

INFORME DE ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN 2024-2025

ÍNDICE

1. SIGLAS	19
2. OBJETIVO Y ALCANCES	19
3. METODOLOGÍA	20
3.1. RÉGIMEN PERMANENTE	20
3.1.1. FLUJOS ELÉCTRICOS DE CASOS BASE	20
3.1.2. ANÁLISIS LINEAL DE CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA	21
3.1.3. ESTUDIO DE CONTINGENCIAS	21
3.1.4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	22
3.2. RÉGIMEN DINÁMICO	23
3.2.1. OBJETIVOS	23
3.2.2. ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DINÁMICO	23
3.2.3. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA	24
3.2.4. VARIABLES MONITOREADAS	24
3.2.5. HUECOS DE TENSIÓN	25
3.3. ESQUEMAS DE CONTROL SUPLEMENTARIOS	25
4. CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD EMPLEADOS	25
5. MODELOS DE SIMULACIÓN Y BASE DE DATOS UTILIZADA	26
6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA TOTAL Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE CARGA	26
7. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y PERFIL DE GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS	28
8. PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN	35
9. PERFIL DE CARGA RETIRADA DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS	36
10. RESULTADOS	41
10.1. FLUJOS ELÉCTRICOS DE CASOS BASE SIN TRANSFERENCIAS	41
10.1.1. CASOS BASE 2024	41
10.1.2. CASOS BASE 2025	46
10.1.3. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS CASOS BASES SIN TRANSFERENCIAS	50
10.2. ANÁLISIS LINEAL DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LOS ESCENARIOS DE 2024 Y 2025	51
10.2.1. RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL PARA EL 2024	52
10.2.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL PARA EL 2025	59
10.2.3. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL	67
10.3. ESTUDIO DE CONTINGENCIAS EN LA RED DE TRANSMISIÓN Y PARQUE DE GENERACIÓN	69
10.3.1. EVALUACIÓN DEL CASO SIN TRANSFERENCIAS:	70
10.3.2. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA GUA => ESA:	83
10.3.3. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA ESA => GUA:	95
10.3.4. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA HON => ESA:	102
10.3.5. EVALUACIÓN DEL CASO DE TRANSFERENCIA ESA => HON:	114
10.3.6. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS CON FLUJOS AC	122
10.4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	125
10.4.1. RESUMEN DEL ANÁLISIS ESTABILIDAD DE VOLTAJE	131

10.5. DESEMPEÑO DINÁMICO	132
10.5.1. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2024.....	134
10.5.2. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	138
10.5.3. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2024.....	142
10.5.4. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	146
10.5.5. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2024.....	150
10.5.6. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	154
10.5.7. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2024.....	158
10.5.8. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	162
10.5.9. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2024.....	166
10.5.10. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2025.....	170
10.5.11. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2024.....	174
10.5.12. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	178
10.5.13. RESUMEN DEL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO.....	182
10.6. ESTABILIDAD TRANSITORIA	182
10.6.1. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2024.....	183
10.6.2. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	187
10.6.3. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2024.....	190
10.6.4. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	194
10.6.5. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2024.....	198
10.6.6. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	201
10.6.7. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2024.....	205
10.6.8. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	208
10.6.9. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2024.....	212
10.6.10. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2025.....	215
10.6.11. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2024.....	219
10.6.12. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	222
10.6.13. RESUMEN ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	226
10.7. HUECO DE TENSIÓN	226
10.7.1. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE HUECO DE TENSIÓN.....	229
11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	230

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 6.1: resumen de escenarios de carga total de generación a simular.	27
Cuadro 6.2: escenarios analizados.	28
Cuadro 6.3: valores de demanda para el análisis de sensibilidad.	28
Cuadro 7.1: proyectos incluidos para el año 2024-2025.....	28
Cuadro 7.2: capacidad instalada de las unidades generadoras.	29
Cuadro 7.3: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2024.....	32
Cuadro 7.4: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2025.....	32
Cuadro 7.5: perfil de generación por planta para los escenarios de 2024.....	32
Cuadro 7.6: perfil de generación por planta para los escenarios de 2025.....	33
Cuadro 7.7: generación en el nodo de Acajutla para el año 2024.	34
Cuadro 7.8: generación en el nodo de Acajutla para el año 2025.	34
Cuadro 7.9: generación (MW) por zona geográfica para el año 2024	35
Cuadro 7.10: generación (MW) por zona geográfica para el año 2025	35
Cuadro 9.1: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2024.	36
Cuadro 9.2: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2024.	37
Cuadro 9.3: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2025.	38
Cuadro 9.4: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2025.	40
Cuadro 10.1: evaluación de las condiciones normales de operación para 2024.	43
Cuadro 10.2: elementos de transmisión con cargar igual o mayor al 85% para 2024.	44
Cuadro 10.3: evaluación de las condiciones normales de operación para el 2025.	47
Cuadro 10.4: elementos de transmisión con cargar igual o mayor al 85% para 2025.....	49
Cuadro 10.5: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2024.	52
Cuadro 10.6: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2024, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	52
Cuadro 10.7: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2024.	54
Cuadro 10.8: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2024.	55
Cuadro 10.9: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2024.....	55
Cuadro 10.10: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2024.	57
Cuadro 10.11: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2024.	58
Cuadro 10.12: información de la importación máxima desde Honduras para el 2024.	58
Cuadro 10.13: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2025.	59

Cuadro 10.14: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2025, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	59
Cuadro 10.15: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2024.	61
Cuadro 10.16: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2025.	62
Cuadro 10.17: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2025.	63
Cuadro 10.18: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2025.	64
Cuadro 10.19: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2024.	65
Cuadro 10.20: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2025, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	65
Cuadro 10.21: información de la importación máxima desde Honduras para el 2024.	66
Cuadro 10.22: información de la importación máxima desde Honduras para el 2025, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	66
Cuadro 10.23: resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2024, sin transferencias.	70
Cuadro 10.24: resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2024, sin transferencias.	71
Cuadro 10.25: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2024, sin transferencias.	72
Cuadro 10.26: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2024, sin transferencias.	73
Cuadro 10.27: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2024, sin transferencias.	73
Cuadro 10.28: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2024, sin transferencias.	75
Cuadro 10.29: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2024, sin transferencias.	75
Cuadro 10.30: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2024, sin transferencias.	75
Cuadro 10.31: Resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2025, sin transferencias.	77
Cuadro 10.32: Resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2025, sin transferencias.	77
Cuadro 10.33: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.	79
Cuadro 10.34: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2025, sin transferencias.	79
Cuadro 10.35: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2025, sin transferencias.	80
Cuadro 10.36: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.	81
Cuadro 10.37: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.	82

Cuadro 10.38: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2025, sin transferencias.....	82
Cuadro 10.39: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, importación desde Guatemala.	84
Cuadro 10.40: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2024, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.	88
Cuadro 10.41: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2024, para demanda máxima diurna de época húmeda al no considerar la contingencia de la pérdida un autotransformador de NEJA.	89
Cuadro 10.42: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, importación desde Guatemala.	90
Cuadro 10.43: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.	93
Cuadro 10.44: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, exportación hacia Guatemala... ..	95
Cuadro 10.45: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, exportación hacia Guatemala... ..	99
Cuadro 10.46: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, importación desde Honduras.	103
Cuadro 10.47: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2024, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.	106
Cuadro 10.48: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2024, al no considerar la contingencia de la pérdida un autotransformador de NEJA.	107
Cuadro 10.49: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, importación desde Honduras.	109
Cuadro 10.50: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.	113
Cuadro 10.51: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, exportación hacia Honduras... ..	114
Cuadro 10.52: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, exportación hacia Honduras... ..	118
Cuadro 10.53: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2024.....	125
Cuadro 10.54: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2024.....	125
Cuadro 10.55: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2025.....	128
Cuadro 10.56: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2025.....	129
Cuadro 10.57: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.....	133
Cuadro 10.58: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	134
Cuadro 10.59: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna de época seca 2024.	134
Cuadro 10.60: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	138
Cuadro 10.61: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	142
Cuadro 10.62: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	146

Cuadro 10.63: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.	150
Cuadro 10.64: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	154
Cuadro 10.65: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.	158
Cuadro 10.66: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	162
Cuadro 10.67: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del primer semestre de 2024.	166
Cuadro 10.68: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del primer semestre de 2025.	170
Cuadro 10.69: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	174
Cuadro 10.70: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	178
Cuadro 11.1: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2024.	230
Cuadro 11.2: máximos importación Honduras en los de escenarios 2024.	230
Cuadro 11.3: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2025.	231
Cuadro 11.4: máximos importación Honduras en los de escenarios 2025.	231
Cuadro 11.5: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2024.	232
Cuadro 11.6: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2025.	232

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 10.1: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2024.....	42
Figura 10.2: comparación de los datos compensación reactiva para el 2024.	42
Figura 10.3: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2024.	44
Figura 10.4: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2024.	45
Figura 10.5: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2024.	46
Figura 10.6: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2025.....	46
Figura 10.7: comparación de los datos compensación reactiva para el 2025.	47
Figura 10.8 comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2025.	48
Figura 10.9: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2025.	50
Figura 10.10: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2025.	50
Figura 10.11: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2024.....	53
Figura 10.12: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que es afectado por las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2024.	54
Figura 10.13: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2024.....	56
Figura 10.14: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que es afectado por las contingencias que limita la capacidad de exportación para el 2024.....	57
Figura 10.15: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2025.....	60
Figura 10.16: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la generación en la subestación ACAJ para el 2025.....	61
Figura 10.17: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2025.....	63
Figura 10.18: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la capacidad de exportación para el 2025.....	64
Figura 10.19: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de importación para el 2025.....	67
Figura 10.20: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA contra la demanda nacional en el 2024, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.	72
Figura 10.21: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2024, sin transferencias.	74
Figura 10.22: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2024, sin transferencias.	76
Figura 10.23: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2025 contra la demanda nacional, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.	78
Figura 10.24: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2025, sin transferencias.	81
Figura 10.25: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2025, sin transferencias.	83

Figura 10.26: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2024.	84
Figura 10.27: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2024.	85
Figura 10.28: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2024.	86
Figura 10.29: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2024.	87
Figura 10.30: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2024, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.	88
Figura 10.31: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2025.	90
Figura 10.32: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.	91
Figura 10.33: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.	92
Figura 10.34: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2025.	92
Figura 10.35: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.	94
Figura 10.36: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2024.	96
Figura 10.37: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2024.	97
Figura 10.38: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2024.	98
Figura 10.39: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2024.	98
Figura 10.40: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2025.	100
Figura 10.41: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.	101
Figura 10.42: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2024.	101
Figura 10.43: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.	102
Figura 10.44: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2024.	103
Figura 10.45: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2024.	104

Figura 10.46: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2024.	105
Figura 10.47: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2024.	105
Figura 10.48: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2024, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.	107
Figura 10.49: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2025.	109
Figura 10.50: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.	110
Figura 10.51: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.	111
Figura 10.52: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2025.	112
Figura 10.53: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.	113
Figura 10.54: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2024.	115
Figura 10.55: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2024.	116
Figura 10.56: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2024.	116
Figura 10.57: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2024.	117
Figura 10.58: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2025.	118
Figura 10.59: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.	119
Figura 10.60: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2025.	120
Figura 10.61: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.	121
Figura 10.62: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2024.	127
Figura 10.63: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2024.	128
Figura 10.64: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2025.	130
Figura 10.65: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2025.	131
Figura 10.66: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024	135

Figura 10.67: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024	135
Figura 10.68: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.....	136
Figura 10.69: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.	136
Figura 10.70: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.	137
Figura 10.71: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024 con exportación hacia Guatemala.....	137
Figura 10.72: flujo (MVA) de las líneas 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.	138
Figura 10.73: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	139
Figura 10.74: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	139
Figura 10.75: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	140
Figura 10.76: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	140
Figura 10.77: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	141
Figura 10.78: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	141
Figura 10.79: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.....	142
Figura 10.80: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.....	143
Figura 10.81: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.....	143
Figura 10.82: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.....	144
Figura 10.83: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.....	144
Figura 10.84: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.....	145
Figura 10.85: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.....	145
Figura 10.86: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024	146

Figura 10.87: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	147
Figura 10.88: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	147
Figura 10.89: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	148
Figura 10.90: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	148
Figura 10.91: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	149
Figura 10.92: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	149
Figura 10.93: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	150
Figura 10.94: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.....	151
Figura 10.95: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.....	151
Figura 10.96: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.....	152
Figura 10.97: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.....	152
Figura 10.98: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.....	153
Figura 10.99: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.....	153
Figura 10.100: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.....	154
Figura 10.101: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	155
Figura 10.102: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	155
Figura 10.103: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	156
Figura 10.104: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	156
Figura 10.105: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	157
Figura 10.106: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	157

Figura 10.107: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	158
Figura 10.108: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.....	159
Figura 10.109: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.....	159
Figura 10.110: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.....	160
Figura 10.111: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.....	160
Figura 10.112: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.....	161
Figura 10.113: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.....	161
Figura 10.114: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.....	162
Figura 10.115: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	163
Figura 10.116: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	163
Figura 10.117: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	164
Figura 10.118: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	164
Figura 10.119: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	165
Figura 10.120: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	165
Figura 10.121: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	166
Figura 10.122: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.....	167
Figura 10.123: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.....	167
Figura 10.124: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.....	168
Figura 10.125: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.....	168
Figura 10.126: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.....	169

Figura 10.127: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.	169
Figura 10.128: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.	170
Figura 10.129: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.	171
Figura 10.130: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.	171
Figura 10.131: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.	172
Figura 10.132: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.	172
Figura 10.133: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.	173
Figura 10.134: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.	173
Figura 10.135: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.	174
Figura 10.136: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	175
Figura 10.137: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	175
Figura 10.138: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	176
Figura 10.139: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	176
Figura 10.140: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	177
Figura 10.141: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	177
Figura 10.142: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.	178
Figura 10.143: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	179
Figura 10.144: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	179
Figura 10.145: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	180
Figura 10.146: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	180
Figura 10.147: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	181
Figura 10.148: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	181

Figura 10.149: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	182
Figura 10.150: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.	184
Figura 10.151: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.	184
Figura 10.152: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.	185
Figura 10.153: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.	185
Figura 10.154: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.	186
Figura 10.155: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.	186
Figura 10.156: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	187
Figura 10.157: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	188
Figura 10.158: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	188
Figura 10.159: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	189
Figura 10.160: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	189
Figura 10.161: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	190
Figura 10.162: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	191
Figura 10.163: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	192
Figura 10.164: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	192
Figura 10.165: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	193
Figura 10.166: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	193
Figura 10.167: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	194
Figura 10.168: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	195

Figura 10.169: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	195
Figura 10.170: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	196
Figura 10.171: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	196
Figura 10.172: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	197
Figura 10.173: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	197
Figura 10.174: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.	198
Figura 10.175: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.	199
Figura 10.176: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.	199
Figura 10.177: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2024.	200
Figura 10.178: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2024.	200
Figura 10.179: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.	201
Figura 10.180: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	202
Figura 10.181: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	202
Figura 10.182: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	203
Figura 10.183: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	203
Figura 10.184: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	204
Figura 10.185: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	204
Figura 10.186: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.	205
Figura 10.187: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.	206
Figura 10.188: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.	206

Figura 10.189: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.	207
Figura 10.190: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.	207
Figura 10.191: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.	208
Figura 10.192: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	209
Figura 10.193: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	209
Figura 10.194: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	210
Figura 10.195: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	210
Figura 10.196: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	211
Figura 10.197: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	211
Figura 10.198: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.	212
Figura 10.199: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.	213
Figura 10.200: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.	213
Figura 10.201: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.	214
Figura 10.202: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.	214
Figura 10.203: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.	215
Figura 10.204: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	216
Figura 10.205: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	216
Figura 10.206: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	217
Figura 10.207: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	217
Figura 10.208: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	218

Figura 10.209: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	218
Figura 10.210: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.	219
Figura 10.211: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.	220
Figura 10.212: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.	220
Figura 10.213: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda del segundo semestre de 2024.	221
Figura 10.214: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda del segundo semestre de 2024.	221
Figura 10.215: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.	222
Figura 10.216: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	223
Figura 10.217: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	223
Figura 10.218 voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	224
Figura 10.219: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	224
Figura 10.220: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	225
Figura 10.221: comportamiento de la frecuencia en los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	225
Figura 10.222: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de las líneas NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.	227
Figura 10.223: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.	227
Figura 10.224: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	228
Figura 10.225: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	228

1. SIGLAS

ECS: Esquema de control suplementario.

EDCBF: Esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

EOR: Ente Operador Regional.

ERNC: Energía Renovable No Convencional (plantas solares fotovoltaicas y eólicas)

ESA: El Salvador.

IDC: Índice de desempeño de carga de los elementos de transmisión¹.

IDV: Índice de desempeño de voltaje².

MER: Mercado Eléctrico Regional.

MTI: Índice marginal de voltaje³.

PM: Participante del Mercado.

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

ROBCP: Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia.

SER: Sistema Eléctrico Regional.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

UT: Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

2. OBJETIVO Y ALCANCES

De acuerdo con el ROBCP, en el numeral 17.10.2, se establece: “La UT deberá realizar, por sí o través de terceros, estudios de las restricciones esperadas para los próximos dos años en el sistema de transmisión, y su impacto estimado en congestión y cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad, de acuerdo con los parámetros de desempeño mínimo del sistema vigente aprobado por la SIGET”.

Con base en lo anterior, se realizó el estudio de Evaluación de las Restricciones de Transmisión 2024, cuyo objetivo es identificar las restricciones de transmisión y violaciones de los parámetros de desempeño mínimo para los años 2024 y 2025, utilizando las técnicas disponibles de simulación del sistema eléctrico de potencia.

¹ Su definición puede encontrarse en “8.3 Estimating Severity Rankings for Single Line Outage”, del “Program Operation Manual” del PSS/E V 33.

² Idem.

³ Su definición puede encontrarse en el artículo “Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks” de Juan Manuel Gimenez Alvarez.

Este estudio del sistema de transmisión contempla los regímenes permanentes y de transitorios electromecánicos, necesarios para verificar el desempeño del sistema de transmisión nacional.

En forma general se consideran los siguientes aspectos:

- Suficiencia de la capacidad de los elementos existentes y planificados en el sistema de transmisión en régimen permanente y ante contingencias, para distintos niveles de transferencia regionales, época del año y demanda.
- Análisis de la máxima capacidad de importación y de exportación de El Salvador con el SER (interconexiones con Guatemala y Honduras), durante la operación normal y en estado de emergencia por disparos de líneas de transmisión y pérdidas de unidades generadoras.
- Verificación de violaciones en las bandas de voltaje durante la operación normal o en contingencia.
- Estabilidad de voltaje en regímenes de operación normal o en contingencia.
- Impacto en el desempeño dinámico del sistema ante perturbaciones provocadas por disparos de generación o fallas trifásicas en líneas de transmisión en las cercanías de las subestaciones.
- Desempeño del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.
- Evaluación de la operación de las plantas de generación ERNC ante huecos de tensión.

Cabe mencionar que el desempeño dinámico del sistema ante perturbaciones es función del desempeño del Sistema Eléctrico Regional (SER) y México, y, por lo tanto, los resultados dinámicos obtenidos de disparos de generación y fallas en líneas de transmisión locales están afectados por los regímenes de carga – generación de redes eléctricas externas a El Salvador, cuyo efecto en el comportamiento dinámico de la región será observado únicamente en forma local.

3. METODOLOGÍA

Para la evaluación global del sistema de transmisión, se efectúa el estudio en diferentes etapas, cada una con su respectivo escenario base de carga – generación. A continuación, se presenta una breve descripción de cada etapa:

3.1. Régimen permanente

3.1.1. Flujos Eléctricos de casos base

Permite evaluar el perfil de voltaje en todos los nodos de la red de transmisión, el estado de carga de los distintos elementos del sistema y el régimen de operación de los generadores. Se evalúa el grado de cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad estipulados en el ROBCP.

En la preparación de los casos de flujos de potencia, se usó un perfil de despacho de generación por cada escenario de carga y época del año: para demanda máxima, media y mínima, de la época seca (primer semestre) y lluviosa (segundo semestre) para 2024 y 2025. En cada despacho de generación se observó el cumplimiento de los niveles de reserva para regulación primaria y secundaria.

Para la ejecución del análisis de flujos de potencia, el nodo oscilante se encuentra en el área de control de México.

3.1.2. Análisis Lineal de Capacidad de Transferencia

Los objetivos de este análisis son:

- Obtener aquellas contingencias y elementos de la red de transmisión que limitan las máximas transferencias de potencia de intercambio con el SER (Guatemala y Honduras), esto mediante simulaciones de diferentes escenarios de generación, intercambio y contingencias, sobre la base de un análisis lineal con flujos DC.
- Determinar las contingencias y elementos de la red de transmisión que restringen la máxima generación posible en el nodo de Acajutla, potencia que puede provenir de cualquiera de los PM conectados en dicho nodo.

Para estos análisis se considera lo siguiente:

1. Para obtener las contingencias y elementos de la red de transmisión que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla, se disminuye la potencia generada por las plantas que no se encuentran en Acajutla y se aumenta la potencia de las plantas conectadas en este nodo. Se mantiene constante la generación de las plantas geotérmicas, solar fotovoltaicas y la de los ingenios, por ser consideradas generación base⁴.
2. Para determinar la máxima importación desde el SER. Se aumenta la generación en SER (norte o sur), según sea el caso y se disminuye la generación en El Salvador. Se mantiene constante la generación de las plantas geotérmicas, solar fotovoltaicas y la de los ingenios, por ser consideradas generación base.
3. Para determinar la máxima exportación hacia el SER. Se disminuye la generación en SER (norte o sur), según sea el caso y se aumenta la generación en El Salvador. Se mantiene constante la generación de las plantas geotérmicas, solar fotovoltaicas y la de los ingenios, por ser consideradas generación base.

3.1.3. Estudio de contingencias

Con el estudio de contingencias en la red de transmisión se evalúa el estado de carga, seguridad y de calidad de los elementos de la red de transmisión cuando se producen fallas en líneas de transmisión, transformadores de 3 devanados o sucede el disparo de unidades generadoras.

En esta evaluación se analiza el sistema ante diversas contingencias, para simular la respuesta del sistema eléctrico en $t = 3$ min, donde se supone la actuación de los reguladores de velocidad de los generadores y el cambio automático de los “taps” de aquellos transformadores que lo permiten.

Una vez identificadas las contingencias que provocan desviaciones en las variables monitoreadas más allá de las bandas de operación de emergencia, se analizan las acciones correctivas adecuadas que puedan eliminar

⁴ Se consideran generación base a aquellas plantas de generación que tienen un costo variable de \$0/MWh y que por su tecnología no permiten modificación en su potencia despachada. En el caso de la geotermia se incluye debido a su bajo costo variable y a las restricciones técnicas que presentan a la hora de modificar su potencia de salida.

dichas violaciones. Habrá algunas contingencias, cuya consecuencia, no pudieran resolverse reduciendo la generación de algún punto de inyección, sino por la implementación de un esquema suplementario de eliminación de la condición operativa de emergencia; si la acción correctiva es realizable en el área de El Salvador, se analizaría sus consecuencias, de lo contrario, la acción correctiva le corresponde encontrarla al EOR-Comité Técnico de Seguridad Operativa (CTSO).

3.1.4. Análisis de estabilidad de voltaje

El análisis tiene como objetivos primordiales:

1. Evaluar la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador en las condiciones de la red de transmisión y de demanda estimada para 2024 y 2025.
2. Calcular los márgenes mínimos de potencia reactiva para evitar el colapso de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador, haciendo uso del análisis en estado estable con curvas Q-V.
3. Determinar los voltajes del colapso del sistema eléctrico de El Salvador, haciendo uso del análisis en estado estable con curvas Q-V.
4. Encontrar los nodos con menor reserva de potencia reactiva.
5. Determinar las contingencias con mayor impacto en la estabilidad de voltaje del SEP.

La metodología consiste en analizar las curvas Q-V de los nodos más afectados por abatimiento del voltaje ante contingencia, en condiciones normales y postcontingencia. Para los casos base y para cada una de las contingencias críticas identificadas en el Análisis de Contingencias anterior con mayor exigencia de regulación voltaje.

A continuación, se detallan las diferentes etapas desarrolladas para evaluar la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico de El Salvador:

- a) Simular la contingencia prevista en la sección Análisis de Contingencias, dejando fuera de línea el elemento de potencia que no participa en el cálculo de la curva Q-V.
- b) Ejecutar el flujo de potencia y obtener la curva Q-V.

El punto mínimo dentro de la curva Q-V (donde $dQ/dV = 0$) es el punto de colapso de voltaje (punto crítico). Los puntos en la curva al lado izquierdo del punto crítico representan condiciones inestables de operación, los puntos a la derecha representan condiciones estables. El punto de intersección de la curva Q-V con el eje horizontal indica el voltaje del bus analizado sin cambios en la compensación reactiva. La distancia vertical entre el eje horizontal y el punto crítico es el margen de potencia reactiva. Si el punto mínimo de la curva Q-V está arriba del eje horizontal, el sistema presenta una deficiencia de potencia reactiva en el bus analizado y una fuente adicional de potencia reactiva es necesaria para prevenir el colapso de voltaje. Si el punto crítico está por debajo del eje horizontal, el sistema tiene un margen de potencia reactiva positivo (caso deseado). La inestabilidad de voltaje (o colapso) es influenciada por la característica dinámica de las cargas y de los elementos de control. El colapso de voltaje inicia en el bus más débil (crítico) y luego se esparce hacia otros buses débiles o con problemas de bajo voltaje. Por lo tanto, el bus crítico es el más importante dentro del análisis de colapso de voltaje usando la técnica de curvas Q-V.

Luego del análisis usando las curvas Q-V, se identifica el bus crítico del sistema de transmisión y se determina el margen de potencia reactiva.

3.2. Régimen Dinámico

3.2.1. Objetivos

Observar el desempeño dinámico del sistema de potencia ante perturbaciones mediante la observación directa de gráficas de las variables monitoreadas versus tiempo, lo cual permite la identificación de los siguientes aspectos:

- Pérdida de sincronismo de unidades generadoras.
- Oscilaciones electromecánicas entre generadores o áreas.
- Abatimiento de voltajes.
- Sobrecarga de los elementos del sistema de transmisión.
- Actuación de los esquemas suplementarios como el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.
- Análisis del comportamiento del voltaje en los puntos de interconexión de las plantas ERNC y comparación con la curva de Hueco de Tensión definida en el numeral 6.2.4 del anexo 12 del ROBCP.

Para ello se simulan todos los elementos de red de todo el SER tales como: generadores, sistemas de excitación, gobernadores, relés de baja frecuencia, la red de transmisión y demás modelos de simulación incorporados en la base de datos proporcionada por el EOR.

3.2.2. Análisis de desempeño dinámico

Una vez examinadas las condiciones eléctricas estáticas de la red, conocidas las capacidades iniciales de transmisión y los intercambios máximos entre países, se evalúa el desempeño dinámico del sistema de potencia ante las contingencias que causan desbalances entre carga y generación (se considera una reserva rodante de 5% en cada país del SER y 7% en El Salvador). El resultado esperado son las frecuencias mínimas (respuesta inercial) y los flujos de potencia postcontingencia (respuesta de la regulación primaria) en las líneas de transmisión, así como el voltaje en los nodos de 115 kV a 230 kV y los resultados pueden indicar la necesidad de reducir los límites determinados previamente.

Los casos estudiados para evaluar el rendimiento dinámico del sistema de potencia, cuando se producen disparos de generadores, son:

- Disparo del generador U1 de 15 de Septiembre.
- Disparo del generador U1 de Cerrón Grande.
- Disparo del generador U6 de 5 de Noviembre.
- Disparo de la planta Termopuerto.
- Disparo de la planta Nejapa Power.

- Disparo de la planta Antares.
- Disparo de la planta Albireo.
- Disparo de la planta Ventus.
- Disparo de un grupo de motores de planta Energía del Pacífico.
- Disparo de la planta 3 de Febrero.

Para la selección de las contingencias se han considerado aquellas en las cuales se pierde el mayor suministro de potencia proporcionado por una sola planta. Es decir, disparo de la mayor inyección de potencia proporcionada por un solo generador de gran inercia rodante o la pérdida de una planta que se produce por la desconexión de su vínculo con el sistema de transmisión y no se consideran los casos de pérdidas de generación en los países vecinos ya que al estar interconectados con el SER, no se producen efectos adversos en la red de transmisión de El Salvador, exceptuando los casos cuando se producen disparos en cascada que están fuera del alcance del presente estudio.

Durante la simulación se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

1. En $t=1$ s se produce el disparo, sin falla previa, de uno de los elementos listados anteriormente.
2. El tiempo total de la simulación luego de aplicado el disparo de un elemento es de 30 s.

3.2.3. Análisis de estabilidad transitoria

Es necesario evaluar la respuesta del sistema ante fallas trifásicas liberadas en 6 ciclos, que puedan ocasionar salidas de grandes bloques de generación por pérdida de sincronismo. En caso de identificarse problemas operativos, se pondrán medidas correctivas adicionales.

Evaluaron fallas trifásicas en todas las líneas y circuitos paralelos del sistema de transmisión, a excepción de las líneas de transmisión radiales.

Durante la simulación se toman en cuenta las siguientes consideraciones:

1. En $t=1$ s se aplica la falla en alguno de los elementos listados anteriormente.
2. El tiempo de despeje de la falla es de 0.1 s.
3. El tiempo total de la simulación luego de liberada la falla es de 7 s. En este tipo de análisis únicamente se necesita asegurar que el sistema no se vuelve inestable en los primeros segundos después de liberar la falla.

3.2.4. Variables Monitoreadas

En los resultados de la simulación dinámica se examinarán principalmente las siguientes variables monitoreadas:

- Ángulos eléctricos de los rotores de los generadores: se evalúan los sincronismos de los generadores de El Salvador.
- Frecuencia eléctrica en el nodo de 115 kV de Nuevo Cuscatlán: seleccionado por ser la subestación de donde se adquiere la señal de frecuencia utilizada en el SCADA de la UT y es bastante representativo de la frecuencia de todos los nodos del país. Además, se registrará la frecuencia en los nodos de 230 kV de las subestaciones Ahuachapán y 15 de Septiembre.
- Voltajes en las barras de 115 kV de todas subestaciones de El Salvador y en las barras de 230 kV en las subestaciones que posean dicho nivel de tensión; en el informe se presentan aquellos que resulten con los mayores abatimientos de voltaje.
- Flujos de potencia eléctrica en todas las líneas de transmisión (MVA).

3.2.5. Huecos de Tensión

Para las mismas fallas simuladas en el “Análisis de Estabilidad Transitoria”, se grafica el voltaje en los nodos de interconexión de las plantas ERNC con el sistema de transmisión y se compara el voltaje con la característica de Hueco de Tensión definida en el numeral 6.2.4 del anexo 12 del ROBCP. Esto con la finalidad de asegurar si cumpliendo con lo establecido, las plantas ERNC no se desconectarán ante las distintas fallas simuladas.

3.3. Esquemas de control suplementarios

Al momento no se encuentra en operación ningún ECS en El Salvador

4. CRITERIOS DE SEGURIDAD Y CALIDAD EMPLEADOS

Los criterios de seguridad y calidad utilizados son los establecidos en el ROBCP, y de manera resumida se presentan a continuación:

1. Banda normal de operación de la frecuencia: 59.88 a 60.12 Hz.
2. Banda de operación de emergencia de la frecuencia: 59.40 a 60.60 Hz.
3. Rango de operación normal de tensión: 95% a 105% de la tensión nominal.
4. Rango de operación de emergencia: 90% a 110% de la tensión nominal.
5. La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de subexcitación.
6. El factor de potencia en cualquier punto de retiro neto, en cualquier intervalo de Mercado, deberá ser igual o mayor a 0.950, atrasado o adelantado.
7. Los tiempos de liberación de fallas de protecciones primarias no deberán exceder los siguientes límites:
 - 6 ciclos (100 ms) para unidades generadoras conectadas a 13.8 kV;

- 9 ciclos (150 ms) para circuitos de 115 kV y 230 kV si actúan dentro del 80% de distancia para una falla en su propia línea y 23 ciclos (383 ms) si la falla está ubicada en el 20% restante de la misma línea.
- 24 ciclos (400 ms) para circuitos con voltaje menor a 115 kV, aplicable al dispositivo que protege el 80% del ramal principal directamente conectado al sistema de transmisión.

Todas las líneas de la red deben estar cargadas debajo del 100% de la capacidad térmica nominal (“rate A” de la línea de transmisión usado en el modelo de simulación) en condiciones de operación normal.

No existan oscilaciones de potencia arriba del 5% de la capacidad nominal de cada unidad entre los generadores sincronizados a la red.

Todos los transformadores que entregan energía a un Distribuidor o un Usuario Final, no estén arriba del 100% de la capacidad nominal máxima del transformador para cualquier condición de demanda.

También se evalúan los criterios de seguridad que se encuentran en el RMER, por lo cual se analizan contingencias múltiples, específicamente disparo de líneas de transmisión que comparten la misma estructura en todo su recorrido. Los límites de voltaje y cargabilidad son los mismos que los definidos en el ROBCP.

5. MODELOS DE SIMULACIÓN Y BASE DE DATOS UTILIZADA

Se emplea el programa PSS/E de Siemens Power Technologies Inc (PTI). El programa PSS/E versión 33 (Power System Simulator) para simulación de sistemas de potencia.

La base de datos utilizada en el PSS/E es la base de datos regional conformada para febrero de 2024; actualizando la información del SEP de El Salvador con los pronósticos de demanda y estado del sistema de transmisión esperado para las épocas seca y húmeda de 2024 y 2025.

Para cada escenario de demanda, de intercambio y época del año, se ha preparado un archivo en formato *.sav para su evaluación particular. La base de datos solamente de El Salvador se encuentra en el archivo BaseDeDatosTécnicaERT2024.zip⁵, el cual incorpora todos los modelos dinámicos de generadores, flujos de potencia, etc., y se encuentra en la página web de la UT para ser descargada.

6. PRONÓSTICO DE LA DEMANDA TOTAL Y SELECCIÓN DE ESCENARIOS DE CARGA

El pronóstico de demanda utilizado corresponde a estimaciones internas realizadas en la UT. Para la estimación de la demanda se considera el decremento en la potencia máxima que ha ocurrido en los últimos años en demanda máxima diurna, con la finalidad de no sobrestimar el crecimiento de la demanda y a la vez usar un valor que permite estresar el sistema de transmisión.

⁵ La UT no está facultada para publicar la base de datos del EOR, cualquier PM que desee la versión completa de la base de datos técnica en formato PSS/E debe solicitar dicha base de datos al EOR y complementarla con la base de datos técnica de la UT para El Salvador.

El pronóstico es el total de potencia retirada del sistema eléctrico de potencia más las pérdidas de transmisión, por lo tanto, es un pronóstico de la generación total máxima.

Se eligen escenarios de carga desde el punto de vista de los perfiles de generación, es decir un despacho predominantemente térmico, con alto aporte de las plantas solares fotovoltaicas y excedentes de los ingenios, que corresponde al periodo entre marzo y abril. Y otro despacho predominantemente hidroeléctrico con bajo aporte de las plantas solares fotovoltaicas y sin excedentes de los ingenios; que corresponde al periodo entre septiembre y octubre.

Por lo tanto, se simulan los escenarios de carga (máxima diurna, máxima nocturna y mínima) correspondientes a días típicos del primer semestre (específicamente marzo-abril) y segundo semestre (específicamente septiembre-octubre) para ambos años de estudio.

Hay que indicar que la notación elegida como “demanda máxima diurna” corresponde al periodo entre las 14:00 y 16:30 horas, “demanda máxima nocturna” al periodo entre las 18:30 y 20:30 horas; y “demanda mínima” es considerada entre las 02:30 y 03:30 horas.

Para la elaboración de los escenarios a evaluar se utilizaron los valores de pronóstico de demanda mostrados en el cuadro 6.1.

Cuadro 6.1: resumen de escenarios de carga total de generación a simular.

Año	Época	Generación Máxima Pronosticada ⁶ (MW)	Escenarios de Demandas Pronosticadas ⁷ (MW)		
			Máxima Diurna	Máxima Nocturna	Mínima
2024	Seca	1190	1160	1160	720
	Húmeda	1190	1160	1160	720
2025	Seca	1190	1160	1160	720
	Húmeda	1190	1160	1160	720

Con respecto a los datos mostrados en el cuadro 6.1, es importante aclarar que el cálculo del pronóstico de potencia y/o energía (o nuevos cálculos de estas variables si así fueran demandados) se realiza considerando los más recientes datos disponibles para tal efecto, a fin de obtener la mejor aproximación de la evolución de la demanda que sea posible hasta ese momento. Razón por la cual, es posible que existan diferencias puntuales en el dato de potencia o energía máxima semanal esperado en el año bajo análisis, respecto de datos previos para el mismo periodo que hayan sido informados y/o utilizados para otros estudios o cálculos.

Con base en el cuadro 6.1, se elaboran los escenarios analizados, los cuales se resumen en el cuadro 6.2.

⁶ Demanda + Pérdidas

⁷ Solo demanda

Cuadro 6.2: escenarios analizados.

Época	Condición de demanda	Escenario
Seca 2024	Máxima diurna	MaxDiu1Sem24
	Máxima nocturna	MaxNoc1Sem24
	Mínima	Min1Sem24
Húmeda 2024	Máxima diurna	MaxDiu2Sem24
	Máxima nocturna	MaxNoc2Sem24
	Mínima	Min2Sem24
Seca 2025	Máxima diurna	MaxDiu1Sem24
	Máxima nocturna	MaxNoc1Sem24
	Mínima	Min1Sem24
Húmeda 2025	Máxima diurna	MaxDiu2Sem24
	Máxima nocturna	MaxNoc2Sem24
	Mínima	Min2Sem24

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad usando distintos valores de demandan para los escenarios de demanda máxima diurna y máxima nocturna, en ambos semestres. Los valores utilizados se muestran en el cuadro 6.3.

Cuadro 6.3: valores de demanda para el análisis de sensibilidad.

Demanda 2024 (MW)	Demanda 2025 (MW)
1,135	1,135
1,110	1,110
1,085	1,085
1,060	1,060
1,035	1,035
1,010	1,010
985	985

7. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y PERFIL DE GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS

Para el año 2024 se incorpora una planta generadora y para el año 2025 se prevé el comienzo de operación comercial de dos nuevas plantas de generación al SEP, como se detalla en el cuadro 7.1.

Cuadro 7.1: proyectos incluidos para el año 2024-2025.

Proyecto	Potencia Máxima (MW)	Subestación de Interconexión
Talnique Solar	13.8	Talnique
Jiboa Solar	8.17	Jiboa
Berlin-U5	7	Berlin

Para los escenarios del primer semestre, se escogió un despacho típico de los meses de marzo y abril, ya que es donde menos aporte se tiene de las centrales hidroeléctricas. Para el caso del segundo semestre, se

consideraron despachos típicos de octubre, en el cual se considera que todas las centrales hidroeléctricas lograron llenar o están cerca de llenar sus embalses y generan a su máxima capacidad. En el cuadro 7.2 se indica la capacidad instalada de los generadores del parque actual del SEP.

Cuadro 7.2: capacidad instalada de las unidades generadoras.

Operador	Central generadora	Tipo	Equipo	Capacidad nominal (MW)	Capacidad disponible (MW) (1)
CEL	Guajoyo	Hidroeléctrica	U1	19.8	19.8
	Cerrón Grande	Hidroeléctrica	U1	86.4	86.4
			U2	86.4	86.4
	5 de Noviembre	Hidroeléctrica	U1 - U3	3 x 20.0	60
			U4	18	18
			U5	21.4	21.4
			U6 – U7	2 x 40.07	80.14
	15 de Septiembre	Hidroeléctrica	U1	92.8	92.8
			U2	92.8	92.8
	3 de Febrero	Hidroeléctrica	U1	32.4	32.4
U2			32.4	32.4	
Total hidroeléctricas (2)				622.54	622.54
LAGEO	Ahuachapán	Geotérmica	U1	28	24
			U2	28	23.4
			U3	37	32.6
	Berlín	Geotérmica	U1	27.5	27.5
			U2	28.2	26.5
			U3	41.3	36.7
			U4	8	7.9
Total geotérmicas (3) (6)				198	178.4
ENERGIA DEL PACIFICO	Energía del Pacífico (6)	Gas Natural Licuado	M1-M4	75.52	73.6
		Gas Natural Licuado	M5-M8	75.52	74.4
		Gas Natural Licuado	M9 Y TV	47.63	46.7
		Gas Natural Licuado	M10-M12	56.64	55.8
		Gas Natural Licuado	M13-M15	56.64	55.8
		Gas Natural Licuado	M16-M19	75.52	74.4
ORAZUL	Acajutla (6)	Vapor	U1	30	24.2

Operador	Central generadora	Tipo	Equipo	Capacidad nominal (MW)	Capacidad disponible (MW) (1)
		Gas	U2	33	25.7
			U4	33	27.9
			U5	82	64.3
		Motogeneradores	M1–M2	2 x 16.2	32.8
			M3	16.2	16.2
			M4 - M6	3 x 16.2	47.1
			M7 - M9	3 x 16.8	50.4
	Soyapango (6)	Motogeneradores	M1 – M2	2 x 5.1	10.2
			M3	5	5
CENERGICA	Nejapa Power (6)	Motogeneradores	M1 - M27	27 x 5.4	145.8
INE	Talnique (6)	Motogeneradores	M1	16.7	16.7
			M2-M3	2 x 16.7	33.4
			M4 - M9	6 x 8.4	50.4
TEXTUFIL	Textufil (4)(6)	Motogeneradores	M1	3.4	3.1
			M2	3.4	3.3
			M3	6.8	6.3
			M4	6.8	6.5
			M5	7.1	6.7
			M6	7.6	7.6
			M7	7.6	7
GECSA	Gecsa (4)(6)	Motogeneradores	M1 - M3	3.8 x 3	11.4
BOREALIS	Borealis (4)(6)	Motogeneradores	M1 - M8	1.6 x 8	12.8
HILCASA	Hilcasa (4)(6)	Motogeneradores	M1 - M4	1.6 x 4	6.4
HOLCIM	Holcim (4)(6)	Motogeneradores	M1 - M4	4 x 6.4	6.8
			M5 - M6	2 x 6.7	
TERMOPUERTO	Termopuerto (6)	Motogeneradores	M1 - M4	4 x 18.4	72
CASSA	Cassa (4)(5)	Cogenerador	G1	20	28
			G2	25	
	Chaparrastique (5)	Cogenerador	G2	62.4	35
Ingenio El Ángel	Ingenio El Ángel (5)	Cogenerador	G7	27	45

Operador	Central generadora	Tipo	Equipo	Capacidad nominal (MW)	Capacidad disponible (MW) (1)
			G8	52.58	
Ingenio La Cabaña	Ingenio La Cabaña (4)(5)	Cogenerador	G1	18.54	18
Ingenio Jiboa	Ingenio Jiboa (5)	Cogenerador	G1	34.9	25
Total térmicas				1402.271	1231.7
Providencia Solar	Antares	Solar fotovoltaica	G1	60	60
Acajutla Energía Solar I	Remedios	Solar fotovoltaica	G1	20	20
Proyecto La Trinidad	Márquez	Solar fotovoltaica	G1	6	6
Proyecto La Trinidad	La Trinidad	Solar fotovoltaica	G1	8	8
Sonsonate Solar	Sonsonate	Solar fotovoltaica	G1	10	10
Capella Solar	Albireo	Solar fotovoltaica	G1	100	100
ECOSOLAR	ECOSOLAR	Solar fotovoltaica	G1	9.9	9.9
Talnique Solar	TAS	Solar fotovoltaica	G1	13.8	13.8
Total solar fotovoltaicas				227.7	227.7
VENTUS	VENTUS	Eólica	G1	54	54
Total Eólica				54	54
Capacidad instalada total				2504.511	2314.34

- Notas:**
- (1) Datos actualizados al 26 de marzo de 2024.
 - (2) La capacidad disponible varía dependiendo del nivel de los embalses.
 - (3) La potencia disponible depende la potencia del vapor del campo geotérmico.
 - (4) Plantas que inyectan en la red de distribución.
 - (5) La capacidad disponible depende los excedentes reportados.

(6) La capacidad disponible depende de los resultados de las pruebas de potencia máxima neta.

En los cuadros 7.3 y 7.4 se muestra un resumen de la generación despachada por tecnología para los distintos escenarios analizados de 2024 y 2025, respectivamente; y en los cuadros 7.5 y 7.6 se muestra el detalle de la generación despachada por planta según el escenario evaluado.

Cuadro 7.3: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2024.

Escenario	Biomasa (MW)	Búnker (MW)	Eólico (MW)	Gas Natural (MW)	Geotérmico (MW)	Hidroeléctrico (MW)	Solar (MW)
MaxDiu1Sem24	124.0	144.14	41.27	346.6	173.25	164.82	187.37
MaxDiu2Sem24	0.0	0.0	26.0	242.45	173.25	560.34	181.58
MaxNoc1Sem24	124.0	60.68	41.38	347.96	173.25	437.27	0.0
MaxNoc2Sem24	0.0	66.8	25.0	356.98	173.25	565.65	0.0
Min1Sem24	124.0	0.0	40.93	326.14	173.25	67.58	0.0
Min2Sem24	0.0	0.0	40.93	0.0	173.25	521.25	0.0

Cuadro 7.4: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2025.

Escenario	Biomasa (MW)	Búnker (MW)	Eólico (MW)	Gas Natural (MW)	Geotérmico (MW)	Hidroeléctrico (MW)	Solar (MW)
MaxDiu1Sem25	131.38	127.52	41.27	348.48	180.04	166.26	187.37
MaxDiu2Sem25	6.56	0.0	26.0	233.36	180.04	560.34	181.58
MaxNoc1Sem25	124.0	54.67	41.38	347.96	180.04	437.27	0.0
MaxNoc2Sem25	0.0	61.32	25.0	356.98	180.04	565.65	0.0
Min1Sem25	124.0	0.0	40.93	318.92	180.04	67.58	0.0
Min2Sem25	0.0	0.1	40.93	0.0	180.04	515.87	0.0

Nota: Para el 2025 se ha incorporado la generación de la nueva planta solar fotovoltaica del Ingenio Jiboa como un incremento en los excedentes del ingenio.

Cuadro 7.5: perfil de generación por planta para los escenarios de 2024.

Escenario/ Planta	MaxDiu1Sem24	MaxDiu2Sem24	MaxNoc1Sem24	MaxNoc2Sem24	Min1Sem24	Min2Sem24
15SE	50	172.54	140	172.54	0	172.54
CGRA	70	160.7	140	160.7	0	114.38
5NOV	44.82	149.72	80.44	154.36	67.58	156.95
GUAJ	0	16	15.45	16.67	0	16
3FEB	0	61.38	61.38	61.38	0	61.38
EDP	346.6	242.45	347.96	356.98	326.14	0
ACAJ-G2	0	0	0	0	0	0
ACAJ-M	0	0	0	0	0	0
TALN-G1	46.02	0	46.02	46.02	0	0
TALN-G2	31.52	0	0	0	0	0
NEPO	0	0	0	0	0	0
TPTO	66.6	0	14.66	20.78	0	0
GCSA	0	0	0	0	0	0

Escenario/ Planta	MaxDiu1Sem24	MaxDiu2Sem24	MaxNoc1Sem24	MaxNoc2Sem24	Min1Sem24	Min2Sem24
BORE	0	0	0	0	0	0
HILC	0	0	0	0	0	0
TEXT	0	0	0	0	0	0
CASA	22	0	22	0	22	0
CHAP	24	0	24	0	24	0
LCAB	12	0	12	0	12	0
JIBO	24	0	24	0	24	0
LANG	42	0	42	0	42	0
AHUA	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6
BERL	95.65	95.65	95.65	95.65	95.65	95.65
ANTA	35.21	34	0	0	0	0
ALVA	38.71	35	0	0	0	0
ALBI	97.3	97	0	0	0	0
ECOS	9.57	9	0	0	0	0
TAS	6.58	6.58	0	0	0	0
VENT	41.27	26	41.38	25	40.93	40.93

Cuadro 7.6: perfil de generación por planta para los escenarios de 2025.

Escenario/ Planta	MaxDiu1Sem25	MaxDiu2Sem25	MaxNoc1Sem25	MaxNoc2Sem25	Min1Sem25	Min2Sem25
15SE	50	172.54	140	172.54	0	172.54
CGRA	70	160.7	140	160.7	0	109
05-nov	46.26	149.72	80.44	154.36	67.58	156.95
GUAJ	0	16	15.45	16.67	0	16
03-feb	0	61.38	61.38	61.38	0	61.38
EDP	348.48	233.36	347.96	356.98	318.92	0
ACAJ-G2	0	0	0	0	0	0
ACAJ-M	0	0	0	0	0	0
TALN-G1	46.02	0	46.02	46.02	0	0
TALN-G2	14.9	0	0	0	0	0
NEPO	0	0	0	0	0	0
TPTO	66.6	0	8.65	15.3	0	0
GCSA	0	0	0	0	0	0
BORE	0	0	0	0	0	0
HILC	0	0	0	0	0	0
TEXT	0	0	0	0	0	0
CASA	22	0	22	0	22	0
CHAP	24	0	24	0	24	0
LCAB	12	0	12	0	12	0

Escenario/ Planta	MaxDiu1Sem25	MaxDiu2Sem25	MaxNoc1Sem25	MaxNoc2Sem25	Min1Sem25	Min2Sem25
JIBO	31.38	6.56	24	0	24	0
LANG	42	0	42	0	42	0
AHUA	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6
BERL	102.44	102.44	102.44	102.44	102.44	102.44
ANTA	35.21	34	0	0	0	0
ALVA	38.71	35	0	0	0	0
ALBI	97.3	97	0	0	0	0
ECOS	9.57	9	0	0	0	0
TAS	6.58	6.58	0	0	0	0
VENT	41.27	26	41.38	25	40.93	40.93

*Para el 2025 se ha incorporado la generación de la nueva planta solar fotovoltaica del Ingenio Jiboa como un incremento en los excedentes del ingenio.

La generación total simulada en el nodo de Acajutla para 2024 y 2025 se muestra en los cuadros 7.7 y 7.8, respectivamente.

Cuadro 7.7: generación en el nodo de Acajutla para el año 2024.

Escenario	Inyección (MW)
MaxDiu1Sem24	451.91
MaxDiu2Sem24	277.45
MaxNoc1Sem24	362.62
MaxNoc2Sem24	377.76
Min1Sem24	326.14
Min2Sem24	0

Cuadro 7.8: generación en el nodo de Acajutla para el año 2025.

Escenario	Inyección (MW)
MaxDiu1Sem25	453.79
MaxDiu2Sem25	268.36
MaxNoc1Sem25	356.61
MaxNoc2Sem25	372.28
Min1Sem25	318.92
Min2Sem25	0

La generación total simulada por zona geográfica del país para 2024 y 2025 se muestra en los cuadros 7.9 y 7.10. respectivamente. En estos cuadros se observan que para la época seca el mayor porcentaje de generación se encuentra en la zona occidental del país, donde se encuentra la mayor cantidad de generación

térmica, mientras que en época lluviosa el mayor porcentaje de generación está en el oriente del país, donde predomina la generación hidroeléctrica.

En todos los escenarios, la suma de la generación de la zona occidental más la oriental supera la de la zona central, que es donde se encuentra el mayor porcentaje de la demanda como se muestra en los cuadros 9.5 y 9.6.

Cuadro 7.9: generación (MW) por zona geográfica para el año 2024

Escenario	Occidente	Centro	Oriente
MaxDiu1Sem24	592.78	315.14	266.95
MaxDiu2Sem24	397.05	353.42	426.57
MaxNoc1Sem24	519.05	344.46	321.03
MaxNoc2Sem24	497.03	361.08	329.57
Min1Sem24	466.67	145.58	119.65
Min2Sem24	134.53	271.33	329.57

Cuadro 7.10: generación (MW) por zona geográfica para el año 2025

Escenario	Occidente	Centro	Oriente
ESA_MaxDiu1Sem25	594.69	370.51	223.74
ESA_MaxDiu2Sem25	387.99	607.06	199.44
ESA_MaxNoc1Sem25	513.09	545.85	126.44
ESA_MaxNoc2Sem25	491.6	595.01	102.44
ESA_Min1Sem25	459.5	145.58	126.44
ESA_Min2Sem25	134.63	499.87	102.44

8. PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

Para el año 2024 se modeló la entrada en operación de los elementos de transmisión listados a continuación.

1. Las siguientes subestaciones:
 - a. El Volcán, 115/23 kV a partir del primer semestre. Incluye transformador de 75 MVA.
 - b. San Martín, habilitación de la barra de 23 kV para suministro de carga a partir del segundo semestre.
2. Puesta en servicio de las siguientes líneas de 115 kV, debido a la entrada de la nueva subestación:
 - a. Línea entre las subestaciones Volcán y Ateos, con una capacidad de 260 MVA.
 - b. Línea entre las subestaciones Volcán y San Antonio Abad, con una capacidad de 260 MVA.
 - c. Línea entre las subestaciones Volcán y Nuevo Cuscatlán, con una capacidad de 260 MVA.
 - d. Línea entre las subestaciones Volcán y Talnique, con una capacidad de 410 MVA.
3. A partir del segundo semestre, puesta en servicio de bancos de capacitores para la inyección de potencia reactiva:
 - a. En SMAR-115 se agregan 3 bancos de capacitores con una capacidad de 22.5 MVAR, para un total de 67.5 MVAR.

Así mismo, para los escenarios del año 2025 se consideraron los siguientes elementos.

1. Las siguientes subestaciones:
 - a. Nueva subestación Chalatenango 115/46 kV a partir del primer semestre. Incluye transformador de 50 MVA.
 - b. Nueva subestación Apopa 115/23 kV a partir del primer semestre. Incluye transformador de 75 MVA.
 - c. Nueva subestación Tamanique 115/46 kV a partir del primer semestre. Incluye transformador de 50 MVA.
2. Puesta en servicio de las siguientes líneas de 115 kV, debido a la entrada de las nuevas subestaciones:
 - a. Línea entre las subestaciones Cerrón Grande y Chalatenango, con una capacidad de 130 MVA.
 - b. Línea entre las subestaciones Cerrón Grande y Apopa, con una capacidad de 260 MVA.
 - c. Línea entre las subestaciones Nejapa y Apopa, con una capacidad de 260 MVA.
 - d. Línea entre las subestaciones Talnique y Tamanique, con una capacidad de 120 MVA.
3. Puesta en servicio de SSSC:
 - a. A 15SE-AT1 se agrega un compensador serie estático síncrono modular
 - b. A 15SE-AT2 se agrega un compensador serie estático síncrono modular
 - c. En la línea Nejapa San Antonio se agrega un compensador serie estático síncrono modular

9. PERFIL DE CARGA RETIRADA DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS

En los cuadros siguientes, del 9.1 al 9.4, se muestran los perfiles de demanda en el sistema, por subestación y por nivel de voltaje, los cuales se obtuvieron de los perfiles típicos de carga sin generación del mercado mayorista inyectada en la red de distribución.

Cuadro 9.1: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2024.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,160.00	1,160.00	1,160.00	1,160.00	720.00	720.00
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	120.07	120.07	87.01	87.01	48.55	48.55
SANT-23	22361	23	141.01	137.17	105.22	102.14	47.46	45.95
NEJA-23	22371	23	95.60	95.60	123.63	123.63	87.22	87.22
NCUS-23	22421	23	94.55	94.55	78.79	78.79	42.73	42.73
SMAR-23	22431	23	0.00	29.27	0.00	28.65	0.00	18.82
SBAR-23	22451	23	92.09	62.83	90.15	61.50	59.21	40.39
VOLC-23	22551	23	33.44	37.28	28.30	31.38	14.56	16.08
APOP-23	22561	23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TAMA-23	22571	23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACAJ-34	23131	34.5	10.13	10.13	7.75	7.75	6.34	6.34
ATEO-34	23441	34.5	0.64	0.64	5.59	5.59	3.79	3.79

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,160.00	1,160.00	1,160.00	1,160.00	720.00	720.00
Subestación	Nodo	Voltaje						
GUAJ-46	24111	46	19.07	19.07	13.82	13.82	16.50	16.50
ACAJ-46	24131	46	13.12	13.12	16.04	16.04	11.43	11.43
AHUA-46	24161	46	18.61	18.61	16.25	16.25	10.17	10.17
CGRA-46	24171	46	12.12	12.12	10.28	10.28	6.11	6.11
15SE-46	24181	46	13.52	13.52	14.65	14.65	8.52	8.52
SOYA-46	24301	46	16.34	16.34	13.33	13.33	7.82	7.82
SRAF-46	24321	46	33.03	33.03	34.07	34.07	18.97	18.97
SMIG-46	24341	46	66.46	66.46	77.18	77.18	50.83	50.83
SANA-46	24351	46	63.43	63.43	72.04	72.04	40.18	40.18
OPIC-46	24381	46	44.23	44.23	43.27	43.27	33.71	33.71
TECO-46	24391	46	25.13	25.13	22.77	22.77	14.77	14.77
OZAT-46	24401	46	23.36	23.36	24.97	24.97	18.24	18.24
SONS-46	24411	46	19.55	19.55	28.12	28.12	15.25	15.25
ATEO-46	24441	46	39.47	39.47	65.53	65.53	39.16	39.16
STOM-46	24461	46	81.27	81.27	62.28	62.28	35.70	35.70
PEDR-46	24471	46	29.14	29.14	44.92	44.92	28.56	28.56
TALN-46	24481	46	12.76	12.76	14.83	14.83	10.53	10.53
LUNI-46	24491	46	17.66	17.66	31.41	31.41	25.11	25.11
SMAT-46	24501	46	24.19	24.19	27.82	27.82	18.58	18.58
CHAL-46	24531	46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Cuadro 9.2: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2024.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda reactiva total (Mvar)			414.93	414.93	271.69	271.69	164.78	164.78
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	40.41	40.41	24.06	24.06	14.87	14.87
SANT-23	22361	23	37.24	37.24	24.62	24.62	10.47	10.47
NEJA-23	22371	23	52.27	52.27	43.27	43.27	34.78	34.78
NCUS-23	22421	23	16.29	16.29	7.73	7.73	1.18	1.18
SMAR-23	22431	23	0.00	10.87	0.00	8.91	0.00	6.82
SBAR-23	22451	23	34.20	23.33	28.03	19.12	21.47	14.65
VOLC-23	22551	34.5	3.81	3.81	1.44	1.44	0.23	0.23

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda reactiva total (Mvar)			414.93	414.93	271.69	271.69	164.78	164.78
Subestación	Nodo	Voltaje						
APOP-23	22561	34.5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TAMA-23	22571	46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ACAJ-34	23131	46	2.92	2.92	1.80	1.80	1.60	1.60
ATEO-34	23441	46	0.08	0.08	1.34	1.34	0.90	0.90
GUAJ-46	24111	46	3.54	3.54	1.68	1.68	0.30	0.30
ACAJ-46	24131	46	6.93	6.93	5.30	5.30	3.47	3.47
AHUA-46	24161	46	3.06	3.06	1.87	1.87	0.77	0.77
CGRA-46	24171	46	4.96	4.96	3.89	3.89	2.35	2.35
15SE-46	24181	46	5.44	5.44	4.71	4.71	2.81	2.81
SOYA-46	24301	46	3.95	3.95	2.22	2.22	1.33	1.33
SRAF-46	24321	46	11.08	11.08	9.28	9.28	4.83	4.83
SMIG-46	24341	46	27.78	27.78	17.87	17.87	8.81	8.81
SANA-46	24351	46	36.13	36.13	22.49	22.49	12.35	12.35
OPIC-46	24381	46	10.93	10.93	8.91	8.91	4.07	4.07
TECO-46	24391	46	6.27	6.27	3.80	3.80	2.90	2.90
OZAT-46	24401	46	10.68	10.68	4.78	4.78	3.14	3.14
SONS-46	24411	46	18.48	18.48	11.90	11.90	7.12	7.12
ATEO-46	24441	46	20.78	20.78	9.48	9.48	5.47	5.47
STOM-46	24461	46	23.28	23.28	10.33	10.33	5.47	5.47
PEDR-46	24471	46	12.76	12.76	6.75	6.75	3.30	3.30
TALN-46	24481	46	3.84	3.84	3.67	3.67	3.03	3.03
LUNI-46	24491	46	11.04	11.04	6.52	6.52	5.12	5.12
SMAT-46	24501	46	6.80	6.80	3.93	3.93	2.65	2.65
CHAL-46	24531	46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Cuadro 9.3: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2025.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,160.00	1,160.00	1,160.00	1,160.00	720.00	720.00
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	120.07	120.07	87.01	87.01	48.55	48.55
SANT-23	22361	23	125.65	125.65	90.44	90.44	40.40	40.40
NEJA-23	22371	23	87.83	87.83	113.58	113.58	80.13	80.13

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,160.00	1,160.00	1,160.00	1,160.00	720.00	720.00
Subestación	Nodo	Voltaje						
NCUS-23	22421	23	94.55	94.55	78.79	78.79	42.73	42.73
SMAR-23	22431	23	29.27	29.27	28.65	28.65	18.82	18.82
SBAR-23	22451	23	62.83	62.83	61.50	61.50	40.39	40.39
VOLC-23	22551	23	48.80	48.80	43.07	43.07	21.62	21.62
APOP-23	22561	23	7.77	7.77	10.05	10.05	7.09	7.09
TAMA-23	22571	23	8.45	8.45	13.03	13.03	8.29	8.29
ACAJ-34	23131	34.5	10.13	10.13	7.75	7.75	6.34	6.34
ATEO-34	23441	34.5	0.64	0.64	5.59	5.59	3.79	3.79
GUAJ-46	24111	46	19.07	19.07	13.82	13.82	16.50	16.50
ACAJ-46	24131	46	13.12	13.12	16.04	16.04	11.43	11.43
AHUA-46	24161	46	18.61	18.61	16.25	16.25	10.17	10.17
CGRA-46	24171	46	6.27	6.27	5.31	5.31	3.16	3.16
15SE-46	24181	46	13.52	13.52	14.65	14.65	8.52	8.52
SOYA-46	24301	46	16.34	16.34	13.33	13.33	7.82	7.82
SRAF-46	24321	46	33.03	33.03	34.07	34.07	18.97	18.97
SMIG-46	24341	46	66.46	66.46	77.18	77.18	50.83	50.83
SANA-46	24351	46	63.43	63.43	72.04	72.04	40.18	40.18
OPIC-46	24381	46	40.03	40.03	39.16	39.16	30.51	30.51
TECO-46	24391	46	25.13	25.13	22.77	22.77	14.77	14.77
OZAT-46	24401	46	23.36	23.36	24.97	24.97	18.24	18.24
SONS-46	24411	46	19.55	19.55	28.12	28.12	15.25	15.25
ATEO-46	24441	46	39.47	39.47	65.53	65.53	39.16	39.16
STOM-46	24461	46	81.27	81.27	62.28	62.28	35.70	35.70
PEDR-46	24471	46	20.68	20.68	31.89	31.89	20.28	20.28
TALN-46	24481	46	12.76	12.76	14.83	14.83	10.53	10.53
LUNI-46	24491	46	17.66	17.66	31.41	31.41	25.11	25.11
SMAT-46	24501	46	24.19	24.19	27.82	27.82	18.58	18.58
CHAL-46	24531	46	10.06	10.06	9.07	9.07	6.15	6.15

Cuadro 9.4: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2025.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda reactiva total (Mvar)			417.49	417.49	274.15	274.15	165.15	165.15
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	40.41	40.41	24.06	24.06	14.87	14.87
SANT-23	22361	23	37.24	37.24	24.62	24.62	10.47	10.47
NEJA-23	22371	23	48.02	48.02	39.76	39.76	31.95	31.95
NCUS-23	22421	23	16.29	16.29	7.73	7.73	1.18	1.18
SMAR-23	22431	23	10.87	10.87	8.91	8.91	6.82	6.82
SBAR-23	22451	23	23.33	23.33	19.12	19.12	14.65	14.65
VOLC-23	22551	34.5	3.81	3.81	1.44	1.44	0.23	0.23
APOP-23	22561	34.5	4.25	4.25	3.52	3.52	2.83	2.83
TAMA-23	22571	46	4.98	4.98	3.19	3.19	1.96	1.96
ACAJ-34	23131	46	2.92	2.92	1.80	1.80	1.60	1.60
ATEO-34	23441	46	0.08	0.08	1.34	1.34	0.90	0.90
GUAJ-46	24111	46	3.54	3.54	1.68	1.68	0.30	0.30
ACAJ-46	24131	46	6.93	6.93	5.30	5.30	3.47	3.47
AHUA-46	24161	46	3.06	3.06	1.87	1.87	0.77	0.77
CGRA-46	24171	46	2.57	2.57	2.01	2.01	1.21	1.21
15SE-46	24181	46	5.44	5.44	4.71	4.71	2.81	2.81
SOYA-46	24301	46	3.95	3.95	2.22	2.22	1.33	1.33
SRAF-46	24321	46	11.08	11.08	9.28	9.28	4.83	4.83
SMIG-46	24341	46	27.78	27.78	17.87	17.87	8.81	8.81
SANA-46	24351	46	36.13	36.13	22.49	22.49	12.35	12.35
OPIC-46	24381	46	9.89	9.89	8.07	8.07	3.69	3.69
TECO-46	24391	46	6.27	6.27	3.80	3.80	2.90	2.90
OZAT-46	24401	46	10.68	10.68	4.78	4.78	3.14	3.14
SONS-46	24411	46	18.48	18.48	11.90	11.90	7.12	7.12
ATEO-46	24441	46	20.78	20.78	9.48	9.48	5.47	5.47
STOM-46	24461	46	23.28	23.28	10.33	10.33	5.47	5.47
PEDR-46	24471	46	9.06	9.06	4.79	4.79	2.34	2.34
TALN-46	24481	46	3.84	3.84	3.67	3.67	3.03	3.03
LUNI-46	24491	46	11.04	11.04	6.52	6.52	5.12	5.12
SMAT-46	24501	46	6.80	6.80	3.93	3.93	2.65	2.65
CHAL-46	24531	46	4.72	4.72	3.95	3.95	0.88	0.88

En los cuadros 9.5 y 9.6 se muestra la distribución de la demanda por zona geográfica del país, para el 2024 y 205, respectivamente.

Cuadro 9.5: demanda (MW) por zona geográfica para el 2024.

Caso	Occidente	Centro	Oriente
MaxDiu1Sem24	143.91	908.6	107.48
MaxDiu2Sem24	143.91	908.61	107.48
MaxNoc1Sem24	154.02	872.44	133.56
MaxNoc2Sem24	154.02	872.44	133.56
Min1Sem24	99.87	525.95	94.18
Min2Sem24	99.87	525.96	94.18

Cuadro 9.6: demanda (MW) por zona geográfica para el 2025.

Caso	Occidente	Centro	Oriente
ESA_MaxDiu1Sem25	143.91	908.61	107.48
ESA_MaxDiu2Sem25	143.91	908.61	107.48
ESA_MaxNoc1Sem25	154.02	872.42	133.56
ESA_MaxNoc2Sem25	154.02	872.42	133.56
ESA_Min1Sem25	99.87	525.96	94.18
ESA_Min2Sem25	99.87	525.96	94.18

10.RESULTADOS

Los resultados de las simulaciones realizadas se encuentran en los anexos del 1 al 7 del presente informe, a continuación, se presenta el resumen de los resultados y el análisis de estos.

10.1. Flujos eléctricos de casos base sin transferencias

El anexo 1 contiene un detalle de las condiciones simuladas en los casos bases, donde se muestran los incumplimientos encontrados, así como otra información considerada relevante.

10.1.1. Casos base 2024

En la figura 10.1 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos analizados del 2024. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, en estos casos coinciden con la generación ya que no se tienen trasferencias simuladas.

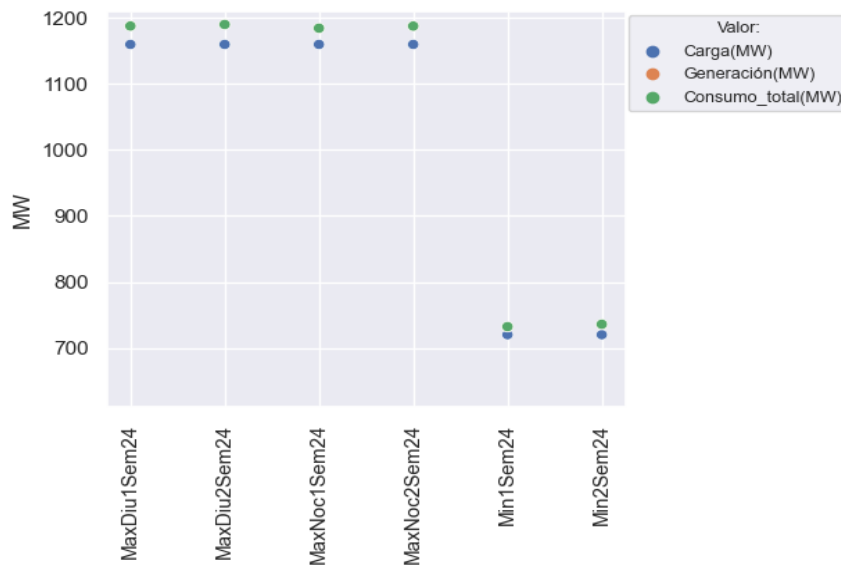


Figura 10.1: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2024.

En la figura 10.2 se muestra los valores de la compensación de potencia reactiva utilizada en cada uno de los casos para el 2024. El caso con mayor compensación reactiva es el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre, este es el caso donde la generación se encuentra más alejada del centro de carga, por este motivo se necesita un mayor aporte de los bancos de capacitores para regular la tensión.

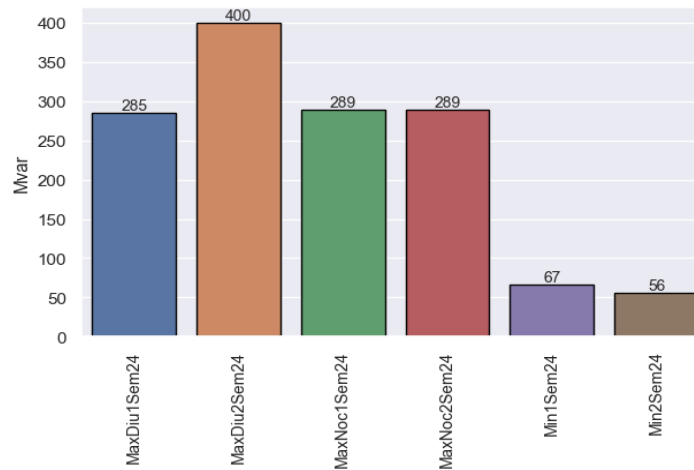


Figura 10.2: comparación de los datos compensación reactiva para el 2024.

En el cuadro 10.1 se resumen los resultados de esta evaluación para el 2024, se observa que para el primer semestre se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores que alimentan la demanda de las subestaciones San Antonio y San Bartolo, siendo el problema mayor en esta última subestación.

Estas sobrecargas no se presentan en el segundo semestre, porque para estos escenarios se realizaron los siguientes traslados de carga:

- Traslado de carga desde subestación San Bartolo hacia la nueva subestación de San Martín.
- Traslado de carga desde subestación San Antonio hacia la subestación El Volcán.

Cuadro 10.1: evaluación de las condiciones normales de operación para 2024.

Demanda:	Máxima Diurna		Máxima Nocturna		Mínima	
Criterio/Época:	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu1Sem24	MaxDiu2Sem24	MaxNoc1Sem24	MaxNoc2Sem24	Min1Sem24	Min2Sem24
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate A	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate A	SANT 115/23 kV T1 (100.93 %) SBAR 115/23 kV T1 (106.23%) SBAR 115/23 kV T2 (106.75%)	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.05 p.u.);	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.95 p.u.)	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay

Del análisis de sensibilidad que se realizó con las demandas indicadas en la tabla 6.3, se observa que:

- Con una demanda nacional de 1,135 MW, no se presenta la sobrecarga en el transformador de la subestación San Antonio, esto implica que para valores demanda, en el escenario de máxima diurna, superiores a este valor se necesitará realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real para evitar esta condición.
- Con una demanda nacional de 1085 MW, no se presenta la sobrecarga en los transformadores de la subestación San Bartolo, esto implica que para valores demanda, en el escenario de máxima diurna, superiores a este valor se necesitará realizar traslados de carga, hacia otras subestaciones, en tiempo real para evitar esta condición.

En la figura 10.3 se muestra como varía la carga de uno de los autotransformadores de NEJA conforme aumenta la demanda del sistema, para el 2024. De esta figura podemos inferir:

- Entre mayor es la demanda del sistema, bajo condiciones de despacho de generación similares, mayor es la carga de los autotransformadores de NEJA. Esto implica que entre mayor sea la demanda, el margen en estos AT para poder importar es menor, ya que los flujos de potencia derivados de la importación, en su mayoría entra al SEP por medio de estos autotransformadores.
- Ante condiciones de demanda similares, el despacho de generación afecta la carga de los AT de NEJA. Esto es más notorio cuando se compara el escenario de máxima diurna de la época seca con el de la época lluviosa, en época seca la carga es menor y esto se debe a que la generación de las centrales hidroeléctricas Cerrón Grande y 5 de Noviembre, hacen que disminuya el flujo por estos autotransformadores.

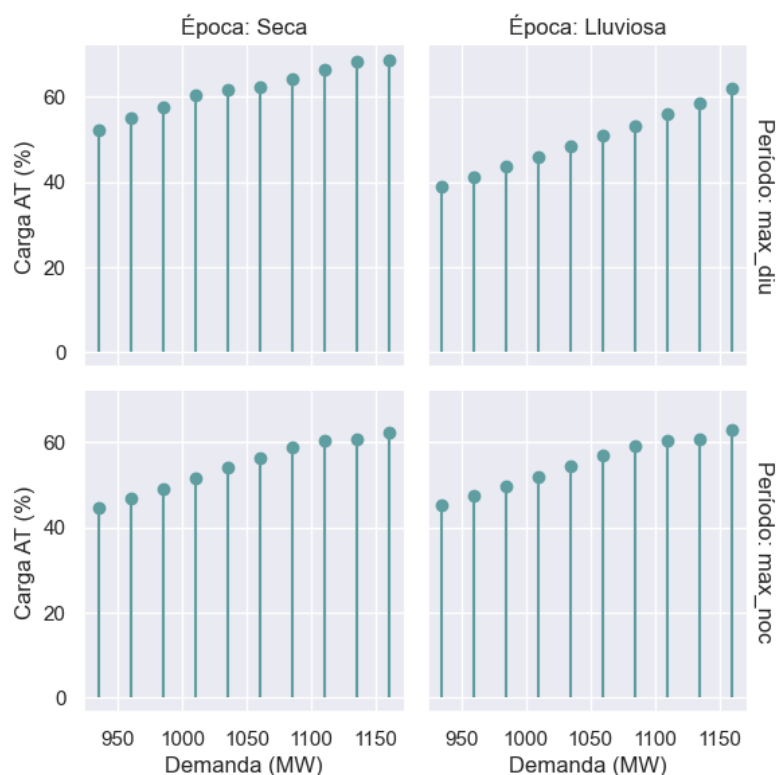


Figura 10.3: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2024.

En el cuadro 10.2, se colocan aquellos elementos de la red de transmisión que, en el 2024 tienen una carga mayor o igual al 85% de su capacidad. Dependiendo de cómo evolucione la demanda y su distribución entre las distintas subestaciones, es posible que en algún momento sea necesario realizar traslados de carga en tiempo real, para evitar problemas de sobrecargas en los elementos indicados en la tabla 10.2.

Cuadro 10.2: elementos de transmisión con cargar igual o mayor al 85% para 2024.

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
MaxNoc1Sem24	SBAR-115	SBAR-23	2	99.16
MaxNoc1Sem24	SBAR-115	SBAR-23	1	98.68

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
MaxDiu2Sem24	SANT-115	SANT-23	1	98.61
MaxDiu1Sem24	SANT-115	SANT-23	2	98.06
MaxDiu2Sem24	SANT-115	SANT-23	2	95.81
MaxNoc2Sem24	ATEO-115	ATEO-46	1	90.14
MaxNoc1Sem24	ATEO-115	ATEO-46	1	90.1
MaxDiu1Sem24	SOYA-115	SOYA-23	3	88.71
MaxNoc2Sem24	NEJA-115	NEJA-23	1	88.51
MaxDiu1Sem24	SOYA-115	SOYA-23	1	88.47
MaxNoc1Sem24	NEJA-115	NEJA-23	1	88.44
MaxNoc2Sem24	NEJA-115	NEJA-23	2	88.37
MaxNoc1Sem24	NEJA-115	NEJA-23	2	88.3
MaxDiu2Sem24	SOYA-115	SOYA-23	3	87.14
MaxDiu2Sem24	SOYA-115	SOYA-23	1	86.91
MaxDiu1Sem24	SOYA-115	SOYA-23	2	86.9
MaxDiu2Sem24	SOYA-115	SOYA-23	2	85.36

Aunque no se tienen problemas de regulación de tensión en ningún de los escenarios analizados para el 2024, se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de 115 kV y 230 kV. En la figura 10.4 se compara la tensión en p.u. de los nodos cuyo voltaje nominal es 115 kV para cada caso analizado y en la figura 10.5 para los nodos de 230 kV, para el 2024. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuyen estos valores de tensión.

En la figura 10.4 se muestra que a nivel de 115 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda máxima nocturna del primer semestre y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda máxima del primer semestre.

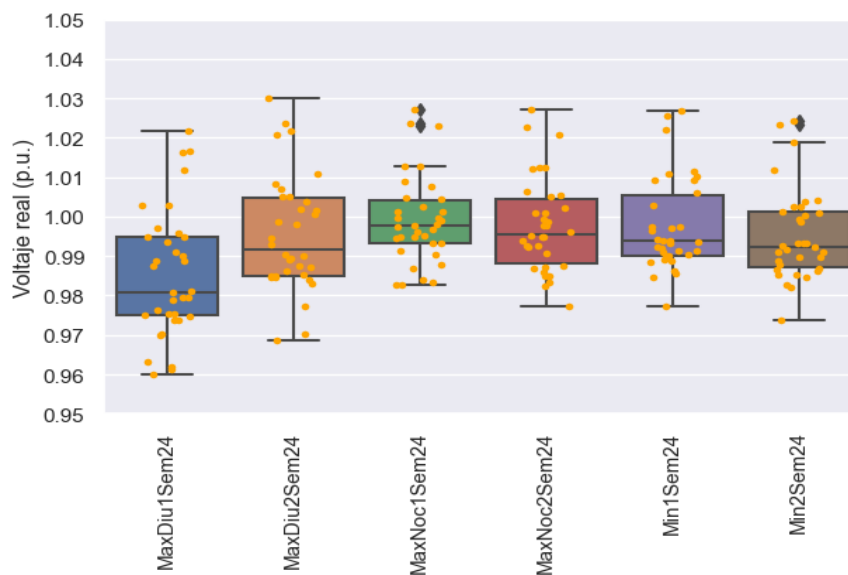


Figura 10.4: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2024.

En la figura 10.5 se muestra que a nivel de 230 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda máxima nocturna del primer semestre y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda máxima del primer semestre.

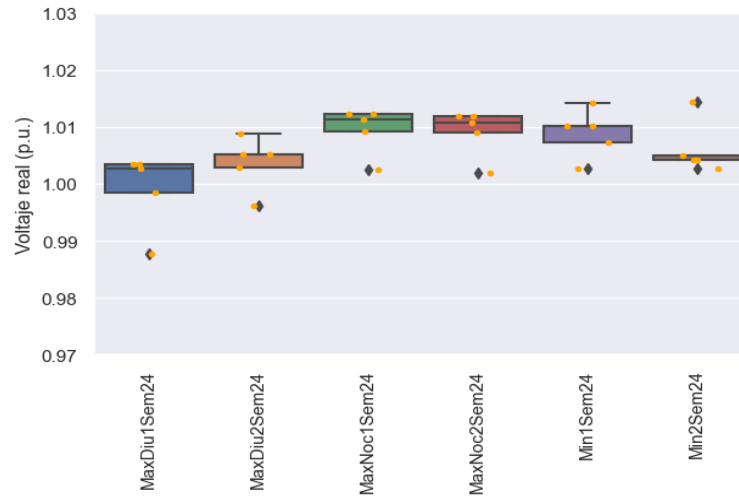


Figura 10.5: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2024.

10.1.2. Casos base 2025

En la figura 10.6 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos analizados del 2025. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, en estos casos coinciden con la generación ya que no se tienen trasferencias simuladas.

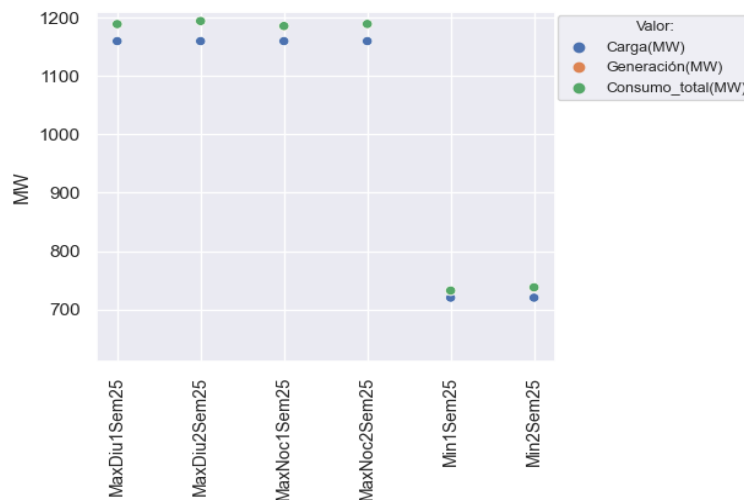


Figura 10.6: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2025.

En la figura 10.7 se muestra los valores de la compensación de potencia reactiva utilizada en cada uno de los casos para el 2025. Los casos con mayor compensación reactiva es el escenario de demanda máxima diurna del primero y del segundo semestre, que coinciden con la condición donde la generación se encuentra más alejada del centro de carga, por este motivo se necesita un mayor aporte de los bancos de capacitores para regular la tensión.

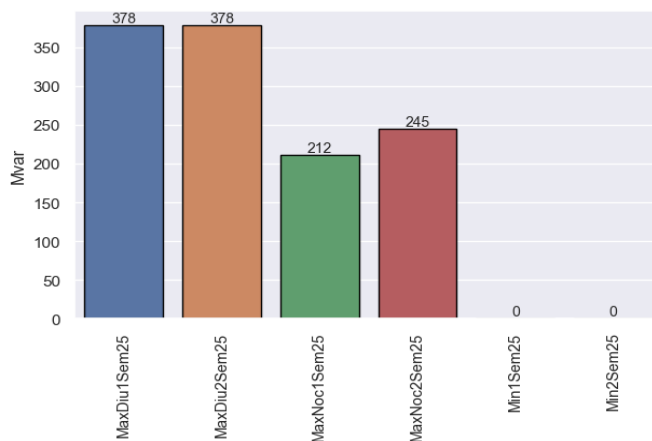


Figura 10.7: comparación de los datos compensación reactiva para el 2025.

En el cuadro 10.3 se resumen los resultados de esta evaluación para el 2025, no se observan los problemas de sobrecargas que se tuvieron en el 2024, esto producto de la incorporación de las nuevas subestaciones con puntos de retiro que se incorporaron en este año.

Cuadro 10.3: evaluación de las condiciones normales de operación para el 2025.

Demanda:	Máxima Diurna		Máxima Nocturna		Mínima	
Criterio/Época:	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu1Sem25	MaxDiu2Sem25	MaxNoc1Sem25	MaxNoc2Sem25	Min1Sem25	Min2Sem25
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate A	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate A	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.05 p.u.);	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.95 p.u.)	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay	No hay

En la figura 10.8 se muestra como varía la carga de uno de los autotransformadores de NEJA conforme aumenta la demanda del sistema, para el 2025. De esta figura podemos inferir:

- Entre mayor es la demanda del sistema, bajo condiciones de despacho de generación similares, mayor es la carga de los autotransformadores de NEJA. Esto implica que entre mayor sea la demanda, el margen en estos AT para poder importar es menor, ya que los flujos de potencia derivados de la importación, en su mayoría entra al SEP por medio de estos autotransformadores.
- Ante condiciones de demanda similares, el despacho de generación afecta la carga de los AT de NEJA. Esto es más notorio cuando se compara el escenario de máxima diurna de la época seca con el de la época lluviosa, en época seca la carga es menor y esto se debe a que la generación de las centrales hidroeléctricas Cerrón Grande y 5 de Noviembre, hacen que disminuya el flujo por estos autotransformadores.
- Se observa que comparado con el 2024 (figura 10.3), en el 2025 existe una disminución de la carga de los autotransformadores, teniendo en cuenta que la demanda nacional es la misma y el despacho de generación es muy similar, esta mejoría se podría deber al efecto de los compensadores serie estáticos síncronos que se incorporaron para el 2025.

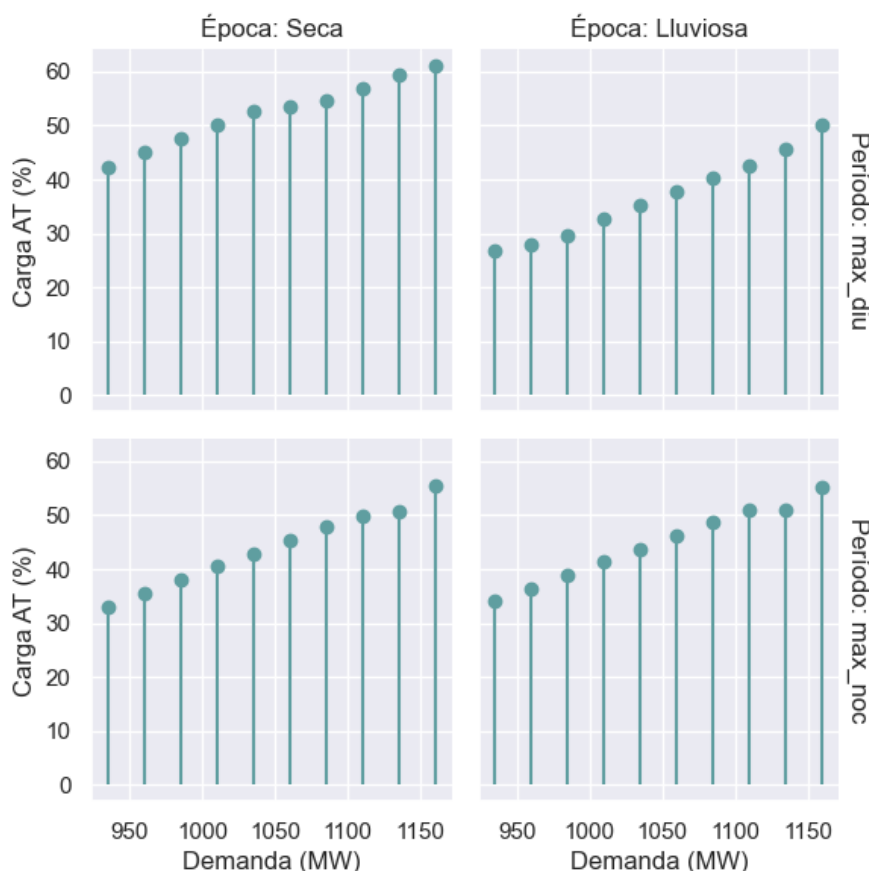


Figura 10.8 comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2025.

En el cuadro 10.4, se colocan aquellos elementos de la red de transmisión que, en el 2025 tienen una carga mayor o igual al 85% de su capacidad. Dependiendo de cómo evolucione la demanda y su distribución entre las distintas subestaciones, es posible que en algún momento sea necesario realizar traslados de carga en tiempo real, para evitar problemas de sobrecargas en estos transformadores, especialmente los SANT 110/23 kV y TALN 110/46 kV.

Cuadro 10.4: elementos de transmisión con cargar igual o mayor al 85% para 2025.

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
MaxDiu2Sem25	SANT-115	SANT-23	1	94.39
MaxDiu2Sem25	SANT-115	SANT-23	2	91.71
MaxNoc2Sem25	ATEO-115	ATEO-46	1	91.42
MaxNoc1Sem25	ATEO-115	ATEO-46	1	90.28
MaxDiu1Sem25	SANT-115	SANT-23	1	89.94
MaxDiu1Sem25	SOYA-115	SOYA-23	3	89.88
MaxDiu1Sem25	SOYA-115	SOYA-23	1	89.63
MaxDiu2Sem25	SOYA-115	SOYA-23	3	88.1
MaxDiu1Sem25	SOYA-115	SOYA-23	2	88.04
MaxDiu2Sem25	SOYA-115	SOYA-23	1	87.86
MaxDiu1Sem25	SANT-115	SANT-23	2	87.39
MaxDiu2Sem25	SOYA-115	SOYA-23	2	86.3

Aunque no se tienen problemas de regulación de tensión en ningún de los escenarios analizados para el 2025, se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de 115 kV y 230 kV. En la figura 10.9 se compara la tensión en p.u. de los nodos cuyo voltaje nominal es 115 kV para cada caso analizado y en la figura 10.10 para los nodos de 230 kV, para el 2025. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuyen estos valores de tensión.

En la figura 10.9 se muestra que a nivel de 115 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda máxima diurna del primer semestre y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda mínima del segundo semestre.

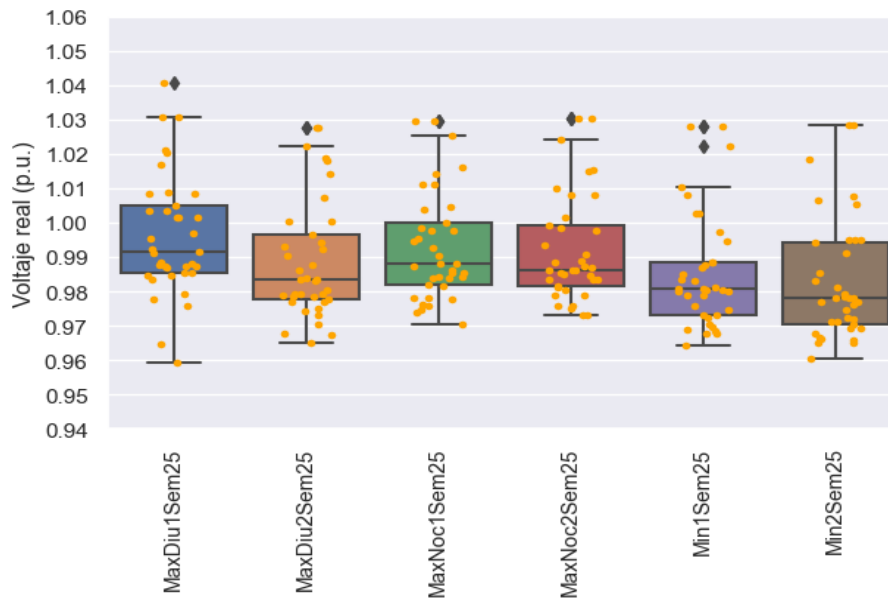


Figura 10.9: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2025.

En la figura 10.10 se muestra que a nivel de 115 kV el caso con mejor perfil de tensión es el de demanda máxima diurna del primer semestre y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda mínima del segundo semestre.

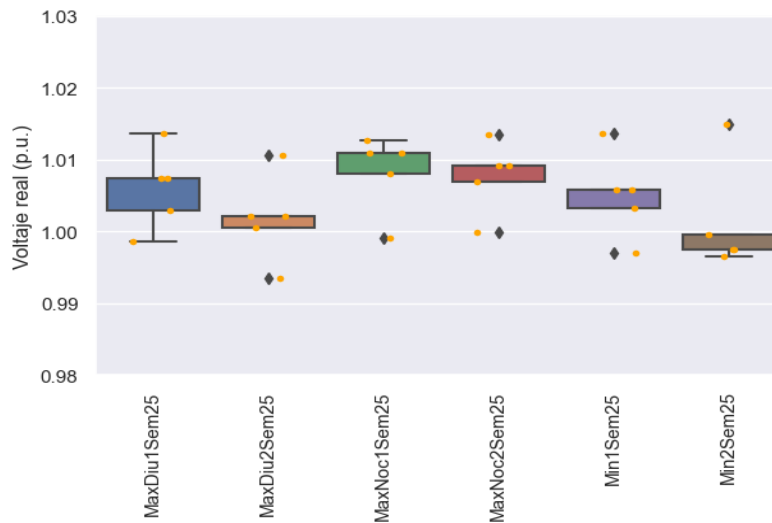


Figura 10.10: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2025.

10.1.3. Resumen de los resultados de los casos bases sin transferencias

Del análisis del caso base sin transferencia se concluye:

- Para los escenarios de 2024 no existen problemas de regulación de tensión, pero sí problemas de sobrecargas en las subestaciones San Antonio y San Bartolo, específicamente en el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre. En el segundo semestre no se tienen problemas de sobrecargas en estas subestaciones, debido a los traslados de carga que se realizan a los nuevos puntos de retiro en las subestaciones El Volcán y San Martín.
- Para los escenarios de 2025 no existen problemas de regulación de tensión ni de sobrecargas.
- Para ambos años, aún con la incorporación de nuevos puntos de retiro en nuevas subestaciones, los transformadores de 110/23kV de SANT presentan una carga superior al 90%.
- Para ambos años se observa una relación casi lineal entre la carga de los autotransformadores de NEJA y la demanda nacional, entre mayor es la demanda simulada mayor es la carga de los autotransformadores y viceversa.
- Comparado con el 2024 (figura 10.3), en el 2025 (figura 10.8) existe una disminución de la carga de los autotransformadores, teniendo en cuenta que la demanda nacional es la misma y el despacho de generación es muy similar, esta mejoría se podría deber al efecto de compensadores serie estáticos síncronos que se incorporaron para el 2025.

10.2. Análisis lineal de la red de transmisión para los escenarios de 2024 y 2025

En el anexo 2 se encuentran las salidas completas de la herramienta de análisis lineal del PSS/E con la que se realizó la simulación, para los escenarios de 2024 y 2025, el listado de las contingencias analizadas, las líneas monitoreadas y los subsistemas definidos.

Para el cálculo de las transferencias máximas, las simulaciones inician con intercambio de cero, por eso el valor máximo se obtiene directamente de los archivos *.txt del anexo 2. En cambio, para el cálculo de la máxima inyección en el nodo de Acajutla, se debe tomar en cuenta la generación inicial en este nodo, resumida en los cuadros 7.9 y 7.10, por lo que, a los resultados del anexo 2 se debe sumar la generación inicial que corresponda.

10.2.1. Resultados del análisis lineal para el 2024

Capacidad de generación en ACAJ.

En el cuadro 10.5 se muestra para cada escenario de análisis la máxima generación en ACAJ, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red de transmisión afectado por la contingencia, para el 2024. Se observa que la contingencia limitante, en la mayoría de los escenarios, es la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación. La excepción es en el escenario de demanda mínima de la época lluviosa, donde la contingencia que limita es la pérdida de una de las líneas de Acajutla – Sonsonate, que sobrecarga la línea en paralelo que queda en operación.

Cuadro 10.5: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2024.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	500.31
MaxDiu2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	311.55
MaxNoc1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	379.02
MaxNoc2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	387.46
Min1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	493.94
Min2Sem24	ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	488.6

Se realizó el ejercicio de no considerar la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, para encontrar la siguiente contingencia limitante. El resultado se muestra en el cuadro 10.6 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima generación en el nodo ACAJ y la contingencia que limitaría es la pérdida de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea en paralelo que queda en operación.

Cuadro 10.6: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2024, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	577.11
MaxDiu2Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	581.35
MaxNoc1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	579.82
MaxNoc2Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	592.56
Min1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	546.04
Min2Sem24	ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	488.6

En la figura 10.11 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2024, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que si bien es cierto las contingencias mostradas en las tablas 10.5 y 10.6 son las que limitan a un valor menor la generación máxima en ACAJ, las cinco contingencias que más aparecen el análisis son:

- Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 27 veces.
- Disparo de la línea OPIC – SONS – 01, que aparece 19 veces.
- Disparo de la línea AHUA – SANA – 01, que aparece 19 veces.
- Disparo de la línea SONS – ATEO – 01, que aparece 18 veces.
- Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01, que aparece 14 veces.
- Disparo de la línea SMAT – OPIC – 01, que aparece 14 veces.

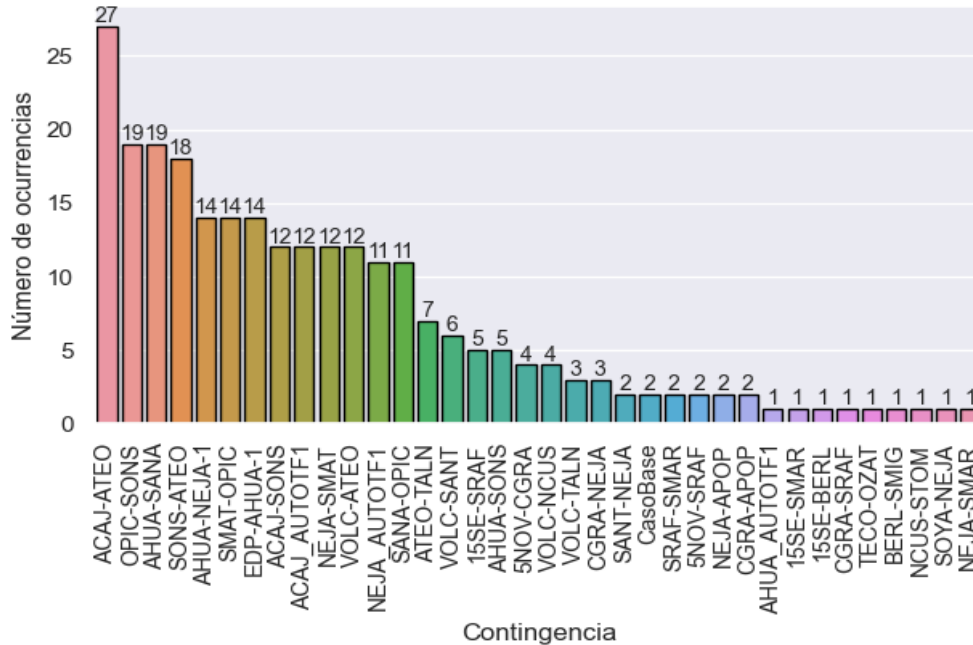


Figura 10.11: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2024.

En la figura 10.12 se muestran los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2024, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en las tablas 10.5 y 10.6 coinciden con los mostrados en la figura 10.9, los cinco elementos que más aparecen el análisis son:

- Línea AHUA – EDP – 01, que aparece 51 veces.
- Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de NEJA, que aparece 44 veces.
- Línea ACAJ – SONS – 01, que aparece 40 veces.
- Línea OPIC – SONS – 01, que aparece 16 veces.
- Línea 5NOV – SRAF – 01, que aparece 10 veces.

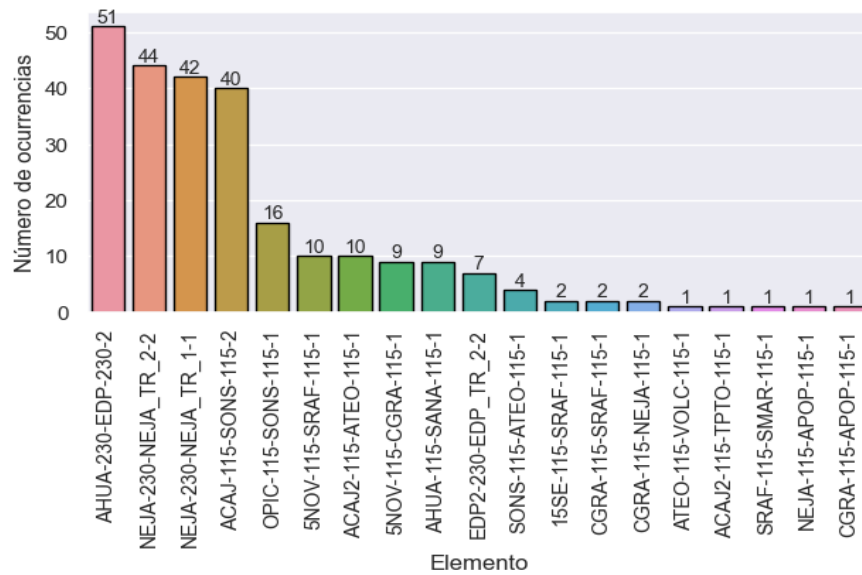


Figura 10.12: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que es afectado por las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2024.

En el cuadro 10.7 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación máxima en ACAJ, para el 2024. En esta tabla se muestran las combinaciones que se repiten en 5 o más ocasiones, debido a la gran cantidad de combinaciones totales que resultan.

Cuadro 10.7: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2024.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6
ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	6
NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
EDP-AHUA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	6
AHUA-NEJA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR_2-2	6
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
ATEO-TALN	AHUA-230-EDP-230-2	5
AHUA-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	5
AHUA-SANA	OPIC-115-SONS-115-1	5
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
ACAJ_AUTOTF1	AHUA-230-EDP-230-2	5
ACAJ-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5

Contingencia	Elemento	Repeticiones
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
ACAJ-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	5
VOLC-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	5
OPIC-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5

Capacidad de exportación.

En el cuadro 10.8 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2024. Las contingencias limitantes son:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Disparo de un autotransformador de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.

Cuadro 10.8: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2024.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	119.5
MaxDiu2Sem24	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	174.2
MaxNoc1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	283.2
MaxNoc2Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	286.7
Min1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	187.7
Min2Sem24	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	106.2

En el cuadro 10.9 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Honduras, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2024. Las contingencias limitantes son:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Disparo de un autotransformador de 15SE, que sobrecarga el autotransformador que queda en servicio.

Cuadro 10.9: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2024.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	119.5
MaxDiu2Sem24	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	174.2

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxNoc1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	283.2
MaxNoc2Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	286.7
Min1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	187.7
Min2Sem24	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	106.2

En la figura 10.13 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de exportación, sin importar hacia qué país, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2024. De esta figura se observa que las contingencias mostradas en las tablas 10.8 y 10.9 son también las que más se repiten dentro del análisis de máxima exportación, para este análisis únicamente aparecen tres contingencias limitantes y estas son:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que aparece 6 veces.
- Disparo de un autotransformador de 15SE, que aparece 4 veces.
- Disparo de la línea SMAR – STOM – 01, que aparece 1 vez.

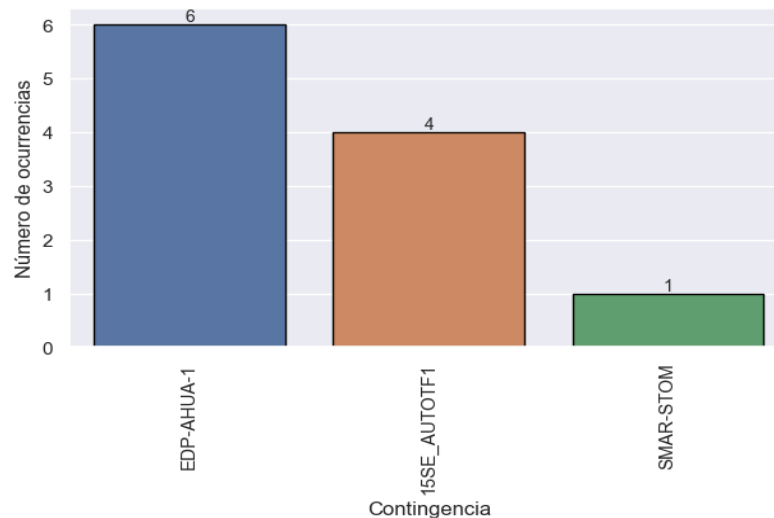


Figura 10.13: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2024.

En la figura 10.14 se muestran los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la capacidad de exportación, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2024. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en las tablas 10.8 y 10.9 coinciden con los mostrados en la figura 10.12, los elementos que aparecen el análisis son:

- Línea AHUA – EDP – 02, que aparece 6 veces.
- Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de 15SE, que aparece 4 veces.
- Línea SANT – NEJA – 01, que aparece 1 vez.

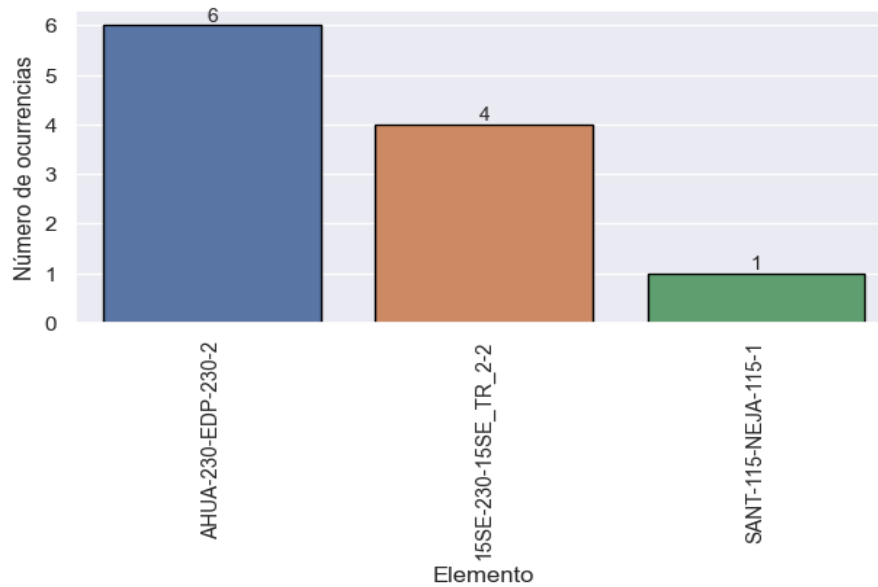


Figura 10.14: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que es afectado por las contingencias que limita la capacidad de exportación para el 2024.

En el cuadro 10.10 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación en el 2024.

Cuadro 10.10: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2024.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6
15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	4
SMAR-STOM	SANT-115-NEJA-115-1	1

Capacidad de importación.

En el cuadro 10.11 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación hacia Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2024. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación. Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.
- Para los escenarios de demanda mínima de ambas épocas se logra llegar a los 300 MW sin encontrar alguna contingencia limitante.

Cuadro 10.11: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2024.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	61.9
MaxDiu2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	33.3
MaxNoc1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	16.9
MaxNoc2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	9.9
Min1Sem24	NCL	NCL	300.0
Min2Sem24	NCL	NCL	300.0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

Para el 2024 no se presenta otra contingencia limitante ni elemento afectado para la importación desde Guatemala.

En el cuadro 10.12 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde Honduras, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2024. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación. Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.
- Para los escenarios de demanda mínima de ambas épocas se logra llegar a los 300 MW sin encontrar alguna contingencia limitante.

Cuadro 10.12: información de la importación máxima desde Honduras para el 2024.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	61.9
MaxDiu2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	33.3
MaxNoc1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	16.9
MaxNoc2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	9.9
Min1Sem24	NCL	NCL	300.0
Min2Sem24	NCL	NCL	300.0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

Para el 2024 no se presenta otra contingencia limitante ni elemento afectado para la importación desde Honduras.

10.2.2. Resultados del análisis lineal para el 2025

Es importante resaltar que para este año se incluyen los dispositivos compensadores en serie síncronos, los cuales se modelan como FACTS (Flexible AC Transmission Systems, por sus siglas en inglés). Estos dispositivos están configurados para simulaciones de corriente alterna (AC), por lo que en flujos de corriente directa (DC) como los que se realizan en esta sección podrían generar resultados no consistentes con la realidad. Por este motivo se deben considerar los resultados de este apartado como meramente indicativos. El efecto de estos dispositivos se notará en las simulaciones con flujos AC.

Capacidad de generación en ACAJ.

En el cuadro 10.13 se muestra para cada escenario de análisis la máxima generación en ACAJ, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red de transmisión afectado por la contingencia, para el 2025. Se observa que la contingencia limitante, en todos los escenarios, es la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, que termina sobrecargando el transformador que queda en operación.

Cuadro 10.13: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2025.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	469.29
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	328.56
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	382.21
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	397.48
Min1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	403.22
Min2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	252.1

Se realizó el ejercicio de no considerar la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, para encontrar la siguiente contingencia limitante. El resultado se muestra en el cuadro 10.14 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima generación en el nodo ACAJ y la contingencia que limitaría es la pérdida de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea en paralelo que queda en operación.

Cuadro 10.14: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2025, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	598.59
MaxDiu2Sem25	VOLC-NCUS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	496.16
MaxNoc1Sem25	VOLC-NCUS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	543.81
MaxNoc2Sem25	VOLC-NCUS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	561.38
Min1Sem25	SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	528.82
Min2Sem25	VOLC-NCUS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	398.9

En la figura 10.15 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2025, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que si bien es cierto las contingencias mostradas en las tablas 10.13 y 10.14 son las que limitan a un valor menor la generación máxima en ACAJ, las cinco contingencias que más aparecen el análisis son:

- Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 33 veces.
- Disparo de la línea VOLC – NCUS – 01, que aparece 29 veces.
- Disparo de la línea AHUA – SANA – 01, que aparece 23 veces.
- Disparo de un autotransformador de NEJA, que aparece 22 veces.
- Disparo de la línea OPIC – SONS – 01, que aparece 22 veces.

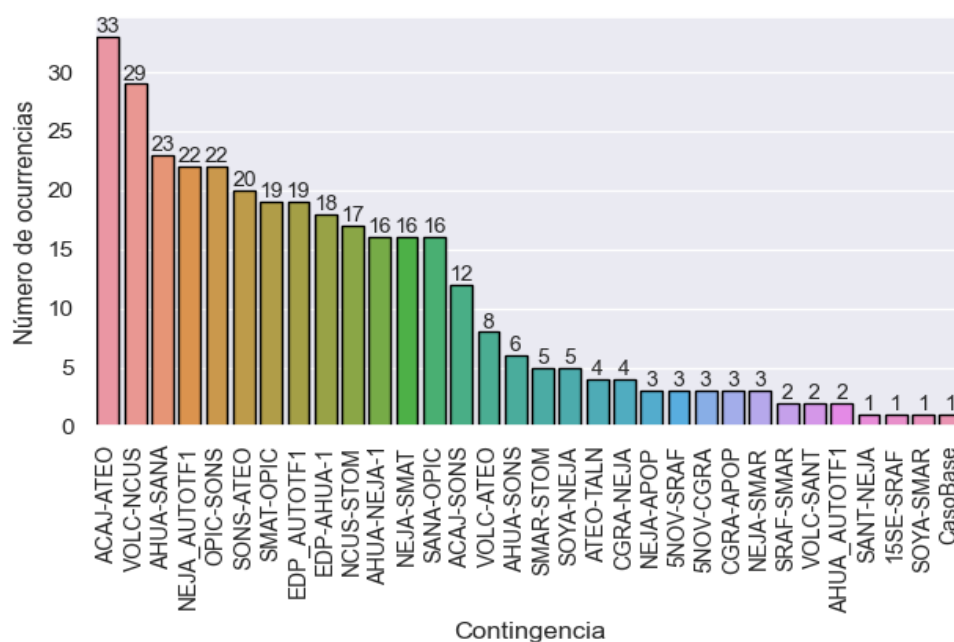


Figura 10.15: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2025.

En la figura 10.16 se muestran los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2025, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en las tablas 10.13 y 10.14 coinciden con los mostrados en la figura 10.9, los cinco elementos que más aparecen el análisis son:

- Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de NEJA, que aparece 60 veces.
- Línea AHUA – EDP – 01, que aparece 51 veces.
- Línea ACAJ – SONS – 01, que aparece 43 veces.
- Línea OPIC – SONS – 01, que aparece 39 veces.

- Línea AHUA – SANA – 01, que aparece 24 veces.

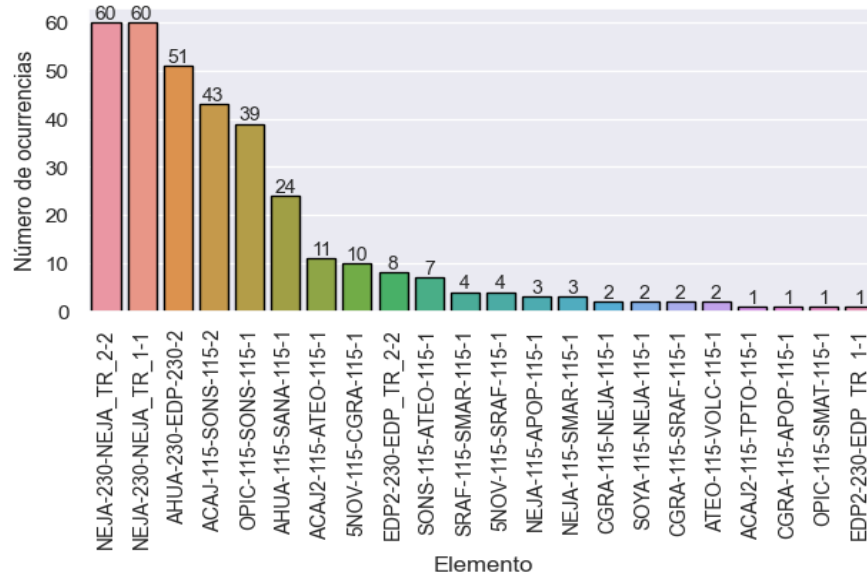


Figura 10.16: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la generación en la subestación ACAJ para el 2025.

En el cuadro 10.15 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación máxima en ACAJ, para el 2025. En esta tabla se muestran las combinaciones que se repiten en 5 o más ocasiones, debido a la gran cantidad de combinaciones totales que resultan.

Cuadro 10.15: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2024.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
NCUS-STOM	OPIC-115-SONS-115-1	6
NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
SANA-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
EDP-AHUA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
AHUA-SANA	OPIC-115-SONS-115-1	6
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	6
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6
AHUA-NEJA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	6
ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	6
EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR_2-2	6
VOLC-NCUS	OPIC-115-SONS-115-1	6

Contingencia	Elemento	Repeticiones
VOLC-NCUS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
NEJA_AUTOTF1	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
EDP_AUTOTF1	AHUA-230-EDP-230-2	5
NCUS-STOM	AHUA-230-EDP-230-2	5
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
OPIC-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5
OPIC-SONS	AHUA-115-SANA-115-1	5
SMAT-OPIC	AHUA-230-EDP-230-2	5
NEJA_AUTOTF1	OPIC-115-SONS-115-1	5
SONS-ATEO	OPIC-115-SONS-115-1	5
NEJA-SMAT	AHUA-230-EDP-230-2	5
ACAJ-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	5
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
VOLC-NCUS	AHUA-230-EDP-230-2	5
AHUA-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	5
AHUA-SANA	ACAJ-115-SONS-115-2	5
AHUA-NEJA-1	AHUA-115-SANA-115-1	5
ACAJ-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5
ACAJ-ATEO	SONS-115-ATEO-115-1	5

Capacidad de exportación.

En el cuadro 10.16 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2025. Las contingencias limitantes son:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Disparo de una de las líneas 15SE – SMAR, que sobrecarga la línea que queda en servicio.

Cuadro 10.16: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2025.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	145.2
MaxDiu2Sem25	15SE-SMAR	15SE-115-SMAR-115-2	274.3
MaxNoc1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	292.7
MaxNoc2Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	299.8
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	196.6
Min2Sem25	NCL	NCL	300.0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En el cuadro 10.17 se muestra para cada escenario de análisis la máxima exportación hacia Honduras, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 202. Las contingencias limitantes son:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Disparo de una de las líneas 15SE – SMAR, que sobrecarga la línea que queda en servicio.

Cuadro 10.17: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2025.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	145.2
MaxDiu2Sem25	15SE-SMAR	15SE-115-SMAR-115-2	274.3
MaxNoc1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	292.7
MaxNoc2Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	299.8
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	196.6
Min2Sem25	NCL	NCL	300.0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.17 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de exportación, sin importar hacia qué país, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2025. De esta figura se observa las únicas contingencias limitantes son las que se indicaron en las tablas 10.16 y 10.17 y su frecuencia de ocurrencia es:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que aparece 6 veces.
- Disparo de la línea SMAR – STOM – 01, que aparece 2 veces.

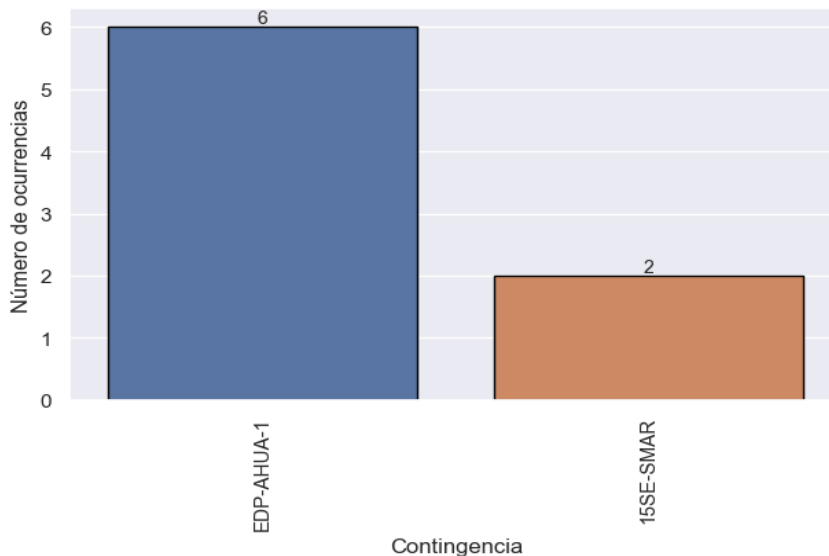


Figura 10.17: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2025.

En la figura 10.18 se muestran los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2025. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en las tablas 10.16 y 10.17 coinciden con los mostrados en la figura 10.18, su frecuencia de ocurrencia es:

- Línea AHUA – EDP – 02, que aparece 6 veces.
- Línea SMAR – STOM – 01, que aparece 2 veces.

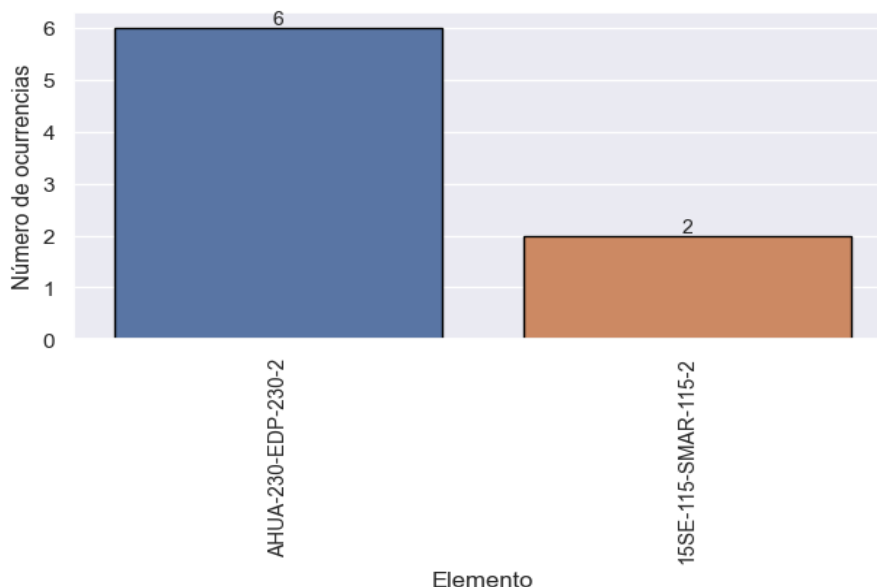


Figura 10.18: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la capacidad de exportación para el 2025.

En el cuadro 10.18 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación en el 2025.

Cuadro 10.18: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2025.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6
15SE-SMAR	15SE-115-SMAR-115-2	2

Capacidad de importación.

En el cuadro 10.19 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación hacia Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2025. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.

Cuadro 10.19: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2024.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	17.9
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	56.1
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	25.6
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	24.6
Min1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	151.3
Min2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	166.4

Se realizó el ejercicio de no considerar la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, para encontrar la siguiente contingencia limitante. El resultado se muestra en el cuadro 10.20 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima importación desde Guatemala y las contingencias que limitarían son:

- La pérdida de la línea VOLC – NCUS – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA.
- La pérdida de la línea ACAJ – ATEO – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA.
- La pérdida de la línea AHUA – SANA – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.20: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2025, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	VOLC-NCUS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	220.5
MaxDiu2Sem25	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	234.9
MaxNoc1Sem25	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	228.6
MaxNoc2Sem25	AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	219.4
Min1Sem25	NCL	NCL	300.0
Min2Sem25	NCL	NCL	300.0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En el cuadro 10.21 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde Honduras, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2024. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.

Cuadro 10.21: información de la importación máxima desde Honduras para el 2024.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	17.9
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	56.1
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	25.6
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	24.6
Min1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	151.3
Min2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	166.4

Se realizó el ejercicio de no considerar la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de Nejapa, para encontrar la siguiente contingencia limitante. El resultado se muestra en el cuadro 10.22 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima importación desde Honduras y las contingencias que limitarían son:

- La pérdida de la línea VOLC – NCUS – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA.
- La pérdida de la línea ACAJ – ATEO – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA.
- La pérdida de la línea AHUA – SANA – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.22: información de la importación máxima desde Honduras para el 2025, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	VOLC-NCUS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	220.5
MaxDiu2Sem25	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	234.9
MaxNoc1Sem25	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	228.6
MaxNoc2Sem25	AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	219.4
Min1Sem25	NCL	NCL	300.0
Min2Sem25	NCL	NCL	300.0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.19 se muestran todas las contingencias que son afectados por las contingencias que limitan importación, sin importar hacia qué país, para el 2025, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. Se observa las contingencias indicadas en los cuadros 10.19 y 10.20 coinciden con las mostradas en esta figura. Las cinco contingencias que más aparecen el análisis son:

- Disparo de un autotransformador de NEJA, que aparece 12 veces.
- Disparo de la línea VOLC – NCUS – 01, que aparece 12 veces.
- Disparo de la línea AHUA – SANA – 01, que aparece 12 veces.
- Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 10 veces.
- Disparo de la línea OPIC – SONS – 01, que aparece 8 veces.

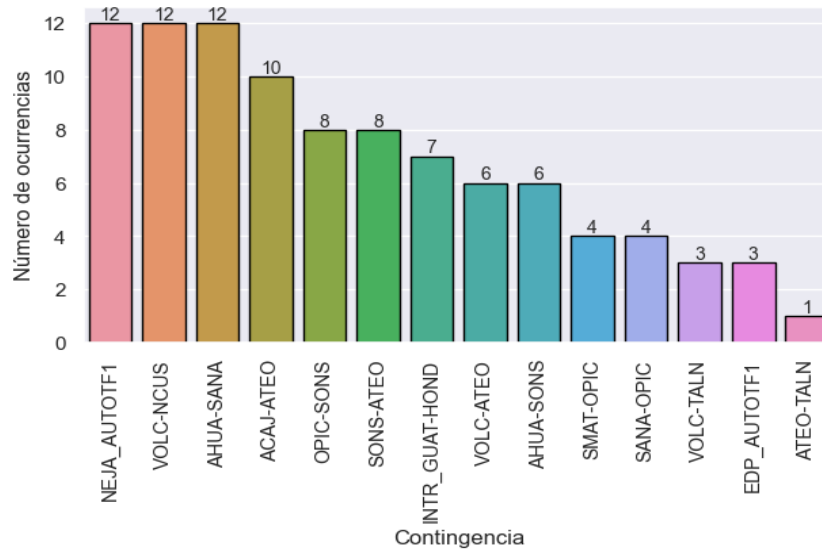


Figura 10.19: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de importación para el 2025.

En todas las contingencias, el elemento de transmisión que siempre se ve afectado en el análisis de importación es el autotransformador de NEJA.

10.2.3. Resumen de los resultados del análisis lineal

Del análisis lineal se concluye:

- Para 2024 la generación⁸ máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo y por el disparo de una de las líneas ACAJ – SONS, que provoca la sobrecarga de la línea en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que más impactan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01.
 - Disparo de la línea SMAT – OPIC – 01.
- Para 2024 los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Línea AHUA – EDP – 01.

⁸ La generación en el nodo de Acajutla que se menciona en este análisis no se refiere a un PM generador en particular sino al total de lo inyectado por los PM que se encuentran conectados en dicha subestación.

- Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de NEJA.
 - Línea ACAJ – SONS – 01.
 - Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea 5NOV – SRAF – 01.
- Para 2025 la generación⁹ máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que tienen impacto la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea VOLC – NCUS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Para 2025 los elementos de transmisión que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de NEJA.
 - Línea AHUA – EDP – 01.
 - Línea ACAJ – SONS – 01.
 - Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea AHUA – SANA – 01.
 - Para 2024 la capacidad de exportación se ve limitada el disparo de un autotransformador de 15SE, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo y por el disparo de una línea de AHUA – EDP, que sobrecarga la línea en paralelo. Adicionalmente, la pérdida de la línea SMAR – STOM – 01, también impacta ya que causa sobrecarga en la línea SANT – NEJA – 01.
 - Para 2024 la capacidad de importación se ve limitada únicamente por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo.
 - Para 2025 la capacidad de importación se ve limitada únicamente por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que tiene impacto en la capacidad de importación son:
 - Disparo de la línea VOLC – NCUS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Para 2025 el elemento de transmisión que siempre se ve afectado por las contingencias indicadas en el ítem anterior es el autotransformador de NEJA, limitando la capacidad de importación.

Es importante resaltar que para este año se incluyen los dispositivos compensadores síncronos en serie, los cuales se modelan como FACTS (Flexible AC Transmission Systems, por sus siglas en inglés). Estos dispositivos están configurados para simulaciones de corriente alterna (AC), por lo que en flujos de corriente

⁹ La generación en el nodo de Acajutla que se menciona en este análisis no se refiere a un PM generador en particular sino al total de lo inyectado por los PM que se encuentran conectados en dicha subestación.

directa (DC) como los que se realizan en esta sección podrían generar resultados no consistentes con la realidad. Por este motivo se deben considerar los resultados de este apartado como meramente indicativos. El efecto de estos dispositivos se notará en las simulaciones con flujos AC.

10.3. Estudio de contingencias en la red de transmisión y parque de generación

En el anexo 3 se encuentra un informe de los resultados de las simulaciones de las contingencias, para cada escenario analizado. En estos se muestra amplia información donde se profundiza en el comportamiento del nivel de tensión y de la cargabilidad en el sistema de transmisión.

Se tomó como premisa para el estudio, que tanto en los casos sin y con transferencias, no violen los criterios definidos en el apartado 4. Si con un nivel de transferencia dado, y ante una contingencia, se viola alguno de ellos, la transferencia se reduce hasta un valor en el que se obtenga el cumplimiento de todos los criterios en régimen permanente.

10.3.1. Evaluación del caso sin transferencias: 2024

En los cuadros 10.23 y 10.24 se resumen los resultados del análisis de contingencia para los escenarios sin transferencia para 2024 de la época seca y húmeda, respectivamente, también aparece el monto de inyección total en el nodo de Acajutla. De lo mostrado en estos cuadros podemos destacar:

- Para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca, la contingencia AHUA-SANA causa que la tensión en los nodos GUAJ-115 y SANA-115 estén levemente por debajo de 0.9 p.u. Esta condición es perfectamente corregible en tiempo real, ya que permite acciones manuales como la conexión de banco de capacitores, en este escenario solo se tienen conectados 45 Mvar de los 90 Mvar que hay en TALN-115, también se puede solicitar a los generadores cercanos a la zona que incrementen su potencia reactiva.
- Para el escenario de demanda máxima diurna de la época lluviosa, las contingencias SANT-NEJA y VOLC-SANT provocan una leve sobrecarga en el transformador de SANT. Como se observó en el cuadro 10.2, este transformador se encuentra operando casi al 100%, por lo que para evitar sobrecargas ante contingencias será necesario que en tiempo real se realicen traslados de carga hacia otros puntos de la red.
- Para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca y máxima nocturna de la época lluviosa, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda de 1,160 MW que se espera como valor máximo, por ello se evaluó la carga de un autotransformador de NEJA, ante la misma contingencia para los distintos valores de demanda indicados en el cuadro 6.3, los resultados se muestran en la figura 10.20.

Cuadro 10.23: resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2024, sin transferencias.

Demanda: Criterio/Época:	Máxima diurna Seca	Máxima nocturna Seca	Mínima Seca
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu1Sem24	MaxNoc1Sem24	Min1Sem24
Acajutla (MW)	451.91	362.62	326.14
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	NEJA_AUTOTF1/2	No hay	No hay
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	AHUA-SANA	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	AT1/2 de NEJA (108.71%) ¹⁰	No hay	No hay

¹⁰ Para este escenario, en todas las contingencias se presentan sobrecargas en los transformadores de las subestaciones SBAR y SANT, esto se debe a que desde el caso sin contingencias ya se encuentran sobrecargados, como se indicó en el cuadro 10.1.

Demanda: Criterio/Época:	Máxima diurna Seca	Máxima nocturna Seca	Mínima Seca
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	GUAJ-115 0.898 SANA-115 0.898	No hay	No hay

Cuadro 10.24: resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2024, sin transferencias.

Demanda:	Máxima diurna	Máxima nocturna	Mínima
Criterio/Época:	Húmeda	Húmeda	Húmeda
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu2Sem24	MaxNoc2Sem24	Min2Sem24
Acajutla (MW)	277.45	377.76	0
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	SANT-NEJA VOLC-SANT	NEJA_AUTOTF1/2	No hay
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	SANT 115/23 kV T1 (100.98 %) SANT 115/23 kV T1 (100.56 %)	AT1/2 de NEJA (100.3%)	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	No hay	No hay	No hay

En la figura 10.20 se observa como varía la carga de un autotransformador de la subestación NEJA, ante la pérdida del que se encuentra en paralelo, con la demanda simulada en el SEP para el 2024, de esta figura se puede resumir:

- Para el período de máxima diurna, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,060 MW en la época seca, mientras que para la época lluviosa con la demanda de 1,160 MW la carga del autotransformador queda en 98.6%.
- Para el período de máxima nocturna, con una demanda de 1,160 MW se tiene una carga de 98.85 % en la época seca, mientras que para la época lluviosa aún con la demanda de 1,160 MW la carga del autotransformador es del 100.3%.

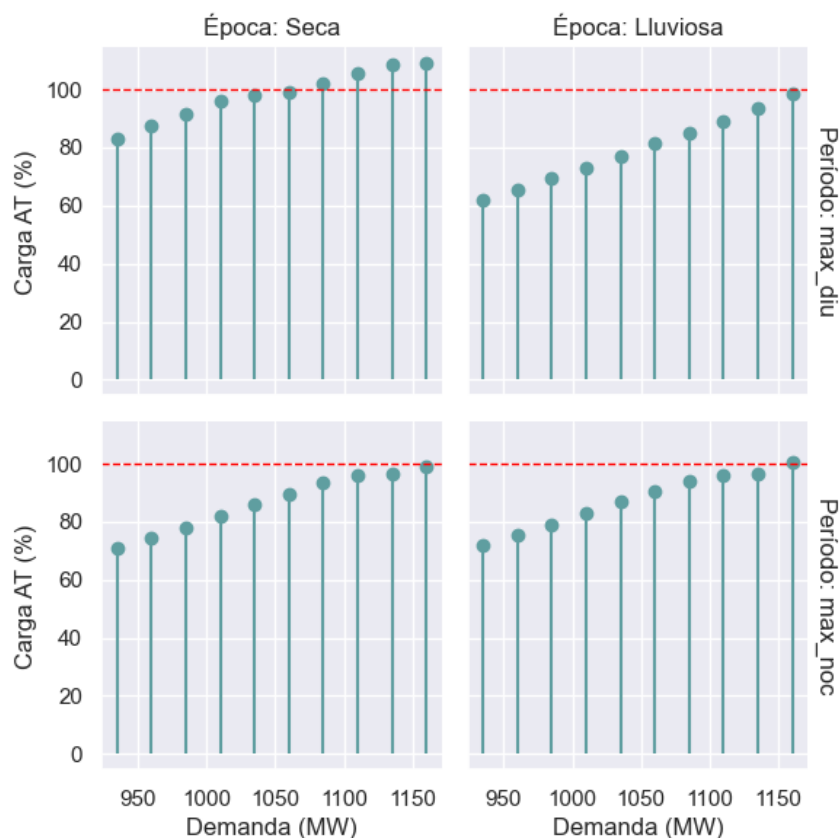


Figura 10.20: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA contra la demanda nacional en el 2024, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.

En el cuadro 10.25 se muestra el listado de los 10 nodos de transmisión con menor tensión poscontingencia en p.u. para el 2024, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los nodos con menor y mayor nivel de tensión se calculó la mediana (percentil 50) del nivel de tensión en p.u. para cada nodo de 115 kV y 230 kV, considerando todos los escenarios. **Estos nodos son los más probables de tener problemas de regulación de tensión luego de la ocurrencia de una contingencia y serán observados en el análisis de estabilidad de voltaje.**

Cuadro 10.25: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2024, sin transferencias.

Bus	Tensión (p.u.)
SANA-115	0.982
OZAT-115	0.982
GUAJ-115	0.983
TECO-115	0.984
SOYA-115	0.985
SBAR-115	0.985
SANT-115	0.985
CHIN-115	0.987

Bus	Tensión (p.u.)
SMAR-115	0.989
VOLC-115	0.989

En el cuadro 10.26 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores desviaciones de tensión, con respecto a su tensión nominal, utilizando el índice MTI, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una manera estadística las contingencias con mayor desviación de la tensión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.26: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2024, sin transferencias.

Contingencia	MTI
ACAJ_AUTOTF1	5.12
ATEO-TALN	3.3
VOLC-SANT	3.17
SMAT-OPIC	3.16
AHUA-SANA	2.99
CHIN-TECO	2.97
SRAF-CHIN	2.93
BERL-SMIG	2.86
SANA-OPIC	2.85
15SE-SMIG	2.84

En el cuadro 10.27 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores pérdidas de potencia reactiva en el sistema de transmisión, utilizando el índice IDV, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva se calculó la mediana (percentil 50) del índice IDV para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.27: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2024, sin transferencias.

Contingencia	IDV
ACAJ_AUTOTF1	403.12
ANTA	219.04
VOLC-NCUS	213.82
ACAJ-ATEO	213.55
MINERA_PAN	213.19
SANT-NEJA	213.07
CGRA-U1	212.94
AHUA-SANA	211.18
SMAR-STOM	208.86
5NOV-U5	208.4

En la figura 10.21 se muestra un mapa de calor de la tensión poscontingencia en p.u. para las contingencias con los valores más altos de los índices MTI e IDV, cuadros 10.26 y 10.27, respectivamente. Es decir, las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal del sistema de transmisión, los datos mostrados corresponden al percentil 10 de todos los valores de tensión nodal en cada uno de los casos analizados.

Las secciones con un color más claro son las de menor valor de tensión, las secciones de color gris indican que para ese escenario no hay datos para la contingencia que corresponde, por ejemplo, para la contingencia “ANTA” solo hay datos para los escenarios de demanda máxima diurna porque para el resto la planta Antares no está despachada. De la figura 10.21 podemos destacar que para el 2024:

- Los escenarios con un perfil de tensión menor son los de la demanda máxima diurna en ambas épocas.
- Los escenarios con un perfil de tensión mayor son los de la demanda máxima nocturna y mínima de época seca.
- Estas contingencias son las que más influencian tendrían en la regulación de tensión nodal, por lo que se tomarán para realizar el análisis de estabilidad de voltaje.

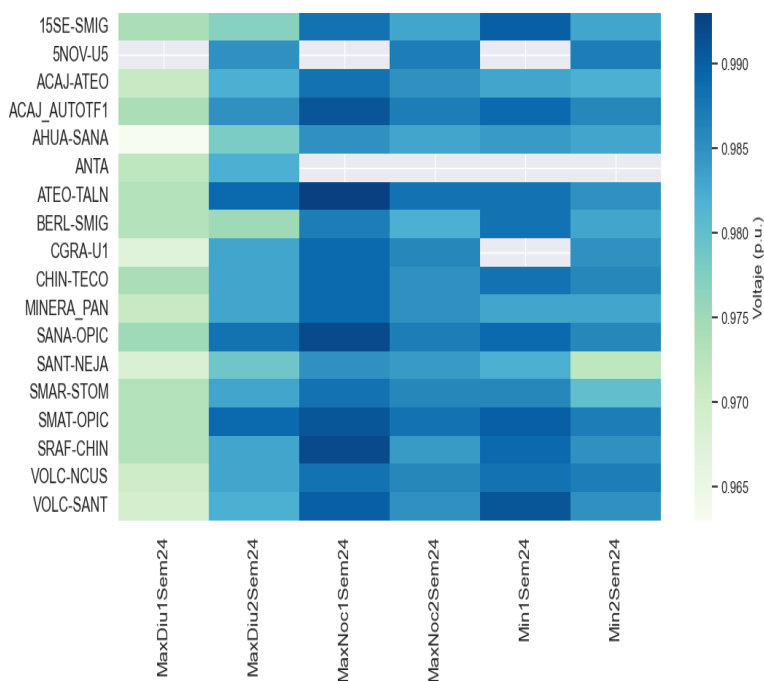


Figura 10.21: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2024, sin transferencias.

En el cuadro 10.28 se muestra el listado de las 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia y en el 10.29 se muestra el listado para los devanados de los autotransformadores, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los elementos de transmisión con mayor carga se calculó la mediana (percentil 50) de la carga de cada elemento de transmisión,

considerando todos los escenarios. **Estos elementos de transmisión son los más probables de tener problemas de sobrecarga luego de la ocurrencia de una contingencia.**

Cuadro 10.28: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2024, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
AHUA-115	SANA-115	1	45.21
SANT-115	NEJA-115	1	44.45
BERL-115	SMIG-115	1	38.77
15SE-115	BERL-115	1	35.76
ACAJ-115	SONS-115	2	34.6
ACAJ-115	SONS-115	1	34.43
NCUS-115	VOLC-115	1	34.04
15SE-115	SMAR-115	2	33.56
SMAR-115	STOM-115	1	33.49
15SE-115	SMAR-115	1	33.47

Cuadro 10.29: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2024, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
NEJA-230	NEJA_TR_2	2	62.45
NEJA-230	NEJA_TR_1	1	62.45
NEJA-115	NEJA_TR_2	2	62.45
NEJA-115	NEJA_TR_1	1	62.45
EDP2-230	EDP_TR_2	2	29.32
ACAJ2-115	EDP_TR_2	2	29.32
EDP2-230	EDP_TR_1	1	28.48
ACAJ2-115	EDP_TR_1	1	28.48
15SE-115	15SE_TR_1	1	26.74
15SE-115	15SE_TR_2	2	26.73

En el cuadro 10.30 se muestra el listado de las 10 contingencias que causan una mayor carga en los elementos de transmisión, utilizando el índice IDC, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayor carga en los elementos de transmisión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.30: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2024, sin transferencias.

Contingencia	IDC
ACAJ_AUTOTF1	39.53
ANTA	21.52
ACAJ-ATEO	20.59
SMAR-STOM	20.5
BERL-SMIG	20.48

AHUA-SANA	20.1
NEJA_AUTOTF2	20.06
NEJA_AUTOTF1	20.06
CGRA-U1	20.06
SRAF-SMAR	19.99

En la figura 10.22 se compara la cargabilidad del sistema de transmisión en cada uno de los escenarios analizados, mediante el indicador IDC. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor del indicador. De esta figura podemos concluir que para el 2024:

- Los escenarios con mayor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda máxima diurna tanto de la época seca como lluviosa.
- Los escenarios con menor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda mínima tanto de la época seca como lluviosa.

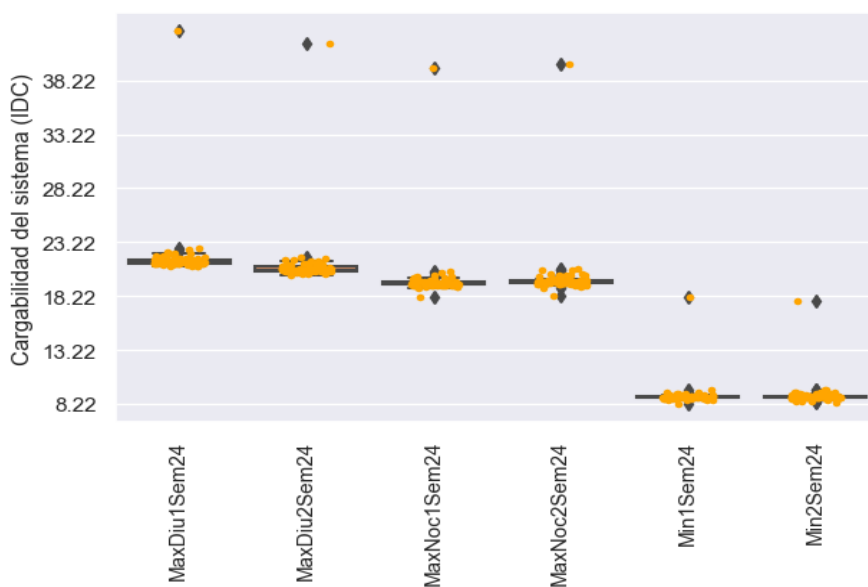


Figura 10.22: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2024, sin transferencias.

2025

En los cuadros 10.31 y 10.32 se resumen los resultados del análisis de contingencia para los escenarios sin transferencia para 2025 de la época seca y húmeda, respectivamente, también aparece el monto de inyección total en el nodo de Acajutla. De lo mostrado en estos cuadros podemos destacar:

- No se observan problemas de regulación de tensión o de sobrecargas en ninguno de los escenarios analizados.

Cuadro 10.31. Resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2025, sin transferencias.

Demanda:	Máxima diurna	Máxima nocturna	Mínima
Criterio/Época:	Seca	Seca	Seca
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu1Sem25	MaxNoc1Sem25	Min1Sem25
Acajutla (MW)	453.79	356.61	318.92
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	No hay	No hay	No hay

Cuadro 10.32. Resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2025, sin transferencias.

Demanda:	Máxima diurna	Máxima nocturna	Mínima
Criterio/Época:	Húmeda	Húmeda	Húmeda
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu2Sem25	MaxNoc2Sem25	Min2Sem25
Acajutla (MW)	268.36	372.28	0
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Violaciones de alto voltaje (>1.10 p.u.);	No hay	No hay	No hay
Violaciones de bajo voltaje (<0.90 p.u.)	No hay	No hay	No hay

En la figura 10.23 se observa como varía la carga de un autotransformador de la subestación NEJA, ante la pérdida del que se encuentra en paralelo, con la demanda simulada en el SEP para el 2025, de esta figura se puede resumir:

- Para el período de máxima diurna, con una demanda de 1,160 MW en la época seca, se tiene la carga máxima del autotransformador con 99.26%. En este escenario es donde el autotransformador presenta una mayor carga
- Para el período de máxima diurna de la época lluviosa, se tiene la menor carga en el autotransformador.
- Al comparar los resultados que se muestran en la figura 10.23 con los de la 10.20, se observa una disminución de la carga en el autotransformador, la cual, ante condiciones de demanda y despacho de generación similar, es posible que se deba al efecto de los compensadores serie sinónos.

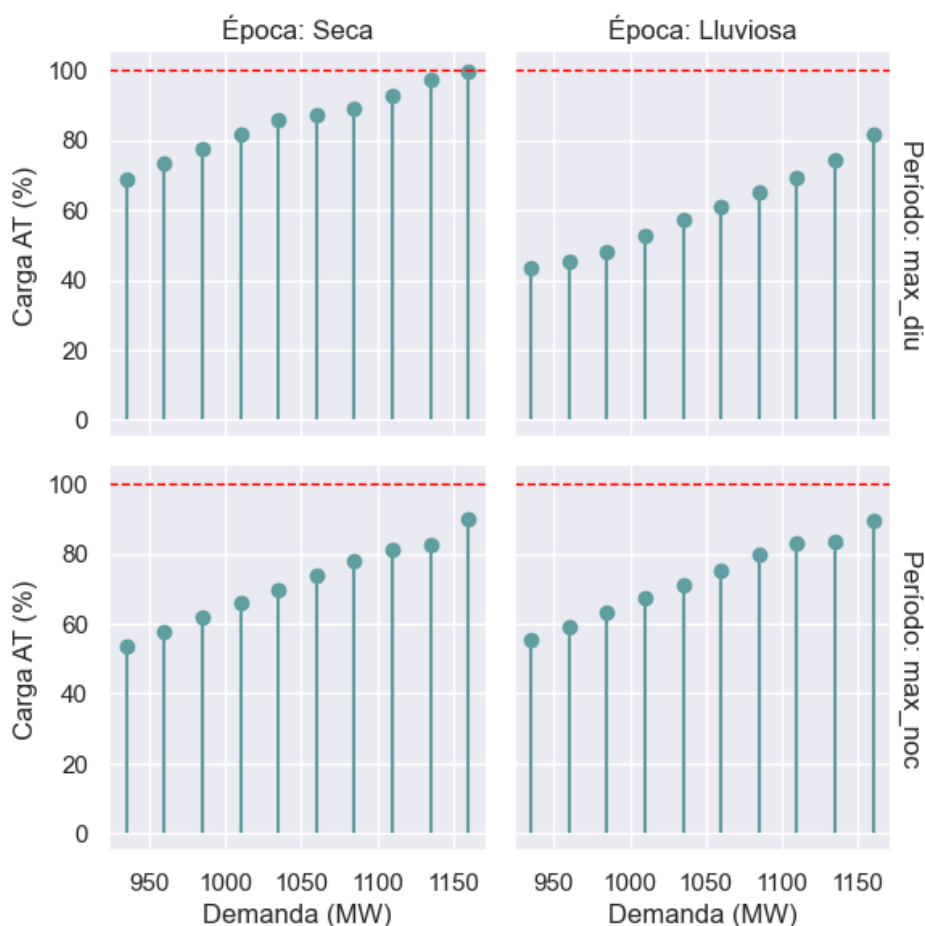


Figura 10.23: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2025 contra la demanda nacional, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.

En el cuadro 10.33 se muestra el listado de los 10 nodos de transmisión con menor tensión poscontingencia en p.u. para el 2025, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los nodos con menor y mayor nivel de tensión se calculó la mediana (percentil 50) del nivel de tensión en p.u. para cada nodo de 115 kV y 230 kV, considerando todos los escenarios. **Estos nodos son los más probables de tener problemas de regulación de tensión luego de la ocurrencia de una contingencia y serán observados en el análisis de estabilidad de voltaje.**

Cuadro 10.33: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.

Bus	Tensión (p.u.)
SANT-115	0.972
OZAT-115	0.973
SOYA-115	0.974
LUNI-115	0.974
SBAR-115	0.975
SANA-115	0.975
TECO-115	0.978
GUAJ-115	0.978
VOLC-115	0.979
SMAR-115	0.979

En el cuadro 10.34 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores desviaciones de tensión, con respecto a su tensión nominal, utilizando el índice MTI¹¹, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una manera estadística las contingencias con mayor desviación de la tensión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.34: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2025, sin transferencias.

Contingencia	MTI
AHUA-SANA	3.74
BERL-SMIG	3.52
15SE-SMIG	3.49
CHIN-TECO	3.45
ATEO-TALN	3.44
SMAR-STOM	3.4
SRAF-CHIN	3.14
VOLC-NCUS	3.02
SMIG-OZAT	3.01
TECO-OZAT	2.94

¹¹ Su definición puede encontrarse en el artículo “Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks” de Juan Manuel Gimenez Alvarez.

En el cuadro 10.35 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores pérdidas de potencia reactiva en el sistema de transmisión, utilizando el índice IDV¹², para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva se calculó la mediana (percentil 50) del índice IDV para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.35: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2025, sin transferencias.

Contingencia	IDV
ANTA	223.55
CGRA-U1	215.99
ACAJ-ATEO	215.58
5NOV-U5	210.07
15SE-U1	209.25
SMAR-STOM	209.09
VOLC-NCUS	208.88
MINERA_PAN	208.6
AHUA-SANA	207.73
SANT-NEJA	207.72

En la figura 10.24 se muestra un mapa de calor de la tensión poscontingencia en p.u. para las contingencias con los valores más altos de los índices MTI e IDV, cuadros 10.34 y 10.35, respectivamente. Es decir, las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal del sistema de transmisión, los datos mostrados corresponden al percentil 10 de todos los valores de tensión nodal en cada uno de los casos analizados.

Las secciones con un color más claro son las de menor valor de tensión, las secciones de color gris indican que para ese escenario no hay datos para la contingencia que corresponde, por ejemplo, para la contingencia “ANTA” solo hay datos para los escenarios de demanda máxima diurna porque para el resto la planta Antares no está despachada. De la figura 10.24 podemos destacar que para el 2025:

- Los escenarios con un perfil de tensión menor son los de la demanda mínima en ambas épocas.
- Los escenarios con un perfil de tensión mayor son los de la demanda máxima diurna de época seca y máxima nocturna de época húmeda.
- Estas contingencias son las que más influyen tendrían en la regulación de tensión nodal, por lo que se tomarán para realizar el análisis de estabilidad de voltaje.

¹² Idem.

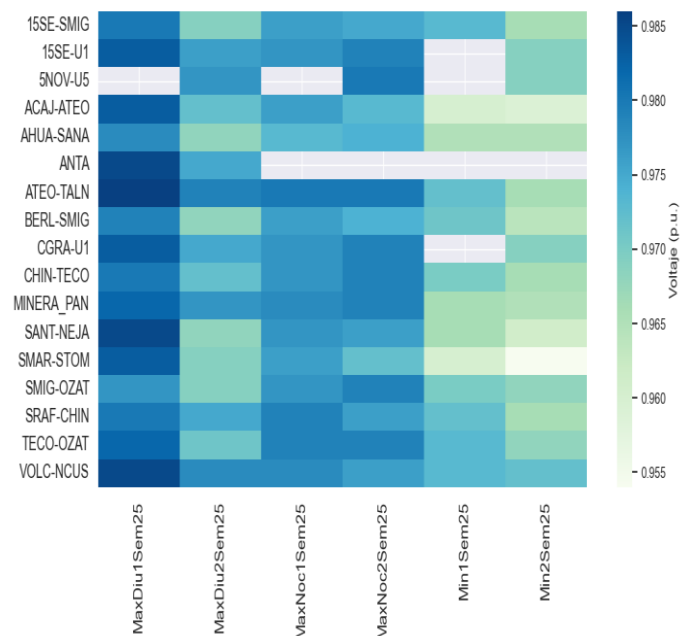


Figura 10.24: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2025, sin transferencias.

En el cuadro 10.36 se muestra el listado de las 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia y en el 10.37 se muestra el listado para los devanados de los autotransformadores, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística los elementos de transmisión con mayor carga se calculó la mediana (percentil 50) de la carga de cada elemento de transmisión, considerando todos los escenarios. **Estos elementos de transmisión son los más probables de tener problemas de sobrecarga luego de la ocurrencia de una contingencia.**

Cuadro 10.36: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
SMAR-115	STOM-115	1	45.36
AHUA-115	SANA-115	1	41.55
BERL-115	SMIG-115	1	40.47
15SE-115	SMAR-115	2	39.1
15SE-115	SMAR-115	1	39.04
15SE-115	BERL-115	1	38.23
ACAJ2-115	ATEO-115	1	36.45
SRAF-115	SMAR-115	1	34.96
SONS-115	ATEO-115	1	34.0
ACAJ-115	SONS-115	2	33.36

Cuadro 10.37: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
NEJA-230	NEJA_TR_2	2	53.09
NEJA-230	NEJA_TR_1	1	53.09
NEJA-115	NEJA_TR_2	2	53.09
NEJA-115	NEJA_TR_1	1	53.09
EDP2-230	EDP_TR_2	2	31.27
ACAJ2-115	EDP_TR_2	2	31.26
EDP2-230	EDP_TR_1	1	30.87
ACAJ2-115	EDP_TR_1	1	30.87
AHUA-230	AHUA_TR_2	2	19.89
AHUA-230	AHUA_TR_1	1	19.89

En el cuadro 10.38 se muestra el listado de las 10 contingencias que causan una mayor carga en los elementos de transmisión, utilizando el índice IDC, para el total de condiciones analizadas. Para encontrar de una forma estadística las contingencias con mayor carga en los elementos de transmisión se calculó la mediana (percentil 50) de este índice para cada contingencia, considerando todos los escenarios simulados.

Cuadro 10.38: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2025, sin transferencias.

Contingencia	IDC
ANTA	20.22
ACAJ-ATEO	19.44
CGRA-U1	19.4
BERL-SMIG	19.19
15SE-U1	19.02
AHUA-SANA	18.9
SMAR-STOM	18.87
NEJA_AUTOTF2	18.84
NEJA_AUTOTF1	18.84
5NOV-U5	18.77

En la figura 10.25 se compara la cargabilidad del sistema de transmisión en cada uno de los escenarios analizados, mediante el indicador IDC. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor del indicador. De esta figura podemos concluir que para el 2025:

- Los escenarios con mayor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda máxima diurna tanto de la época seca como lluviosa.
- Los escenarios con menor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda mínima tanto de la época seca como lluviosa.

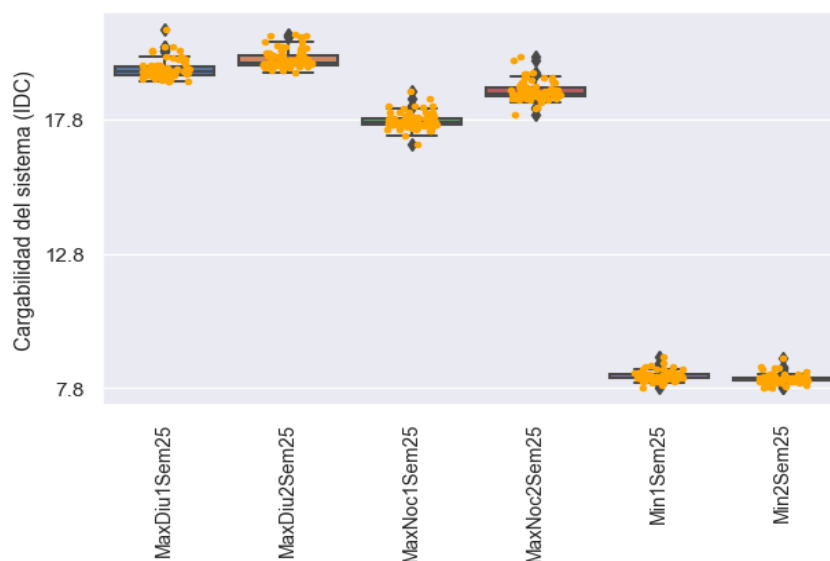


Figura 10.25: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2025, sin transferencias.

10.3.2. Evaluación del caso de transferencia GUA =>ESA:

2024

En el cuadro 10.39 se muestran los valores de máximos de importación desde Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; también se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Tal como se había observado en los cuadros 10.23 y 10.24, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda máxima diurna de la época seca y para la máxima nocturna de la época húmeda la importación es de 0 MW.
- Para demanda máxima nocturna de la época seca y máxima diurna de la época húmeda, se obtiene un valor bajo de importación.
- Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.39: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, importación desde Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	108.71 ¹³	0	451.91
MaxNoc1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.6	10	352.56
Min1Sem24	NCL	NCL	NCL	NCL	28.16
MaxDiu2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.34	50	227.31
MaxNoc2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.3 ¹⁴	0	377.76
Min2Sem24	NCL	NCL	NCL	NCL	0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.26 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Guatemala para el 2024. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW. En los casos con transferencias es notoria su diferencia, especialmente en demanda mínima.

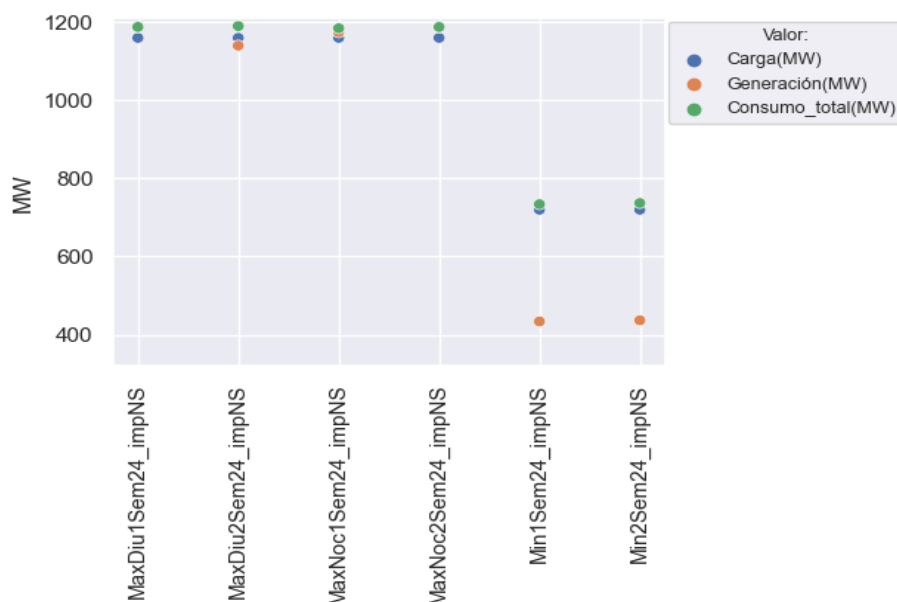


Figura 10.26: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2024.

¹³ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias.

¹⁴ Ídem.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Guatemala en el 2024. Por ello en la figura 10.27 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI¹⁵ y en la figura 10.28 mediante el índice IDV¹⁶. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.27 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de demanda mínima, tanto de época seca como húmeda. Esto a pesar de ser los escenarios en los que se cuentan con menos recursos de generación en línea debido a la combinación de alta importación y baja demanda.
- El escenario de demanda máxima nocturna también es de los que tiene una menor desviación de tensión.
- Los escenarios con mayor desviación de tensión son los de demanda máxima diurna en ambas épocas de año y el de demanda máxima nocturna de la época húmeda.

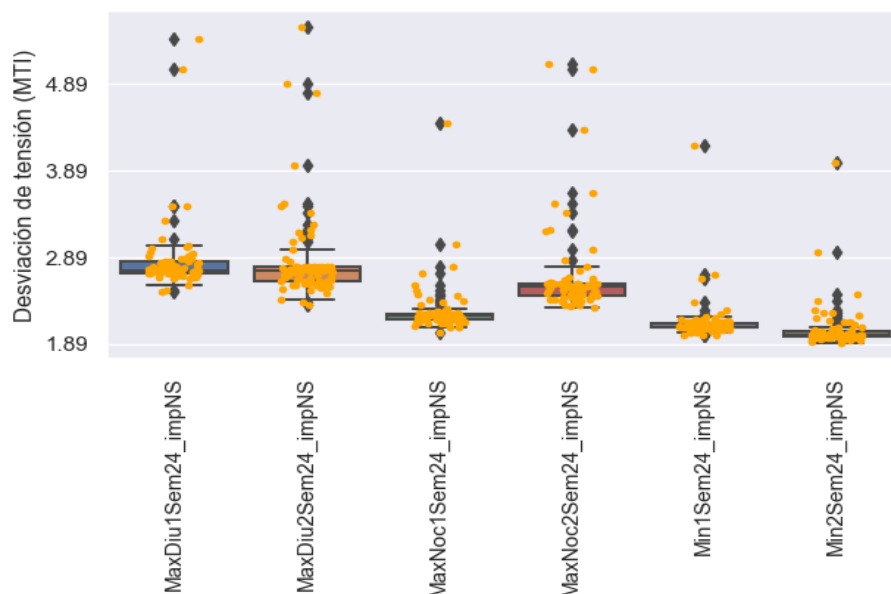


Figura 10.27: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2024.

¹⁵ Su definición puede encontrarse en el artículo “Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks” de Juan Manuel Gimenez Alvarez.

¹⁶ Idem.

En la figura 10.28 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.29); también coinciden con ser de los escenarios con mayor desviación de tensión. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

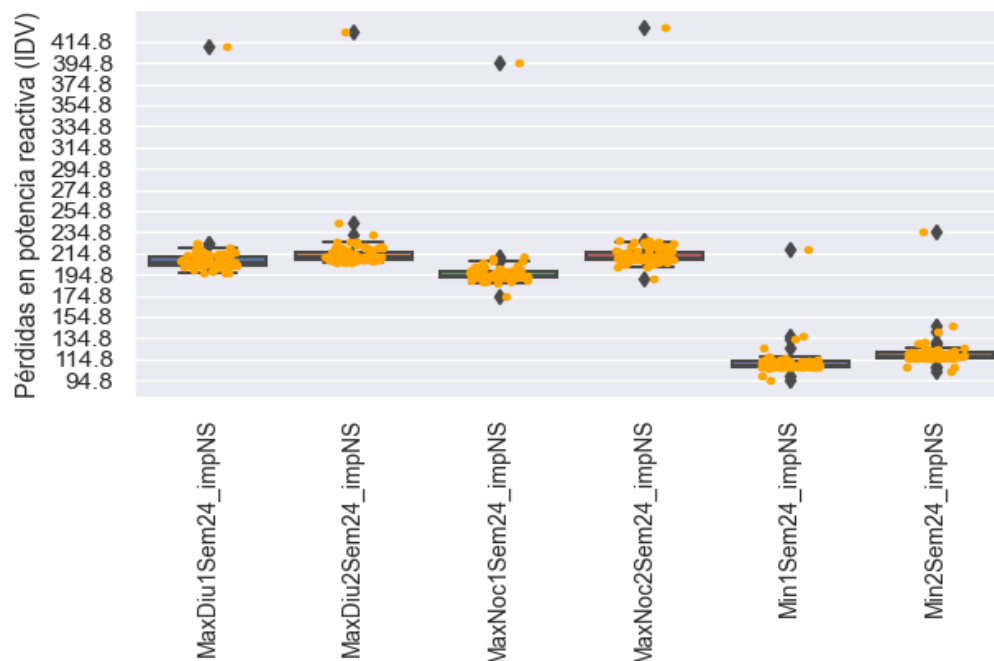


Figura 10.28: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2024.

En la figura 10.29 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2024, mediante el índice IDC. Se observa que los casos con mayor carga en los elementos de transmisión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

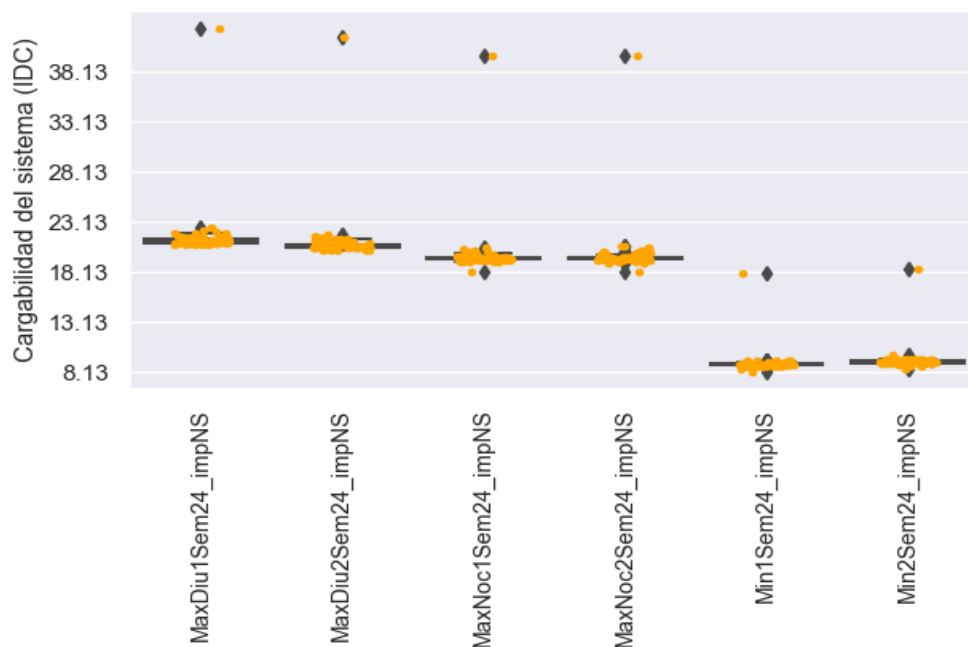


Figura 10.29: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2024.

Debido a que la importación desde Guatemala es de 0 MW para algunos escenarios, como se indicó en el cuadro 10.39, se calculó la importación máxima para los diferentes valores de demanda que se indicaron en el cuadro 6.3. En el cuadro 10.40 se muestran para los escenarios de máxima diurna y máxima nocturna, los distintos valores de importación desde Guatemala obtenidos para los diferentes valores de demanda, considerando la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA. Los mismos resultados se muestran en la figura 10.30.

De lo que se observa en el cuadro 10.40 y la figura 10.30 podemos decir:

- En general, entre mayor es la demanda nacional menor es el valor de la importación desde Guatemala.
- En general, la importación desde Guatemala es mayor en la época lluviosa que en la seca.
- Para el escenario de máxima diurna, para valores elevados de demanda la importación desde Guatemala es mayor en época húmeda que en seca.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,110 MW.
- En demanda máxima nocturna de la época húmeda/lluviosa no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.

Cuadro 10.40: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2024, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	260	250	250	280
960	260	180	240	290
985	300	200	240	290
1010	230	180	250	290
1035	100	190	250	300
1060	20	190	260	290
1085	10	200	220	200
1110	0	200	80	50
1135	0	200	10	10
1160	0	50	10	0

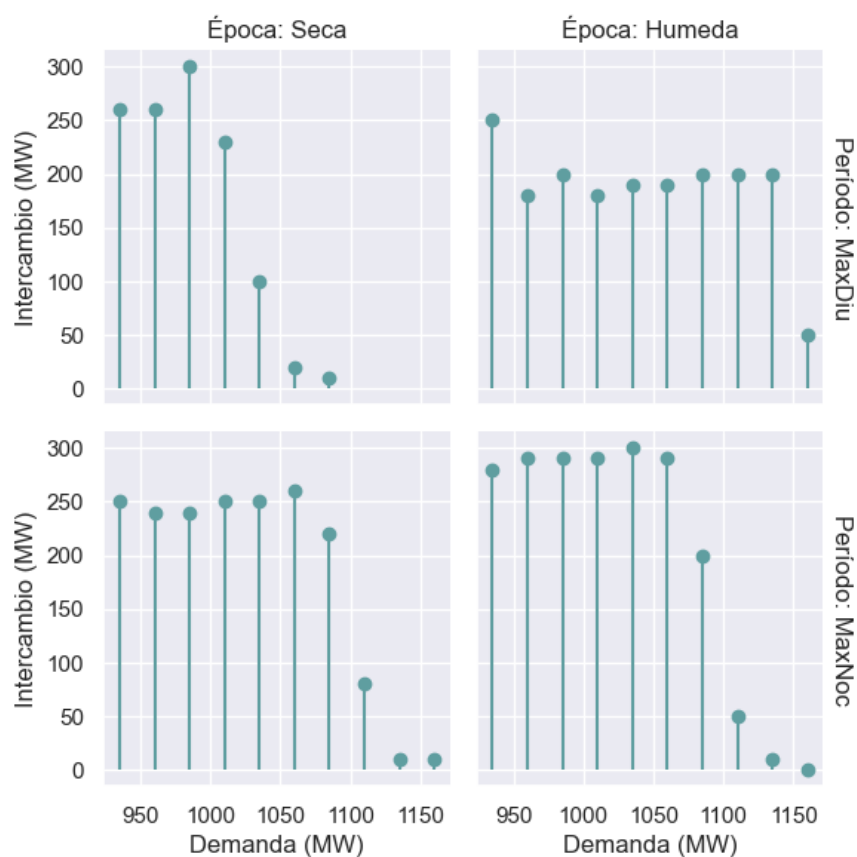


Figura 10.30: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2024, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

En el cuadro 10.41 se muestran los límites de importación desde Guatemala, para los distintos valores de demanda nacional, en el periodo de máxima diurna de la época húmeda¹⁷, si no se considerara la contingencia de pérdida de un autotransformador de NEJA. Se observa que, bajo esta condición la contingencia limitante es la pérdida de la línea de 115 kV SMAR – STOM – 01, la cual comienza a afectar desde un valor de demanda de 1,085 MW.

Cuadro 10.41: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2024, para demanda máxima diurna de época húmeda al no considerar la contingencia de la pérdida un autotransformador de NEJA.

Demanda (MW)	Límite (MW)	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)
935	300	NCL	NCL	NCL
960	300	NCL	NCL	NCL
985	300	NCL	NCL	NCL
1010	300	NCL	NCL	NCL
1035	300	NCL	NCL	NCL
1060	300	NCL	NCL	NCL
1085	140	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.89
1110	190	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	101.35
1135	90	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.41
1160	90	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.27

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

2025

En el cuadro 10.42 se muestran los valores de máximos de importación desde Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; también se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca la importación máxima es de 0MW, debido a que con 10 MW de importación se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.
- Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

¹⁷ Para el periodo de máxima nocturna de la época seca y húmeda, así como para la demanda máxima diurna de la época seca no aparece otra contingencia limitante.

Cuadro 10.42: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, importación desde Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	102.33	0	453.79
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.05	260	146.24
Min1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	16.21
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	102.02	280	50.03
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.01	250	171.61
Min2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.26 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Guatemala para el 2025. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW. En los casos con transferencias es notoria su diferencia, especialmente en demanda mínima.

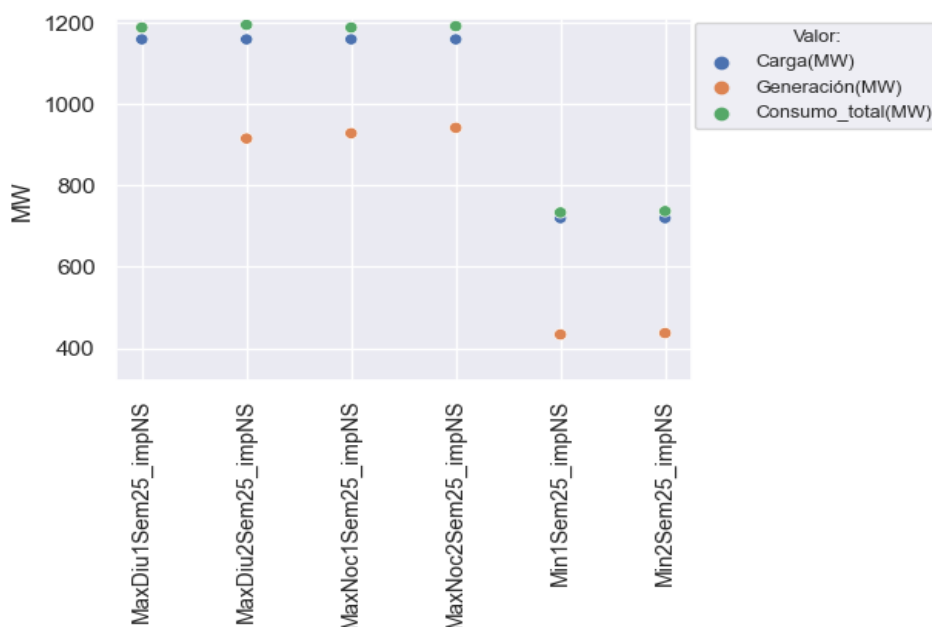


Figura 10.31: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2025.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Guatemala en el 2025. Por ello en la figura 10.32 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.33 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.32 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de demanda mínima, tanto de época seca como húmeda. Esto a pesar de ser los escenarios en los que se cuentan con menos recursos de generación en línea debido a la combinación de alta importación y baja demanda.
- El escenario de demanda máxima nocturna también es de los que tiene una menor desviación de tensión.
- Los escenarios con mayor desviación de tensión son los de demanda máxima diurna en ambas épocas de año y el de demanda máxima nocturna de la época húmeda.

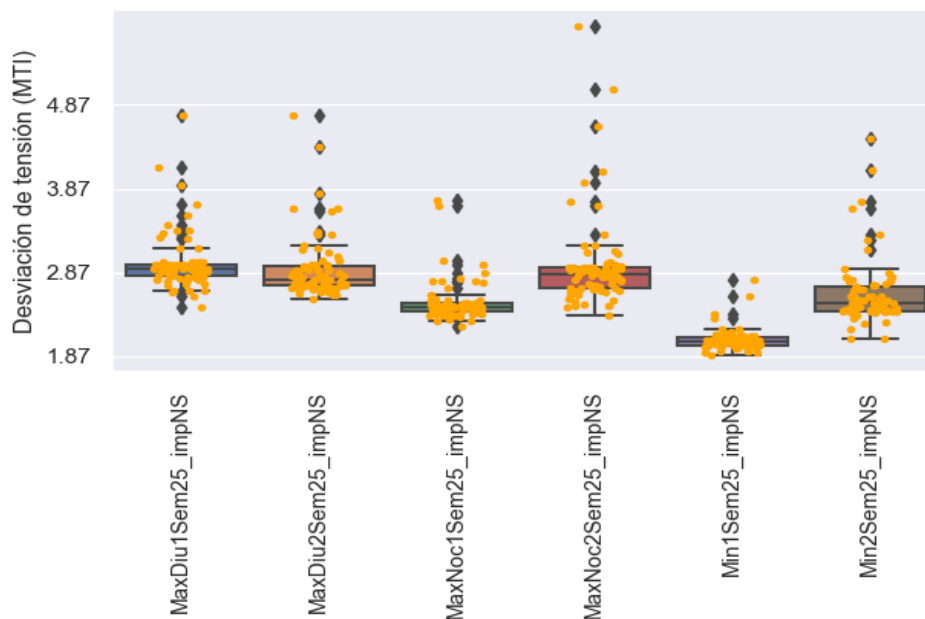


Figura 10.32: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.

En la figura 10.33 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.34); también coinciden con ser de los escenarios con mayor desviación de tensión. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

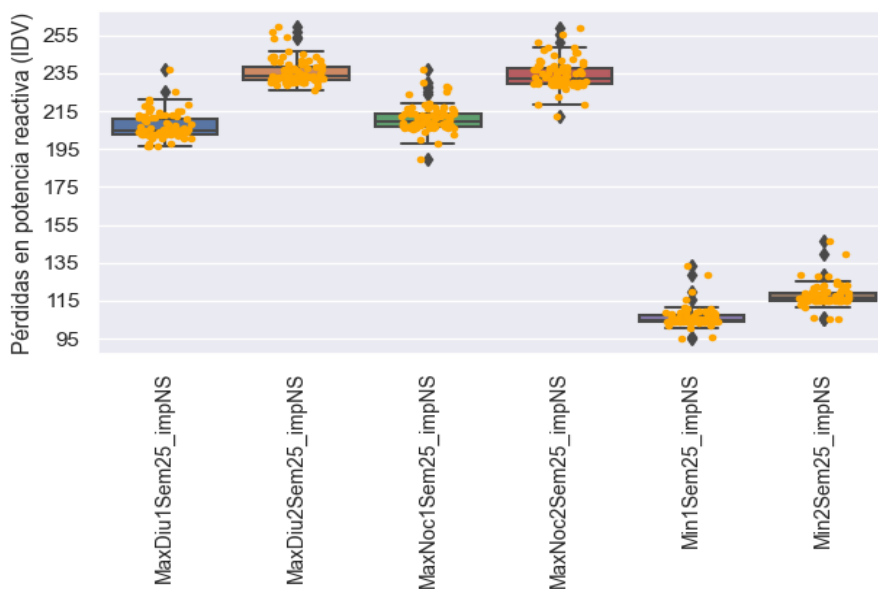


Figura 10.33: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.

En la figura 10.34 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2025, mediante el índice IDC. Se observa que los casos con mayor carga en los elementos de transmisión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

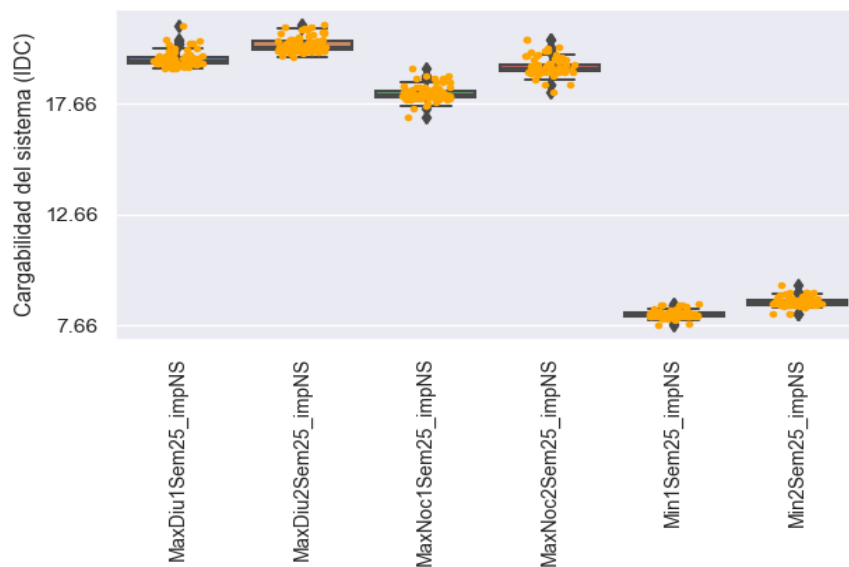


Figura 10.34: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2025.

Debido a que la importación desde Guatemala es de 0 MW para algunos escenarios, como se indicó en el cuadro 10.42, se calculó la importación máxima para los diferentes valores de demanda que se indicaron en el cuadro 6.3. En el cuadro 10.43 se muestran para los escenarios de máxima diurna y máxima nocturna, los distintos valores de importación desde Guatemala obtenidos para los diferentes valores de demanda, considerando la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA. Los mismos resultados se muestran en la figura 10.355.

De lo que se observa en el cuadro 10.43 y la figura 10.35 podemos decir:

- En general, entre mayor es la demanda nacional menor es el valor de la importación desde Guatemala.
- En general, la importación desde Guatemala es mayor en la época lluviosa que en la seca.
- Para el escenario de máxima diurna, para valores elevados de demanda la importación desde Guatemala es mayor en época húmeda que en seca.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,135 MW.

Cuadro 10.43: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	300	300	300	300
960	290	300	300	300
985	300	300	300	300
1010	300	300	300	300
1035	300	280	300	300
1060	300	270	300	300
1085	130	280	300	300
1110	50	270	300	300
1135	0	280	300	300
1160	0	280	260	250

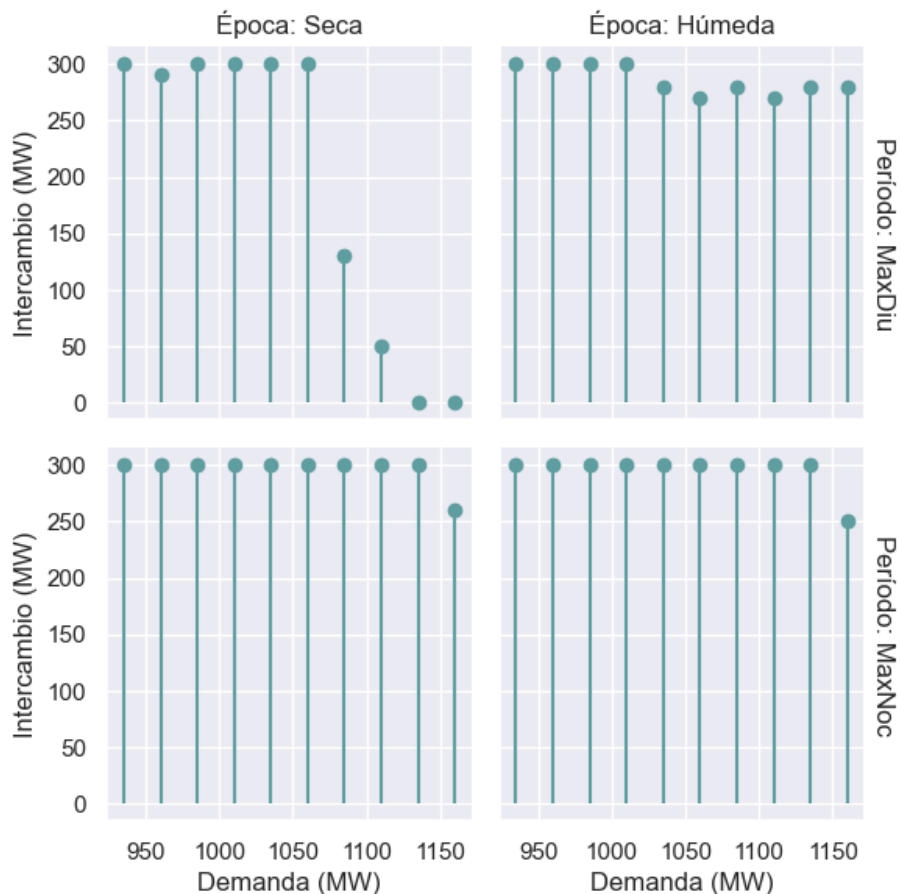


Figura 10.35: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

Para 2025 ninguna otra contingencia afecta la importación desde Guatemala.

10.3.3. Evaluación del caso de transferencia ESA => GUA:

2024

En el cuadro 10.44 se muestran los valores de máximos de exportación hacia Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; también se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 110 MW.
- Para demanda mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
- La máxima generación en ACAJ es de 540.76 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.

Cuadro 10.44: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, exportación hacia Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	101.14	110	540.76
MaxNoc1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.27	210	523.23
Min1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.16	220	456.69
MaxDiu2Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.84	290	478.99
MaxNoc2Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.05	210	531.51
Min2Sem24	NCL	NCL	NCL	NCL	257.95

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.36 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Guatemala para el 2024. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total es menor que la generación en todos los escenarios, debido a los montos de exportación simulados.

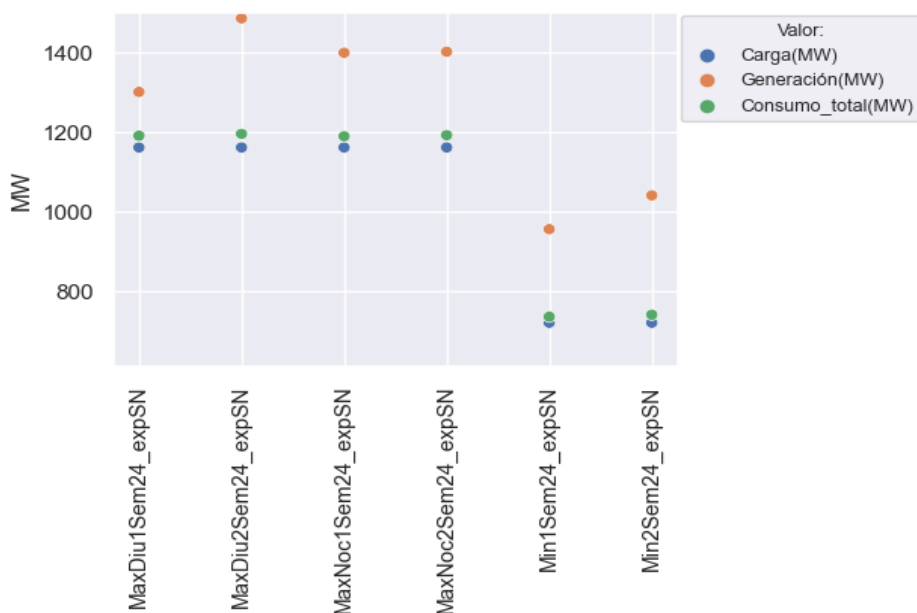


Figura 10.36: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2024.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Guatemala en el 2024. Por ello en la figura 10.37 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.38 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.37 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de demanda mínima y máxima nocturna, tanto de época seca como húmeda.
- Los escenarios con mayor desviación de tensión son los de demanda máxima diurna en ambas épocas de año y el de demanda máxima nocturna de la época húmeda.

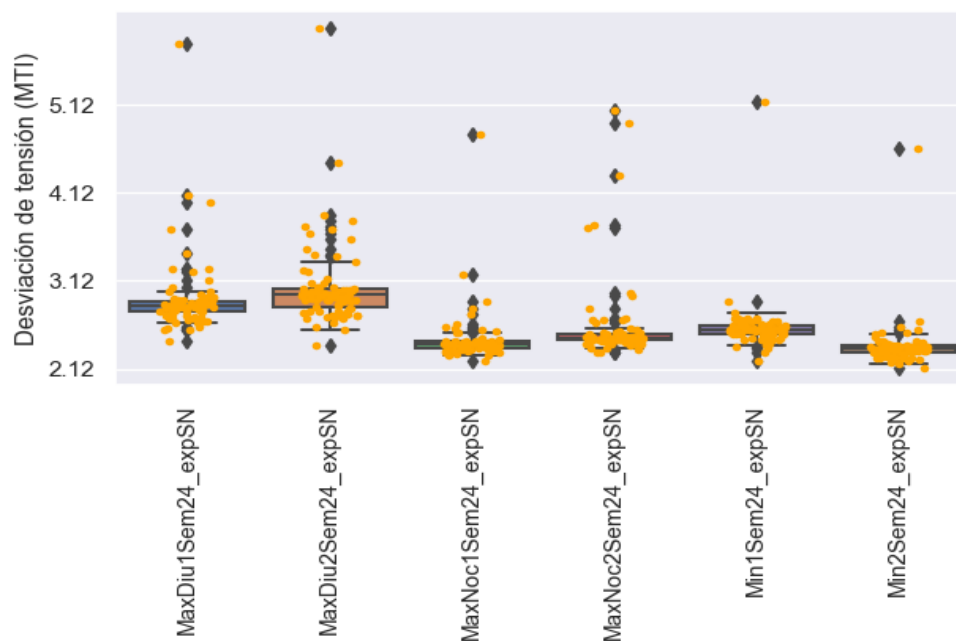


Figura 10.37: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2024.

En la figura 10.38 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.39); también coinciden con ser de los escenarios con mayor desviación de tensión. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

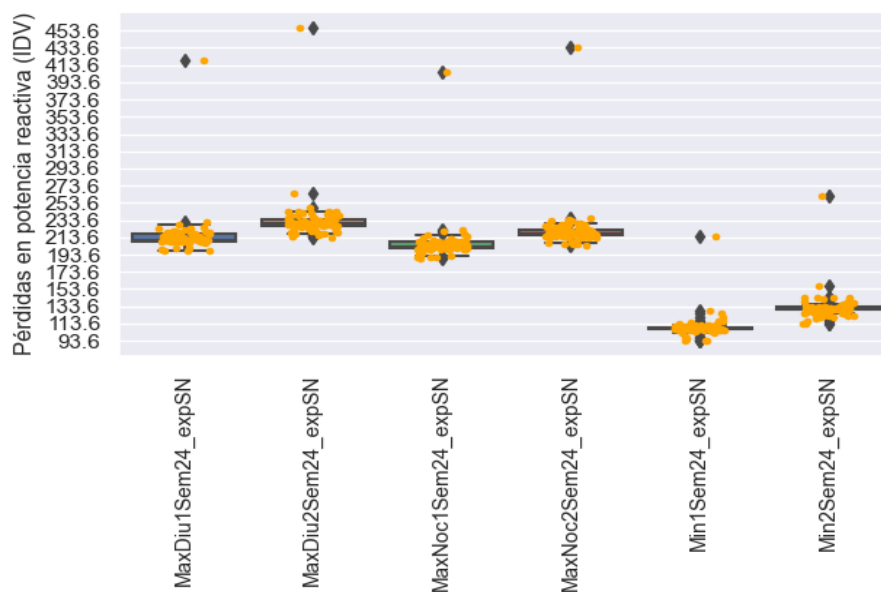


Figura 10.38: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2024.

En la figura 10.39 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2024, mediante el índice IDC. Se observa que los casos con mayor carga en los elementos de transmisión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

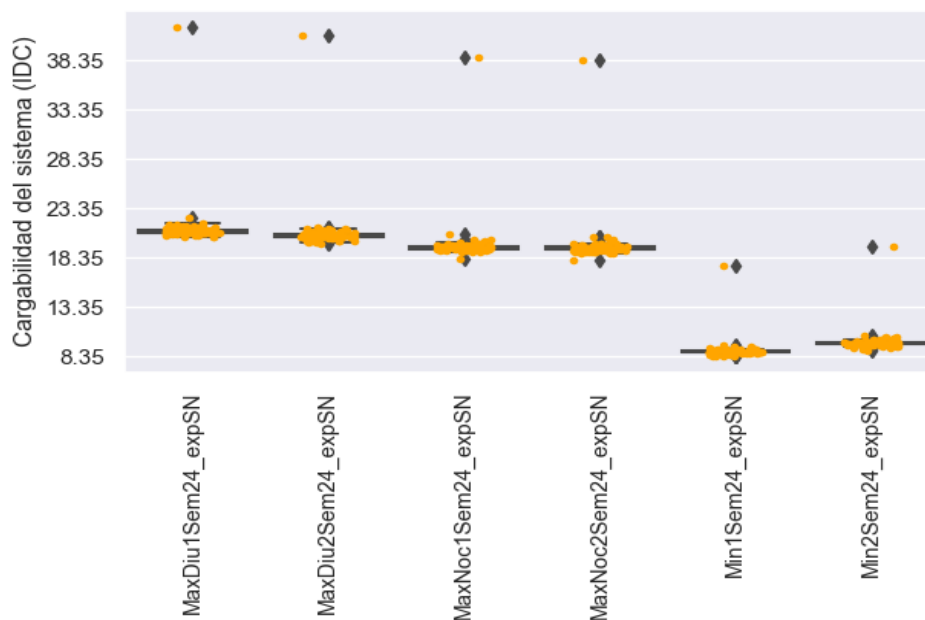


Figura 10.39: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2024.

2025

En el cuadro 10.45 se muestran los valores de máximos de exportación hacia Guatemala, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; también se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 140 MW.
- Para demanda máxima diurna y mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
- La máxima generación en ACAJ es de 545.96 MW y se da en demanda máxima nocturna de la época húmeda.

Cuadro 10.45: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, exportación hacia Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.75	130	545.02
MaxNoc1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.63	230	537.3
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	101.18	230	459.51
MaxDiu2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	478.11
MaxNoc2Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.29	230	545.96
Min2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	252.42

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.40 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Guatemala para el 2025. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total es menor que la generación en todos los escenarios, debido a los montos de exportación simulados.

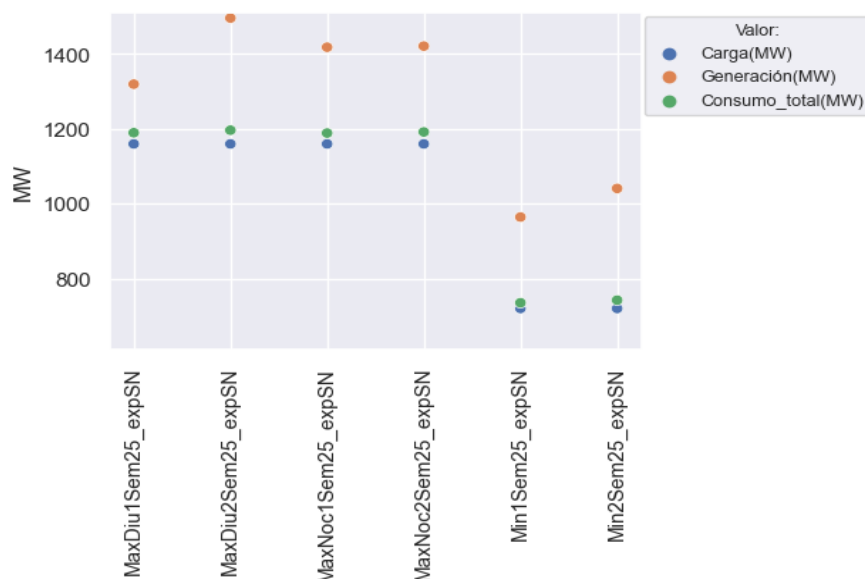


Figura 10.40: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2025.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Guatemala en el 2025. Por ello en la figura 10.37 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.38 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.41 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de máxima diurna y nocturna, tanto de época seca como húmeda, y demanda mínima de época seca.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda mínima de la época húmeda.

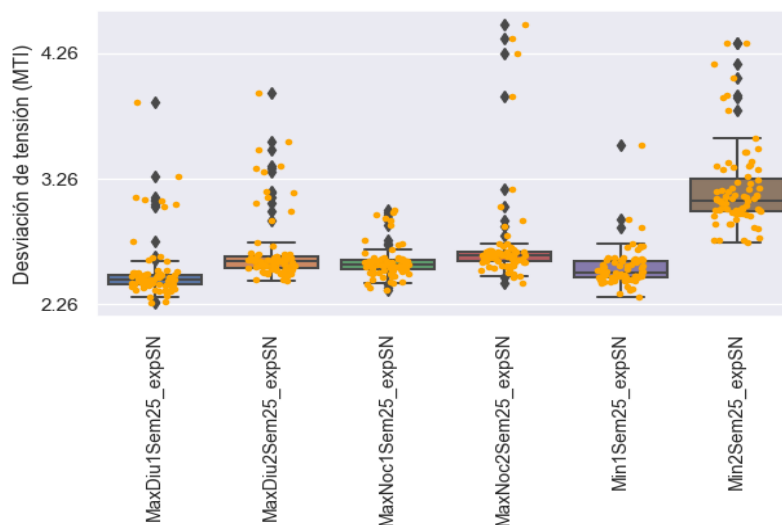


Figura 10.41: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.

En la figura 10.42 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.43); también coinciden con ser de los escenarios con mayor desviación de tensión. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

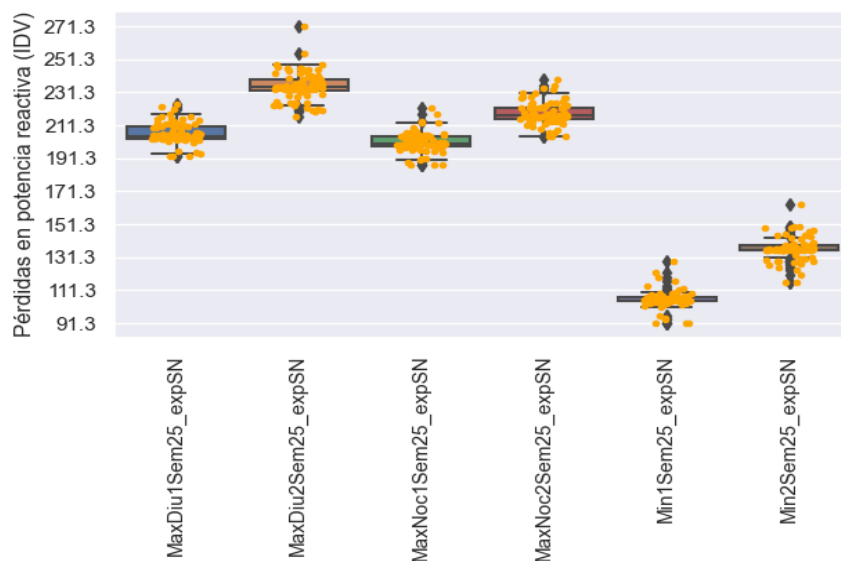


Figura 10.42: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2024.

En la figura 10.43 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2025, mediante el índice IDC. Se observa que los casos con mayor carga en los elementos de transmisión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

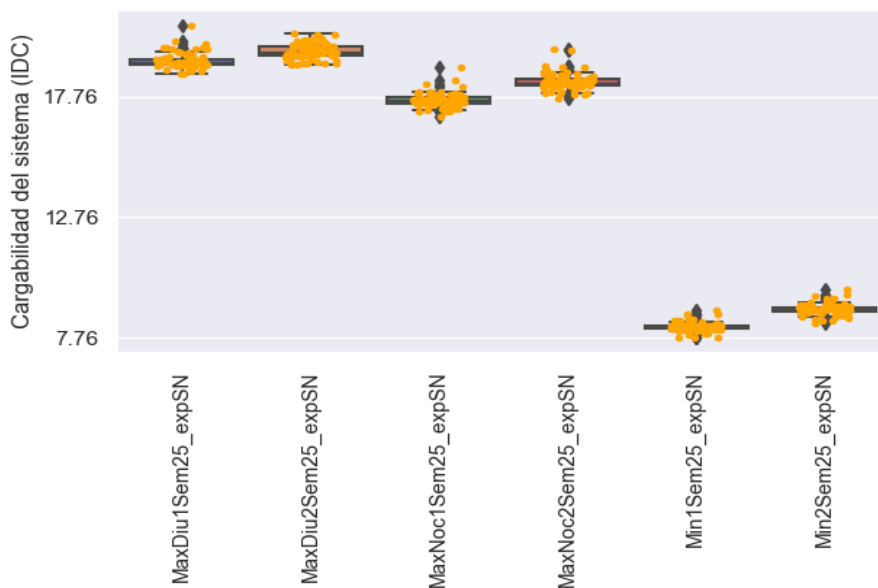


Figura 10.43: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.

10.3.4. Evaluación del caso de transferencia HON => ESA:

2024

En el cuadro 10.46 se muestran los valores de máximos de importación desde Honduras, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; también se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Tal como se había observado en los cuadros 10.20 y 10.21, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para los casos de demanda máxima diurna de la época seca y para la máxima nocturna de la época húmeda la importación es de 0 MW.
- También para demanda máxima nocturna de la época seca la importación es de 0MW, ya que al tratar de importar 10 MW se presenta la sobrecarga indicada en el cuadro 10.46.
- Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
- Las contingencias limitantes son la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA y la pérdida de la línea SMAR – STOM – 01.

Cuadro 10.46: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, importación desde Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	108.71 ¹⁸	0	451.91
MaxNoc1Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.7	0	362.62
Min1Sem24	NCL	NCL	NCL	NCL	28.65
MaxDiu2Sem24	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.87	20	257.76
MaxNoc2Sem24	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.3 ¹⁹	0	377.76
Min2Sem24	NCL	NCL	NCL	NCL	0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.44 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Honduras para el 2024. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW. En los casos con transferencias es notoria su diferencia, especialmente en demanda mínima.

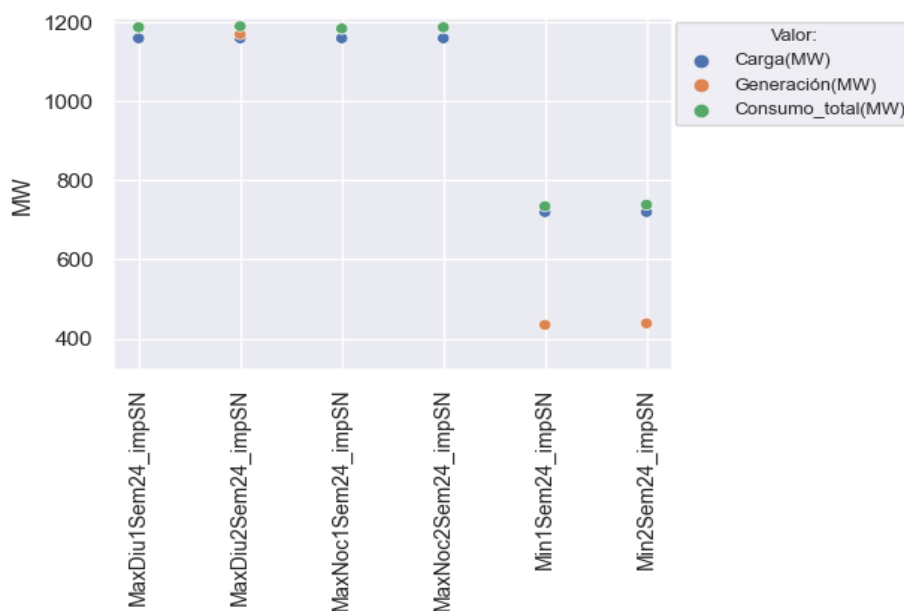


Figura 10.44: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2024.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Honduras en el 2024. Por ello en la figura 10.45 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.46 mediante el

¹⁸ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias.

¹⁹ Ídem.

índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.45 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de demanda mínima, tanto de época seca como húmeda. Esto a pesar de ser los escenarios en los que se cuentan con menos recursos de generación en línea debido a la combinación de alta importación y baja demanda.
- Los escenarios con mayor desviación de tensión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

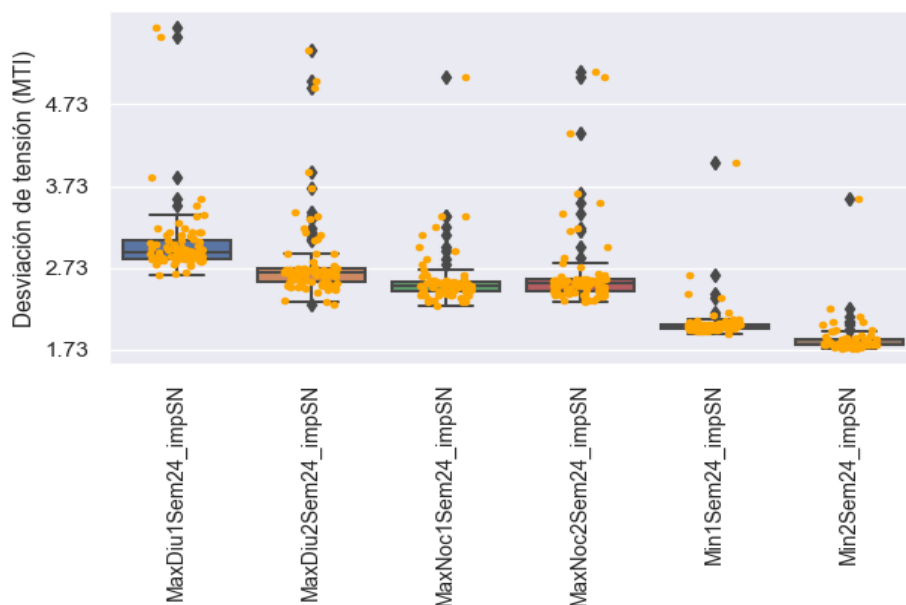


Figura 10.45: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2024.

En la figura 10.46 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.47); también coinciden con ser de los escenarios con mayor desviación de tensión. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

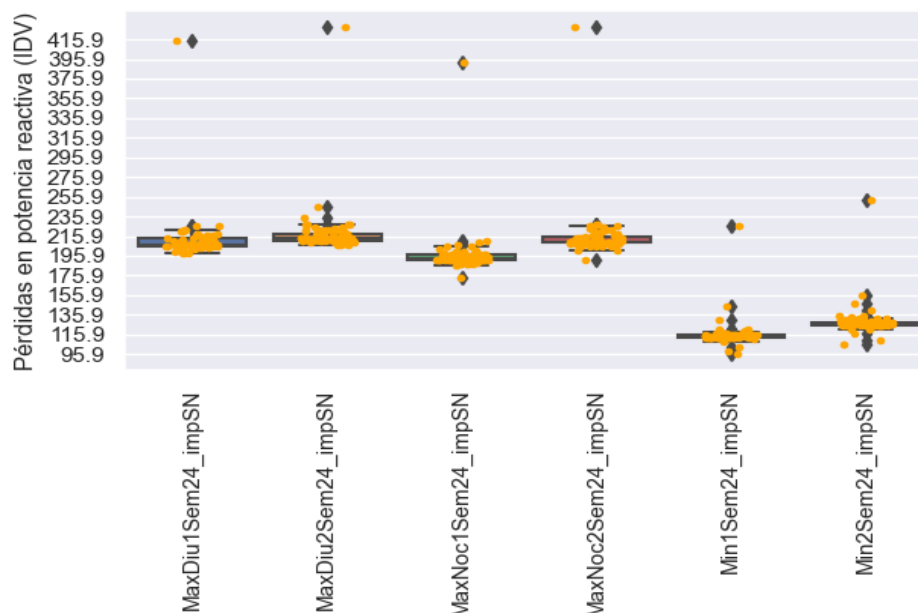


Figura 10.46: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2024.

En la figura 10.47 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Honduras para el 2024, mediante el índice IDC. Se observa que los casos con mayor carga en los elementos de transmisión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

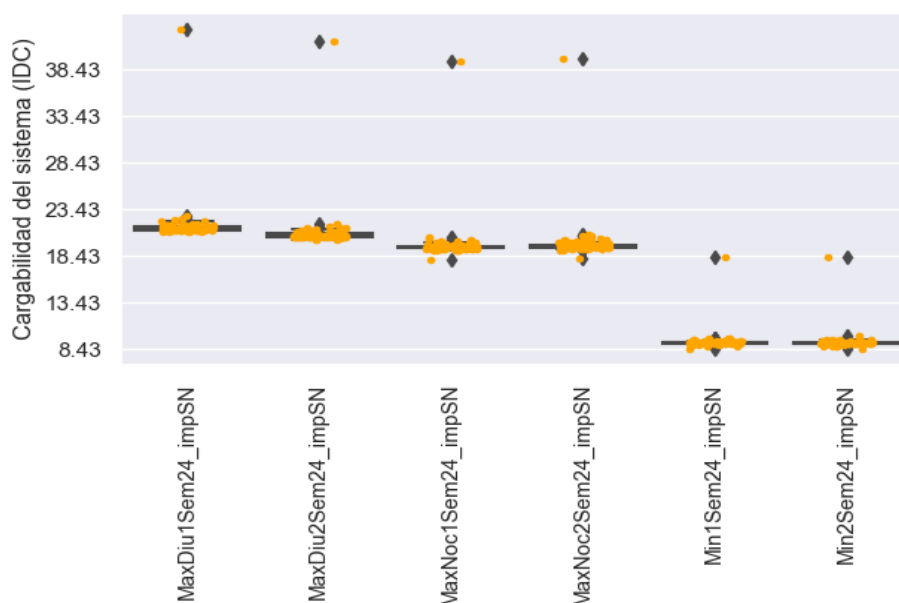


Figura 10.47: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2024.

Debido a que la importación desde Honduras es de 0 MW para algunos escenarios, como se indicó en el cuadro 10.46, se calculó la importación máxima para los diferentes valores de demanda que se indicaron en el cuadro 6.3. En el cuadro 10.47 se muestran para los escenarios de máxima diurna y máxima nocturna, los distintos valores de importación desde Honduras obtenidos para los diferentes valores de demanda, considerando la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA. Los mismos resultados se muestran en la figura 10.48.

De lo que se observa en el cuadro 10.47 y la figura 10.48 podemos decir:

- En general, entre mayor es la demanda nacional menor es el valor de la importación desde Honduras.
- En general, la importación desde Honduras es mayor en la época lluviosa que en la seca.
- Para el escenario de máxima diurna, para valores elevados de demanda la importación desde Honduras es mayor en época húmeda que en seca.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,110 MW.
- En demanda máxima nocturna de ambas épocas no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.

Cuadro 10.47: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2024, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	270	180	230	270
960	250	180	230	270
985	240	180	230	280
1010	160	180	230	280
1035	60	180	240	290
1060	20	180	220	220
1085	10	190	150	130
1110	0	190	50	20
1135	0	110	10	10
1160	0	30	0	0

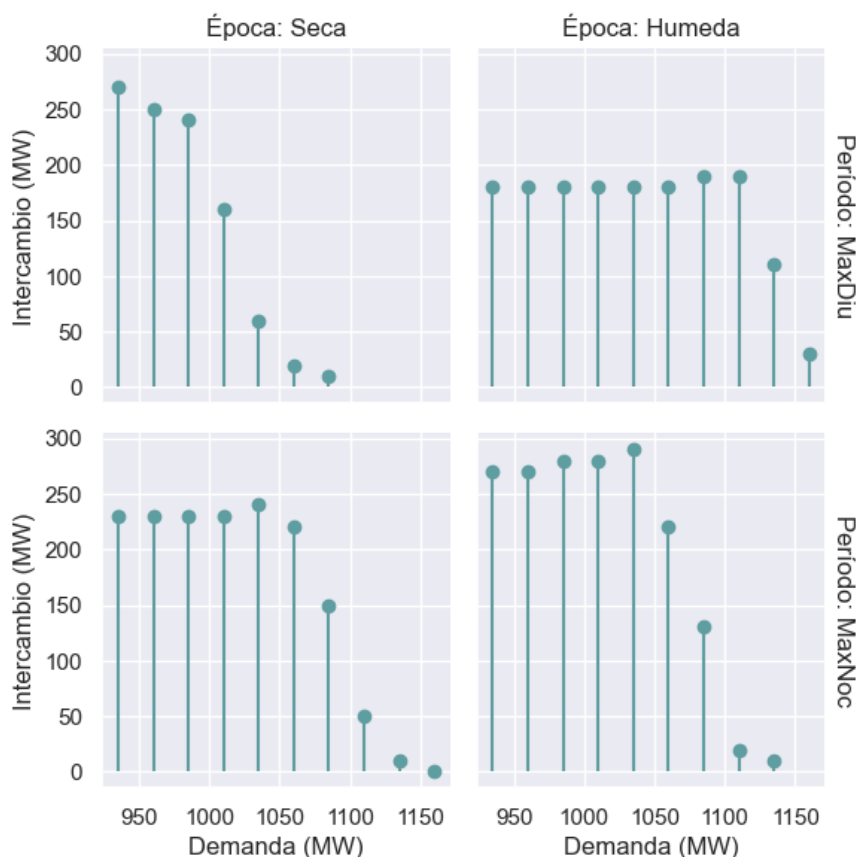


Figura 10.48: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2024, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

En el cuadro 10.48 se muestran los límites de importación desde Honduras, para los distintos valores de demanda nacional²⁰, si no se considerara la contingencia de pérdida de un autotransformador de NEJA. Se observa que, bajo esta condición la contingencia limitante es la pérdida de la línea de 115 kV SMAR – STOM – 01, la cual comienza a afectar desde un valor de demanda de:

- 1,010 MW para el periodo de máxima nocturna de la época seca y máxima diurna de la época húmeda.
- 985 MW para el periodo de máxima nocturna de la época seca húmeda.

Cuadro 10.48: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2024, al no considerar la contingencia de la pérdida un autotransformador de NEJA.

Demanda (MW)	Intercambio (MW)	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Periodo	Escenario
935	300	NCL	NCL	NCL	Máxima Nocturna	Seca
960	300	NCL	NCL	NCL		
985	300	NCL	NCL	NCL		

²⁰ Para el periodo de máxima diurna de la época húmeda no aparece otra contingencia limitante.

Demanda (MW)	Intercambio (MW)	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Periodo	Escenario
1010	190	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.27		
1035	290	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.29		
1060	180	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.17		
1085	180	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.53		
1110	180	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	101.01		
1135	170	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.15		
1160	170	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.56		
935	300	NCL	NCL	NCL	Máxima Diurna	Húmeda
960	300	NCL	NCL	NCL		
985	300	NCL	NCL	NCL		
1010	90	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.39		
1035	240	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.66		
1060	40	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.33		
1085	20	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.15		
1110	40	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.56		
1135	20	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	101.01		
1160	20	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	101.51		
935	300	NCL	NCL	NCL	Máxima Nocturna	Húmeda
960	300	NCL	NCL	NCL		
985	190	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.11		
1010	190	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	101.59		
1035	170	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.52		
1060	170	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.9		
1085	170	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	101.34		
1110	130	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.19		
1135	140	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	100.81		
1160	140	SMAR-STOM	NEJA-115-SANT-115-1	101.4		

2025

En el cuadro 10.49 se muestran los valores de máximos de importación desde Honduras, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; también se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca la importación máxima es de 0MW, debido a que con 10 MW de importación se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.
- Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.

- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.49: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, importación desde Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	102.55	0	453.79
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.9	130	275.63
Min1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	16.21
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.38	260	50.03
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.46	110	310.61
Min2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	0

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.49 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Honduras para el 2025. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total coincide con la generación en los escenarios donde la importación es 0 MW. En los casos con transferencias es notoria su diferencia, especialmente en demanda mínima.

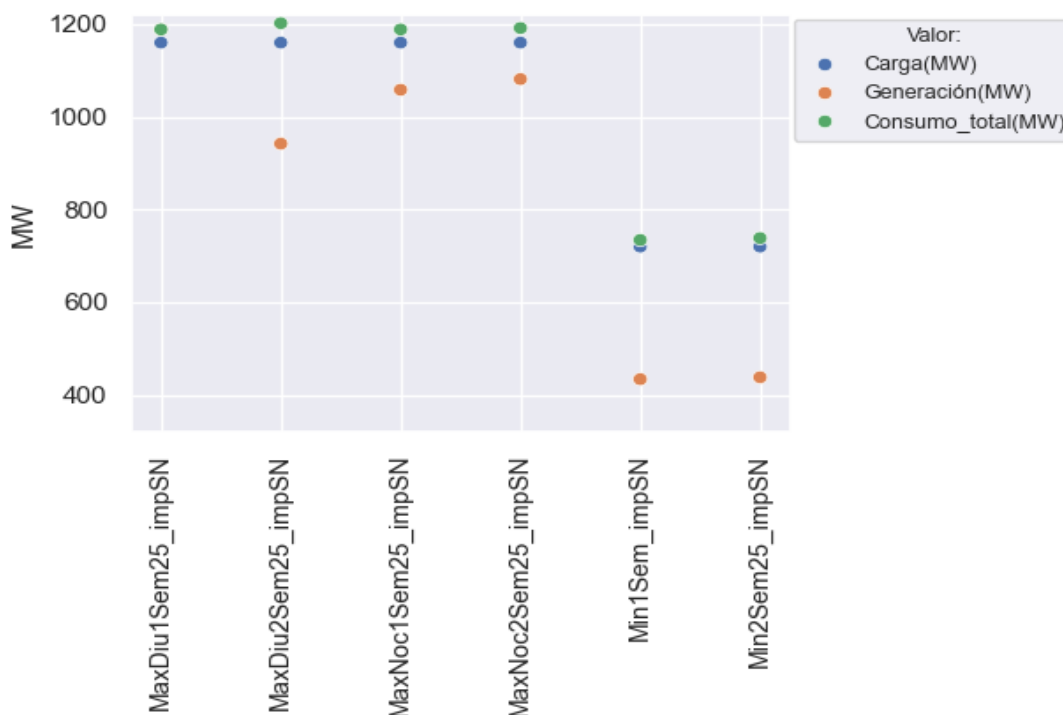


Figura 10.49: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2025.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Honduras en el 2025. Por ello en la figura 10.50 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.51 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.50 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de demanda mínima, tanto de época seca como húmeda. Esto a pesar de ser los escenarios en los que se cuentan con menos recursos de generación en línea debido a la combinación de alta importación y baja demanda.
- El escenario de demanda máxima nocturna también es de los que tiene una menor desviación de tensión.
- Los escenarios con mayor desviación de tensión son los de demanda máxima diurna en ambas épocas de año y el de demanda máxima nocturna de la época húmeda.

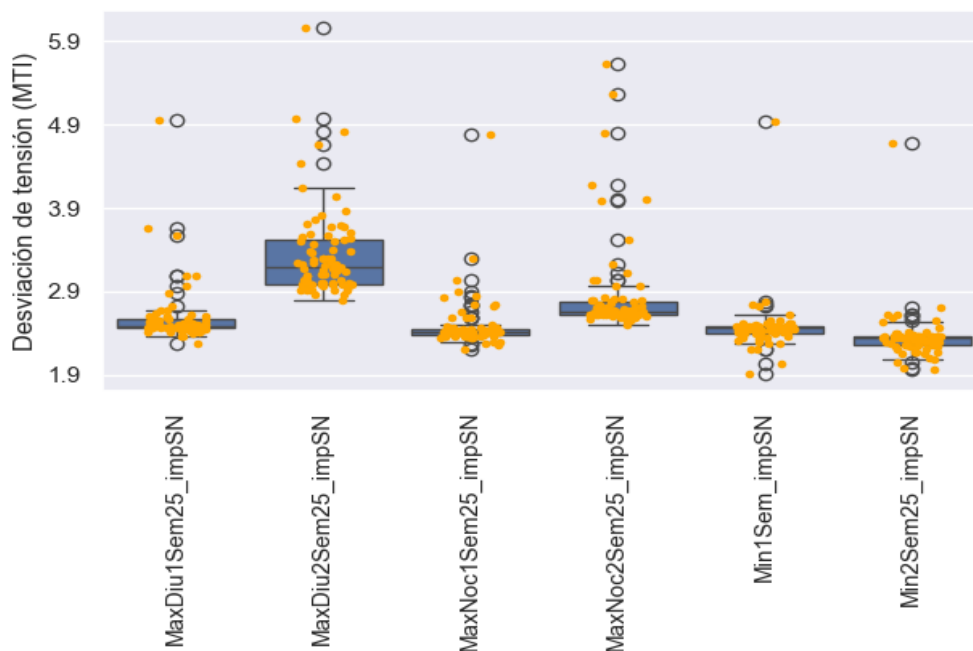


Figura 10.5051: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.

En la figura 10.51 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.34);

también coinciden con ser de los escenarios con mayor desviación de tensión. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

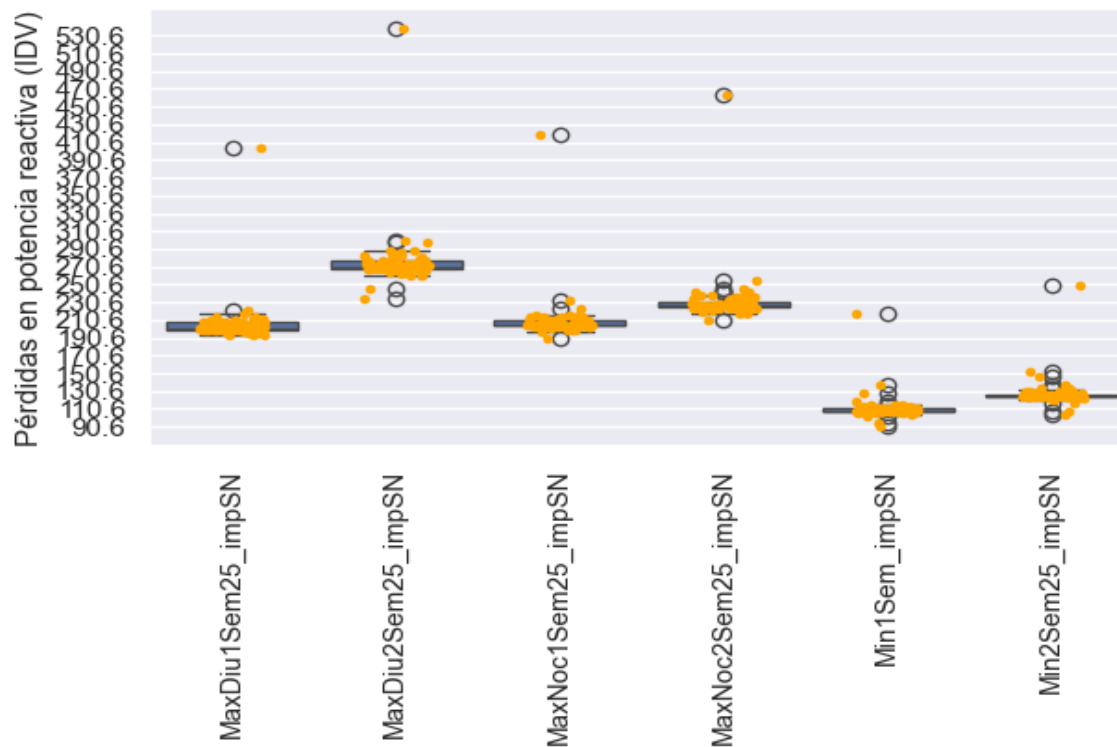


Figura 10.5152: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.

En la figura 10.52 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2025, mediante el índice IDC. Se observa que los casos con mayor carga en los elementos de transmisión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

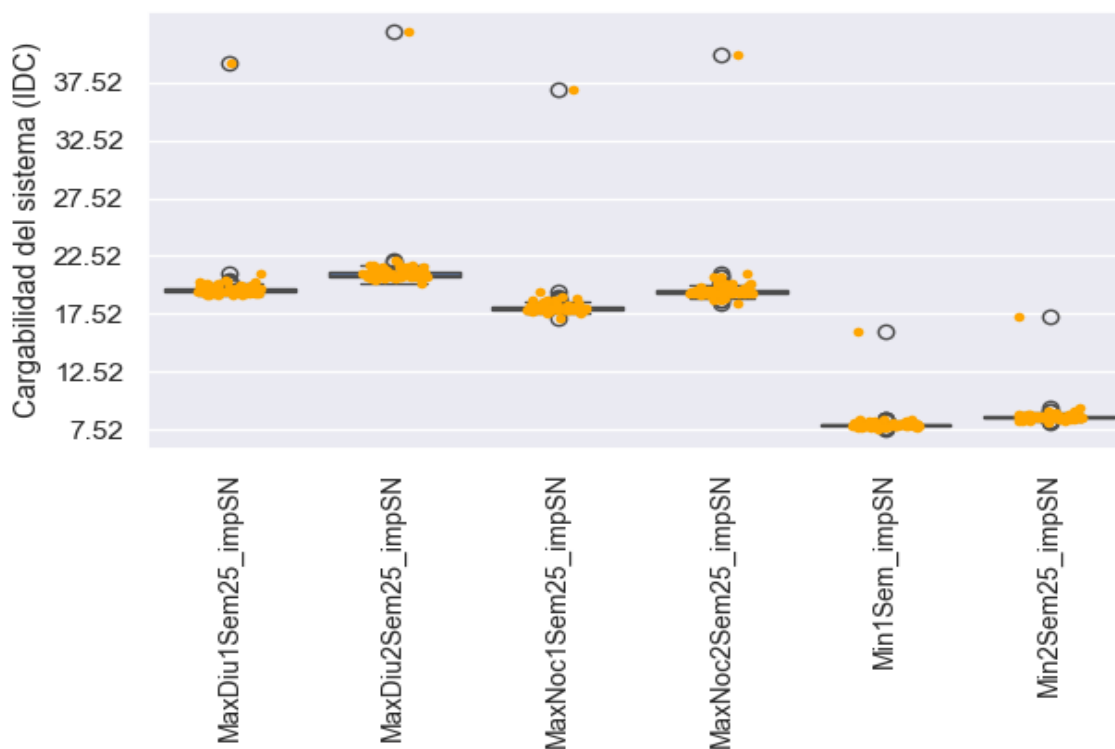


Figura 10.525354: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2025.

Debido a que la importación desde Honduras es de 0 MW para algunos escenarios, como se indicó en el cuadro 10.49, se calculó la importación máxima para los diferentes valores de demanda que se indicaron en el cuadro 6.3. En el cuadro 10.50 se muestran para los escenarios de máxima diurna y máxima nocturna, los distintos valores de importación desde Honduras obtenidos para los diferentes valores de demanda, considerando la contingencia de la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA. Los mismos resultados se muestran en la figura 10.53.

De lo que se observa en el cuadro 10.50 y la figura 10.53 podemos decir:

- En general, entre mayor es la demanda nacional menor es el valor de la importación desde Honduras.
- En general, la importación desde Honduras es mayor en la época húmeda que en la seca.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.

Cuadro 10.50: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diurna y máxima nocturna.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	260	290	270	300
960	280	290	280	300
985	300	270	280	300
1010	270	250	280	300
1035	230	250	280	300
1060	150	260	290	300
1085	70	250	300	300
1110	40	250	300	300
1135	10	260	230	200
1160	0	260	130	110

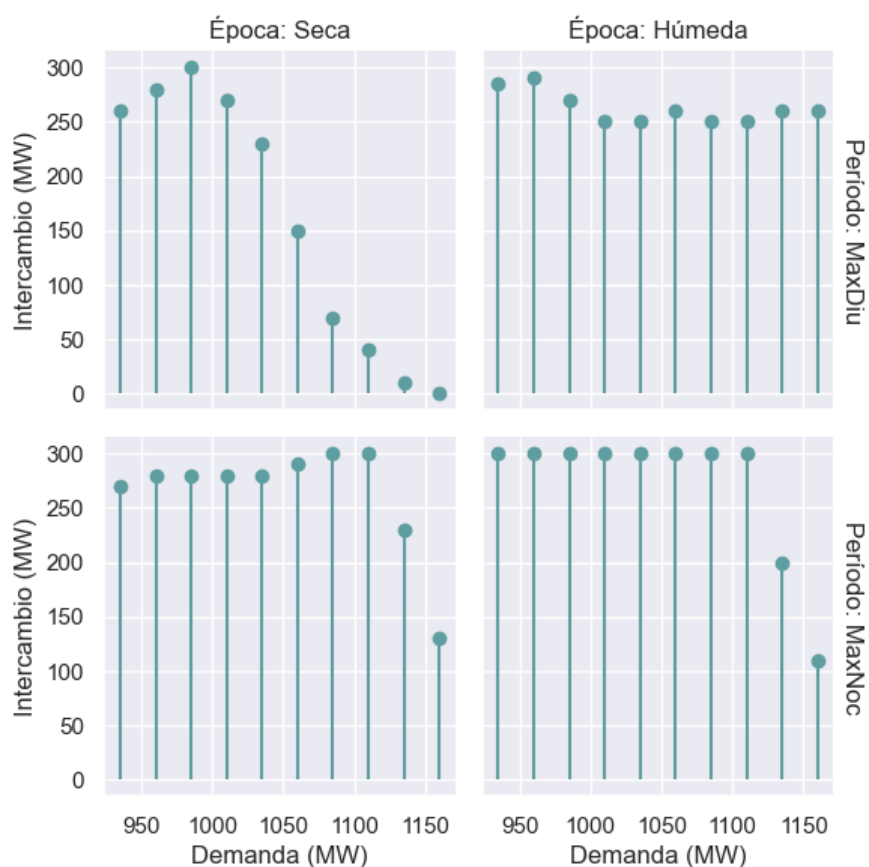


Figura 10.5355: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

Para 2025 ninguna otra contingencia afecta la importación desde Honduras.

10.3.5. Evaluación del caso de transferencia ESA => HON:

2024

En el cuadro 10.51 se muestran los valores de máximos de exportación hacia Honduras, también se muestra la contingencia limitante, el elemento afectado y la sobrecarga que causa la limitación; también se muestra el valor de la generación total en la subestación de ACAJ. De este cuadro podemos destacar:

- Para el caso de demanda mínima nocturna de la época húmeda se da el menor valor de exportación con 130 MW.
- Para demanda máxima nocturna de ambas épocas es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
- La única contingencia limitante en época seca es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
- La única contingencia limitante en época húmeda es la pérdida de uno de los autotransformadores de 15SE que termina sobrecargando el que queda en servicio.
- La máxima generación en ACAJ es de 576.21 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.

Cuadro 10.51: resultados ante contingencias para los escenarios de 2024, exportación hacia Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.63	140	576.21
MaxNoc1Sem24	NCL	NCL	NCL	NCL	550.16
Min1Sem24	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.16	220	456.69
MaxDiu2Sem24	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	104.04	180	412.91
MaxNoc2Sem24	NCL	NCL	NCL	NCL	559.18
Min2Sem24	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	100.63	130	84.53

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.54 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Honduras para el 2024. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total es menor que la generación en todos los escenarios, debido a los montos de exportación simulados.

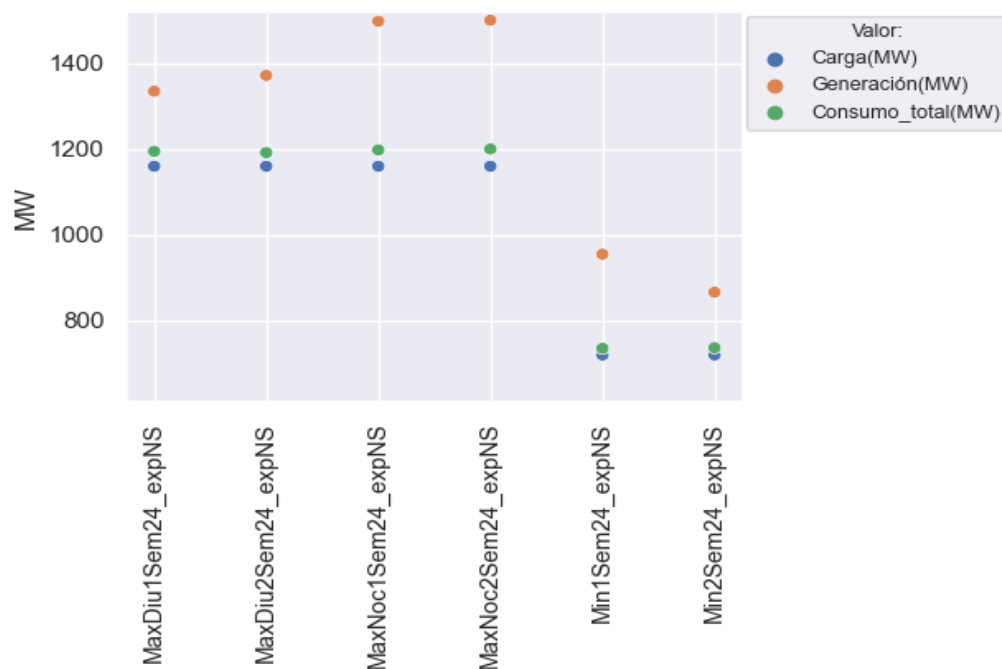


Figura 10.5456: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2024.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Honduras en el 2024. Por ello en la figura 10.50 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.51 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.55 se observa que el comportamiento de la desviación de la tensión es similar en los seis escenarios analizados.

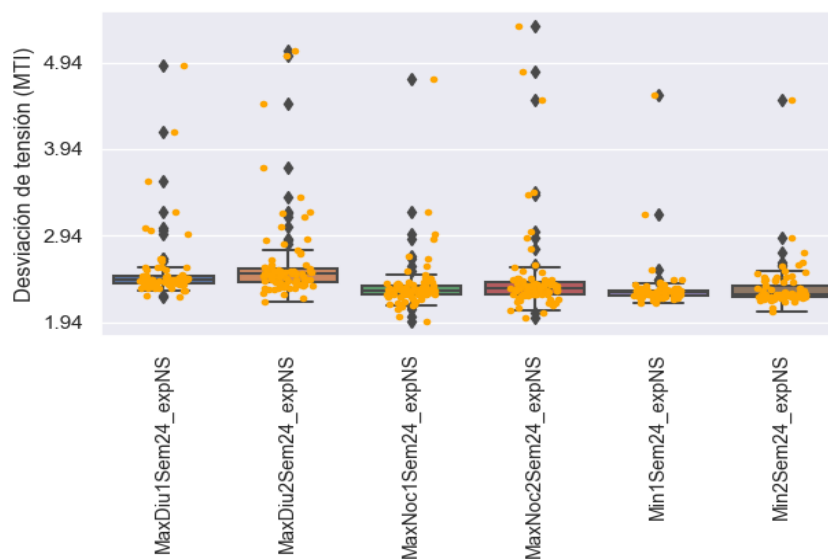


Figura 10.5557: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2024.

En la figura 10.56 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.39. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

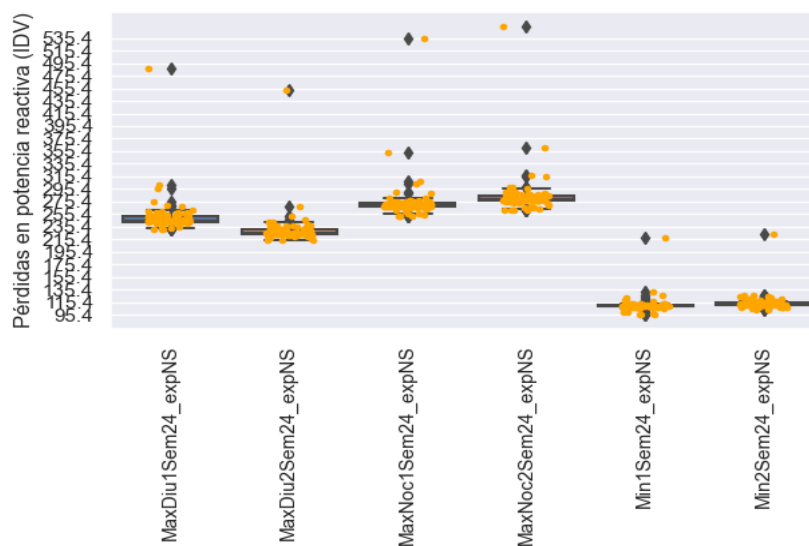


Figura 10.5658: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2024.

Scatter plot showing the variability of the system (IDC) for different scenarios. The y-axis is 'Cargabilidad del sistema (IDC)' ranging from 8.5 to 38.5. The x-axis shows six scenarios: MaxDiu1Sem24_expNS, MaxDiu2Sem24_expNS, MaxNoc1Sem24_expNS, MaxNoc2Sem24_expNS, Min1Sem24_expNS, and Min2Sem24_expNS. Data points are shown as orange circles and black diamonds, with horizontal error bars indicating variability.

2025

- Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 190 MW.
- Para demanda máxima diurna, nocturna y mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
- La máxima generación en ACAJ es de 589.39 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.

Cuadro 10.5255: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, exportación hacia Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.01	190	589.39
MaxNoc1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	550.16
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	101.18	230	459.51
MaxDiu2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	482.21
MaxNoc2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	559.18
Min2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	254.72

Nota: NCL implica que se alcanzó el máximo nivel de transferencias del estudio sin encontrar una contingencia limitante.

En la figura 10.58 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Honduras para el 2025. El consumo total es la suma de la demanda más las pérdidas del sistema, se observa que el consumo total es menor que la generación en todos los escenarios, debido a los montos de exportación simulados.

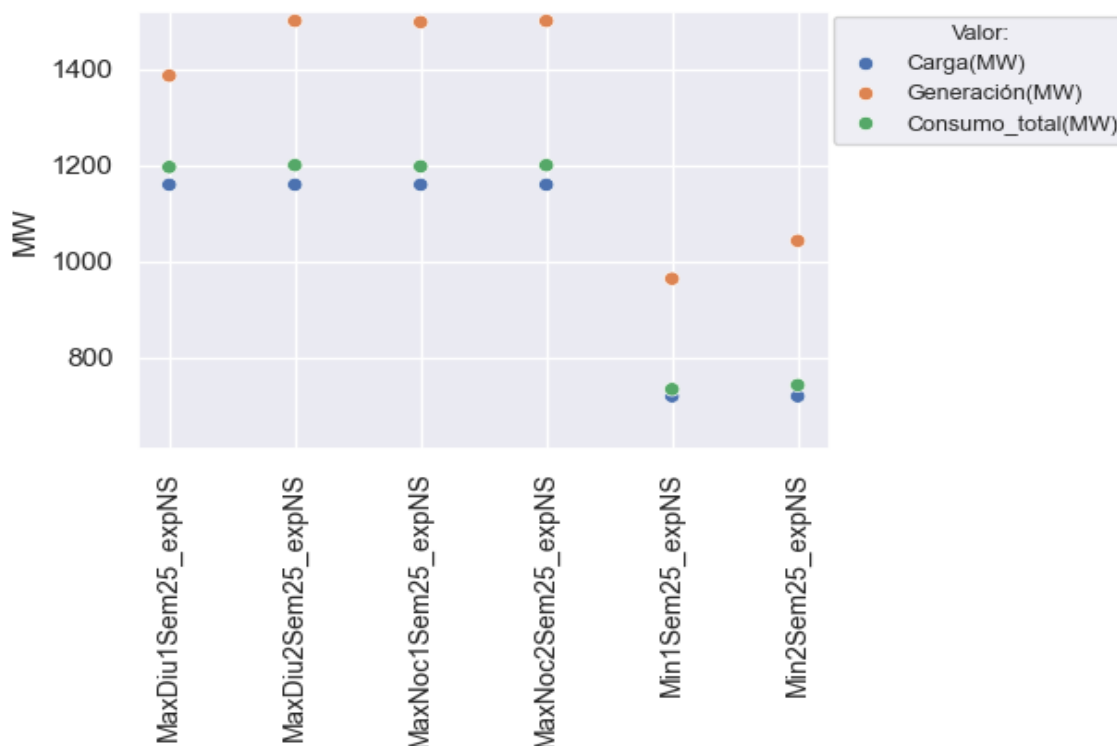


Figura 10.5861: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2025.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Honduras en el 2025. Por ello en la figura 10.55 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.56 mediante el índice IDV. La comparación se realiza por medio de diagramas de caja en los cuales también se observa cómo se distribuye el valor de cada indicador.

En la figura 10.59 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de máxima diurna y nocturna, tanto de época seca como húmeda, y demanda mínima de época seca.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda mínima de la época húmeda.

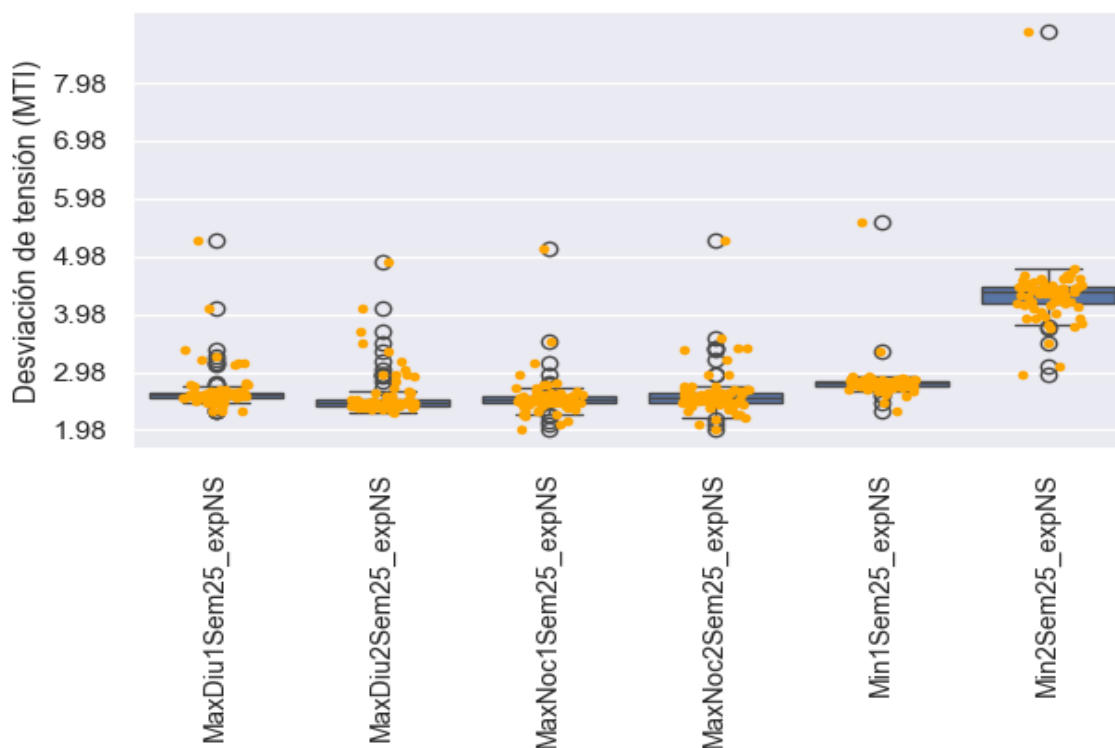


Figura 10.5962: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.

En la figura 10.60 se observa que los escenarios con mayores pérdidas de potencia reactiva son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año. Esto es esperable ya que son los escenarios con mayor demanda y donde los elementos de transmisión se encuentran más cargados (ver figura 10.43); también coinciden con ser de los escenarios con mayor desviación de tensión. Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

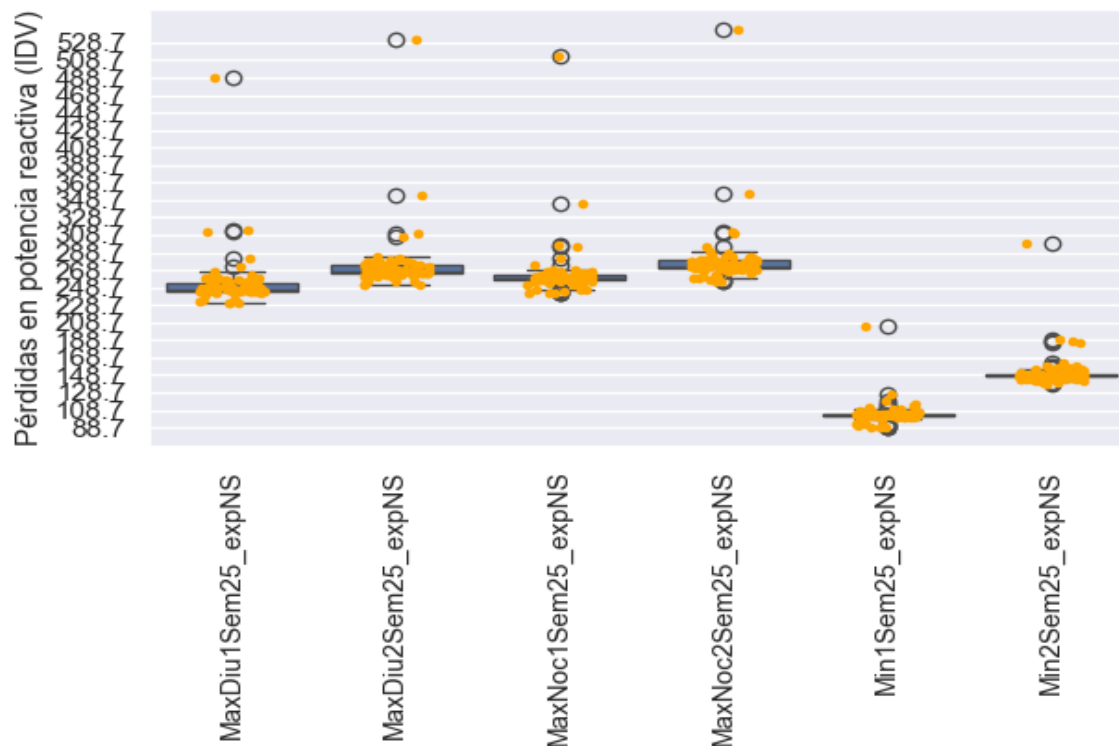


Figura 10.6063: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2025.

En la figura 10.61 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de exportación hacia Honduras para el 2025, mediante el índice IDC. Se observa que los casos con mayor carga en los elementos de transmisión son los de demanda máxima diurna y nocturna en ambas épocas del año.

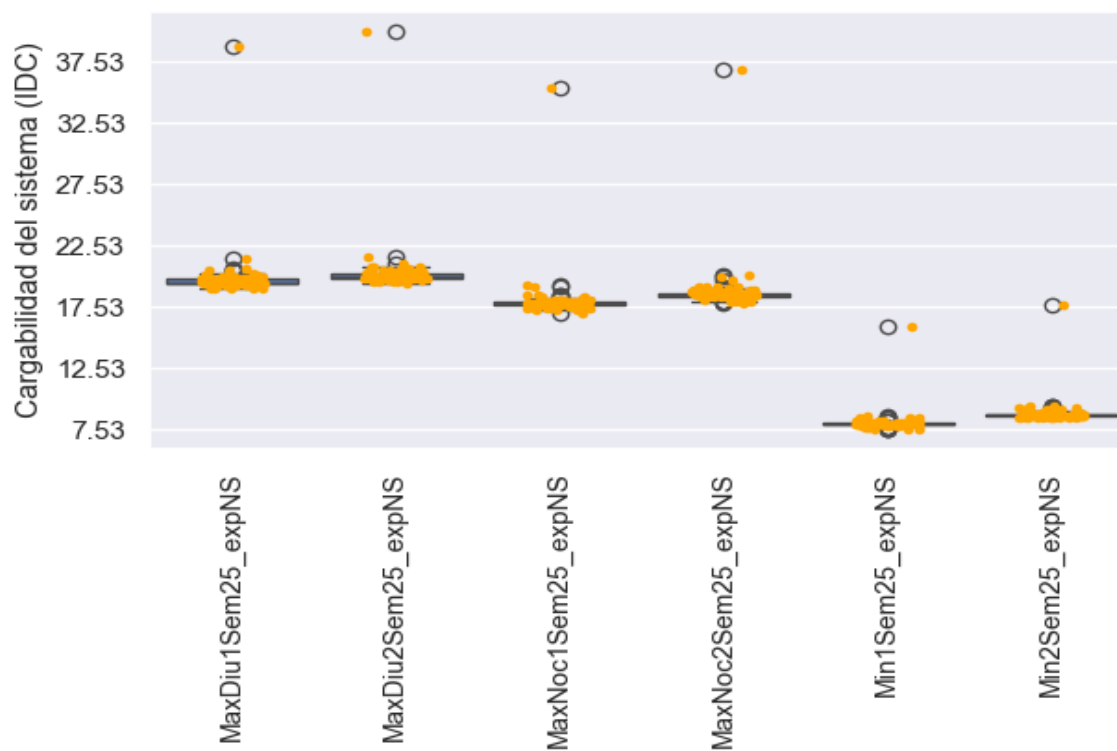


Figura 10.6164: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.

10.3.6. Resumen del análisis de contingencias con flujos AC

Del análisis de contingencias con flujos AC en régimen permanente se concluye que:

- Para el 2024, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca, la contingencia AHUA-SANA causa que la tensión en los nodos GUAJ-115 y SANA-115 estén levemente por debajo de 0.9 p.u. Esta condición es perfectamente corregible en tiempo real.
- Para el 2024, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna de la época lluviosa, las contingencias SANT-NEJA y VOLC-SANT provocan una leve sobrecarga en el transformador de SANT. Para evitar sobrecargas será necesario que en tiempo real se realicen traslados de carga hacia otros puntos de la red.
- Para el 2024, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca y máxima nocturna de la época lluviosa, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda de 1,160 MW que se espera como valor máximo. Al respecto se destaca:
 - Para el período de máxima diurna, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,060 MW en la época seca, mientras que para la época lluviosa con la demanda de 1,160 MW la carga del autotransformador queda en 98.6%.
 - Para el período de máxima nocturna, con una demanda de 1,160 MW se tiene una carga de 98.85 % en la época seca, mientras que para la época lluviosa aún con la demanda de 1,160 MW la carga del autotransformador es del 100.3%.
- Para el 2025, en los casos sin transferencias, no se tienen problemas de regulación de tensión o de sobrecargas en el sistema de transmisión.
- Para 2024 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Para los casos de demanda máxima diurna de la época seca y para la máxima nocturna de la época húmeda la importación es de 0 MW.
 - Para demanda máxima nocturna de la época seca y máxima diurna de la época húmeda, se obtiene un valor bajo de importación.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2024 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Guatemala podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,110 MW.
 - En demanda máxima nocturna de la época húmeda/lluviosa no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca la importación máxima es de 0MW, debido a que con 10 MW de importación se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.

- Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2025 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Guatemala podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,135 MW.
- Para 2024 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Para los casos de demanda máxima diurna de la época seca y para la máxima nocturna de la época húmeda la importación es de 0 MW.
 - También para demanda máxima nocturna de la época seca la importación es de 0MW, ya que al tratar de importar 10 MW se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
 - Las contingencias limitantes son la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA y la pérdida de la línea SMAR – STOM – 01.
- En el 2024 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,110 MW.
 - En demanda máxima nocturna de ambas épocas no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca la importación máxima es de 0MW, debido a que con 10 MW de importación se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2025 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.
- Para 2024 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 110 MW.
 - Para demanda mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala.

- La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
- La máxima generación en ACAJ es de 540.76 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- Para 2025 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 140 MW.
 - Para demanda máxima diurna y mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
 - La máxima generación en ACAJ es de 545.96 MW y se da en demanda máxima nocturna de la época húmeda.
- Para 2024 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda mínima nocturna de la época húmeda se da el menor valor de exportación con 130 MW.
 - Para demanda máxima nocturna de ambas épocas es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
 - La única contingencia limitante en época seca es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
 - La única contingencia limitante en época húmeda es la pérdida de uno de los autotransformadores de 15SE que termina sobrecargando el que queda en servicio.
 - La máxima generación en ACAJ es de 576.21 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- Para 2025 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 190 MW.
 - Para demanda máxima diurna, nocturna y mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
 - La máxima generación en ACAJ es de 589.39 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- En general para el 2025 se ve un incremento en todas las capacidades de transferencias, con respecto al 2024. Esto probablemente se debe a la puesta en servicio de los compensadores series estáticos síncronos.

10.4. Análisis de estabilidad de voltaje

En el anexo 4 se muestran los resultados completos de este análisis, el listado de contingencias analizadas y el detalle de los nodos monitoreados, para cada uno de los años.

En el cuadro 10.53 se presenta un resumen con el nodo crítico²¹ para cada escenario y la contingencia para la cual se presenta dicha condición, para el 2024. De esta tabla podemos indicar:

- La condición con menor reserva de potencia reactiva se da en el nodo CHIN-115, ante la contingencia SRAF-CHIN para el escenario de demanda máxima diurna de la época lluviosa. Seguido por el nodo TECO-115 ante la contingencia CHIN-TECO en el escenario de demanda máxima diurna de la época seca.
- Los nodos TECO-115 y CHIN-115 son los que único aparecen con menor reserva de potencia reactiva, ante las contingencias CHIN-TECO y SRAF-CHIN, respectivamente.

Cuadro 10.5356: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2024.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
MaxDiu1Sem24	TECO-115	CHIN-TECO	32.35	0.68
MaxDiu2Sem24	CHIN-115	SRAF-CHIN	22.7	0.71
MaxNoc1Sem24	TECO-115	CHIN-TECO	45.1	0.65
MaxNoc2Sem24	CHIN-115	SRAF-CHIN	34.6	0.65
Min1Sem24	TECO-115	CHIN-TECO	54.59	0.65
Min2Sem24	CHIN-115	SRAF-CHIN	44.42	0.65

En el cuadro 10.54 se muestran las 10 condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados para el 2024. De esta tabla podemos indicar:

- De las diez condiciones con menor reserva de potencia reactiva, seis corresponden al escenario de demanda máxima diurna de la época lluviosa, tres al escenario de demanda máxima nocturna de la época lluviosa y una para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca.
- Los únicos nodos que aparecen en este listado son CHIN-115, TECO-115 y OZAT-115.
- Las únicas contingencias que aparecen en este listado son SRAF-CHIN, CHIN-TECO y TECO-OZAT.

Cuadro 10.5457: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2024.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
MaxDiu2Sem24	CHIN-115	SRAF-CHIN	22.7	0.71
MaxDiu2Sem24	TECO-115	SRAF-CHIN	22.98	0.72
MaxDiu2Sem24	TECO-115	CHIN-TECO	22.98	0.72

²¹ Nodo con menor reserva de potencia reactiva.

MaxDiu2Sem24	OZAT-115	CHIN-TECO	26.24	0.77
MaxDiu2Sem24	OZAT-115	SRAF-CHIN	26.26	0.77
MaxDiu2Sem24	OZAT-115	TECO-OZAT	29.17	0.76
MaxDiu1Sem24	TECO-115	CHIN-TECO	32.35	0.68
MaxNoc2Sem24	CHIN-115	SRAF-CHIN	34.6	0.65
MaxNoc2Sem24	TECO-115	CHIN-TECO	36.2	0.65
MaxNoc2Sem24	TECO-115	SRAF-CHIN	36.38	0.65

En la figura 10.62 se muestra un mapa de calor con la reserva de potencia reactiva, para cada nodo y contingencia analizada. De esta gráfica podemos indicar que, para el 2024:

- Los diez nodos con menor reserva de potencia reactiva son:
 - GUAJ-115
 - OZAT-115
 - HAVI-115
 - TECO-115
 - CHIN-115
 - SMIG-115
 - SANA-115
 - STOM-115
 - NCUS-115
 - OPIC-115
- Las diez contingencias que causan una menor reserva de potencia reactiva son:
 - SANT-NEJA
 - VOLC-NCUS
 - NEJA-SMAT
 - INTR_HOND_NNC
 - AHUA-SANA
 - CGRA-U1
 - ACAJ-ATEO
 - ANTA
 - 15SE-U1
 - SMAT-OPIC

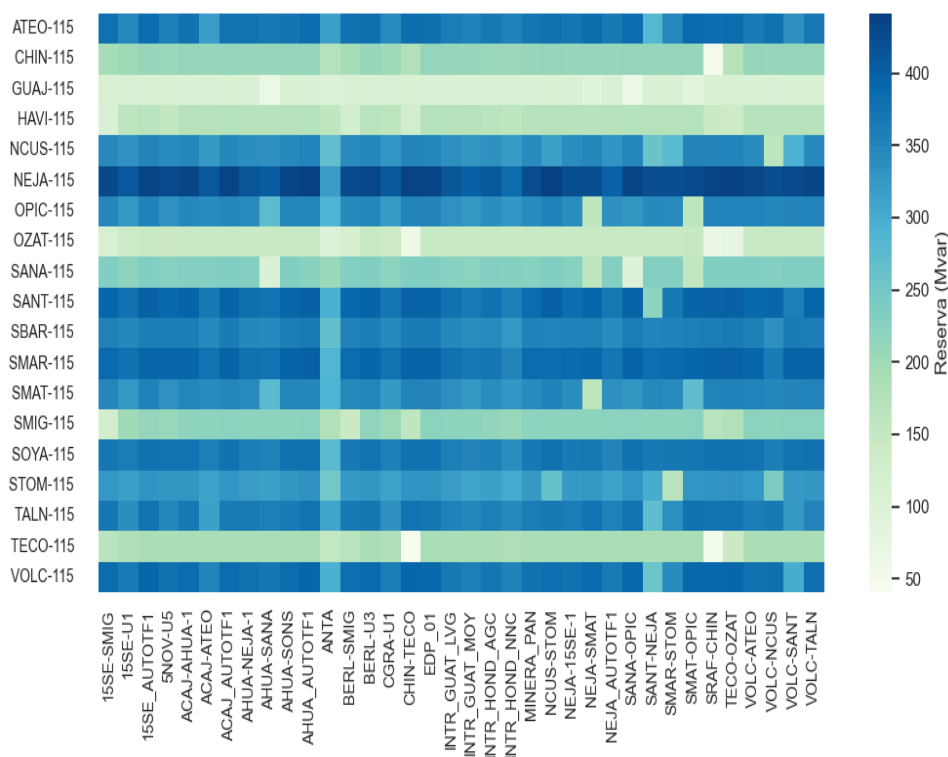


Figura 10.6265: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2024.

En la figura 10.63 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva del total de condiciones analizadas para el 2024. De esta gráfica podemos mencionar:

- Como se indicó en la tabla 10.44 la reserva de potencia reactiva mínima es de 22.7 Mvar.
- El 95% de las condiciones simuladas, se tiene una reserva de potencia reactiva igual o mayor a 106.9 Mvar.
- La reserva de potencia reactiva máxima es de 549.64 Mvar.

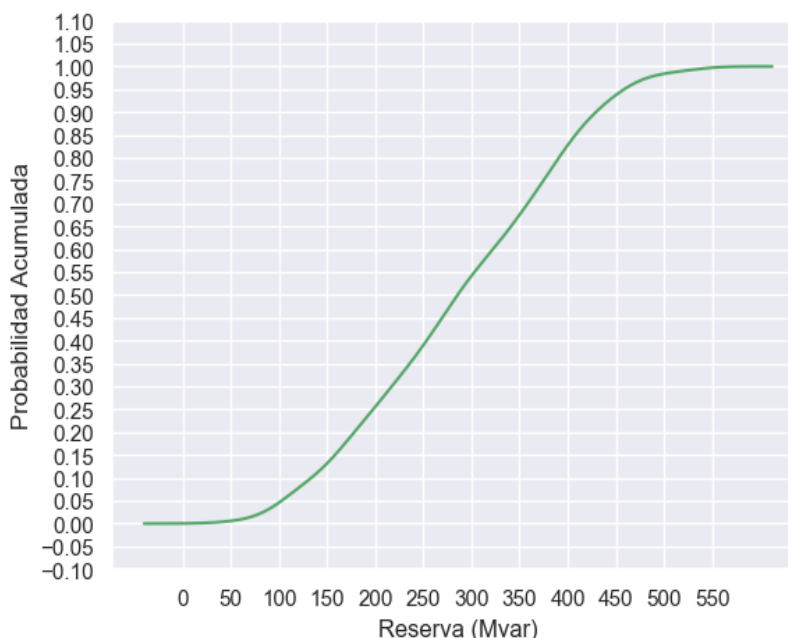


Figura 10.6366: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2024.

En el cuadro 10.55 se presenta un resumen con el nodo crítico²² para cada escenario y la contingencia para la cual se presenta dicha condición, para el 2025. De esta tabla podemos indicar:

- La condición con menor reserva de potencia reactiva se da en el nodo TECO-115, ante la contingencia CHIN-TECO para el escenario de demanda máxima diurna de la época lluviosa. Seguido por el nodo OZAT-115 ante la contingencia SMIG-OZAT en el escenario de demanda máxima diurna de la época seca.
- Los nodos OZAT-115, TECO-115 y CHIN-115 son los que único aparecen con menor reserva de potencia reactiva, ante las contingencias SMIG-OZAT, CHIN-TECO y SRAF-CHIN, respectivamente.

Cuadro 10.5558: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2025.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
MaxDiu1Sem25	OZAT-115	SMIG-OZAT	28.0	0.76
MaxDiu2Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	21.26	0.72
MaxNoc1Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	41.09	0.65
MaxNoc2Sem25	CHIN-115	SRAF-CHIN	36.46	0.65
Min1Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	50.29	0.65
Min2Sem25	CHIN-115	SRAF-CHIN	40.82	0.65

²² Nodo con menor reserva de potencia reactiva.

En el cuadro 10.56 se muestran las 10 condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados para el 2025. De esta tabla podemos indicar:

- De las diez condiciones con menor reserva de potencia reactiva, seis corresponden al escenario de demanda máxima diurna de la época lluviosa y cuatro para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca.
- Los únicos nodos que aparecen en este listado son CHIN-115, TECO-115 y OZAT-115.
- Las únicas contingencias que aparecen en este listado son SRAF-CHIN, CHIN-TECO y TECO-OZAT.

Cuadro 10.5659: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2025.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
MaxDiu2Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	21.26	0.72
MaxDiu2Sem25	OZAT-115	CHIN-TECO	24.12	0.77
MaxDiu2Sem25	OZAT-115	TECO-OZAT	27.02	0.76
MaxDiu2Sem25	OZAT-115	SMIG-OZAT	27.41	0.75
MaxDiu1Sem25	OZAT-115	SMIG-OZAT	28.0	0.76
MaxDiu1Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	28.68	0.71
MaxDiu1Sem25	OZAT-115	CHIN-TECO	33.22	0.78
MaxDiu1Sem25	OZAT-115	TECO-OZAT	35.84	0.76
MaxNoc2Sem25	CHIN-115	SRAF-CHIN	36.46	0.65
MaxNoc2Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	38.08	0.65

En la figura 10.64 se muestra un mapa de calor con la reserva de potencia reactiva, para cada nodo y contingencia analizada. De esta gráfica podemos indicar que, para el 2024:

- Los diez nodos con menor reserva de potencia reactiva son:
 - NEJA-115
 - SMAR-115
 - SOYA-115
 - SMAT-115
 - OPIC-115
 - SBAR-115
 - ATEO-115
 - TALN-115
 - VOLC-115
 - STOM-115
- Las diez contingencias que causan una menor reserva de potencia reactiva son:
 - SMAR-STOM
 - ANTA

- NEJA-SMAT
- ACAJ-ATEO
- NCUS-STOM
- VOLC-NCUS
- AHUA-SANA
- SMAT-OPIC
- CGRA-U1
- 5NOV-U5

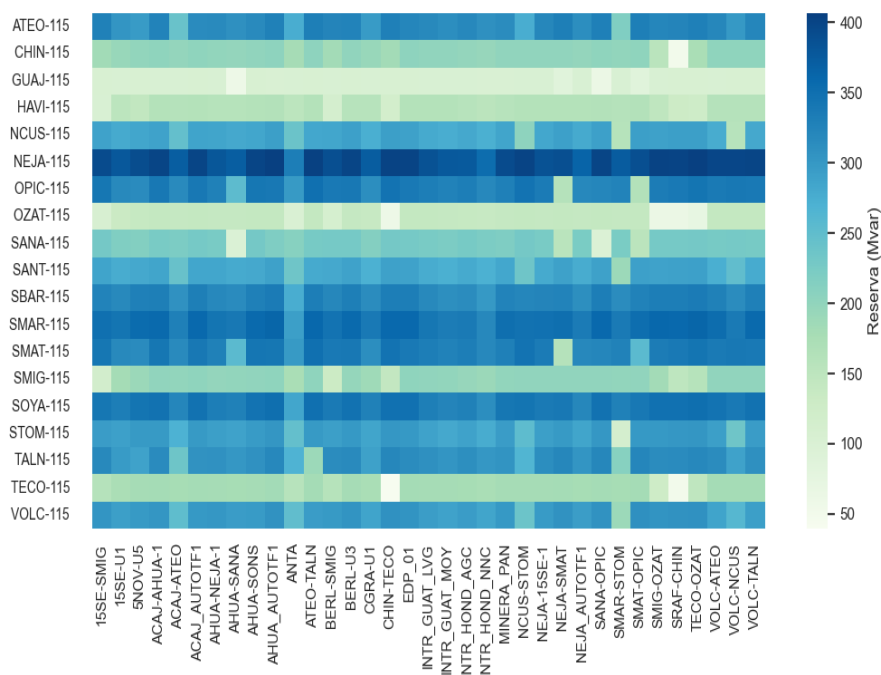


Figura 10.6467: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2025.

En la figura 10.65 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva del total de condiciones analizadas para el 2025. De esta gráfica podemos mencionar:

- Como se indicó en la tabla 10.49 la reserva de potencia reactiva mínima es de 21.26 Mvar.
- El 95% de las condiciones simuladas, se tiene una reserva de potencia reactiva igual o mayor a 103.56 Mvar.
- La reserva de potencia reactiva máxima es de 513.93 Mvar.

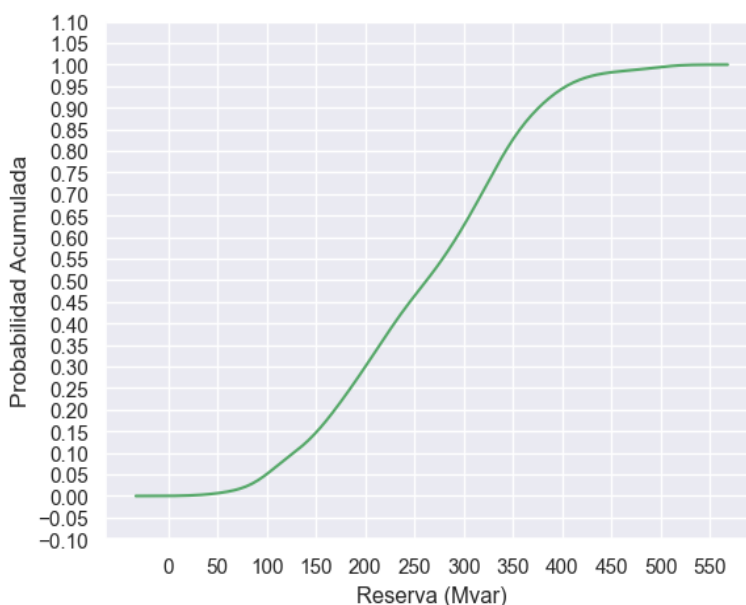


Figura 10.6568: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2025.

10.4.1. Resumen del análisis estabilidad de voltaje

Del análisis de estabilidad de voltaje se puede concluir que:

- No se observan condiciones de inestabilidad de voltaje.
- En todos los escenarios analizados los nodos con menores reservas de potencia reactiva tienen un voltaje de colapso menor o igual a 0.78 p.u., lo cual implica que no existe riesgo de colapso de voltaje debido a que la tensión postcontingencia de los mismos se encuentra superior a 0.9 p.u.; es decir que estos nodos en condición postcontingencia operan alejados del voltaje de colapso y tienen una reserva de potencia reactiva mayor a 21.26 MVAR.
- En las figuras 10.63 y 10.65 se muestra la curva de probabilidad acumulada²³ de la reserva de potencia reactiva para los escenarios del 2024 y 2025, respectivamente, en ellas se observa que en el 95% de los casos simulados se tiene una reserva de potencia reactiva mayor a 103.56 MVAR; que en condiciones postcontingencia se considera un margen adecuado de potencia reactiva para el control de la tensión en los nodos monitoreados.
- Los nodos con menor reserva de reactivos son:
 1. NEJA-115
 2. SMAR-115
 3. SOYA-115
 4. SMAT-115
 5. OPIC-115

²³ Para una explicación detallada acerca de las curvas de probabilidad acumulada consultar:
<http://www.physics.csbsju.edu/stats/display.distribution.html>

6. SBAR-115
7. ATEO-115
8. TALN-115
9. VOLC-115
10. STOM-115
11. GUAJ-115
12. OZAT-115
13. HAVI-115
14. TECO-115
15. CHIN-115
16. SMIG-115
17. SANA-115
18. NCUS-115

- Las contingencias con mayor impacto en la estabilidad de voltaje son:

1. SMAR-STOM
2. ANTA
3. NEJA-SMAT
4. ACAJ-ATEO
5. NCUS-STOM
6. VOLC-NCUS
7. AHUA-SANA
8. SMAT-OPIC
9. CGRA-U1
10. 5NOV-U5
11. SANT-NEJA
12. VOLC-NCUS
13. NEJA-SMAT
14. INTR_HOND_NNC
15. AHUA-SANA
16. CGRA-U1
17. ACAJ-ATEO
18. ANTA
19. 15SE-U1
20. SMAT-OPIC

10.5. Desempeño dinámico

En el anexo 5 se encuentran todas las gráficas resultantes de las simulaciones del análisis dinámico que se realizó, para cada una de las contingencias que se detallaron en el apartado 3.2.2. También se encuentran archivos en formato *.xlsx que contienen varias tablas que resumen lo mostrado en las gráficas. Las simulaciones se realizan para los casos sin transferencia y con transferencia, estos últimos con los valores finales obtenidos del análisis de contingencia del apartado 10.4.

La información que se encuentra en los archivos “.xlsx” es la siguiente:

1. Pestaña “Desbalance”: desbalance (en MW) en el área de control de El Salvador ante las distintas contingencias, así como el valor de la frecuencia mínima y máxima alcanzada y los respectivos nodos.
2. Pestaña “Interconexiones”: valor del flujo (en MW) al final de la simulación para cada una de las interconexiones.
3. Pestaña “Frecuencia”: para cada contingencia, el valor de la frecuencia máxima, mínima y final en todos los nodos monitoreados.
4. Pestaña “Voltaje”: para cada contingencia, el valor de voltaje máximo, mínimo y final en todos los nodos monitoreados.

En este apartado se muestran los resultados más relevantes, junto con sus gráficas. La información de las demás simulaciones y el total de gráficas se encuentra en el anexo 5.

Debido a la línea de interconexión entre Guatemala y Honduras, las contingencias más críticas son las que implican pérdidas internas de generación, por lo que se muestra el resultado de aquella contingencia que implique la mayor pérdida de generación según el escenario analizado. Esto se debe a que se pierde un recurso para el control de tensión y podría ocasionar condiciones para un colapso de voltaje.

En el cuadro 10.57 se muestran las contingencias que ocasionaron un mayor desbalance carga/generación en cada escenario analizado para la condición de demanda de 2024, en ella se observa que el disparo de la planta Albireo, es la contingencia que ocasiona un mayor desbalance carga/generación en El Salvador. Adicionalmente, se concluye que en ningún escenario se alcanzó el umbral de activación de la primera etapa del EDCBF.

Cuadro 10.5760: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

Caso	Contingencia	Desbalance (MW)	fmin(Hz)
ESA_MaxDiu1Sem24	F04_Albi	-91.93	59.958
ESA_MaxDiu2Sem24	F04_Albi	-90.77	59.96
ESA_MaxNoc1Sem24	F02_CgraU	-68.12	59.975
ESA_MaxNoc2Sem24	F01_15seU	-83.32	59.97
ESA_Min1Sem24	F05_EDP1	-66.57	59.967

En el cuadro 10.58 se muestran las contingencias que ocasionaron un mayor desbalance carga/generación en cada escenario analizado para la condición de demanda de 2025, en ella se observa que el disparo de la planta Albireo, es la contingencia que ocasiona un mayor desbalance carga/generación en El Salvador. Adicionalmente, se concluye que en ningún escenario se alcanzó el umbral de activación de la primera etapa del EDCBF.

Cuadro 10.5861: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

Caso	Contingencia	Desbalance (MW)	fmin(Hz)
ESA_MaxDiu1Sem25	F04_Albi	-91.65	59.956
ESA_MaxDiu2Sem25	F04_Albi	-90.22	59.958
ESA_MaxNoc1Sem25	F02_CgraU	-68.13	59.975
ESA_MaxNoc2Sem25	F01_15seU	-82.55	59.968
ESA_Min1Sem25	F05_EDP1	-66.72	59.967

10.5.1. Demanda máxima diurna de época seca 2024.

Disparo de planta Albireo, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.59 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.66 a 10.72, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.5962: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna de época seca 2024.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F04_Albi	-91.93	NCUS-115	59.958
F05_EDP1	-63.34	AHUA-230	59.97
F03_Tpto	-62.4	AHUA-230	59.973
F02_CgraU	-66.32	NCUS-115	59.974
F01_15seU	-47.05	NCUS-115	59.981

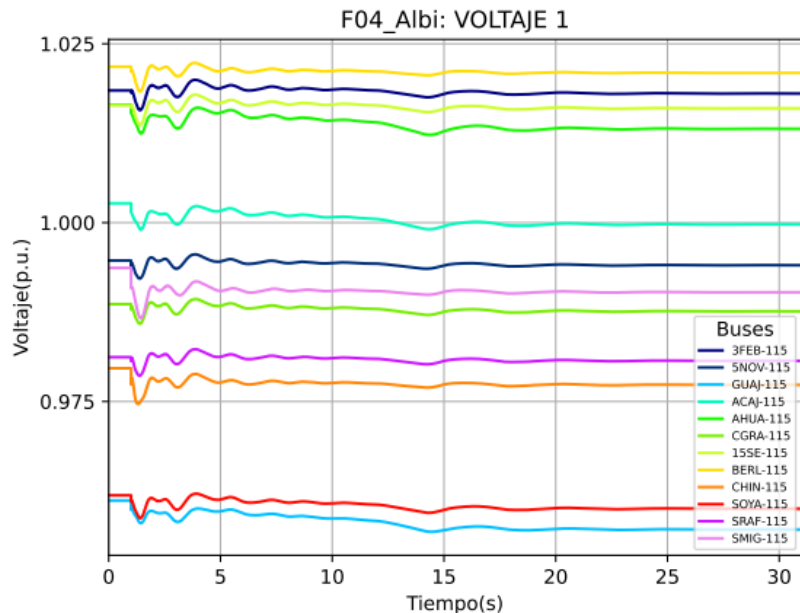


Figura 10.6669: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024

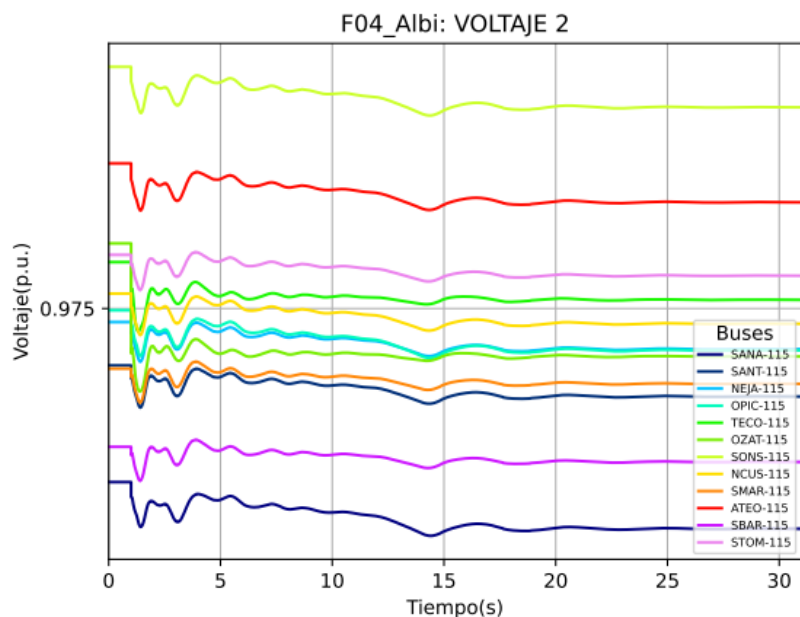


Figura 10.6770: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024

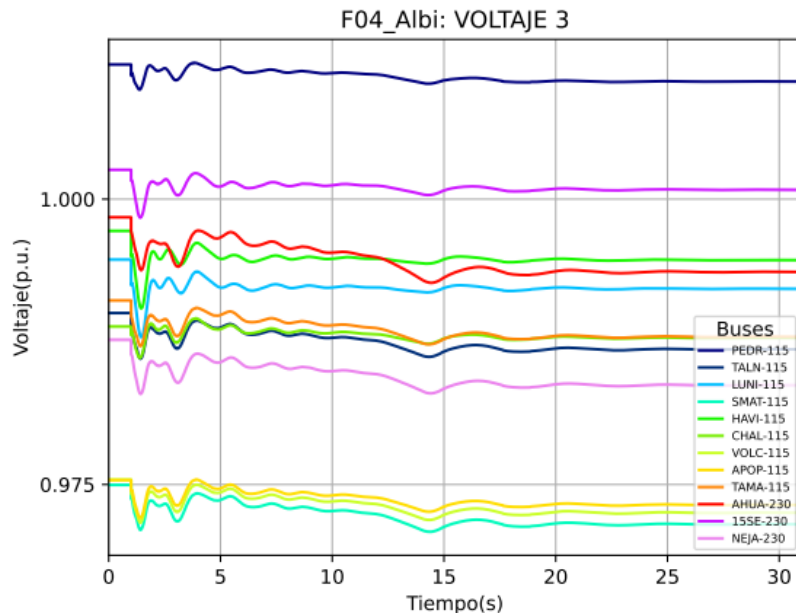


Figura 10.6871: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.

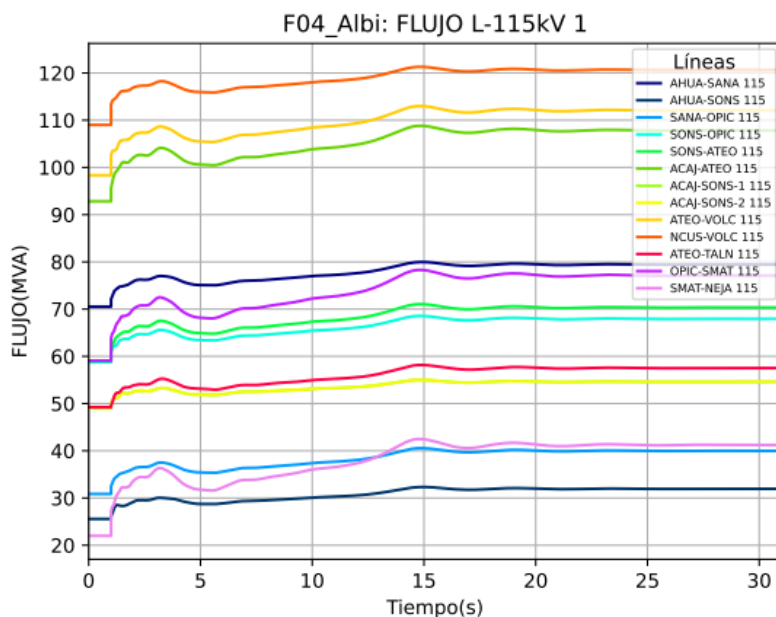


Figura 10.6972: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.

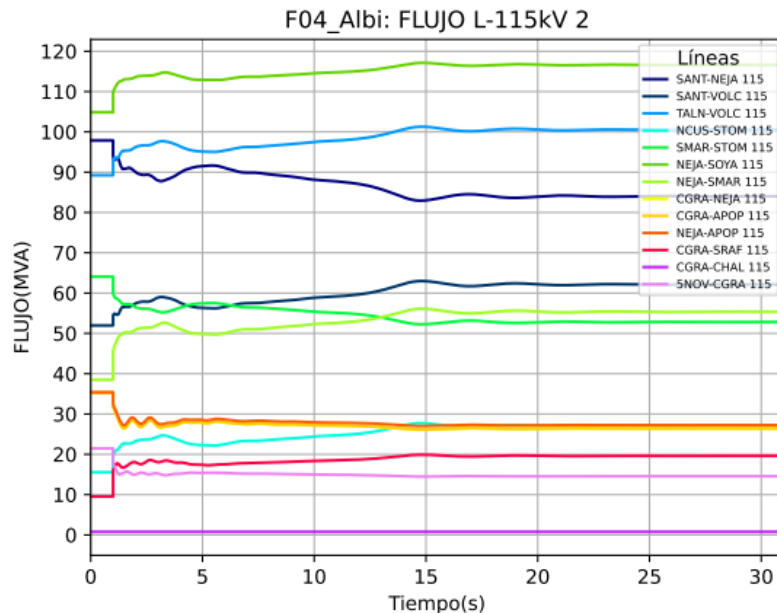


Figura 10.7073: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.

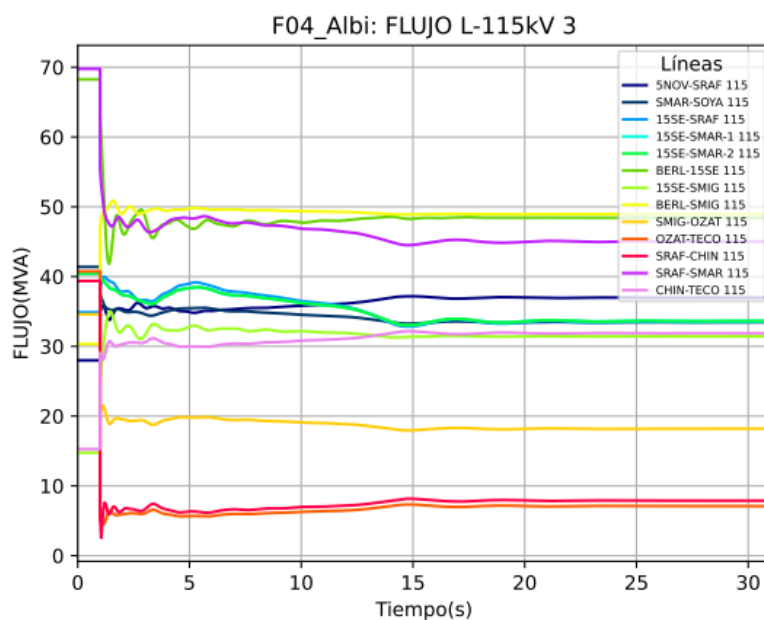


Figura 10.7174: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024 con exportación hacia Guatemala.

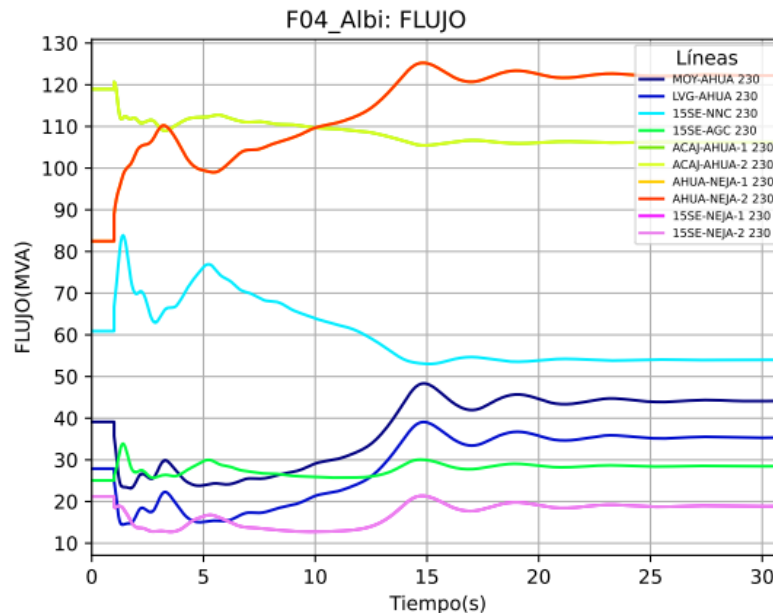


Figura 10.7275: flujo (MVA) de las líneas 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2024.

10.5.2. Demanda máxima diurna de época seca 2025.

Disparo de planta Albireo, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.60 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.73 a 10.79, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6063: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F04_Albi	-91.65	NCUS-115	59.956
F05_EDP1	-63.93	AHUA-230	59.97
F02_CgraU	-67.06	NCUS-115	59.972
F03_Tpto	-62.62	NCUS-115	59.972
F01_15seU	-46.77	NCUS-115	59.98

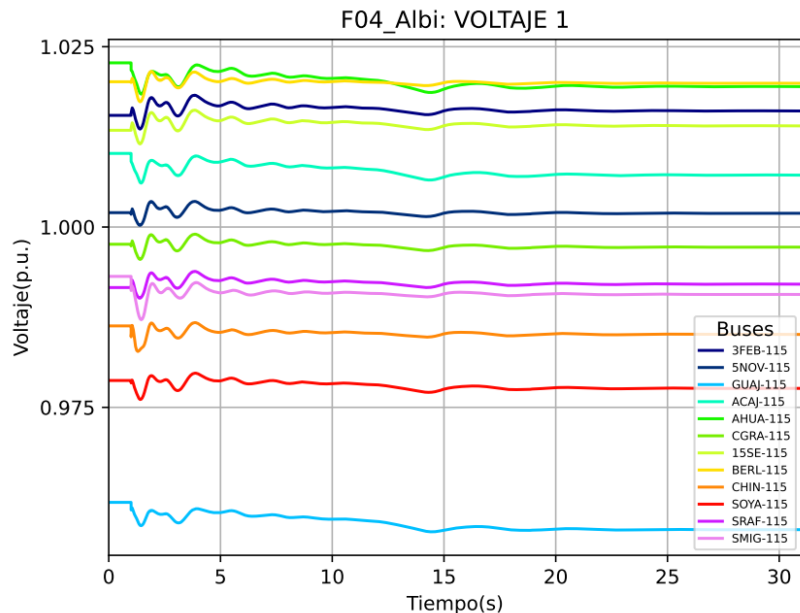


Figura 10.7376: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

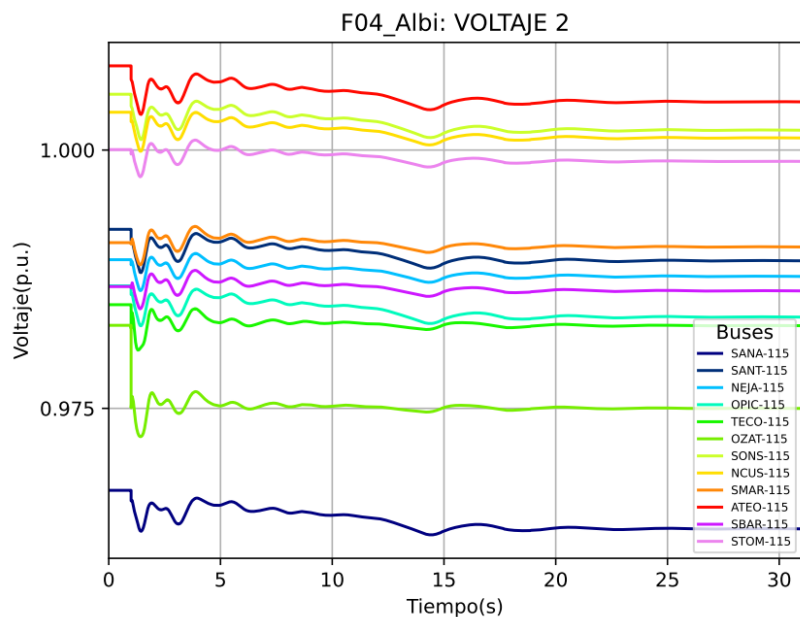


Figura 10.7477: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

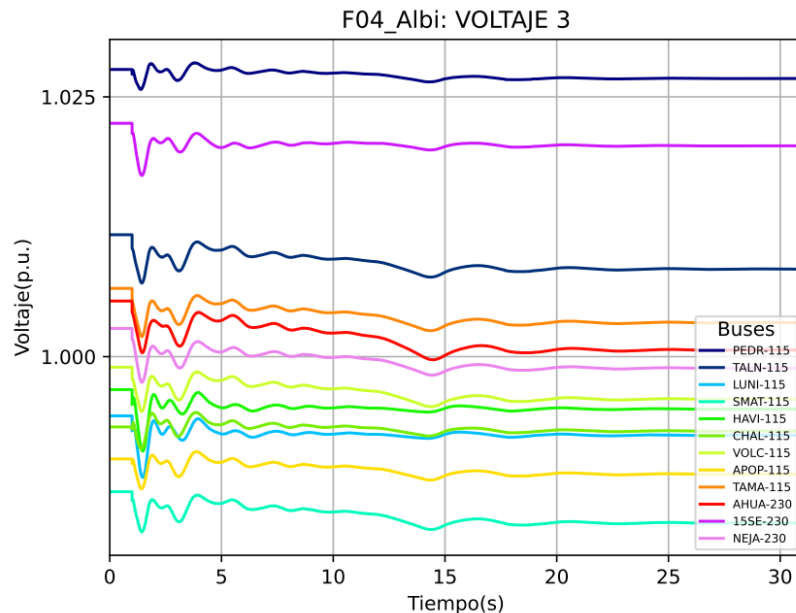


Figura 10.7578: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

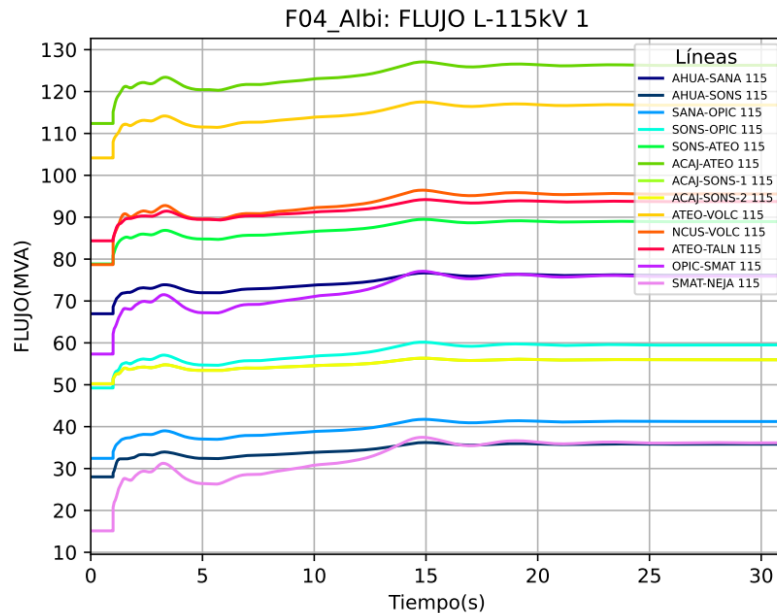


Figura 10.7679: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

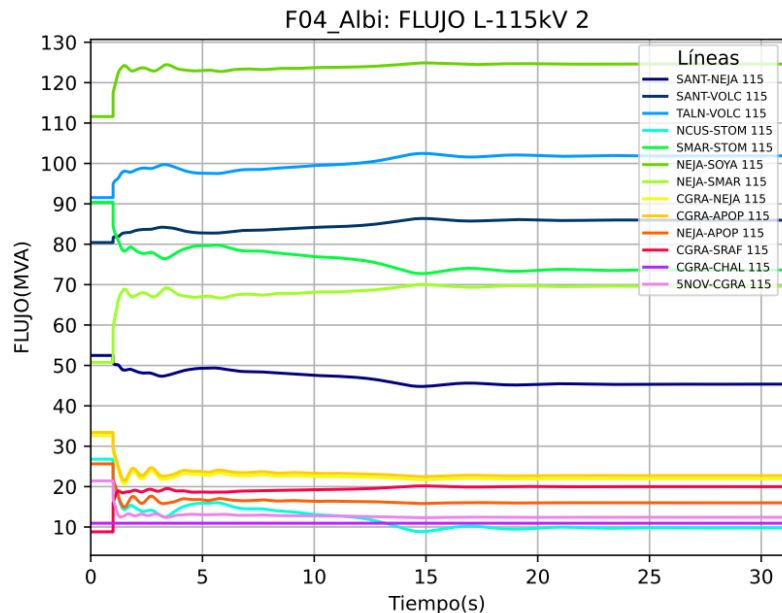


Figura 10.7780: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

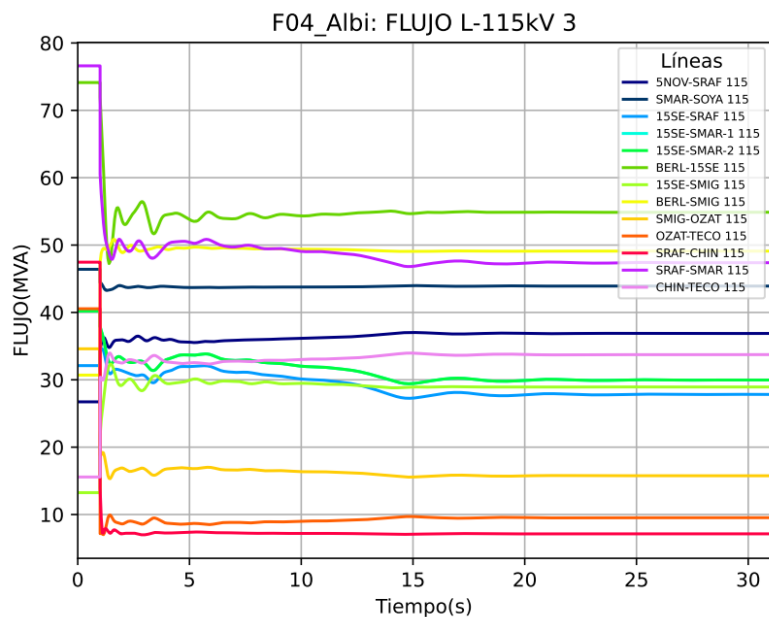


Figura 10.7881: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

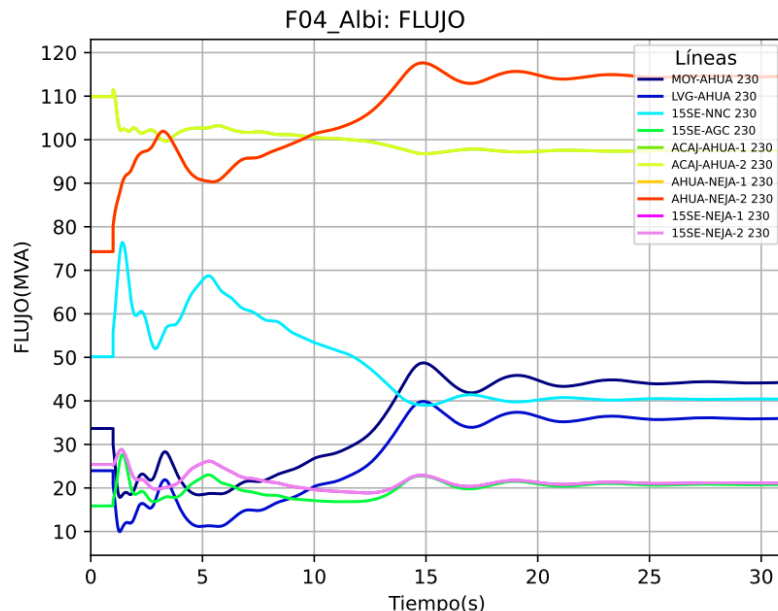


Figura 10.7982: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

10.5.3. Demanda máxima diurna de época húmeda 2024.

Disparo de planta Albireo, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.61 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.80 a 10.86, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6164: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F04_Albi	-90.77	NCUS-115	59.96
F01_15seU	-81.66	NCUS-115	59.966
F02_CgraU	-76.09	NCUS-115	59.967
F06_3FEB	-58.13	NCUS-115	59.973
F05_EDP1	-64.11	AHUA-230	59.976

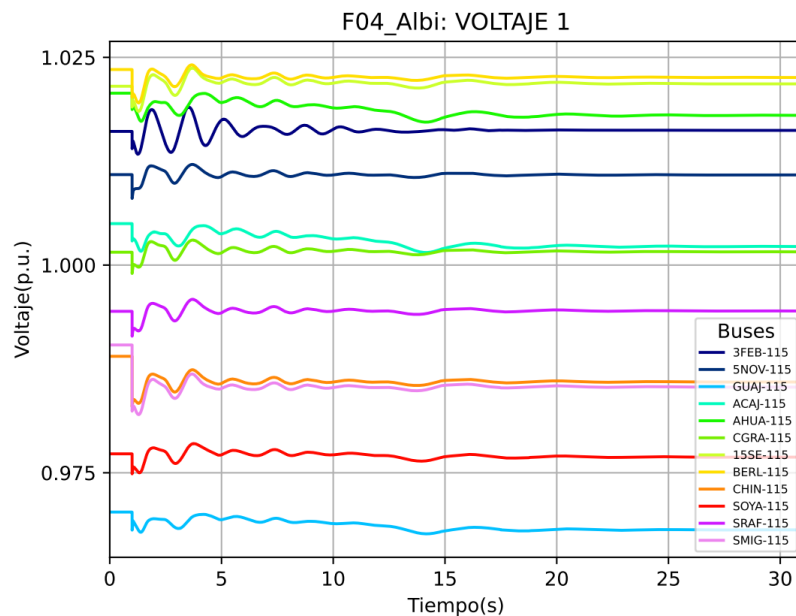


Figura 10.8083: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

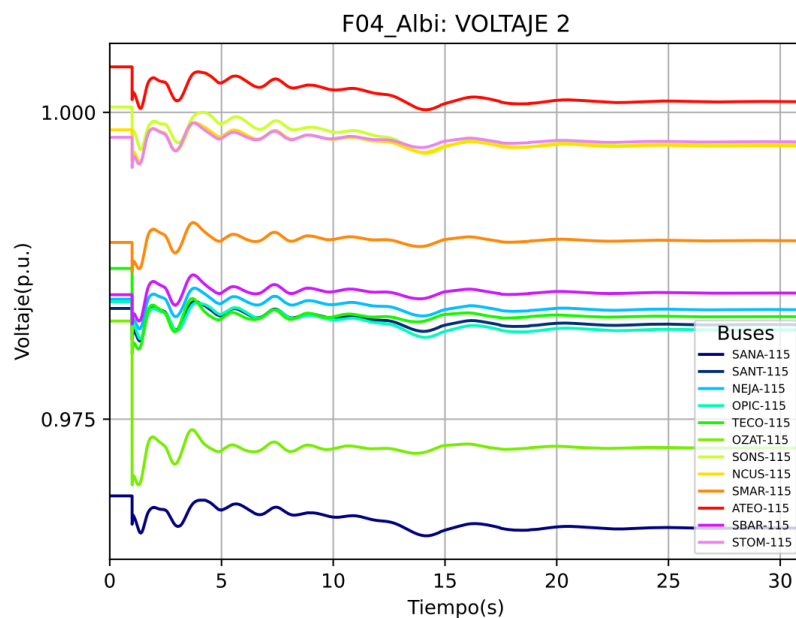


Figura 10.8184: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

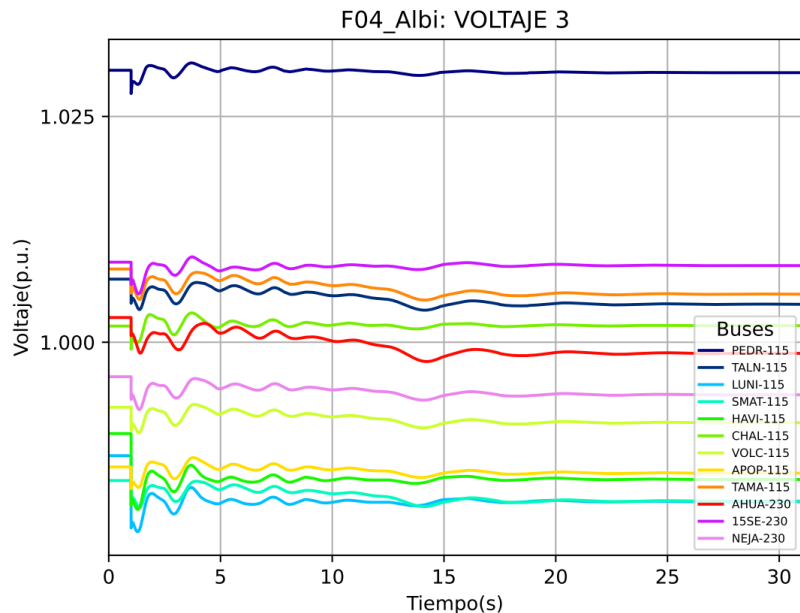


Figura 10.8285: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

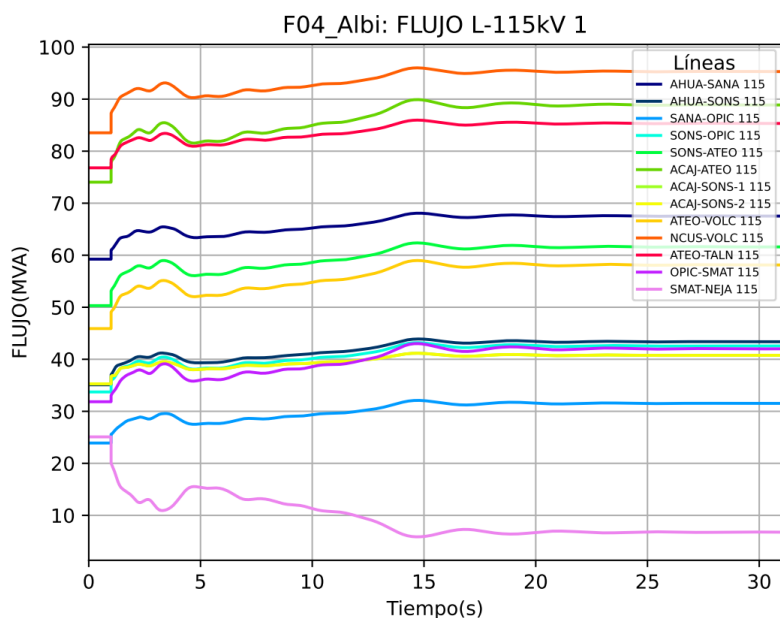


Figura 10.8386: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

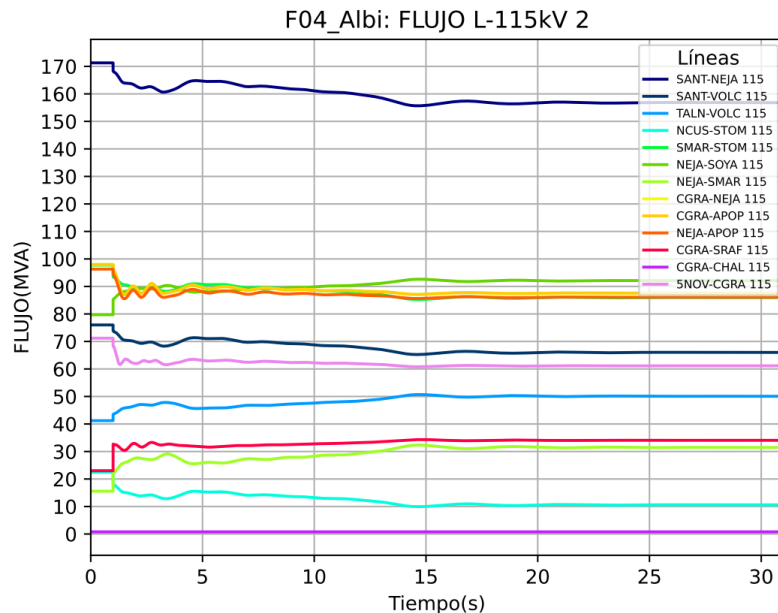


Figura 10.8487: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

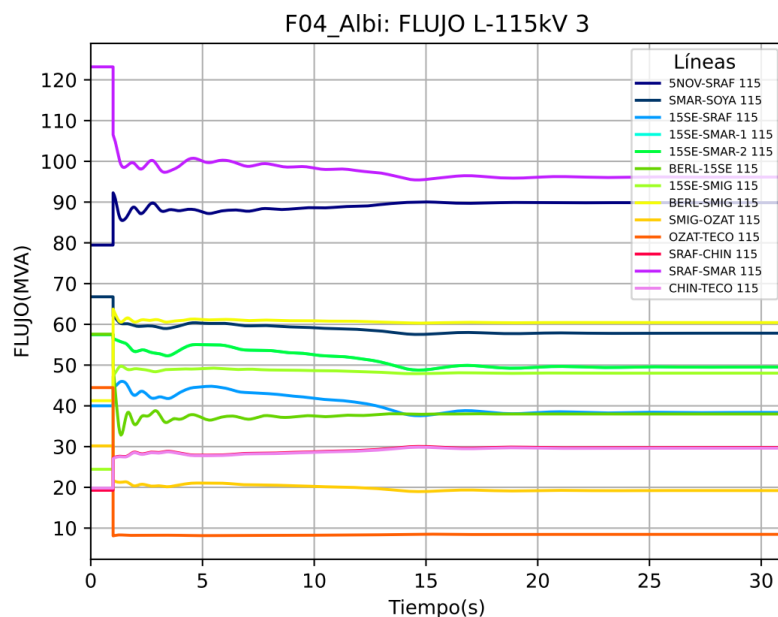


Figura 10.8588: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

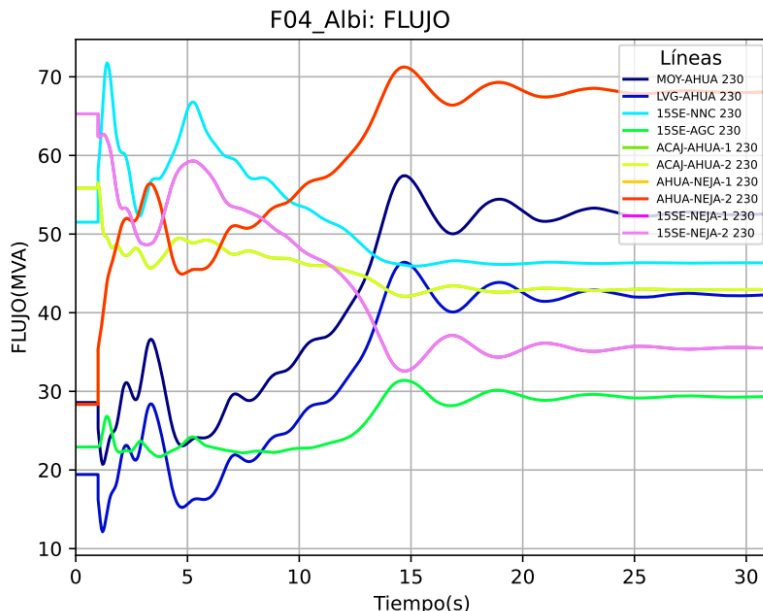


Figura 10.8689: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024

10.5.4. Demanda máxima diurna de época húmeda 2025.

Disparo de planta Albireo, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.62 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.87 a 10.93, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6265: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F04_Albi	-90.22	NCUS-115	59.958
F01_15seU	-80.43	NCUS-115	59.964
F02_CgraU	-75.77	NCUS-115	59.967
F06_3FEB	-57.33	NCUS-115	59.971
F05_EDP1	-63.99	15SE-230	59.976

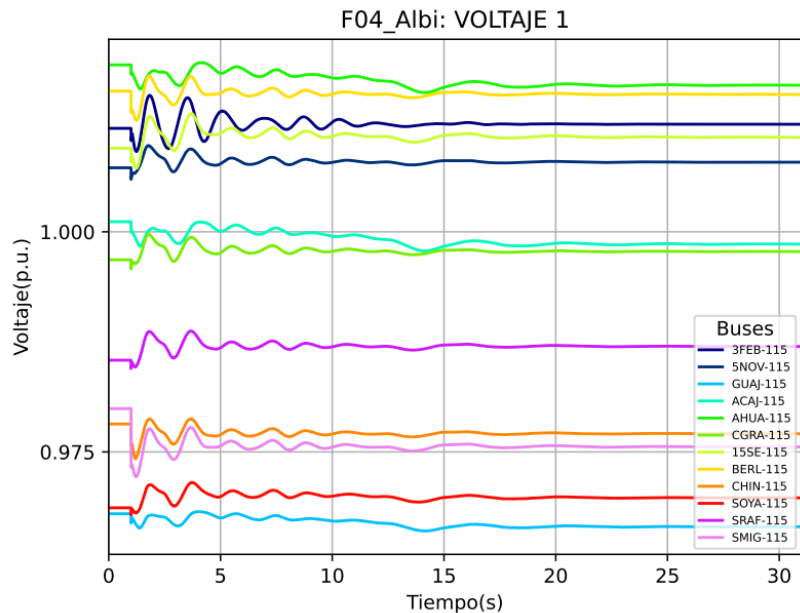


Figura 10.8790: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

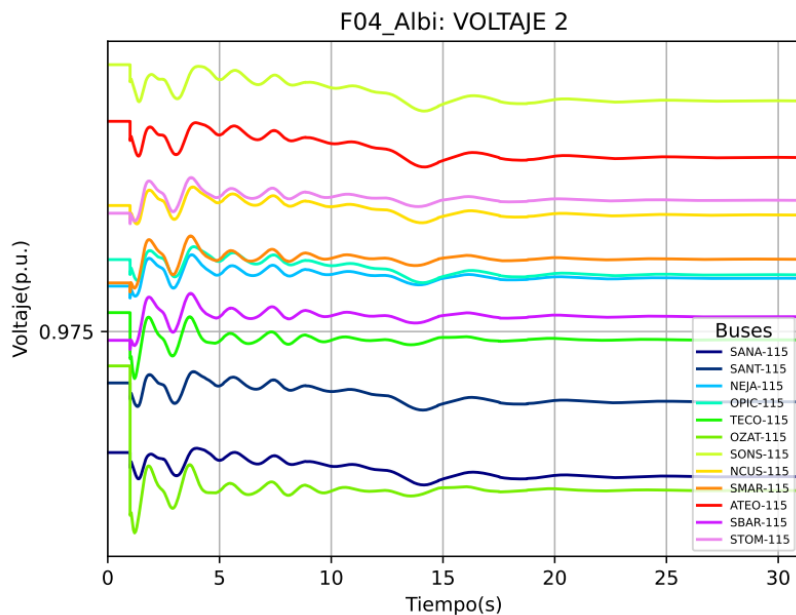


Figura 10.8891: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

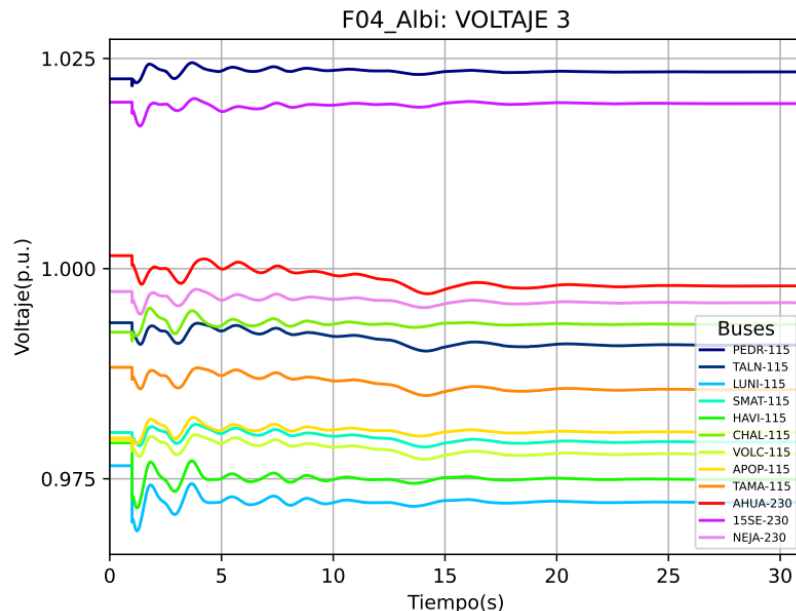


Figura 10.8992: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

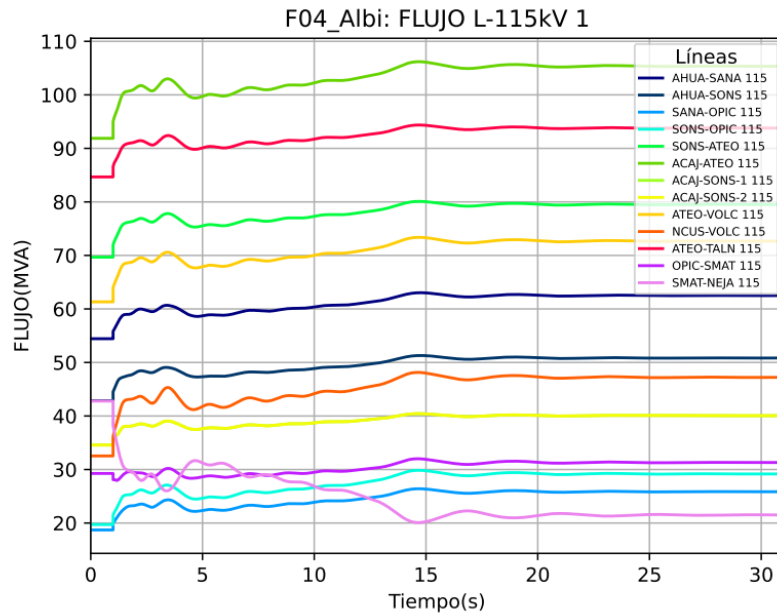


Figura 10.9093: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

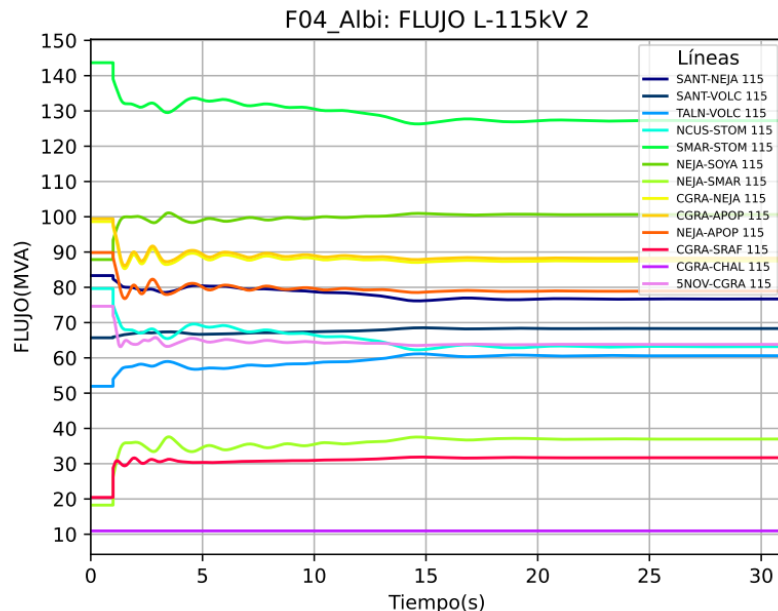


Figura 10.9194: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

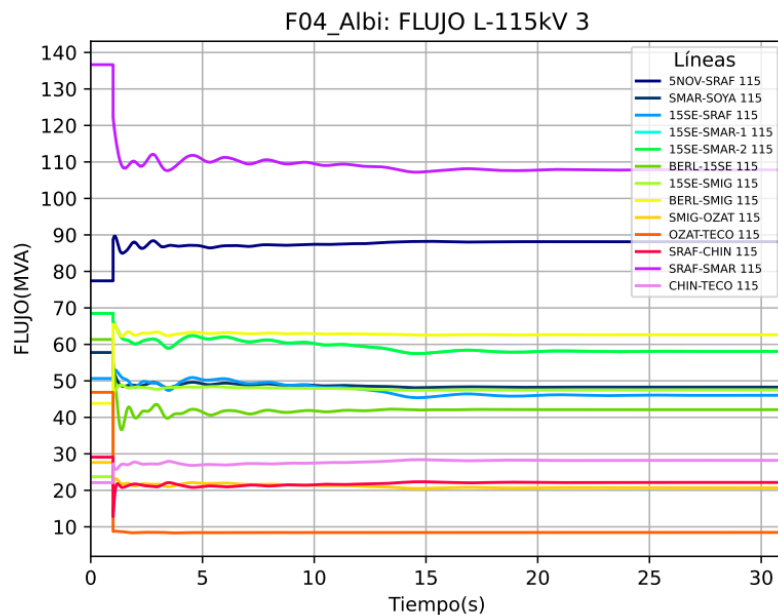


Figura 10.9295: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

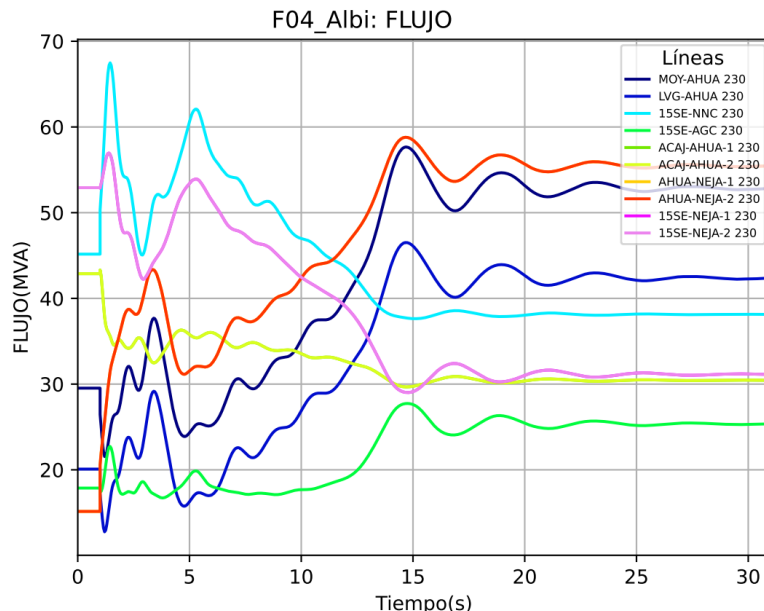


Figura 10.9396: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

10.5.5. Demanda máxima nocturna de época seca 2024.

Disparo de una unidad de planta Cerron Grande, caso sin transferencia.

En cuadro 10.63 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.94 a 10.100, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6366: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F02_CgraU	-68.12	NCUS-115	59.975
F01_15seU	-67.67	NCUS-115	59.976
F05_EDP1	-64.84	AHUA-230	59.976
F06_3FEB	-59.12	NCUS-115	59.976
F08_VENT	-40.32	AHUA-230	59.986

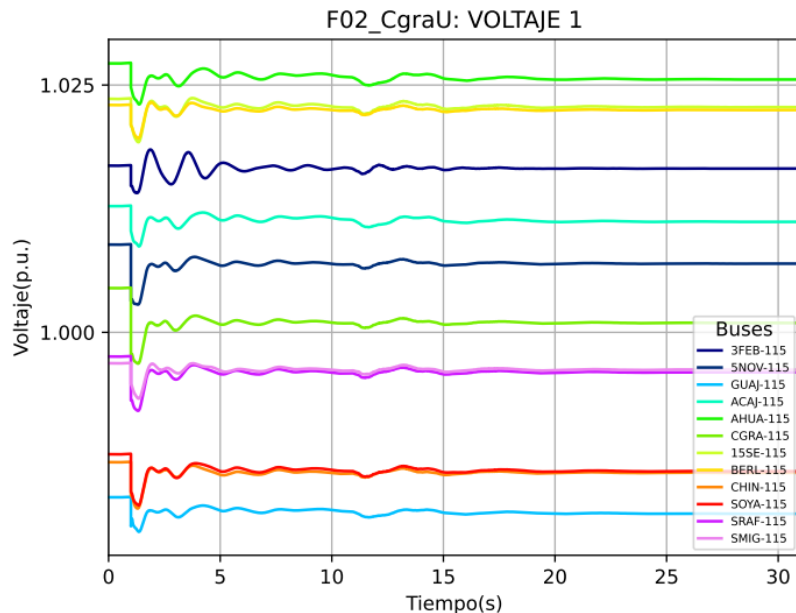


Figura 10.9497: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

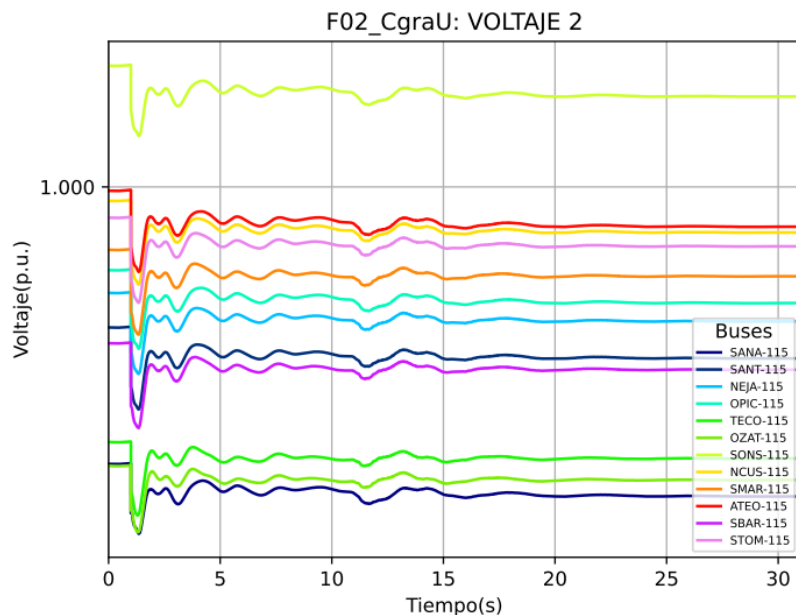


Figura 10.9598: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

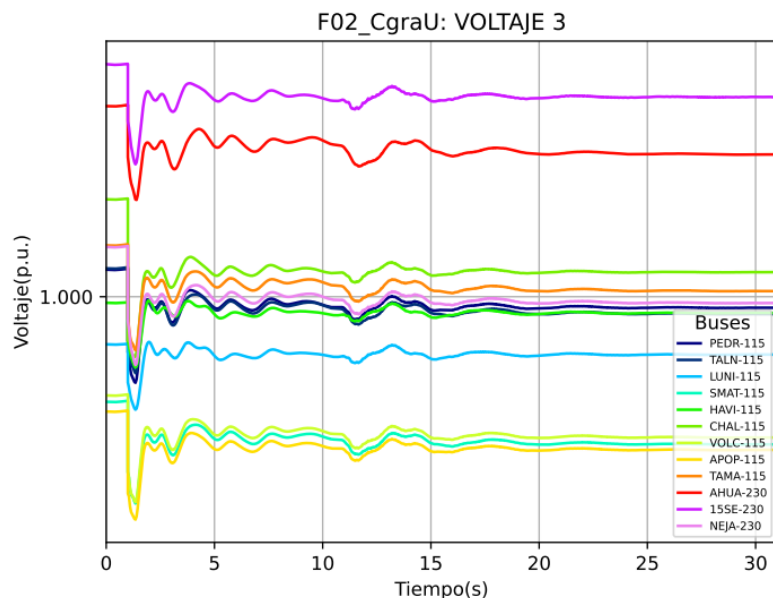


Figura 10.9699: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

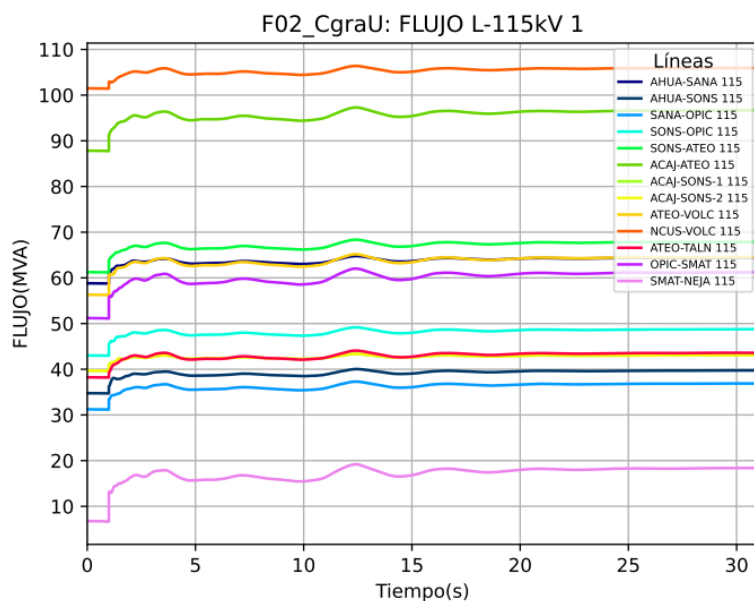


Figura 10.97100: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

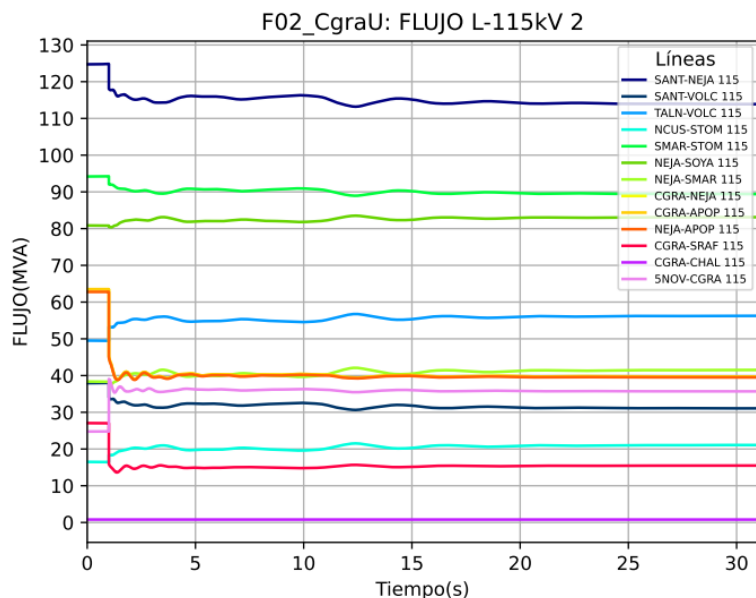


Figura 10.98101: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

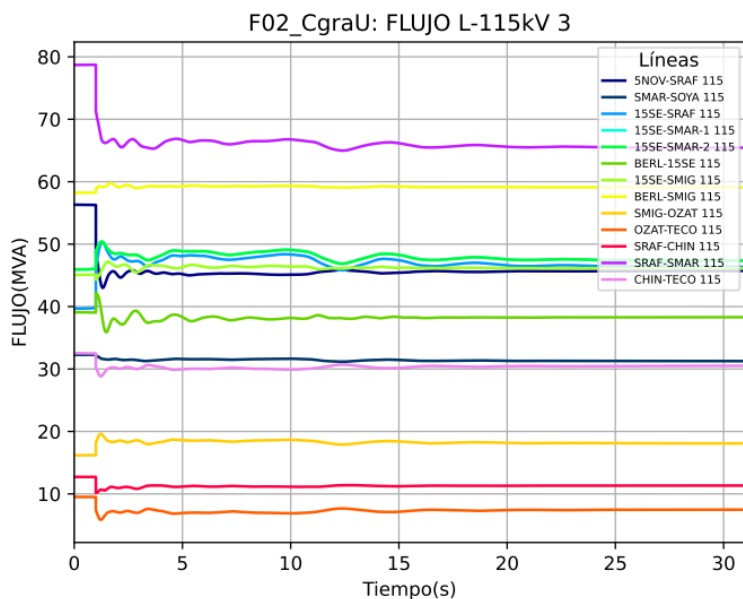


Figura 10.99102: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

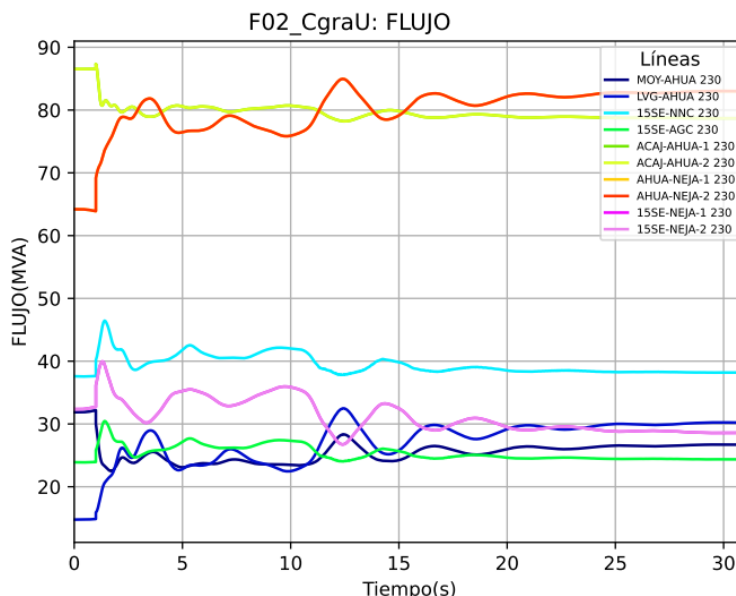


Figura 10.100103: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

10.5.6. Demanda máxima nocturna de época seca 2025.

Disparo de una unidad de planta Cerrón Grande, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.64 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.101 a 10.107, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.67: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F06_3FEB	-58.6	NCUS-115	59.974
F01_15seU	-66.99	NCUS-115	59.975
F02_CgraU	-68.13	NCUS-115	59.975
F05_EDP1	-64.94	AHUA-230	59.976
F08_VENT	-40.27	NCUS-115	59.986

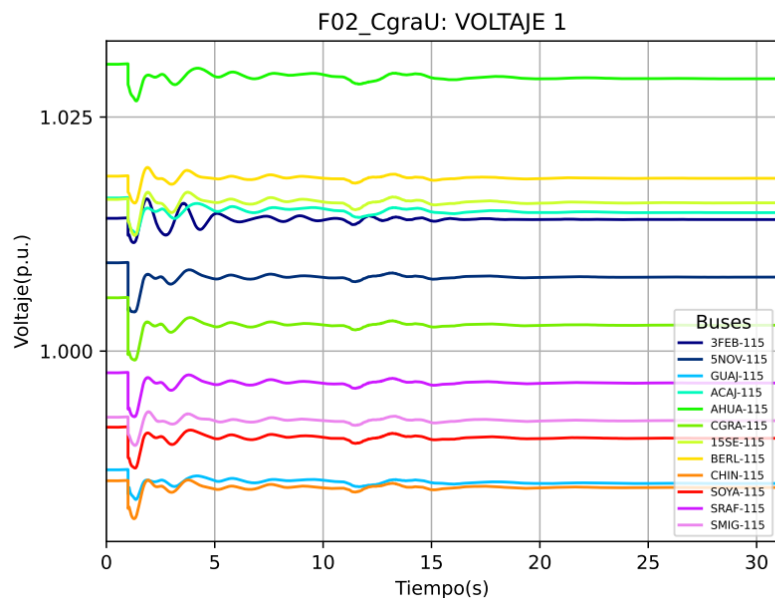


Figura 10.101104: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

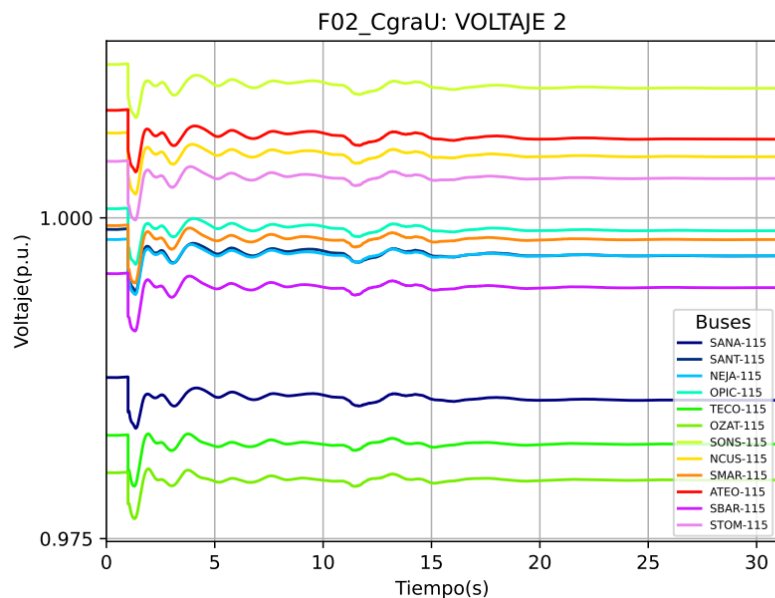


Figura 10.102105: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

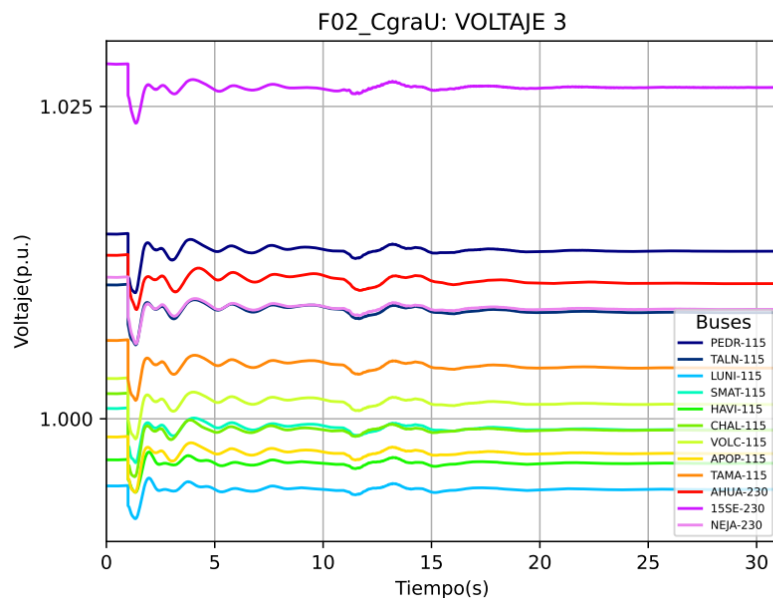


Figura 10.103106: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

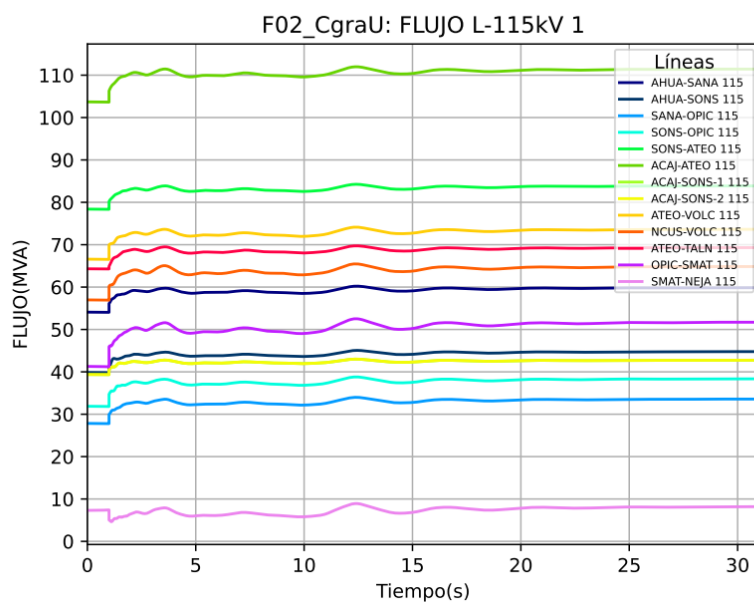


Figura 10.104107: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

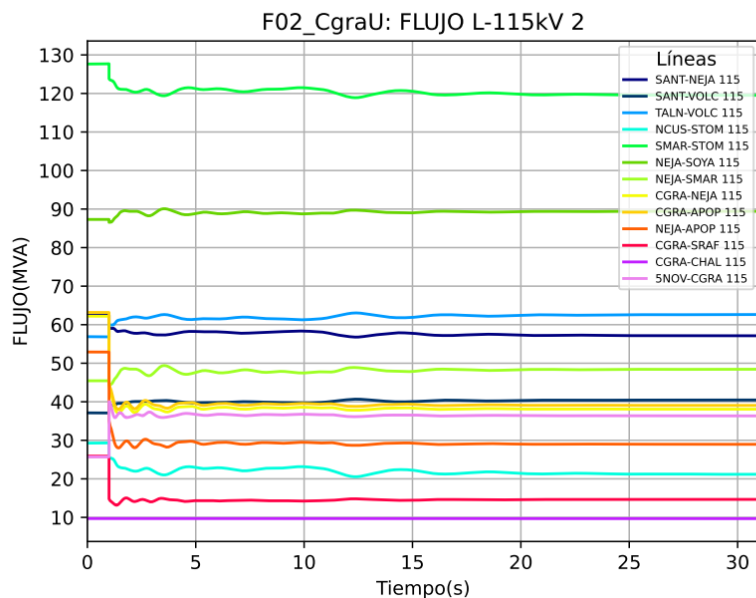


Figura 10.105108: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

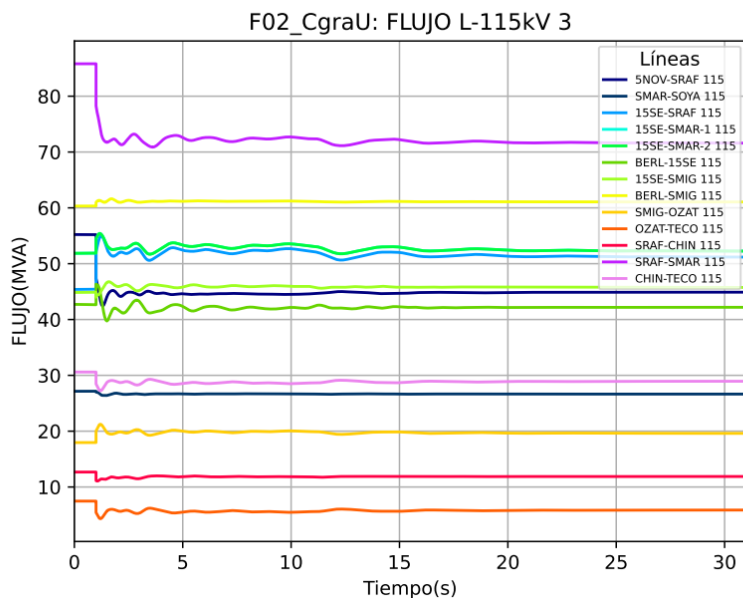


Figura 10.106109: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

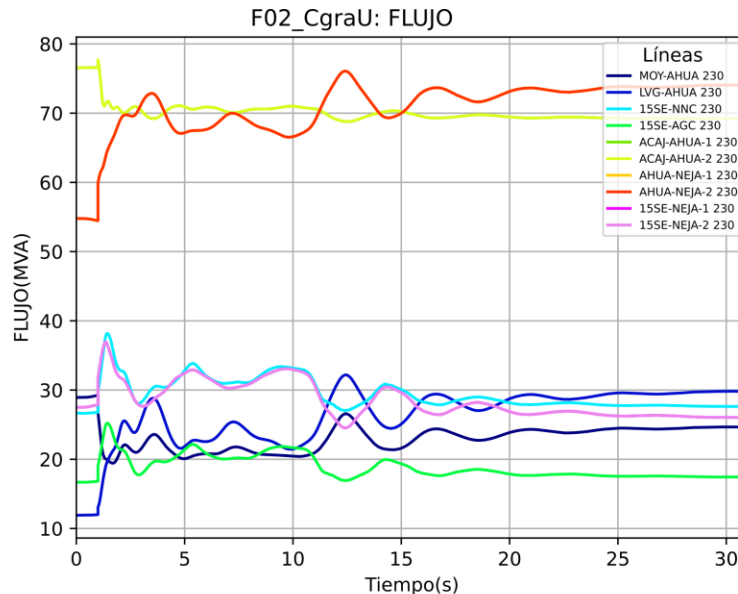


Figura 10.107110: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

10.5.7. Demanda máxima nocturna de época húmeda 2024.

Disparo de una unidad de planta 15 de Septiembre, caso sin transferencia.

En cuadro 10.65 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.108 a 10.114, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6568: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F02_CgraU	-77.87	NCUS-115	59.969
F01_15seU	-83.32	NCUS-115	59.97
F06_3FEB	-59.49	NCUS-115	59.975
F05_EDP1	-65.88	AHUA-230	59.976
F09_5novU6	-33.94	NCUS-115	59.987

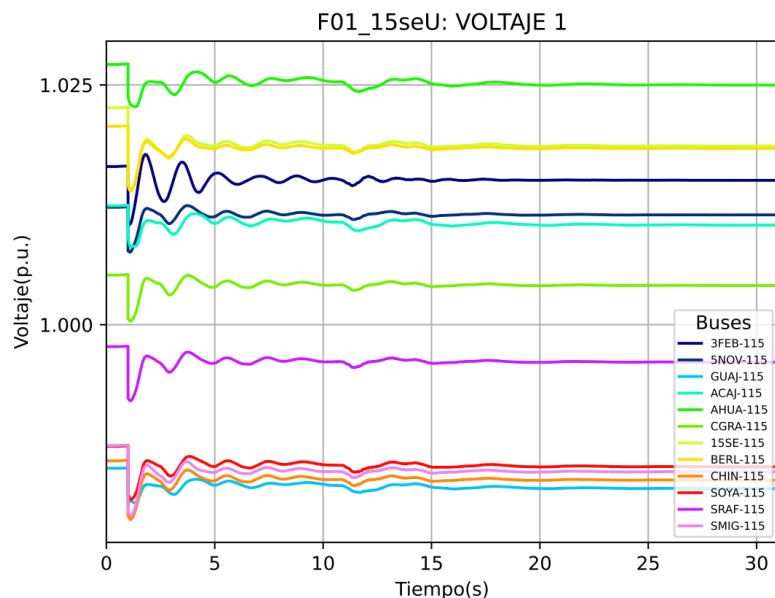


Figura 10.108111: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

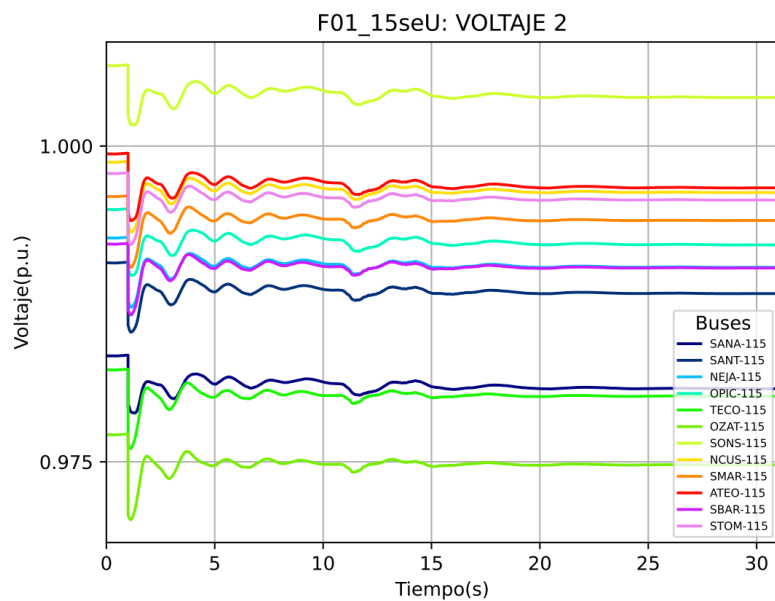


Figura 10.109112: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

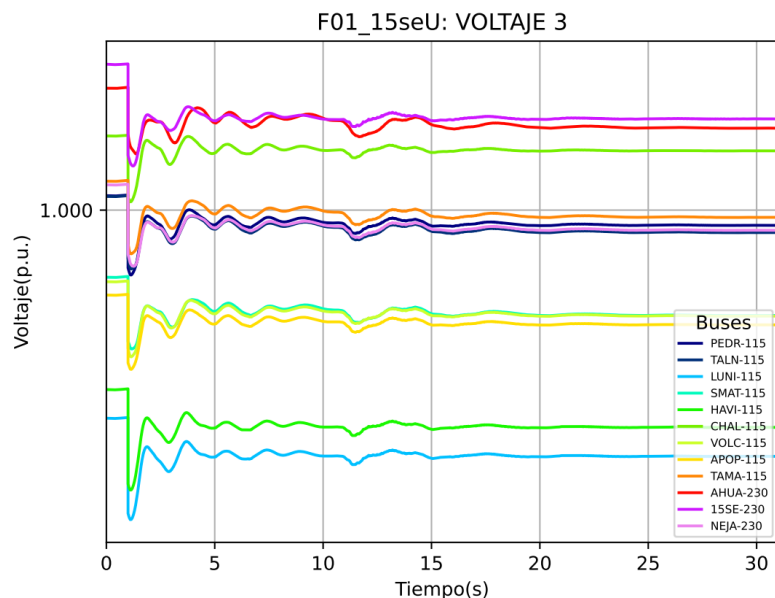


Figura 10.110113: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

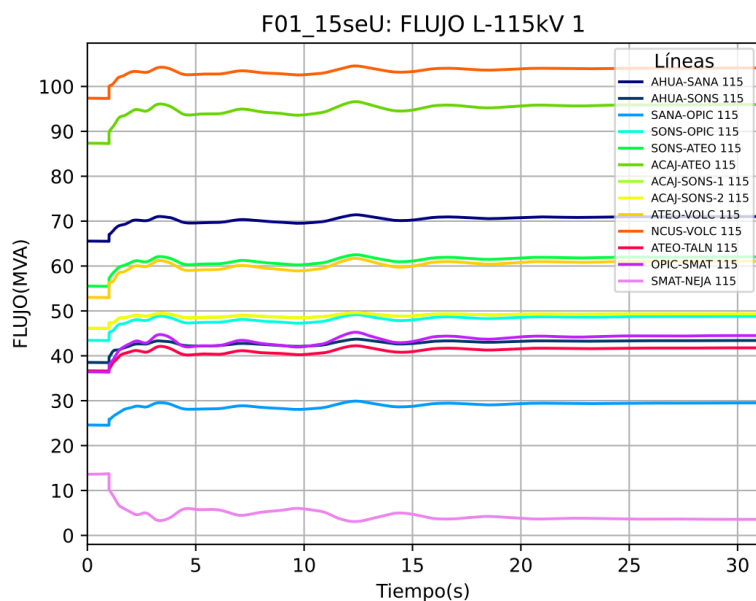


Figura 10.111114: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

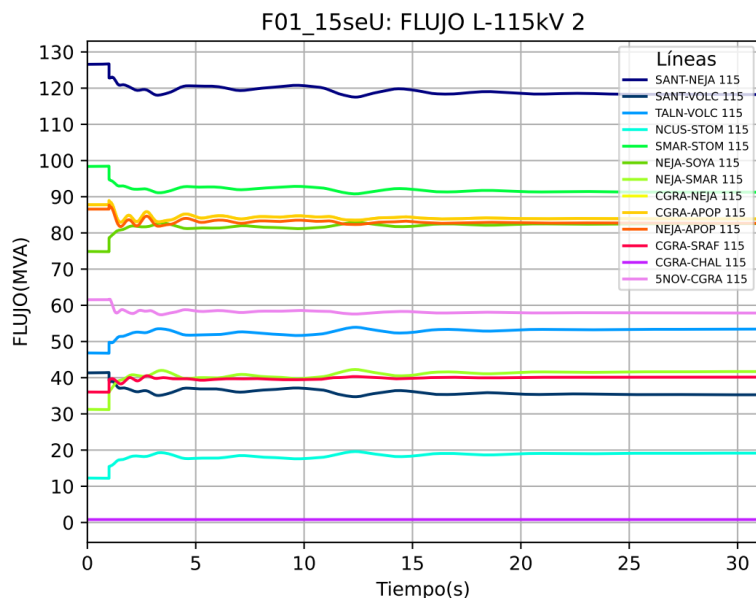


Figura 10.112115: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

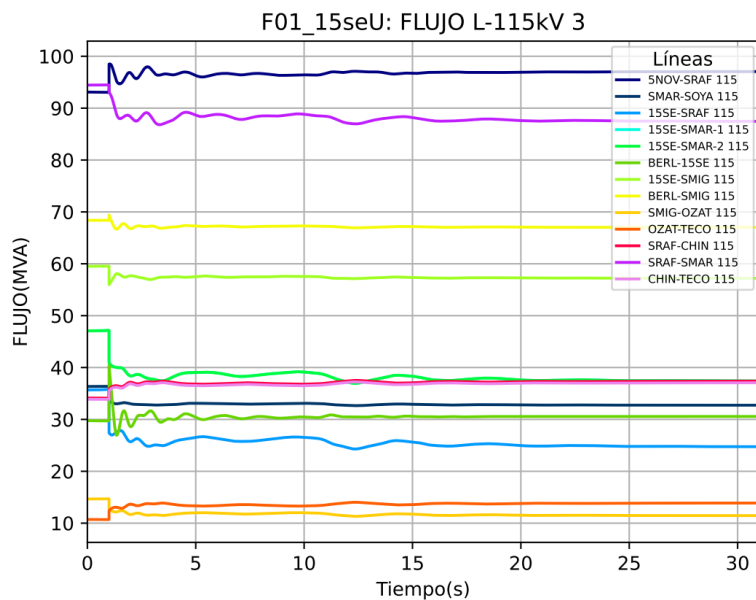


Figura 10.113116: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

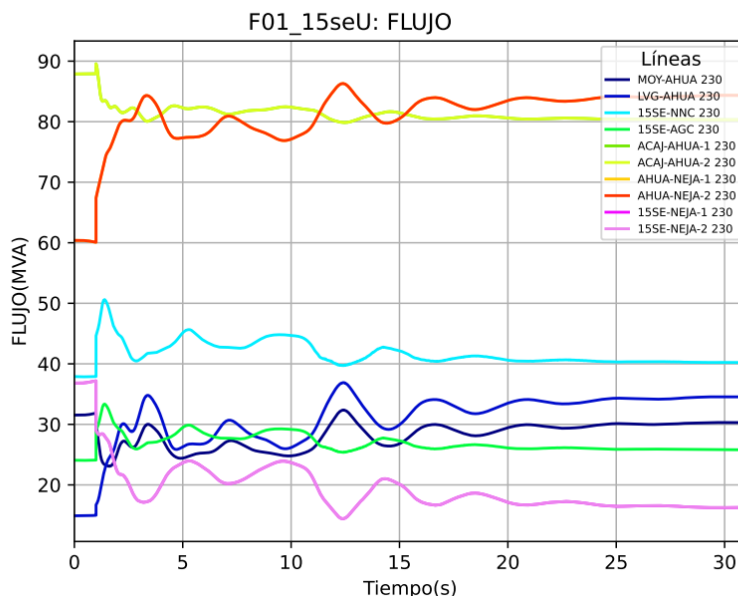


Figura 10.114117: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

10.5.8. Demanda máxima nocturna de época húmeda 2025.

Disparo de una unidad de planta 15 de Septiembre, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.66 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.115 a 10.121, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6669: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F01_15seU	-82.55	NCUS-115	59.968
F02_CgraU	-78.03	NCUS-115	59.969
F06_3FEB	-58.98	NCUS-115	59.974
F05_EDP1	-66.04	AHUA-230	59.976
F09_5novU6	-33.98	NCUS-115	59.987

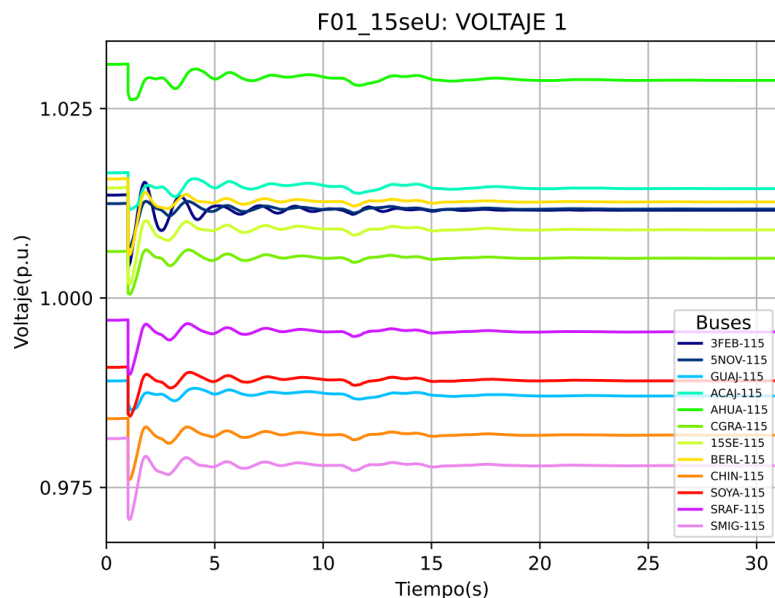


Figura 10.115118: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

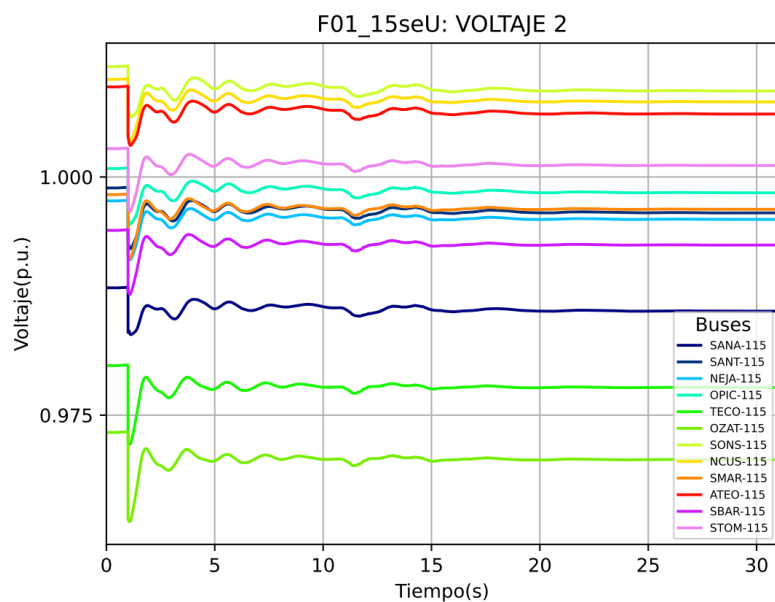


Figura 10.116119: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

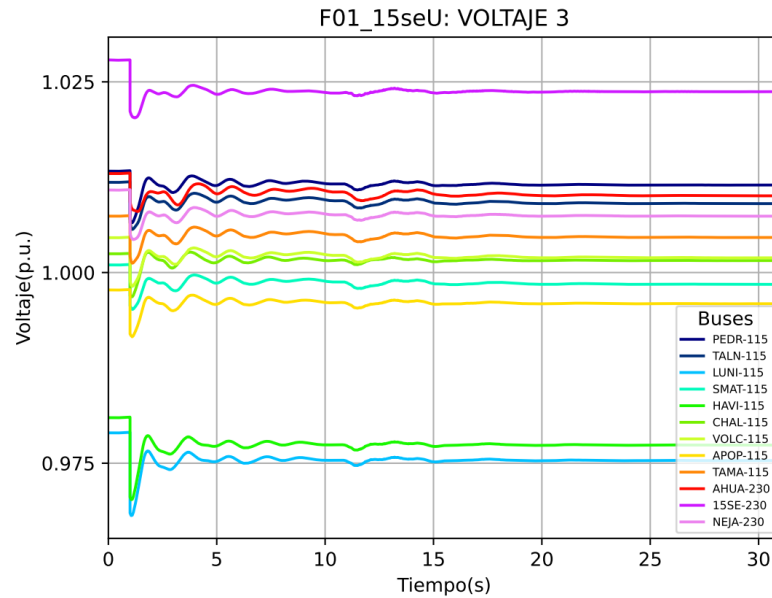


Figura 10.117120: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

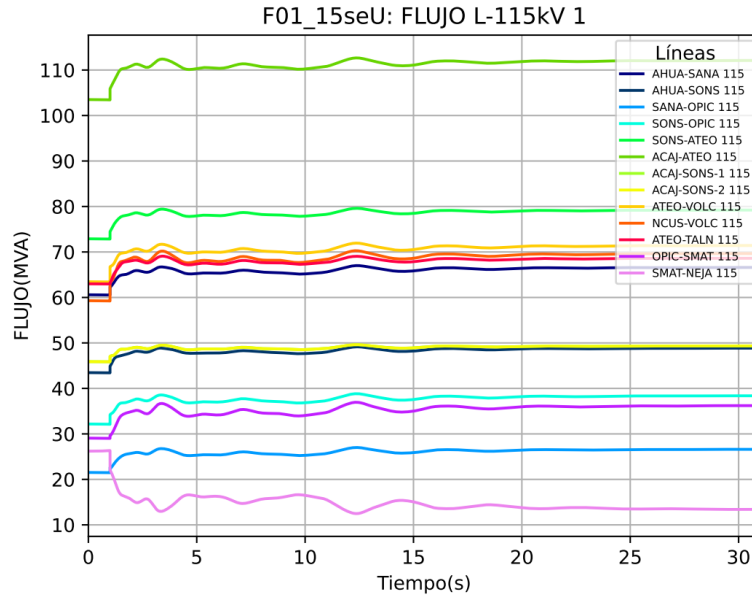


Figura 10.118121: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

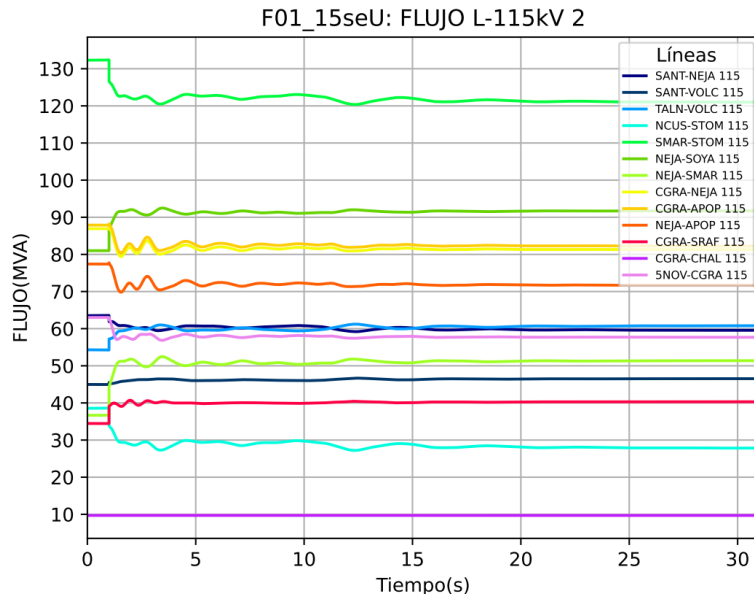


Figura 10.119122: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

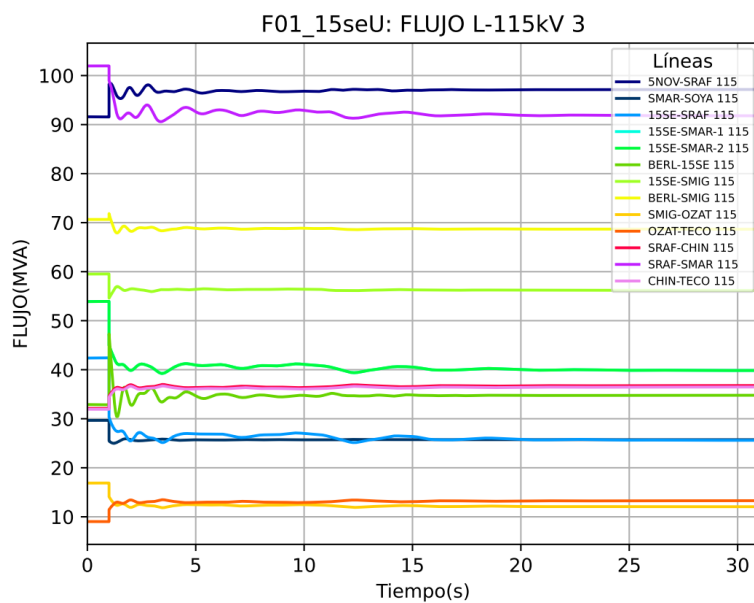


Figura 10.120123: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

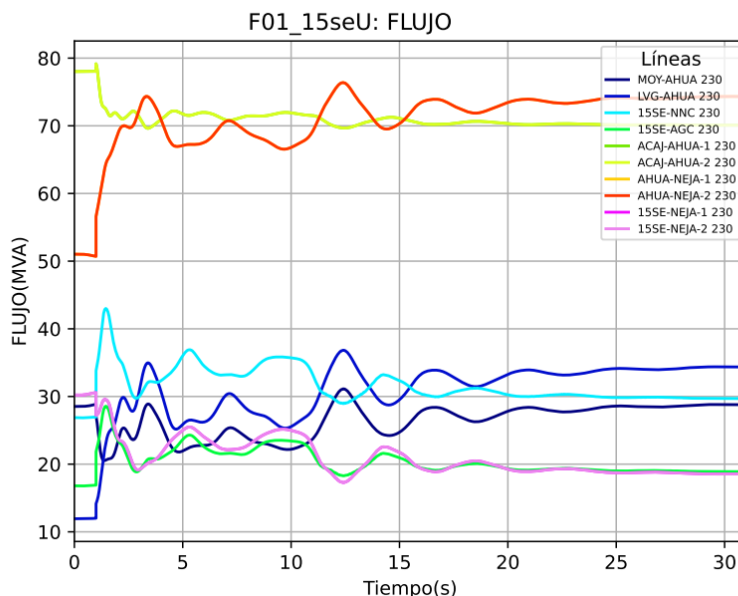


Figura 10.121124: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

10.5.9. Demanda mínima de época seca 2024.

Disparo de Planta EDP, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.67 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.122 a 10.128, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6770: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del primer semestre de 2024.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F05_EDP1	-66.57	AHUA-230	59.967
F08_VENT	-40.25	AHUA-230	59.981

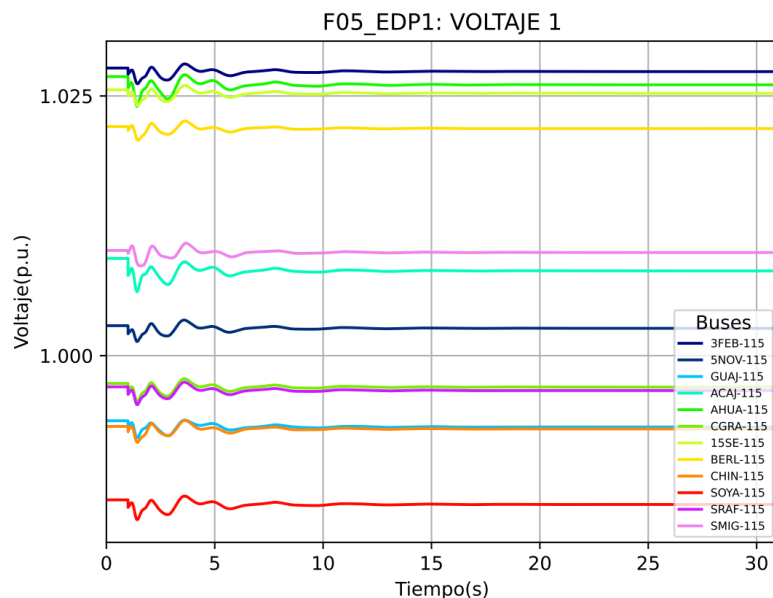


Figura 10.122125: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.

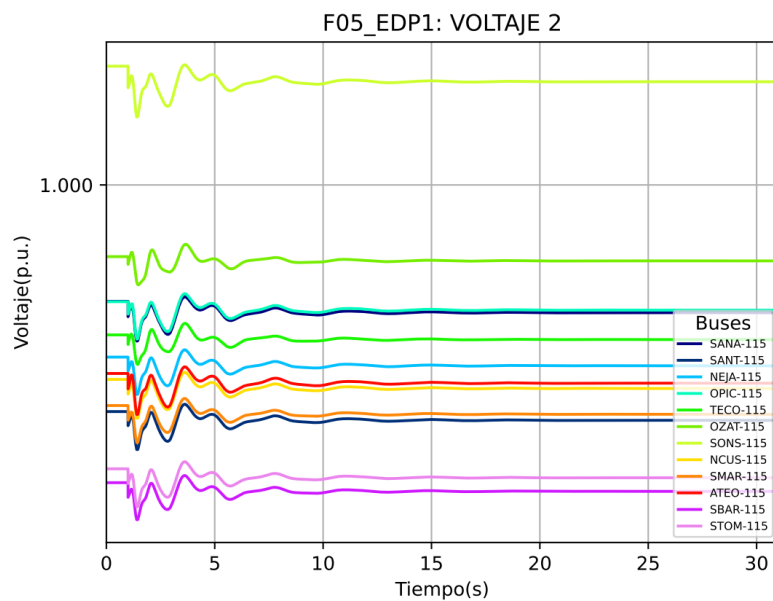


Figura 10.123126: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.

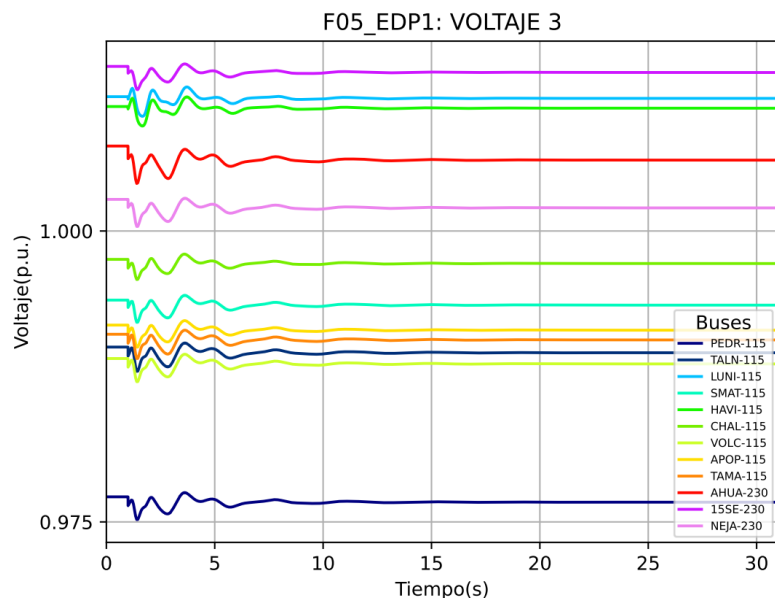


Figura 10.124127: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.

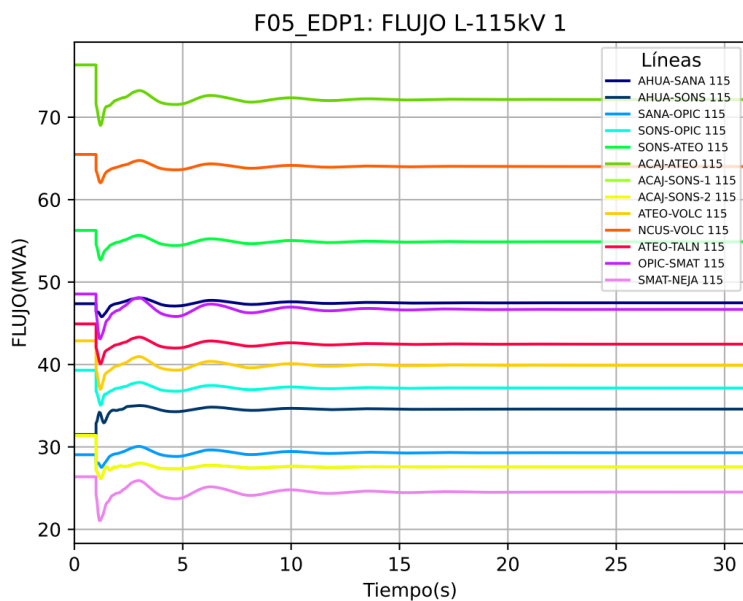


Figura 10.125128: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.

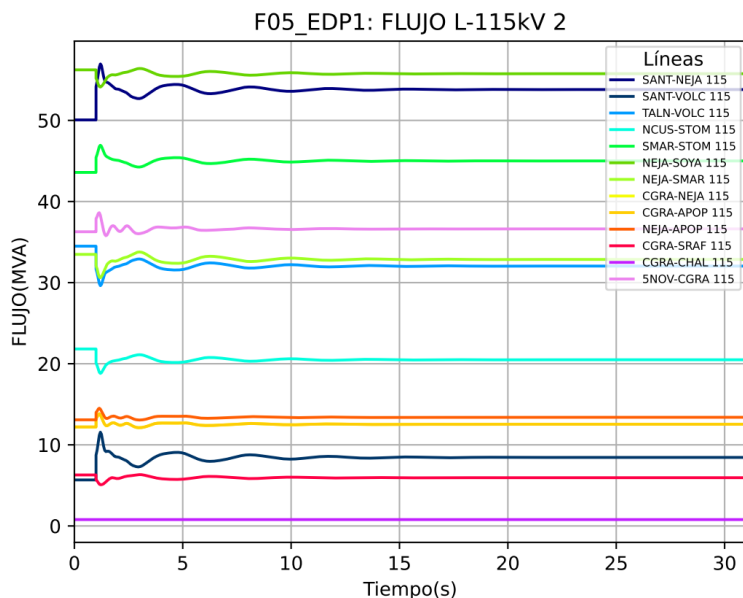


Figura 10.126129: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.

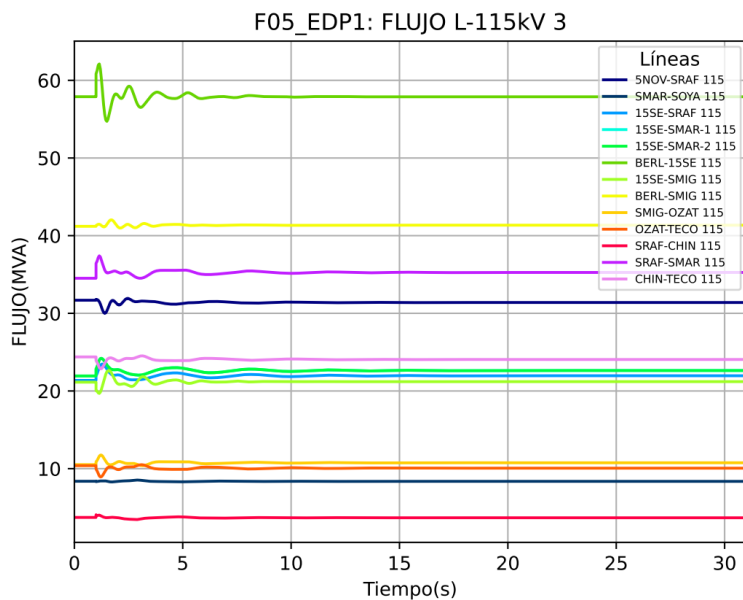
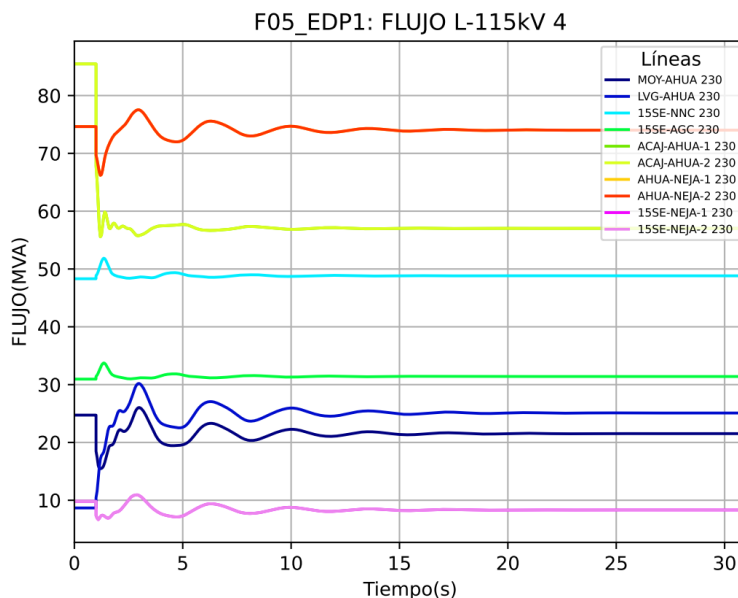


Figura 10.127130: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2024.



10.5.10. Demanda mínima de época seca 2025.

Disparo de la Planta EDP, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.68 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.129 a 10.135, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6871: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del primer semestre de 2025.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F05_EDP1	-66.72	AHUA-230	59.967
F08_VENT	-40.22	AHUA-230	59.982

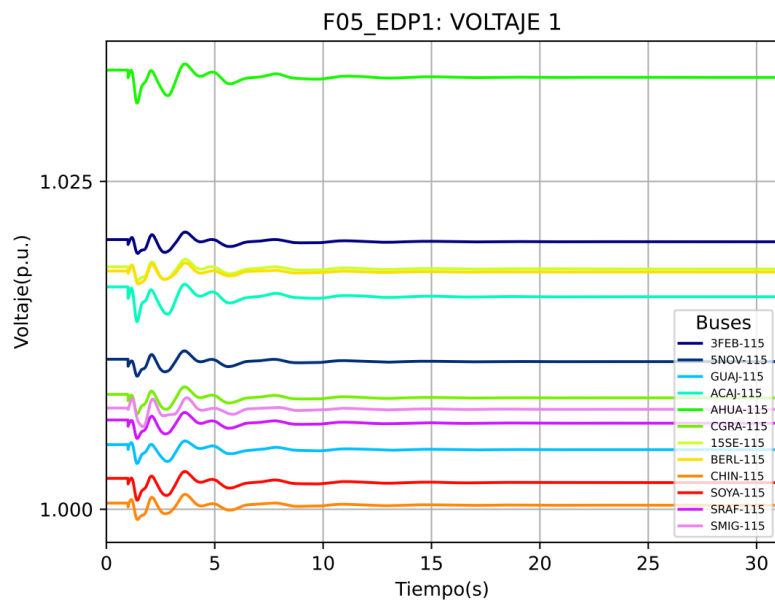


Figura 10.129132: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.

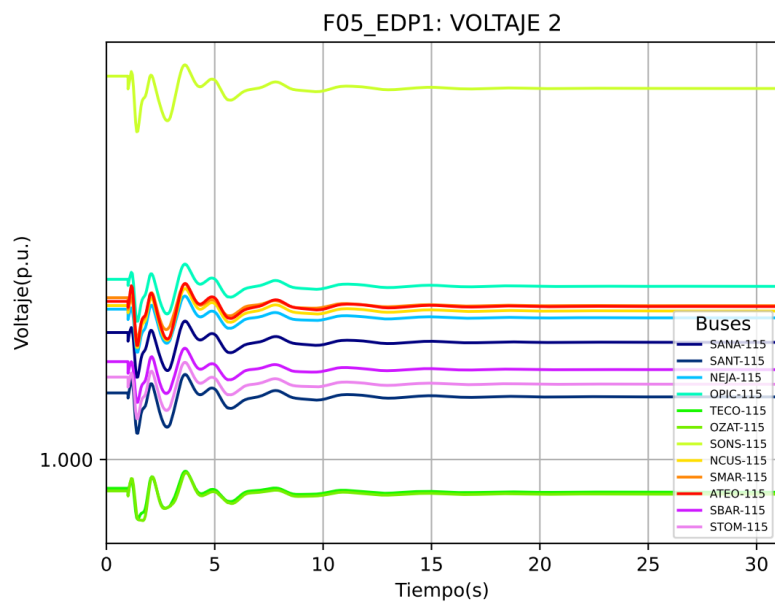


Figura 10.130133: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.

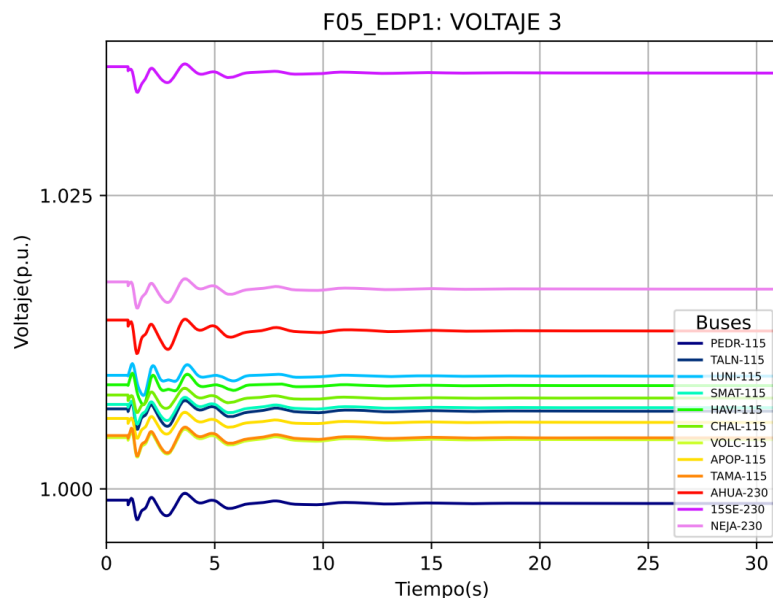


Figura 10.131134: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.

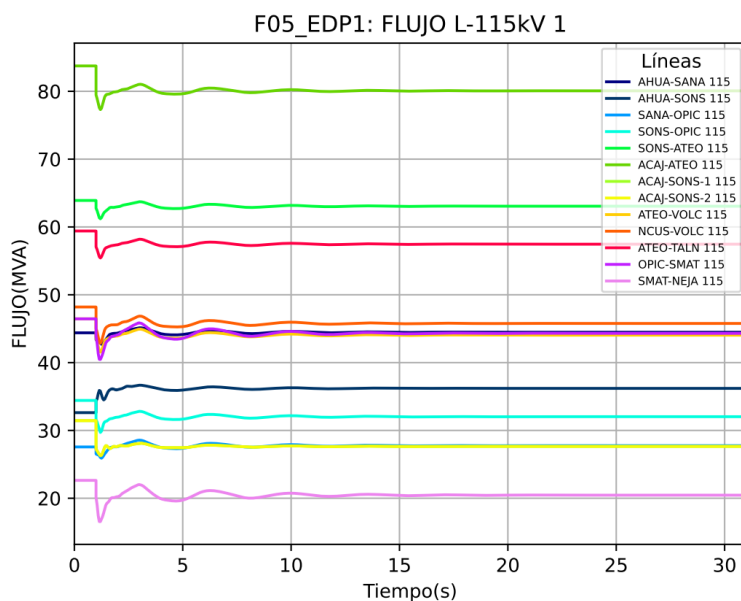


Figura 10.132135: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.

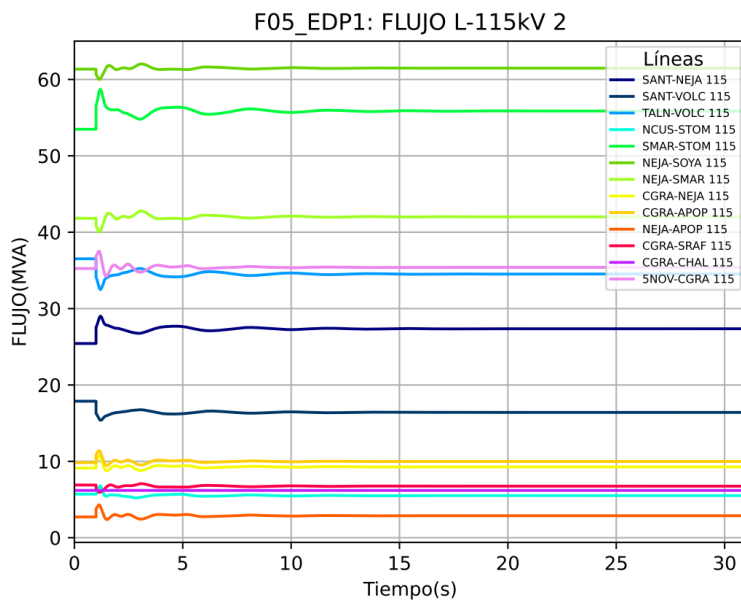


Figura 10.133136: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.

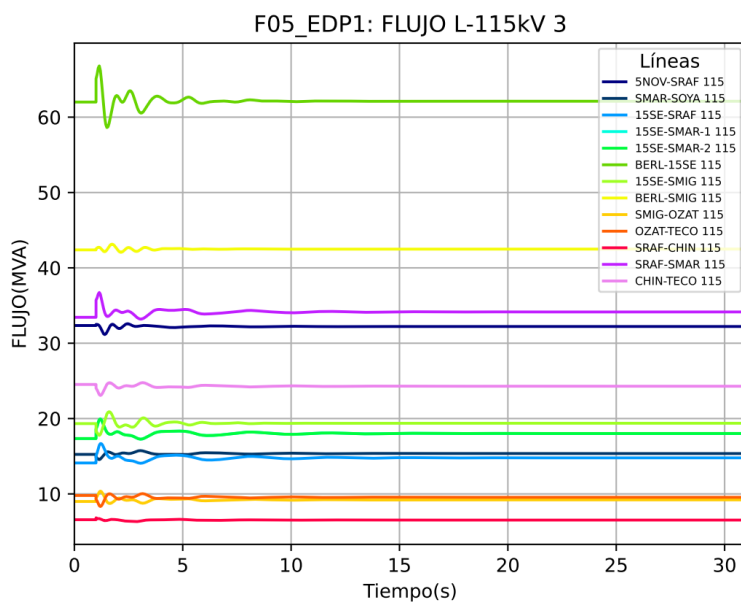


Figura 10.134137: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.

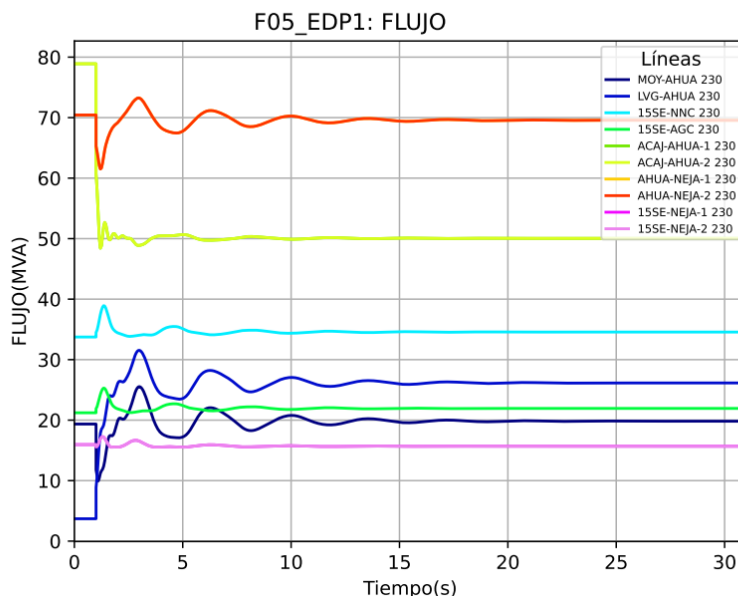


Figura 10.135138: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2025.

10.5.11. Demanda mínima de época húmeda 2024.

Disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.69 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.136 a 10.142, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.6972: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F01_15seU	-83.44	15SE-230	59.961
F06_3FEB	-59.1	NCUS-115	59.97
F02_CgraU	-55.34	NCUS-115	59.974
F08_VENT	-40.08	NCUS-115	59.982
F09_5novU6	-35.79	NCUS-115	59.983

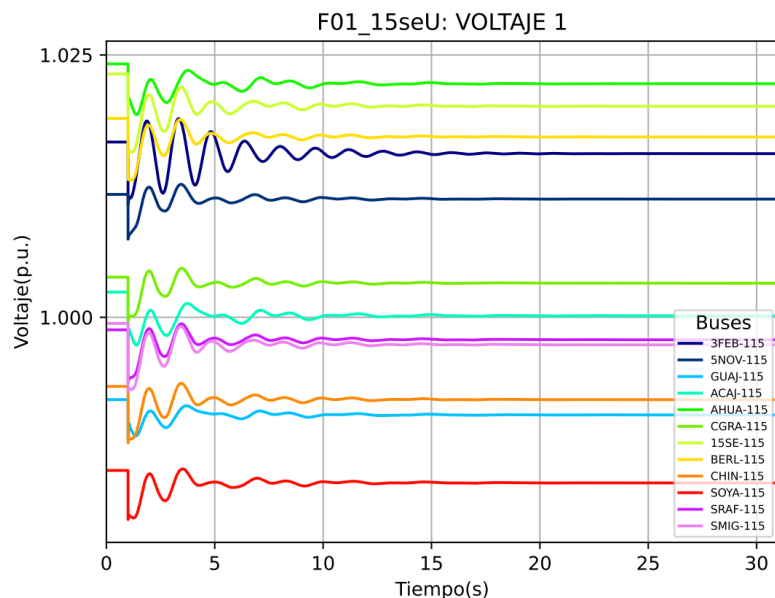


Figura 10.136139: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

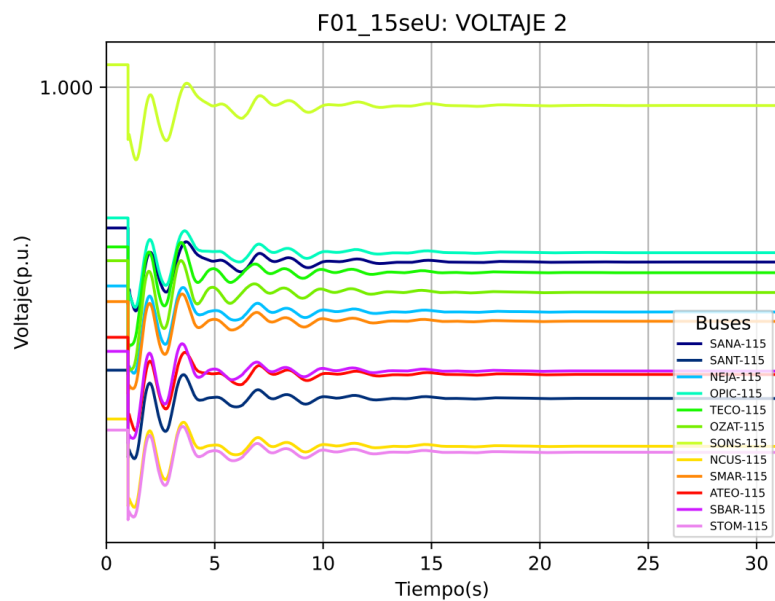


Figura 10.137140: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

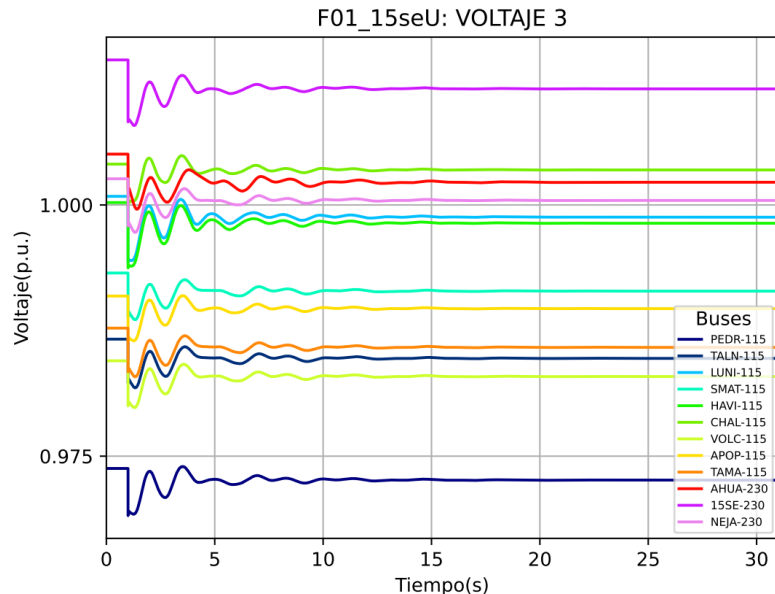


Figura 10.138141: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

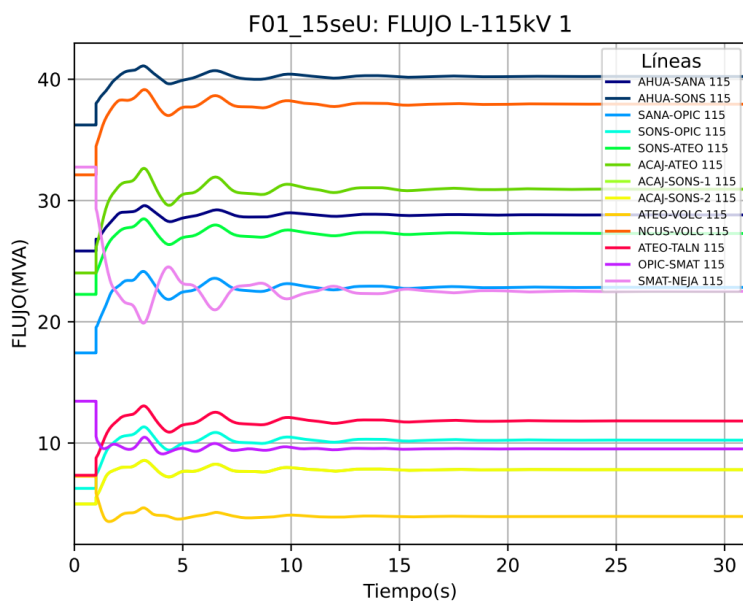


Figura 10.139142: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

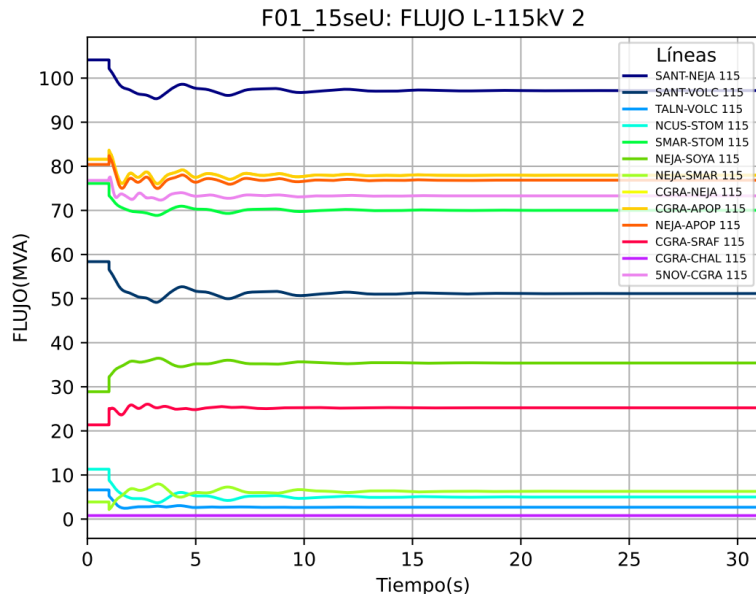


Figura 10.140143: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

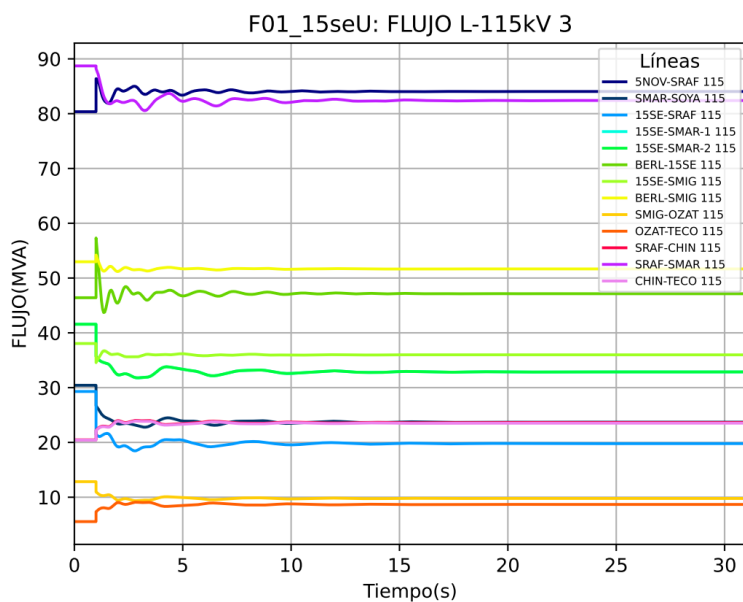


Figura 10.141144: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

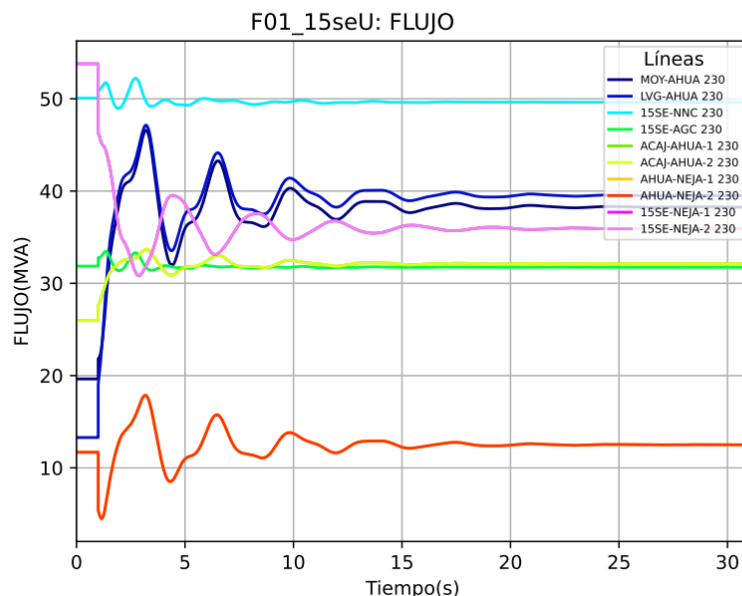


Figura 10.142145: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2024.

10.5.12. Demanda mínima de época húmeda 2025.

Disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.70 se observan las contingencias que causan desbalance carga/generación en El Salvador, para este escenario, así como el valor de la frecuencia mínima observada y el nodo donde se obtuvo. Adicionalmente, en las gráficas presentadas, figura 10.143 a 10.149, se observa que no existen problemas de sobrecarga, ni de bajo/alto voltaje o la activación del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.

Cuadro 10.7730: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F01_15seU	-82.77	NCUS-115	59.96
F06_3FEB	-58.57	NCUS-115	59.968
F02_CgraU	-53.33	NCUS-115	59.974
F08_VENT	-40.06	NCUS-115	59.983
F09_5novU6	-35.87	NCUS-115	59.983

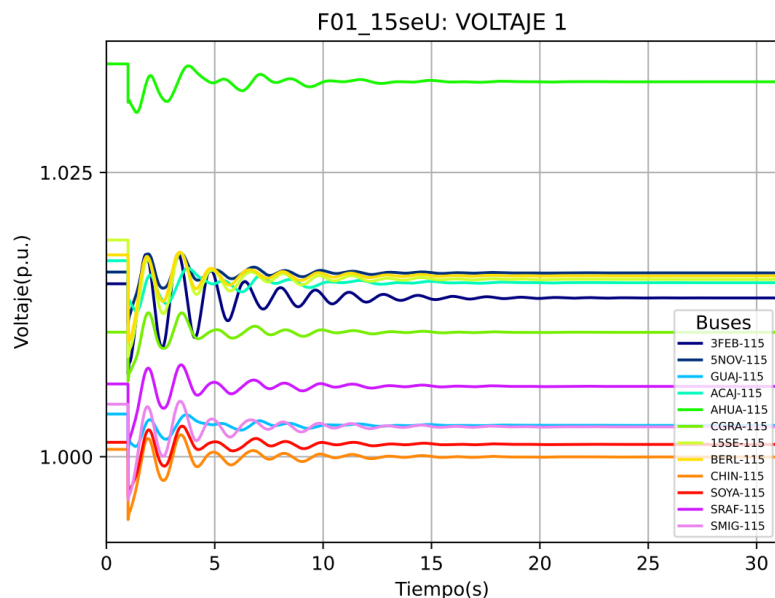


Figura 10.143146: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

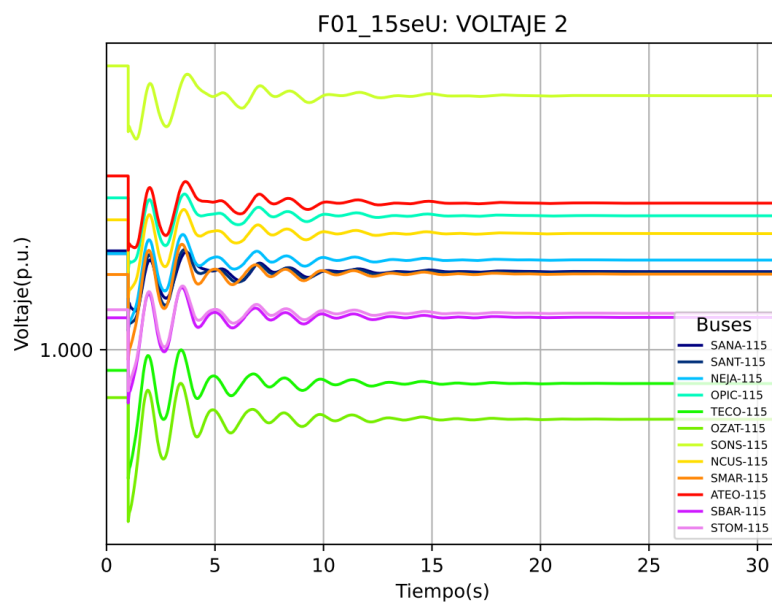


Figura 10.144147: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

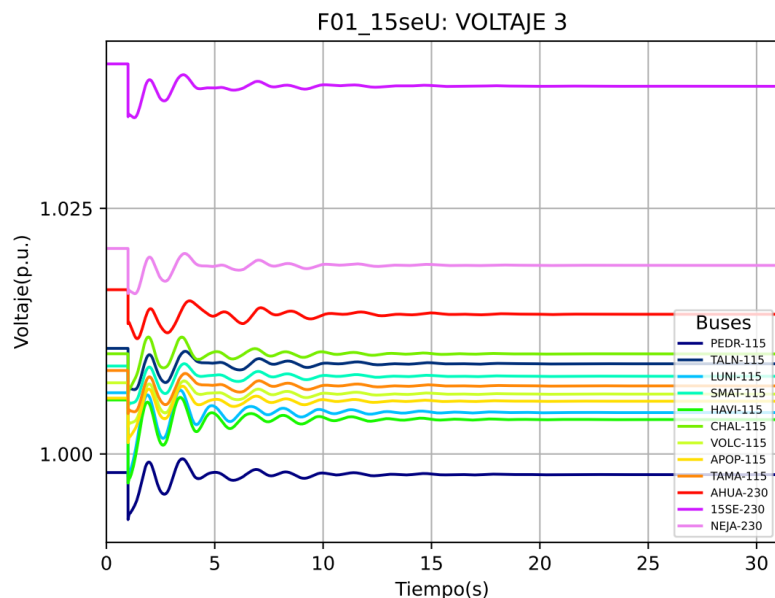


Figura 10.145148: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

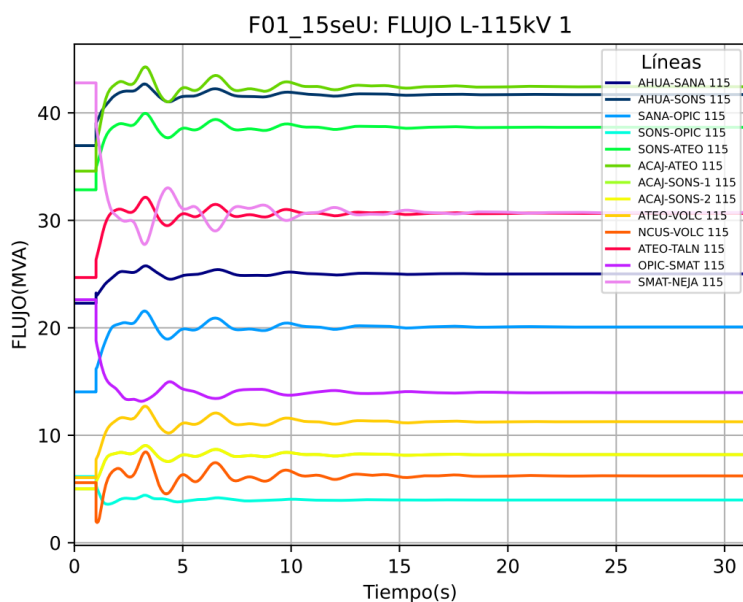


Figura 10.146149: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

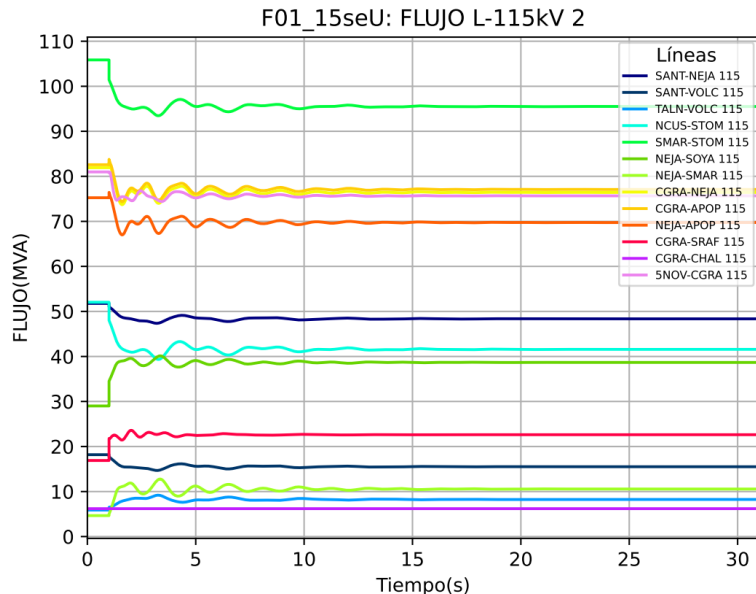


Figura 10.147150: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

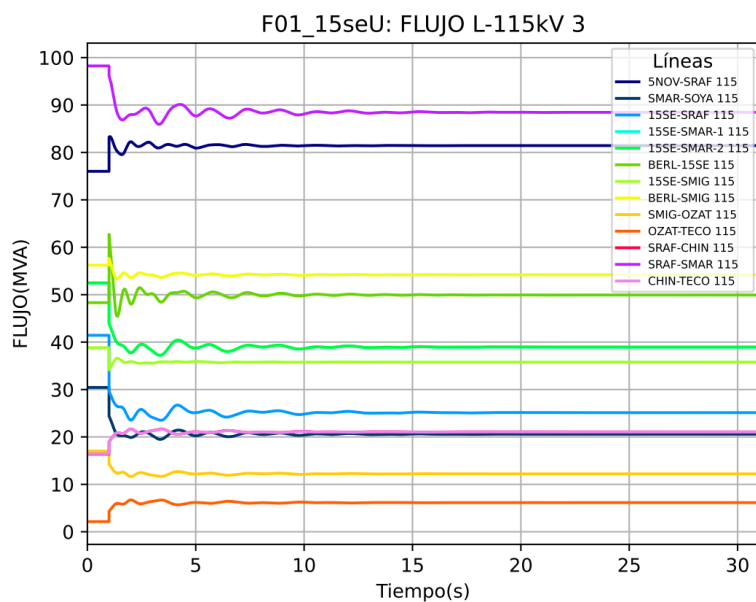


Figura 10.148151: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

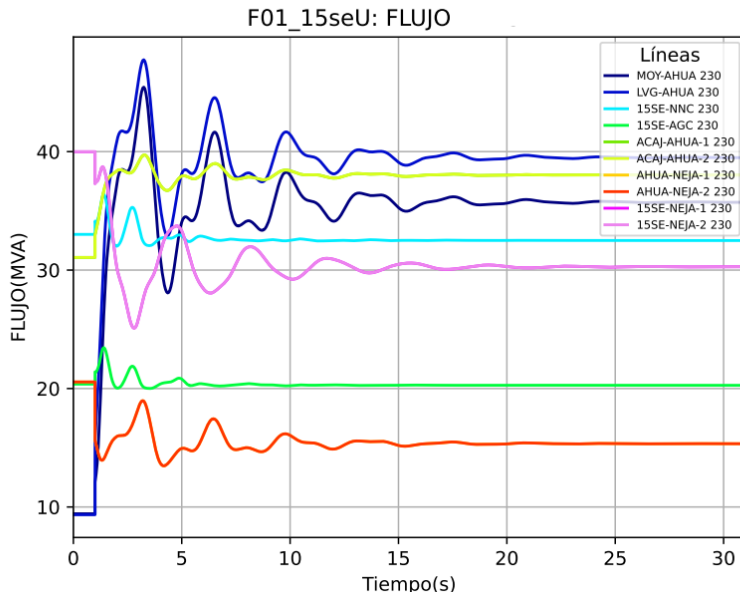


Figura 10.149152: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

10.5.13. Resumen del análisis del desempeño dinámico.

En general, en todas las simulaciones se observó que:

- En los escenarios analizados no se tienen problemas sostenidos de baja o alta frecuencia, que pudieran ocasionar activación del EDCBF o pérdida adicional de recursos de generación.
- En los escenarios analizados la frecuencia se recupera dentro de la banda de operación normal.
- Los voltajes de los nodos monitoreados se recuperan rápidamente.
- Los flujos de potencia no sobrepasan los límites térmicos en las líneas de transmisión.
- La reserva rodante utilizada en el presente escenario produce un desempeño aceptable, ya que la frecuencia se recupera hacia la banda de operación normal y la desviación no alcanza el valor de 59.3 Hz en ninguno de los casos analizados.

10.6. Estabilidad transitoria

En el anexo 6 se encuentran las gráficas resultantes de las simulaciones del análisis de estabilidad transitoria que se realizaron, para cada una de las contingencias que se detallaron en el apartado 3.2.3, así como archivos en formato *.xlsx que contienen tablas que resumen lo mostrado en las gráficas.

La información que se encuentra en los archivos “.xlsx” es la siguiente:

1. Pestaña “Desbalance”: desbalance (en MW) en el área de control de El Salvador ante las distintas contingencias, así como el valor de la frecuencia mínima y máxima alcanzada y los respectivos nodos.
2. Pestaña “Interconexiones”: valor del flujo máximo (en MVA) que se alcanza en cada una de las interconexiones.
3. Pestaña “Frecuencia”: para cada contingencia, el valor de la frecuencia máxima, mínima y final en todos los nodos monitoreados.
4. Pestaña “Voltaje”: para cada contingencia, el valor de voltaje máximo, mínimo y final en todos los nodos monitoreados.
5. Pestaña “DespAngular”: para cada contingencia, el valor del desplazamiento angular máximo y final en todas las máquinas monitoreadas.

En este apartado se pondrán los resultados más relevantes, junto con las gráficas. La información de las demás simulaciones y el total de gráficas se encuentra en el anexo 6.

Es importante recalcar que en este análisis se busca verificar que el sistema no se vuelva inestable en los primeros segundos luego de liberada la falla, en algunos gráficos es posible que no se observe que luego de los 8 s de la simulación el sistema encuentre a un nuevo punto de equilibrio; pero esto no es el objetivo del presente análisis.

10.6.1. Demanda máxima diurna de época seca 2024.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin transferencia; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

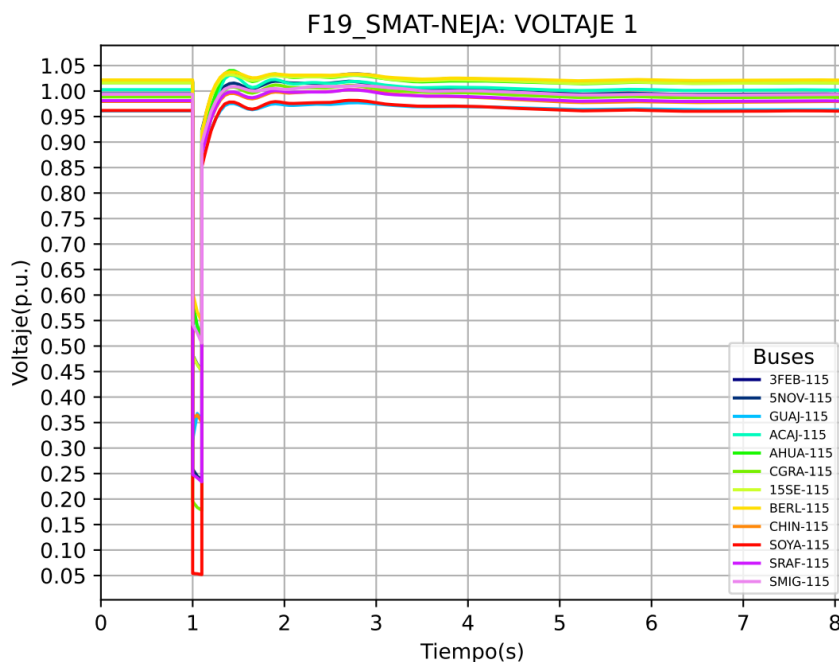


Figura 10.150153: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

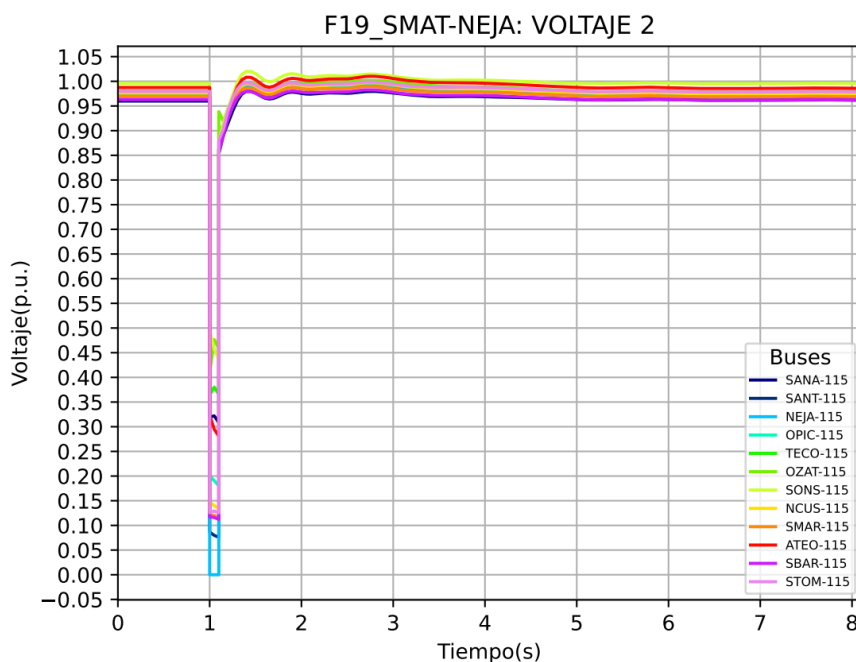


Figura 10.151154: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

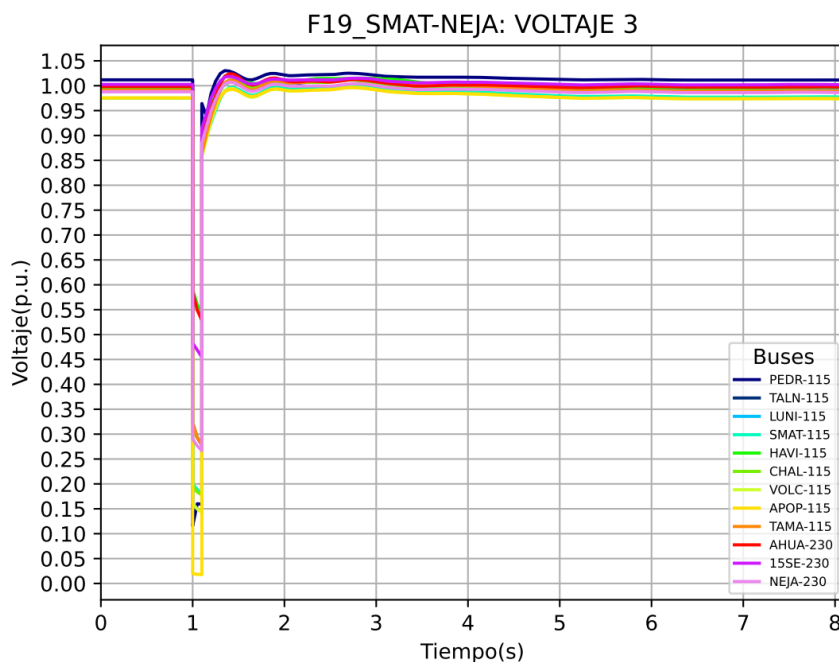


Figura 10.152155: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

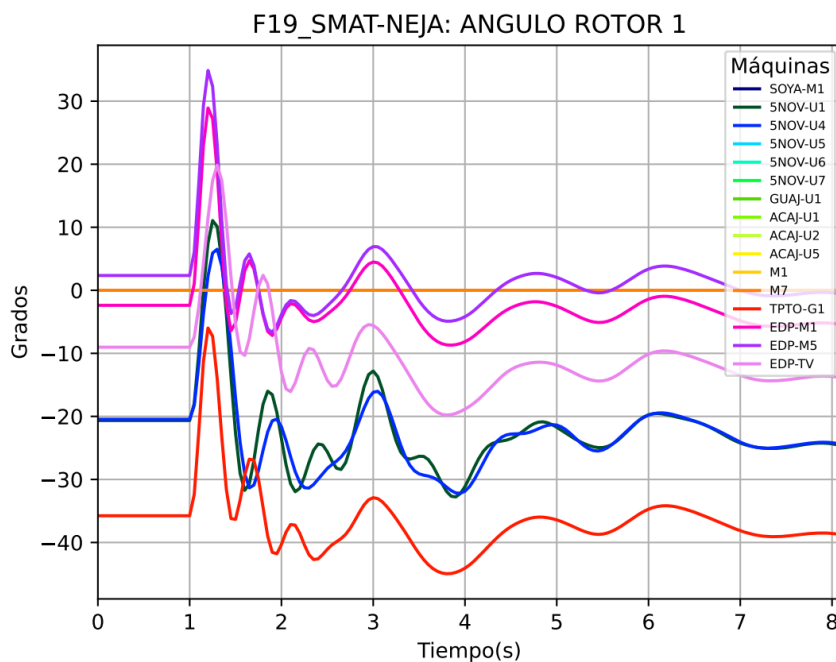


Figura 10.153156: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

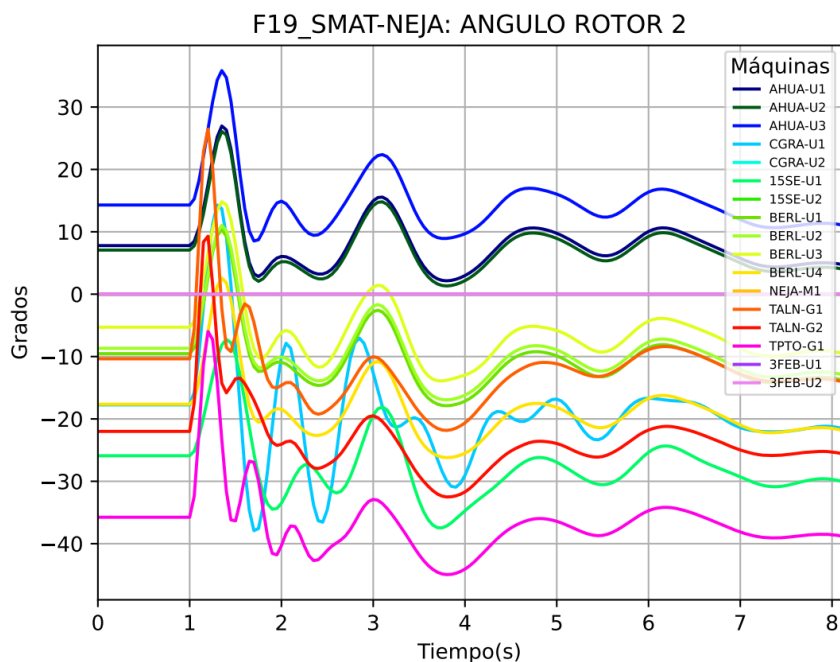


Figura 10.154157: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

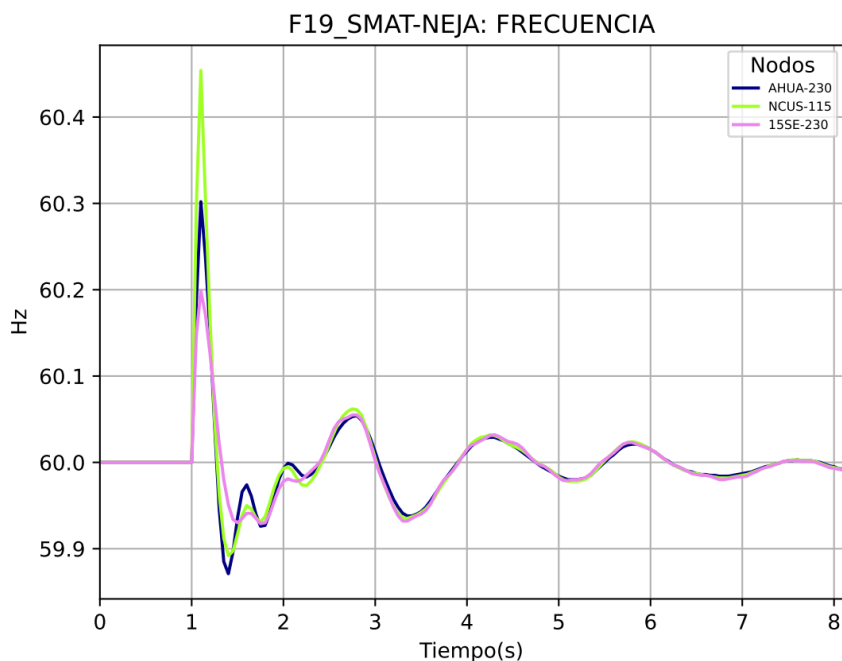


Figura 10.155158: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

10.6.2. Demanda máxima diurna de época seca 2025.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

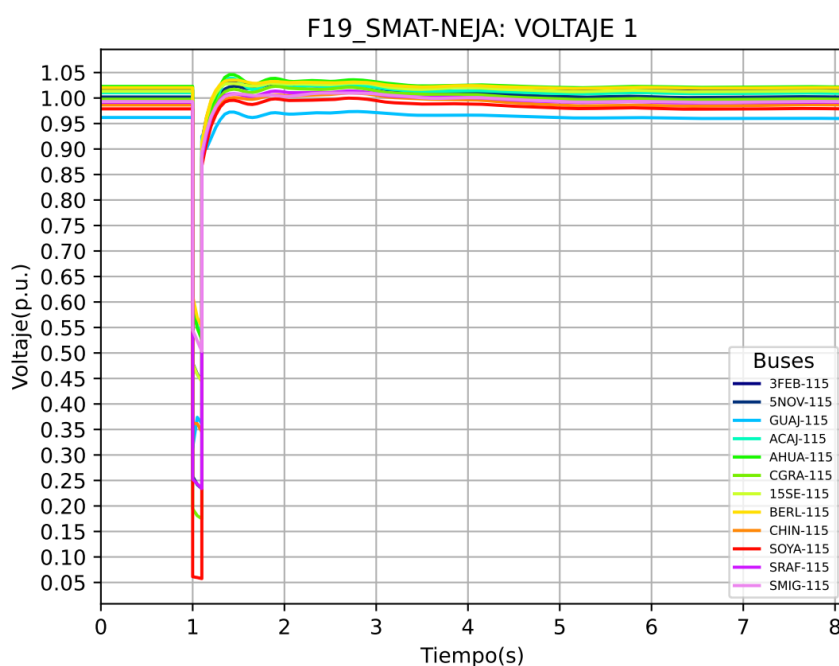


Figura 10.156159: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

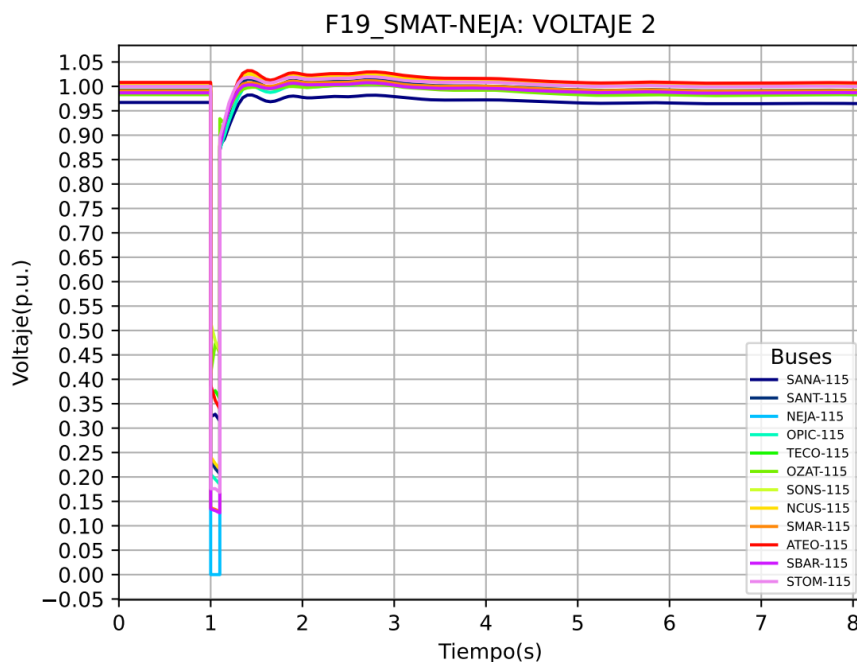


Figura 10.157160: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

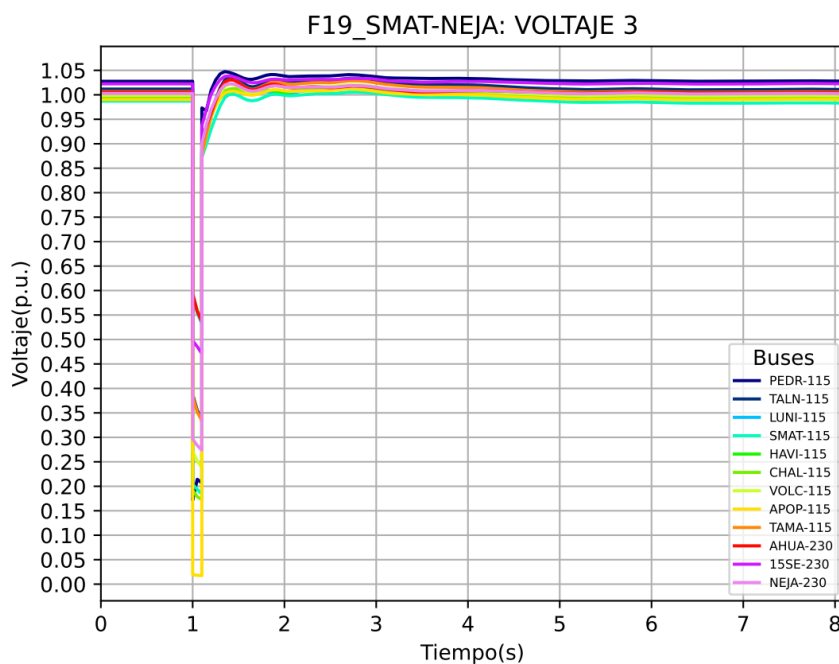


Figura 10.158161: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

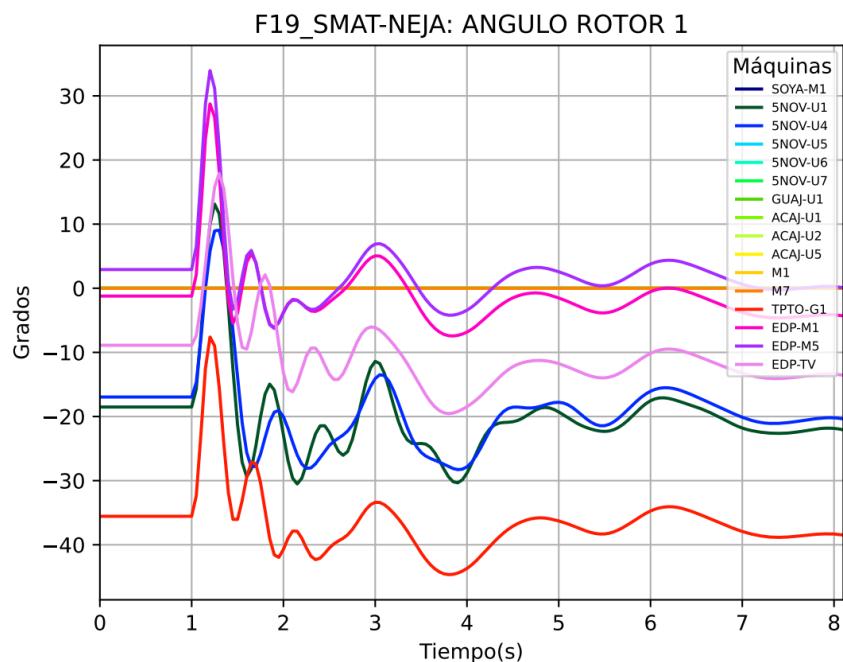


Figura 10.159162: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

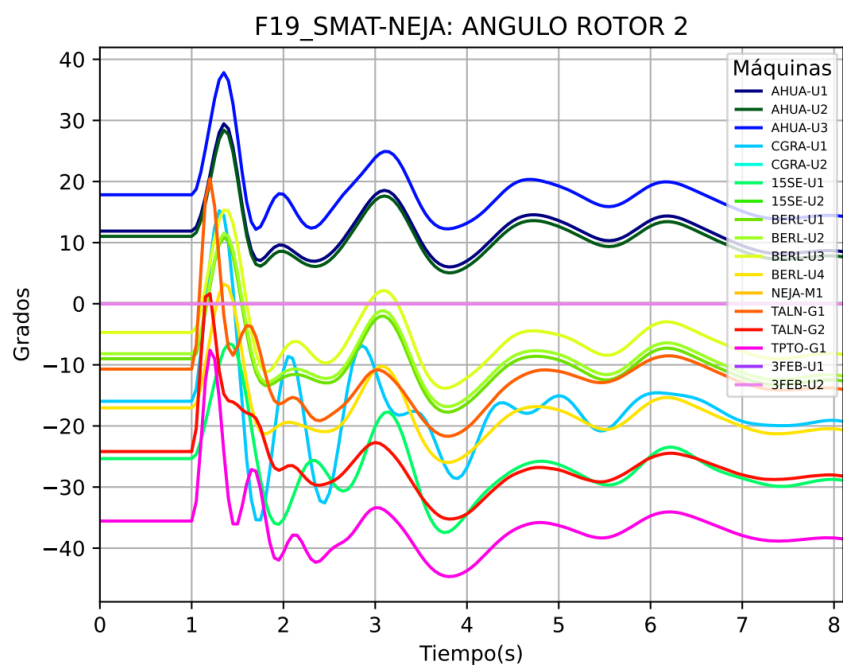


Figura 10.160163: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

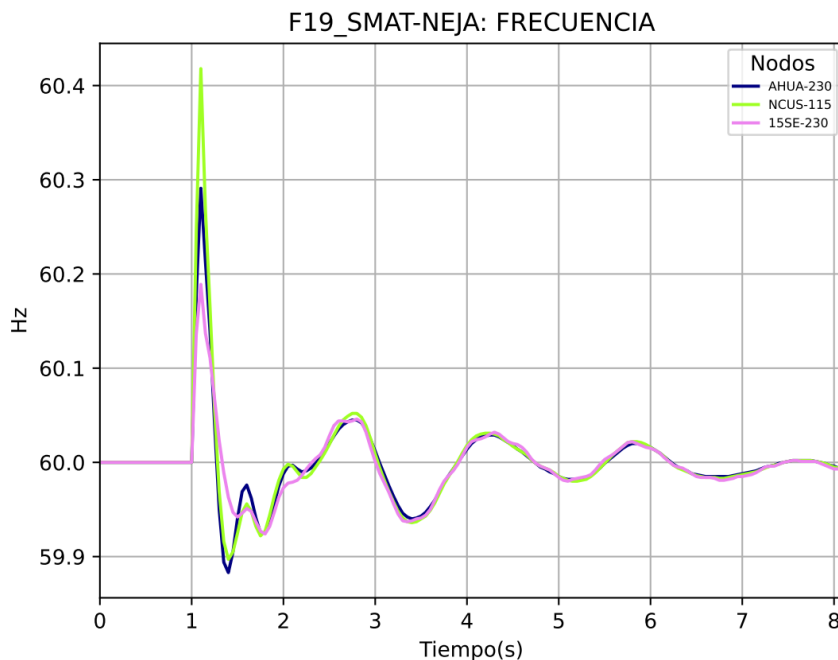


Figura 10.161164: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

10.6.3. Demanda máxima diurna de época húmeda 2024.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin transferencia; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

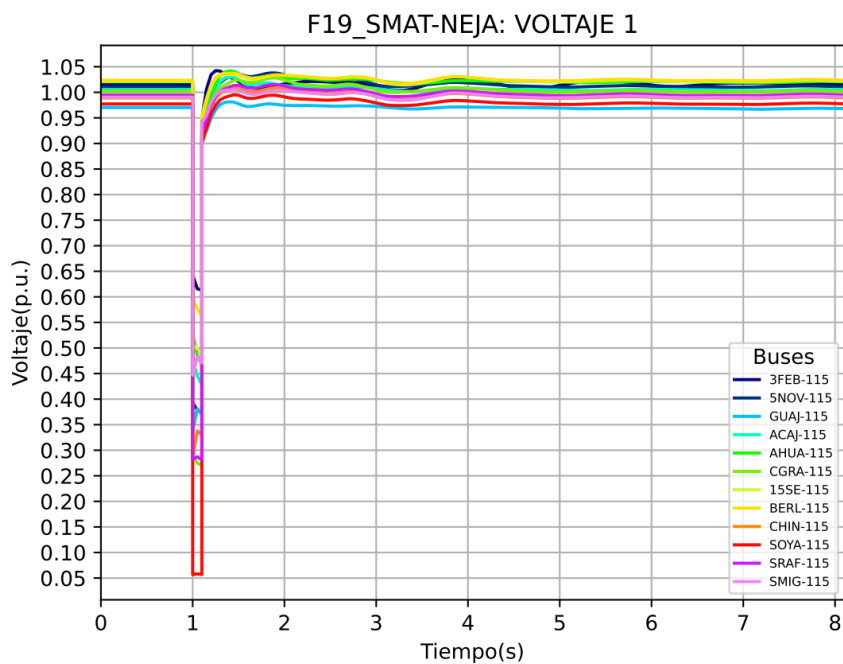


Figura 10.162165: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

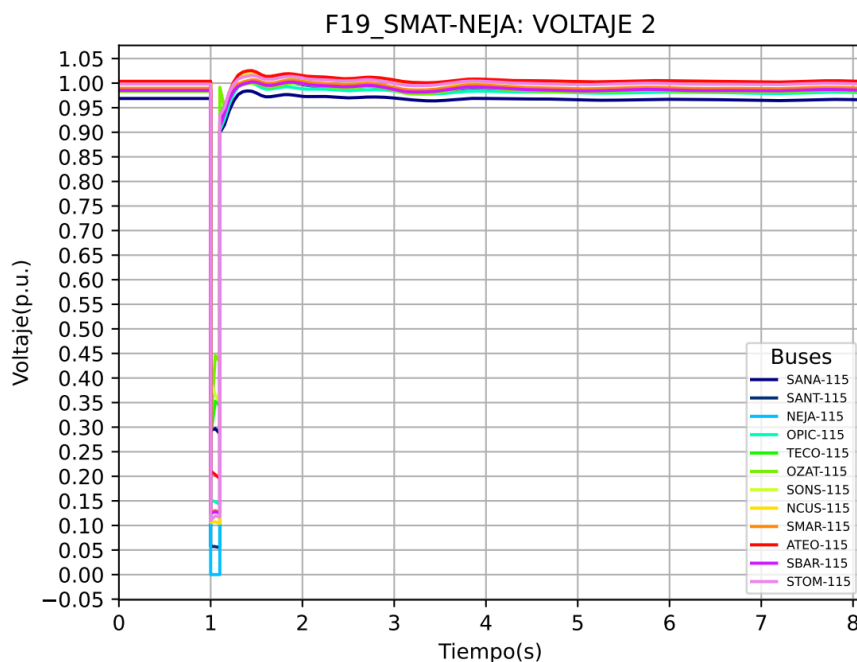


Figura 10.163166: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

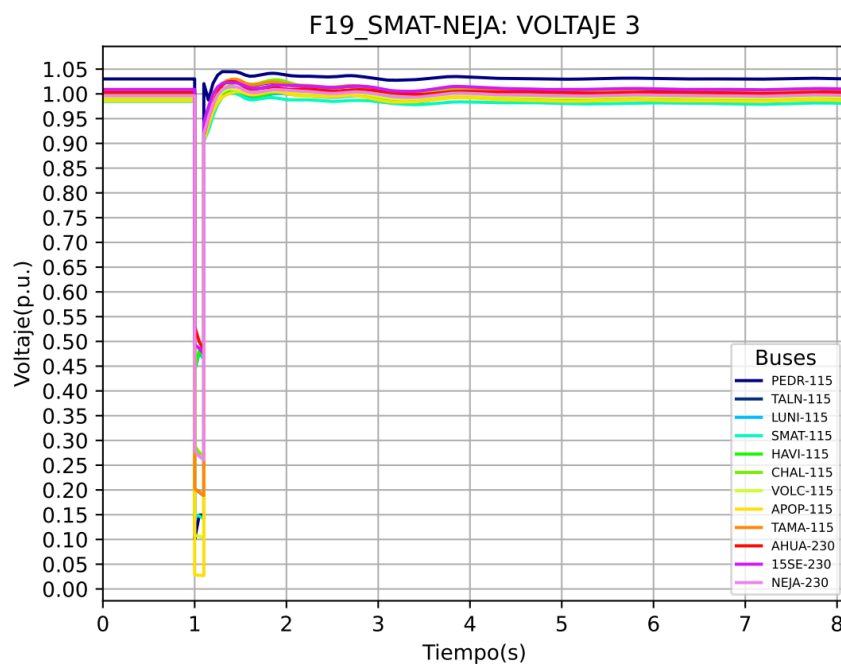


Figura 10.164167: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

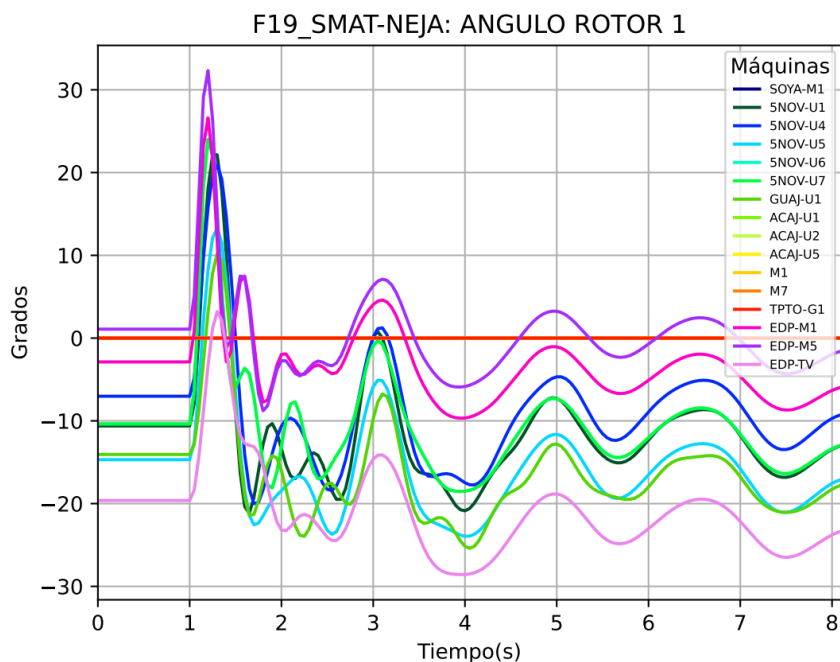


Figura 10.165168: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

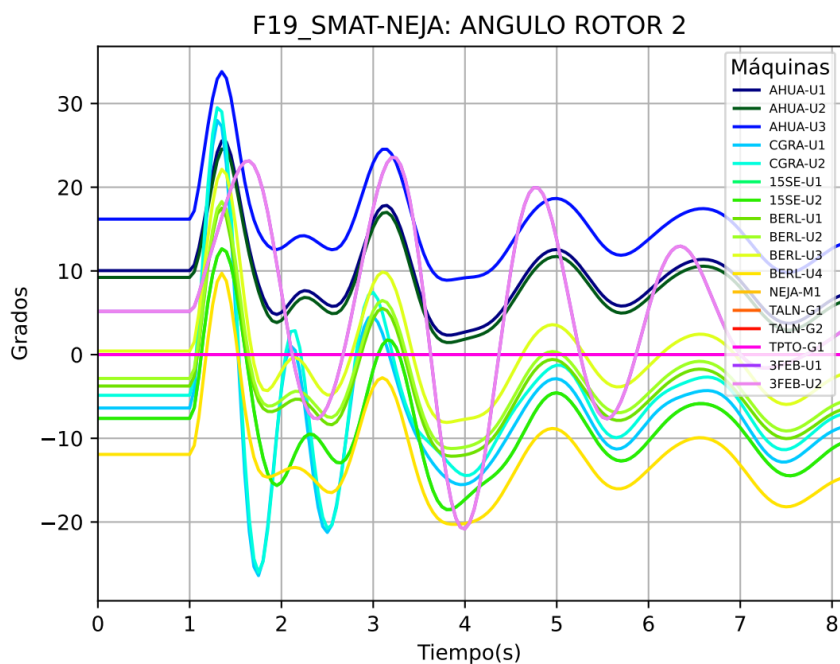


Figura 10.166169: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

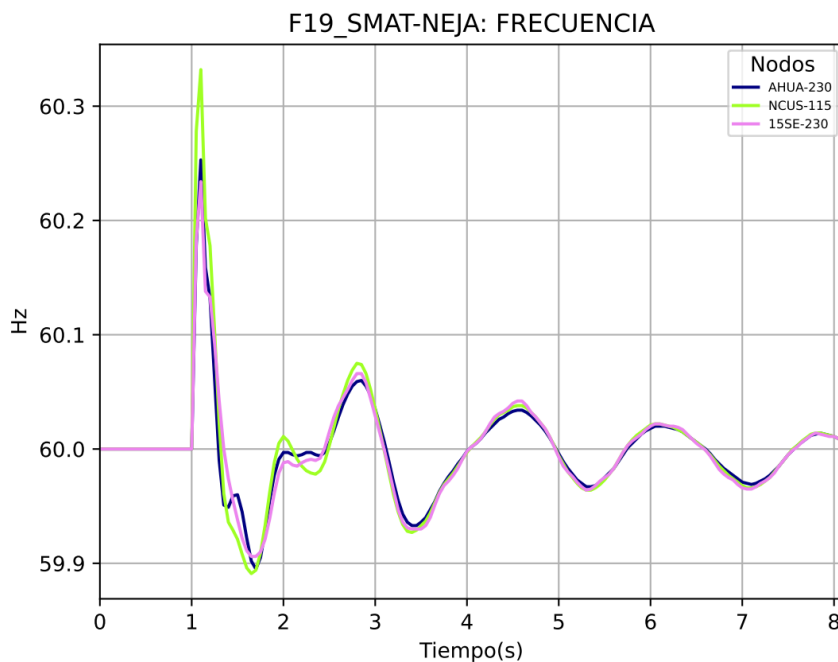


Figura 10.167170: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

10.6.4. Demanda máxima diurna de época húmeda 2025.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

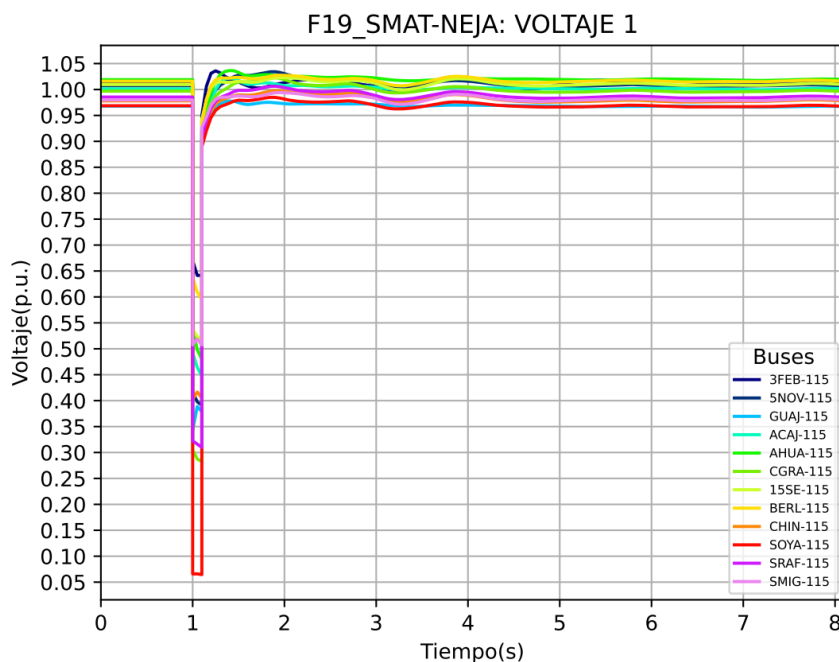


Figura 10.168171: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

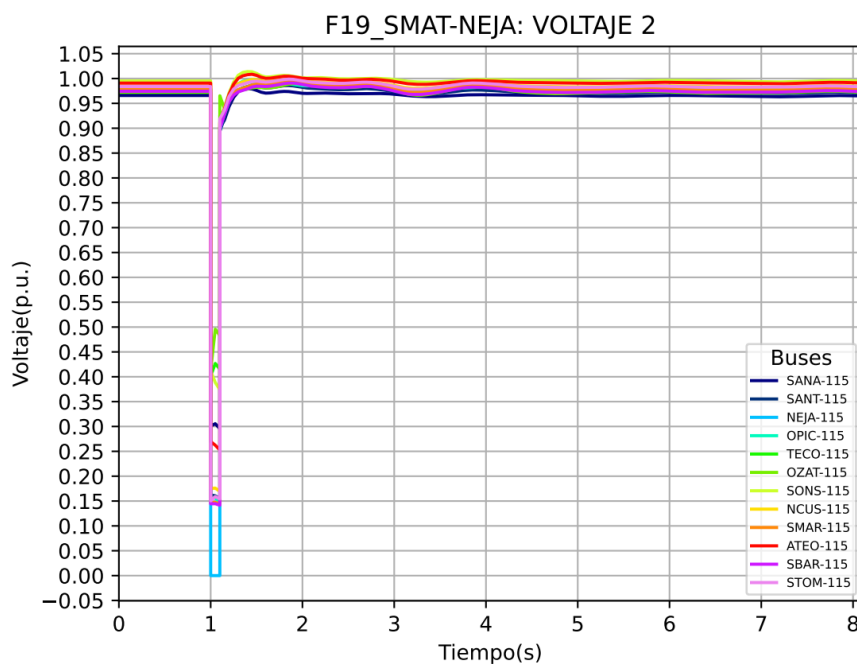


Figura 10.169172: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

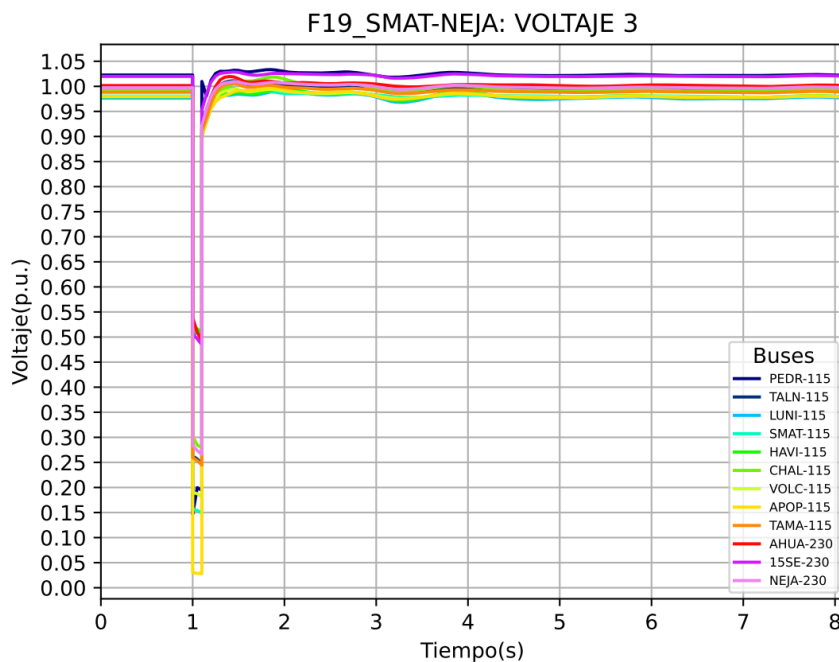


Figura 10.170173: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

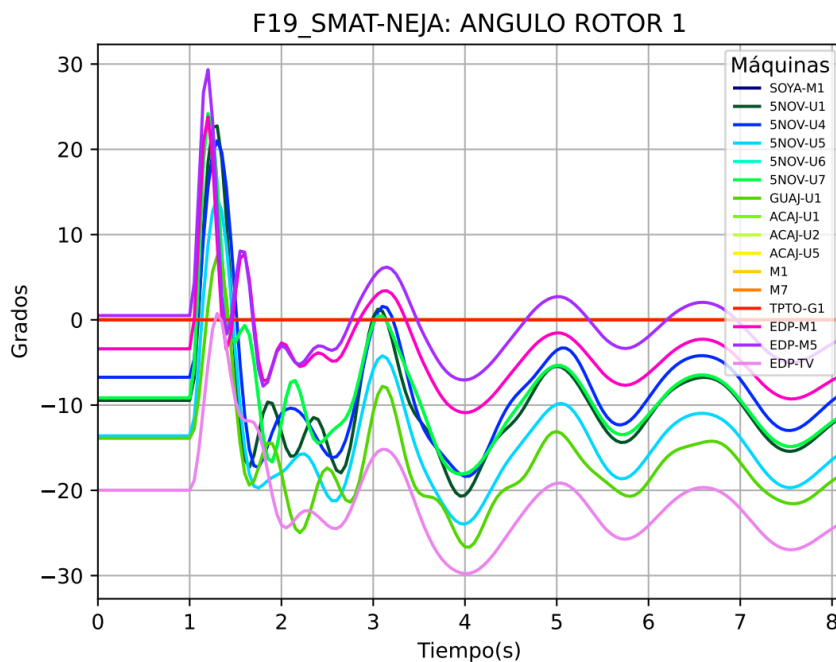


Figura 10.171174: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

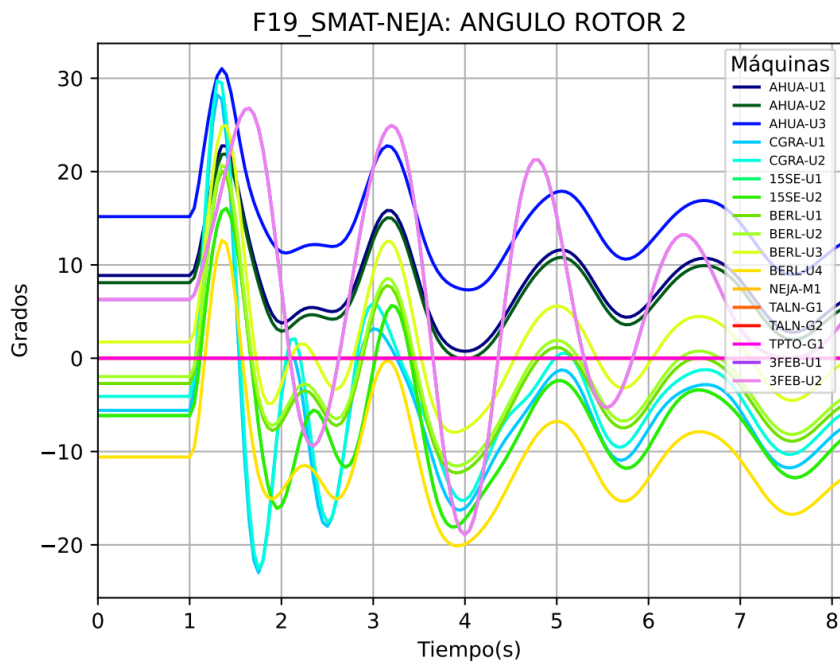


Figura 10.172175: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

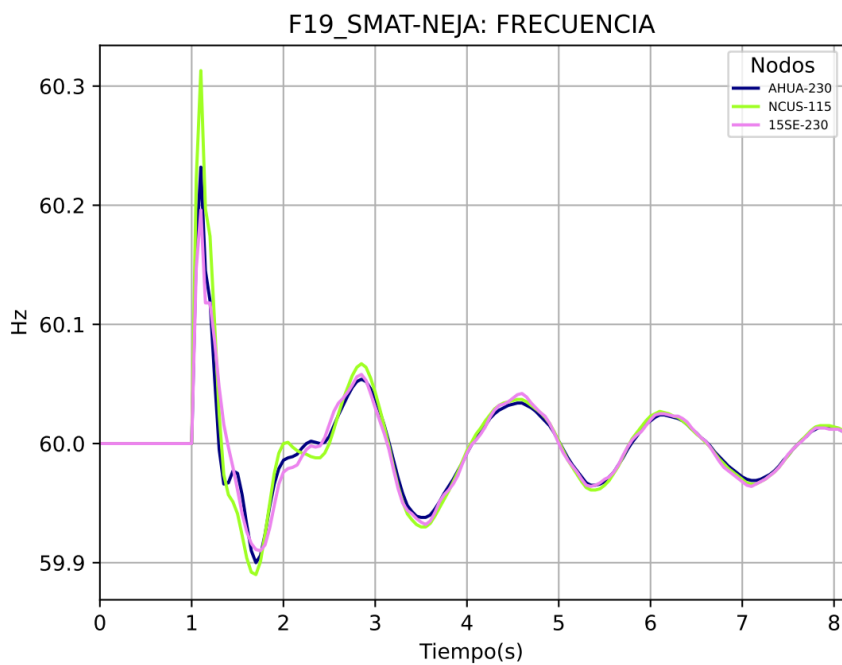


Figura 10.173176: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

10.6.5. Demanda máxima nocturna de época seca 2024.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin transferencias; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

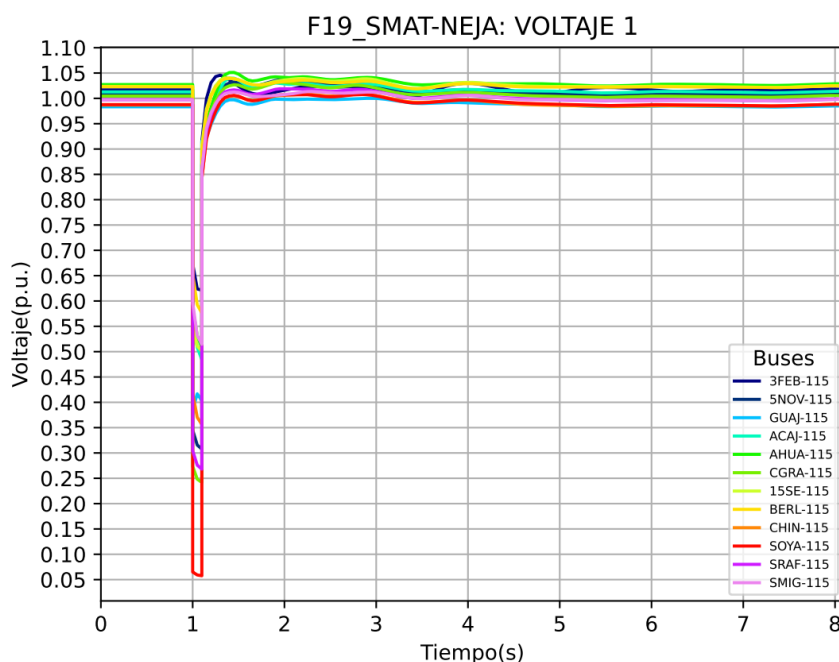


Figura 10.174177: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

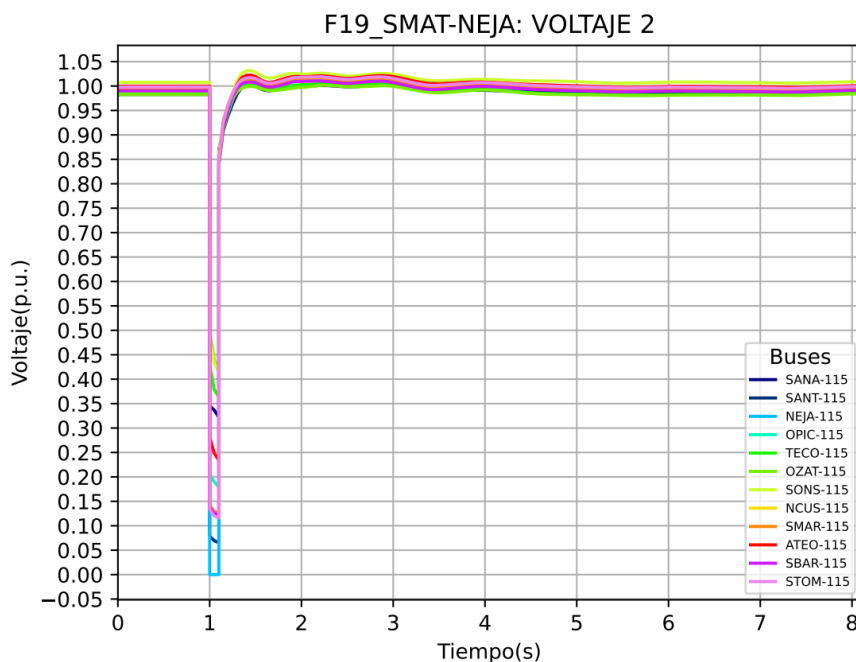


Figura 10.175178: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

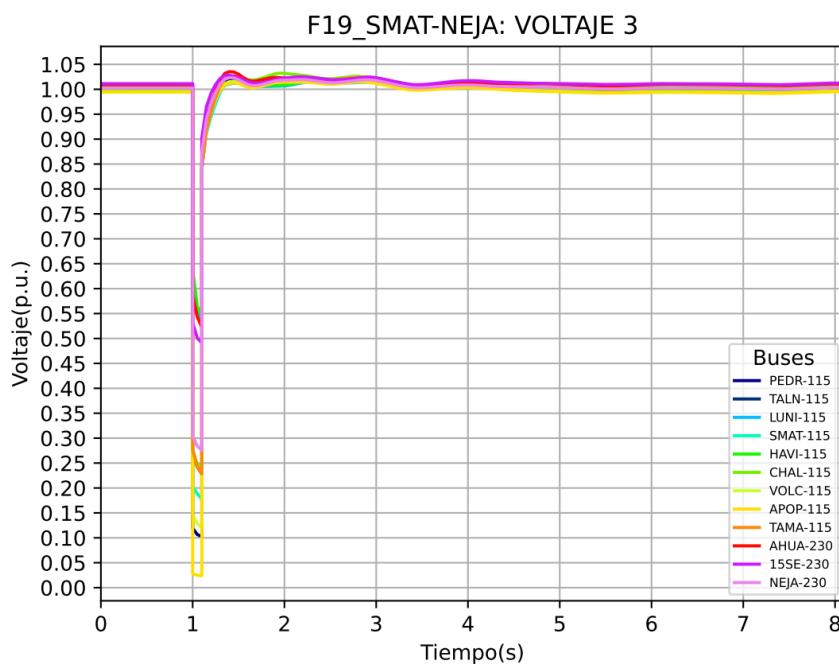


Figura 10.176179: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

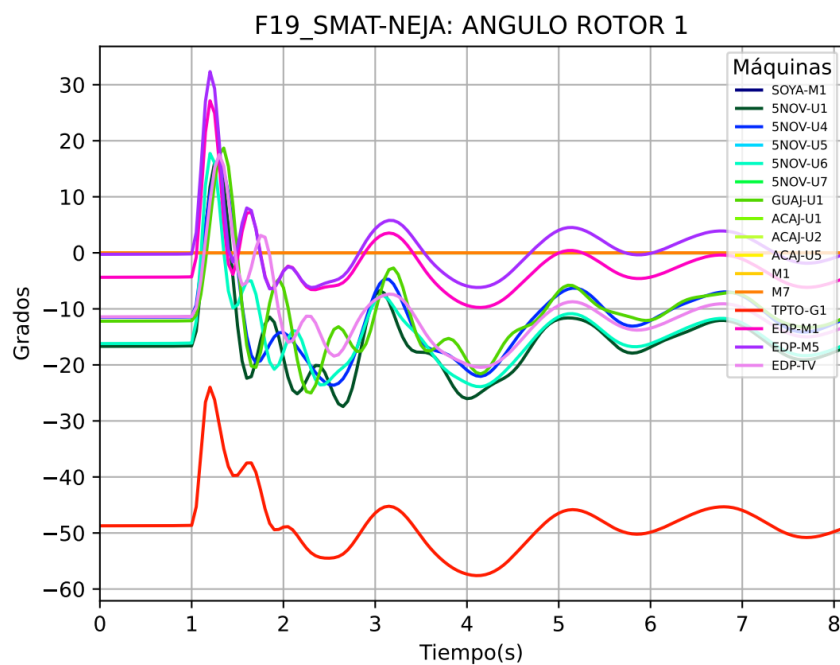


Figura 10.177180: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2024.

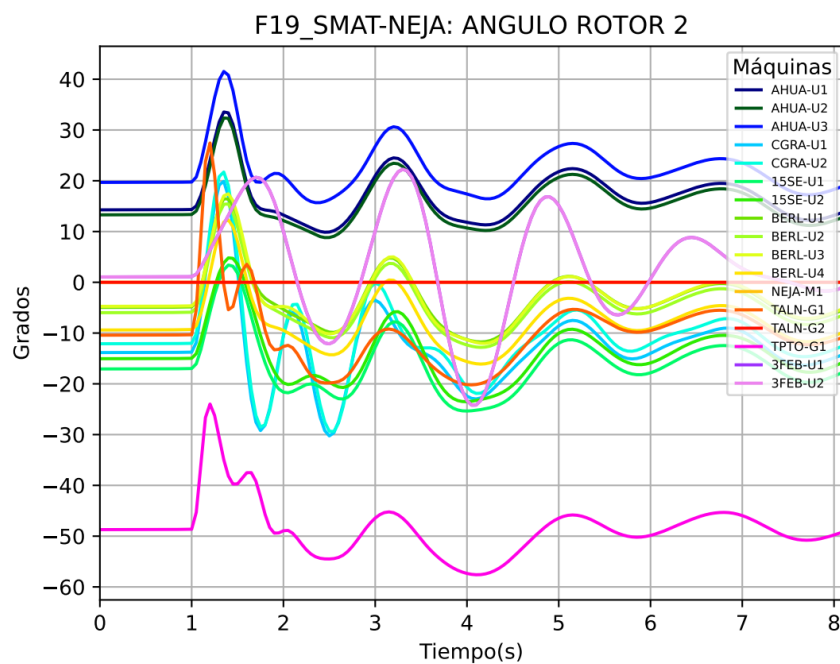


Figura 10.178181: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2024.

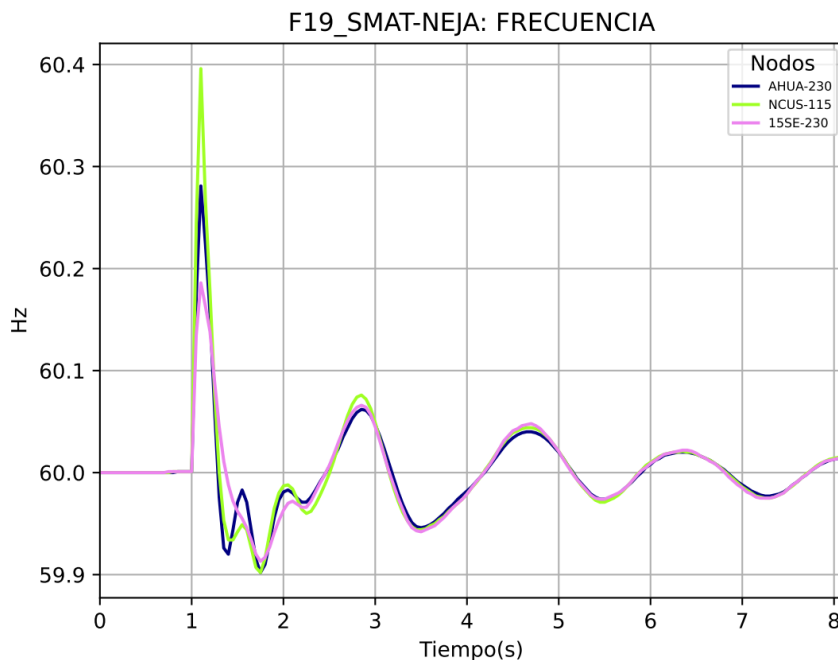


Figura 10.179182: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2024.

10.6.6. Demanda máxima nocturna de época seca 2025.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

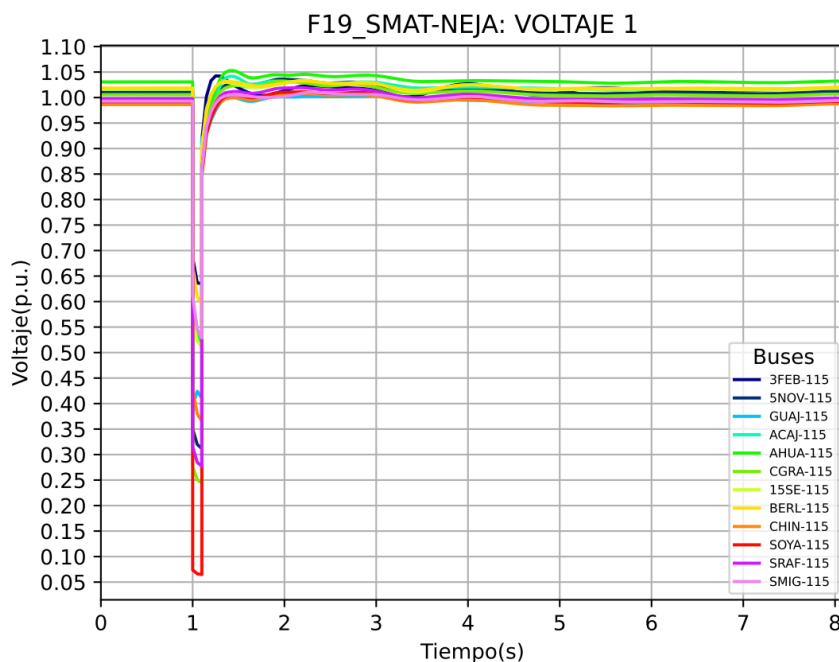


Figura 10.180183: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

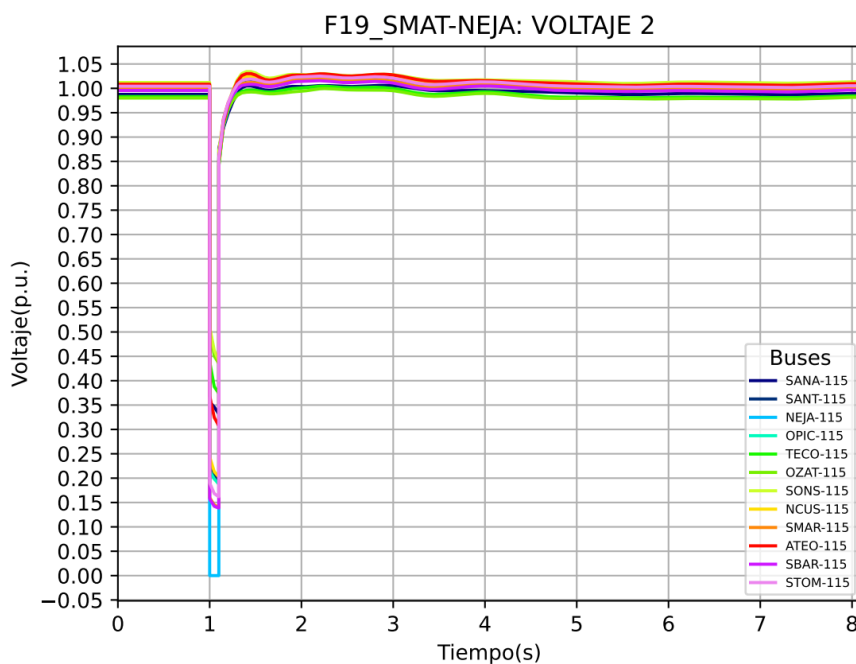


Figura 10.181184: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

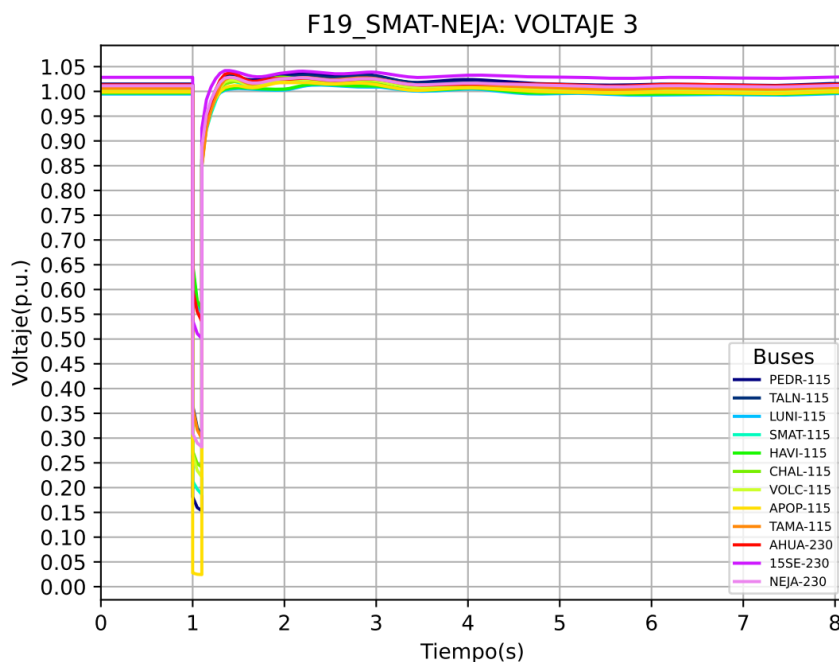


Figura 10.182185: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

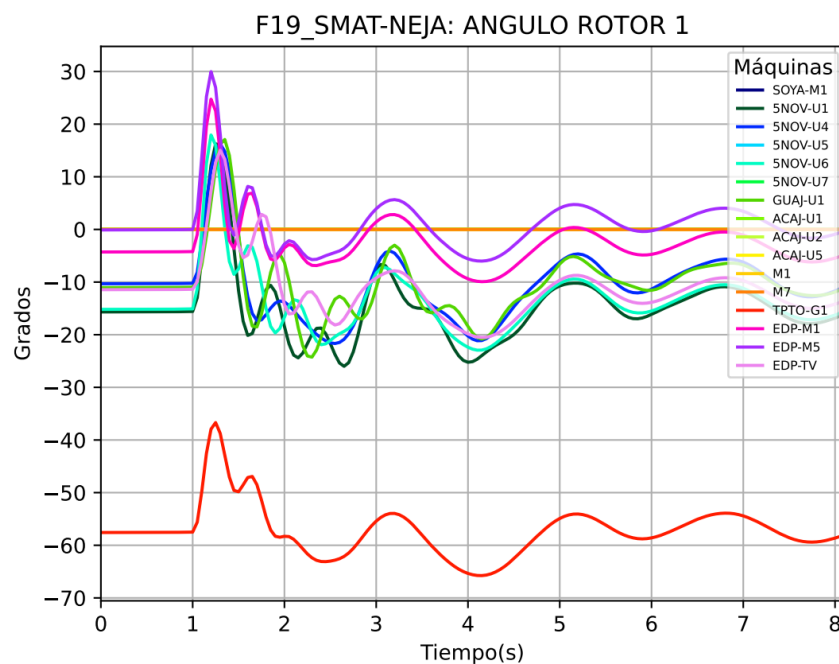


Figura 10.183186: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

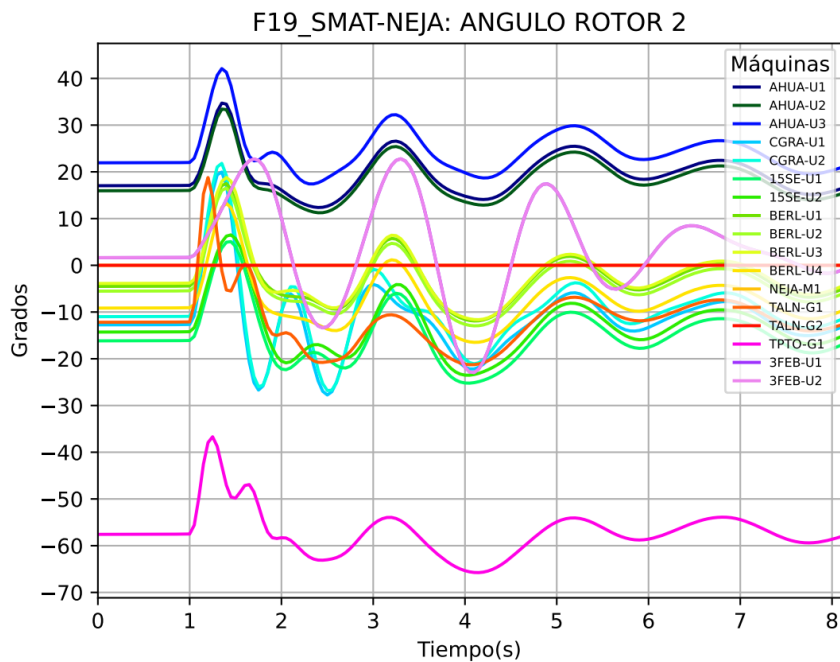


Figura 10.184187: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

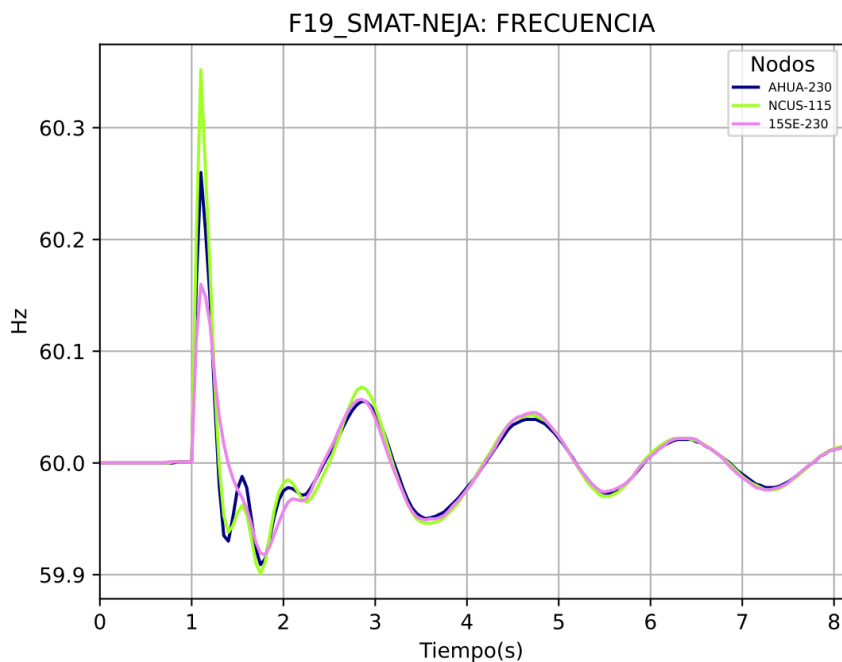


Figura 10.185188: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

10.6.7. Demanda máxima nocturna de época húmeda 2024.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

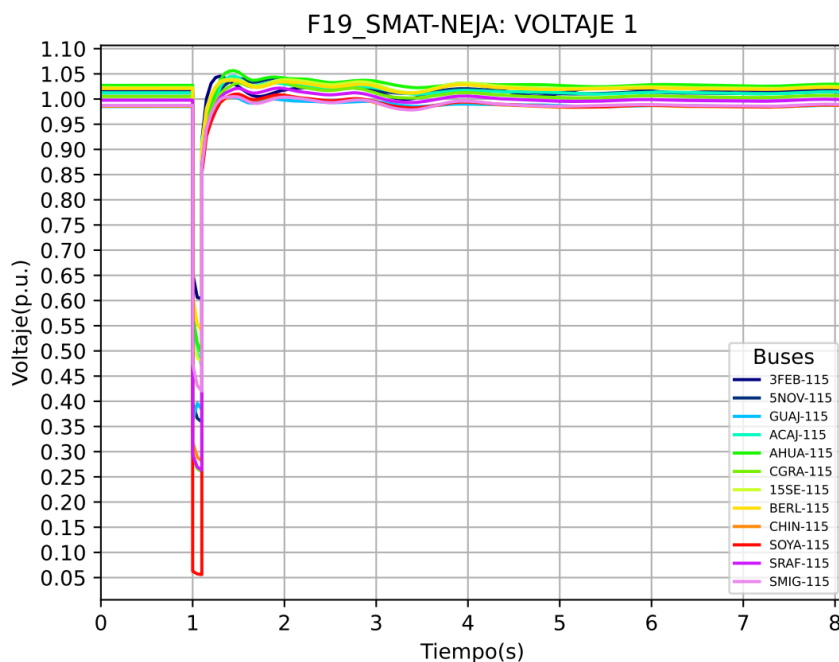


Figura 10.186189: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

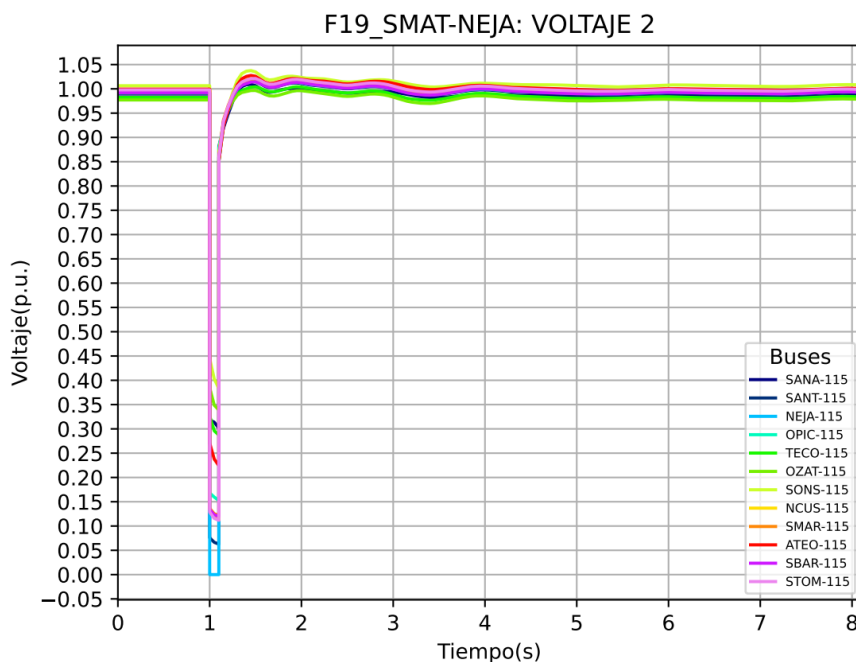


Figura 10.187190: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

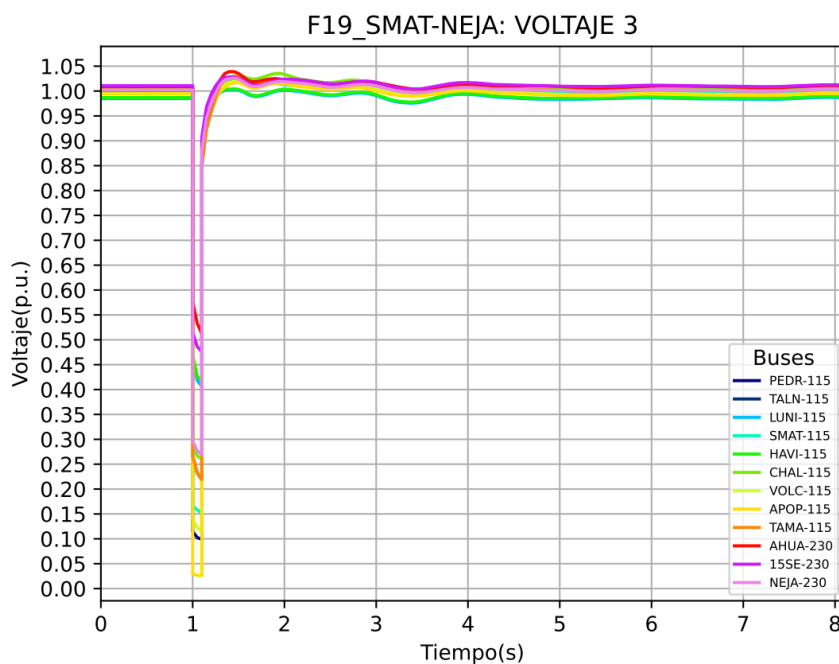


Figura 10.188191: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

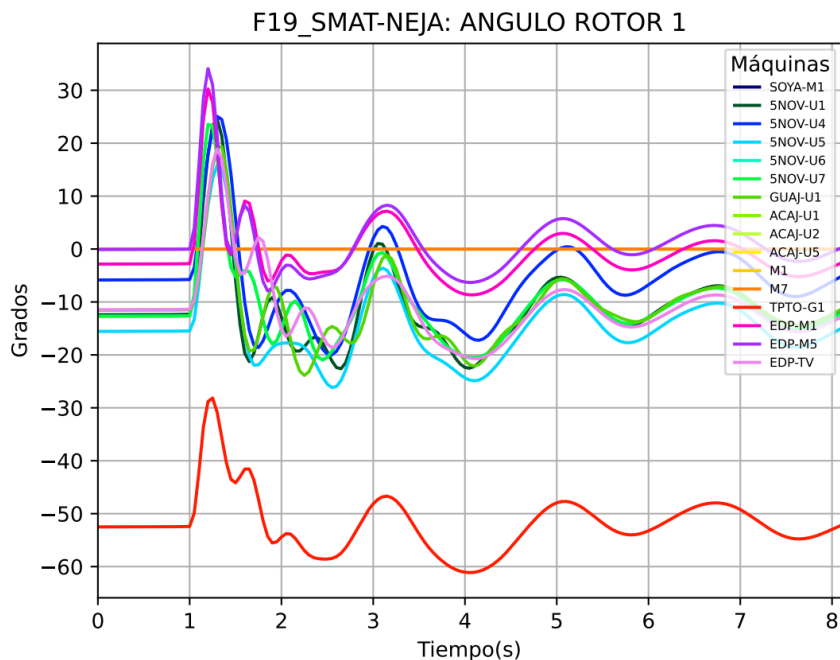


Figura 10.189192: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

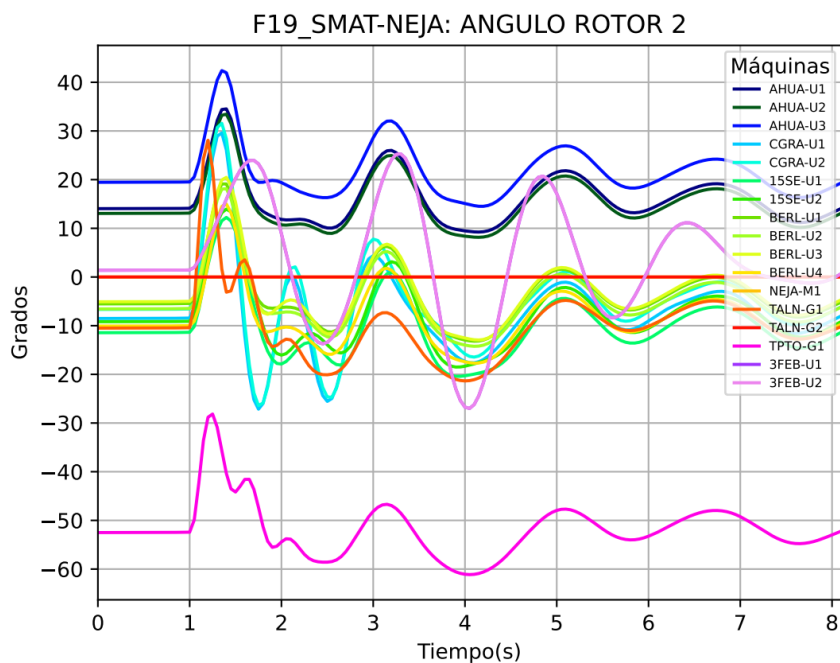


Figura 10.190193: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

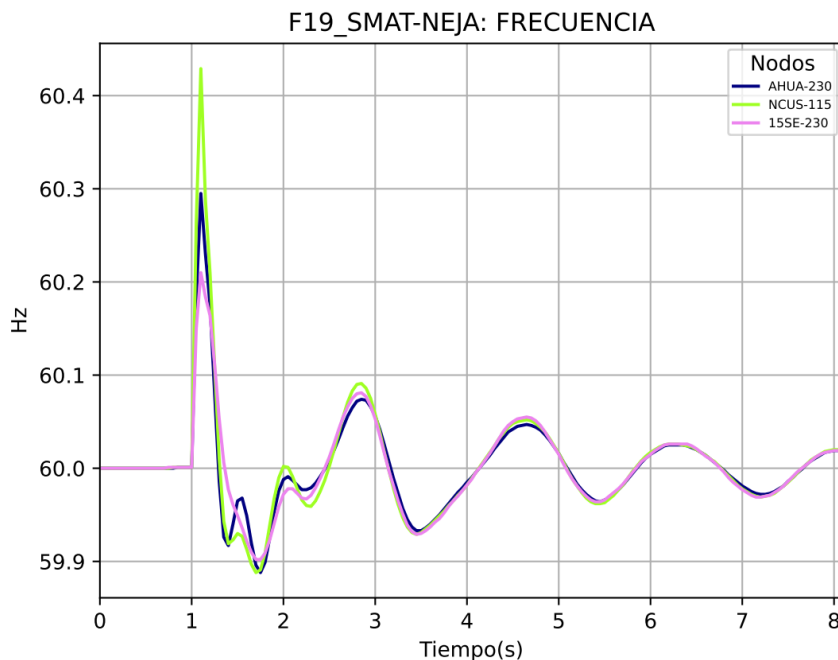


Figura 10.191194: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2024.

10.6.8. Demanda máxima nocturna de época húmeda 2025.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

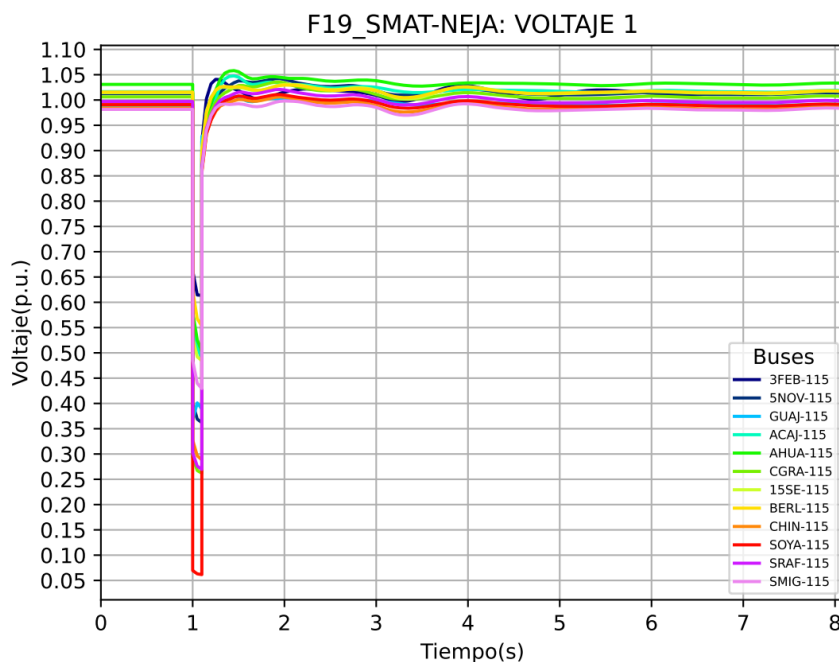


Figura 10.192195: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

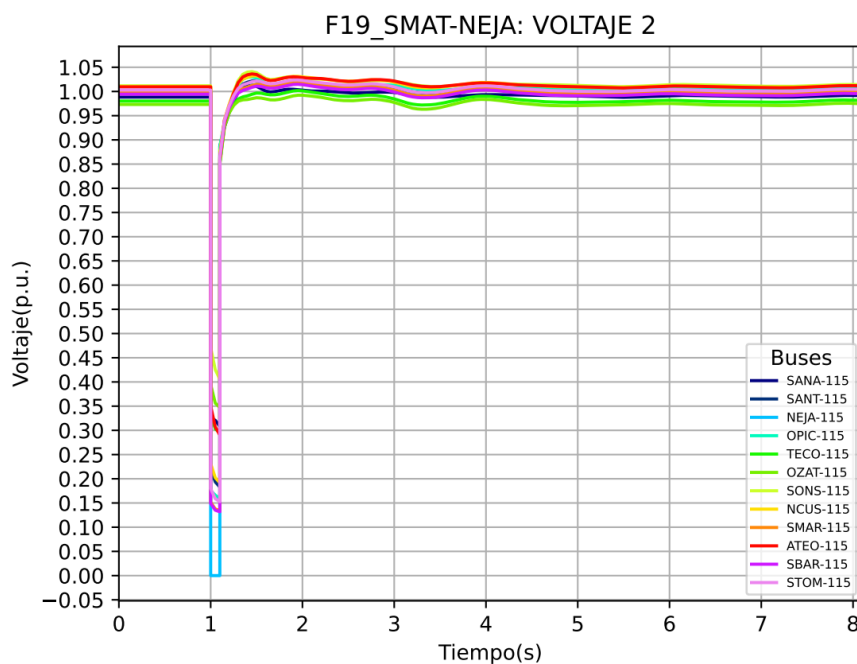


Figura 10.193196: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

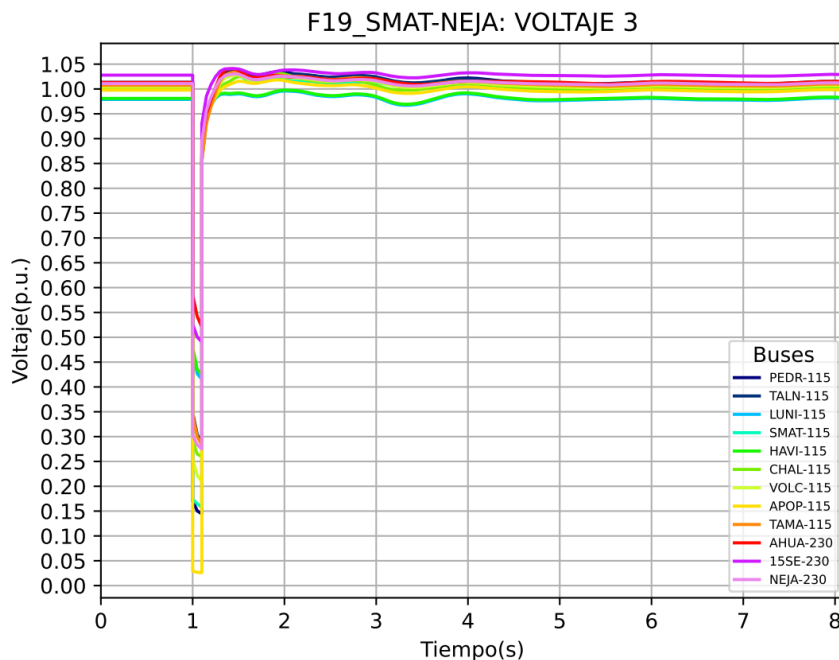


Figura 10.194197: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

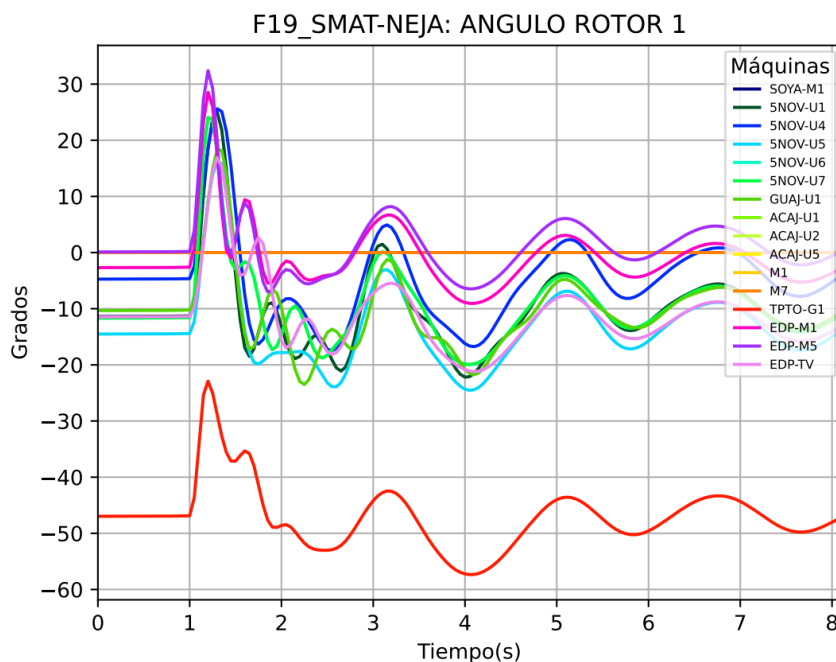


Figura 10.195198: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

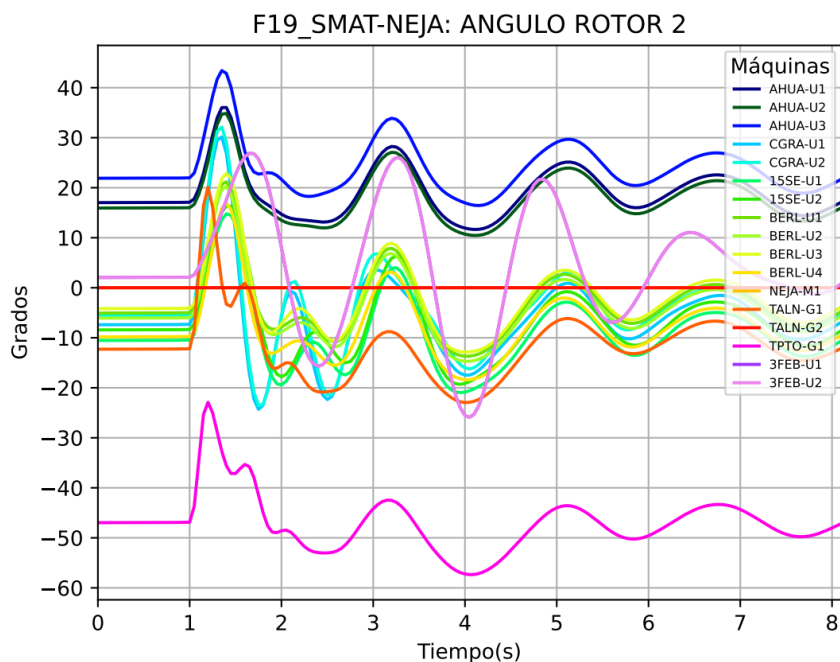


Figura 10.196199: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

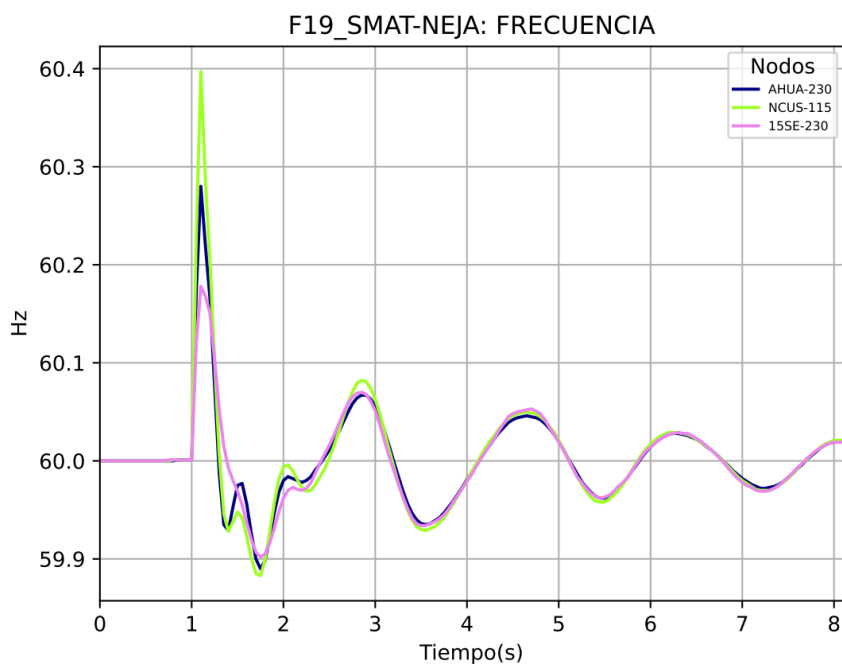


Figura 10.197200: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

10.6.9. Demanda mínima de época seca 2024.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

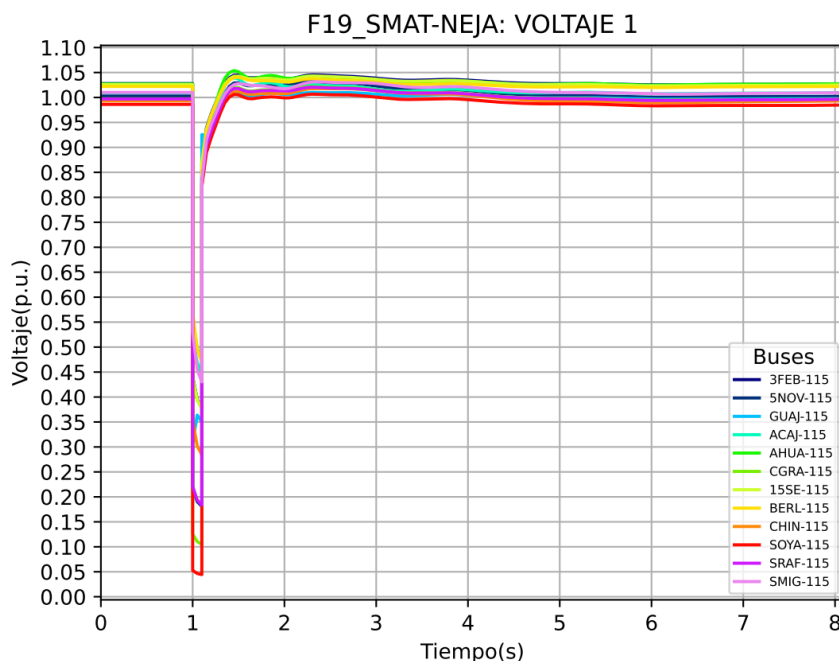


Figura 10.198201: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.

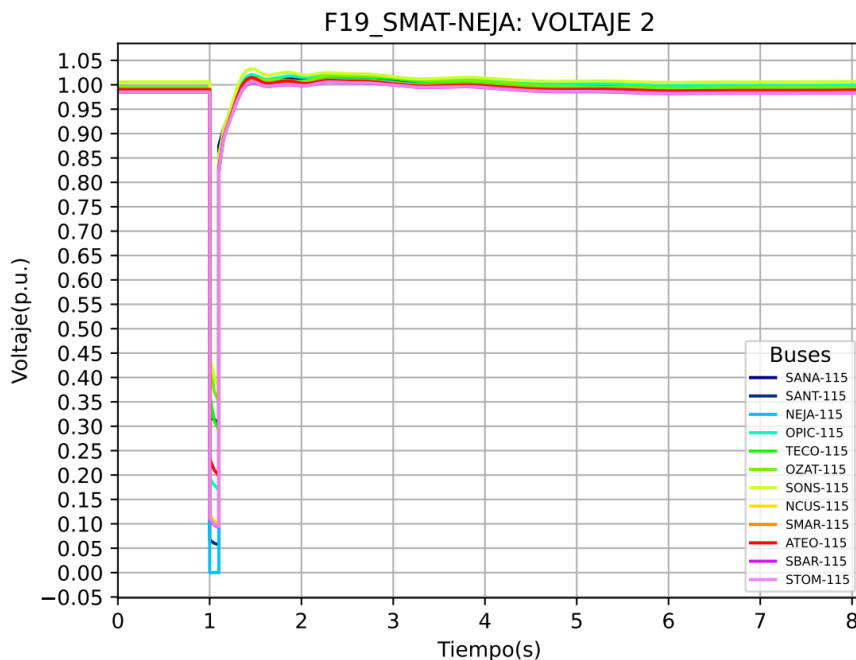


Figura 10.199202: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.

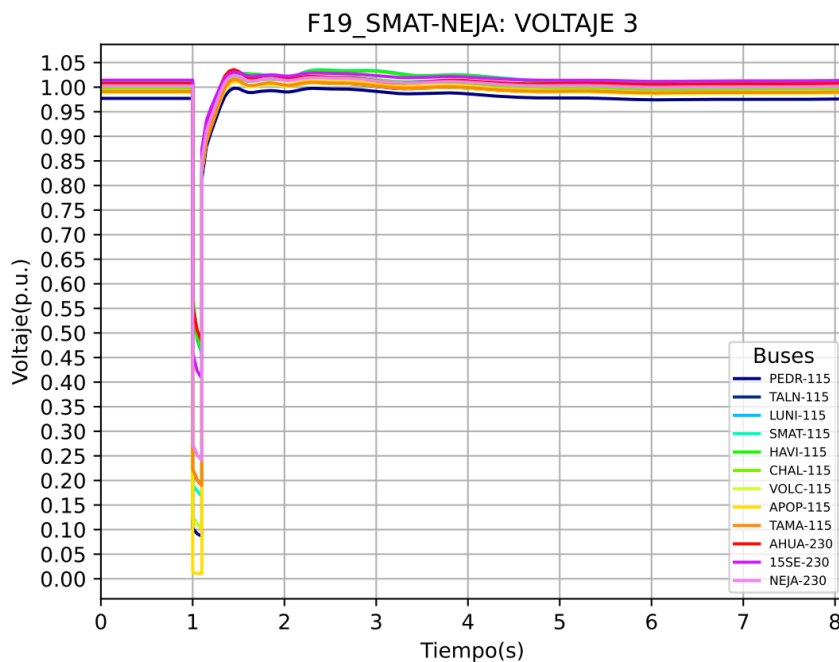


Figura 10.200203: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.

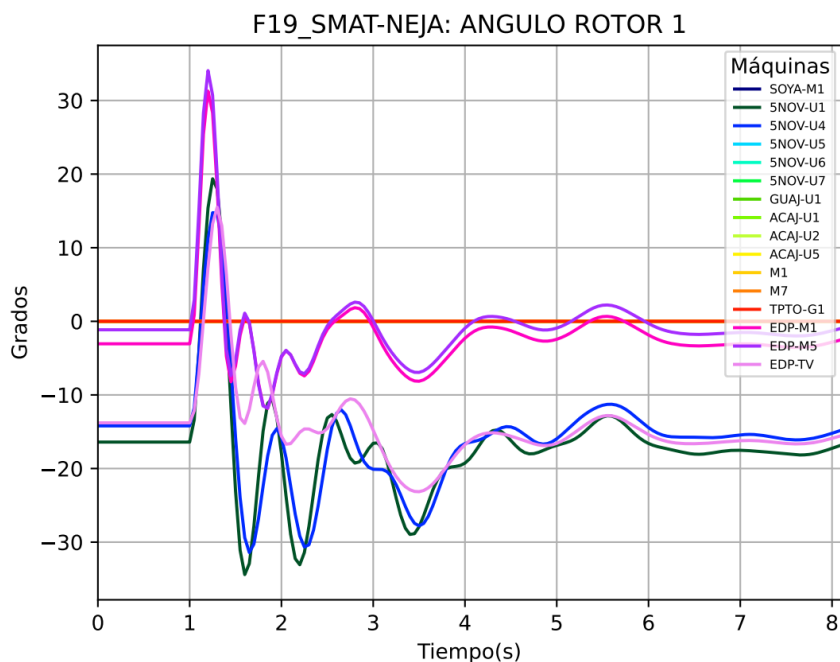


Figura 10.201204: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.

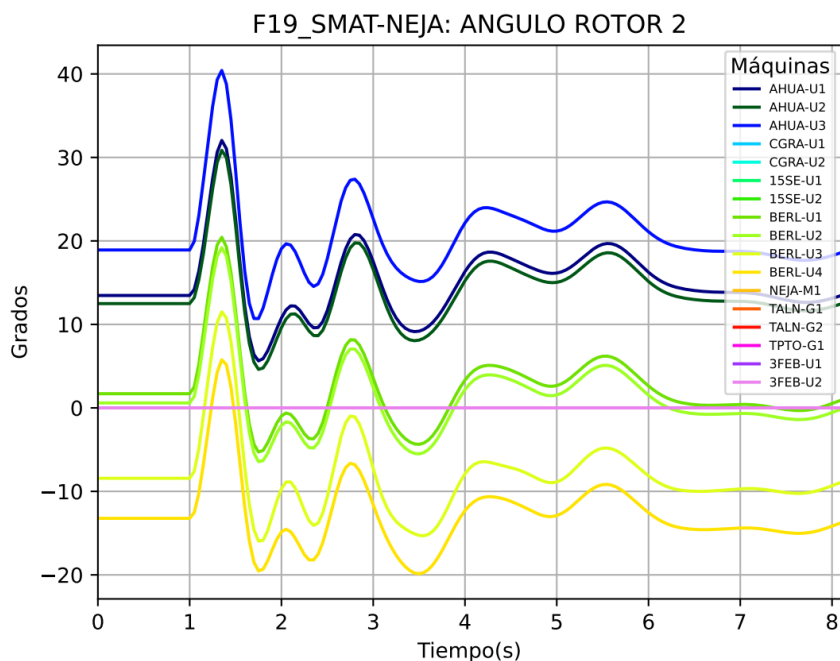


Figura 10.202205: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.

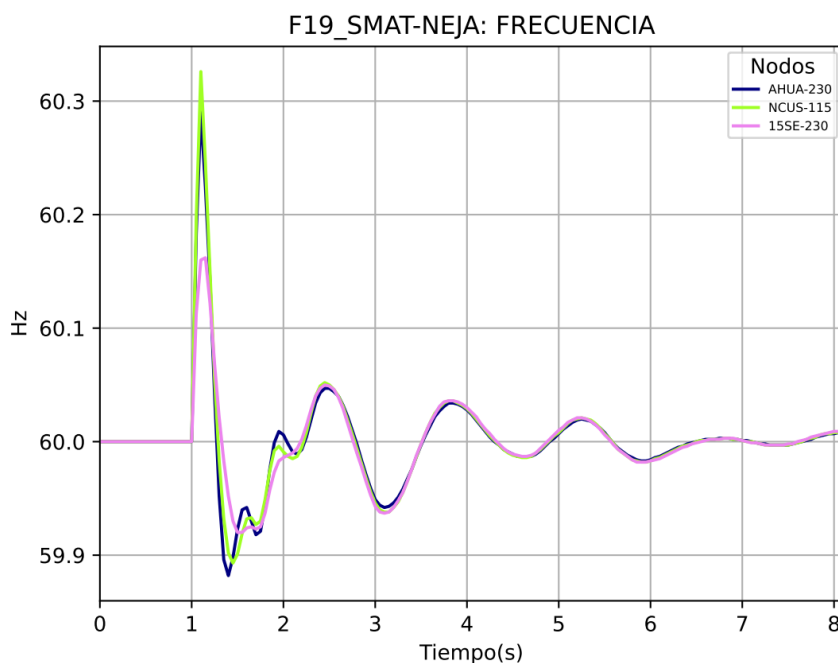


Figura 10.203206: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2024.

10.6.10. Demanda mínima de época seca 2025.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

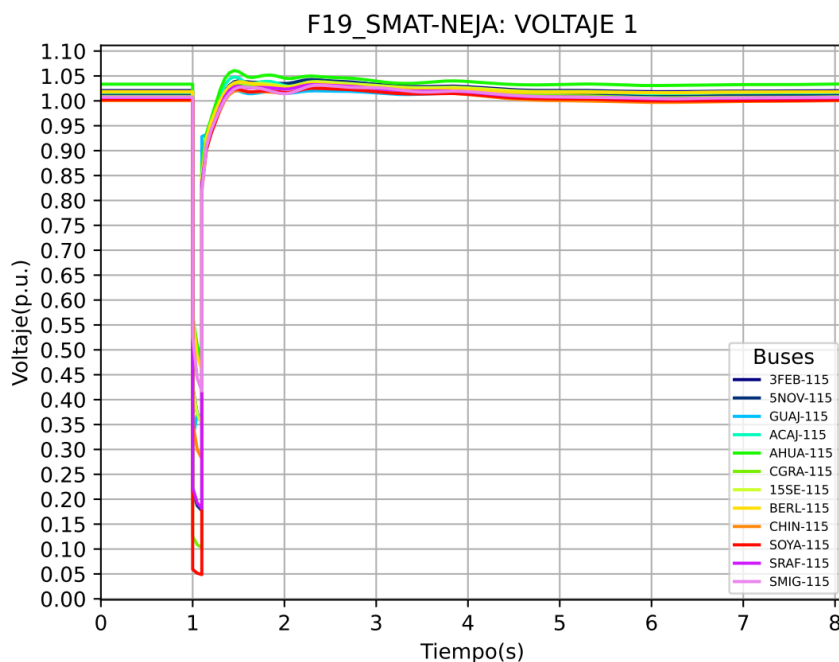


Figura 10.204207: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

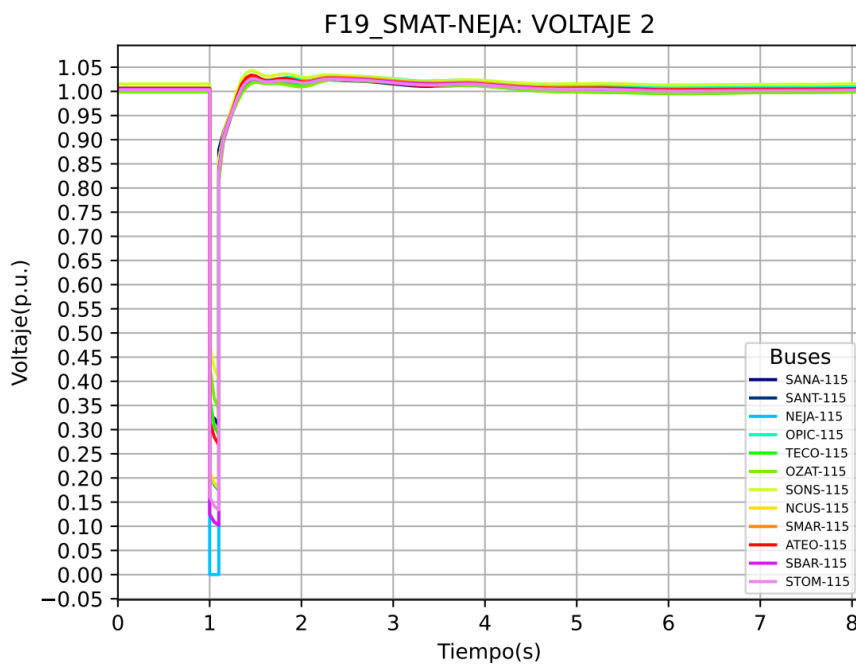


Figura 10.205208: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

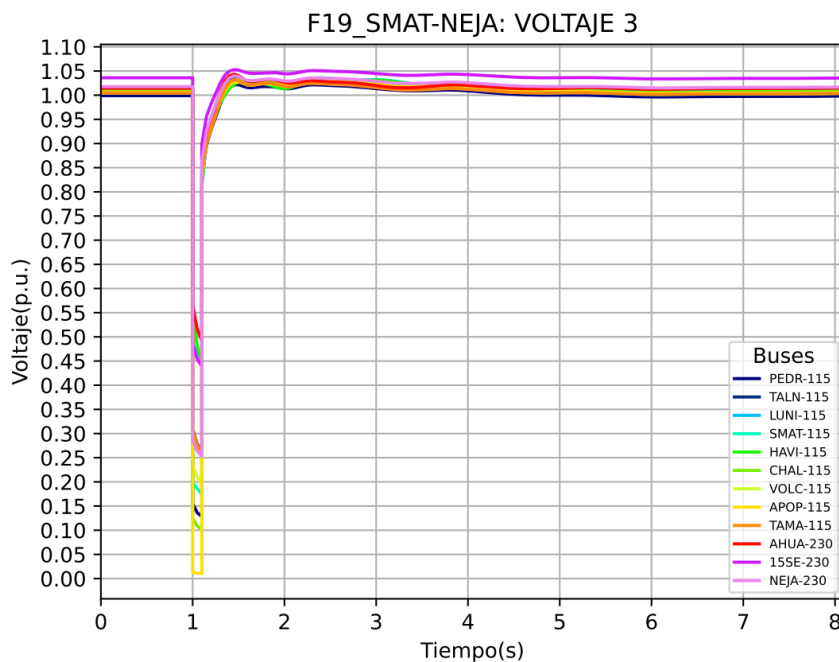


Figura 10.206209: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

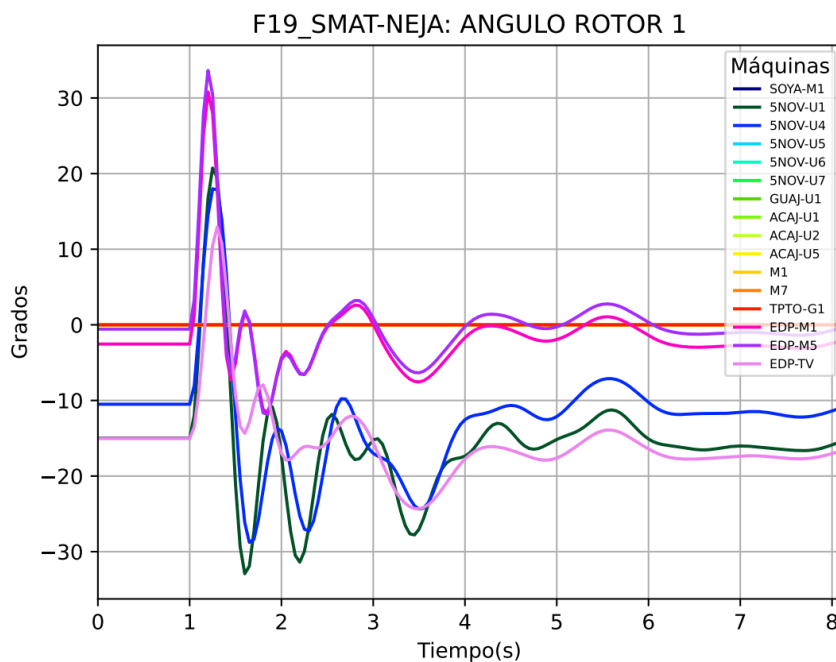


Figura 10.207210: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

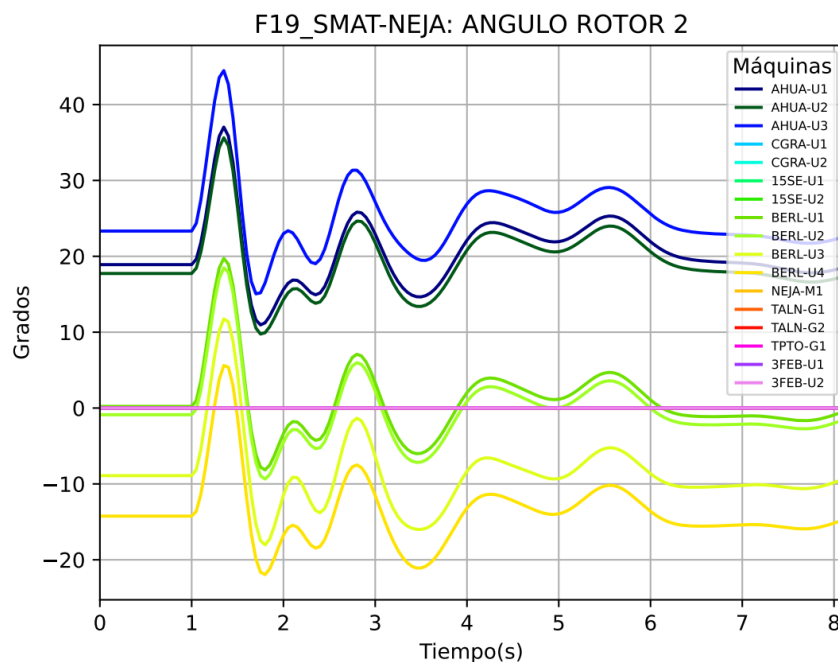


Figura 10.208211: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

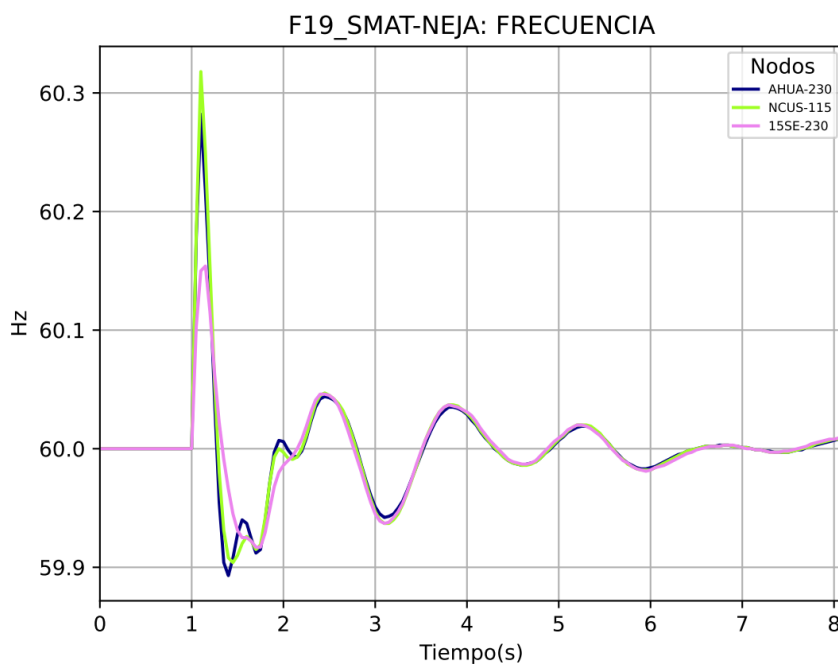


Figura 10.209212: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

10.6.11. Demanda mínima de época húmeda 2024.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

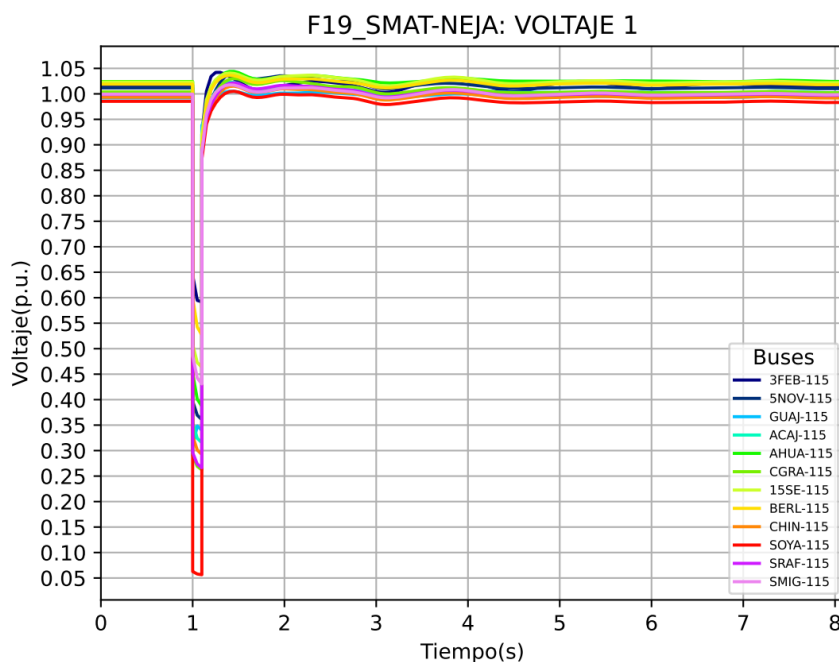


Figura 10.210213: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.

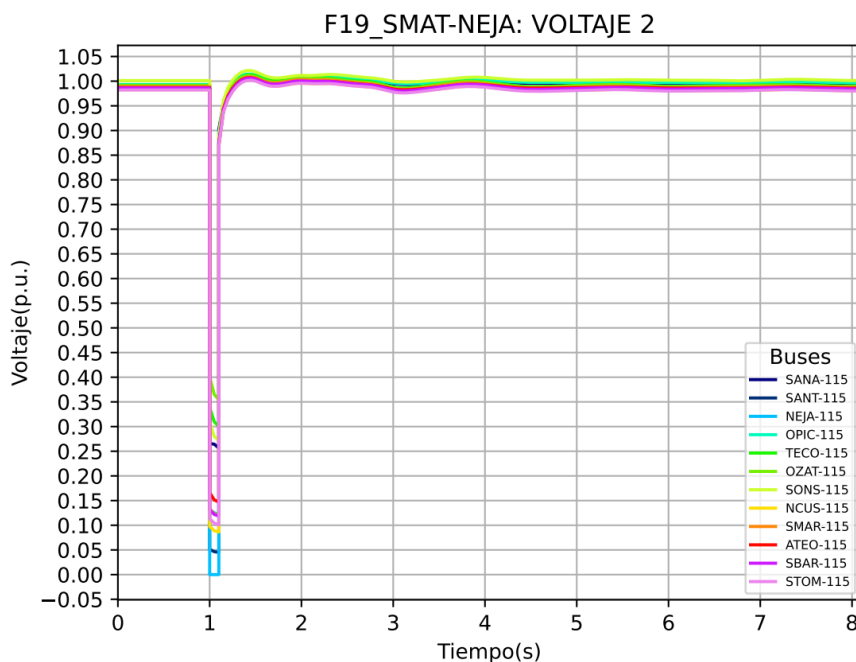


Figura 10.211214: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.

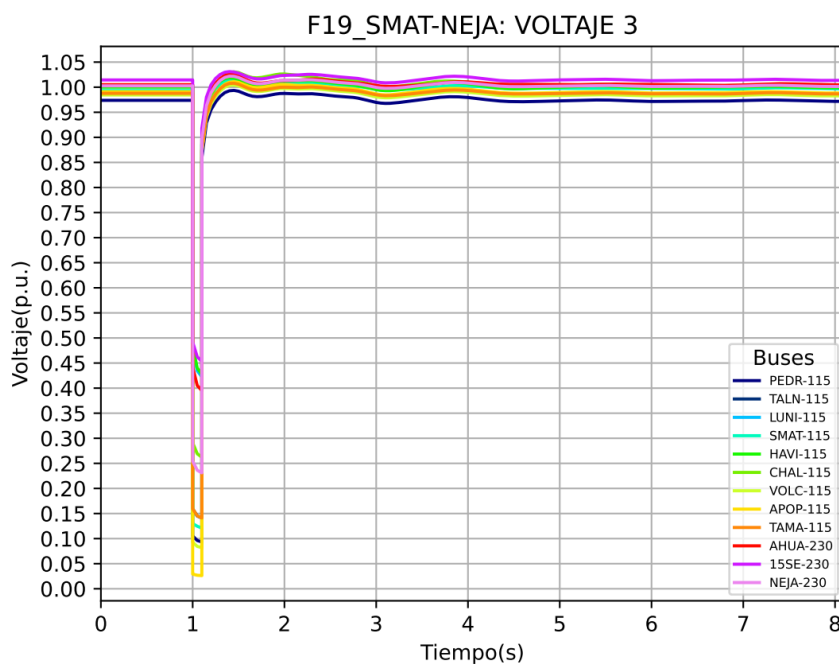


Figura 10.212215: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.

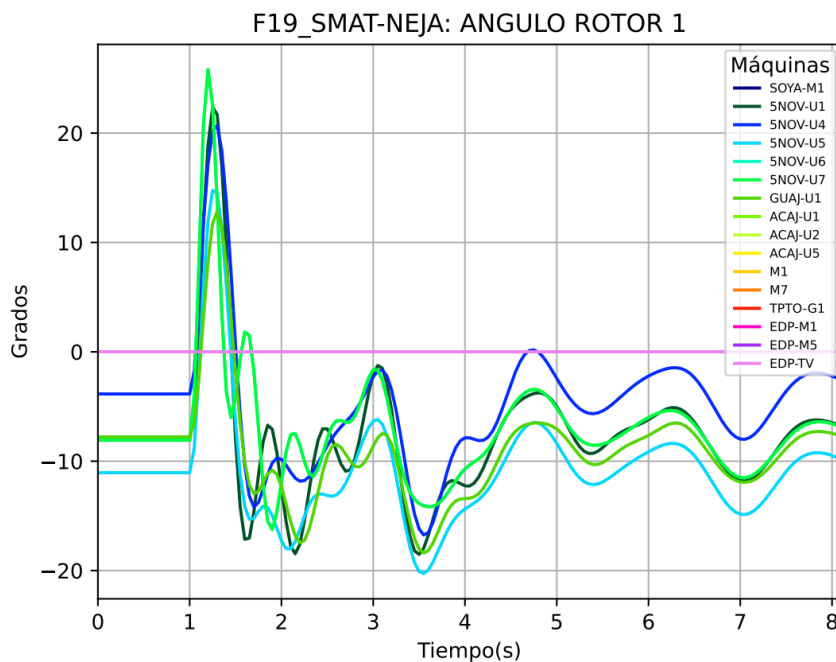


Figura 10.213216: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda del segundo semestre de 2024.

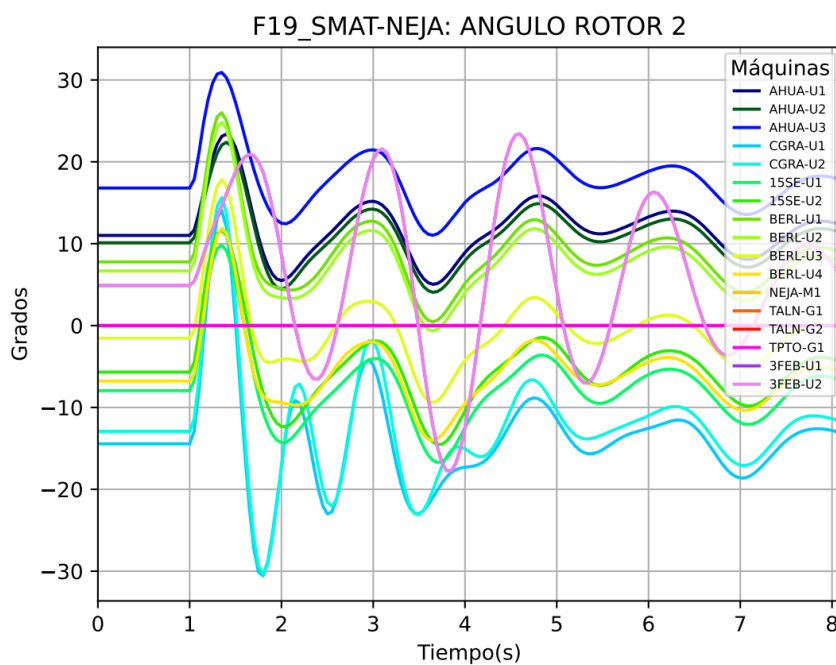


Figura 10.214217: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda del segundo semestre de 2024.

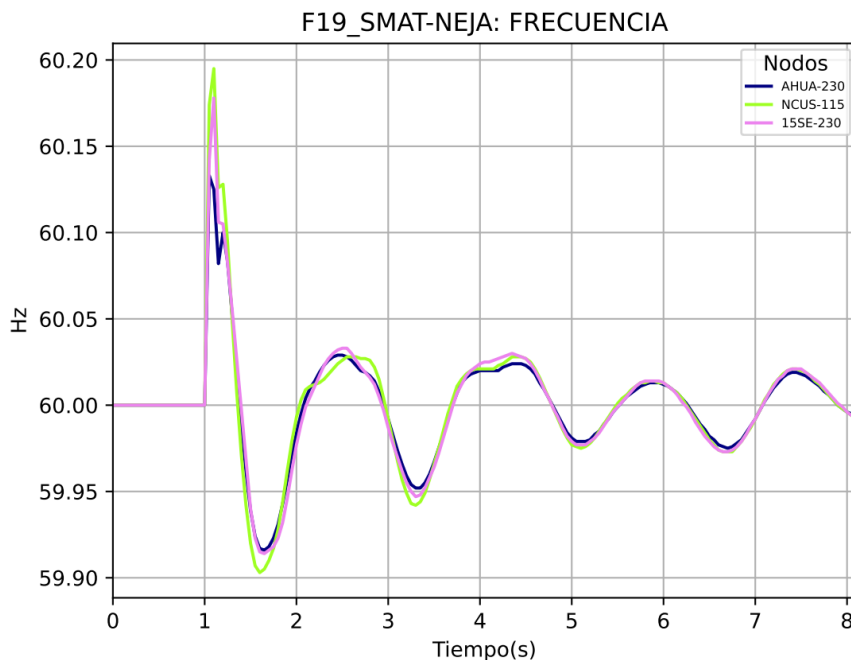


Figura 10.215218: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2024.

10.6.12. Demanda mínima de época húmeda 2025.

No se observó que alguna falla ocasione condiciones críticas y prácticamente se tiene un comportamiento similar en todas las fallas analizadas diferenciándose únicamente en el flujo final en las líneas monitoreadas.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de la falla en la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, para el escenario sin importación; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

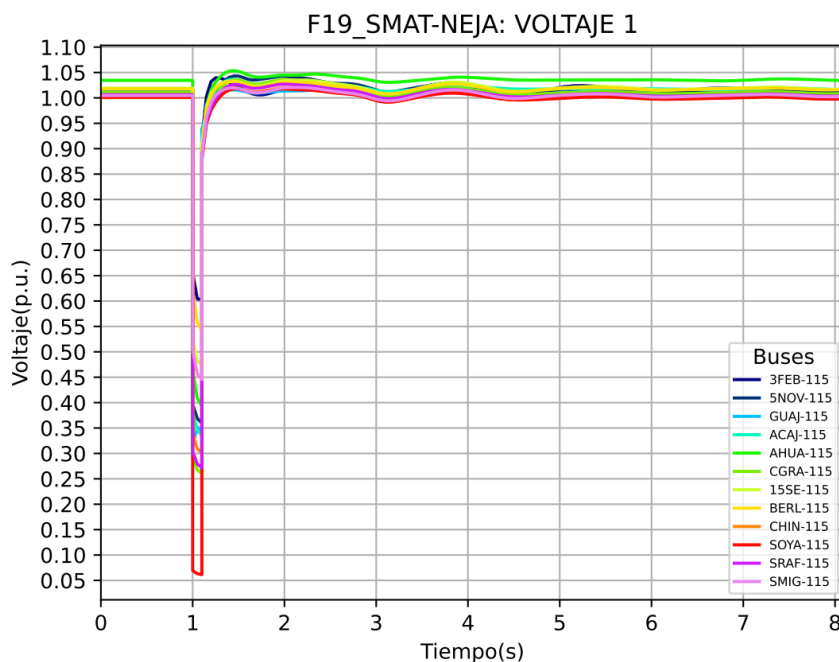


Figura 10.216219: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

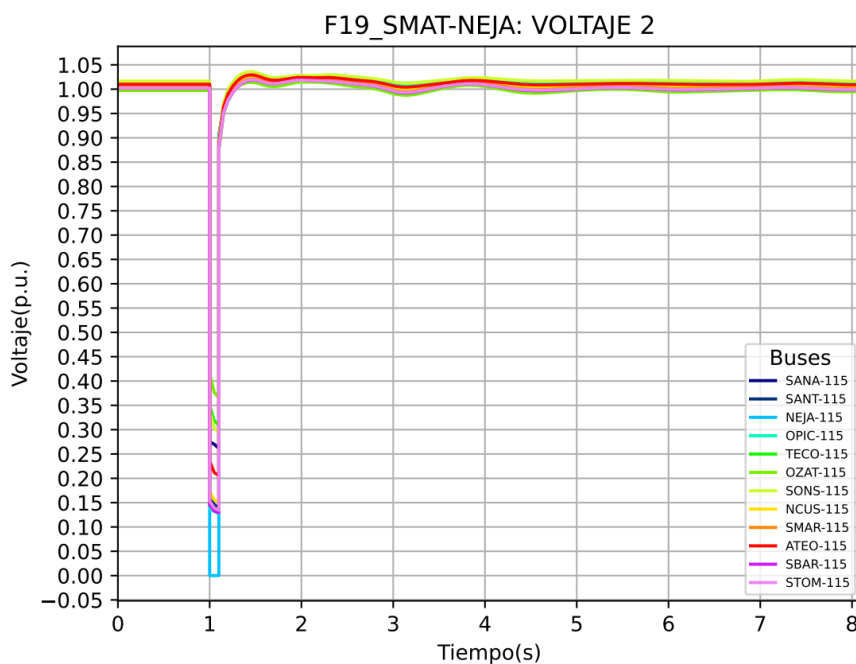


Figura 10.217220: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

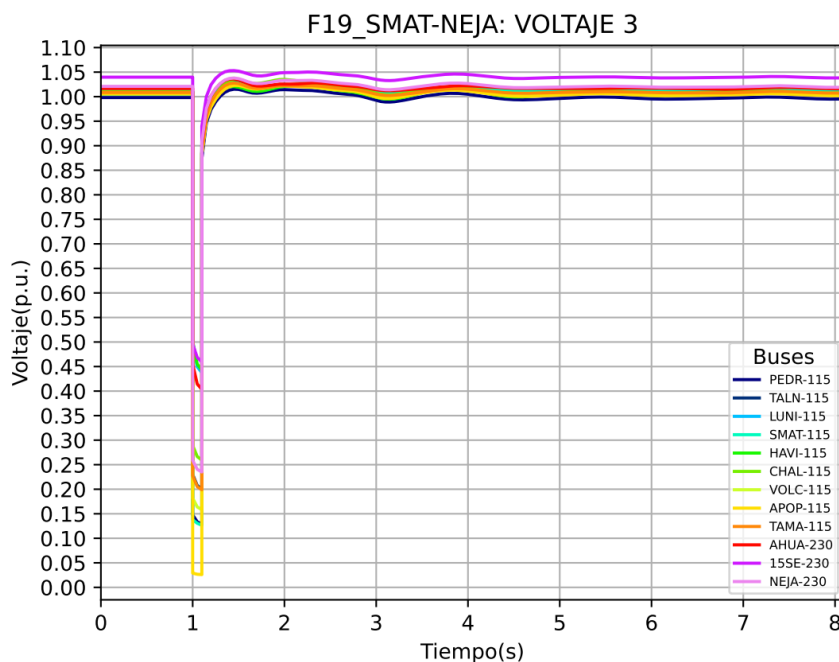


Figura 10.212218 voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

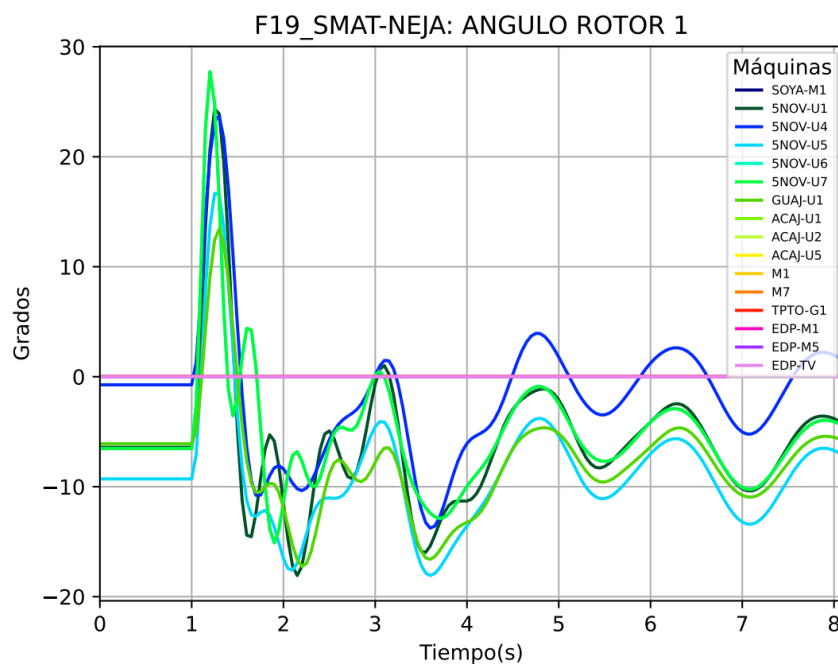


Figura 10.219222: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

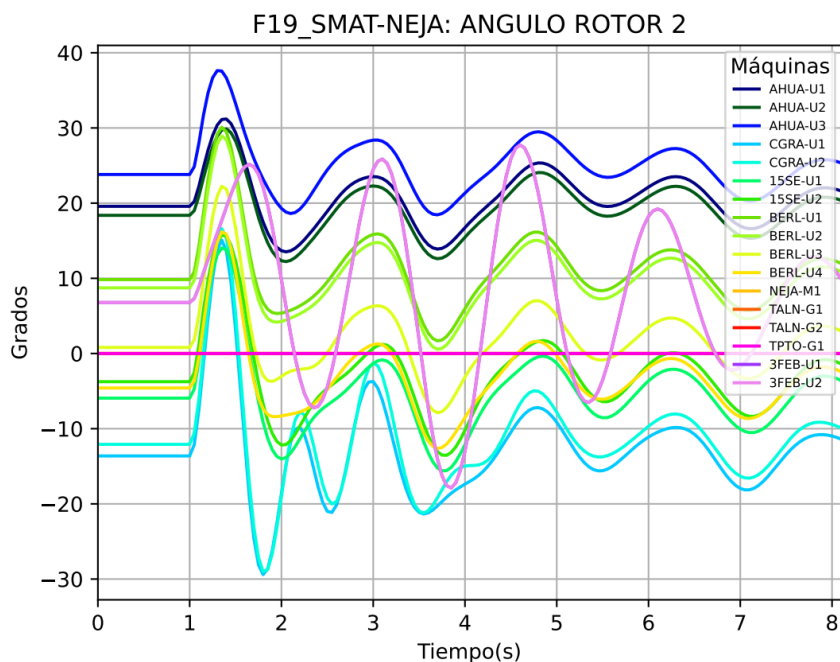


Figura 10.220223: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

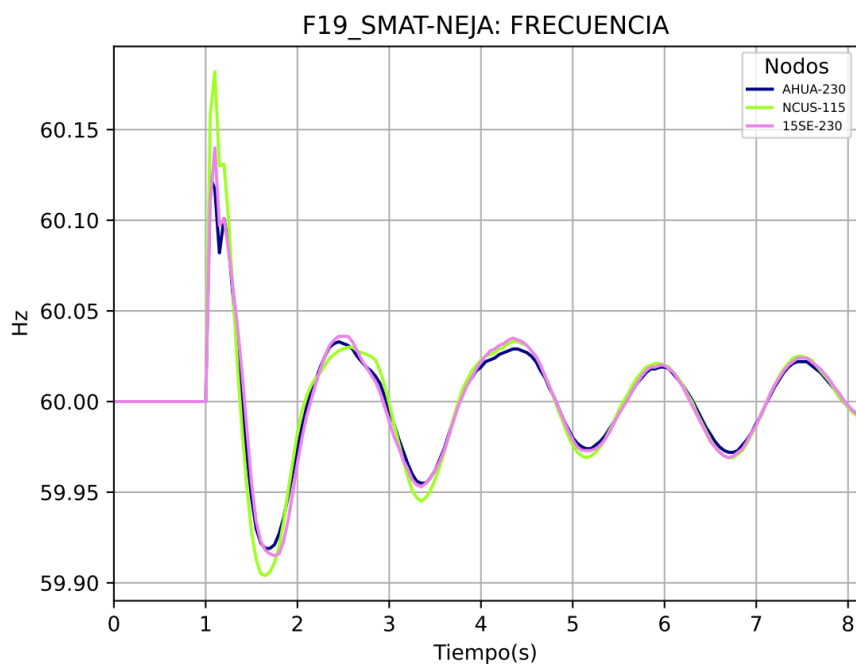


Figura 10.221224: comportamiento de la frecuencia en los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

10.6.13. Resumen análisis de estabilidad transitoria.

En general, en todas las simulaciones se observó que:

- No hay generadores que pierdan sincronismo, manteniendo la coherencia durante todo el período de simulación, para todas las contingencias examinadas.
- Los distanciamientos relativos que se forman entre los ángulos de potencia de los generadores, en la mayoría de las contingencias no son mayores de ± 60 grados y para los casos en que sí, no se observan problemas de pérdidas de sincronismo.
- Las desviaciones de frecuencia no alcanzan el umbral para activar el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, y la frecuencia se recupera dentro de la banda de operación normal.
- Los voltajes de los nodos monitoreados se recuperan rápidamente, no hay problemas de colapso de tensión.
- Se presentan grandes flujos de potencia en las líneas de transmisión monitoreadas al momento de simular fallas en líneas cercanas; pero los flujos disminuyen al liberar la falla. En general, el flujo de potencia en MVA, en postcontingencia, no sobrepasan los límites térmicos de las líneas de transmisión y presenta oscilaciones que son atenuadas.
- Las fallas trifásicas simuladas en la barra de NEJA-115 son las que causan una mayor disminución del voltaje en las barras monitoreadas, durante el transitorio.
- No se observan problemas de estabilidad cuando las fallas son liberadas correctamente por las protecciones de distancia en zona 1 (6 ciclos).

10.7. Hueco de Tensión

En el anexo 7 se encuentran las gráficas del comportamiento del voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional (solares fotovoltaicos y eólica), resultantes de las simulaciones del análisis de estabilidad transitoria que se realizaron, para cada una de las contingencias que se detallaron en el apartado 3.2.3.

En este apartado se pondrán las gráficas de las fallas que causaron una mayor fluctuación del voltaje en los nodos de conexión de las plantas solares fotovoltaicas y se comparan contra la característica de “Hueco de Tensión” que el ROBCP define en el numeral 6.2.4 del anexo 12 del ROBCP.

De la figura 10.222 a la 10.225 se muestran las gráficas de los escenarios seleccionados.

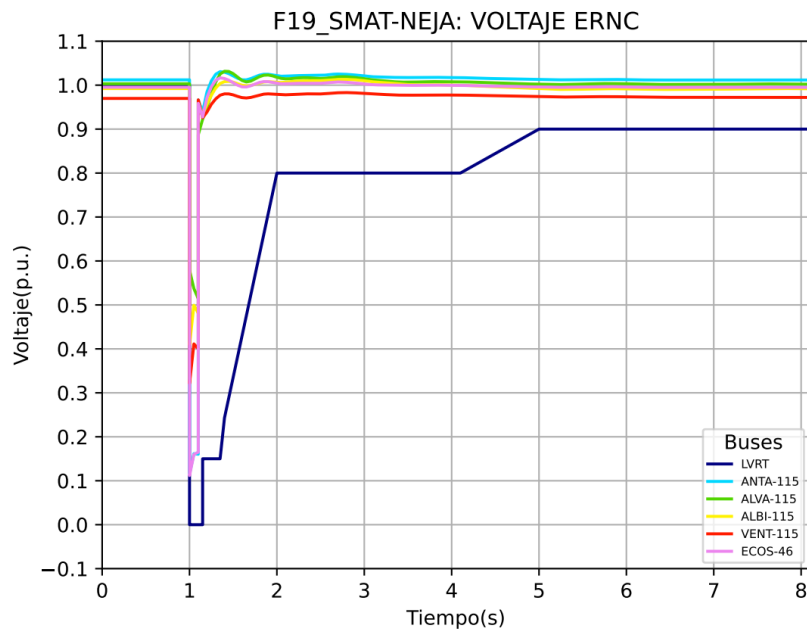


Figura 10.222225: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de las líneas NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2024.

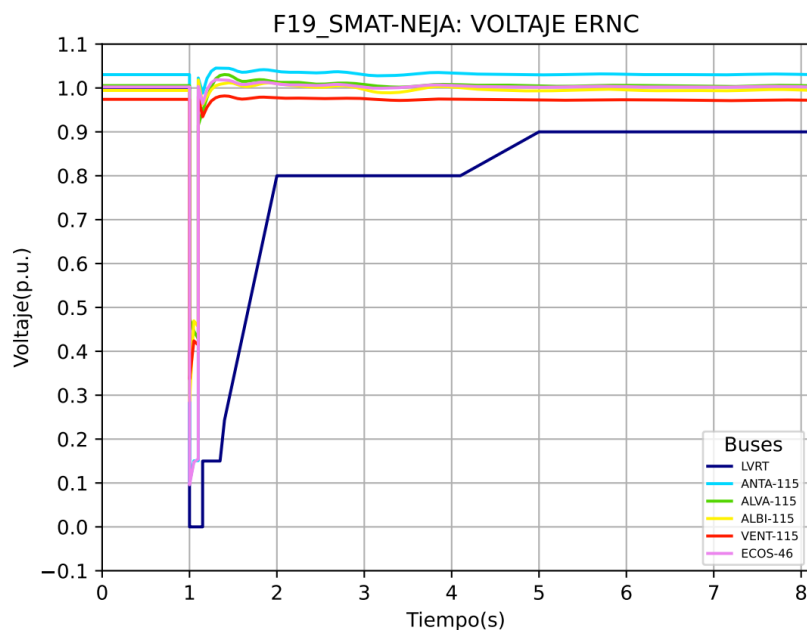


Figura 10.223226: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2024.

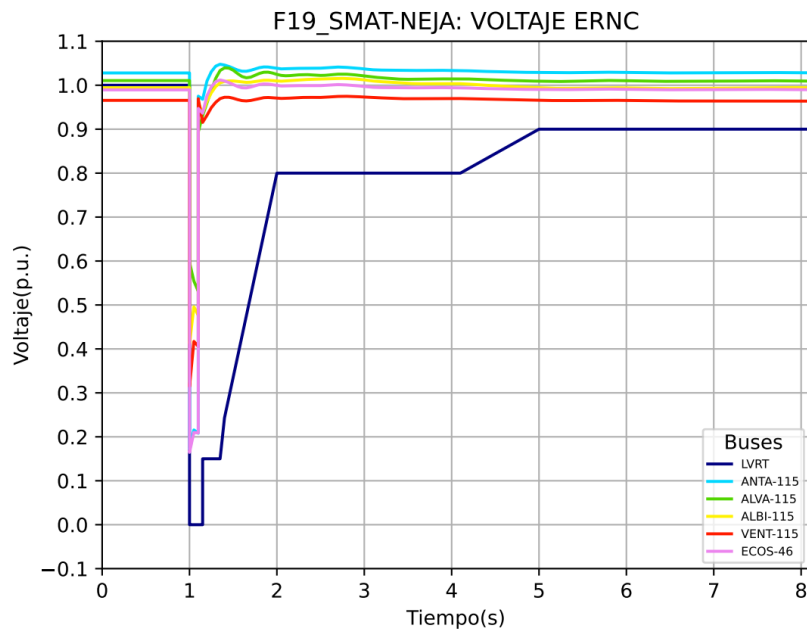


Figura 10.224227: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

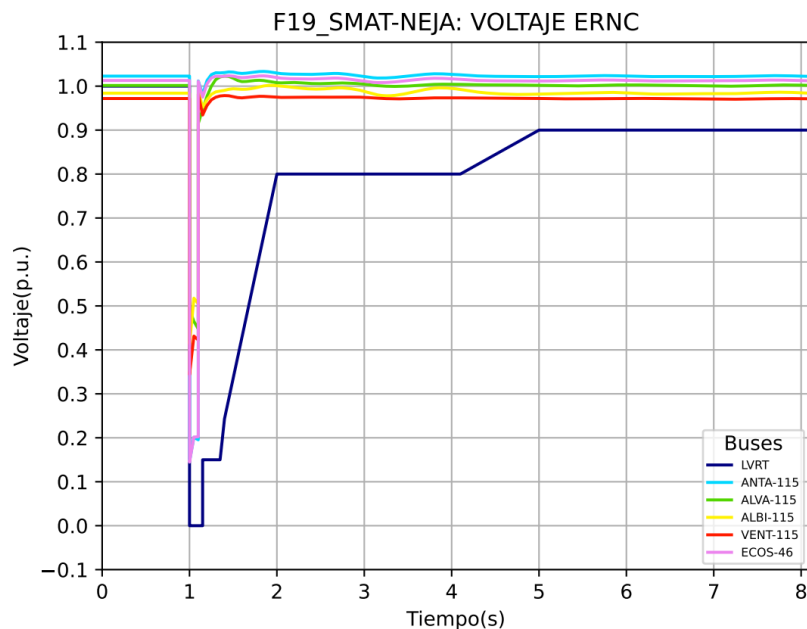


Figura 10.225228: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

10.7.1. Resumen del análisis de hueco de tensión.

En general, en todas las simulaciones se observó que el comportamiento del voltaje en los nodos de conexión de las plantas solares fotovoltaicas es más exigente que la característica de Hueco de Tensión solicitada en el reglamento, por lo que bajo estos escenarios no debería producirse la desconexión de estas plantas.

Se considera necesario que las plantas solares fotovoltaicas que se encuentran conectadas en la red de distribución cumplan este mismo requisito sobre los huecos de tensión, para asegurar que no se desconectarán innecesariamente y que esto no provocará problemas en la operación del SEP por la pérdida de generación que implica.

11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como conclusiones del estudio destacamos:

1. Los máximos intercambios seguros como resultado del presente estudio se indican en los siguientes cuadros²⁴:

Cuadro 11.1: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2024.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	260	250	250	280
960	260	180	240	290
985	300	200	240	290
1010	230	180	250	290
1035	100	190	250	300
1060	20	190	260	290
1085	10	200	220	200
1110	0	200	80	50
1135	0	200	10	10
1160	0	50	10	0

Cuadro 11.22: máximos importación Honduras en los de escenarios 2024.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	270	180	230	270
960	250	180	230	270
985	240	180	230	280
1010	160	180	230	280
1035	60	180	240	290
1060	20	180	220	220
1085	10	190	150	130
1110	0	190	50	20
1135	0	110	10	10
1160	0	30	0	0

²⁴ Falta verificar en los análisis dinámicos y transitorios.

Cuadro 11.33: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2025.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	300	300	300	300
960	290	300	300	300
985	300	300	300	300
1010	300	300	300	300
1035	300	280	300	300
1060	300	270	300	300
1085	130	280	300	300
1110	50	270	300	300
1135	0	280	300	300
1160	0	280	260	250

Cuadro 11.44: máximos importación Honduras en los de escenarios 2025.

Demanda (MW)	Máxima Diurna		Máxima Nocturna	
	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
935	260	290	270	300
960	280	290	280	300
985	300	270	280	300
1010	270	250	280	300
1035	230	250	280	300
1060	150	260	290	300
1085	70	250	300	300
1110	40	250	300	300
1135	10	260	230	200
1160	0	260	130	110

Se debe aclarar que los valores de intercambio en la época húmeda están relacionados con la inyección de potencia que se produce en las Centrales Hidroeléctricas Cerrón Grande, 5 de Noviembre, 15 de Septiembre y 3 de Febrero. Por lo tanto, este valor puede variar si la generación en dichas plantas es mayor o menor a lo proyectado en el desarrollo del presente estudio.

Las capacidades de transferencia de El Salvador con el SER estarán también afectadas por otros factores fuera del alcance de este estudio, entre los cuales se destacan:

- Desempeño de los países del SER ante contingencias en sus sistemas o fuera de ellos.
- Esquemas de control suplementarios instalados en el SER.
- Actualización de las órdenes de mérito para los despachos.
- Unidades de generación disponibles.

- e. Condiciones meteorológicas atípicas.
 - f. Puesta en operación de nuevos elementos tanto en la red nacional como en el resto países del SER.
2. La generación máxima inyectada en el nodo de Acajutla que se alcanzó durante los escenarios de exportación se muestra en las tablas 11.5 y 11.6.

Cuadro 11.55: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2024.

Escenario	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem24	576.21
MaxNoc1Sem24	550.16
Min1Sem24	456.69
MaxDiu2Sem24	478.99
MaxNoc2Sem24	559.18
Min2Sem24	257.95

Cuadro 11.66: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2025.

Escenario	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem25	589.39
MaxNoc1Sem25	550.16
Min1Sem25	459.51
MaxDiu2Sem25	482.21
MaxNoc2Sem25	559.18
Min2Sem25	254.72

3. Del análisis del caso base sin transferencia:
- Para los escenarios de 2024 no existen problemas de regulación de tensión, pero sí problemas de sobrecargas en las subestaciones San Antonio Abad y San Bartolo, específicamente en el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre. En el segundo semestre no se tienen problemas de sobrecargas en estas subestaciones, debido a los traslados de carga que se realizan a los nuevos puntos de retiro en las subestaciones El Volcán y San Martín.
 - Para los escenarios de 2025 no existen problemas de regulación de tensión ni de sobrecargas.
 - Para ambos años, aún con la incorporación de nuevos puntos de retiro en nuevas subestaciones, los transformadores de 110/23kV de SANT presentan una carga superior al 90%.
 - Para ambos años se observa una relación casi lineal entre la carga de los autotransformadores de NEJA y la demanda nacional, entre mayor es la demanda simulada mayor es la carga de los autotransformadores y viceversa.
 - Comparado con el 2024, en el 2025 existe una disminución de la carga de los autotransformadores de NEJA, teniendo en cuenta que la demanda nacional es la misma y el despacho de generación es muy

similar, esta mejoría se podría deber al efecto de compensadores serie estáticos síncronos que se incorporaron para el 2025.

- Para los escenarios del 2024 existen elementos de transmisión que alcanzan niveles de carga igual o mayor al 85%, los cuales para 2025, disminuyen su nivel de carga por las nuevas subestaciones que entrarían en servicio para este año.

4. Del análisis lineal:

- Para 2024 la generación²⁵ máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo y por el disparo de una de las líneas ACAJ – SONS, que provoca la sobrecarga de la línea en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que más impactan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – NEJA – 01.
 - Disparo de la línea SMAT – OPIC – 01.
- Para 2024 los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Línea AHUA – EDP – 01.
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de NEJA.
 - Línea ACAJ – SONS – 01.
 - Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea 5NOV – SRAF – 01.
- Para 2025 la generación²⁶ máxima en el nodo Acajutla es limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que tienen impacto la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea VOLC – NCUS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
- Para 2025 los elementos de transmisión que limitan la máxima generación en el nodo de Acajutla son:
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de NEJA.
 - Línea AHUA – EDP – 01.
 - Línea ACAJ – SONS – 01.

²⁵ La generación en el nodo de Acajutla que se menciona en este análisis no se refiere a un PM generador en particular sino al total de lo inyectado por los PM que se encuentran conectados en dicha subestación.

²⁶ La generación en el nodo de Acajutla que se menciona en este análisis no se refiere a un PM generador en particular sino al total de lo inyectado por los PM que se encuentran conectados en dicha subestación.

- Línea OPIC – SONS – 01.
 - Línea AHUA – SANA – 01.
- Para 2024 la capacidad de exportación se ve limitada el disparo de un autotransformador de 15SE, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo y por el disparo de una línea de AHUA – EDP, que sobrecarga la línea en paralelo. Adicionalmente, la pérdida de la línea SMAR – STOM – 01, también impacta ya que causa sobrecarga en la línea SANT – NEJA – 01.
 - Para 2024 la capacidad de importación se ve limitada únicamente por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo.
 - Para 2025 la capacidad de importación se ve limitada únicamente por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo. Adicionalmente, las otras contingencias que tiene impacto en la capacidad de importación son:
 - Disparo de la línea VOLC – NCUS – 01.
 - Disparo de la línea AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Para 2025 el elemento de transmisión que siempre se ve afectado por las contingencias indicadas en el ítem anterior es el autotransformador de NEJA, limitando la capacidad de importación.

Es importante resaltar que para este año se incluyen los dispositivos compensadores estáticos síncronos en serie, los cuales se modelan como FACTS (Flexible AC Transmission Systems, por sus siglas en inglés). Estos dispositivos están configurados para simulaciones de corriente alterna (AC), por lo que en flujos de corriente directa (DC) como los que se realizan en esta sección podrían generar resultados no consistentes con la realidad. Por este motivo se deben considerar los resultados de este apartado como meramente indicativos. El efecto de estos dispositivos se notará en las simulaciones con flujos AC.

5. Del análisis de contingencias con flujos AC y en régimen permanente:

- Para el 2024, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca, la contingencia AHUA-SANA causa que la tensión en los nodos GUAI-115 y SANA-115 estén levemente por debajo de 0.9 p.u. Esta condición es perfectamente corregible en tiempo real.
- Para el 2024, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna de la época lluviosa, las contingencias SANT-NEJA y VOLC-SANT provocan una leve sobrecarga en el transformador de SANT. Para evitar sobrecargas será necesario que en tiempo real se realicen traslados de carga hacia otros puntos de la red.
- Para el 2024, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna de la época seca y máxima nocturna de la época lluviosa, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda de 1,160 MW que se espera como valor máximo. Al respecto se destaca:
 - Para el período de máxima diurna, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,060 MW en la época seca, mientras que para la época lluviosa con la demanda de 1,160 MW la carga del autotransformador queda en 98.6%.

- Para el período de máxima nocturna, con una demanda de 1,160 MW se tiene una carga de 98.85 % en la época seca, mientras que para la época lluviosa aún con la demanda de 1,160 MW la carga del autotransformador es del 100.3%.
- Para el 2025, en los casos sin transferencias, no se tienen problemas de regulación de tensión o de sobrecargas en el sistema de transmisión.
- Para 2024 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Para los casos de demanda máxima diurna de la época seca y para la máxima nocturna de la época húmeda la importación es de 0 MW.
 - Para demanda máxima nocturna de la época seca y máxima diurna de la época húmeda, se obtiene un valor bajo de importación.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2024 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Guatemala podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,110 MW.
 - En demanda máxima nocturna de la época húmeda/lluviosa no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca la importación máxima es de 0MW, debido a que con 10 MW de importación se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2025 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Guatemala podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,135 MW.
- Para 2024 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Para los casos de demanda máxima diurna de la época seca y para la máxima nocturna de la época húmeda la importación es de 0 MW.
 - También para demanda máxima nocturna de la época seca la importación es de 0MW, ya que al tratar de importar 10 MW se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.

- Las contingencias limitantes son la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA y la pérdida de la línea SMAR – STOM – 01.
- En el 2024 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,110 MW.
 - En demanda máxima nocturna de ambas épocas no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca la importación máxima es de 0MW, debido a que con 10 MW de importación se presentan sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2025 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,160 MW.
- Para 2024 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 110 MW.
 - Para demanda mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
 - La máxima generación en ACAJ es de 540.76 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- Para 2025 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 140 MW.
 - Para demanda máxima diurna y mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Guatemala.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
 - La máxima generación en ACAJ es de 545.96 MW y se da en demanda máxima nocturna de la época húmeda.
- Para 2024 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda mínima nocturna de la época húmeda se da el menor valor de exportación con 130 MW.

- Para demanda máxima nocturna de ambas épocas es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
- La única contingencia limitante en época seca es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
- La única contingencia limitante en época húmeda es la pérdida de uno de los autotransformadoras de 15SE que termina sobrecargando el que queda en servicio.
- La máxima generación en ACAJ es de 576.21 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- Para 2025 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 190 MW.
 - Para demanda máxima diurna, nocturna y mínima de la época húmeda es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de una de las líneas de EDP hacia AHUA que termina sobrecargando la que queda en servicio.
 - La máxima generación en ACAJ es de 589.39 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- En general para el 2025 se ve un incremento en todas las capacidades de transferencias, con respecto al 2024. Esto probablemente se debe a la puesta en servicio de los compensadores series estáticos síncronos.
- 6. Del análisis de estabilidad de voltaje:
 - No se observan condiciones de inestabilidad de voltaje.
 - En todos los escenarios analizados los nodos con menores reservas de potencia reactiva tienen un voltaje de colapso menor o igual a 0.78 p.u., lo cual implica que no existe riesgo de colapso de voltaje debido a que la tensión postcontingencia de los mismos se encuentra superior a 0.9 p.u.; es decir que estos nodos en condición postcontingencia operan alejados del voltaje de colapso y tienen una reserva de potencia reactiva mayor a 21.26 MVAR.
 - En las figuras 10.63 y 10.65 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para los escenarios del 2024 y 2025, respectivamente, en ellas se observa que en el 95% de los casos simulados se tiene una reserva de potencia reactiva mayor a 103.56 MVAR; que en condiciones postcontingencia se considera un margen adecuado de potencia reactiva para el control de la tensión en los nodos monitoreados.
 - Los nodos con menor reserva de reactivos son:
 19. NEJA-115
 20. SMAR-115
 21. SOYA-115
 22. SMAT-115
 23. OPIC-115
 24. SBAR-115
 25. ATEO-115
 26. TALN-115
 27. VOLC-115
 28. STOM-115

29. GUAJ-115
30. OZAT-115
31. HAVI-115
32. TECO-115
33. CHIN-115
34. SMIG-115
35. SANA-115
36. NCUS-115

- Las contingencias con mayor impacto en la estabilidad de voltaje son:

21. SMAR-STOM
22. ANTA
23. NEJA-SMAT
24. ACAJ-ATEO
25. NCUS-STOM
26. VOLC-NCUS
27. AHUA-SANA
28. SMAT-OPIC
29. CGRA-U1
30. 5NOV-U5
31. SANT-NEJA
32. VOLC-NCUS
33. NEJA-SMAT
34. INTR_HOND_NNC
35. AHUA-SANA
36. CGRA-U1
37. ACAJ-ATEO
38. ANTA
39. 15SE-U1
40. SMAT-OPIC

7. De los análisis de desempeño dinámico, estabilidad transitoria y hueco de tensión:

En general, en todas las simulaciones se observó que:

- En los escenarios analizados no se tienen problemas sostenidos de baja o alta frecuencia, que pudieran ocasionar activación del EDCBF o pérdida adicional de recursos de generación.
- En los escenarios analizados la frecuencia se recupera dentro de la banda de operación normal.
- Los flujos de potencia no sobrepasan los límites térmicos en las líneas de transmisión.
- La reserva rodante utilizada en el presente escenario produce un desempeño aceptable, ya que la frecuencia se recupera hacia la banda de operación normal y la desviación no alcanza el valor de 59.3 Hz en ninguno de los casos analizados.
- No hay generadores que pierdan sincronismo, manteniendo la coherencia durante todo el período de simulación, para todas las contingencias examinadas.

- Los distanciamientos relativos que se forman entre los ángulos de potencia de los generadores, en la mayoría de las contingencias no son mayores de ± 60 grados y para los casos en que sí, no se observan problemas de pérdidas de sincronismo.
- Los voltajes de los nodos monitoreados se recuperan rápidamente, no hay problemas de colapso de tensión.
- Se presentan grandes flujos de potencia en las líneas de transmisión monitoreadas al momento de simular fallas en líneas cercanas; pero los flujos disminuyen al liberar la falla. En general, el flujo de potencia en MVA, en postcontingencia, no sobrepasan los límites térmicos de las líneas de transmisión y presenta oscilaciones que son atenuadas.
- Las fallas trifásicas simuladas en la barra de NEJA-115 son las que causan una mayor disminución del voltaje en las barras monitoreadas, durante el transitorio.
- No se observan problemas de estabilidad cuando las fallas son liberadas correctamente por las protecciones de distancia en zona 1 (6 ciclos).
- En todas las simulaciones se observó que el comportamiento del voltaje en los nodos de conexión de las plantas solares fotovoltaicas es más exigente que la característica de Hueco de Tensión solicitada en el reglamento, por lo que bajo estos escenarios no debería producirse la desconexión de estas plantas.

Por lo tanto, se recomienda:

1. Finalizar los trabajos de puesta en servicio de los bancos de capacitores a nivel de 115 kV en la subestación SMAR para mejorar el perfil de voltaje en el SEP.
2. Realizar los traslados de carga hacia la subestación El Volcán y San Martín, para disminuir las posibilidades de las sobrecargas detectados en transformadores de demanda.
3. Continuar en conjunto la UT y ETESAL la revisión de los parámetros de los compensadores serie estáticos síncronos con la finalidad de optimizar las transferencias desde y hacia los países del SER.
4. Que las empresas de distribución tomen en cuenta los requisitos de “Hueco de tensión” establecidos en el ROBCP para las plantas solares fotovoltaicas que se conecten en sus respectivas redes.