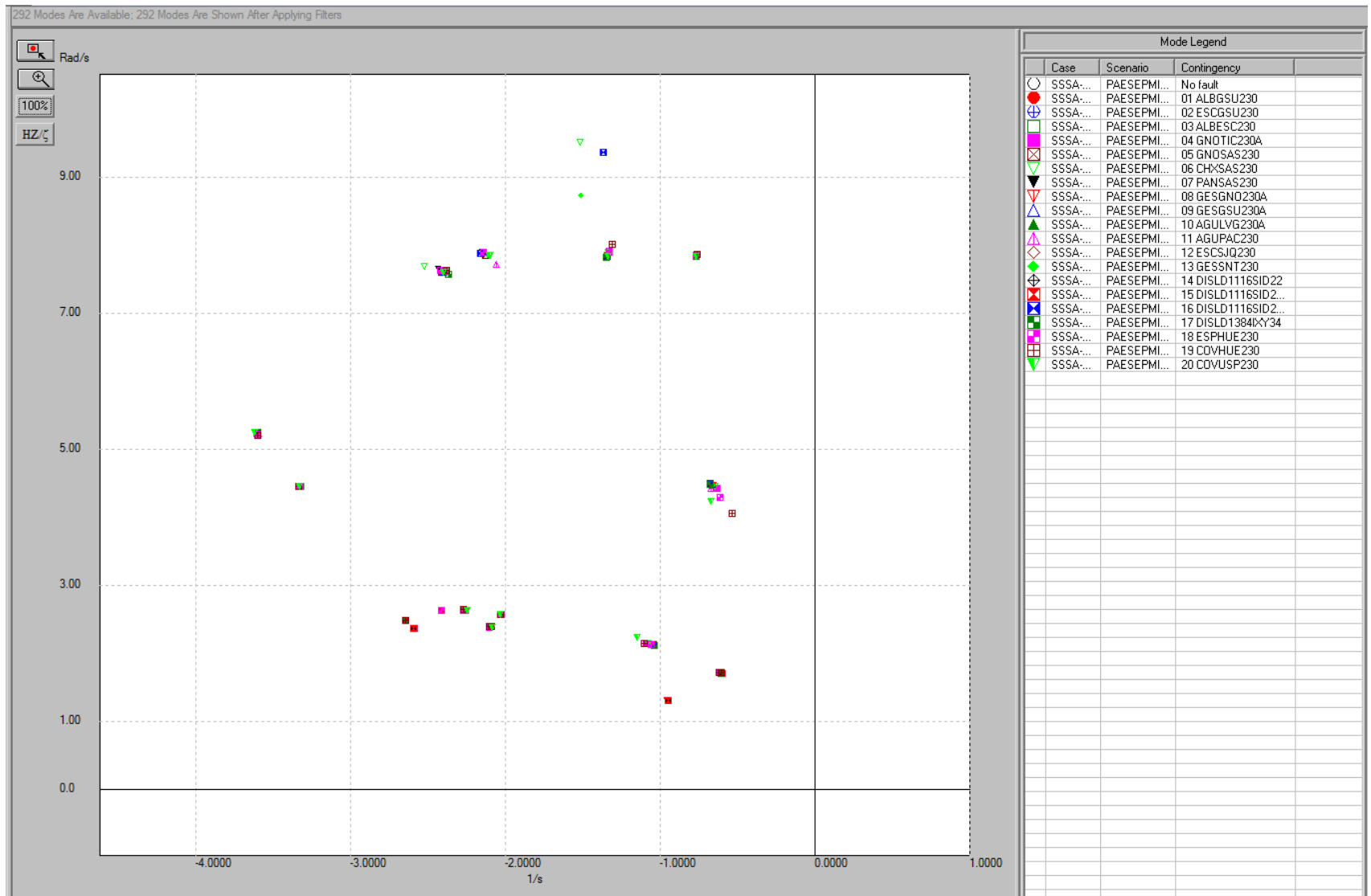


- Demanda Media





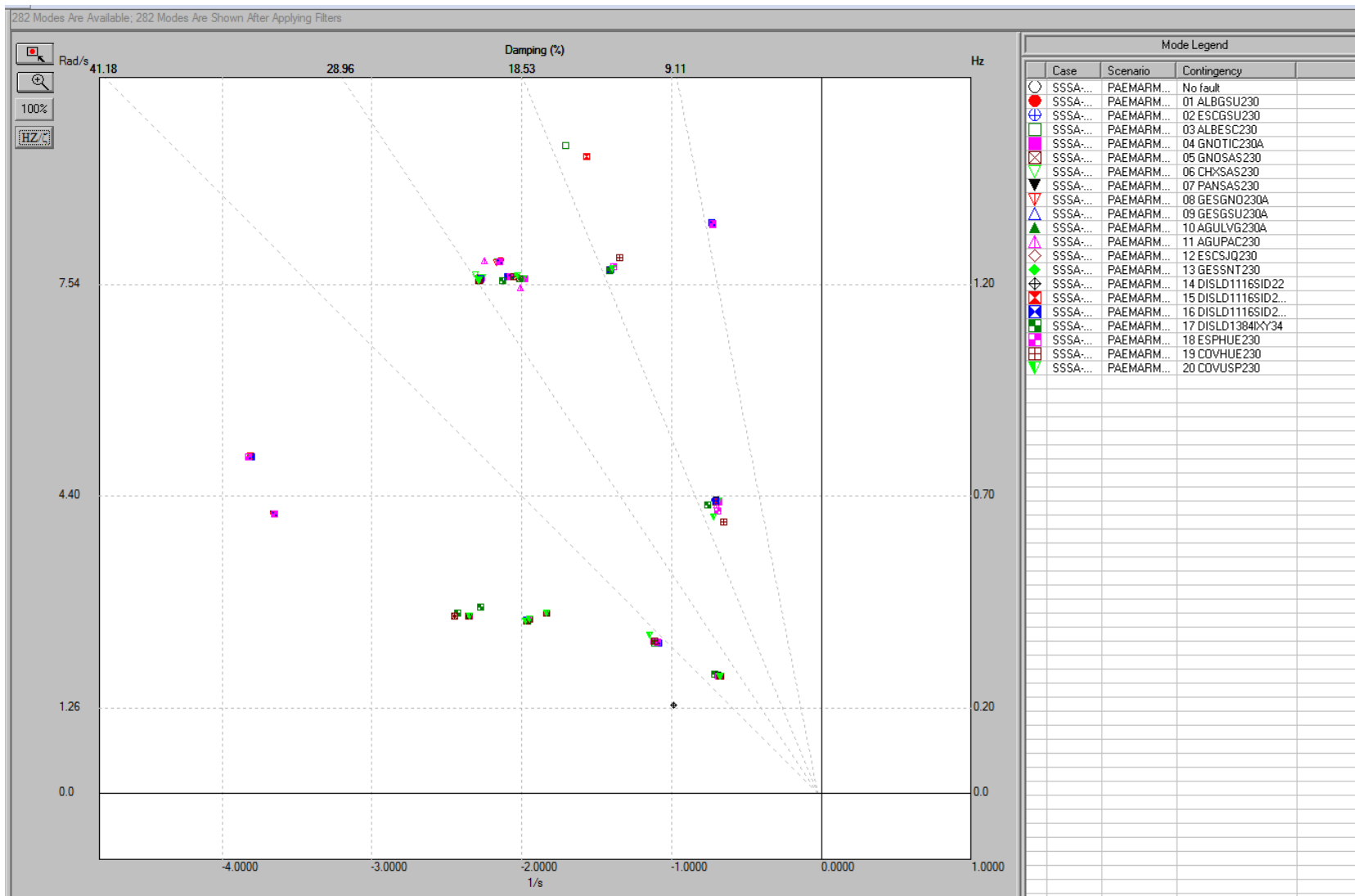
- Demanda Mínima





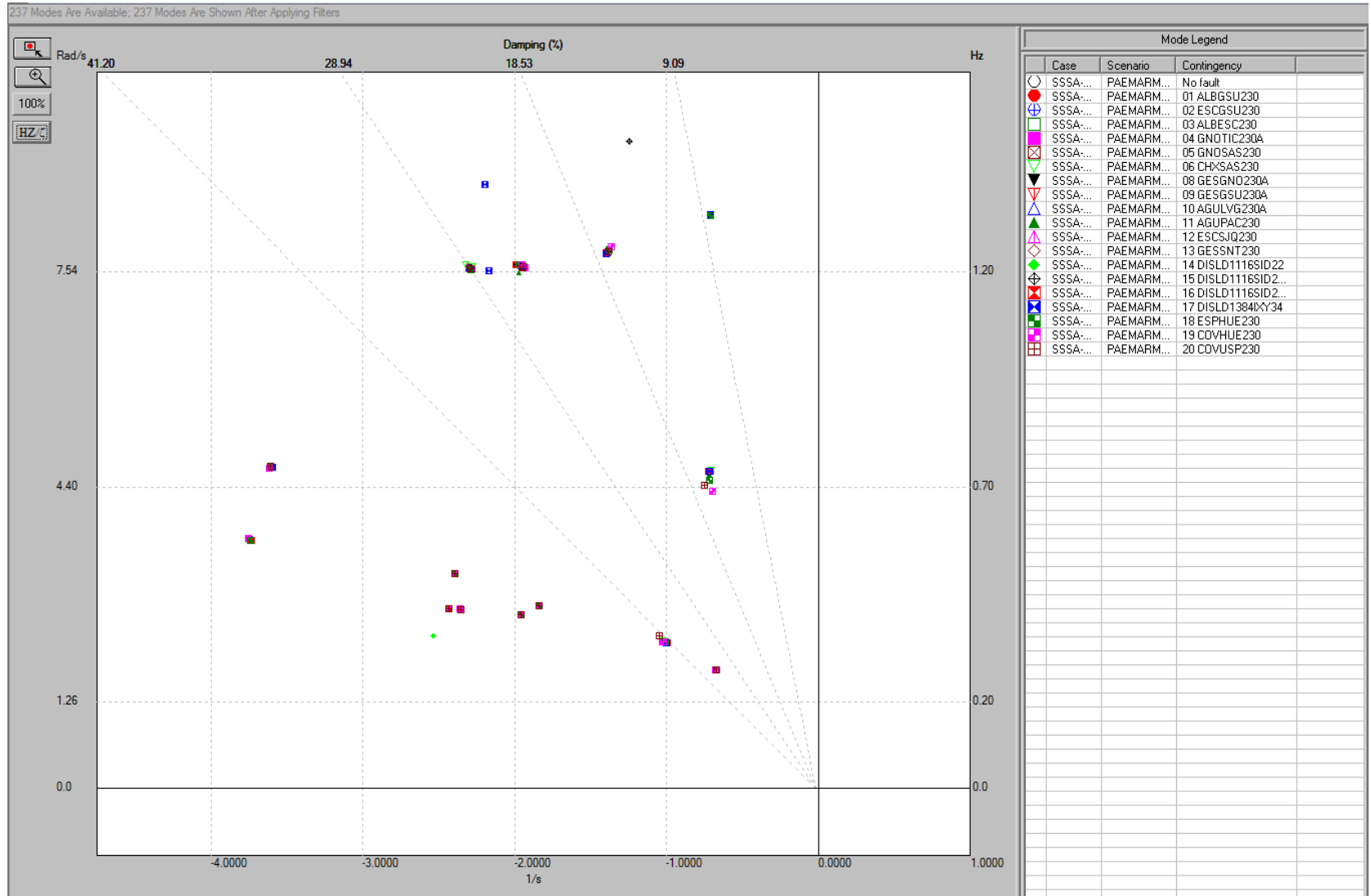
10.2. Estudio Marzo 2,019

- Demanda Máxima

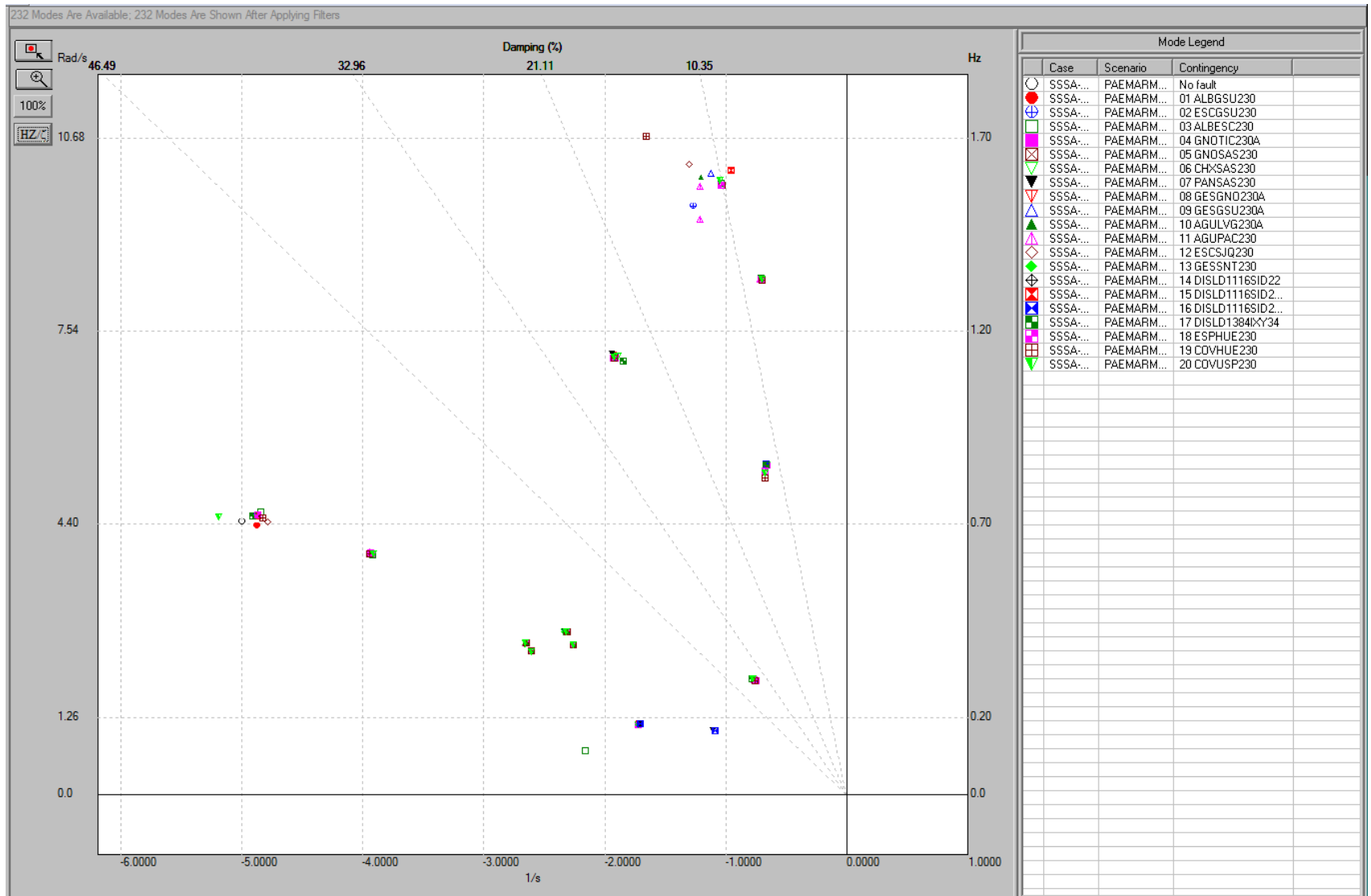




- Demanda Media



- Demanda Mínima





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+)	AN(I+)	/3I0/ AN(I+)	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 [GUATEMALA] 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 GUATEMAL	1171.4 -17.4	0.0 0.0	0.0 0.0	853.8 104.8	0.0 155.6	0.0 0.0	0.0 60.5	0.0 562.9	36.9 328.2	280.8 -103.6	280.8 -103.6	0.0
2 SALVADOR	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	258.7 -32.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 26.3	2.8 16.9	-261.5 41.4	-261.5 41.4	0.0
3 HONDURAS	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	19.3 -6.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 25.2	0.1 0.8	-19.4 30.4	-19.4 30.4	0.0
8 MEXICO	27392.6 2063.1	0.0 0.0	0.0 0.0	27392.5 2031.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.1 31.7	0.1 31.7	0.0
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



D.2. Marzo 2,019

D.2.1. Demanda Máxima.

- Resumen.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:06
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 AREA TOTALS
DEMANDA MAXIMA, 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	1842.6	0.0	0.0	1768.6	0.0	0.0	0.0	0.0	71.3	2.6	2.6	0.0
GUATEMAL	17.3	0.0	0.0	210.0	-187.6	0.0	61.0	595.6	621.8	-92.3	-92.3	
2	0.0	0.0	0.0	117.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	-118.0	-118.0	0.0
SALVADOR	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	0.0	0.0	26.9	4.1	20.8	20.8	
3	0.0	0.0	0.0	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-4.7	-4.7	0.0
HONDURAS	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	25.3	0.1	21.7	21.7	
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	8114.4	0.0	0.0	8064.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	49.9	49.9	
COLUMN	36862.6	0.0	0.0	36790.6	0.0	0.0	0.0	0.0	72.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS	8131.7	0.0	0.0	8280.1	-187.6	0.0	61.0	647.8	626.0	0.0	0.0	

- Despacho de Generación.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E MON, FEB 19 2018 9:24
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019
DEMANDA MAXIMA, 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	44.9	-1.0	29.0	-20.0	1.0290	43.7	0.9997	55.3			6	1	SYST
1602	CHX-H2	13.800	2	45.0	-1.0	29.0	-20.0	1.0290	43.8	0.9997	55.3			6	1	
1603	CHX-H3	13.800	3	45.0	-1.0	29.0	-20.0	1.0290	43.8	0.9997	55.3			6	1	
1604	CHX-H4	13.800	4	45.0	-1.0	29.0	-20.0	1.0290	43.8	0.9997	55.3			6	1	
1605	CHX-H5	13.800	5	45.0	-2.1	29.0	-20.0	1.0270	43.9	0.9989	55.3			6	1	
1606	AGU-H1	10.000	1	25.8	-0.7	22.5	-18.8	1.0050	25.7	0.9996	37.5			6	1	
1609	JUR-H1	13.800	1	9.0	2.2	5.0	-5.0	1.0250	9.0	0.9713	25.0			6	1	
1613	RBO-H	4.1600	1	9.9	-0.6	5.0	-2.0	1.0240	9.6	0.9983	12.5			6	1	
1614	SMA-H	2.3000	1	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0294	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1614	SMA-H	2.3000	2	2.0	0.0	0.0	0.0	1.0294	1.9	1.0000	2.5			6	1	
1635	CON-B	13.800	1	18.0	3.0	8.0	0.0	1.0300	17.7	0.9863	32.3			6	1	



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
 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	SAA-B2	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 GUATEMAL	1081.2 -97.2	0.0 0.0	0.0 0.0	937.8 125.5	0.0 157.2	0.0 0.0	0.0 60.3	0.0 595.1	20.8 223.8	122.6 -69.0	122.6 -69.0	0.0
2 SALVADOR	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	113.7 5.3	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 26.6	0.6 3.4	-114.2 17.8	-114.2 17.8	0.0
3 HONDURAS	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	8.5 11.5	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 24.9	0.0 0.1	-8.5 13.3	-8.5 13.3	0.0
8 MEXICO	27392.6 2069.3	0.0 0.0	0.0 0.0	27392.5 2031.4	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.0 0.0	0.1 37.9	0.1 37.9	0.0
COLUMN TOTALS	28473.8 1972.1	0.0 0.0	0.0 0.0	28452.4 2173.7	0.0 157.2	0.0 0.0	0.0 60.3	0.0 646.5	21.4 227.4	0.0 0.0	0.0 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.4. Restricción de Transmisión

D.4.1. Occidente

• Septiembre 2,017

D.4.1.1. Demanda Máxima.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS (R)E WED, FEB 28 2018 14:24
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 1
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018
** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR BASE CASE **

DISTRIBUTION FACTOR FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\SEP18_1900.dfx
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\Subsistema.sub
MONITORED ELEMENT FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\Elementosmonitor.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\Contingencias.con

	PRE-SHIFT	DELTA	POST-SHIFT
STUDY SYSTEM MW GENERATION:	74.6	1.0	75.6
OPPOSING SYSTEM MW GENERATION:	1645.2	-1.0	1644.2
STUDY SYSTEM NET INTERCHANGE:	70.5	1.0	71.5

<----- STUDY SYSTEM ----->						<----- OPPOSING SYSTEM ----->							
<---- GENERATOR MW ---->						<---- GENERATOR MW ---->							
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE		
1614	SMA-H		2.3000	3.9	4.0	0.1	1601	CHX-H1		13.800	55.4	55.4	-0.0
1644	ZUN-G		13.200	14.0	14.2	0.2	1602	CHX-H2		13.800	55.4	55.4	-0.0
1666	CAN-H1		13.800	22.3	22.6	0.3	1603	CHX-H3		13.800	55.4	55.4	-0.0
1670	CAN-H2		13.800	22.3	22.6	0.3	1604	CHX-H4		13.800	55.4	55.4	-0.0
1676	MTO-H		13.800	12.1	12.3	0.2	1605	CHX-H5		13.800	55.4	55.4	-0.0
							1606	AGU-H1		10.000	25.8	25.8	-0.0
							1607	AGU-H2		10.000	25.8	25.8	-0.0
							1608	AGU-H3		10.000	25.8	25.8	-0.0
							1609	JUR-H1		13.800	19.4	19.4	-0.0
							1610	JUR-H2		13.800	19.4	19.4	-0.0
							1611	JUR-H3		13.800	19.4	19.4	-0.0
							1612	LES-H		6.9000	13.3	13.3	-0.0
							1613	RBO-H		4.1600	9.8	9.8	-0.0
							1645	SEC-H		6.6000	15.8	15.8	-0.0
							1646	PAS-H1		4.1600	6.0	6.0	-0.0
							1647	PAS-H2		4.1600	6.0	6.0	-0.0
							1651	SJO-C		13.800	134.1	134.0	-0.1
							1652	PVE-H1		4.1600	3.2	3.2	-0.0
							1653	PVE-H2		4.1600	3.2	3.2	-0.0
							1656	REN-H1		6.9000	21.6	21.6	-0.0



1657	REN-H2	6.9000	21.6	21.6	-0.0
1658	REN-H3	6.9000	21.6	21.6	-0.0
1659	ARI-O1	13.800	35.2	35.2	-0.0
1662	LVA-H1	13.800	12.0	12.0	-0.0
1664	MTZ-H	4.1600	11.5	11.5	-0.0
1665	SIS-H	4.1600	2.5	2.5	-0.0
1671	PAL-H	6.3000	1.9	1.9	-0.0
1674	REC-H	13.800	24.6	24.6	-0.0
1687	PVE-13	13.800	3.2	3.2	-0.0
1690	CND-H	6.6000	4.3	4.3	-0.0
1691	ORT-G	12.470	20.2	20.2	-0.0
1693	PVI-H1	13.800	40.5	40.5	-0.0
1694	PVI-H2	13.800	40.5	40.5	-0.0
1909	JEN-C1	13.800	134.1	134.0	-0.1
1910	JEN-C2	13.800	116.0	115.9	-0.1
1912	XAC-H1	13.800	47.8	47.8	-0.0
1913	XAC-H2	13.800	47.8	47.8	-0.0
1923	PNA-H1	4.1600	6.3	6.3	-0.0
1924	PNA-H2	0.4800	0.8	0.8	-0.0
1945	CHO-H	6.6000	9.2	9.2	-0.0
1953	MNL-H1	0.4800	1.7	1.7	-0.0
1954	REN-H4	13.800	26.4	26.4	-0.0
1955	REN-H5	13.800	26.4	26.4	-0.0
1956	REN-H6	13.800	26.4	26.4	-0.0
1957	REN-H7	13.800	26.4	26.4	-0.0
1964	STS-H1	6.3000	8.2	8.2	-0.0
1965	STS-H2	6.3000	8.2	8.2	-0.0
1969	HLP-H	4.1600	3.7	3.7	-0.0
1975	VDA-H	0.6900	2.0	2.0	-0.0
1978	HAG-H	13.800	1.9	1.9	-0.0
1982	VBL-E	0.6500	3.1	3.1	-0.0
1990	REN-H8	13.800	20.6	20.6	-0.0
1991	REN-H9	13.800	20.6	20.6	-0.0
1992	REN-H10	13.800	20.6	20.6	-0.0
1998	CBN-H	6.6000	8.6	8.6	-0.0
16002	XAD-H1	13.800	28.4	28.3	-0.0
16003	XAD-H2	13.800	28.4	28.3	-0.0
16007	MNL-H2	0.4800	0.6	0.6	-0.0
16008	MNL-H3	0.4800	1.1	1.1	-0.0
16009	MNL-H4	6.6000	7.1	7.1	-0.0
16010	MNL-H5	6.6000	7.1	7.1	-0.0
16011	MNL-H6	6.6000	6.6	6.6	-0.0
16014	SNT-E	0.6900	51.3	51.2	-0.0
16016	LIB-H	6.9000	9.3	9.3	-0.0
16023	OXE-H	13.800	24.1	24.1	-0.0
16024	LFU-H	6.6000	13.3	13.3	-0.0
16025	CAF-H	4.1600	8.2	8.2	-0.0
16026	FLO-H	4.1600	4.4	4.3	-0.0
16028	RAA-H	4.1600	2.5	2.5	-0.0
16029	REC-H2	13.800	20.6	20.6	-0.0



LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 %
OF RATING ARE MARKED WITH '*'

							<----- BASE CASE ----->					
							TOTAL	PRE-	POST-	LIMIT		
							TRANS	RATING	SHIFT	SHIFT	CASE	DISTR.
							CAPAB	B	MW	MW	MW	FACTOR
<----- F R O M ----->			<----- T O ----->				CKT					
1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	137.1	84	53.7	54.2	83.8*	0.45173
1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	140.1	84	52.4	52.8	82.5	0.45173
1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	171.4	74	-18.4	-19.0	-54.9	-0.54827
1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	171.8	74	-18.2	-18.8	-54.7	-0.54827
1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	262.2	84	40.6	40.8	55.6	0.22556
1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	263.7	84	40.2	40.4	55.2	0.22556

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:24
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018

CONTINGENCY ESP230:

TRIP LINE FROM BUS 1119 [ESP-230 230.00] TO BUS 1304 [ESP-69 69.000] TO BUS 1506 [ESP-T1 13.800] CKT 1

INSOLUBLE CASE: UNABLE TO RELIEVE PRE-SHIFT SOLUTION OVERLOADS
WITHOUT CAUSING ADDITIONAL OVERLOADING

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:24
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 3
DEMANDA MAXIMA, SEPTIEMBRE 2,018

*** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM OCCIDENTE ***

SOLUTION OF 21 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 1 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

							TOTAL	PRE-	RATING			
							TRANS	SHIFT	BAS/CNT			
							CAPAB	MW	B/B			
<----- F R O M ----->			<----- T O ----->				CKT	DISTR.				
							FACTOR					
							CONTINGENCY DESCRIPTION ---					
73.4	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-1.00000	-70.8	73.7	CONTINGENCY	ESPZUN69D
73.7	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	-1.00000	-70.6	73.7	CONTINGENCY	ESPZUN69D
82.2	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	1.00000	72.1	83.8	CONTINGENCY	SFESMA69
82.4	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	1.00000	71.9	83.8	CONTINGENCY	LBRSEFE69
83.5	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	1.00000	70.8	83.8	CONTINGENCY	SFESMA69
83.8	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	1.00000	70.6	83.8	CONTINGENCY	LBRSEFE69
89.6	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-0.77382	-59.0	73.7	CONTINGENCY	SMAZUN69
89.8	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	-0.77382	-58.8	73.7	CONTINGENCY	SMAZUN69
102.6	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	0.77383	59.0	83.8	CONTINGENCY	SFESMA69
102.9	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	0.77382	58.8	83.8	CONTINGENCY	LBRSEFE69
103.1	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	0.77382	58.6	83.8	CONTINGENCY	SFESMA69
103.3	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	0.77382	58.4	83.8	CONTINGENCY	LBRSEFE69
105.1	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	0.45172	68.2	83.8	CONTINGENCY	COALIB69
108.1	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	0.45172	66.9	83.8	CONTINGENCY	COALIB69



<----- STUDY SYSTEM ----->							<----- OPPOSING SYSTEM ----->								
<----- GENERATOR MW ----->							<----- GENERATOR MW ----->								
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	BASE	SHIFT	CHANGE	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	BASE	SHIFT	CHANGE
1614	SMA-H			2.3000	3.9	4.0	0.1	1601	CHX-H1			13.800	55.4	55.4	-0.0
1644	ZUN-G			13.200	14.0	14.2	0.2	1602	CHX-H2			13.800	55.4	55.4	-0.0
1666	CAN-H1			13.800	20.1	20.3	0.3	1603	CHX-H3			13.800	55.4	55.4	-0.0
1670	CAN-H2			13.800	20.1	20.3	0.3	1604	CHX-H4			13.800	55.4	55.4	-0.0
1676	MTO-H			13.800	10.9	11.1	0.2	1605	CHX-H5			13.800	55.4	55.4	-0.0
								1606	AGU-H1			10.000	25.8	25.8	-0.0
								1607	AGU-H2			10.000	25.8	25.8	-0.0
								1609	JUR-H1			13.800	18.6	18.6	-0.0
								1610	JUR-H2			13.800	18.6	18.6	-0.0
								1611	JUR-H3			13.800	18.6	18.6	-0.0
								1612	LES-H			6.9000	13.3	13.3	-0.0
								1613	RBO-H			4.1600	9.8	9.8	-0.0
								1645	SEC-H			6.6000	15.8	15.8	-0.0
								1646	PAS-H1			4.1600	6.0	6.0	-0.0
								1647	PAS-H2			4.1600	6.0	6.0	-0.0
								1651	SJO-C			13.800	134.1	134.0	-0.1
								1652	PVE-H1			4.1600	3.2	3.2	-0.0
								1653	PVE-H2			4.1600	3.2	3.2	-0.0
								1656	REN-H1			6.9000	21.6	21.6	-0.0
								1657	REN-H2			6.9000	21.6	21.6	-0.0
								1658	REN-H3			6.9000	21.6	21.6	-0.0
								1659	ARI-O1			13.800	44.8	44.8	-0.0
								1662	LVA-H1			13.800	12.0	12.0	-0.0
								1664	MTZ-H			4.1600	11.5	11.5	-0.0
								1665	SIS-H			4.1600	2.5	2.5	-0.0
								1671	PAL-H			6.3000	1.9	1.9	-0.0
								1674	REC-H			13.800	21.9	21.9	-0.0
								1687	PVE-13			13.800	3.2	3.2	-0.0
								1690	CND-H			6.6000	4.3	4.3	-0.0
								1691	ORT-G			12.470	20.2	20.2	-0.0
								1693	PVI-H1			13.800	35.4	35.3	-0.0
								1694	PVI-H2			13.800	35.4	35.3	-0.0
								1909	JEN-C1			13.800	69.2	69.1	-0.1
								1910	JEN-C2			13.800	66.7	66.6	-0.1
								1912	XAC-H1			13.800	47.8	47.8	-0.0
								1913	XAC-H2			13.800	47.8	47.8	-0.0
								1923	PNA-H1			4.1600	6.3	6.3	-0.0
								1924	PNA-H2			0.4800	0.8	0.8	-0.0
								1945	CHO-H			6.6000	8.8	8.8	-0.0
								1953	MNL-H1			0.4800	2.3	2.3	-0.0
								1954	REN-H4			13.800	26.4	26.4	-0.0
								1955	REN-H5			13.800	26.4	26.4	-0.0
								1956	REN-H6			13.800	26.4	26.4	-0.0
								1957	REN-H7			13.800	26.4	26.4	-0.0
								1964	STS-H1			6.3000	8.2	8.2	-0.0
								1965	STS-H2			6.3000	8.2	8.2	-0.0
								1969	HLP-H			4.1600	3.7	3.7	-0.0



1975	VDA-H	0.6900	1.4	1.4	-0.0
1978	HAG-H	13.800	1.5	1.5	-0.0
1982	VBL-E	0.6500	3.1	3.1	-0.0
1990	REN-H8	13.800	20.6	20.6	-0.0
1991	REN-H9	13.800	20.6	20.6	-0.0
1992	REN-H10	13.800	20.6	20.6	-0.0
1998	CBN-H	6.6000	8.6	8.6	-0.0
16002	XAD-H1	13.800	28.4	28.3	-0.0
16003	XAD-H2	13.800	28.4	28.3	-0.0
16007	MNL-H2	0.4800	1.0	1.0	-0.0
16009	MNL-H4	6.6000	6.0	6.0	-0.0
16010	MNL-H5	6.6000	6.0	6.0	-0.0
16011	MNL-H6	6.6000	3.0	3.0	-0.0
16012	HRU-F	20.000	23.3	23.3	-0.0
16014	SNT-E	0.6900	51.3	51.2	-0.0
16015	HRU-F2	20.000	14.0	14.0	-0.0
16016	LIB-H	6.9000	7.3	7.3	-0.0
16023	OXE-H	13.800	13.2	13.2	-0.0
16024	LFU-H	6.6000	13.1	13.1	-0.0
16025	CAF-H	4.1600	7.8	7.8	-0.0
16026	FLO-H	4.1600	4.1	4.1	-0.0
16028	RAA-H	4.1600	2.5	2.5	-0.0
16029	REC-H2	13.800	18.3	18.3	-0.0

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 %
OF RATING ARE MARKED WITH '*'

<----- F R O M -----> <----- T O ----->							<----- BASE CASE ----->						
CKT	TOTAL TRANS CAPAB	RATING B	PRE-SHIFT MW	POST-SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR	CKT	TOTAL TRANS CAPAB	RATING B	PRE-SHIFT MW	POST-SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR
1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	149.6	84	46.0	46.4	83.8*	0.45226	
1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	151.8	84	45.0	45.5	82.8	0.45226	
1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	161.7	74	-21.3	-21.8	-67.1	-0.54774	
1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	162.2	74	-21.0	-21.5	-66.8	-0.54774	
1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	292.4	84	32.6	32.8	51.5	0.22608	
1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	293.5	84	32.4	32.6	51.3	0.22608	

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:33
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
 DEMANDA MEDIA, SEPTIEMBRE 2,018
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM OCCIDENTE ***

SOLUTION OF 21 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 0 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL TRANS CAPAB	<----- LIMITING ELEMENT ----->				DISTR. FACTOR	PRE-SHIFT MW	RATING BAS/CNT B/B	CONTINGENCY DESCRIPTION			
<----- F R O M ----->	<----- T O ----->	CKT									
73.4	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-1.00000	-66.3	73.7	CONTINGENCY ESPZUN69D
73.7	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	-1.00000	-66.0	73.7	CONTINGENCY ESPZUN69D
82.5	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	1.00000	67.2	83.8	CONTINGENCY SFESMA69



D.4.1.3. Demanda Mínima.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:36
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 1
 DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018
 ** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR BASE CASE **

DISTRIBUTION FACTOR FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\SEP18_0300.dfx
 SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\Subsistema.sub
 MONITORED ELEMENT FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\Elementosmonitor.mon
 CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\SEP\Res\Contingencias.con

	PRE-SHIFT	DELTA	POST-SHIFT
STUDY SYSTEM MW GENERATION:	38.4	1.0	39.4
OPPOSING SYSTEM MW GENERATION:	1133.0	-1.0	1132.0
STUDY SYSTEM NET INTERCHANGE:	37.5	1.0	38.5

<----- STUDY SYSTEM ----->						<----- OPPOSING SYSTEM ----->					
<---- GENERATOR MW ---->						<---- GENERATOR MW ---->					
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE
1614	SMA-H		2.3000	3.9	4.0	1601	CHX-H1		13.800	55.4	55.4
1644	ZUN-G		13.200	14.0	14.3	1602	CHX-H2		13.800	55.4	55.4
1666	CAN-H1		13.800	16.1	16.6	1603	CHX-H3		13.800	55.4	55.4
1676	MTO-H		13.800	4.4	4.5	1604	CHX-H4		13.800	55.4	55.4
						1605	CHX-H5		13.800	55.4	55.4
						1612	LES-H		6.9000	13.1	13.1
						1645	SEC-H		6.6000	15.8	15.8
						1646	PAS-H1		4.1600	6.0	6.0
						1647	PAS-H2		4.1600	6.0	6.0
						1651	SJO-C		13.800	61.0	60.9
						1652	PVE-H1		4.1600	3.2	3.2
						1656	REN-H1		6.9000	21.3	21.3
						1657	REN-H2		6.9000	21.3	21.3
						1658	REN-H3		6.9000	21.3	21.3
						1659	ARI-O1		13.800	35.6	35.6
						1664	MTZ-H		4.1600	11.5	11.5
						1665	SIS-H		4.1600	2.5	2.5
						1671	PAL-H		6.3000	1.9	1.9
						1674	REC-H		13.800	12.6	12.6
						1690	CND-H		6.6000	4.3	4.3
						1691	ORT-G		12.470	20.2	20.2
						1693	PVI-H1		13.800	32.4	32.4
						1694	PVI-H2		13.800	32.4	32.4
						1909	JEN-C1		13.800	66.0	65.9
						1910	JEN-C2		13.800	65.8	65.7
						1912	XAC-H1		13.800	37.5	37.5
						1913	XAC-H2		13.800	37.5	37.5
						1923	PNA-H1		4.1600	6.3	6.3
						1924	PNA-H2		0.4800	0.8	0.8



83.8	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	1.00000	37.5	83.8	CONTINGENCY	LBR SFE69
114.5	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-0.64561	-23.9	73.7	CONTINGENCY	SMAZUN69
114.8	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	-0.64561	-23.8	73.7	CONTINGENCY	SMAZUN69
130.2	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	0.64561	23.9	83.8	CONTINGENCY	SFESMA69
130.2	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	0.64561	23.9	83.8	CONTINGENCY	SFESMA69
130.5	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	0.64561	23.8	83.8	CONTINGENCY	LBR SFE69
130.5	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	0.64561	23.7	83.8	CONTINGENCY	LBR SFE69
133.2	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-0.54728	-21.3	73.7	CONTINGENCY	ESPXEL69D
133.5	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	-0.54728	-21.1	73.7	CONTINGENCY	ESPXEL69D
134.9	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-0.53141	-21.9	73.7	CONTINGENCY	ESPSMR69
135.2	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	-0.53141	-21.7	73.7	CONTINGENCY	ESPSMR69
139.3*	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1	-0.53050	-19.7	73.7	CONTINGENCY	FLOMAL69
139.7*	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1	-0.53050	-19.5	73.7	CONTINGENCY	FLOMAL69
140.5	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	0.68089	13.7	83.8	CONTINGENCY	LBR230
140.7	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	0.68090	13.5	83.8	CONTINGENCY	LBR230
161.4	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	0.46950	25.6	83.8	CONTINGENCY	COALIB69
161.8	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	0.46950	25.4	83.8	CONTINGENCY	COALIB69
162.8*	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1	0.47165	24.7	83.8	CONTINGENCY	LBRLIB69
163.2*	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1	0.47165	24.5	83.8	CONTINGENCY	LBRLIB69
235.2	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	-0.35439	-13.7	83.8	CONTINGENCY	ESPZUN69D
235.2	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	-0.35439	-13.7	83.8	CONTINGENCY	ESPZUN69D
294.6	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	0.32675	-0.2	83.8	CONTINGENCY	LBR230
294.8	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	0.32655	-0.2	83.8	CONTINGENCY	LBR230
611.1*	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1	0.13292	7.5	83.8	CONTINGENCY	LBRPGO230
611.2*	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2	0.13292	7.5	83.8	CONTINGENCY	LBRPGO230

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 14:36
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 3
DEMANDA MÍNIMA, SEPTIEMBRE 2,018
*** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM OCCIDENTE ***

* MONITORED ELEMENTS OCCURRING 5 OR MORE TIMES

NO.	MONITORED ELEMENT						
TIMES	FROM		TO		CKT		
14	1314	SMA-69	69.000	1813	ZUN-692	69.000	1
14	1813	ZUN-692	69.000	1322	ZUN-69	69.000	2
14	1322	ZUN-69	69.000	1321	ZUN-69D	69.000	1
14	1321	ZUN-69D	69.000	1304	ESP-69	69.000	1
13	1306	LBR-691	69.000	1374	SFE-69	69.000	1
13	1374	SFE-69	69.000	1314	SMA-69	69.000	1



D.4.2 Ingenios Generadores

• Marzo 2,018

D.4.2.1. Demanda Máxima.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:29
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 1
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019
** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR BASE CASE **

DISTRIBUTION FACTOR FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\MAR19_1900.dfx
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Subsistema.sub
MONITORED ELEMENT FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Elementosmonitor.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Contingencias.con

	PRE-SHIFT	DELTA	POST-SHIFT
STUDY SYSTEM MW GENERATION:	91.0	1.0	92.0
OPPOSING SYSTEM MW GENERATION:	1751.5	-1.0	1750.5
STUDY SYSTEM NET INTERCHANGE:	22.8	1.0	23.8

<----- STUDY SYSTEM ----->						<----- OPPOSING SYSTEM ----->					
<---- GENERATOR MW ---->						<---- GENERATOR MW ---->					
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE
1639	PNT-B	13.800	11.0	11.2	0.2	1601	CHX-H1	13.800	44.9	44.9	-0.0
1966	TND-B2	13.800	6.0	6.1	0.1	1602	CHX-H2	13.800	45.0	45.0	-0.0
1978	HAG-H	13.800	2.0	2.0	0.0	1603	CHX-H3	13.800	45.0	45.0	-0.0
1979	TND-B4	13.800	29.0	29.3	0.3	1604	CHX-H4	13.800	45.0	45.0	-0.0
1980	TND-B5	13.800	43.0	43.3	0.3	1605	CHX-H5	13.800	45.0	45.0	-0.0
						1606	AGU-H1	10.000	25.8	25.8	-0.0
						1609	JUR-H1	13.800	9.0	9.0	-0.0
						1613	RBO-H	4.1600	9.9	9.9	-0.0
						1614	SMA-H	2.3000	3.9	3.9	-0.0
						1635	CON-B	13.800	18.0	18.0	-0.0
						1636	LUN-B	13.800	32.0	32.0	-0.0
						1638	MTI-B	13.800	22.4	22.4	-0.0
						1640	SAA-B	13.800	23.9	23.9	-0.0
						1644	ZUN-G	13.200	14.0	14.0	-0.0
						1645	SEC-H	6.6000	15.8	15.8	-0.0
						1646	PAS-H1	4.1600	6.0	6.0	-0.0
						1647	PAS-H2	4.1600	6.0	6.0	-0.0
						1651	SJO-C	13.800	134.1	134.0	-0.1
						1652	PVE-H1	4.1600	3.2	3.2	-0.0
						1654	TUL-B12	12.000	3.7	3.7	-0.0
						1656	REN-H1	6.9000	14.4	14.4	-0.0
						1657	REN-H2	6.9000	14.4	14.4	-0.0
						1658	REN-H3	6.9000	14.4	14.4	-0.0



1659	ARI-O1	13.800	36.8	36.8	-0.0
1662	LVA-H1	13.800	18.0	18.0	-0.0
1664	MTZ-H	4.1600	11.5	11.5	-0.0
1665	SIS-H	4.1600	1.9	1.9	-0.0
1666	CAN-H1	13.800	16.1	16.1	-0.0
1671	PAL-H	6.3000	1.3	1.3	-0.0
1673	MAG-B2	13.800	13.1	13.1	-0.0
1674	REC-H	13.800	18.3	18.3	-0.0
1676	MTO-H	13.800	4.6	4.6	-0.0
1688	MAG-B3	13.800	15.2	15.2	-0.0
1690	CND-H	6.6000	4.2	4.2	-0.0
1691	ORT-G	12.470	18.4	18.3	-0.0
1693	PVI-H1	13.800	20.0	20.0	-0.0
1902	LLI-C	13.800	16.9	16.9	-0.0
1909	JEN-C1	13.800	134.1	134.0	-0.1
1910	JEN-C2	13.800	137.6	137.6	-0.1
1912	XAC-H1	13.800	30.6	30.6	-0.0
1914	LUN-B2	13.800	8.2	8.2	-0.0
1923	PNA-H1	4.1600	3.4	3.4	-0.0
1945	CHO-H	6.6000	9.2	9.2	-0.0
1953	MNL-H1	0.4800	2.4	2.4	-0.0
1954	REN-H4	13.800	27.0	27.0	-0.0
1955	REN-H5	13.800	27.0	27.0	-0.0
1956	REN-H6	13.800	27.0	27.0	-0.0
1958	LPA-C1	13.200	37.6	37.6	-0.0
1960	GCS-C1	13.800	29.4	29.4	-0.0
1964	STS-H1	6.3000	4.1	4.1	-0.0
1965	STS-H2	6.3000	4.1	4.1	-0.0
1969	HLP-H	4.1600	3.7	3.7	-0.0
1970	MAG-B5	13.800	47.3	47.3	-0.0
1971	PGO-B	13.800	32.9	32.9	-0.0
1973	EPI-B3	13.800	13.3	13.3	-0.0
1974	TUL-B4	13.800	10.5	10.5	-0.0
1975	VDA-H	0.6900	1.5	1.5	-0.0
1977	MAG-B6	13.800	45.6	45.6	-0.0
1982	VBL-E	0.6500	7.8	7.8	-0.0
1990	REN-H8	13.800	21.4	21.3	-0.0
1991	REN-H9	13.800	21.4	21.3	-0.0
1993	SAA-B2	13.800	44.0	44.0	-0.0
1995	PNT-B3	13.800	48.0	47.9	-0.0
1998	CBN-H	6.6000	8.6	8.6	-0.0
16002	XAD-H1	13.800	14.7	14.7	-0.0
16007	MNL-H2	0.4800	1.7	1.7	-0.0
16008	MNL-H3	0.4800	1.1	1.1	-0.0
16009	MNL-H4	6.6000	6.7	6.7	-0.0
16010	MNL-H5	6.6000	6.7	6.7	-0.0
16011	MNL-H6	6.6000	6.7	6.7	-0.0
16014	SNT-E	0.6900	25.9	25.8	-0.0
16016	LIB-H	6.9000	9.3	9.3	-0.0
16017	ISI-B	13.800	55.7	55.7	-0.0



16023	OXE-H	13.800	2.0	2.0	-0.0
16024	LFU-H	6.6000	13.3	13.3	-0.0
16025	CAF-H	4.1600	8.2	8.2	-0.0
16026	FLO-H	4.1600	1.8	1.8	-0.0
16028	RAA-H	4.1600	1.7	1.7	-0.0
16029	REC-H2	13.800	16.1	16.1	-0.0

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 %
OF RATING ARE MARKED WITH '*'

<----- F R O M ----->						<----- T O ----->							
CTK	TOTAL TRANS	RATING	PRE-SHIFT MW	POST-SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR	CTK	TOTAL TRANS	RATING	PRE-SHIFT MW	POST-SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR
12324	BLM-693	69.000	12325	BLM-13	13.800	1	61.9	55	-43.0	-43.3	-55.0*	-0.30661	
1979	TND-B4	13.800	12241	TND-69	69.000	1	96.2	52	29.0	29.3	41.0	0.30676	
1151	ESC-691	69.000	12241	TND-69	69.000	1	112.2	74	-34.5	-34.9	-51.7	-0.43881	
1980	TND-B5	13.800	12325	BLM-13	13.800	1	141.3	79	43.0	43.3	55.0	0.30669	
1241	PNT-69	69.000	1639	PNT-B	13.800	1	142.8	40	-11.0	-11.2	-20.5	-0.24162	
12305	BLM-69	69.000	12324	BLM-693	69.000	1	190.9	94	-42.9	-43.2	-54.9	-0.30661	
1966	TND-B2	13.800	12241	TND-69	69.000	1	197.0	29	6.0	6.1	11.2	0.13204	
12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	277.1	94	-16.5	-16.8	-28.5	-0.30661	
1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	367.4	100	7.3	7.0	-4.9	-0.31143	
1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	458.6	93	5.4	5.2	-3.5	-0.22654	
1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	573.1	94	8.7	8.5	1.4	-0.18742	
1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	624.6	180	7.4	7.1	-4.8	-0.31143	
12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	667.2	94	17.6	17.7	22.3	0.11919	
12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	667.2	94	-17.6	-17.7	-22.3	-0.11919	
12283	MIR-69	69.000	12566	MIR-13	13.800	1	759.1	5	4.4	4.4	3.9	-0.01280	
1978	HAG-H	13.800	12566	MIR-13	13.800	1	804.5	12	2.0	2.0	2.5	0.01280	
12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	1023.2	94	18.0	17.9	13.6	-0.11237	
1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	1023.8	94	18.1	18.0	13.7	-0.11237	
1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	1072.0	121	7.9	7.8	3.1	-0.12317	
1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	1081.1	121	9.0	8.9	4.2	-0.12317	
12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	8649.6	94	-35.6	-35.6	-35.9	-0.00682	
12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	9536.2	100	35.6	35.6	35.9	0.00682	
12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	9550.8	100	35.6	35.6	35.9	0.00681	
12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	11613.8	100	21.4	21.4	21.7	0.00682	
12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	11622.4	100	-21.4	-21.4	-21.6	-0.00682	
1151	ESC-691	69.000	1622	S&S-D	13.800	1	>99999.	50	0.0	0.0	0.0	0.00000	
1241	PNT-69	69.000	1672	PNT-B2	13.800	1	>99999.	25	0.0	0.0	0.0	0.00000	
1251	GSL-69	69.000	1976	GSL-C	13.800	1	>99999.	62	0.0	0.0	0.0	0.00000	
1251	GSL-69	69.000	12292	MIR-692	69.000	1	>99999.	100	0.0	0.0	0.0	0.00000	
1689	TND-B	13.800	12241	TND-69	69.000	1	>99999.	22	0.0	0.0	0.0	0.00000	
1972	GGO-B	11.400	12285	GGO-69	69.000	1	>99999.	25	0.0	-0.0	-0.0	-0.00000	
12000	ACA-69D	69.000	12039	CIA-69	69.000	1	>99999.	51	-9.2	-9.2	-9.2	-0.00000	
12000	ACA-69D	69.000	12500	ACA-13	13.800	1	>99999.	7	4.6	4.6	4.6	0.00000	
12000	ACA-69D	69.000	12558	ACA-132	13.800	1	>99999.	7	4.6	4.6	4.6	0.00000	
12039	CIA-69	69.000	12040	CIA-69D	69.000	1	>99999.	39	-9.3	-9.3	-9.3	0.00000	
12040	CIA-69D	69.000	12281	MIA-69	69.000	1	>99999.	39	-9.3	-9.3	-9.3	0.00000	
12108	LUC-69	69.000	12296	LUC-692	69.000	1	>99999.	NONE	-10.7	-10.7	-10.7	0.00000	
12108	LUC-69	69.000	12526	LUC-13	13.800	1	>99999.	14	10.7	10.7	10.7	0.00000	
12136	OBI-69	69.000	12281	MIA-69	69.000	1	>99999.	94	13.2	13.2	13.2	-0.00000	
12145	PRT-69	69.000	12226	PRT-69D	69.000	1	>99999.	51	1.9	1.9	1.9	0.00000	



12145	PRT-69	69.000	12284	IZT-69	69.000	1	>99999.	51	4.1	4.1	4.1	0.00000
12145	PRT-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	-11.0	-11.0	-11.0	-0.00000
12145	PRT-69	69.000	12534	PRT-13	13.800	1	>99999.	14	4.9	4.9	4.9	0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12285	GGO-69	69.000	1	>99999.	94	-26.0	-26.0	-26.0	0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	12.3	12.3	12.3	-0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12535	PSJ-13	13.800	1	>99999.	28	13.6	13.6	13.6	0.00000
12177	LLR-69	69.000	12320	LLR-132	13.800	1	>99999.	13	1.9	1.9	1.9	0.00000
12177	LLR-69	69.000	12564	LLR-13	13.800	1	>99999.	14	5.5	5.5	5.5	0.00000
12226	PRT-69D	69.000	12555	PRT-132	13.800	1	>99999.	14	1.9	1.9	1.9	0.00000
12227	DUK-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
12227	DUK-69	69.000	12556	DUK-4	4.1600	1	>99999.	18	0.0	0.0	0.0	0.00000
12232	MPC-69	69.000	12297	MAG-69D	69.000	1	>99999.	74	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
12281	MIA-69	69.000	12297	MAG-69D	69.000	1	>99999.	94	0.0	0.0	0.0	-0.00000
12281	MIA-69	69.000	12565	MIA-13	13.800	1	>99999.	7	3.8	3.8	3.8	0.00000
12283	MIR-69	69.000	12292	MIR-692	69.000	1	>99999.	NONE	-4.4	-4.4	-3.9	0.01280
12284	IZT-69	69.000	12567	IZT-13	13.800	1	>99999.	14	4.1	4.1	4.1	0.00000
12285	GGO-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	>99999.	94	-26.4	-26.4	-26.4	0.00000
12292	MIR-692	69.000	12296	LUC-692	69.000	1	>99999.	57	10.7	10.7	10.7	0.00000
12308	TCQ-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	25	-1.3	-1.3	-1.3	0.00000

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:29
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
DEMANDA MAXIMA, MARZO 2,019
*** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM INGENIOS ***

SOLUTION OF 34 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 0 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL	TRANS	CAPAB	FROM	LIMITING ELEMENT	TO	DISTR.	FACTOR	PRE-SHIFT	RATING	CONTINGENCY DESCRIPTION	
								MW	BAS/CNT		
									B/B		
61.9	12324	BLM-693	69.000	12325	BLM-13	13.800	1	-0.30661	-43.0	55.0	BASE CASE
96.2	1979	TND-B4	13.800	12241	TND-69	69.000	1	0.30676	29.0	51.5	BASE CASE
112.2	1151	ESC-691	69.000	12241	TND-69	69.000	1	-0.43881	-34.5	73.7	BASE CASE
141.3	1980	TND-B5	13.800	12325	BLM-13	13.800	1	0.30669	43.0	79.4	BASE CASE
142.8	1241	PNT-69	69.000	1639	PNT-B	13.800	1	-0.24162	-11.0	40.0	BASE CASE
190.9	12305	BLM-69	69.000	12324	BLM-693	69.000	1	-0.30661	-42.9	94.4	BASE CASE
192.3	12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	-0.30661	-42.5	94.4	CONTINGENCY GGOPSJ69
197.0	1966	TND-B2	13.800	12241	TND-69	69.000	1	0.13204	6.0	29.0	BASE CASE
257.3	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.47574	11.6	100.0	CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69
277.1	12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	-0.30661	-16.5	94.4	BASE CASE
286.8	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.41588	9.8	100.0	CONTINGENCY TWO_WINDING_ALBESC_230_69
301.8	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.30661	-8.9	94.4	CONTINGENCY CERLLR69
301.8	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.30661	-8.9	94.4	CONTINGENCY SAACER692
301.8	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.30660	8.9	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
301.8	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.30660	-8.9	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
316.3	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.34594	8.2	93.3	CONTINGENCY TWO_WINDING_ESC_230_69
317.1	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.34594	8.5	93.3	CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69



322.4	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.33226	-0.5	100.0	CONTINGENCY	COCPT69	
329.1	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.32479	-0.5	100.0	CONTINGENCY	COCTOL69	
339.5*	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.31142	-1.4	100.0	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
405.6	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.23172	-32.6	121.3	CONTINGENCY	COCPT69	
407.9	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.24169	-0.3	93.3	CONTINGENCY	COCPT69	
410.4	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.23172	-31.5	121.3	CONTINGENCY	COCPT69	
416.6	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.23626	-0.3	93.3	CONTINGENCY	COCTOL69	
424.9	1106	ESC-231	230.00	3WINDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.47574	11.3	180.0	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ESC_230_69
430.8*	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.22654	-0.9	93.3	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
439.8	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.28469	24.3	94.4	CONTINGENCY	SAAGAC691	
440.0	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.28469	24.4	94.4	CONTINGENCY	ESCGAC691	
449.2	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.28218	25.9	94.4	CONTINGENCY	ESCLLR69	
449.5	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.28218	26.0	94.4	CONTINGENCY	ESCLLR69	
479.5	1106	ESC-231	230.00	3WINDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.41588	9.9	180.0	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ALBESC_230_69
490.3*	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.19016	-5.5	94.4	CONTINGENCY	CEROBI69	
516.5	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.13990	25.3	94.4	CONTINGENCY	COCPT69	
516.5	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.13990	-25.3	94.4	CONTINGENCY	COCPT69	
563.5	1106	ESC-231	230.00	3WINDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.33226	-0.4	180.0	CONTINGENCY	COCPT69
575.7	1106	ESC-231	230.00	3WINDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.32479	-0.4	180.0	CONTINGENCY	COCTOL69
578.2	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.11919	28.2	94.4	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
578.2	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.11919	-28.2	94.4	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
596.4*	1106	ESC-231	230.00	3WINDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.31564	1.1	180.0	CONTINGENCY	ESCGAC692
641.8	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.12429	-17.5	94.4	CONTINGENCY	THREE_WINDING_ESC_230_69	
641.9	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.12425	17.5	94.4	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ESC_230_69	
641.9*	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.12425	-17.5	94.4	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ESC_230_69	
642.2*	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.12422	17.5	94.4	CONTINGENCY	THREE_WINDING_ESC_230_69	
697.4	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.05855	-54.9	94.4	CONTINGENCY	COCPT69	
759.1	12283	MIR-69	69.000	12566	MIR-13	13.800	1	-0.01280	4.4	5.0	BASE CASE		
799.9	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.14757	20.3	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
800.4	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.14757	20.3	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
801.4	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	0.05856	54.9	100.5	CONTINGENCY	COCPT69	
801.5	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	0.05855	54.9	100.5	CONTINGENCY	COCPT69	
802.1	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.14757	20.6	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
802.6	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.14757	20.7	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
804.5	1978	HAG-H	13.800	12566	MIR-13	13.800	1	0.01280	2.0	12.0	BASE CASE		
804.8	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.11646	-3.3	94.4	CONTINGENCY	CEROBI69	
804.8*	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.11646	-3.3	94.4	CONTINGENCY	CERSAA693	
805.4	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.11646	-3.3	94.4	CONTINGENCY	CEROBI69	
805.4*	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.11646	-3.3	94.4	CONTINGENCY	CERSAA693	
845.8	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.14294	-3.7	121.3	CONTINGENCY	COCTOL69	
853.6	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.14294	-2.5	121.3	CONTINGENCY	COCTOL69	
895.0	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.15290	12.1	121.3	CONTINGENCY	CAOCOC69	
902.4	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.15290	13.2	121.3	CONTINGENCY	CAOCOC69	
933.6	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.14039	6.6	121.3	CONTINGENCY	ESCTND69	
941.6	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.14039	7.7	121.3	CONTINGENCY	ESCTND69	
1002.8*	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.13230	8.4	121.3	CONTINGENCY	ESCLLR69	
1011.2*	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.13230	9.5	121.3	CONTINGENCY	ESCLLR69	
1043.5	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.05856	40.7	100.5	CONTINGENCY	COCPT69	
1044.5	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.05856	-40.7	100.5	CONTINGENCY	COCPT69	
2444.6	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.05188	-25.1	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	



D.4.2.2 Demanda Media.

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:42
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 1
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019
 ** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR BASE CASE **

DISTRIBUTION FACTOR FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\MAR19_1100.dfx
 SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Subsistema.sub
 MONITORED ELEMENT FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Elementosmonitor.mon
 CONTINGENCY DESCRIPTION FILE: C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Contingencias.con

	PRE-SHIFT	DELTA	POST-SHIFT
STUDY SYSTEM MW GENERATION:	89.2	1.0	90.2
OPPOSING SYSTEM MW GENERATION:	1590.7	-1.0	1589.7
STUDY SYSTEM NET INTERCHANGE:	26.7	1.0	27.7

STUDY SYSTEM					OPPOSING SYSTEM										
GENERATOR MW					GENERATOR MW										
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	BASE	SHIFT	CHANGE	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	BASE	SHIFT	CHANGE
1639	PNT-B		13.800	11.0	11.2	0.2	0.2	1601	CHX-H1		13.800	44.1	44.0	44.0	-0.0
1966	TND-B2		13.800	6.0	6.1	0.1	0.1	1602	CHX-H2		13.800	44.1	44.1	44.1	-0.0
1978	HAG-H		13.800	0.2	0.2	0.0	0.0	1603	CHX-H3		13.800	44.1	44.1	44.1	-0.0
1979	TND-B4		13.800	29.0	29.3	0.3	0.3	1604	CHX-H4		13.800	44.1	44.1	44.1	-0.0
1980	TND-B5		13.800	43.0	43.3	0.3	0.3	1606	AGU-H1		10.000	25.8	25.8	25.8	-0.0
								1609	JUR-H1		13.800	8.0	8.0	8.0	-0.0
								1613	RBO-H		4.1600	9.9	9.8	9.8	-0.0
								1614	SMA-H		2.3000	3.9	3.9	3.9	-0.0
								1635	CON-B		13.800	18.0	18.0	18.0	-0.0
								1636	LUN-B		13.800	32.0	32.0	32.0	-0.0
								1638	MTI-B		13.800	22.4	22.4	22.4	-0.0
								1640	SAA-B		13.800	23.9	23.9	23.9	-0.0
								1644	ZUN-G		13.200	14.0	14.0	14.0	-0.0
								1645	SEC-H		6.6000	15.8	15.8	15.8	-0.0
								1646	PAS-H1		4.1600	1.8	1.8	1.8	-0.0
								1651	SJO-C		13.800	134.1	134.0	134.0	-0.1
								1652	PVE-H1		4.1600	3.2	3.2	3.2	-0.0
								1654	TUL-B12		12.000	3.7	3.7	3.7	-0.0
								1656	REN-H1		6.9000	17.6	17.6	17.6	-0.0
								1657	REN-H2		6.9000	17.6	17.6	17.6	-0.0
								1659	ARI-O1		13.800	46.4	46.4	46.4	-0.0
								1662	LVA-H1		13.800	18.0	18.0	18.0	-0.0
								1664	MTZ-H		4.1600	2.2	2.2	2.2	-0.0
								1665	SIS-H		4.1600	1.9	1.9	1.9	-0.0
								1666	CAN-H1		13.800	16.1	16.1	16.1	-0.0
								1671	PAL-H		6.3000	1.3	1.3	1.3	-0.0
								1673	MAG-B2		13.800	13.1	13.1	13.1	-0.0
								1674	REC-H		13.800	11.8	11.8	11.8	-0.0
								1676	MTO-H		13.800	4.6	4.6	4.6	-0.0



1688	MAG-B3	13.800	15.2	15.1	-0.0
1690	CND-H	6.6000	4.2	4.2	-0.0
1691	ORT-G	12.470	18.4	18.3	-0.0
1693	PVI-H1	13.800	30.0	30.0	-0.0
1902	LLI-C	13.800	10.0	10.0	-0.0
1909	JEN-C1	13.800	122.3	122.3	-0.1
1910	JEN-C2	13.800	122.3	122.3	-0.1
1912	XAC-H1	13.800	33.1	33.1	-0.0
1914	LUN-B2	13.800	8.2	8.2	-0.0
1923	PNA-H1	4.1600	0.9	0.9	-0.0
1945	CHO-H	6.6000	1.0	1.0	-0.0
1954	REN-H4	13.800	27.7	27.6	-0.0
1955	REN-H5	13.800	27.7	27.6	-0.0
1958	LPA-C1	13.200	29.0	29.0	-0.0
1960	GCS-C1	13.800	20.0	20.0	-0.0
1964	STS-H1	6.3000	4.1	4.1	-0.0
1965	STS-H2	6.3000	4.1	4.1	-0.0
1969	HLP-H	4.1600	3.7	3.7	-0.0
1970	MAG-B5	13.800	47.3	47.3	-0.0
1971	PGO-B	13.800	32.9	32.9	-0.0
1973	EPI-B3	13.800	13.3	13.3	-0.0
1974	TUL-B4	13.800	10.5	10.5	-0.0
1975	VDA-H	0.6900	0.2	0.2	-0.0
1977	MAG-B6	13.800	45.6	45.6	-0.0
1982	VBL-E	0.6500	20.2	20.2	-0.0
1990	REN-H8	13.800	15.2	15.2	-0.0
1991	REN-H9	13.800	15.2	15.2	-0.0
1993	SAA-B2	13.800	44.0	44.0	-0.0
1995	PNT-B3	13.800	46.0	46.0	-0.0
1998	CBN-H	6.6000	2.5	2.5	-0.0
16002	XAD-H1	13.800	9.2	9.1	-0.0
16012	HRU-F	20.000	38.2	38.2	-0.0
16014	SNT-E	0.6900	45.8	45.8	-0.0
16015	HRU-F2	20.000	22.9	22.9	-0.0
16017	ISI-B	13.800	30.0	30.0	-0.0
16023	OXE-H	13.800	7.0	7.0	-0.0
16025	CAF-H	4.1600	5.1	5.1	-0.0
16026	FLO-H	4.1600	1.8	1.8	-0.0
16028	RAA-H	4.1600	1.7	1.7	-0.0
16029	REC-H2	13.800	10.7	10.7	-0.0

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 %
OF RATING ARE MARKED WITH '*'

<----- BASE CASE ----->

<----- F R O M ----->						<----- T O ----->							
CTK	TOTAL CAPAB	RATING B	PRE- SHIFT MW	POST- SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR	CTK	TOTAL CAPAB	RATING B	PRE- SHIFT MW	POST- SHIFT MW	LIMIT CASE MW	DISTR. FACTOR
12324	BLM-693	69.000	12325	BLM-13	13.800	1	65.8	55	-43.0	-43.3	-55.0*	-0.30661	
1979	TND-B4	13.800	12241	TND-69	69.000	1	100.1	52	29.0	29.3	41.0	0.30676	
1151	ESC-691	69.000	12241	TND-69	69.000	1	116.0	74	-34.5	-34.9	-51.7	-0.43881	
1980	TND-B5	13.800	12325	BLM-13	13.800	1	145.2	79	43.0	43.3	55.0	0.30669	
1241	PNT-69	69.000	1639	PNT-B	13.800	1	146.7	40	-11.0	-11.2	-20.5	-0.24162	
12305	BLM-69	69.000	12324	BLM-693	69.000	1	194.8	94	-42.9	-43.2	-54.9	-0.30661	



1966	TND-B2	13.800	12241	TND-69	69.000	1	200.8	29	6.0	6.1	11.2	0.13204
12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	272.6	94	-19.0	-19.3	-31.0	-0.30662
1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	345.8	100	-0.2	-0.5	-12.5	-0.31258
1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	435.9	93	-0.3	-0.5	-9.2	-0.22737
1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	550.4	94	4.1	3.9	-3.2	-0.18817
1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	601.8	180	-0.2	-0.5	-12.5	-0.31258
12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	691.2	94	15.7	15.8	20.3	0.11845
12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	691.2	94	-15.7	-15.8	-20.3	-0.11845
12283	MIR-69	69.000	12566	MIR-13	13.800	1	878.8	5	5.9*	5.9*	5.4*	-0.01280
1978	HAG-H	13.800	12566	MIR-13	13.800	1	948.7	12	0.2	0.2	0.7	0.01280
12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	969.6	94	12.6	12.5	8.1	-0.11348
1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	969.9	94	12.6	12.5	8.2	-0.11348
1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	992.0	121	-0.5	-0.7	-5.4	-0.12510
1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	1000.5	121	0.5	0.4	-4.4	-0.12510
12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	13340.9	94	-28.3	-28.3	-28.5	-0.00497
12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	14541.5	100	28.3	28.3	28.5	0.00498
12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	14548.7	100	28.3	28.3	28.5	0.00497
12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	17308.6	100	14.5	14.5	14.7	0.00497
12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	17314.3	100	-14.5	-14.5	-14.7	-0.00497
1151	ESC-691	69.000	1622	S&S-D	13.800	1	>99999.	50	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
1241	PNT-69	69.000	1672	PNT-B2	13.800	1	>99999.	25	0.0	0.0	0.0	0.00000
1251	GSL-69	69.000	1976	GSL-C	13.800	1	>99999.	62	0.0	0.0	0.0	0.00000
1251	GSL-69	69.000	12292	MIR-692	69.000	1	>99999.	100	0.0	0.0	0.0	0.00000
1689	TND-B	13.800	12241	TND-69	69.000	1	>99999.	22	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
1972	GGO-B	11.400	12285	GGO-69	69.000	1	>99999.	25	-0.0	-0.0	-0.0	-0.00000
12000	ACA-69D	69.000	12039	CIA-69	69.000	1	>99999.	51	-9.7	-9.7	-9.7	-0.00000
12000	ACA-69D	69.000	12500	ACA-13	13.800	1	>99999.	7	4.8	4.8	4.8	0.00000
12000	ACA-69D	69.000	12558	ACA-132	13.800	1	>99999.	7	4.8	4.8	4.8	0.00000
12039	CIA-69	69.000	12040	CIA-69D	69.000	1	>99999.	39	-9.8	-9.8	-9.8	0.00000
12040	CIA-69D	69.000	12281	MIA-69	69.000	1	>99999.	39	-9.8	-9.8	-9.8	0.00000
12108	LUC-69	69.000	12296	LUC-692	69.000	1	>99999.	NONE	-8.9	-8.9	-8.9	0.00000
12108	LUC-69	69.000	12526	LUC-13	13.800	1	>99999.	14	8.9	8.9	8.9	0.00000
12136	OBI-69	69.000	12281	MIA-69	69.000	1	>99999.	94	13.1	13.1	13.1	-0.00000
12145	PRT-69	69.000	12226	PRT-69D	69.000	1	>99999.	51	1.7	1.7	1.7	0.00000
12145	PRT-69	69.000	12284	IZT-69	69.000	1	>99999.	51	3.6	3.6	3.6	0.00000
12145	PRT-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	-11.0	-11.0	-11.0	-0.00000
12145	PRT-69	69.000	12534	PRT-13	13.800	1	>99999.	14	5.7	5.7	5.7	0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12285	GGO-69	69.000	1	>99999.	94	-23.5	-23.5	-23.5	0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	11.9	11.9	11.9	-0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12535	PSJ-13	13.800	1	>99999.	28	11.6	11.6	11.6	0.00000
12177	LLR-69	69.000	12320	LLR-132	13.800	1	>99999.	13	1.8	1.8	1.8	0.00000
12177	LLR-69	69.000	12564	LLR-13	13.800	1	>99999.	14	5.6	5.6	5.6	0.00000
12226	PRT-69D	69.000	12555	PRT-132	13.800	1	>99999.	14	1.7	1.7	1.7	0.00000
12227	DUK-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
12227	DUK-69	69.000	12556	DUK-4	4.1600	1	>99999.	18	0.0	0.0	0.0	0.00000
12232	MPC-69	69.000	12297	MAG-69D	69.000	1	>99999.	74	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
12281	MIA-69	69.000	12297	MAG-69D	69.000	1	>99999.	94	0.0	0.0	0.0	-0.00000
12281	MIA-69	69.000	12565	MIA-13	13.800	1	>99999.	7	3.2	3.2	3.2	0.00000
12283	MIR-69	69.000	12292	MIR-692	69.000	1	>99999.	NONE	-5.9	-5.9	-5.4	0.01280
12284	IZT-69	69.000	12567	IZT-13	13.800	1	>99999.	14	3.6	3.6	3.6	0.00000



12285	GGO-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	>99999.	94	-23.8	-23.8	-23.8	0.00000
12292	MIR-692	69.000	12296	LUC-692	69.000	1	>99999.	57	8.9	8.9	8.9	0.00000
12308	TCQ-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	25	-0.9	-0.9	-0.9	0.00000

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:42
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
 DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM INGENIOS ***

SOLUTION OF 34 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 1 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL	TRANS	CAPAB	FROM	LIMITING ELEMENT	TO	DISTR.	SHIFT	RATING	CONTINGENCY DESCRIPTION		
						FACTOR	MW	BAS/CNT			
65.8	12324	BLM-693	69.000	12325	BLM-13	13.800	1	-0.30661	-43.0	55.0	BASE CASE
100.1	1979	TND-B4	13.800	12241	TND-69	69.000	1	0.30676	29.0	51.5	BASE CASE
116.0	1151	ESC-691	69.000	12241	TND-69	69.000	1	-0.43881	-34.5	73.7	BASE CASE
145.2	1980	TND-B5	13.800	12325	BLM-13	13.800	1	0.30669	43.0	79.4	BASE CASE
146.7	1241	PNT-69	69.000	1639	PNT-B	13.800	1	-0.24162	-11.0	40.0	BASE CASE
194.8	12305	BLM-69	69.000	12324	BLM-693	69.000	1	-0.30661	-42.9	94.4	BASE CASE
195.9	12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	-0.30661	-42.5	94.4	CONTINGENCY GGOPSJ69
200.8	1966	TND-B2	13.800	12241	TND-69	69.000	1	0.13204	6.0	29.0	BASE CASE
235.8	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.47750	-0.1	100.0	CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69
265.4	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.41742	-0.4	100.0	CONTINGENCY TWO_WINDING_ALBESC_230_69
272.6	12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	-0.30662	-19.0	94.4	BASE CASE
294.4	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.34722	-0.4	93.3	CONTINGENCY TWO_WINDING_ESC_230_69
294.9	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.34721	-0.2	93.3	CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69
296.9	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.30661	-11.6	94.4	CONTINGENCY CERLLR69
296.9	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.30661	-11.6	94.4	CONTINGENCY SAACER692
296.9	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.30660	11.6	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
296.9	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.30660	-11.6	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
307.7	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.33294	-6.4	100.0	CONTINGENCY COCPNT69
317.6	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.32602	-5.1	100.0	CONTINGENCY COCTOL69
320.8*	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.31257	-8.1	100.0	CONTINGENCY GGOPSJ69
392.3	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.24218	-4.8	93.3	CONTINGENCY COCPNT69
402.9	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND 1	1	-0.47750	-0.4	180.0	CONTINGENCY TWO_WINDING_ESC_230_69
404.0	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.23715	-3.8	93.3	CONTINGENCY COCTOL69
408.8	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.28639	15.0	94.4	CONTINGENCY SAAGAC691
408.9	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.28639	15.1	94.4	CONTINGENCY ESCGAC691
409.4	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.23121	-32.8	121.3	CONTINGENCY COCPNT69
410.8*	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.22737	-6.0	93.3	CONTINGENCY GGOPSJ69
413.9	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.23121	-31.8	121.3	CONTINGENCY COCPNT69
416.7	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.28396	16.3	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
416.8	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.28396	16.4	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
457.0	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND 1	1	-0.41742	-0.4	180.0	CONTINGENCY TWO_WINDING_ALBESC_230_69
476.4*	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.18816	-9.8	94.4	CONTINGENCY GGOPSJ69
548.0	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND 1	1	-0.33294	-6.4	180.0	CONTINGENCY COCPNT69



549.8	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.13869	21.9	94.4	CONTINGENCY	COCPNT69	
549.8	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.13869	-21.9	94.4	CONTINGENCY	COCPNT69	
563.0	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.32602	-5.1	180.0	CONTINGENCY	COCTOL69
575.2*	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.33144	1.8	180.0	CONTINGENCY	CAOCOC69
610.2	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.11845	25.3	94.4	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
610.2	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.11845	-25.3	94.4	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
663.1	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.12368	15.7	94.4	CONTINGENCY	THREE_WINDING_ESC_230_69	
663.8	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.12353	-15.7	94.4	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ESC_230_69	
663.8*	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.12353	15.7	94.4	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ESC_230_69	
663.9*	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.12354	-15.7	94.4	CONTINGENCY	THREE_WINDING_ESC_230_69	
742.7	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.14923	12.4	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
742.9	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.14923	12.5	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
744.7	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.14923	12.7	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
744.9	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.14923	12.8	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
799.8	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.11646	-4.4	94.4	CONTINGENCY	CERCER693	
799.9*	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.11646	-4.4	94.4	CONTINGENCY	CEROBI69	
800.1	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.11646	-4.3	94.4	CONTINGENCY	CERCER693	
800.1*	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.11646	-4.3	94.4	CONTINGENCY	CEROBI69	
809.6	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.14499	-7.8	121.3	CONTINGENCY	COCTOL69	
816.8	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.14499	-6.7	121.3	CONTINGENCY	COCTOL69	
835.7	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.15301	2.5	121.3	CONTINGENCY	CAOCOC69	
842.6	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.15301	3.5	121.3	CONTINGENCY	CAOCOC69	
865.7	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.14232	-1.9	121.3	CONTINGENCY	ESCTND69	
873.1	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.14232	-0.8	121.3	CONTINGENCY	ESCTND69	
878.8	12283	MIR-69	69.000	12566	MIR-13	13.800	1	-0.01280	5.9	5.0	BASE CASE		
927.6*	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.13427	-0.3	121.3	CONTINGENCY	ESCLLR69	
935.4*	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.13427	0.7	121.3	CONTINGENCY	ESCLLR69	
940.5	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.05554	-43.7	94.4	CONTINGENCY	COCPNT69	
948.7	1978	HAG-H	13.800	12566	MIR-13	13.800	1	0.01280	0.2	12.0	BASE CASE		
1050.0	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	0.05554	43.7	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
1050.1	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	0.05554	43.7	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
1297.3	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.05554	29.9	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
1297.8	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.05554	-29.9	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
2126.8	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.05464	-14.3	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2127.3	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.05464	14.3	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2136.0	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.05464	-14.8	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2136.5	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.05464	14.8	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2266.9	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.05465	-28.0	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2276.0	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.05465	-28.5	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
2378.5	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	-0.05464	28.0	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2378.7	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	-0.05464	28.0	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2387.7	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	-0.05465	28.5	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2387.8	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	-0.05464	28.5	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2965.8	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.02263	-27.9	94.4	CONTINGENCY	ESCLLR69	
3233.4	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	0.02264	27.9	100.5	CONTINGENCY	ESCLLR69	
3233.8	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	0.02264	27.9	100.5	CONTINGENCY	ESCLLR69	
3381.9*	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.02022	-26.6	94.4	CONTINGENCY	SAAGAC691	
3681.4*	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	0.02023	26.6	100.5	CONTINGENCY	ESCGAC691	
3681.8*	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	0.02022	26.6	100.5	CONTINGENCY	SAAGAC691	
3840.1	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.02264	14.2	100.5	CONTINGENCY	ESCLLR69	



```

3841.4 12292 MIR-692      69.000 12294 OBI-691      69.000 1 -0.02264 -14.1 100.5 CONTINGENCY ESCLLR69
4360.7* 12136 OBI-69      69.000 12294 OBI-691      69.000 1 0.02022 12.9 100.5 CONTINGENCY SAAGAC691
4362.1* 12292 MIR-692      69.000 12294 OBI-691      69.000 1 -0.02022 -12.8 100.5 CONTINGENCY SAAGAC691

```

```

-----
PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, FEB 28 2018 15:42
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              PAGE 3
DEMANDA MEDIA, MARZO 2,019
*** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM INGENIOS      ***

```

* MONITORED ELEMENTS OCCURRING 5 OR MORE TIMES

```

NO. <----- MONITORED ELEMENT ----->
TIMES <----- F R O M -----> <----- T O -----> CKT
23 1151 ESC-691      69.000 1240 EJO-69      69.000 1
23 1240 EJO-69      69.000 1241 PNT-69      69.000 1
22 1106 ESC-231      230.00 1151 ESC-691      69.000 1
22 1106 ESC-231      230.00 3WNDTR ESC26-T2      WND 1 1
22 1151 ESC-691      69.000 12177 LLR-69      69.000 1
21 12292 MIR-692      69.000 12294 OBI-691      69.000 1
21 12136 OBI-69      69.000 12294 OBI-691      69.000 1
21 1102 ALB-230      230.00 1151 ESC-691      69.000 1
21 12204 GAC-691      69.000 12282 SAA-693      69.000 1
21 12029 CER-691      69.000 12031 CER-693      69.000 1
21 12029 CER-691      69.000 12282 SAA-693      69.000 1
21 12030 CER-692      69.000 12177 LLR-69      69.000 1
21 12030 CER-692      69.000 12282 SAA-693      69.000 1
21 12031 CER-693      69.000 12136 OBI-69      69.000 1
21 1151 ESC-691      69.000 12204 GAC-691      69.000 1

```

D.4.2.3. Demanda Mínima.

```

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E      WED, FEB 28 2018 15:48
PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019              PAGE 1
DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019
** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR BASE CASE              **

```

```

DISTRIBUTION FACTOR FILE:      C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\MAR19_0300.dfx
SUBSYSTEM DESCRIPTION FILE:    C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Subsistema.sub
MONITORED ELEMENT FILE:       C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado
Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Elementosmonitor.mon
CONTINGENCY DESCRIPTION FILE:  C:\Users\rvasquez.AMM\OneDrive - Administrador Del Mercado Mayorista\PLP\1819\MAR\Res\Contingencias.con

```

```

PRE-SHIFT DELTA POST-SHIFT
STUDY SYSTEM MW GENERATION:      89.0      1.0      90.0
OPPOSING SYSTEM MW GENERATION:    992.2     -1.0     991.2
STUDY SYSTEM NET INTERCHANGE:     49.4      1.0     50.4

```



STUDY SYSTEM						OPPOSING SYSTEM					
GENERATOR MW						GENERATOR MW					
BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE	BUS#	X--	NAME	--X	BASKV	CHANGE
1639	PNT-B			13.800	0.2	1601	CHX-H1			13.800	-0.0
1966	TND-B2			13.800	0.1	1613	RBO-H			4.1600	-0.0
1979	TND-B4			13.800	0.3	1614	SMA-H			2.3000	-0.0
1980	TND-B5			13.800	0.3	1635	CON-B			13.800	-0.0
						1636	LUN-B			13.800	-0.0
						1638	MTI-B			13.800	-0.0
						1640	SAA-B			13.800	-0.0
						1644	ZUN-G			13.200	-0.0
						1646	PAS-H1			4.1600	-0.0
						1651	SJO-C			13.800	-0.1
						1654	TUL-B12			12.000	-0.0
						1656	REN-H1			6.9000	-0.0
						1659	ARI-O1			13.800	-0.0
						1665	SIS-H			4.1600	-0.0
						1671	PAL-H			6.3000	-0.0
						1673	MAG-B2			13.800	-0.0
						1688	MAG-B3			13.800	-0.0
						1691	ORT-G			12.470	-0.0
						1902	LLI-C			13.800	-0.0
						1909	JEN-C1			13.800	-0.1
						1910	JEN-C2			13.800	-0.1
						1912	XAC-H1			13.800	-0.0
						1914	LUN-B2			13.800	-0.0
						1923	PNA-H1			4.1600	-0.0
						1954	REN-H4			13.800	-0.0
						1958	LPA-C1			13.200	-0.0
						1960	GCS-C1			13.800	-0.0
						1970	MAG-B5			13.800	-0.0
						1971	PGO-B			13.800	-0.0
						1973	EPI-B3			13.800	-0.0
						1974	TUL-B4			13.800	-0.0
						1977	MAG-B6			13.800	-0.0
						1982	VBL-E			0.6500	-0.0
						1990	REN-H8			13.800	-0.0
						1993	SAA-B2			13.800	-0.0
						1995	PNT-B3			13.800	-0.0
						16014	SNT-E			0.6900	-0.0
						16017	ISI-B			13.800	-0.0
						16023	OXE-H			13.800	-0.0
						16026	FLO-H			4.1600	-0.0
						16028	RAA-H			4.1600	-0.0

LOADINGS AT OR ABOVE 100.0 % OF RATING ARE MARKED WITH '*'						BASE CASE					
FROM						TO					
CTK	TRANS	RATING	PRE-SHIFT	POST-SHIFT	LIMIT	CTK	TRANS	RATING	PRE-SHIFT	POST-SHIFT	LIMIT
12324	BLM-693	69.000	12325	BLM-13	13.800	1	88.0	55	-43.0	-43.3	-55.0*
1979	TND-B4	13.800	12241	TND-69	69.000	1	121.8	52	29.0	29.3	41.0



1151	ESC-691	69.000	12241	TND-69	69.000	1	137.6	74	-34.5	-34.9	-51.6	-0.44450
1980	TND-B5	13.800	12325	BLM-13	13.800	1	166.4	79	43.0	43.3	55.0	0.31069
1241	PNT-69	69.000	1639	PNT-B	13.800	1	167.8	40	-11.0	-11.2	-20.5	-0.24476
12305	BLM-69	69.000	12324	BLM-693	69.000	1	215.4	94	-42.9	-43.2	-54.9	-0.31059
1966	TND-B2	13.800	12241	TND-69	69.000	1	221.3	29	6.0	6.1	11.2	0.13375
12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	269.5	94	-26.0	-26.3	-38.0	-0.31060
1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	331.4	100	-12.4	-12.7	-24.4	-0.31080
1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	420.4	93	-9.4	-9.7	-18.2	-0.22607
1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	521.8	94	-5.7	-5.9	-12.9	-0.18784
1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	589.0	180	-12.3	-12.6	-24.3	-0.31080
12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	696.2	94	15.0	15.1	19.8	0.12276
12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	696.2	94	-15.0	-15.1	-19.8	-0.12276
12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	927.4	94	2.9	2.8	-1.4	-0.11080
1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	927.4	94	2.9	2.8	-1.4	-0.11080
1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	1001.0	121	-4.7	-4.8	-9.4	-0.12252
1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	1009.0	121	-3.7	-3.9	-8.5	-0.12252
12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	6449.5	94	-17.9	-17.9	-18.3	-0.01196
12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	6955.6	100	17.9	17.9	18.3	0.01196
12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	6957.6	100	17.9	17.9	18.3	0.01196
12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	7483.6	100	11.6	11.6	12.0	0.01196
12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	7485.1	100	-11.5	-11.5	-12.0	-0.01196
1151	ESC-691	69.000	1622	S&S-D	13.800	1	>99999.	50	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
1241	PNT-69	69.000	1672	PNT-B2	13.800	1	>99999.	25	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
1251	GSL-69	69.000	1976	GSL-C	13.800	1	>99999.	62	0.0	0.0	0.0	0.00000
1251	GSL-69	69.000	12292	MIR-692	69.000	1	>99999.	100	0.0	0.0	0.0	0.00000
1689	TND-B	13.800	12241	TND-69	69.000	1	>99999.	22	0.0	0.0	0.0	0.00000
1972	GGO-B	11.400	12285	GGO-69	69.000	1	>99999.	25	-0.0	-0.0	-0.0	-0.00000
1978	HAG-H	13.800	12566	MIR-13	13.800	1	>99999.	12	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
12000	ACA-69D	69.000	12039	CIA-69	69.000	1	>99999.	51	-4.0	-4.0	-4.0	-0.00000
12000	ACA-69D	69.000	12500	ACA-13	13.800	1	>99999.	7	2.0	2.0	2.0	0.00000
12000	ACA-69D	69.000	12558	ACA-132	13.800	1	>99999.	7	2.0	2.0	2.0	0.00000
12039	CIA-69	69.000	12040	CIA-69D	69.000	1	>99999.	39	-4.1	-4.1	-4.1	0.00000
12040	CIA-69D	69.000	12281	MIA-69	69.000	1	>99999.	39	-4.1	-4.1	-4.1	0.00000
12108	LUC-69	69.000	12296	LUC-692	69.000	1	>99999.	NONE	-5.3	-5.3	-5.3	0.00000
12108	LUC-69	69.000	12526	LUC-13	13.800	1	>99999.	14	5.3	5.3	5.3	0.00000
12136	OBI-69	69.000	12281	MIA-69	69.000	1	>99999.	94	6.0	6.0	6.0	-0.00000
12145	PRT-69	69.000	12226	PRT-69D	69.000	1	>99999.	51	1.5	1.5	1.5	0.00000
12145	PRT-69	69.000	12284	IZT-69	69.000	1	>99999.	51	2.9	2.9	2.9	0.00000
12145	PRT-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	-8.3	-8.3	-8.3	-0.00000
12145	PRT-69	69.000	12534	PRT-13	13.800	1	>99999.	14	3.9	3.9	3.9	0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12285	GGO-69	69.000	1	>99999.	94	-16.7	-16.7	-16.7	0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	9.0	9.0	9.0	-0.00000
12146	PSJ-69	69.000	12535	PSJ-13	13.800	1	>99999.	28	7.6	7.6	7.6	0.00000
12177	LLR-69	69.000	12320	LLR-132	13.800	1	>99999.	13	1.4	1.4	1.4	0.00000
12177	LLR-69	69.000	12564	LLR-13	13.800	1	>99999.	14	3.7	3.7	3.7	0.00000
12226	PRT-69D	69.000	12555	PRT-132	13.800	1	>99999.	14	1.5	1.5	1.5	0.00000
12227	DUK-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	64	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
12227	DUK-69	69.000	12556	DUK-4	4.1600	1	>99999.	18	0.0	0.0	0.0	0.00000
12232	MPC-69	69.000	12297	MAG-69D	69.000	1	>99999.	74	-0.0	-0.0	-0.0	0.00000
12281	MIA-69	69.000	12297	MAG-69D	69.000	1	>99999.	94	0.0	0.0	0.0	0.00000



12281	MIA-69	69.000	12565	MIA-13	13.800	1	>99999.	7	2.0	2.0	2.0	0.00000
12283	MIR-69	69.000	12292	MIR-692	69.000	1	>99999.	NONE	-3.6	-3.6	-3.6	0.00000
12283	MIR-69	69.000	12566	MIR-13	13.800	1	>99999.	5	3.6	3.6	3.6	0.00000
12284	IZT-69	69.000	12567	IZT-13	13.800	1	>99999.	14	2.9	2.9	2.9	0.00000
12285	GGO-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	>99999.	94	-16.8	-16.8	-16.8	0.00000
12292	MIR-692	69.000	12296	LUC-692	69.000	1	>99999.	57	5.3	5.3	5.3	0.00000
12308	TCQ-69	69.000	12321	PQZ-69	69.000	1	>99999.	25	-0.7	-0.7	-0.7	0.00000

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E WED, FEB 28 2018 15:48
 PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO 2,018 - 2,019 PAGE 2
 DEMANDA MÍNIMA, MARZO 2,019
 *** TLTG EXPORT LIMIT OUTPUT FOR SUBSYSTEM INGENIOS ***

SOLUTION OF 34 SYSTEM CONDITIONS ATTEMPTED 0 INSOLUBLE SYSTEM CONDITIONS

TOTAL	TRANS	CAPAB	FROM	LIMITING ELEMENT	TO	DISTR.	SHIFT	PRE-RATING	BAS/CNT	CONTINGENCY DESCRIPTION	
						FACTOR	MW	B/B			
88.0	12324	BLM-693	69.000	12325	BLM-13	13.800	1	-0.31059	-43.0	55.0	BASE CASE
121.8	1979	TND-B4	13.800	12241	TND-69	69.000	1	0.31074	29.0	51.5	BASE CASE
137.6	1151	ESC-691	69.000	12241	TND-69	69.000	1	-0.44450	-34.5	73.7	BASE CASE
166.4	1980	TND-B5	13.800	12325	BLM-13	13.800	1	0.31069	43.0	79.4	BASE CASE
167.8	1241	PNT-69	69.000	1639	PNT-B	13.800	1	-0.24476	-11.0	40.0	BASE CASE
170.5	1980	TND-B5	13.800	12325	BLM-13	13.800	1	0.30002	43.0	79.4	CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69
215.4	12305	BLM-69	69.000	12324	BLM-693	69.000	1	-0.31059	-42.9	94.4	BASE CASE
215.9	12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	-0.31059	-42.7	94.4	CONTINGENCY GGOPJSJ69
220.5	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.47479	-18.8	100.0	CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69
221.3	1966	TND-B2	13.800	12241	TND-69	69.000	1	0.13375	6.0	29.0	BASE CASE
250.0	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.41504	-16.7	100.0	CONTINGENCY TWO_WINDING_ALBESC_230_69
269.5	12177	LLR-69	69.000	12305	BLM-69	69.000	1	-0.31060	-26.0	94.4	BASE CASE
278.6	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.34523	-14.2	93.3	CONTINGENCY TWO_WINDING_ESC_230_69
278.9	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.34523	-14.1	93.3	CONTINGENCY THREE_WINDING_ESC_230_69
286.7	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.31059	-20.7	94.4	CONTINGENCY CERLLR69
286.7	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.31059	-20.7	94.4	CONTINGENCY SAACER692
286.8	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.31058	20.7	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
286.8	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.31058	-20.7	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
297.4	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.33150	-17.8	100.0	CONTINGENCY COCPNT69
308.9	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.32351	-16.0	100.0	CONTINGENCY COCTOL69
313.5*	1106	ESC-231	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.31080	-17.9	100.0	CONTINGENCY GGOPJSJ69
370.8	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.28374	-3.2	94.4	CONTINGENCY SAAGAC691
370.8	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.28374	-3.2	94.4	CONTINGENCY ESCGAC691
377.3	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.28098	-2.3	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
377.3	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.28098	-2.3	94.4	CONTINGENCY ESCLLR69
380.9	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.24112	-13.4	93.3	CONTINGENCY COCPNT69
388.9	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	-0.47479	-18.8	180.0	CONTINGENCY TWO_WINDING_ESC_230_69
394.4	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.23531	-12.1	93.3	CONTINGENCY COCTOL69
397.8*	1102	ALB-230	230.00	1151	ESC-691	69.000	1	-0.23956	-9.9	93.3	CONTINGENCY CAOCOC69



433.1	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.23037	-32.9	121.3	CONTINGENCY	COCPNT69	
437.3	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.23037	-31.9	121.3	CONTINGENCY	COCPNT69	
443.0	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.41504	-16.6	180.0	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ALBESC_230_69
465.2*	1151	ESC-691	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.21121	-6.6	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
539.0	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.33150	-17.7	180.0	CONTINGENCY	COCPNT69
556.3	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.32351	-16.0	180.0	CONTINGENCY	COCTOL69
556.8*	1106	ESC-231	230.00	3WNDTR	ESC26-T2	WND	1	1	-0.32935	-12.9	180.0	CONTINGENCY	CAOCOC69
565.8	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.14334	20.4	94.4	CONTINGENCY	COCPNT69	
565.8	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.14334	-20.4	94.4	CONTINGENCY	COCPNT69	
640.8	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.12276	21.8	94.4	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
640.8	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.12276	-21.8	94.4	CONTINGENCY	GGOPJSJ69	
669.0	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.12781	15.2	94.4	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ESC_230_69	
669.0	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.12781	-15.2	94.4	CONTINGENCY	TWO_WINDING_ESC_230_69	
669.1*	12030	CER-692	69.000	12177	LLR-69	69.000	1	-0.12781	-15.2	94.4	CONTINGENCY	THREE_WINDING_ESC_230_69	
669.1*	12030	CER-692	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.12781	15.2	94.4	CONTINGENCY	THREE_WINDING_ESC_230_69	
707.3	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.14581	1.5	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
707.3	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.14581	1.5	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
709.2	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.14581	1.8	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
709.3	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.14581	1.8	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
783.2	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.11797	-7.8	94.4	CONTINGENCY	CEROBI69	
783.2*	12204	GAC-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.11797	-7.8	94.4	CONTINGENCY	CERCER693	
783.2	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.11797	-7.8	94.4	CONTINGENCY	CEROBI69	
783.2*	1151	ESC-691	69.000	12204	GAC-691	69.000	1	-0.11797	-7.8	94.4	CONTINGENCY	CERCER693	
821.2	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.14997	-5.6	121.3	CONTINGENCY	CAOCOC69	
827.7	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.14997	-4.6	121.3	CONTINGENCY	CAOCOC69	
835.7	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.14132	-10.2	121.3	CONTINGENCY	COCTOL69	
842.6	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.14132	-9.2	121.3	CONTINGENCY	COCTOL69	
872.7	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.13996	-6.1	121.3	CONTINGENCY	ESCTND69	
879.7	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.13996	-5.1	121.3	CONTINGENCY	ESCTND69	
932.7*	1240	EJO-69	69.000	1241	PNT-69	69.000	1	-0.13167	-5.0	121.3	CONTINGENCY	ESCLLR69	
940.2*	1151	ESC-691	69.000	1240	EJO-69	69.000	1	-0.13167	-4.0	121.3	CONTINGENCY	ESCLLR69	
1045.3	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.06336	-31.3	94.4	CONTINGENCY	COCPNT69	
1141.3	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	0.06337	31.3	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
1141.3	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	0.06336	31.3	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
1241.0	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.06337	25.0	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
1241.3	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.06337	-25.0	100.5	CONTINGENCY	COCPNT69	
2414.3	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.04642	-9.3	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2414.7	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.04642	9.3	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2419.4	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.04643	-15.6	94.4	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2424.4	12292	MIR-692	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	0.04642	-9.8	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2424.8	12136	OBI-69	69.000	12294	OBI-691	69.000	1	-0.04642	9.8	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2429.5	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	0.04643	-16.1	94.4	CONTINGENCY	EJOESC69	
2550.6	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	-0.04643	15.6	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2550.8	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	-0.04642	15.6	100.5	CONTINGENCY	EJOPNT69	
2560.7	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	-0.04643	16.1	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2560.9	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	-0.04642	16.1	100.5	CONTINGENCY	EJOESC69	
2617.6	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.02959	-18.4	94.4	CONTINGENCY	ESCLLR69	
2822.7	12031	CER-693	69.000	12136	OBI-69	69.000	1	0.02960	18.4	100.5	CONTINGENCY	ESCLLR69	
2823.0	12029	CER-691	69.000	12031	CER-693	69.000	1	0.02960	18.4	100.5	CONTINGENCY	ESCLLR69	
2914.7*	12029	CER-691	69.000	12282	SAA-693	69.000	1	-0.02685	-17.5	94.4	CONTINGENCY	SAAGAC691	



D.5. Bloque Horario

Hora	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo
01:00	9	8	8	8	8	8	8
02:00	9	8	8	8	8	8	8
03:00	9	8	8	8	8	8	8
04:00	9	8	8	8	8	8	8
05:00	8	8	8	8	8	8	8
06:00	8	6	6	6	6	7	8
07:00	6	6	6	6	6	7	8
08:00	6	6	6	6	6	6	7
09:00	6	6	6	6	6	6	7
10:00	5	5	5	5	5	6	7
11:00	5	5	5	5	5	6	7
12:00	5	5	5	5	5	6	7
13:00	5	5	5	5	5	6	7
14:00	5	5	5	5	5	6	7
15:00	5	5	5	5	5	6	7
16:00	5	5	5	5	5	6	7
17:00	5	5	5	5	5	6	7
18:00	5	5	5	5	5	6	6
19:00	2	2	2	2	2	4	5
20:00	2	2	1	2	2	4	5
21:00	3	3	3	3	3	4	5
22:00	6	6	6	6	6	6	6
23:00	7	6	6	6	6	7	7
00:00	7	7	7	7	7	7	9



D.6. 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



D.7. Máxima Transferencia de Potencia entre el Sistema Eléctrico Mexicano y Guatemala

Escenario Demanda	Importación de GUA desde MEX (MW)	Exportación de GUA hacia MEX (MW)
Máxima	240	0
Media	240	180
Mínima	240	240