

INFORME DE ESTUDIO DE RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN 2025-2026

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	25
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	27
7. PROYECTOS DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y PERFIL DE GENERACIÓN DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS	29
8. PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN	36
9. PERFIL DE CARGA RETIRADA DE LOS ESCENARIOS SELECCIONADOS	37
10. RESULTADOS	42
10.1. FLUJOS ELÉCTRICOS DE CASOS BASE SIN TRANSFERENCIAS	42
10.1.1. CASOS BASE 2025	42
10.1.2. CASOS BASE 2026	47
10.1.3. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS CASOS BASES SIN TRANSFERENCIAS	52
10.2. ANÁLISIS LINEAL DE LA RED DE TRANSMISIÓN PARA LOS ESCENARIOS DE 2025 Y 2026	53
10.2.1. RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL PARA EL 2025	53
10.2.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL PARA EL 2026	59
10.2.3. RESUMEN DE LOS RESULTADOS DEL ANÁLISIS LINEAL	68
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:	84
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:	112
10.3.6. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS CON FLUJOS AC	119
10.4. ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	122
10.4.1. RESUMEN DEL ANÁLISIS ESTABILIDAD DE VOLTAJE	128

10.5. DESEMPEÑO DINÁMICO	129
10.5.1. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	131
10.5.2. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2026.....	135
10.5.3. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	139
10.5.4. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2026.....	143
10.5.5. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	147
10.5.6. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2026.....	151
10.5.7. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	155
10.5.8. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2026.....	159
10.5.9. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2025.....	163
10.5.10. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2026.....	167
10.5.11. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	171
10.5.12. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2026.....	175
10.5.13. RESUMEN DEL ANÁLISIS DEL DESEMPEÑO DINÁMICO.....	179
10.6. ESTABILIDAD TRANSITORIA	179
10.6.1. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	180
10.6.2. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA SECA 2026.....	183
10.6.3. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	187
10.6.4. DEMANDA MÁXIMA DIURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2026.....	190
10.6.5. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2025.....	193
10.6.6. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA SECA 2026.....	197
10.6.7. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	201
10.6.8. DEMANDA MÁXIMA NOCTURNA DE ÉPOCA HÚMEDA 2026.....	204
10.6.9. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2025.....	208
10.6.10. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA SECA 2026.....	211
10.6.11. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2025.....	215
10.6.12. DEMANDA MÍNIMA DE ÉPOCA HÚMEDA 2026.....	218
10.6.13. RESUMEN ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA.....	222
10.7. HUECO DE TENSIÓN	222
10.7.1. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE HUECO DE TENSIÓN.....	225
<u>11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</u>	<u>225</u>

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 2025-2026.....	29
Cuadro 7.2: capacidad instalada de las unidades generadoras.	29
Cuadro 7.3: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2025.....	32
Cuadro 7.4: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2026.....	33
Cuadro 7.5: perfil de generación por planta para los escenarios de 2025.....	33
Cuadro 7.6: perfil de generación por planta para los escenarios de 2026.....	34
Cuadro 7.7: generación en el nodo de Acajutla para el año 2025.	34
Cuadro 7.8: generación en el nodo de Acajutla para el año 2026.	35
Cuadro 7.9: generación (MW) por zona geográfica para el año 2025	35
Cuadro 7.10: generación (MW) por zona geográfica para el año 2026	35
Cuadro 9.1: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2025.	37
Cuadro 9.2: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2025.	38
Cuadro 9.3: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2026.	39
Cuadro 9.4: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2026.	40
Cuadro 10.1: evaluación de las condiciones normales de operación para 2025.	43
Cuadro 10.2: elementos de transmisión con cargar igual o mayor al 85% para 2025.	45
Cuadro 10.3: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2025	45
Cuadro 10.4: evaluación de las condiciones normales de operación para el 2026.	48
Cuadro 10.5: elementos de transmisión con cargar igual o mayor al 85% para 2026.....	50
Cuadro 10.6: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2026.	50
Cuadro 10.7: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2025.	53
Cuadro 10.8: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2025, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	54
Cuadro 10.9: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2025.	56
Cuadro 10.10: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2025.	57
Cuadro 10.11: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2025.	57
Cuadro 10.12: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2025.	58
Cuadro 10.13: información de la importación máxima desde Honduras para el 2025.	59
Cuadro 10.14: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026. ...	59

Cuadro 10.15: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	60
Cuadro 10.16: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2026.	62
Cuadro 10.17: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2026.	63
Cuadro 10.18: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2026.	63
Cuadro 10.19: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2026.	65
Cuadro 10.20: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2026.	65
Cuadro 10.21: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	66
Cuadro 10.22: información de la importación máxima desde Honduras para el 2026.	66
Cuadro 10.23: información de la importación máxima desde Honduras para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.	67
Cuadro 10.24: resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2025, sin transferencias.	70
Cuadro 10.25: resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2025, sin transferencias.	70
Cuadro 10.26: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.	72
Cuadro 10.27: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2025, sin transferencias.	72
Cuadro 10.28: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2025, sin transferencias.	73
Cuadro 10.29: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.	74
Cuadro 10.30: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.	75
Cuadro 10.31: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2025, sin transferencias.	75
Cuadro 10.32: Resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2026, sin transferencias.	77
Cuadro 10.33: Resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2026, sin transferencias.	77
Cuadro 10.34: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.	78
Cuadro 10.35: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2026, sin transferencias.	79
Cuadro 10.36: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2026, sin transferencias.	79
Cuadro 10.37: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.	81
Cuadro 10.38: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.	81

Cuadro 10.39: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2026, sin transferencias.	82
Cuadro 10.40: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, importación desde Guatemala.	84
Cuadro 10.41: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diurna.	89
Cuadro 10.42: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Guatemala.	90
Cuadro 10.43: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2026, para demanda máxima diurna.	94
Cuadro 10.44: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, exportación hacia Guatemala. ..	95
Cuadro 10.45: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Guatemala. ..	98
Cuadro 10.46: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, importación desde Honduras.	102
Cuadro 10.47: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diurna.	106
Cuadro 10.48: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Honduras.	107
Cuadro 10.49: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2026, para demanda máxima diurna.	111
Cuadro 10.50: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, exportación hacia Honduras. ..	112
Cuadro 10.51: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Honduras. ..	115
Cuadro 10.52: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2025.	123
Cuadro 10.53: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2025.	123
Cuadro 10.54: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2026.	125
Cuadro 10.55: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2026.	126
Cuadro 10.56: 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.	130
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 2026.	130
Cuadro 10.58: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna de época seca 2025.	131
Cuadro 10.59: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.	135
Cuadro 10.60: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	139
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 2026.	143
Cuadro 10.62: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	147
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 2026.	151

Cuadro 10.64: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	155
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 2026.	159
Cuadro 10.66: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del primer semestre de 2025.	163
Cuadro 10.67: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del primer semestre de 2026.	167
Cuadro 10.68: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	171
Cuadro 10.69: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del segundo semestre de 2026.	175
Cuadro 11.1: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2025.	225
Cuadro 11.2: máximos importación Honduras en los de escenarios 2025.	226
Cuadro 11.3: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2026.	226
Cuadro 11.4: máximos importación Honduras en los de escenarios 2026.	227
Cuadro 11.5: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2025.	228
Cuadro 11.6: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2026.	228

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 10.1: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2025.....	42
Figura 10.2: comparación de los datos compensación reactiva para el 2025.	43
Figura 10.3: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2025.	44
Figura 10.4: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2025.	46
Figura 10.5: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2025.	47
Figura 10.6: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2026.....	47
Figura 10.7: comparación de los datos compensación reactiva para el 2026.	48
Figura 10.8 comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2026.	49
Figura 10.9: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2026.	51
Figura 10.10: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2026.	52
Figura 10.11: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2025.....	55
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 2025.	56
Figura 10.13: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2025.....	58
Figura 10.14: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2026.....	61
Figura 10.15: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la generación en la subestación ACAJ para el 2026.....	62
Figura 10.16: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2026.....	64
Figura 10.17: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la capacidad de exportación para el 2026.....	65
Figura 10.18: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de importación para el 2026.....	67
Figura 10.19: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA contra la demanda nacional en el 2025, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.....	71
Figura 10.20: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2025, sin transferencias.	74
Figura 10.21: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2025, sin transferencias.	76
Figura 10.22: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2026 contra la demanda nacional, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.	78
Figura 10.23: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2026, sin transferencias.	80
Figura 10.24: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2026, sin transferencias.	83
Figura 10.25: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2025.....	85

Figura 10.26: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.	86
Figura 10.27: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.	87
Figura 10.28: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2025.	88
Figura 10.29: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.	89
Figura 10.30: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2026.	91
Figura 10.31: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.	92
Figura 10.32: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.	92
Figura 10.33: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2026.	93
Figura 10.34: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2026, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.	94
Figura 10.35: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2025.	96
Figura 10.36: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.	97
Figura 10.37: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2025.	97
Figura 10.38: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.	98
Figura 10.39: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2026.	99
Figura 10.40: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.	100
Figura 10.41: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2025.	101
Figura 10.42: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.	101
Figura 10.43: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2025.	103
Figura 10.44: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.	104
Figura 10.45: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.	105

Figura 10.46: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2025.	105
Figura 10.47: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.....	107
Figura 10.48: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2026.....	108
Figura 10.49: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.	109
Figura 10.50: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.....	109
Figura 10.51: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2026.	110
Figura 10.52: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2026, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.....	111
Figura 10.53: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2025.	113
Figura 10.54: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.	113
Figura 10.55: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2025.....	114
Figura 10.56: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.....	115
Figura 10.57: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2026.	116
Figura 10.58: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.	117
Figura 10.59: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2026.....	117
Figura 10.60: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.....	118
Figura 10.61: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2025.....	124
Figura 10.62: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2025.....	125
Figura 10.63: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2026.....	127
Figura 10.64: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2026.....	128
Figura 10.65: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025	131
Figura 10.66: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025	132

Figura 10.67: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.....	132
Figura 10.68: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.	133
Figura 10.69: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.	133
Figura 10.70: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.	134
Figura 10.71: flujo (MVA) de las líneas 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.	134
Figura 10.72: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.....	135
Figura 10.73: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.....	136
Figura 10.74: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.....	136
Figura 10.75: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.....	137
Figura 10.76: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.....	137
Figura 10.77: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.....	138
Figura 10.78: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.....	138
Figura 10.79: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	139
Figura 10.80: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	140
Figura 10.81: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	140
Figura 10.82: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	141
Figura 10.83: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	141
Figura 10.84: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	142
Figura 10.85: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.....	142
Figura 10.86: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.....	143

Figura 10.87: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.....	144
Figura 10.88: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.....	144
Figura 10.89: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.....	145
Figura 10.90: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.....	145
Figura 10.91: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.....	146
Figura 10.92: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.....	146
Figura 10.93: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	147
Figura 10.94: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	148
Figura 10.95: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	148
Figura 10.96: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	149
Figura 10.97: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	149
Figura 10.98: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	150
Figura 10.99: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.....	150
Figura 10.100: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.....	151
Figura 10.101: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.....	152
Figura 10.102: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.....	152
Figura 10.103: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.....	153
Figura 10.104: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.....	153
Figura 10.105: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.....	154
Figura 10.106: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.....	154

Figura 10.107: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	155
Figura 10.108: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	156
Figura 10.109: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	156
Figura 10.110: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	157
Figura 10.111: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	157
Figura 10.112: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	158
Figura 10.113: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.....	158
Figura 10.114: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.....	159
Figura 10.115: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.....	160
Figura 10.116: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.....	160
Figura 10.117: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.....	161
Figura 10.118: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.....	161
Figura 10.119: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.....	162
Figura 10.120: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.....	162
Figura 10.121: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.....	163
Figura 10.122: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.....	164
Figura 10.123: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.....	164
Figura 10.124: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.....	165
Figura 10.125: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.....	165
Figura 10.126: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.....	166

Figura 10.127: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.....	166
Figura 10.128: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.	167
Figura 10.129: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.	168
Figura 10.130: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.	168
Figura 10.131: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.	169
Figura 10.132: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.	169
Figura 10.133: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.	170
Figura 10.134: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.....	170
Figura 10.135: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	171
Figura 10.136: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	172
Figura 10.137: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	172
Figura 10.138: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	173
Figura 10.139: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	173
Figura 10.140: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.	174
Figura 10.141: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.....	174
Figura 10.142: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.	175
Figura 10.143: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.	176
Figura 10.144: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.	176
Figura 10.145: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.	177
Figura 10.146: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.	177
Figura 10.147: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.	178
Figura 10.148: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.....	178

Figura 10.149: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	180
Figura 10.150: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	181
Figura 10.151: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	181
Figura 10.152: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	182
Figura 10.153: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	182
Figura 10.154: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.	183
Figura 10.155: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.	184
Figura 10.156: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.	184
Figura 10.157: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.	185
Figura 10.158: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.	185
Figura 10.159: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.	186
Figura 10.160: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.	186
Figura 10.161: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	187
Figura 10.162: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	188
Figura 10.163: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	188
Figura 10.164: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	189
Figura 10.165: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	189
Figura 10.166: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.	190
Figura 10.167: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.	191
Figura 10.168: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.	191

Figura 10.169: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.	192
Figura 10.170: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.	192
Figura 10.171: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.	193
Figura 10.172: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.	193
Figura 10.173: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	194
Figura 10.174: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	195
Figura 10.175: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	195
Figura 10.176: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2025.	196
Figura 10.177: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2025.	196
Figura 10.178: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.	197
Figura 10.179: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.	198
Figura 10.180: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.	198
Figura 10.181: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.	199
Figura 10.182: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.	199
Figura 10.183: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.	200
Figura 10.184: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.	200
Figura 10.185: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	201
Figura 10.186: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	202
Figura 10.187: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	202
Figura 10.188: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	203

Figura 10.189: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	203
Figura 10.190: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.	204
Figura 10.191: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.	205
Figura 10.192: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.	205
Figura 10.193: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.	206
Figura 10.194: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.	206
Figura 10.195: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.	207
Figura 10.196: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.	207
Figura 10.197: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	208
Figura 10.198: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	209
Figura 10.199: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	209
Figura 10.200: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	210
Figura 10.201: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	210
Figura 10.202: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.	211
Figura 10.203: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.	212
Figura 10.204: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.	212
Figura 10.205: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.	213
Figura 10.206: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.	213
Figura 10.207: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.	214
Figura 10.208: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.	214

Figura 10.209: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	215
Figura 10.210: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	216
Figura 10.211: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	216
Figura 10.212: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	217
Figura 10.213: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda del segundo semestre de 2025.	217
Figura 10.214: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.	218
Figura 10.215: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.	219
Figura 10.216: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.	219
Figura 10.217: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.	220
Figura 10.218: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.	220
Figura 10.219: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.	221
Figura 10.220: comportamiento de la frecuencia en los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.	221
Figura 10.221: 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 2025.	223
Figura 10.222: 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.	223
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 primer semestre de 2026.	224
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 segundo semestre de 2026.	224

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 2025, cuyo objetivo es identificar las restricciones de transmisión y violaciones de los parámetros de desempeño mínimo para los años 2025 y 2026, 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 2025 y 2026. 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 2025 y 2026.
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 35 (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 2025; 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 2025 y 2026.

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 BaseDeDatosTécnicaERT2025.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.

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.

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.

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
2025	Seca	1264.96	1233.99	1213.02	834.97
	Húmeda	1238.95	1205.9	1161.02	786.02
2026	Seca	1321.73	1286.99	1264.98	888.89
	Húmeda	1295.13	1257.99	1210.99	840.12

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

⁶ Demanda + Pérdidas

⁷ Solo demanda

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.

Cuadro 6.2: escenarios analizados.

Época	Condición de demanda	Escenario
Seca 2025	Máxima diurna	MaxDiu1Sem25
	Máxima nocturna	MaxNoc1Sem25
	Mínima	Min1Sem25
Húmeda 2025	Máxima diurna	MaxDiu2Sem25
	Máxima nocturna	MaxNoc2Sem25
	Mínima	Min2Sem25
Seca 2026	Máxima diurna	MaxDiu1Sem26
	Máxima nocturna	MaxNoc1Sem26
	Mínima	Min1Sem26
Húmeda 2026	Máxima diurna	MaxDiu2Sem26
	Máxima nocturna	MaxNoc2Sem26
	Mínima	Min2Sem26

Adicionalmente, se realizó un análisis de sensibilidad usando distintos valores de demandan para los escenarios de demanda máxima diurna, ya que esta banda horaria refleja una mayor variabilidad en el valor de la demanda y consideramos importante enfocarnos en ello, 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 2025 seca	Demanda 2025 húmeda	Demanda 2026 seca	Demanda 2026 húmeda
(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
1,234	1,206	1,287	1258.09
1,209	1,181	1,262	1,233
1,184	1,156	1,237	1,208
1,159	1,131	1,212	1,183
1,134	1,106	1,187	1,158
1,109	1,081	1,162	1,133
1,084	1,056	1,137	1,108
1,059	1,031	1,112	1,083
1,034	1,006	1,087	1,058

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

Para el año 2025 se incorpora la unidad 5 de planta Berlín y se asume la entrada en operación comercial de Jiboa Solar, y para el año 2026 se prevé el comienzo de operación comercial de cinco nuevas plantas de generación al SEP, como se detalla en el cuadro 7.1.

Cuadro 7.1: proyectos incluidos para el año 2025-2026.

Proyecto	Potencia Máxima (MW)	Subestación de Interconexión	Periodo
Jiboa Solar	8.17	Jiboa	1 semestre 2025
Berlín-U5	7	Berlín	2 semestre 2025
15 de Septiembre Solar	19.2	15 de Septiembre	2 semestre 2025
Chinameca geotérmica	26	Chinameca	1 semestre 2026
Zope Solar	55	Acajutla	1 semestre 2026
Santa Ana Solar	56	Santa Ana	1 semestre 2026
San Vicente Geotérmica	10	San Vicente	2 semestre 2026

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

Operador	Central generadora	Tipo	Equipo	Capacidad nominal (MW)	Capacidad disponible (MW) (1)
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	25.3
			U2	28.2	24.6
			U3	41.3	38.4
			U4	8	7.4
Total geotérmicas (3) (6)				198	175.7
ENERGIA DEL PACIFICO	Energía del Pacífico (6)	Gas Natural Licuado	M1-M4	75.52	73.7
		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	55.9
		Gas Natural Licuado	M16-M19	75.52	74.5
ORAZUL	Acajutla (6)	Vapor	U1	30	24.2
			U2	33	25.7
		Gas	U4	33	27.9
			U5	82	64.2
		Motogeneradores	M1–M2	2 x 16.2	32.4
			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 – M3	2 x 5.1	10.2
			M2	5.1	5
CENERGICA	Nejapa Power (6)	Motogeneradores	M1 - M27	27 x 5.4	145.8
INE	Talnique (6)	Motogeneradores	M1	16.9	16.9
			M2-M3	2 x 16.9	33.8
			M4 - M9	6 x 8.4	50.4
TEXTUFIL	Textufil (4)(6)	Motogeneradores	M1	3.4	3.1

Operador	Central generadora	Tipo	Equipo	Capacidad nominal (MW)	Capacidad disponible (MW) (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	6.5
			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
			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				1400.99	1231.8
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

Operador	Central generadora	Tipo	Equipo	Capacidad nominal (MW)	Capacidad disponible (MW) (1)
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
INE	Talnique solar	Solar fotovoltaica	G1	13.8	13.8
Ingenio La Cabaña	La Cabaña Solar	Solar fotovoltaica	G1	5	5
Total solar fotovoltaicas				232.7	232.7
VENTUS	VENTUS	Eólica	G1	54	54
Total Eólica				54	54
Capacidad instalada total				2508.23	2316.74

- Notas:** (1) Datos actualizados al 26 de marzo de 2025.
(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 2025 y 2026, 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 2025.

Escenario	Biomasa (MW)	Búnker (MW)	Eólico (MW)	Gas Natural (MW)	Geotérmico (MW)	Hidroeléctrico (MW)	Solar (MW)
MaxDiu1Sem25	136.57	205.29	41.27	344.96	171.69	165.48	197.83
MaxDiu2Sem25	0.0	0.0	28.98	261.74	177.51	560.4	210.3
MaxNoc1Sem25	136.57	103.34	41.38	347.96	171.69	439.41	0.0
MaxNoc2Sem25	0.0	57.81	33.86	355.06	177.51	564.98	0.0
Min1Sem25	136.57	91.88	40.93	358.72	171.69	50.91	0.0
Min2Sem25	0.0	0.0	35.62	46.7	177.51	543.31	0.0

Cuadro 7.4: resumen por tecnología del despacho considerado para el 2026.

Escenario	Biomasa (MW)	Búnker (MW)	Eólico (MW)	Gas Natural (MW)	Geotérmico (MW)	Hidroeléctrico (MW)	Solar (MW)
MaxDiu1Sem26	136.57	130.04	41.27	326.37	177.51	160.89	215.83
MaxDiu2Sem26	0.0	0.0	28.98	188.46	177.51	546.9	210.3
MaxNoc1Sem26	136.57	129.01	41.38	347.64	177.51	439.0	0.0
MaxNoc2Sem26	0.0	78.79	33.86	354.78	177.51	563.89	0.0
Min1Sem26	136.57	101.2	40.93	358.72	177.51	49.71	0.0
Min2Sem26	0.0	0.0	35.62	49.72	177.51	543.31	0.0

Cuadro 7.5: perfil de generación por planta para los escenarios de 2025.

Escenario/ Planta	MaxDiu1Sem25	MaxDiu2Sem25	MaxNoc1Sem25	MaxNoc2Sem25	Min1Sem25	Min2Sem25
15SE	50	190.54	140	172.54	0	172.54
CGRA	70	160.7	140	160.7	0	160.7
5NOV	45.48	150.11	82.31	153.78	50.91	148.69
GUAJ	0	15.67	15.72	16.58	0	0
3FEB	0	61.38	61.38	61.38	0	61.38
EDP	344.96	261.74	347.96	355.06	358.72	46.7
ACAJ-G2	46.32	0	0	0	0	0
ACAJ-M	0	0	0	0	0	0
TALN-G1	46.05	0	46.05	46.02	46.05	0
TALN-G2	46.32	0	0	0	0	0
TPTO	66.6	0	57.29	11.79	45.83	0
CASA	25	0	25	0	25	0
CHAP	33.57	0	33.57	0	33.57	0
LCAB	16.16	4.16	12	0	12	0
JIBO	28.24	4.24	24	0	24	0
LANG	42	0	42	0	42	0
AHUA	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46
BERL	99.23	105.05	99.23	105.05	99.23	105.05
ANTA	35.21	33.12	0	0	0	0
ALVA	38.71	36.59	0	0	0	0
ALBI	97.3	97.48	0	0	0	0
ECOS	9.57	8.75	0	0	0	0
TAS	8.64	7.96	0	0	0	0
VENT	41.27	28.98	41.38	33.86	40.93	35.62

Cuadro 7.6: perfil de generación por planta para los escenarios de 2026.

Escenario/ Planta	MaxDiu1Sem26	MaxDiu2Sem26	MaxNoc1Sem26	MaxNoc2Sem26	Min1Sem26	Min2Sem26
15SE	68	190.54	140	172.54	0	172.54
CGRA	70	160.7	140	160.7	0	160.7
5NOV	40.89	137.96	81.98	152.82	49.71	148.69
GUAJ	0	14.32	15.64	16.45	0	0
3FEB	0	61.38	61.38	61.38	0	61.38
EDP	326.37	188.46	347.64	354.78	358.72	49.72
TALN-G1	46.05	0	46.05	46.02	46.05	0
TALN-G2	17.39	0	16.36	0	0	0
NEPO	0	0	0	0	0	0
TPTO	66.6	0	66.6	32.77	55.15	0
CASA	25	0	25	0	25	0
CHAP	33.57	0	33.57	0	33.57	0
LCAB	16.16	4.16	12	0	12	0
JIBO	28.24	4.24	24	0	24	0
LANG	42	0	42	0	42	0
AHUA	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46	72.46
BERL	105.05	105.05	105.05	105.05	105.05	105.05
ANTA	35.21	33.12	0	0	0	0
ALVA	93.71	91.59	0	0	0	0
ALBI	97.3	97.48	0	0	0	0
ECOS	9.57	8.75	0	0	0	0
TAS	8.64	7.96	0	0	0	0
VENT	41.27	28.98	41.38	33.86	40.93	35.62
15SEFV	18	18	0	0	0	0
SANAIV	54	54	0	0	0	0
CHCA	24.25	24.25	24.25	24.25	24.25	24.25
SVIC	0	9.7	0	9.7	0	9.7

La generación total simulada en el nodo de Acajutla para 2025 y 2026 se muestra en los cuadros 7.7 y 7.8, respectivamente.

Cuadro 7.7: generación en el nodo de Acajutla para el año 2025.

Escenario	Inyección (MW)
MaxDiu1Sem25	496.59
MaxDiu2Sem25	298.33
MaxNoc1Sem25	405.25
MaxNoc2Sem25	366.85
Min1Sem25	404.55

Escenario	Inyección (MW)
Min2Sem25	46.7

Cuadro 7.8: generación en el nodo de Acajutla para el año 2026.

Escenario	Inyección (MW)
MaxDiu1Sem26	486.68
MaxDiu2Sem26	280.05
MaxNoc1Sem26	414.24
MaxNoc2Sem26	387.55
Min1Sem26	413.87
Min2Sem26	49.72

La generación total simulada por zona geográfica del país para 2025 y 2026 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 2025

Escenario	Occidente (MW)	Centro (MW)	Oriente (MW)
MaxDiu1Sem25	637.19	347.67	280.1
MaxDiu2Sem25	415.44	369.04	454.45
MaxNoc1Sem25	559.81	346.36	334.18
MaxNoc2Sem25	489.75	360.5	338.97
Min1Sem25	542.94	174.96	132.8
Min2Sem25	154.78	309.39	338.97

Cuadro 7.10: generación (MW) por zona geográfica para el año 2026

Escenario	Occidente (MW)	Centro (MW)	Oriente (MW)
MaxDiu1Sem26	679.41	314.15	328.17
MaxDiu2Sem26	449.81	356.89	488.4
MaxNoc1Sem26	568.72	362.39	364.25
MaxNoc2Sem26	510.32	359.54	372.92
Min1Sem26	552.26	173.76	162.87
Min2Sem26	157.8	309.39	372.92

8. PROYECTOS DE EXPANSIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

Para el año 2025 se modeló la entrada en operación de los elementos de transmisión listados a continuación.

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.
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.

Así mismo, para los escenarios del año 2026 se consideraron los siguientes elementos.

1. Las siguientes subestaciones:
 - a. Toma de carga en subestación Chalatenango 115/46 kV a partir del primer semestre.
 - b. Toma de carga en subestación Apopa 115/23 kV a partir del primer semestre.
 - c. Nueva subestación Tamanique 115/46 kV a partir del primer semestre. Incluye transformador de 50 MVA.
 - d. Nueva subestación Chinameca 115 kV a partir del primer semestre.
 - e. Nueva subestación San Vicente 115 kV a partir del segundo semestre.
2. Puesta en servicio de las siguientes líneas de 115 kV, debido a la entrada de las nuevas subestaciones:
 - a. Línea entre las subestaciones Talnique y Tamanique, con una capacidad de 130 MVA.
 - b. Línea entre subestaciones 15 de Septiembre y Chinameca, con una capacidad de 130 MVA.
 - c. Línea entre subestaciones San Miguel y Chinameca, con una capacidad de 130 MVA.
 - d. Línea entre subestaciones San Rafael Cedros y San Vicente, con una capacidad de 130 MVA.
 - e. Línea entre subestaciones San Vicente y Chinchontepec, con una capacidad nominal de 130 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 2025.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,233.99	1,205.96	1,213.02	1,161.02	834.97	786.02
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	127.01	124.13	90.3	86.43	55.95	52.67
SANT-23	22361	23	149.17	145.78	109.19	104.51	54.69	51.48
NEJA-23	22371	23	101.13	98.83	128.3	122.8	100.51	94.62
NCUS-23	22421	23	100.02	97.75	81.76	78.26	49.25	46.36
SMAR-23	22431	23	6.9	6.75	9.2	8.81	5.23	4.92
SBAR-23	22451	23	97.42	95.21	93.55	89.54	68.23	64.23
VOLC-23	22551	23	35.38	34.57	29.37	28.11	16.78	15.8
APOP-23	22561	23	0	0	0	0	0	0
TAMA-23	22571	23	0	0	0	0	0	0
ACAJ-34	23131	34.5	10.72	10.48	8.04	7.7	7.3	6.87
ATEO-34	23441	34.5	0.68	0.66	5.8	5.55	4.37	4.11
GUAJ-46	24111	46	20.17	19.71	14.34	13.73	19.02	17.9
ACAJ-46	24131	46	13.88	13.56	16.64	15.93	13.18	12.4
AHUA-46	24161	46	19.69	19.24	16.87	16.14	11.72	11.03
CGRA-46	24171	46	12.82	12.53	10.66	10.21	7.04	6.63
15SE-46	24181	46	14.3	13.97	15.2	14.55	9.82	9.25
SOYA-46	24301	46	17.28	16.89	13.84	13.24	9.01	8.48
SRAF-46	24321	46	34.94	34.15	35.35	33.84	21.86	20.58
SMIG-46	24341	46	70.3	68.71	80.1	76.66	58.58	55.15
SANA-46	24351	46	67.1	65.58	74.76	71.55	46.3	43.59
OPIC-46	24381	46	46.79	45.72	44.91	42.98	38.85	36.57
TECO-46	24391	46	26.59	25.98	23.63	22.62	17.02	16.02
OZAT-46	24401	46	24.71	24.15	25.92	24.81	21.02	19.79
SONS-46	24411	46	20.68	20.21	29.18	27.93	17.58	16.55
ATEO-46	24441	46	41.75	40.8	68.01	65.09	45.12	42.48
STOM-46	24461	46	85.97	84.02	64.63	61.86	41.14	38.73
PEDR-46	24471	46	30.82	30.12	46.61	44.61	32.92	30.98
TALN-46	24481	46	13.5	13.19	15.39	14.73	12.14	11.43

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,233.99	1,205.96	1,213.02	1,161.02	834.97	786.02
Subestación	Nodo	Voltaje						
LUNI-46	24491	46	18.68	18.26	32.6	31.2	28.93	27.24
SMAT-46	24501	46	25.59	25.01	28.87	27.63	21.41	20.16
CHAL-46	24531	46	0	0	0	0	0	0

Cuadro 9.2: 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)			441.78	431.75	285.05	272.83	191.93	180.69
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	42.75	41.78	24.97	23.9	17.14	16.13
SANT-23	22361	23	39.39	38.5	25.55	24.46	12.07	11.36
NEJA-23	22371	23	55.29	54.04	44.91	42.98	40.08	37.73
NCUS-23	22421	23	17.23	16.84	8.02	7.68	1.36	1.28
SMAR-23	22431	23	2.84	2.78	3.11	2.97	2.03	1.91
SBAR-23	22451	23	36.17	35.35	29.09	27.84	24.74	23.29
VOLC-23	22551	34.5	4.03	3.94	1.49	1.43	0.26	0.24
APOP-23	22561	34.5	0	0	0	0	0	0
TAMA-23	22571	46	0	0	0	0	0	0
ACAJ-34	23131	46	3.09	3.02	1.87	1.79	1.84	1.74
ATEO-34	23441	46	0.08	0.08	1.39	1.33	1.04	0.98
GUAJ-46	24111	46	3.74	3.66	1.74	1.67	0.34	0.32
ACAJ-46	24131	46	7.33	7.16	5.5	5.26	4	3.77
AHUA-46	24161	46	3.24	3.16	1.94	1.85	0.88	0.83
CGRA-46	24171	46	5.25	5.13	4.03	3.86	2.71	2.55
15SE-46	24181	46	5.76	5.63	4.89	4.68	3.24	3.05
SOYA-46	24301	46	4.18	4.08	2.31	2.21	1.54	1.45
SRAF-46	24321	46	11.72	11.46	9.63	9.22	5.57	5.24
SMIG-46	24341	46	29.39	28.72	18.54	17.75	10.15	9.56
SANA-46	24351	46	38.22	37.35	23.34	22.34	14.23	13.4
OPIC-46	24381	46	11.57	11.3	9.25	8.85	4.69	4.42
TECO-46	24391	46	6.63	6.48	3.94	3.77	3.34	3.15
OZAT-46	24401	46	11.29	11.04	4.96	4.74	3.62	3.41
SONS-46	24411	46	19.55	19.11	12.35	11.82	8.21	7.73

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda reactiva total (Mvar)			441.78	431.75	285.05	272.83	191.93	180.69
Subestación	Nodo	Voltaje						
ATEO-46	24441	46	21.98	21.48	9.84	9.42	6.31	5.94
STOM-46	24461	46	24.62	24.06	10.72	10.26	6.3	5.93
PEDR-46	24471	46	13.5	13.19	7.01	6.71	3.8	3.58
TALN-46	24481	46	4.06	3.97	3.81	3.65	3.49	3.28
LUNI-46	24491	46	11.68	11.41	6.77	6.48	5.9	5.55
SMAT-46	24501	46	7.2	7.03	4.08	3.91	3.05	2.87
CHAL-46	24531	46	0	0	0	0	0	0

Cuadro 9.3: demanda de potencia activa (MW) por subestación y nivel de voltaje para 2026.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,286.99	1,258.08	1,264.98	1,210.89	871.01	819.64
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	133.21	130.22	94.88	90.82	58.73	55.27
SANT-23	22361	23	139.4	136.27	98.62	94.4	48.87	45.99
NEJA-23	22371	23	97.45	95.26	123.86	118.56	96.94	91.22
NCUS-23	22421	23	104.9	102.54	85.92	82.25	51.7	48.65
SMAR-23	22431	23	32.48	31.75	31.25	29.91	22.77	21.43
SBAR-23	22451	23	69.71	68.15	67.07	64.2	48.86	45.98
VOLC-23	22551	23	54.14	52.93	46.97	44.97	26.15	24.61
APOP-23	22561	23	8.62	8.42	10.96	10.49	8.57	8.07
TAMA-23	22571	23	9.37	9.16	14.21	13.61	10.02	9.43
ACAJ-34	23131	34.5	11.23	10.98	8.45	8.09	7.67	7.21
ATEO-34	23441	34.5	0.71	0.69	6.09	5.83	4.59	4.32
GUAJ-46	24111	46	21.16	20.68	15.08	14.43	19.96	18.78
ACAJ-46	24131	46	14.56	14.23	17.49	16.74	13.83	13.02
AHUA-46	24161	46	20.65	20.19	17.72	16.96	12.31	11.58
CGRA-46	24171	46	6.95	6.8	5.79	5.54	3.82	3.6
15SE-46	24181	46	15.01	14.67	15.97	15.29	10.3	9.69
SOYA-46	24301	46	18.13	17.72	14.54	13.92	9.46	8.9
SRAF-46	24321	46	36.65	35.83	37.15	35.56	22.95	21.59
SMIG-46	24341	46	73.73	72.08	84.16	80.56	61.49	57.87
SANA-46	24351	46	70.37	68.79	78.56	75.2	48.61	45.74

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda activa total (MW)			1,286.99	1,258.08	1,264.98	1,210.89	871.01	819.64
Subestación	Nodo	Voltaje						
OPIC-46	24381	46	44.42	43.42	42.71	40.88	36.91	34.73
TECO-46	24391	46	27.88	27.25	24.83	23.77	17.87	16.81
OZAT-46	24401	46	25.92	25.34	27.23	26.06	22.07	20.76
SONS-46	24411	46	21.69	21.2	30.66	29.35	18.45	17.36
ATEO-46	24441	46	43.79	42.81	71.46	68.41	47.37	44.58
STOM-46	24461	46	90.17	88.14	67.92	65.02	43.18	40.64
PEDR-46	24471	46	22.94	22.42	34.78	33.29	24.54	23.09
TALN-46	24481	46	14.16	13.84	16.17	15.48	12.73	11.98
LUNI-46	24491	46	19.59	19.15	34.25	32.79	30.37	28.58
SMAT-46	24501	46	26.84	26.24	30.34	29.04	22.48	21.16
CHAL-46	24531	46	11.16	10.91	9.89	9.47	7.44	7

Cuadro 9.4: demanda de potencia reactiva (Mvar) por subestación y nivel de voltaje para 2026.

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda reactiva total (Mvar)			463.26	452.84	298.96	286.17	199.79	188.01
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-23	22301	23	44.83	43.82	26.24	25.11	17.99	16.93
SANT-23	22361	23	41.32	40.39	26.85	25.71	12.67	11.92
NEJA-23	22371	23	53.28	52.08	43.36	41.51	38.65	36.37
NCUS-23	22421	23	18.07	17.67	8.43	8.07	1.42	1.34
SMAR-23	22431	23	12.06	11.79	9.72	9.3	8.25	7.76
SBAR-23	22451	23	25.89	25.3	20.85	19.96	17.73	16.68
VOLC-23	22551	34.5	4.23	4.14	1.57	1.51	0.28	0.26
APOP-23	22561	34.5	4.72	4.61	3.83	3.67	3.43	3.23
TAMA-23	22571	46	5.53	5.4	3.48	3.33	2.37	2.23
ACAJ-34	23131	46	3.24	3.17	1.96	1.87	1.94	1.83
ATEO-34	23441	46	0.09	0.09	1.46	1.39	1.08	1.02
GUAJ-46	24111	46	3.93	3.84	1.83	1.75	0.37	0.34
ACAJ-46	24131	46	7.69	7.51	5.78	5.53	4.2	3.95
AHUA-46	24161	46	3.39	3.32	2.04	1.95	0.93	0.88
CGRA-46	24171	46	2.85	2.79	2.19	2.1	1.46	1.38
15SE-46	24181	46	6.04	5.9	5.14	4.92	3.4	3.2

Escenario de demanda			Demanda máxima diurna		Demanda máxima nocturna		Demanda mínima	
Época			Seca	Húmeda	Seca	Húmeda	Seca	Húmeda
Demanda reactiva total (Mvar)			463.26	452.84	298.96	286.17	199.79	188.01
Subestación	Nodo	Voltaje						
SOYA-46	24301	46	4.39	4.29	2.42	2.32	1.61	1.52
SRAF-46	24321	46	12.29	12.02	10.12	9.69	5.84	5.49
SMIG-46	24341	46	30.83	30.13	19.49	18.66	10.65	10.03
SANA-46	24351	46	40.09	39.19	24.52	23.48	14.94	14.06
OPIC-46	24381	46	10.97	10.73	8.8	8.42	4.46	4.2
TECO-46	24391	46	6.95	6.8	4.15	3.97	3.51	3.3
OZAT-46	24401	46	11.85	11.58	5.21	4.99	3.8	3.57
SONS-46	24411	46	20.5	20.04	12.98	12.42	8.61	8.1
ATEO-46	24441	46	23.06	22.54	10.33	9.89	6.62	6.23
STOM-46	24461	46	25.83	25.25	11.27	10.78	6.62	6.23
PEDR-46	24471	46	10.06	9.83	5.22	5	2.84	2.67
TALN-46	24481	46	4.26	4.16	4.01	3.84	3.67	3.45
LUNI-46	24491	46	12.25	11.97	7.11	6.8	6.19	5.83
SMAT-46	24501	46	7.54	7.37	4.29	4.1	3.2	3.01
CHAL-46	24531	46	5.23	5.12	4.31	4.13	1.06	1

En los cuadros 9.5 y 9.6 se muestra la distribución de la demanda por zona geográfica del país, para el 2025 y 2026, respectivamente.

Cuadro 9.5: demanda (MW) por zona geográfica para el 2025.

Escenario	Occidente	Centro	Oriente
MaxDiu1Sem25	152.24	968.06	113.69
MaxDiu2Sem25	148.78	946.06	111.12
MaxNoc1Sem25	159.83	914.57	138.62
MaxNoc2Sem25	152.98	875.37	132.67
Min1Sem25	115.1	611.34	108.53
Min2Sem25	108.34	575.5	102.18

Cuadro 9.6: demanda (MW) por zona geográfica para el 2026.

Escenario	Occidente	Centro	Oriente
MaxDiu1Sem26	262.74	652.97	351.69
MaxDiu2Sem26	256.83	638.25	343.76
MaxNoc1Sem26	304.39	552.81	373.53
MaxNoc2Sem26	291.4	529.21	357.59

Escenario	Occidente	Centro	Oriente
Min1Sem26	222.43	357.74	260.47
Min2Sem26	209.4	336.79	245.22

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 2025

En la figura 10.1 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. Se observa que los escenarios con mayores pérdidas son los de demanda máxima diurna, siendo el mayor el del primer semestre, y los de pérdidas menores son los de los escenarios de demanda mínima, siendo el menor el del segundo semestre.

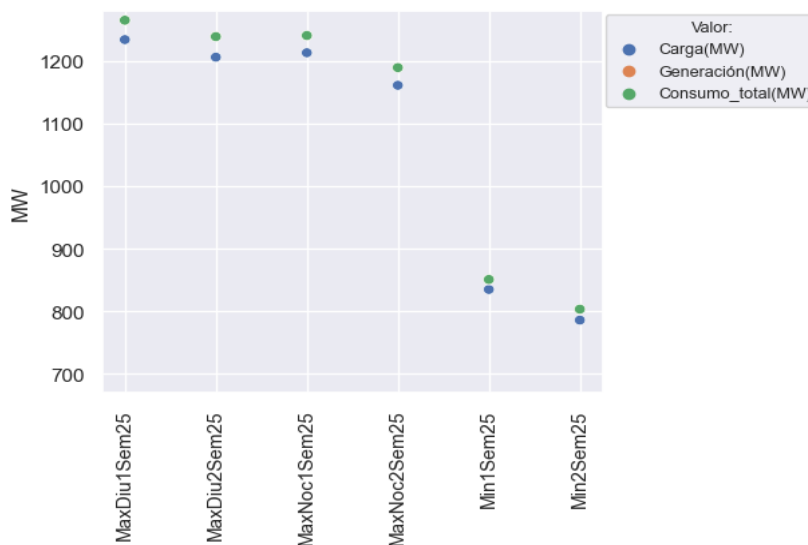


Figura 10.1: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2025.

En la figura 10.2 se muestra los valores de la compensación de potencia reactiva utilizada en cada uno de los casos para el 2025. 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.

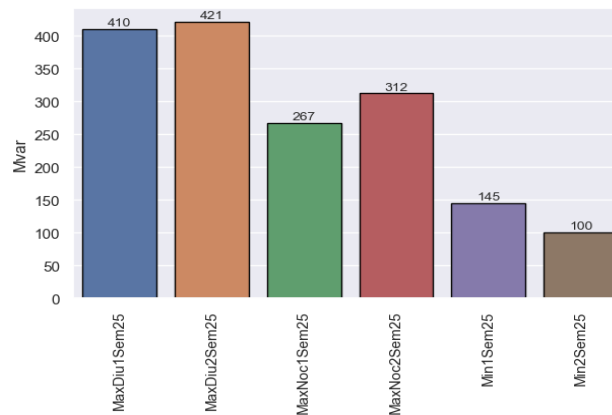


Figura 10.2: comparación de los datos compensación reactiva para el 2025.

En el cuadro 10.1 se resumen los resultados de esta evaluación para el 2025, se observa que para el primer y segundo semestre se obtienen problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 que alimentan la demanda de las subestaciones San Bartolo y San Antonio, en el escenario de máxima diurna. Para la máxima nocturna del primer semestre se perciben problemas de sobrecarga en los transformadores T1 y T2 que alimentan la demanda de la subestación San Bartolo. Para evitar estos problemas es probable que sea necesario realizar traslados de carga hacia otras subestaciones ante condiciones de alta demanda.

Cuadro 10.1: evaluación de las condiciones normales de operación para 2025.

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 (107.94 %), T2 (104.87 %) SBAR 115/23 kV T1 (111.3 %), T2 (111.56 %)	SANT 115/23 kV T1 (103.39 %), T2 (100.45 %) SBAR 115/23 kV T1 (108.6 %), T2 (109.13 %)	SBAR 115/23 kV T1 (104.08 %), T2 (104.58 %)	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 6.1, se observa que:

- Con una demanda nacional de 1,184 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 1,109 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 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 del primer semestre con el del segundo semestre, en el segundo semestre, para un rango de demanda entre 1,000 MW y 1,200 MW, 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.

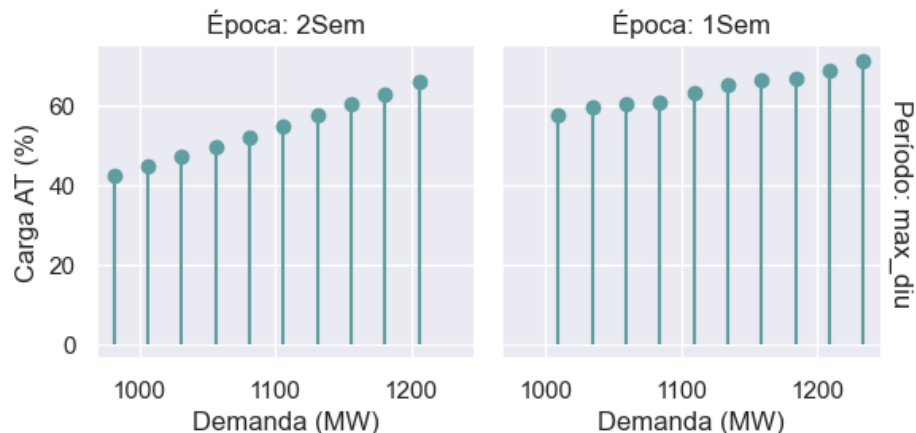


Figura 10.3: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2025.

En el cuadro 10.2, se colocan aquellos elementos de la red de transmisión que, en el 2025 tienen una carga mayor o igual al 85% de su capacidad, sin incluir las condiciones de sobrecarga indicadas en la tabla 10.1. 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 2025.

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
MaxNoc2Sem25	SBAR-115	SBAR-23	2	98.34
MaxNoc2Sem25	SBAR-115	SBAR-23	1	97.87
MaxNoc1Sem25	NEJA-115	NEJA-23	1	95.83
MaxNoc1Sem25	NEJA-115	NEJA-23	2	95.68
MaxNoc1Sem25	ATEO-115	ATEO-46	1	94.15
MaxDiu1Sem25	SOYA-115	SOYA-23	3	93.05
MaxDiu1Sem25	SOYA-115	SOYA-23	1	92.8
MaxDiu1Sem25	SOYA-115	SOYA-23	2	91.15
MaxNoc2Sem25	NEJA-115	NEJA-23	1	90.68
MaxNoc2Sem25	NEJA-115	NEJA-23	2	90.54
MaxNoc2Sem25	ATEO-115	ATEO-46	1	88.81
MaxDiu2Sem25	SOYA-115	SOYA-23	3	88.45
MaxDiu2Sem25	SOYA-115	SOYA-23	1	88.21
MaxDiu2Sem25	SOYA-115	SOYA-23	2	86.64

En el cuadro 10.3 se muestran las 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa para cada escenario analizado. De lo que podemos concluir:

- Las líneas de 115 kV con mayor relevancia en estos escenarios son ACAJ-ATEO-01, SMAR-STOM-01, SRAF-SMAR-01, CGRA-NEJA-01 y CGRA-APOP-01.
- Las líneas de 230 kV con mayor relevancia en estos escenarios son AHUA-NEJA-01 y AHUA-NEJA-02.

Cuadro 10.3: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2025

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	P (MW)
MaxDiu1Sem25	ATEO-115	VOLC-115	1	110
MaxDiu1Sem25	ACAJ2-115	ATEO-115	1	105
MaxDiu1Sem25	TALN-115	VOLC-115	1	99
MaxDiu1Sem25	AHUA-230	NEJA-230	1	96
MaxDiu1Sem25	AHUA-230	NEJA-230	2	96
MaxDiu2Sem25	SRAF-115	SMAR-115	1	127
MaxDiu2Sem25	CGRA-115	NEJA-115	1	97
MaxDiu2Sem25	CGRA-115	APOP-115	1	97
MaxDiu2Sem25	SMAR-115	STOM-115	1	93
MaxDiu2Sem25	ACAJ2-115	ATEO-115	1	80
MaxNoc1Sem25	ACAJ2-115	ATEO-115	1	99
MaxNoc1Sem25	SMAR-115	STOM-115	1	92
MaxNoc1Sem25	SRAF-115	SMAR-115	1	80
MaxNoc1Sem25	AHUA-230	NEJA-230	1	73
MaxNoc1Sem25	AHUA-230	NEJA-230	2	73
MaxNoc2Sem25	SRAF-115	SMAR-115	1	95
MaxNoc2Sem25	SMAR-115	STOM-115	1	94
MaxNoc2Sem25	5NOV-115	SRAF-115	1	92

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	P (MW)
MaxNoc2Sem25	CGRA-115	NEJA-115	1	88
MaxNoc2Sem25	CGRA-115	APOP-115	1	88
Min1Sem25	AHUA-230	NEJA-230	1	90
Min1Sem25	AHUA-230	NEJA-230	2	90
Min1Sem25	ACAJ2-115	ATEO-115	1	86
Min1Sem25	ATEO-115	VOLC-115	1	67
Min1Sem25	TALN-115	VOLC-115	1	59
Min2Sem25	SRAF-115	SMAR-115	1	95
Min2Sem25	CGRA-115	NEJA-115	1	94
Min2Sem25	CGRA-115	APOP-115	1	94
Min2Sem25	5NOV-115	SRAF-115	1	84
Min2Sem25	SMAR-115	STOM-115	1	80

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

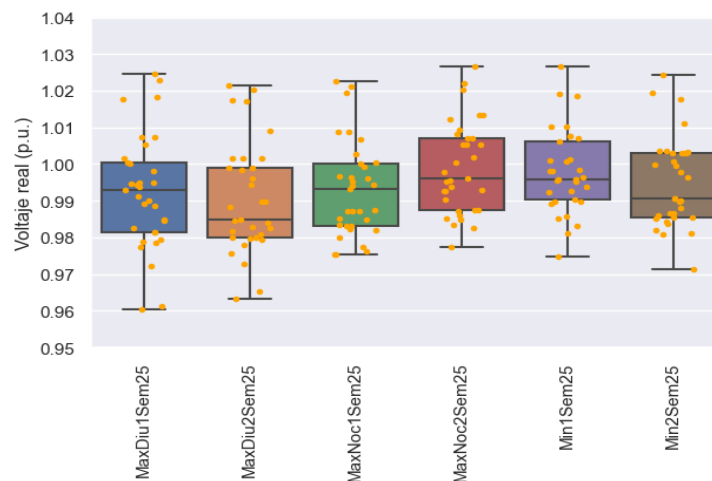


Figura 10.4: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2025.

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 diurna del primer semestre.

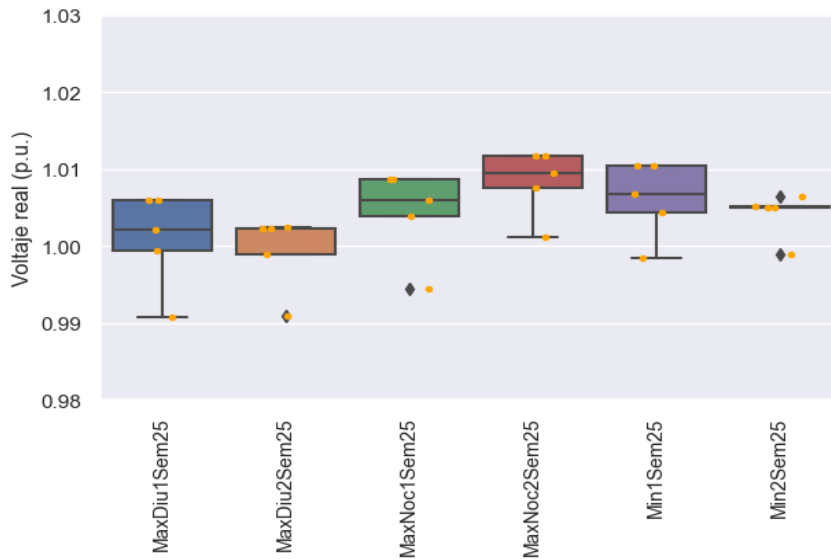


Figura 10.5: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2025.

10.1.2. Casos base 2026

En la figura 10.6 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos analizados del 2026. 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 transferencias simuladas. Se observa que los escenarios con mayores pérdidas son los de demanda máxima diurna, siendo el mayor el del primer semestre, y los de pérdidas menores son los de los escenarios de demanda mínima, siendo el menor el del segundo semestre.

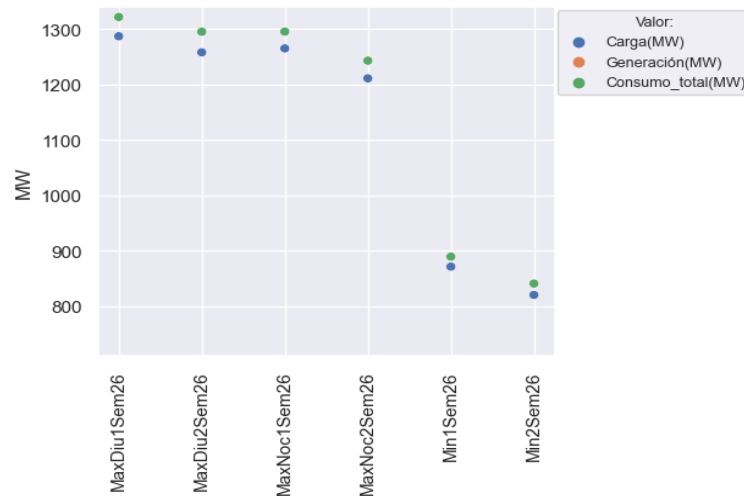


Figura 10.6: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total para el 2026.

En la figura 10.7 se muestra los valores de la compensación de potencia reactiva utilizada en cada uno de los casos para el 2026. 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.

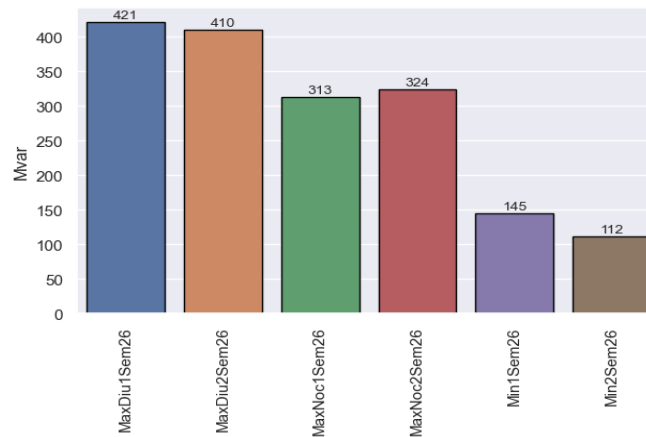


Figura 10.7: comparación de los datos compensación reactiva para el 2026.

En el cuadro 10.4 se resumen los resultados de esta evaluación para el 2026, se observa que para el primer y segundo semestre se obtienen problemas de sobrecarga en el transformador T1 que alimentan la demanda de la subestación San Antonio. Para evitar estos problemas es probable que sea necesario realizar traslados de carga hacia otras subestaciones ante condiciones de alta demanda. Las sobrecargas son menores que las reportadas en el cuadro 10.1 para el 2025, en el mismo sentido no se observan las sobrecargas de los transformadores de la subestación San Bartolo.

Cuadro 10.4: evaluación de las condiciones normales de operación para el 2026.

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	SANT 115/23 kV T1 (101.75 %)	SANT 115/23 kV T1 (100.21 %)	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 6.1, se observa que:

- Con una demanda nacional de 1,262 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.

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 2026. 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 del primer semestre con el del segundo semestre, en el segundo semestre, para un rango de demanda entre 1,000 MW y 1,200 MW, 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 2025 (figura 10.3), en el 2026 existe una disminución de la carga de los autotransformadores, probablemente esta disminución se deba a los cambios en el despacho, producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año.

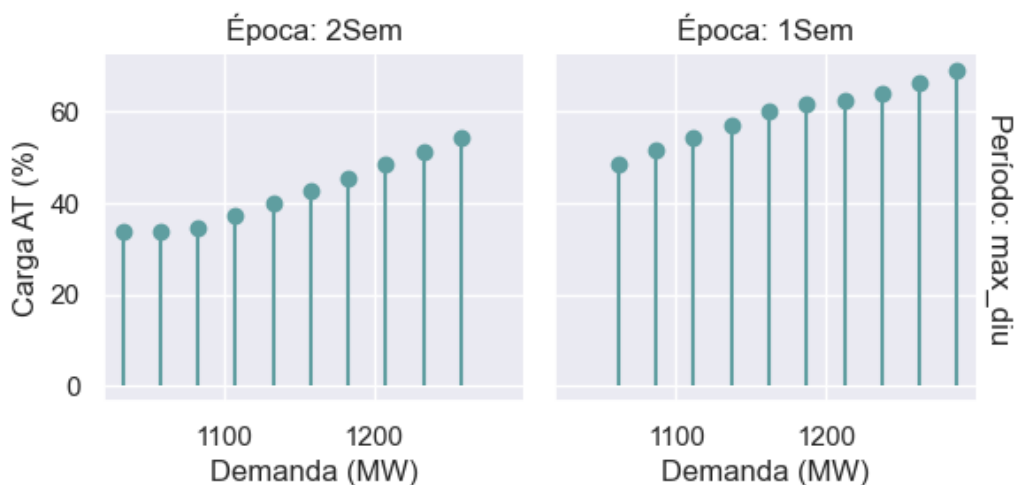


Figura 10.8 comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2026.

En el cuadro 10.5, se colocan aquellos elementos de la red de transmisión que, en el 2026 tienen una carga mayor o igual al 85% de su capacidad, sin incluir las condiciones de sobrecarga indicadas en la tabla 10.4.

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.

Cuadro 10.5: elementos de transmisión con cargar igual o mayor al 85% para 2026.

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
MaxDiu1Sem26	SANT-115	SANT-23	2	98.86
MaxNoc1Sem26	ATEO-115	ATEO-46	1	97.8
MaxDiu2Sem26	SANT-115	SANT-23	2	97.36
MaxDiu1Sem26	SOYA-115	SOYA-23	3	95.76
MaxDiu1Sem26	SOYA-115	SOYA-23	1	95.5
MaxDiu2Sem26	SOYA-115	SOYA-23	3	94.49
MaxDiu2Sem26	SOYA-115	SOYA-23	1	94.23
MaxDiu1Sem26	SOYA-115	SOYA-23	2	93.8
MaxNoc2Sem26	ATEO-115	ATEO-46	1	93.47
MaxDiu2Sem26	SOYA-115	SOYA-23	2	92.56
MaxNoc1Sem26	NEJA-115	NEJA-23	1	88.98
MaxNoc1Sem26	NEJA-115	NEJA-23	2	88.84
MaxNoc2Sem26	NEJA-115	NEJA-23	1	87.82
MaxDiu1Sem26	SANA-115	SANA-46	2	87.77
MaxNoc2Sem26	NEJA-115	NEJA-23	2	87.69
MaxDiu1Sem26	SANA-115	SANA-46	1	87.38
MaxNoc1Sem26	SANA-115	SANA-46	2	87.14
MaxNoc1Sem26	SMIG-115	SMIG-46	2	87.04
MaxNoc1Sem26	SMIG-115	SMIG-46	1	86.91
MaxNoc1Sem26	SANA-115	SANA-46	1	86.75
MaxDiu2Sem26	SANA-115	SANA-46	2	85.61
MaxDiu2Sem26	SANA-115	SANA-46	1	85.23

En el cuadro 10.6 se muestran las 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa para cada escenario analizado. De lo que podemos concluir que las líneas de 115 kV con mayor relevancia en estos escenarios son SMAR-STOM-01, ACAJ-ATEO-01, SRAF-SMAR-01 y ATEO-VOLC-01.

Cuadro 10.6: 5 líneas de transmisión con mayor flujo de potencia activa por escenario de 2026.

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	P (MW)
MaxDiu1Sem26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	134
MaxDiu1Sem26	ATEO-115	VOLC-115	1	122
MaxDiu1Sem26	SMAR-115	STOM-115	1	106
MaxDiu1Sem26	TALN-115	VOLC-115	1	104
MaxDiu1Sem26	SONS-115	ATEO-115	1	96
MaxDiu2Sem26	SMAR-115	STOM-115	1	143
MaxDiu2Sem26	SRAF-115	SMAR-115	1	137
MaxDiu2Sem26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	103
MaxDiu2Sem26	CGRA-115	APOP-115	1	94
MaxDiu2Sem26	CGRA-115	NEJA-115	1	93
MaxNoc1Sem26	SMAR-115	STOM-115	1	136

Escenario	Bus 1	Bus 2	ckt	P (MW)
MaxNoc1Sem26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	121
MaxNoc1Sem26	SONS-115	ATEO-115	1	89
MaxNoc1Sem26	SRAF-115	SMAR-115	1	87
MaxNoc1Sem26	ATEO-115	VOLC-115	1	85
MaxNoc2Sem26	SMAR-115	STOM-115	1	142
MaxNoc2Sem26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	114
MaxNoc2Sem26	SRAF-115	SMAR-115	1	106
MaxNoc2Sem26	5NOV-115	SRAF-115	1	89
MaxNoc2Sem26	CGRA-115	APOP-115	1	87
Min1Sem26	ACAJ2-115	ATEO-115	1	110
Min1Sem26	ATEO-115	VOLC-115	1	86
Min1Sem26	SMAR-115	STOM-115	1	83
Min1Sem26	SONS-115	ATEO-115	1	82
Min1Sem26	AHUA-230	NEJA-230	1	78
Min2Sem26	SMAR-115	STOM-115	1	128
Min2Sem26	SRAF-115	SMAR-115	1	110
Min2Sem26	CGRA-115	APOP-115	1	96
Min2Sem26	CGRA-115	NEJA-115	1	95
Min2Sem26	5NOV-115	SRAF-115	1	80

Aunque no se tienen problemas de regulación de tensión en ningún de los escenarios analizados para el 2026, 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 2026. 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 nocturna del primer semestre y el que tiene en media un perfil de tensión menor es el de demanda máxima nocturna del segundo semestre.

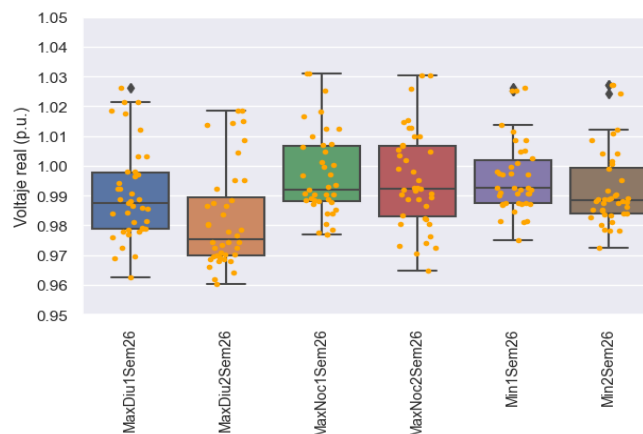


Figura 10.9: comparación de los datos tensión para los nodos de 115 kV en el 2026.

En la figura 10.10 se muestra que a nivel de 230 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.

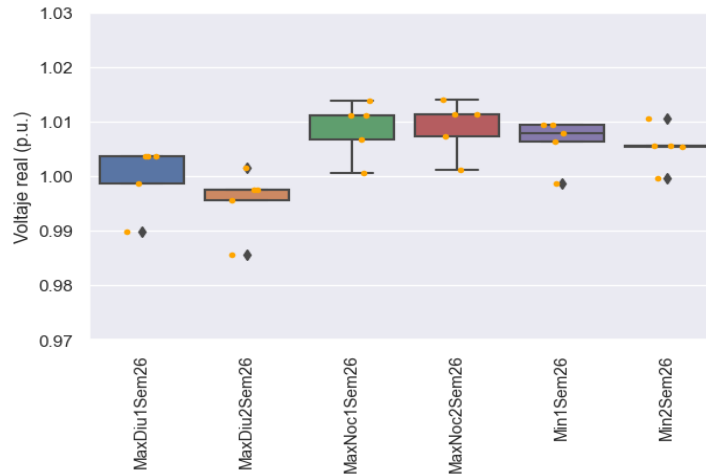


Figura 10.10: comparación de los datos tensión para los nodos de 230 kV en el 2026.

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 2025 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 y segundo semestre. Para la demanda máxima nocturna del primer semestre se observa problemas de sobrecarga en la subestación San Bartolo.
- Para 2025, con una demanda nacional de 1,184 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.
- Para 2025, con una demanda nacional de 1,109 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.
- Para los escenarios de 2026 no existen problemas de regulación de tensión, en cuanto a problemas de sobrecargas, únicamente hay problemas de sobrecarga de demanda máxima diurna de ambos semestres

en el transformador T1 de la subestación San Antonio, esto producto de los traslados de carga hacia las nuevas subestaciones.

- Para ambos años, aún con la incorporación de nuevos puntos de retiro en nuevas subestaciones, los transformadores de 110/23kV de la subestación San Antonio 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.
- 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 del primer semestre con el del segundo semestre, en el segundo semestre, 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.

10.2. Análisis lineal de la red de transmisión para los escenarios de 2025 y 2026

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 2025 y 2026, 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 7.7 y 7.8, 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 2025

Capacidad de generación en ACAJ.

En el cuadro 10.7 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 autotransformador que queda en operación.

Cuadro 10.7: 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	593.89
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	318.53
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	446.15
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	378.95
Min1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	522.05

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
Min2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	490.3

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 10.8 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima generación en el nodo ACAJ y la contingencia que limitaría en la mayoría de los escenarios es la pérdida de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea en paralelo que queda en operación. También resulta limitando la contingencia de unos de los autotransformadores de la planta EDP, que termina sobrecargando el autotransformador que queda en operación; también limita la contingencia la línea de 115 kV ACAJ-ATEO, que sobrecarga los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.8: 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	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	655.09
MaxDiu2Sem25	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	595.03
MaxNoc1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	656.85
MaxNoc2Sem25	EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR230-2	643.15
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	643.75
Min2Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	613.2

En la figura 10.11 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 10.7 y 10.8 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 31 veces.
- Disparo de la línea AHUA – SANA – 01, que aparece 22 veces.
- Disparo de la línea SONS – ATEO – 01, que aparece 22 veces.
- Disparo de la línea OPIC – SONS – 01, que aparece 21 veces.
- Disparo de la línea SMAT – OPIC – 01, que aparece 17 veces.

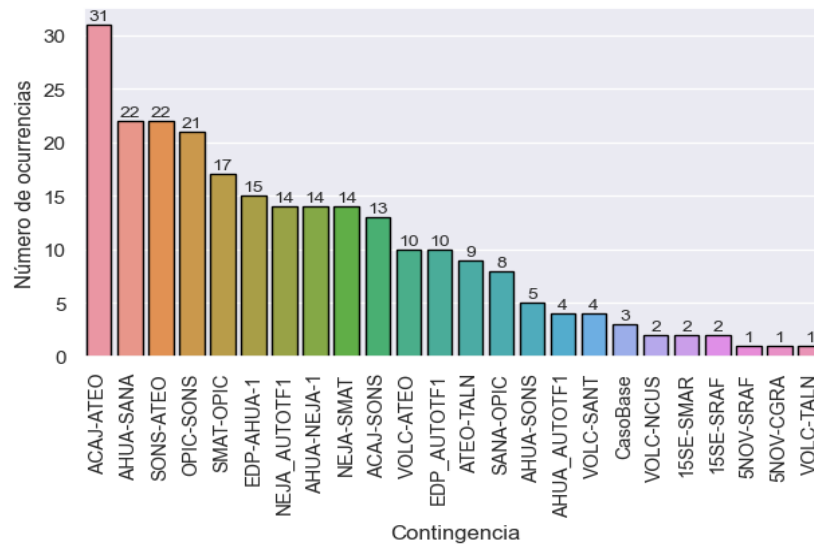


Figura 10.11: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2025.

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 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 los cuadros 10.7 y 10.8 coinciden con los mostrados en la figura 10.12, los cinco elementos que más aparecen el análisis son:

- Línea AHUA – EDP – 01, que aparece 46 veces.
- Devanado de 230 kV del autotransformador 1 o 2 de NEJA, que aparece 42 veces.
- Línea ACAJ – SONS – 02, que aparece 42 veces.
- Línea OPIC – SONS – 01, que aparece 19 veces.
- Línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 18 veces.

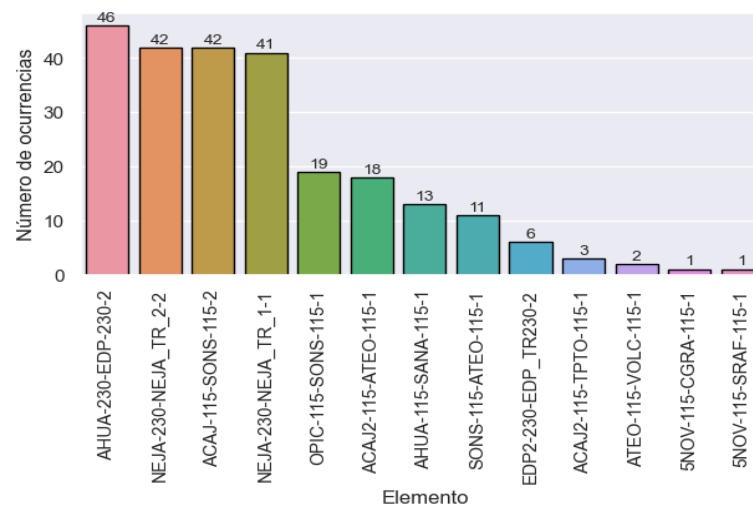


Figura 10.12: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que es afectado por las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2025.

En el cuadro 10.9 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 10.9: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2025.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6
ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	6
NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	6
EDP_AUTOTF1	AHUA-230-EDP-230-2	5
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
EDP-AHUA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	5
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	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
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
AHUA-SANA	ACAJ-115-SONS-115-2	5
EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR230-2	5
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
ACAJ-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5
AHUA-NEJA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	5
SONS-ATEO	OPIC-115-SONS-115-1	5
NEJA_AUTOTF1	ACAJ-115-SONS-115-2	5

Contingencia	Elemento	Repeticiones
ACAJ-ATEO	SONS-115-ATEO-115-1	5
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
ACAJ-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	5
OPIC-SONS	AHUA-230-EDP-230-2	5
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5

Capacidad de exportación.

En el cuadro 10.10 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. La contingencia limitante es el disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.

Cuadro 10.10: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2025.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	147.7
MaxDiu2Sem25	NCL	NCL	300.0
MaxNoc1Sem25	NCL	NCL	300.0
MaxNoc2Sem25	NCL	NCL	300.0
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	175.6
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 10.11 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 2025. La contingencia limitante es el disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.

Cuadro 10.11: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2025.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	147.7
MaxDiu2Sem25	NCL	NCL	300.0
MaxNoc1Sem25	NCL	NCL	300.0
MaxNoc2Sem25	NCL	NCL	300.0
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	175.6
Min2Sem25	NCL	NCL	300.0

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 2025. De esta figura se observa que la contingencia mostrada en las tablas 10.10 y 10.11, disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, es la única que se observa, en 4 ocasiones, en el análisis de máxima exportación.



Figura 10.13: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2025.

En todas las contingencias, el elemento de transmisión que siempre se ve afectado en el análisis de exportación es una de las líneas AHUA-EDP.

Capacidad de importación.

En el cuadro 10.12 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde 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. Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.
- Para el escenario de demanda mínima de del segundo semestre se logra llegar a los 300 MW sin encontrar alguna contingencia limitante.

Cuadro 10.12: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2025.

Caso	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	122.5
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	20.1
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	41.8
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	12.4
Min1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	240.2
Min2Sem25	NCL	NCL	300.0

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

Para el 2025 no se presenta otra contingencia limitante ni elemento afectado para la importación desde Guatemala.

En el cuadro 10.13 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 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. Se realizó el análisis de no considerar esta contingencia para limitar la transferencia y no se encontró otra que la limite.
- Para el escenario de demanda mínima de del segundo semestre se logra llegar a los 300 MW sin encontrar alguna contingencia limitante.

Cuadro 10.13: información de la importación máxima desde Honduras para el 2025.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	122.5
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	20.1
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	41.8
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	12.4
Min1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	240.2
Min2Sem25	NCL	NCL	300.0

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

Para el 2025 no se presenta otra contingencia limitante ni elemento afectado para la importación desde Honduras.

10.2.2. Resultados del análisis lineal para el 2026

Capacidad de generación en ACAJ.

En el cuadro 10.14 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 2026. 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 10.14: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	551.48

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	397.55
MaxNoc1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	454.14
MaxNoc2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	469.05
Min1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	495.97
Min2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	471.32

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 10.15 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 la línea ACAJ-ATEO, que sobrecarga la línea ACAJ-SONS-02. La excepción es en el escenario de demanda mínima del segundo semestre, donde la pérdida de uno de los autotransformadores de EDP, terminaría sobrecargando el transformador que queda en operación.

Cuadro 10.15: información de la capacidad de generación máxima en la subestación ACAJ para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Caso	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	605.98
MaxDiu2Sem26	ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	591.45
MaxNoc1Sem26	ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	611.04
MaxNoc2Sem26	ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	601.95
Min1Sem26	ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	636.37
Min2Sem26	EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR230-2	612.02

En la figura 10.14 se muestran todas las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2026, 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 10.15 y 10.16 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 30 veces.
- Disparo de la línea AHUA – SANA – 01, que aparece 21 veces.
- Disparo de la línea SMAT-OPIC – 01, que aparece 20 veces.
- Disparo de la línea SONS-ATEO – 01, que aparece 19 veces.
- Disparo de la línea OPIC – SONS – 01, que aparece 18 veces.

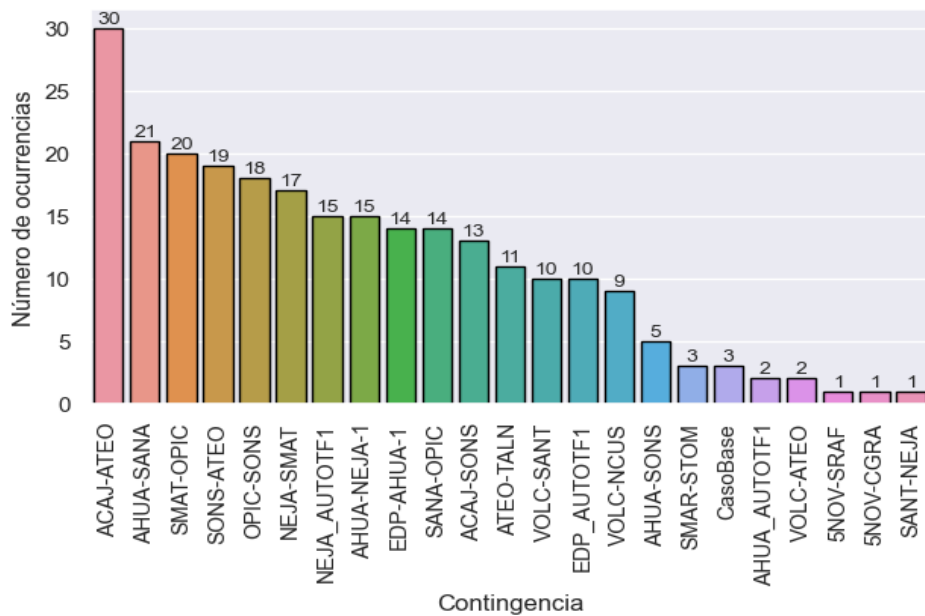


Figura 10.14: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la generación en la subestación ACAJ para el 2026.

En la figura 10.15 se muestran los elementos de transmisión que son afectados por las contingencias que limitan la capacidad de generación en la subestación ACAJ, para el 2026, 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 10.14 y 10.15 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 50 veces.
- Línea ACAJ – SONS – 01, que aparece 42 veces.
- Línea AHUA – EDP – 01, que aparece 40 veces.
- Línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 22 veces.
- Línea SONS – ATEO – 01, que aparece 16 veces.

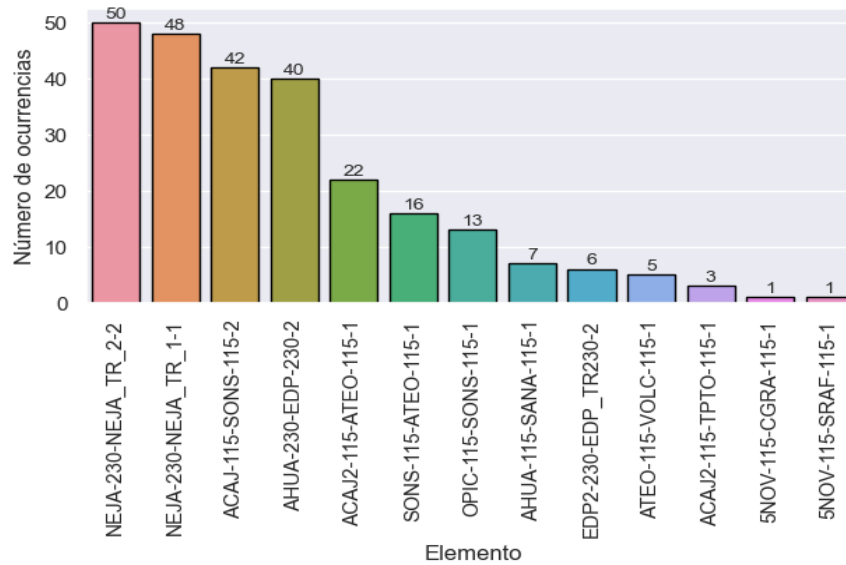


Figura 10.15: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la generación en la subestación ACAJ para el 2026.

En el cuadro 10.16 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 2026. 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 10.16: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la generación en la subestación ACAJ para el 2026.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
NEJA-SMAT	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	6
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
AHUA-SANA	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	6
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
SMAT-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	6
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	6
EDP_AUTOTF1	EDP2-230-EDP_TR230-2	6
NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
ACAJ-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	6
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	6
ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	6
ACAJ-ATEO	ACAJ-115-SONS-115-2	6
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
EDP-AHUA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	5
NEJA_AUTOTF1	ACAJ-115-SONS-115-2	5
SONS-ATEO	ACAJ2-115-ATEO-115-1	5

Contingencia	Elemento	Repeticiones
OPIC-SONS	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
ATEO-TALN	ATEO-115-VOLC-115-1	5
SANA-OPIC	NEJA-230-NEJA_TR_1-1	5
AHUA-SONS	ACAJ-115-SONS-115-2	5
AHUA-NEJA-1	ACAJ-115-SONS-115-2	5
AHUA-SANA	ACAJ-115-SONS-115-2	5
SONS-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	5
ACAJ-ATEO	AHUA-230-EDP-230-2	5
ACAJ-ATEO	SONS-115-ATEO-115-1	5

Capacidad de exportación.

En el cuadro 10.17 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 2026. Las contingencias limitantes son:

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

Cuadro 10.17: información de la exportación máxima hacia Guatemala para el 2026.

Caso	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	202.0
MaxDiu2Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc1Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc2Sem26	NCL	NCL	300.0
Min1Sem26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	176.8
Min2Sem26	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	281.8

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

En el cuadro 10.18 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 2026. Las contingencias limitantes son:

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

Cuadro 10.18: información de la exportación máxima hacia Honduras para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	202.0

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu2Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc1Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc2Sem26	NCL	NCL	300.0
Min1Sem26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	176.8
Min2Sem26	15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	281.8

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

En la figura 10.16 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 2026. De esta figura se observa las únicas contingencias limitantes son las que se indicaron en los cuadros 10.17 y 10.18 y su frecuencia de ocurrencia es:

- Disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que aparece 4 veces.
- Disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que aparece 2 veces.

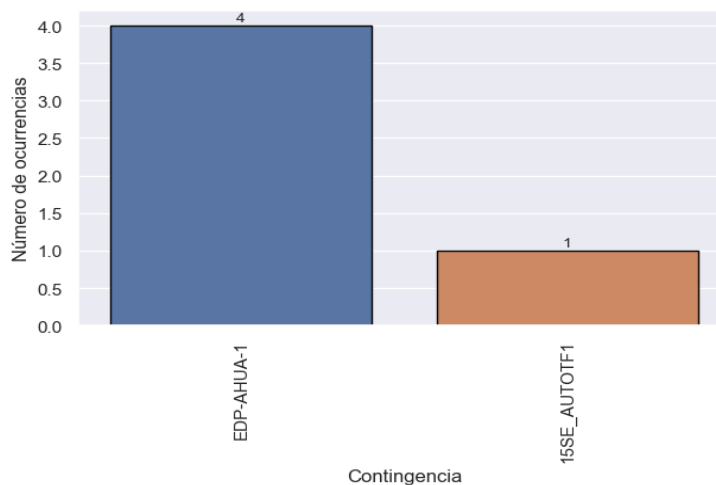


Figura 10.16: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de exportación para el 2026.

En la figura 10.17 se muestran los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación, así como su número de ocurrencias dentro del análisis, para el 2026. De esta figura se observa que los elementos de la red de transmisión indicados en las tablas 10.17 y 10.18 coinciden con los mostrados en la figura 10.17, su frecuencia de ocurrencia es:

- Línea AHUA – EDP – 02, que aparece 4 veces.
- Uno de los autotransformadores de 15SE, que aparece dos veces.

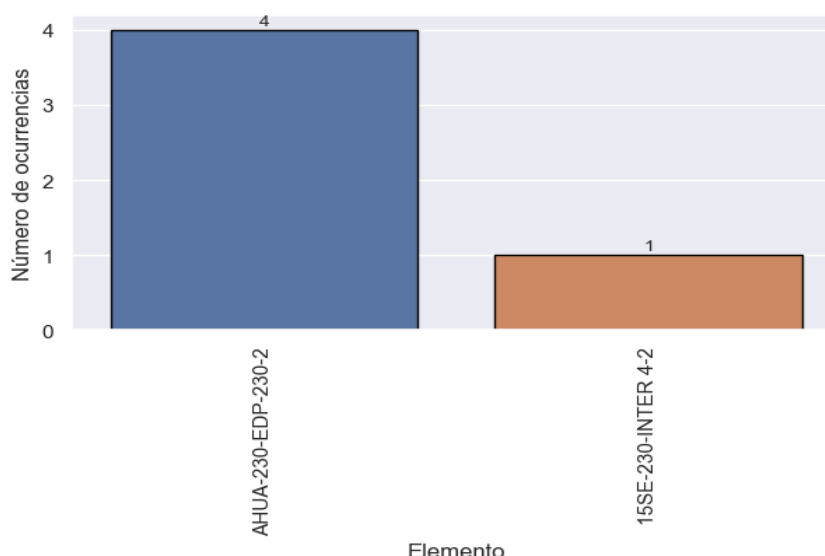


Figura 10.17: número de ocurrencia de un elemento de transmisión que limita la capacidad de exportación para el 2026.

En el cuadro 10.19 se muestra el número de veces que una contingencia en particular afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación en el 2026.

Cuadro 10.19: número de ocurrencias en la que cada contingencia afecta a un elemento de transmisión, limitando la capacidad de exportación para el 2026.

Contingencia	Elemento	Repeticiones
EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	4
15SE_AUTOTF1	15SE-230-INTER 4-2	2

Capacidad de importación.

En el cuadro 10.20 se muestra para cada escenario de análisis la máxima importación desde Guatemala, la contingencia que causa la limitación y el elemento de la red transmisión afectado por la contingencia, para el 2026. Se observa lo siguiente:

- La única contingencia limitante es la pérdida de un autotransformador de NEJA, que sobrecarga el autotransformador que queda en operación.
- Para el escenario de demanda mínima de del segundo semestre se logra llegar a los 300 MW sin encontrar alguna contingencia limitante.

Cuadro 10.20: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	83.8
MaxDiu2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	112.6

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxNoc1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	42.6
MaxNoc2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	87.0
Min1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	153.5
Min2Sem26	NCL	NCL	300.0

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

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 10.21 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima importación desde Guatemala y la única contingencia que limitaría es la pérdida de la línea ACAJ – ATEO – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA, en el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre.

Cuadro 10.21: información de la importación máxima desde Guatemala para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	292.3
MaxDiu2Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc1Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc2Sem26	NCL	NCL	300.0
Min1Sem26	NCL	NCL	300.0
Min2Sem26	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 10.22 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 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 10.22: información de la importación máxima desde Honduras para el 2026.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	83.8
MaxDiu2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	112.6
MaxNoc1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	42.6
MaxNoc2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	87.0
Min1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	153.5
Min2Sem26	NCL	NCL	300.0

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 10.23 y se observa que, bajo esta condición, hay un aumento en la máxima importación desde Honduras y la única contingencia que limitaría es la pérdida de la línea ACAJ – ATEO – 01, que sobrecarga uno de los autotransformadores de NEJA, en el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre.

Cuadro 10.23: información de la importación máxima desde Honduras para el 2026, sin considerar la contingencia del autotransformador 1 de Nejapa.

Escenario	Contingencia	Elemento	Límite (MW)
MaxDiu1Sem26	ACAJ-ATEO	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	292.3
MaxDiu2Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc1Sem26	NCL	NCL	300.0
MaxNoc2Sem26	NCL	NCL	300.0
Min1Sem26	NCL	NCL	300.0
Min2Sem26	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 10.18 se muestran todas las contingencias que son afectados por las contingencias que limitan importación, sin importar hacia qué país, para el 2026, así como su número de ocurrencias dentro del análisis. Se observa las contingencias indicadas en los cuadros 10.20 a 10.23 coinciden con las mostradas en esta figura. Las cinco contingencias que más aparecen el análisis son:

- Disparo de un autotransformador de NEJA, que aparece 10 veces.
- Disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que aparece 2 veces.

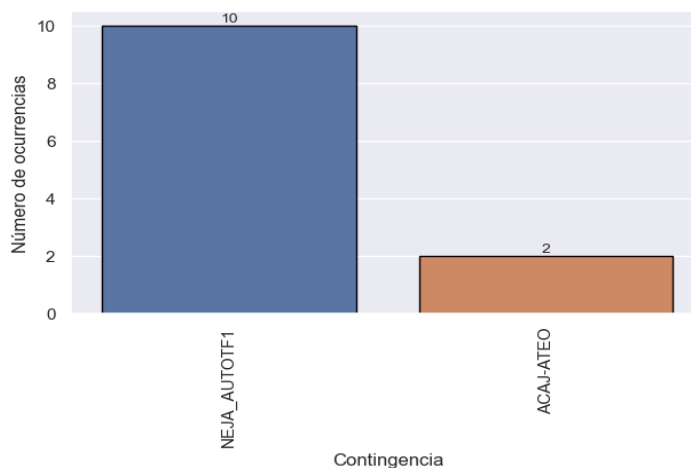


Figura 10.18: número de ocurrencia de las contingencias que limitan la capacidad de importación para el 2026.

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 2025 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 SMAT – OPIC – 01.
- Para 2025 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 ACAJ-ATEO – 01.
- Para 2025 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 656.85 MW.
- Para 2026 la generación 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 AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea SMAT – OPIC – 01.
- Para 2026 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 ACAJ-ATEO – 01.
 - Línea SONS – ATEO – 01.
- Para 2026 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 551.48 MW.

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.

- Para 2025 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por el disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
- Para 2026 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por:
 - El disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
 - El disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el que queda en servicio.
- Para 2026 los elementos de transmisión que limitan la capacidad de exportación de El Salvador son:
 - Devanado de 230 kV del autotransformador 2 de 15SE.
 - Línea AHUA – EDP – 01.
- 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.
- Para 2026 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, la única otra contingencia que impacta la capacidad de importación es el disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que también sobrecarga los autotransformadores de NEJA.
- Para 2026 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.

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: 2025

En los cuadros 10.24 y 10.25 se resumen los resultados del análisis de contingencia para los escenarios sin transferencia para 2025 del primer y segundo semestre, 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 del segundo semestre la contingencia de la línea SMAR-STOM-01, causa la sobrecarga de la línea NEJA-SANT-01, la sobrecarga es de menos del 1%, por lo que no debería significar un riesgo operativo y daría tiempo para tomar acciones en tiempo real para normalizar la condición.
- Para los escenarios de demanda máxima diurna y máxima nocturna ambos semestres, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda máxima estimada, 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 10.19.

Cuadro 10.24: resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2025, sin transferencias.

Demanda: Criterio/Época:	Máxima diurna Seca	Máxima nocturna Seca	Mínima Seca
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu1Sem25	MaxNoc1Sem25	Min1Sem25
Acajutla (MW)	496.59	405.25	404.55
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	NEJA_AUTOTF1/2	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	AT1/2 de NEJA (113.23%) ⁹	AT1/2 de NEJA (106.66%) ¹⁰	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 10.25: 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)	298.33	366.85	46.7
Contingencias que producen colapso de voltaje:	No hay	No hay	No hay
Contingencias que producen sobrecargas:	NEJA_AUTOTF1/2	NEJA_AUTOTF1/2	No hay

⁹ 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.

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

Demanda:	Máxima diurna	Máxima nocturna	Mínima
Criterio/Época:	Húmeda	Húmeda	Húmeda
	SMAR-STOM		
Contingencias que producen altos o bajos voltajes:	No hay	No hay	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	SANT-NEJA-01 (100.97%)	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	AT1/2 de NEJA (104.89%) ¹¹	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 10.19 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 del primer semestre, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,084 MW.
- Para el período de máxima diurna del segundo semestre, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,181 MW.
- De los dos puntos anteriores, podemos concluir que en el segundo semestre se tendría una capacidad de importación mayor, en condiciones similares de demanda.

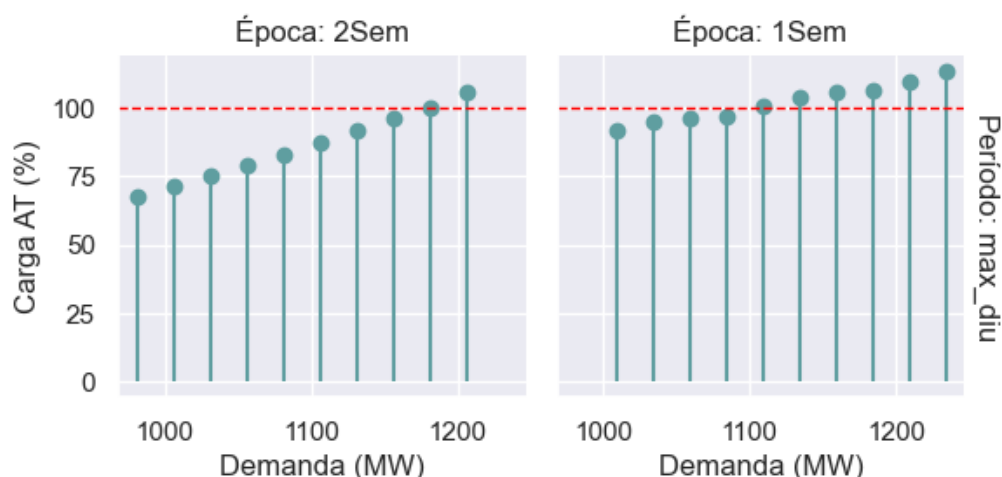


Figura 10.19: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA contra la demanda nacional en el 2025, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.

¹¹ 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.

En el cuadro 10.26 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 10.26: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.

Bus	Tensión (p.u.)
SANA-115	0.976
SOYA-115	0.977
GUAJ-115	0.977
SBAR-115	0.978
SANT-115	0.98
NEPO-115	0.983
NEJA-115	0.983
SMAR-115	0.984
OZAT-115	0.985
STOM-115	0.985

En el cuadro 10.27 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 10.27: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2025, sin transferencias.

Contingencia	MTI
AHUA-SANA	3.0
VOLC-SANT	2.79
SMAT-OPIC	2.6
SANA-OPIC	2.6
ATEO-TALN	2.54
SMIG-OZAT	2.35
CHIN-TECO	2.31
SRAF-SMAR	2.3
SMAR-STOM	2.3
NEJA-APOP	2.28

En el cuadro 10.28 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 10.28: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2025, sin transferencias.

Contingencia	IDV
VOLC-NCUS	229.88
ACAJ-ATEO	229.1
SMAR-STOM	227.76
BERL-SMIG	226.68
SRAF-SMAR	224.51
5NOV-SRAF	224.12
AHUA-SANA	223.92
NEJA_AUTOTF1	222.14
CGRA-NEJA	222.13
CGRA-APOP	222.11

En la figura 10.20 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 10.27 y 10.28, 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 y colores más oscuros son los de mayor voltaje. De la figura 10.20 podemos destacar que para el 2025:

- 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 demanda máxima nocturna del segundo semestre y el de mínima del primer semestre.
- 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.

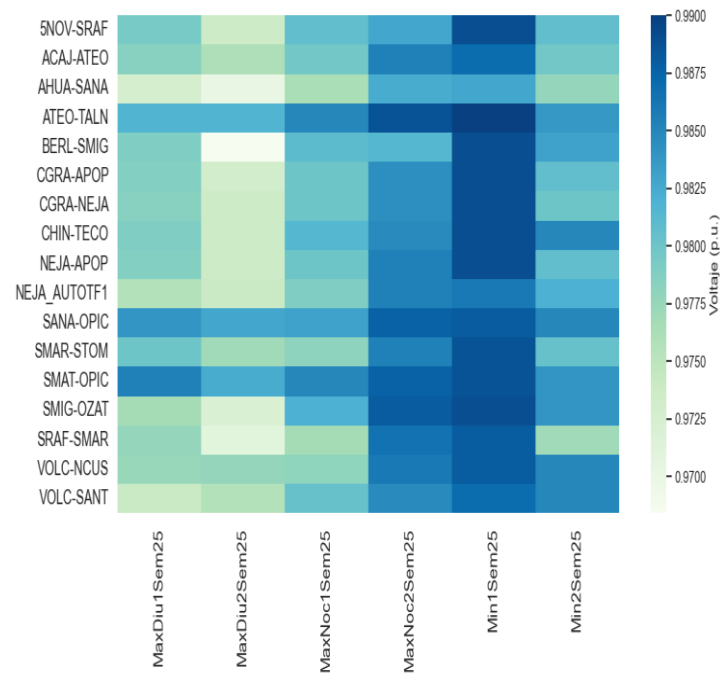


Figura 10.20: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2025, sin transferencias.

En el cuadro 10.29 se muestra el listado de las 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia y en el 10.30 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 10.29: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2025, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
AHUA-115	SANA-115	1	47.22
SANT-115	NEJA-115	1	45.59
BERL-115	SMIG-115	1	42.37
15SE-115	BERL-115	1	40.91
SMAR-115	SBAR-115	2	40.06
ACAJ-115	SONS-115	2	39.67
SMAR-115	SBAR-115	1	38.96
ACAJ-115	SONS-115	1	38.74
NCUS-115	VOLC-115	1	38.13
OPIC-115	SONS-115	1	35.88

Cuadro 10.30: 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	65.02
NEJA-115	NEJA_TR_2	2	65.02
NEJA-230	NEJA_TR_1	1	64.96
NEJA-115	NEJA_TR_1	1	64.96
EDP2-230	EDP_TR230	2	28.65
ACAJ2-115	EDP_TR230	2	28.64
ACAJ2-115	EDP_TR230_2	1	28.19
EDP2-230	EDP_TR230_2	1	28.19
15SE-230	INTER 4	2	24.98
15SE-230	INTER 3	1	24.98

En el cuadro 10.31 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 10.31: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2025, sin transferencias.

Contingencia	IDC
ACAJ-ATEO	22.11
BERL-SMIG	21.86
SMAR-STOM	21.83
NEJA_AUTOTF1	21.52
AHUA-SANA	21.49
SRAF-SMAR	21.38
15SE-SMAR	21.28
CGRA-NEJA	21.26
15SE-SMIG	21.23
VOLC-NCUS	21.22

En la figura 10.21 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 del primer como segundo semestre.
- Los escenarios con menor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda mínima tanto del primer como segundo semestre.

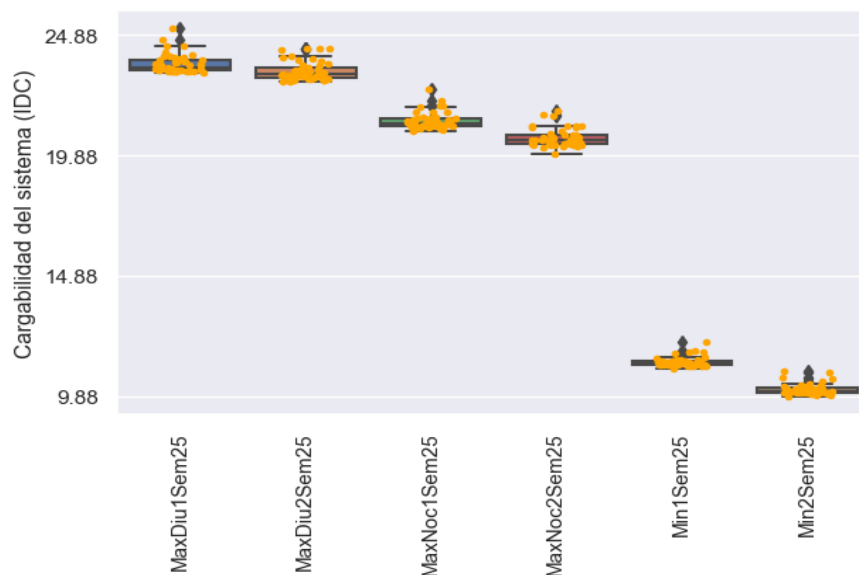


Figura 10.21: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2025, sin transferencias.

2026

En los cuadros 10.32 y 10.33 se resumen los resultados del análisis de contingencia para los escenarios sin transferencia para 2026 del primer y segundo semestre, respectivamente, también aparece el monto de inyección total en el nodo de Acajutla. De lo mostrado en estos cuadros podemos destacar:

- La contingencia VOLC-SANT, provoca condiciones de bajo voltaje en el nodo SANT-115, en el escenario de demanda máxima diurna de ambos semestres, esta condición puede solventarse conectándose la compensación reactiva que se encuentra disponible en las subestaciones SANT, NEJA y NCUS.
- La contingencia CHIN-TECO, provoca condiciones de bajo voltaje en el nodo TECO-115, en el escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre, esta condición puede solventarse conectándose la compensación reactiva que se encuentra disponible en la misma subestación.
- Para el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda máxima estimada, 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 10.22.
- En relación con el punto anterior, es importante destacar la disminución en la carga del autotransformador de NEJA en condición de poscontingencia, cuando se compara con los resultados del 2025 que se encuentran en las tablas 10.24 y 10.25.

Cuadro 10.32. Resultados ante contingencias para los escenarios de época seca de 2026, sin transferencias.

Demanda:	Máxima diurna	Máxima nocturna	Mínima
Criterio/Época:	Seca	Seca	Seca
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu1Sem26	MaxNoc1Sem26	Min1Sem26
Acajutla (MW)	486.68	414.24	413.87
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:	VOLC-SANT	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 (109.27%) ¹²	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.)	SANT-115 (0.88 p.u.)	No hay	No hay

Cuadro 10.33. Resultados ante contingencias para los escenarios de época lluviosa de 2026, sin transferencias.

Demanda:	Máxima diurna	Máxima nocturna	Mínima
Criterio/Época:	Húmeda	Húmeda	Húmeda
Archivo PSS/e (*.sav):	MaxDiu2Sem26	MaxNoc2Sem26	Min2Sem26
Acajutla (MW)	280.05	387.55	49.72
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:	VOLC-SANT	CHIN-TECO	No hay
Líneas de transmisión sobrecargadas respecto al rate B	No hay	No hay	No hay
Transformadores sobrecargados respecto al rate B	No hay ¹³	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.)	SANT-115 0.875	TECO-115 0.888	No hay

En la figura 10.22 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 2026, de esta figura se puede resumir:

¹² Para este escenario, en todas las contingencias se presentan sobrecargas en los transformadores de la subestación SANT, esto se debe a que desde el caso sin contingencias ya se encuentran sobrecargados, como se indicó en el cuadro 10.4.

¹³ Para este escenario, en todas las contingencias se presentan sobrecargas en los transformadores de la subestación SANT, esto se debe a que desde el caso sin contingencias ya se encuentran sobrecargados, como se indicó en el cuadro 10.4.

- Para el período de máxima diurna del primer semestre, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,162 MW.
- Para el período de máxima diurna del segundo semestre, no se presentan sobrecargas en el rango de demandas analizadas
- De los dos puntos anteriores, podemos concluir que en el segundo semestre se tendría una capacidad de importación mayor, en condiciones similares de demanda.
- Al comparar los resultados que se muestran en la figura 10.22 con los de la 10.19, se observa una disminución de la carga en el autotransformador, probablemente esta disminución se deba a los cambios en el despacho, producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año.

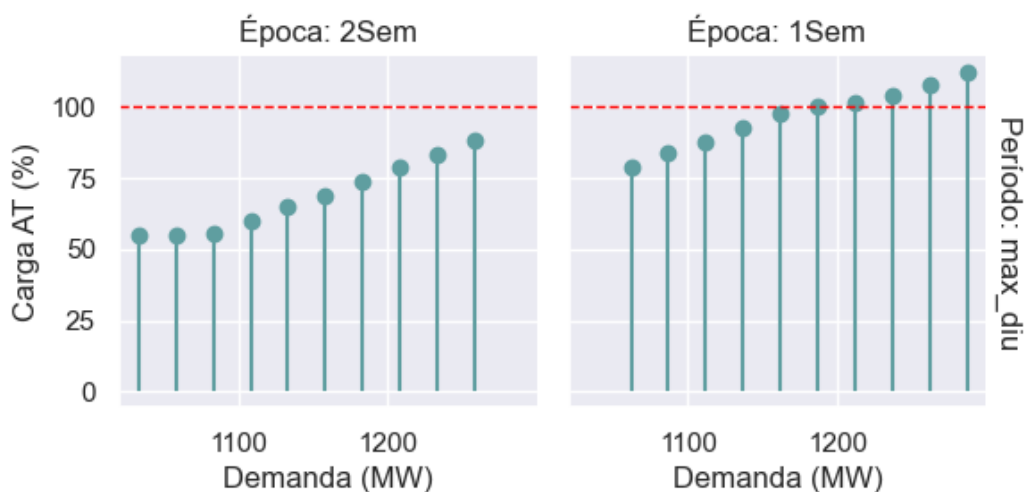


Figura 10.22: comportamiento de la carga de un autotransformador de NEJA en el 2026 contra la demanda nacional, ante la pérdida del otro que se encuentra en paralelo.

En el cuadro 10.34 se muestra el listado de los 10 nodos de transmisión con menor tensión poscontingencia en p.u. para el 2026, 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 10.34: nodos de transmisión con menor valor de tensión en p.u. en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.

Bus	Tensión (p.u.)
SANA-115	0.977
SOYA-115	0.978
SBAR-115	0.978
OZAT-115	0.978
GUAJ-115	0.979
SMAR-115	0.981

Bus	Tensión (p.u.)
STOM-115	0.983
SMIG-115	0.983
LUNI-115	0.983
NEPO-115	0.984

En el cuadro 10.35 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores desviaciones de tensión, con respecto a su tensión nominal, utilizando el índice MTI¹⁴, 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 10.35: contingencias con mayores desviaciones del valor de tensión, para 2026, sin transferencias.

Contingencia	MTI
VOLC-SANT	3.92
AHUA-SANA	3.49
CHIN-TECO	3.35
BERL-SMIG	2.94
ATEO-TALN	2.82
5NOV-U5	2.73
SMIG-OZAT	2.72
5NOV-U4	2.72
5NOV-U6	2.7
SANAFV	2.62

En el cuadro 10.36 se muestran las 10 contingencias que causan las mayores pérdidas de potencia reactiva en el sistema de transmisión, utilizando el índice IDV¹⁵, 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 10.36: contingencias con mayores pérdidas de potencia reactiva, para 2026, sin transferencias.

Contingencia	IDV
ANTA	250.2
ACAJ-ATEO	234.76
SRAF-SMAR	230.8
AHUA-SANA	230.76
VOLC-NCUS	230.67
SANT-NEJA	229.6
5NOV-SRAF	228.91

¹⁴ Su definición puede encontrarse en el artículo “Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks” de Juan Manuel Gimenez Alvarez.

¹⁵ Idem.

Contingencia	IDV
CGRA-U1	228.64
CGRA-APOP	228.14
NEJA_AUTOTF1	228.04

En la figura 10.23 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 10.35 y 10.36, 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 10.23 podemos destacar que para el 2026:

- Los escenarios con un perfil de tensión menor son los de la demanda máxima diurna de ambos semestres
- Los escenarios con un perfil de tensión mayor son los de demanda máxima nocturna y el de mínima del primer semestre.
- 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.

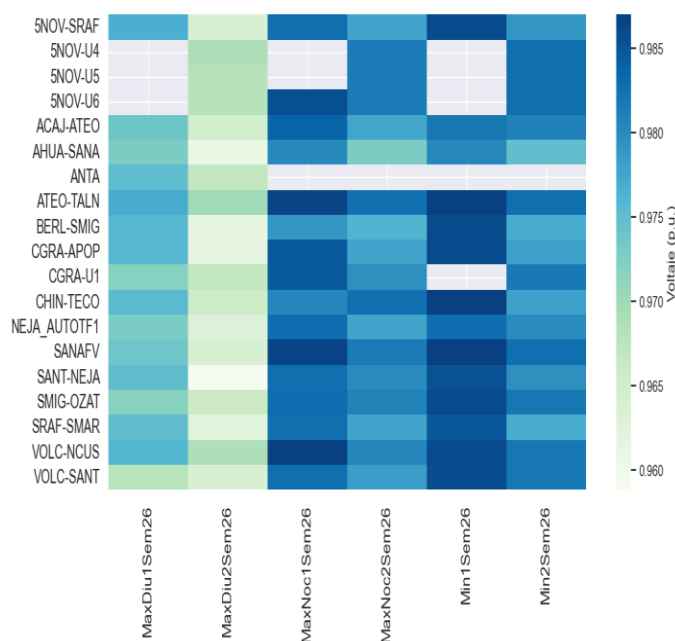


Figura 10.23: mapa de calor de las contingencias con mayor impacto en la regulación de tensión nodal, para 2026, sin transferencias.

En el cuadro 10.37 se muestra el listado de las 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia y en el 10.38 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 10.37: 10 líneas de transmisión con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
SMAR-115	STOM-115	1	51.74
ACAJ2-115	ATEO-115	1	42.94
15SE-115	SMAR-115	2	41.35
15SE-115	SMAR-115	1	41.33
AHUA-115	SANA-115	1	41.1
ACAJ-115	SONS-115	2	41.1
ACAJ-115	SONS-115	1	41.0
BERL-115	SMIG-115	1	40.29
15SE-115	BERL-115	1	40.27
SONS-115	ATEO-115	1	39.84

Cuadro 10.38: 10 devanados de los autotransformadores con mayor porcentaje de carga en poscontingencia, para 2026, sin transferencias.

Bus 1	Bus 2	ckt	Carga (%)
NEJA-230	NEJA_TR_2	2	55.58
NEJA-230	NEJA_TR_1	1	55.58
NEJA-115	NEJA_TR_2	2	55.58
NEJA-115	NEJA_TR_1	1	55.58
EDP2-230	EDP_TR230	2	29.5
ACAJ2-115	EDP_TR230	2	29.49
ACAJ2-115	EDP_TR230_2	1	29.12
EDP2-230	EDP_TR230_2	1	29.11
15SE-230	INTER 4	2	20.38
15SE-230	INTER 3	1	20.38

En el cuadro 10.39 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 10.39: 10 contingencias que causan la mayor carga en los elementos de transmisión, para 2026, sin transferencias.

Contingencia	IDC
ANTA	23.4
ACAJ-ATEO	21.32
CGRA-U1	20.96
AHUA-SANA	20.74
NEJA_AUTOTF2	20.66
NEJA_AUTOTF1	20.66
BERL-SMIG	20.6
15SE-U1	20.44
SRAF-SMAR	20.44
SMAR-STOM	20.42

En la figura 10.24 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 2026:

- Los escenarios con mayor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda máxima diurna en ambos semestres.
- Los escenarios con menor cargabilidad del sistema de transmisión son los de demanda mínima en ambos semestres.

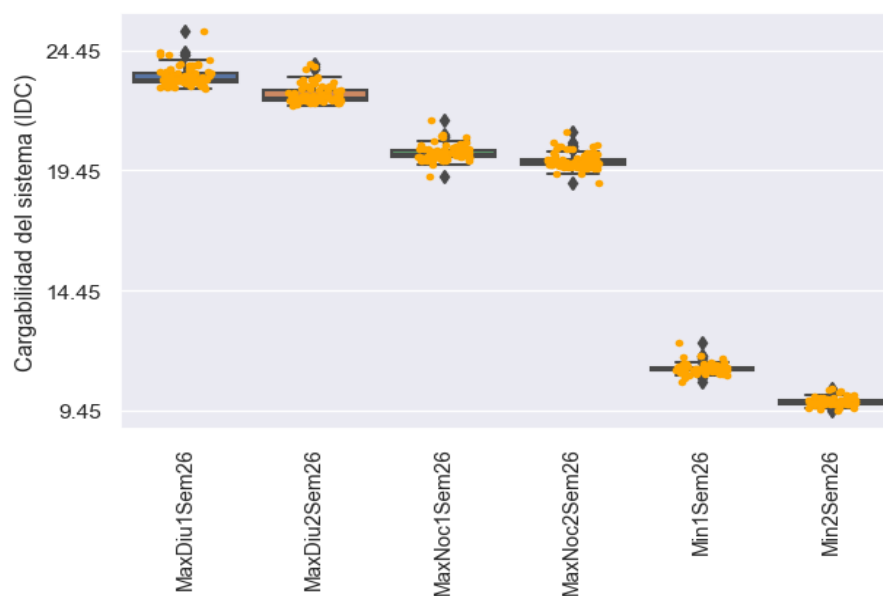


Figura 10.24: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los casos analizados para 2026, sin transferencias.

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

2025

En el cuadro 10.40 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 10.24 y 10.25, 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 y máxima nocturna de ambos semestres la importación es de 0 MW.
- Para demanda mínima de ambos semestres es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.40: 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	113.23 ¹⁶	0	496.59
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	106.66 ¹⁷	0	405.25
Min1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	152.46
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	104.89 ¹⁸	0	298.33
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.3 ¹⁹	0	366.85
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 10.25 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.

¹⁶ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias.

¹⁷ Ídem.

¹⁸ Ídem.

¹⁹ Ídem.

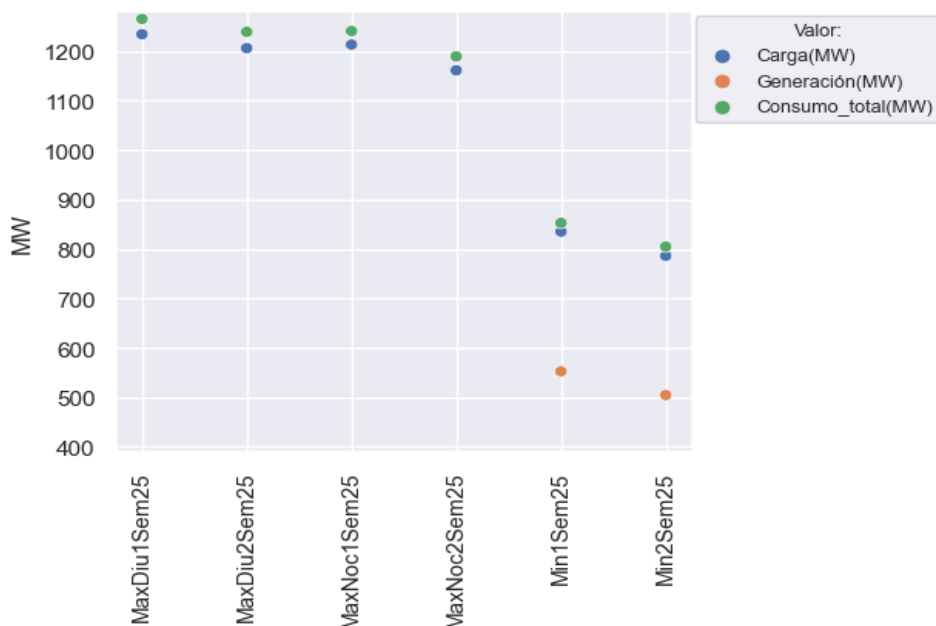


Figura 10.25: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2025.

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 10.26 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI²⁰ y en la figura 10.27 mediante el índice IDV²¹. 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 10.26 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de demanda máxima diurna y máxima nocturna del primer semestre y el de demanda mínima del segundo semestre.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda máxima nocturna del segundo semestre.

²⁰ Su definición puede encontrarse en el artículo “Critical Contingencies Ranking for Dynamic Security Assessment Using Neural Networks” de Juan Manuel Gimenez Alvarez.

²¹ Idem.

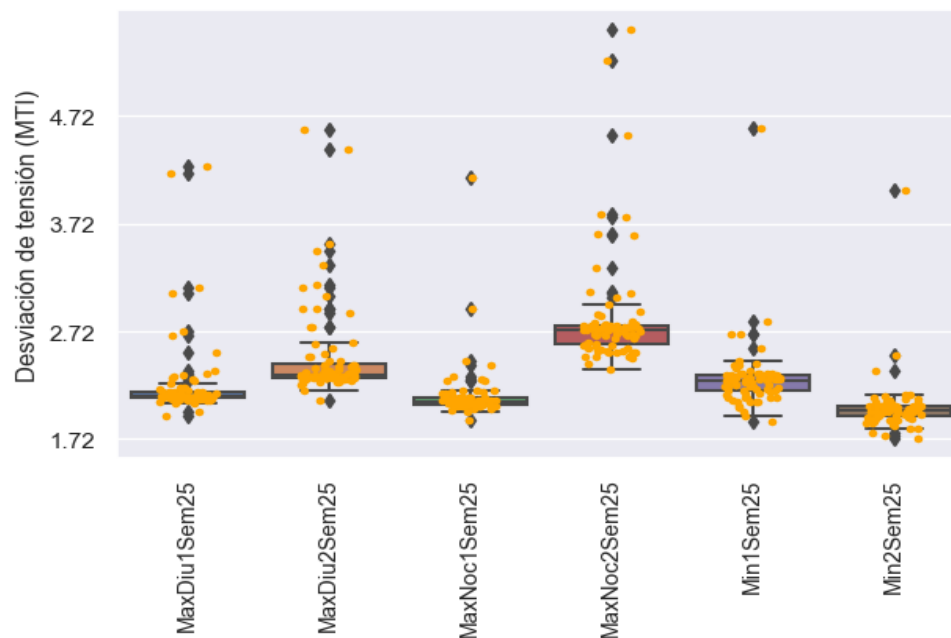


Figura 10.26: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.

En la figura 10.27 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 10.28); 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.

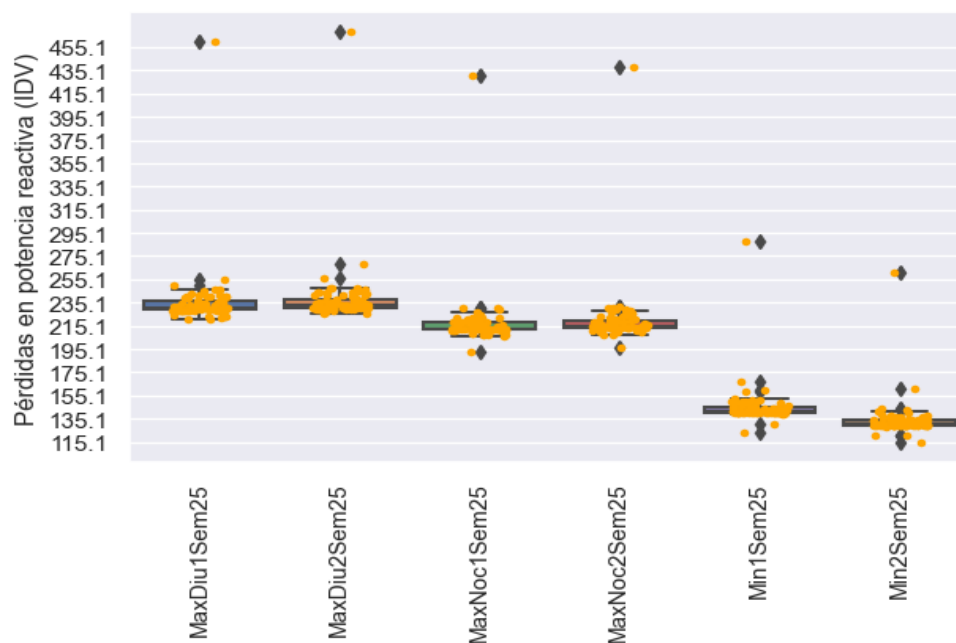


Figura 10.27: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2025.

En la figura 10.28 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.

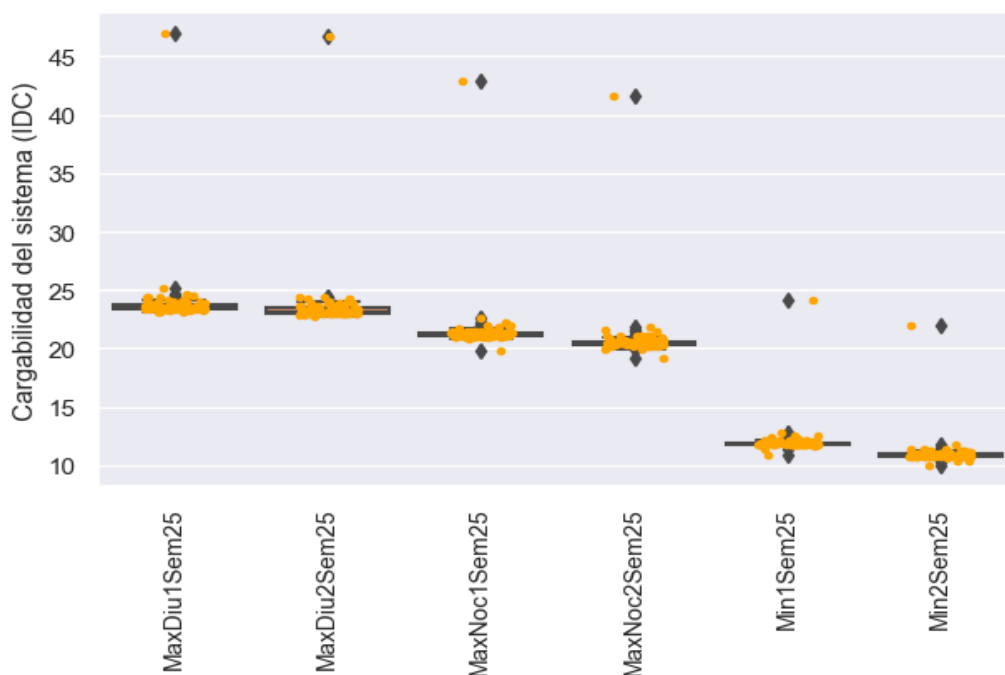


Figura 10.28: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2025.

Debido a que la importación desde Guatemala es de 0 MW para algunos escenarios, como se indicó en el cuadro 10.40, se calculó la importación máxima para los diferentes valores de demanda que se indicaron en el cuadro 6.3. En el cuadro 10.41 se muestran para los escenarios de máxima diurna de ambos semestres, 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 10.29.

De lo que se observa en el cuadro 10.41 y la figura 10.29 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.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,084MW.
- En demanda máxima diurna de la época húmeda no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,156 MW.

Cuadro 10.41: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diaria.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
981	160	-
1006	150	-
1009	-	260
1031	160	-
1034	-	150
1056	160	-
1059	-	20
1081	160	-
1084	-	10
1106	160	-
1109	-	0
1131	170	-
1134	-	0
1156	110	-
1159	-	0
1181	0	-
1184	-	0
1206	0	-
1209	-	0
1234	-	0

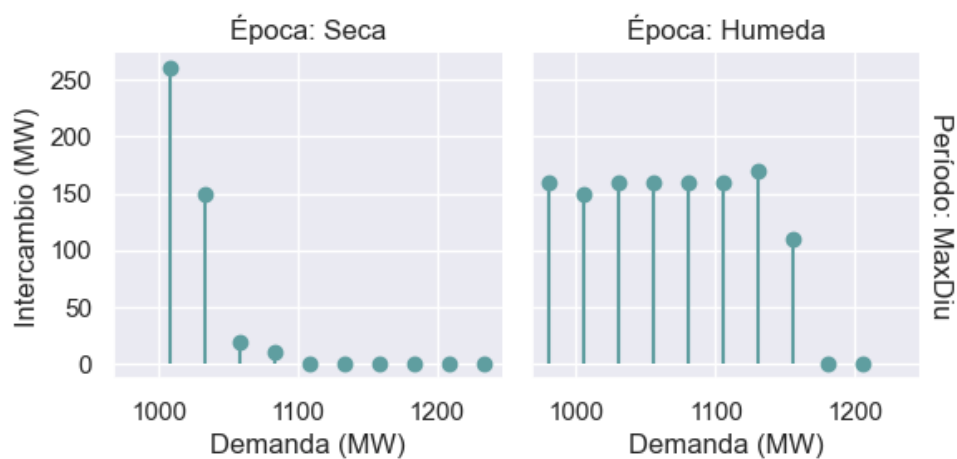


Figura 10.29: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

2026

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:

- Tal como se había observado en el cuadro 10.32, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
- Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
- Hay un aumento en la capacidad de importación al comparar con los escenarios del 2025.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.42: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	108.5 ²²	0	486.68
MaxNoc1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.63	70	360.57
Min1Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	161.9
MaxDiu2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.23	200	91.59
MaxNoc2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.79	170	259.22
Min2Sem26	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 10.30 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Guatemala para el 2026. 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.

²² Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias.

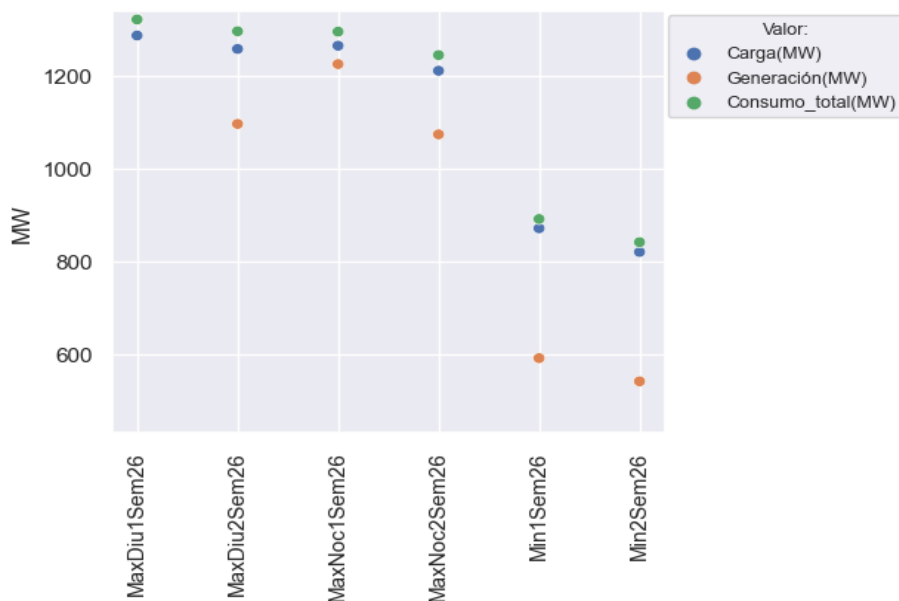


Figura 10.30: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Guatemala en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Guatemala en el 2026. Por ello en la figura 10.31 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.32 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 10.31 se observa que:

- Los escenarios con menores desviaciones de tensión son los de demanda máxima diurna del primer semestre y el de demanda mínima de ambos semestres.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda máxima nocturna del primer semestre.

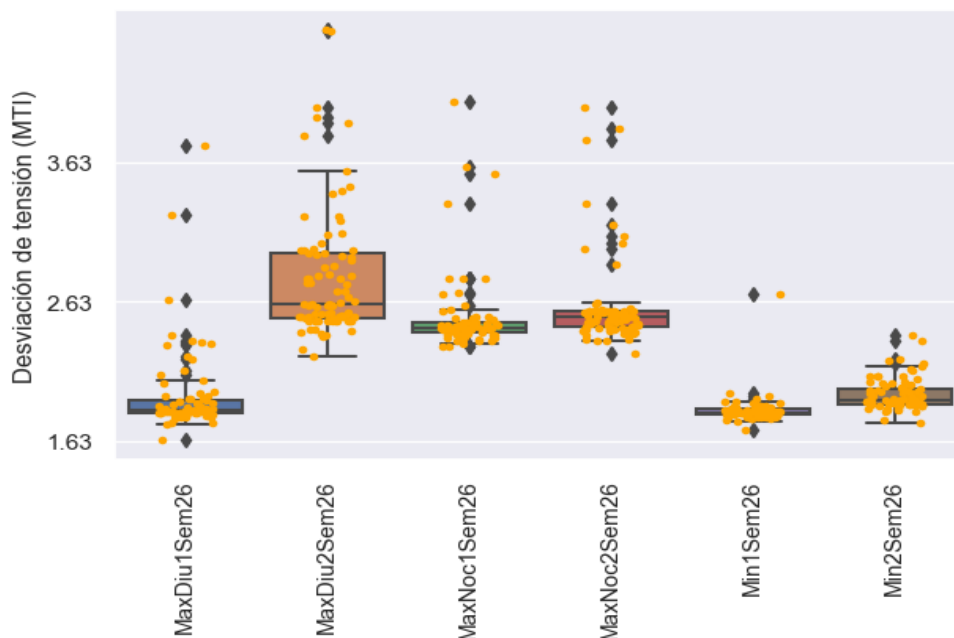


Figura 10.31: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.

En la figura 10.32 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 10.33); 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.

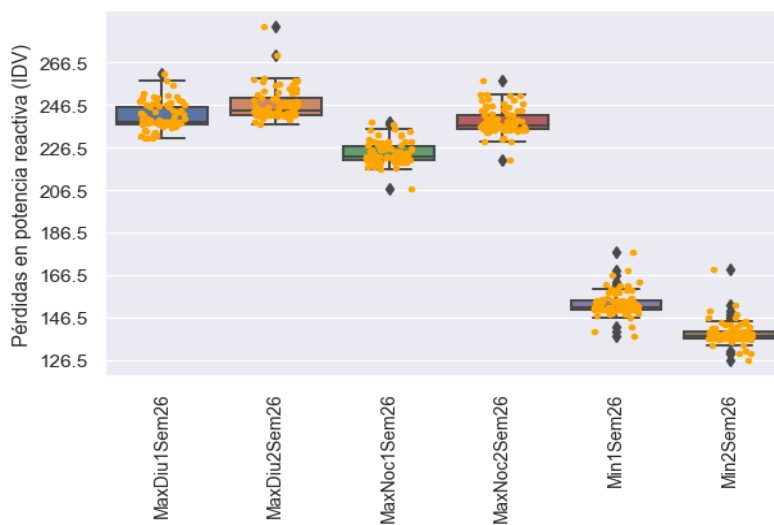


Figura 10.32: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Guatemala en el 2026.

En la figura 10.33 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2026, 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.

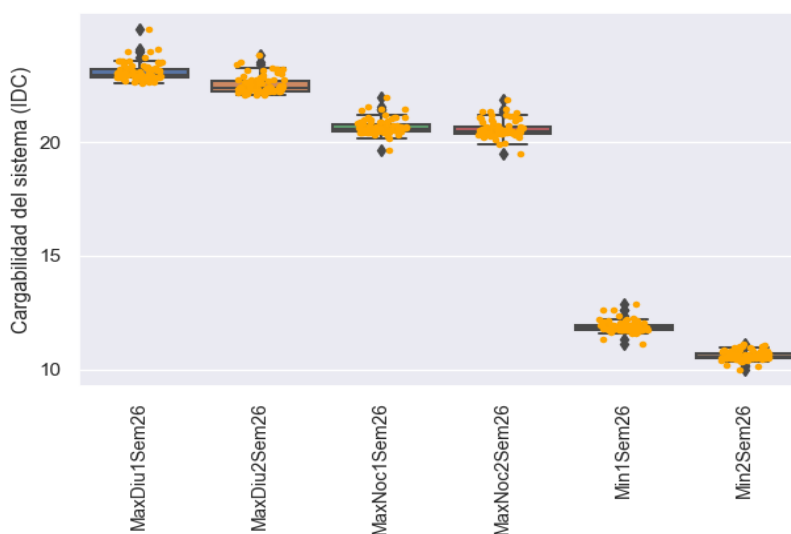


Figura 10.33: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Guatemala en el 2026.

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 de ambos semestres, 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 10.34.

De lo que se observa en el cuadro 10.43 y la figura 10.34 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.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,187MW.
- En demanda máxima diurna de la época húmeda se llegó al valor de 1,258 MW, el máximo simulado, y siempre se obtuvo un valor de importación mayor o igual a 190 MW.
- Al comparar los resultados del 2025 con el 2026, se observa un aumento en la capacidad de importación desde Guatemala, probablemente incremento se deba a los cambios en el despacho,

producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año. Esto concuerda con la disminución observada en la carga de los autotransformadores de NEJA (figura 10.22).

Cuadro 10.43: valores de importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2026, para demanda máxima diurna.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
1033	240	-
1058	210	-
1062	-	250
1083	190	-
1087	-	220
1108	190	-
1112	-	200
1133	190	-
1137	-	120
1158	190	-
1162	-	40
1183	190	-
1187	-	0
1208	190	-
1212	-	0
1233	190	-
1237	-	0
1258	190	-
1262	-	0
1287	-	0

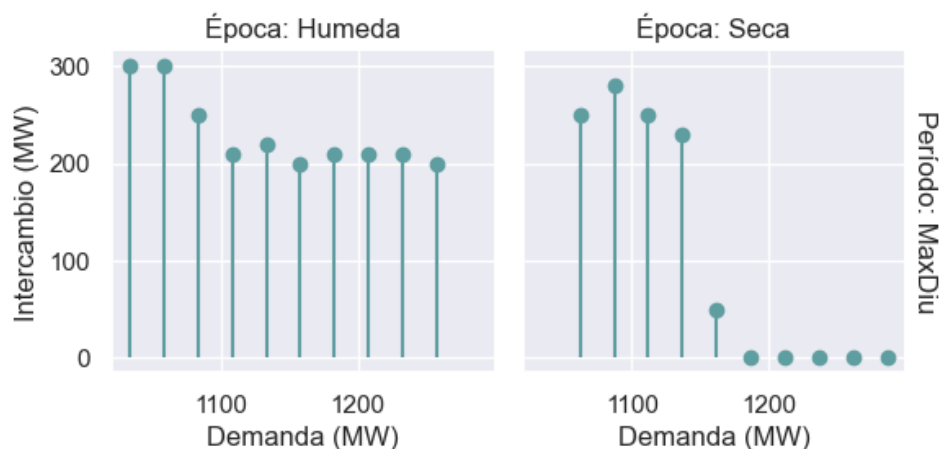


Figura 10.34: comportamiento de la importación desde Guatemala ante diferentes valores de demanda para el 2026, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

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

2025

En el cuadro 10.44 se muestran los valores 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 y de demanda mínima del primer semestre se da el menor valor de exportación con 200 MW. Para el resto de los escenarios 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 585.87 MW y se da en demanda máxima diurna del primer semestre.

Cuadro 10.44: 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	100.82	200	585.87
MaxNoc1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	550.16
Min1Sem25	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.66	200	555.97
MaxDiu2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	503.15
MaxNoc2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	557.26
Min2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	331.44

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

En la figura 10.35 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. Los escenarios con mayores pérdidas son los de demanda máxima diurna en ambos semestres.

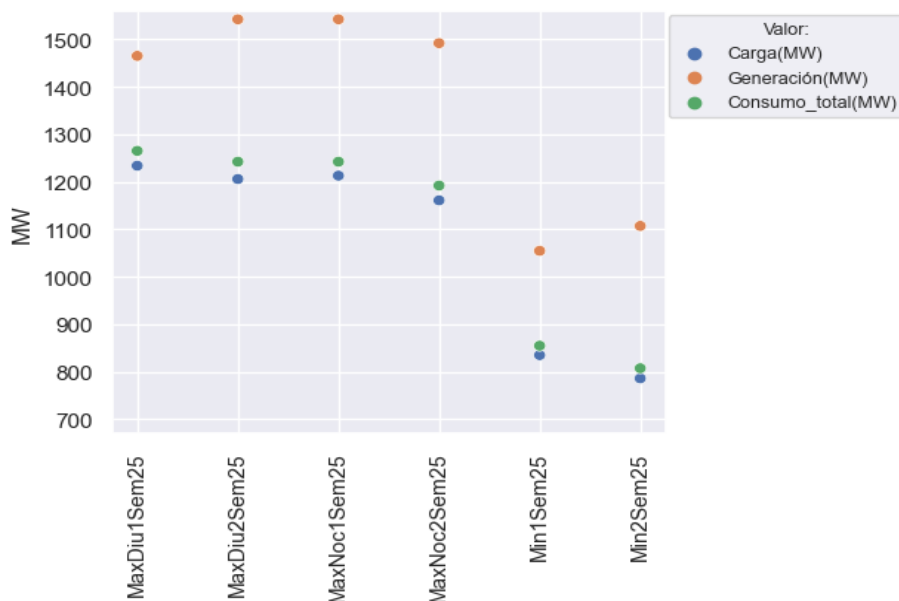


Figura 10.35: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2025.

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 10.35 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.36 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 10.36 se observa que:

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

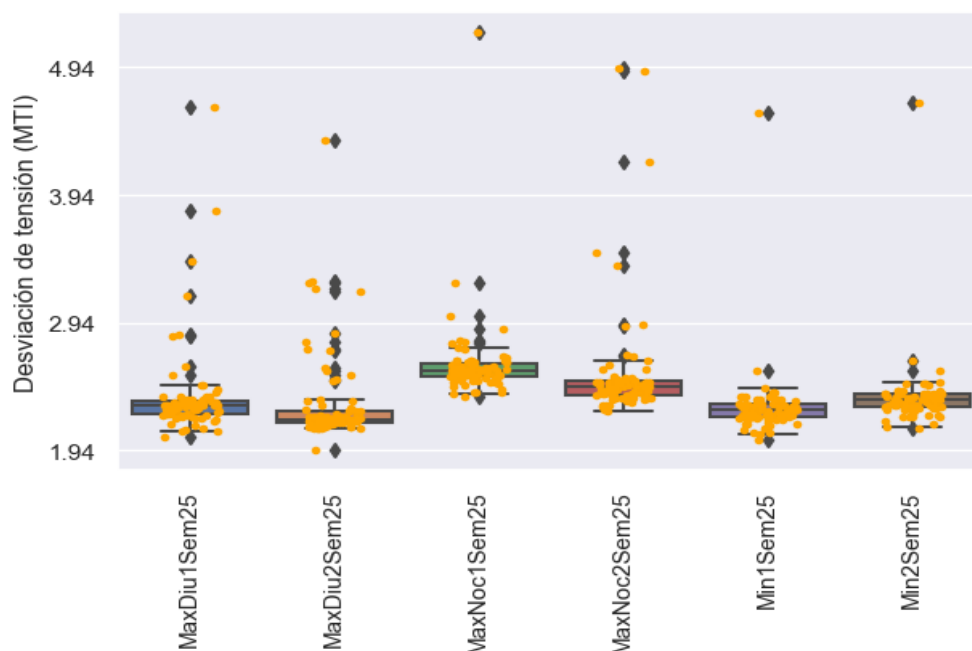


Figura 10.36: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.

En la figura 10.37 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 10.38); 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.

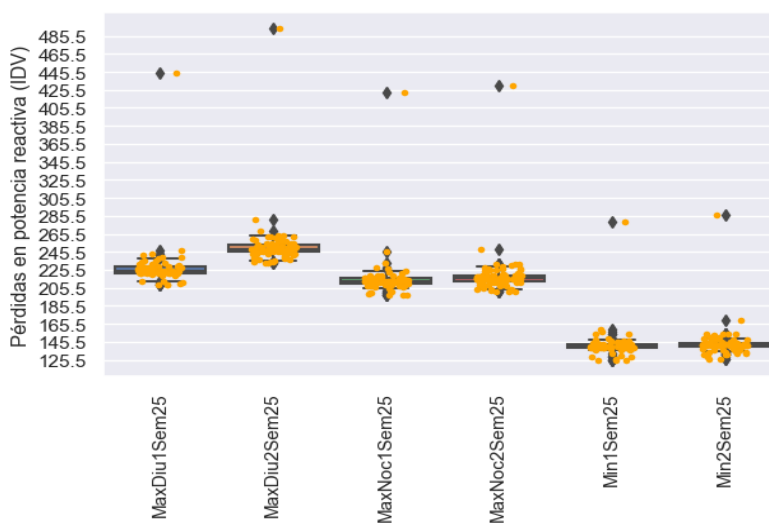


Figura 10.37: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2025.

En la figura 10.38 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.

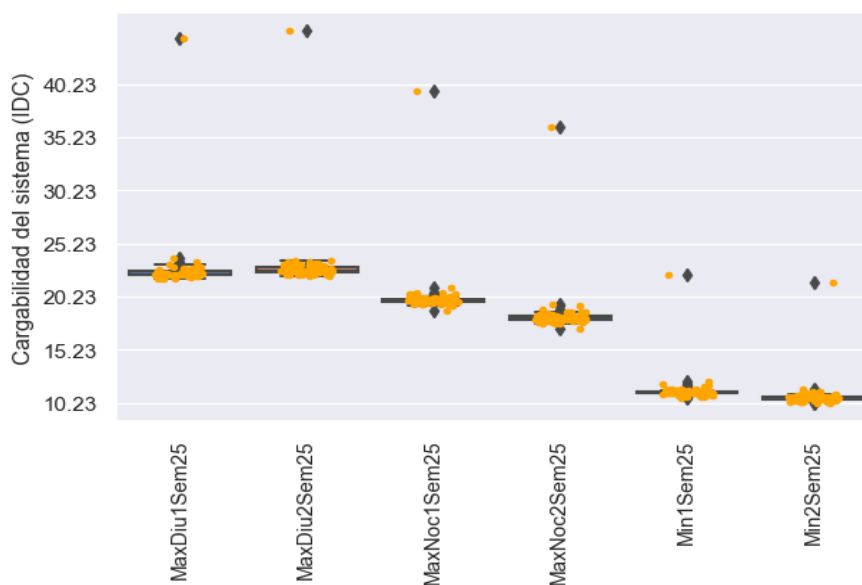


Figura 10.38: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2025.

2026

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 210 MW. Para el resto de los escenarios se logra una exportación de 300 MW.
- 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 639.72 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.

Cuadro 10.45: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Guatemala.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	100.55	210	639.72

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxNoc1Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	549.84
Min1Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	560.92
MaxDiu2Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	516.91
MaxNoc2Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	556.98
Min2Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	334.31

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

En la figura 10.39 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Guatemala para el 2026. 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.

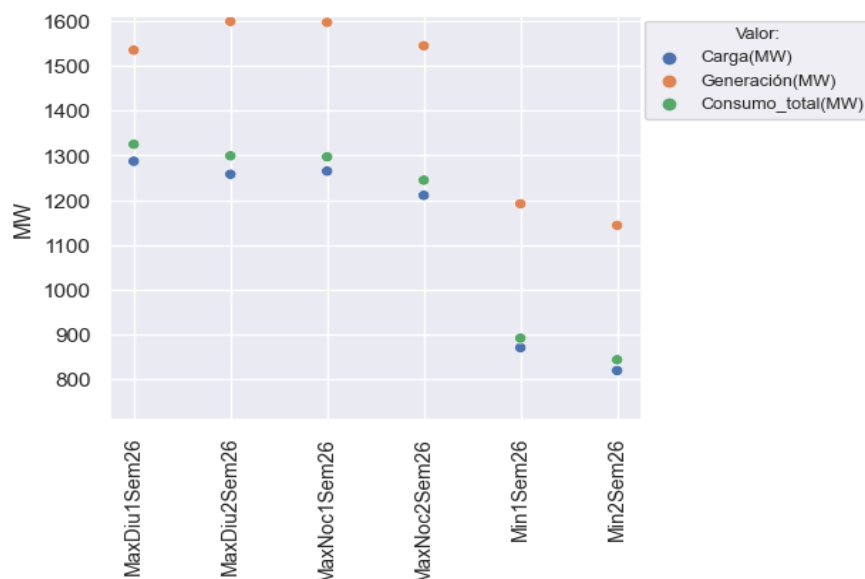


Figura 10.39: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Guatemala en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Guatemala en el 2026. Por ello en la figura 10.40 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.41 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 10.40 se observa que:

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

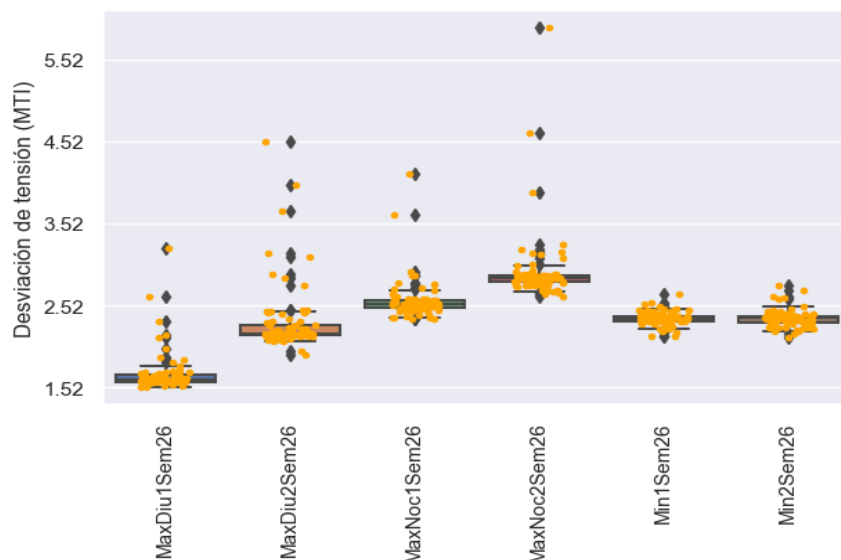


Figura 10.40: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.

En la figura 10.41 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 10.42); 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.

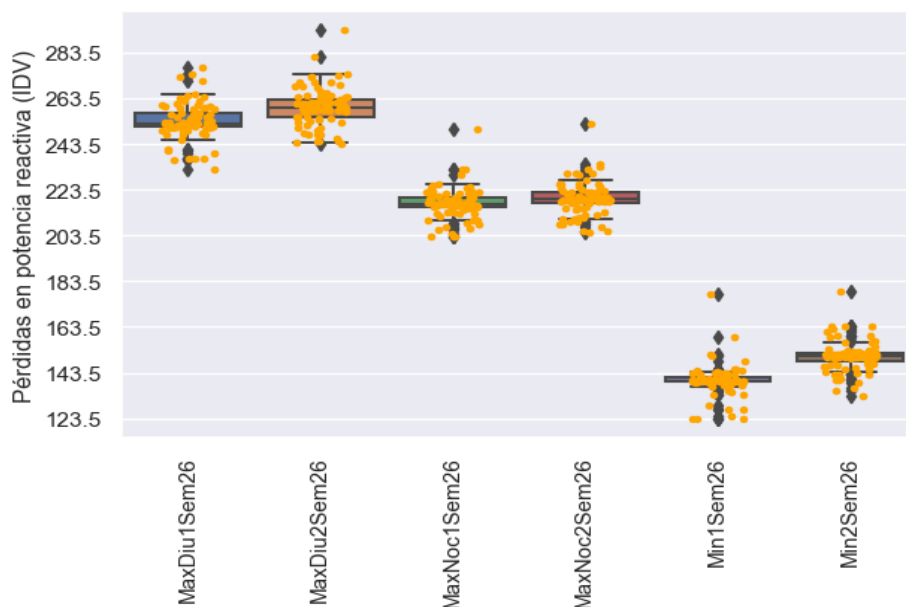


Figura 10.41: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Guatemala en el 2025.

En la figura 10.42 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2026, 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.

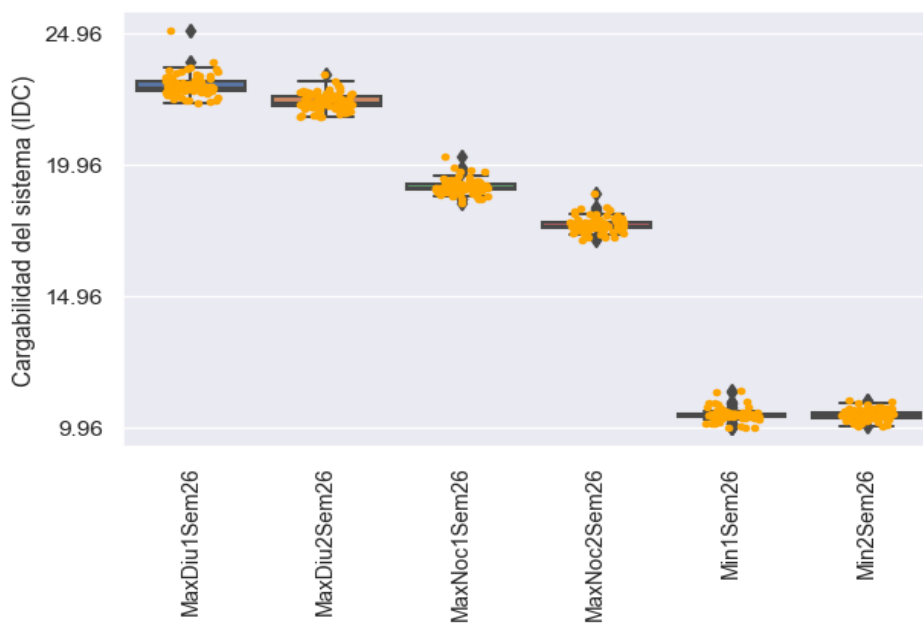


Figura 10.42: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Guatemala en el 2026.

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

2025

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 10.24 y 10.25, 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 y máxima nocturna de ambos semestres la importación es de 0 MW.
- Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.

Cuadro 10.46: 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	113.23 ²³	0	496.59
MaxNoc1Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	106.66 ²⁴	0	405.25
Min1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	152.46
MaxDiu2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	104.89 ²⁵	0	298.33
MaxNoc2Sem25	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.3 ²⁶	0	366.85
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 10.43 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.

²³ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias.

²⁴ Ídem.

²⁵ Ídem.

²⁶ Ídem.

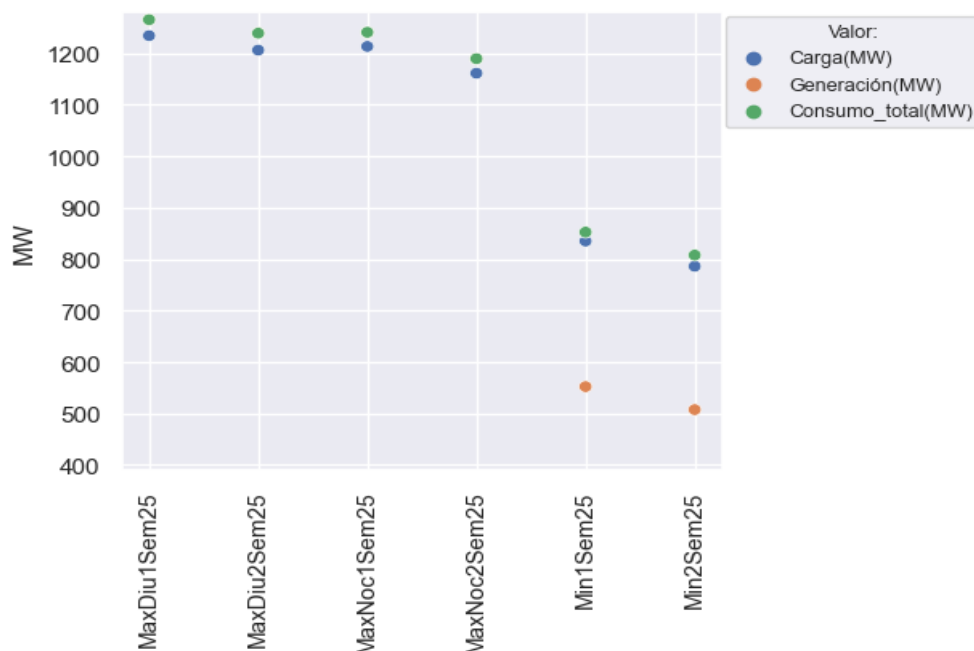


Figura 10.43: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2025.

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 10.44 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 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 máxima diurna y máxima nocturna del primer semestre y el de demanda mínima de ambos semestres.
- El escenario con mayor desviación de tensión es el de demanda máxima nocturna del segundo semestre.

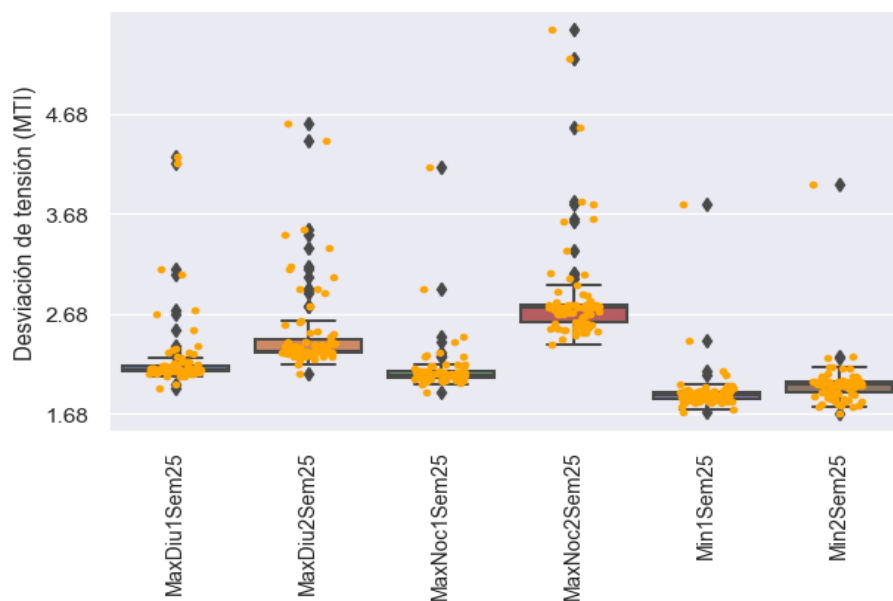


Figura 10.44: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.

En la figura 10.45 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 10.46); 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.

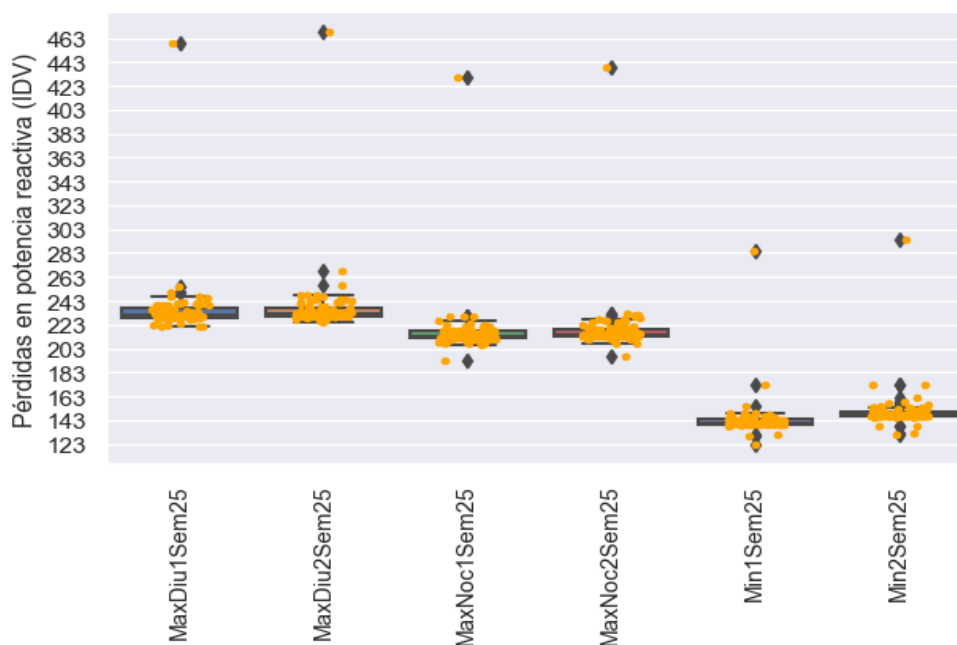


Figura 10.45: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2025.

En la figura 10.47 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde 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.

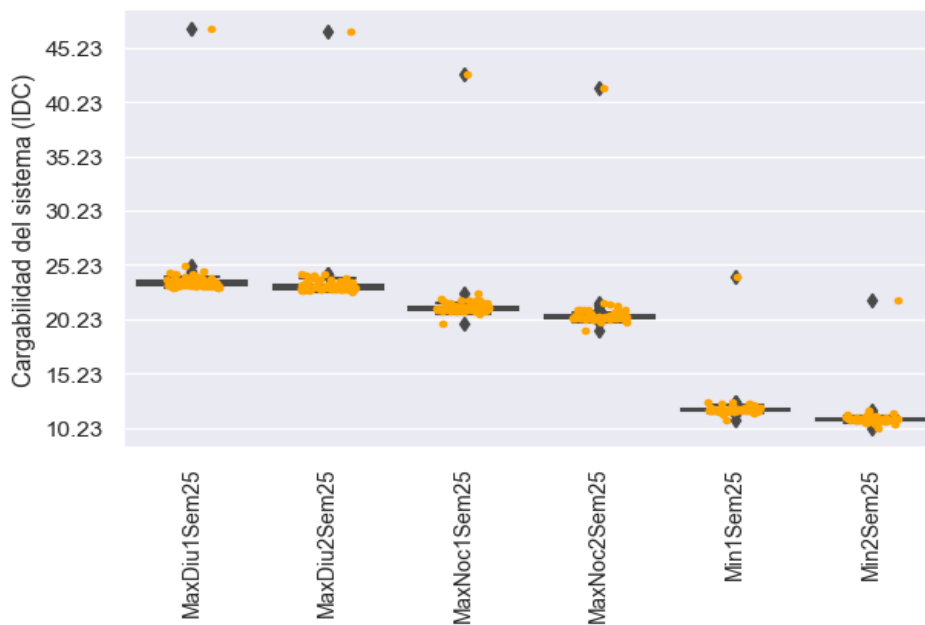


Figura 10.46: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2025.

Debido a que la importación desde Honduras es de 0 MW para algunos escenarios, como se indicó en el cuadro 10.46, 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 de ambos semestres, 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 10.47 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.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,109 MW.
- En demanda máxima diurna de la época húmeda no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,181 MW.

Cuadro 10.47: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, para demanda máxima diurna.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
981	160	-
1006	150	-
1009	-	200
1031	150	-
1034	-	100
1056	150	-
1059	-	20
1081	150	-
1084	-	10
1106	160	-
1109	-	0
1131	160	-
1134	-	0
1156	80	-
1159	-	0
1181	0	-
1184	-	0
1206	0	-
1209	-	0
1234	-	0

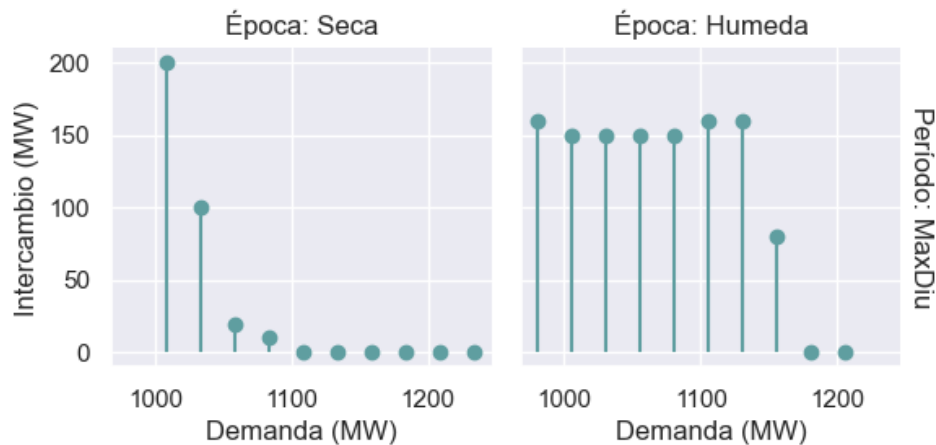


Figura 10.47: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2025, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

2026

En el cuadro 10.48 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 el cuadro 10.32, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
- Para demanda mínima de del segundo semestre es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
- La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

Cuadro 10.48: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, importación desde Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento limitante	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	108.92 ²⁷	0	486.68
MaxNoc1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.67	50	380.58
Min1Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.35	270	190.48
MaxDiu2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.57	190	91.59
MaxNoc2Sem26	NEJA_AUTOTF1	NEJA-230-NEJA_TR_2-2	100.09	90	345.22
Min2Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	0

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

²⁷ Sobrecarga presente desde el caso sin transferencias.

En la figura 10.48 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de importación desde Honduras para el 2026. 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.

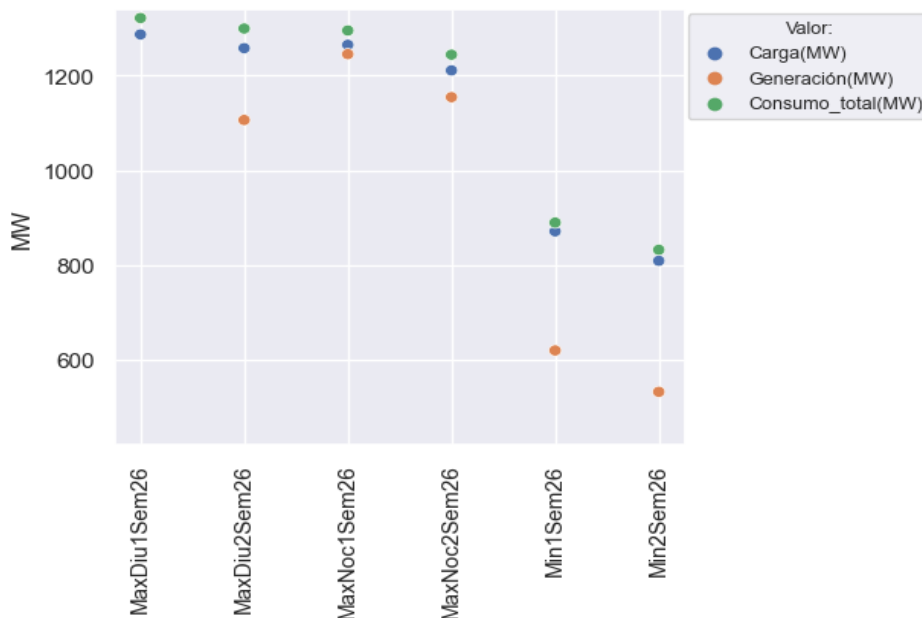


Figura 10.48: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con importación desde Honduras en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con importación desde Honduras en el 2026. 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 10.49 se observa que:

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

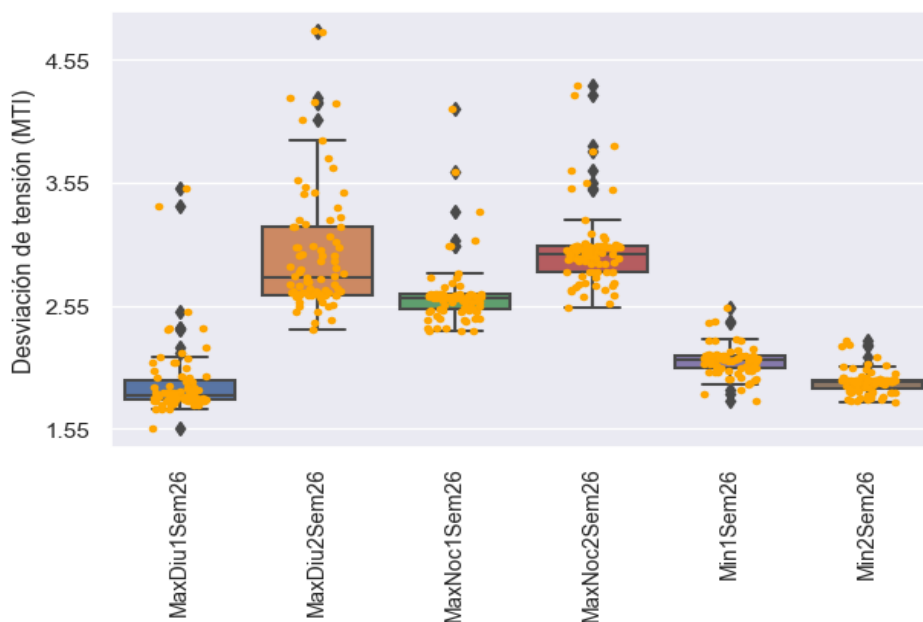


Figura 10.49: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.

En la figura 10.50 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 10.50); 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.

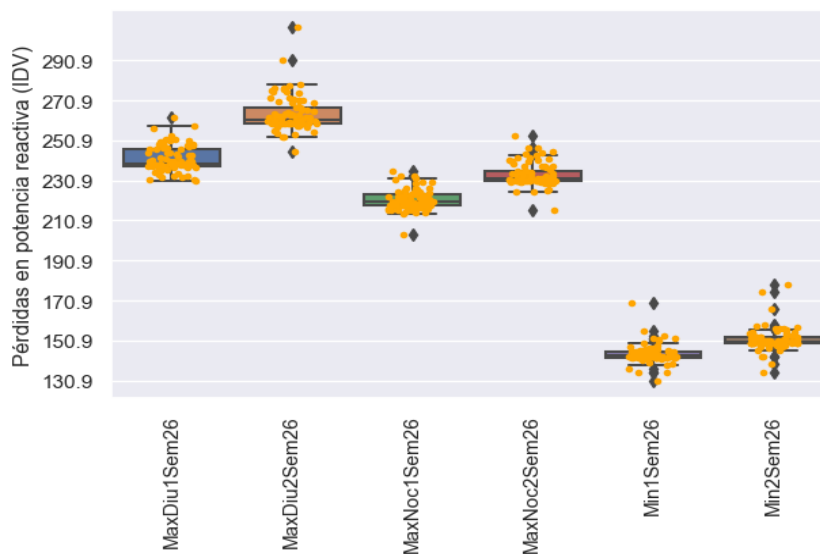


Figura 10.50: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación desde Honduras en el 2026.

En la figura 10.51 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde Guatemala para el 2026, 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.

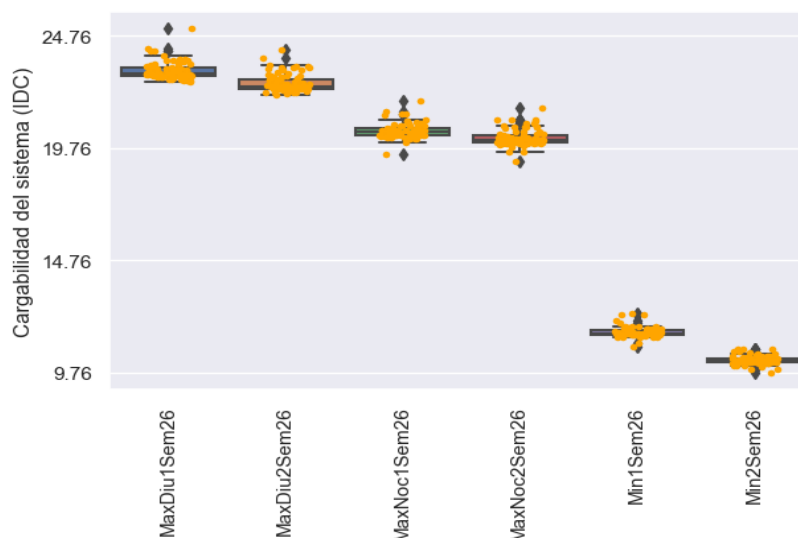


Figura 10.51: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de importación desde Honduras en el 2026.

Debido a que la importación desde Honduras es de 0 MW para algunos escenarios, como se indicó en el cuadro 10.48, se calculó la importación máxima para los diferentes valores de demanda que se indicaron en el cuadro 6.3. En el cuadro 10.49 se muestran para los escenarios de máxima diurna de ambos semestres, 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 10.59.

De lo que se observa en el cuadro 10.49 y la figura 10.52 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.
- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,152 MW.
- En demanda máxima diurna de la época húmeda se llegó al valor de 1,258 MW, el máximo simulado, y siempre se obtuvo un valor de importación mayor o igual a 190 MW.
- Al comparar los resultados del 2025 con el 2026, se observa un aumento en la capacidad de importación desde Honduras, probablemente incremento se deba a los cambios en el despacho,

producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año. Esto concuerda con la disminución observada en la carga de los autotransformadores de NEJA (figura 10.22).

Cuadro 10.49: valores de importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2026, para demanda máxima diurna.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
1033	240	-
1058	210	-
1062	-	250
1083	190	-
1087	-	220
1108	190	-
1112	-	200
1133	190	-
1137	-	120
1158	190	-
1162	-	40
1183	190	-
1187	-	0
1208	190	-
1212	-	0
1233	190	-
1237	-	0
1258	190	-
1262	-	0
1287	-	0

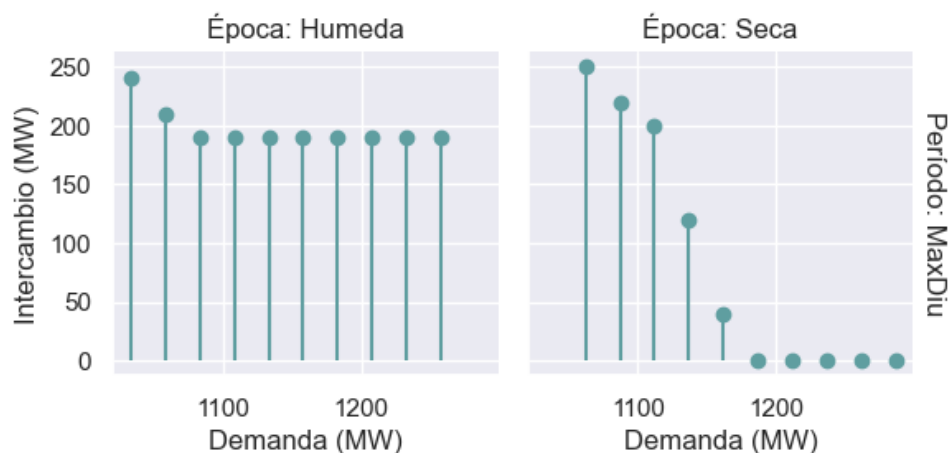


Figura 10.52: comportamiento de la importación desde Honduras ante diferentes valores de demanda para el 2026, ante la pérdida de un autotransformador de NEJA.

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

2025

En el cuadro 10.50 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 y máxima diurna de la época húmeda se da el menor valor de exportación con 210 MW.
- Para demanda máxima diurna, máxima nocturna y mínima de la época seca y máxima nocturna de la época lluviosa, es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
- 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 585.87 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.

Cuadro 10.50: resultados ante contingencias para los escenarios de 2025, exportación hacia Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	585.87
MaxNoc1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	550.16
Min1Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	560.92
MaxDiu2Sem25	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	102.2	210	454.46
MaxNoc2Sem25	NCL	NCL	NCL	NCL	560.92
Min2Sem25	15SE_AUTOTF1	15SE-230-15SE_TR_2-2	101.24	200	239.61

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

En la figura 10.53 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.

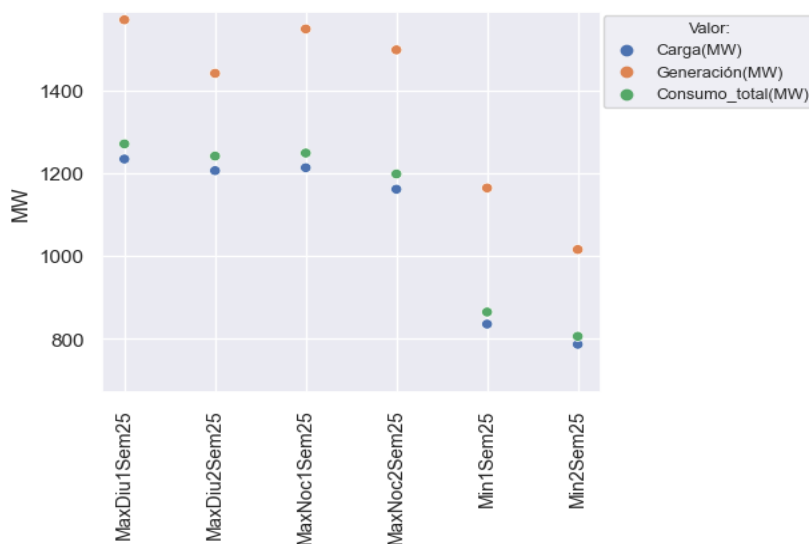


Figura 10.53: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2025.

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

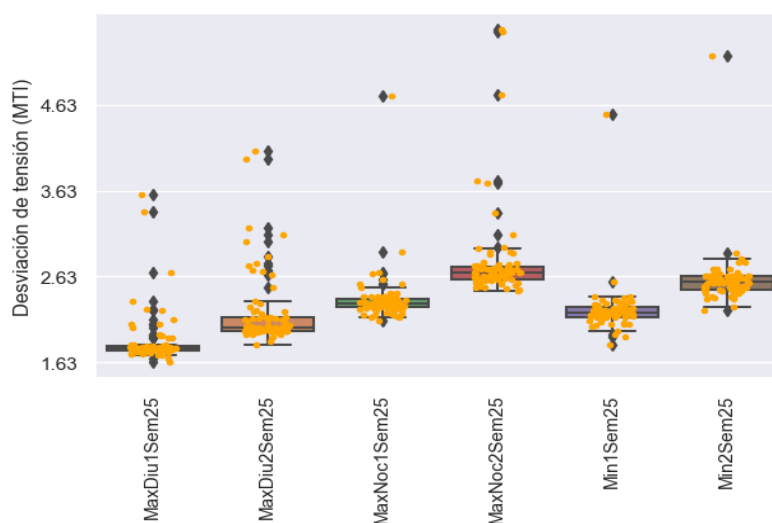


Figura 10.54: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.

En la figura 10.55 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 10.56). Estos son los escenarios en los que se debe prestar más atención para evitar problemas de estabilidad de voltaje.

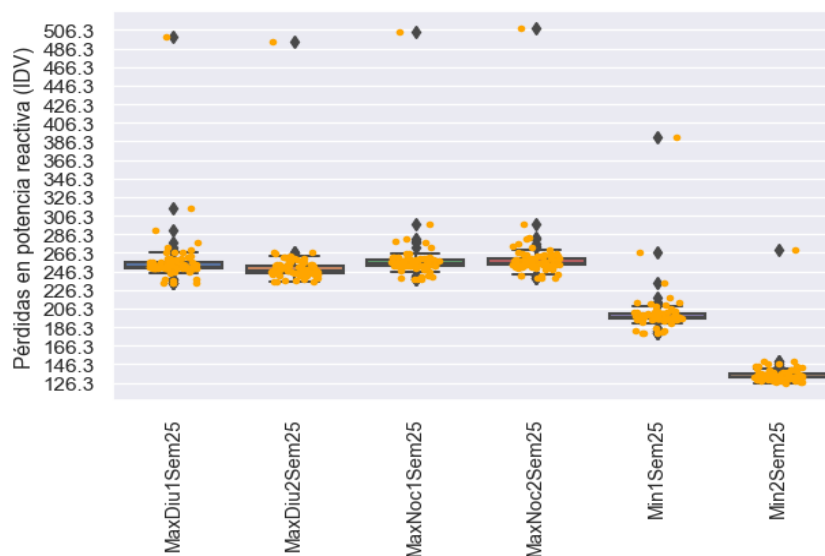


Figura 10.55: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2025.

En la figura 10.56 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de importación desde 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.

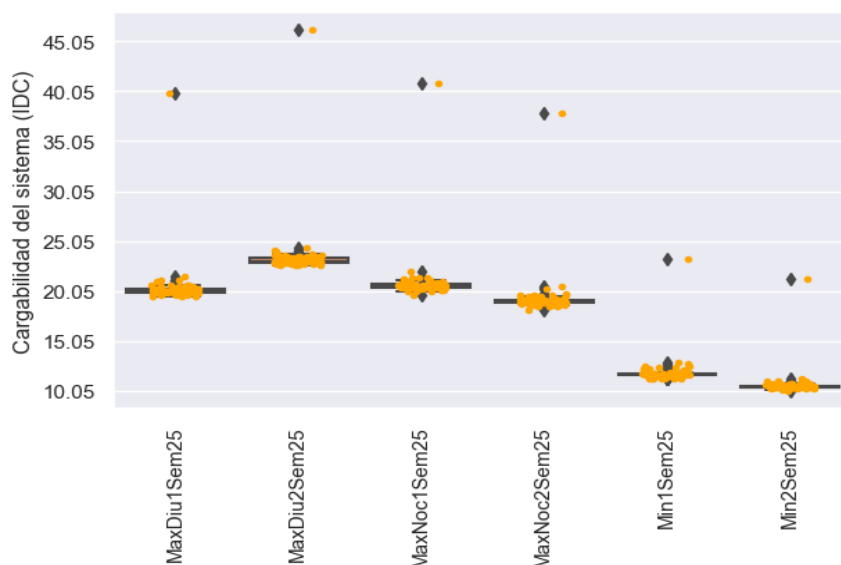


Figura 10.56: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2025.

2026

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 máxima diurna de la época seca se da el menor valor de exportación con 170 MW. Para el resto de los escenarios se logra una exportación de 300 MW.
- 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 624.48 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.

Cuadro 10.51: resultados ante contingencias para los escenarios de 2026, exportación hacia Honduras.

Escenario	Contingencia	Elemento	Carga (%)	Límite (MW)	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem26	EDP-AHUA-1	AHUA-230-EDP-230-2	101.09	170	624.48
MaxNoc1Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	549.84
Min1Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	560.92
MaxDiu2Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	516.91
MaxNoc2Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	556.98
Min2Sem26	NCL	NCL	NCL	NCL	325.21

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

En la figura 10.57 se muestran los datos de generación, demanda y consumo total de los casos de exportación hacia Honduras para el 2026. 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.

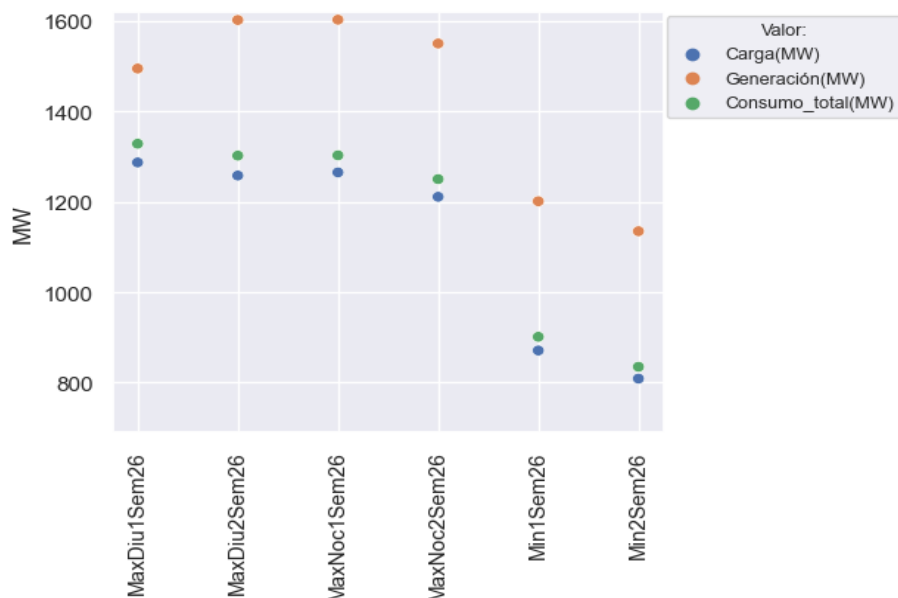


Figura 10.57: comparación de los datos de generación, demanda y consumo total, casos con exportación hacia Honduras en el 2026.

Se considera importante mostrar el comportamiento de la tensión en los nodos de del SEP para los casos con exportación hacia Honduras en el 2026. Por ello en la figura 10.58 se comparan las desviaciones de tensión de cada uno de los escenarios analizados, mediante el índice MTI y en la figura 10.59 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 10.58 se observa que:

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

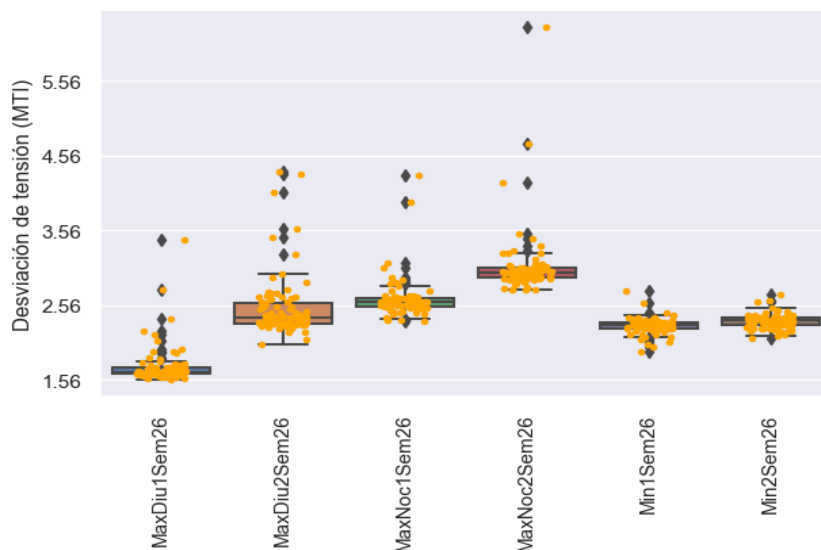


Figura 10.58: comparación de las desviaciones de tensión poscontingencia, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.

En la figura 10.59 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 10.60); 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.

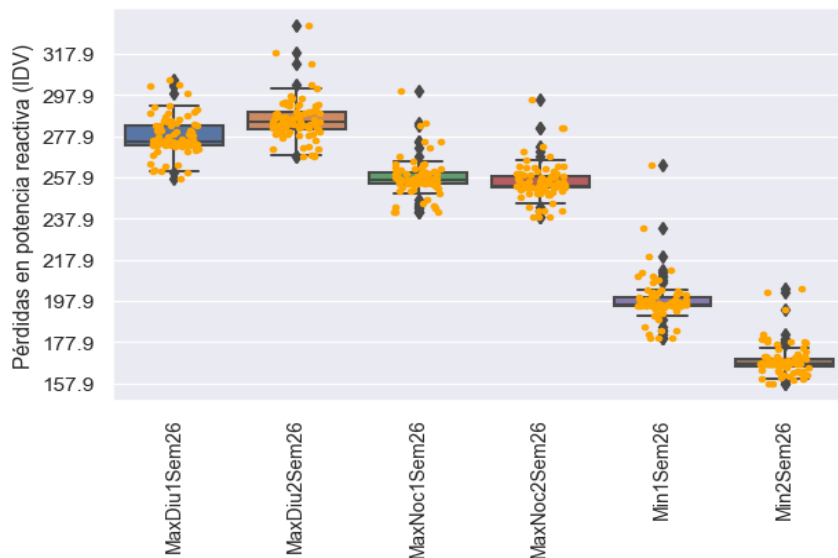


Figura 10.59: comparación de las pérdidas en potencia reactiva poscontingencia, casos de importación exportación hacia Honduras en el 2026.

En la figura 10.60 se compara la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión en los escenarios de exportación hacia Honduras para el 2026, 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.

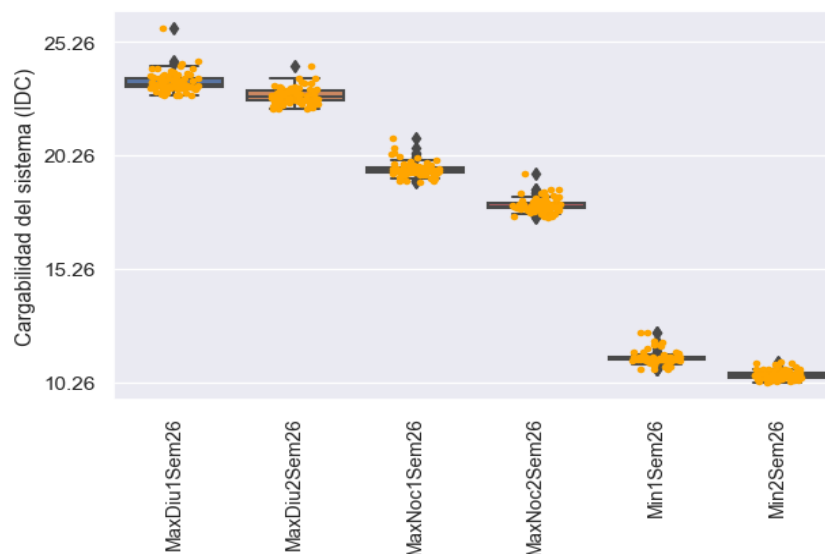


Figura 10.60: comparación de la cargabilidad poscontingencia del sistema de transmisión, casos de exportación hacia Honduras en el 2026.

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 2025, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre la contingencia de la línea SMAR-STOM-01, causa la sobrecarga de la línea NEJA-SANT-01, la sobrecarga es de menos del 1%, por lo que no debería significar un riesgo operativo y daría tiempo para tomar acciones en tiempo real para normalizar la condición. Esta condición es perfectamente corregible en tiempo real.
- Para el 2025, en la condición sin transferencias, los escenarios de demanda máxima diurna y máxima nocturna ambos semestres, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda máxima estimada. Al respecto se destaca:
 - Para el período de máxima diurna del primer semestre, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,084 MW.
 - Para el período de máxima diurna del segundo semestre, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,181 MW.
 - De los dos puntos anteriores, podemos concluir que en el segundo semestre se tendría una capacidad de importación mayor, en condiciones similares de demanda.
- Para el 2026, en los casos sin transferencias, se tienen los problemas de bajo voltaje que se detallan a continuación:
 - La contingencia VOLC-SANT, provoca condiciones de bajo voltaje en el nodo SANT-115, en el escenario de demanda máxima diurna de ambos semestres, esta condición puede solventarse conectándose la compensación reactiva que se encuentra disponible en las subestaciones SANT, NEJA y NCUS.
 - La contingencia CHIN-TECO, provoca condiciones de bajo voltaje en el nodo TECO-115, en el escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre, esta condición puede solventarse conectándose la compensación reactiva que se encuentra disponible en la misma subestación.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que en los casos de demanda máxima diurna y para la máxima nocturna de ambos semestres la importación es de 0 MW.
 - 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 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.

- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,084MW.
- En demanda máxima diurna de la época húmeda no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,156 MW.
- Para 2026 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
 - Hay un aumento en la capacidad de importación al comparar con los escenarios del 2025.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2026 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Guatemala podemos decir que:
 - 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.
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,187MW.
 - En demanda máxima diurna de la época húmeda se llegó al valor de 1,258 MW, el máximo simulado, y siempre se obtuvo un valor de importación mayor o igual a 190 MW.
 - Al comparar los resultados del 2025 con el 2026, se observa un aumento en la capacidad de importación desde Guatemala, probablemente incremento se deba a los cambios en el despacho, producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año. Esto concuerda con la disminución observada en la carga de los autotransformadores de NEJA.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - 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 y máxima nocturna de ambos semestres la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
- En el 2025 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - 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.

- En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,109 MW.
- En demanda máxima diurna de la época húmeda no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,181 MW.
- Para 2026 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Tal como se había observado en el cuadro 10.32, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima de del segundo semestre es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2026 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - 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.
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,152 MW.
 - En demanda máxima diurna de la época húmeda se llegó al valor de 1,258 MW, el máximo simulado, y siempre se obtuvo un valor de importación mayor o igual a 190 MW.
 - Al comparar los resultados del 2025 con el 2026, se observa un aumento en la capacidad de importación desde Honduras, probablemente incremento se deba a los cambios en el despacho, producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año. Esto concuerda con la disminución observada en la carga de los autotransformadores de NEJA.
- Para 2025 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna y de demanda mínima del primer semestre se da el menor valor de exportación con 200 MW. Para el resto de los escenarios 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 585.87 MW y se da en demanda máxima diurna del primer semestre.
- Para 2026 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 210 MW. Para el resto de los escenarios se logra una exportación de 300 MW.
 - 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 639.72 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 mínima nocturna de la época húmeda se da el menor valor de exportación con 210 MW.
 - Para demanda máxima diurna, máxima nocturna y mínima de la época seca y máxima nocturna de la época lluviosa, es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
 - 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 585.87 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- Para 2026 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Tal como se había observado en el cuadro 10.32, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima de del segundo semestre es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
 - En general para el 2026 se ve un incremento en todas las capacidades de transferencias, con respecto al 2025.

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 10.52 se presenta un resumen con el nodo crítico²⁸ para cada escenario y la contingencia para la cual se presenta dicha condición, para el 2025. De esta tabla podemos indicar:

- Las dos condiciones con menor reserva de potencia reactiva se dan en el nodo OZAT-115, ante la contingencia SMIG-OZAT para el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre y del segundo semestre, respectivamente. Seguido por el nodo TECO-115 ante la contingencia CHIN-TECO en el escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre.
- Los nodos TECO-115 y OZAT-115 son los que único aparecen con menor reserva de potencia reactiva, ante las contingencias CHIN-TECO y SMIG-OZAT, respectivamente.

²⁸ Nodo con menor reserva de potencia reactiva.

Cuadro 10.52: 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	27.36	0.78
MaxDiu2Sem25	OZAT-115	SMIG-OZAT	18.16	0.77
MaxNoc1Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	48.18	0.65
MaxNoc2Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	36.48	0.65
Min1Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	55.47	0.65
Min2Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	50.07	0.65

En el cuadro 10.53 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, cuatro corresponden al escenario de demanda máxima diurna del primer semestre, tres al escenario de demanda máxima nocturna de la época seca e igual número para el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre.
- Los únicos nodos que aparecen en este listado son CHIN-115, TECO-115, GUAJ-115 y OZAT-115. Siendo TECO-115 y OZAT-115, los que aparecen en 4 ocasiones cada uno
- Las únicas contingencias que aparecen en este listado son SMIG-OZAT, CHIN-TECO, SANA-OPIC y TECO-OZAT.

Cuadro 10.53: 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	OZAT-115	SMIG-OZAT	18.16	0.77
MaxDiu2Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	20.43	0.72
MaxDiu2Sem25	OZAT-115	CHIN-TECO	23.21	0.77
MaxDiu1Sem25	OZAT-115	SMIG-OZAT	27.36	0.78
MaxDiu1Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	30.51	0.68
MaxDiu1Sem25	OZAT-115	CHIN-TECO	36.28	0.77
MaxNoc2Sem25	TECO-115	CHIN-TECO	36.48	0.65
MaxDiu2Sem25	TECO-115	SMIG-OZAT	37.11	0.83
MaxDiu2Sem25	CHIN-115	SMIG-OZAT	45.77	0.84
MaxDiu1Sem25	GUAJ-115	SANA-OPIC	47.05	0.65

En la figura 10.61 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 2025:

- 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:
 - ANTA
 - SMAR-STOM
 - VOLC-NCUS
 - AHUA-SANA
 - CGRA-U1
 - SMIG-OZAT
 - 5NOV-U6
 - 15SE-U1
 - SMAT-OPIC
 - PVSET

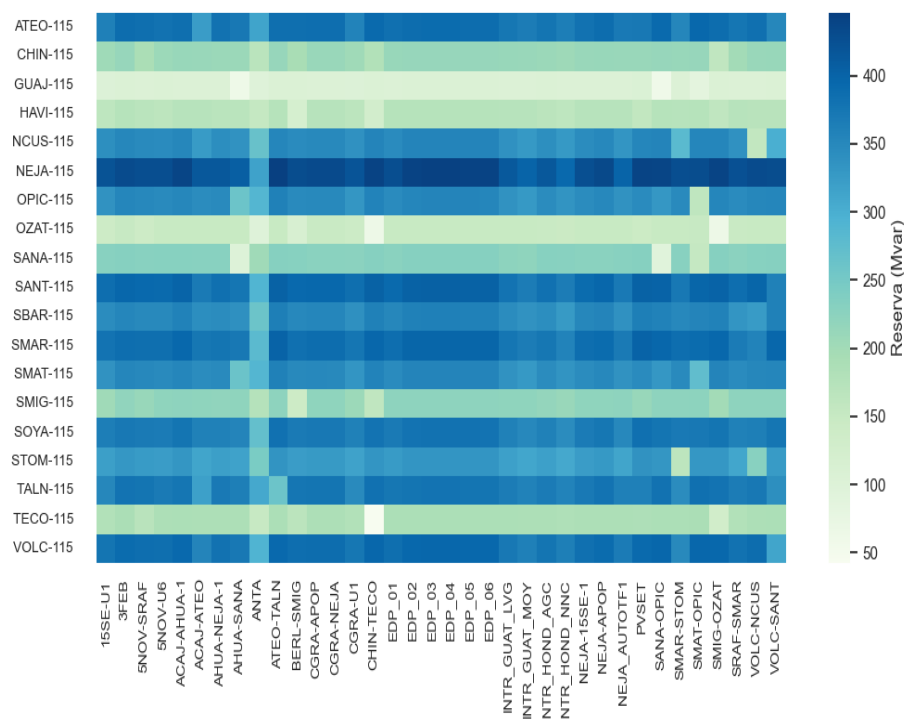


Figura 10.61: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2025.

En la figura 10.62 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 10.54 la reserva de potencia reactiva mínima es de 18.16 Mvar.
- El 95% de las condiciones simuladas, se tiene una reserva de potencia reactiva igual o mayor a 105.84 Mvar.
- La reserva de potencia reactiva máxima es de 539.18 Mvar.

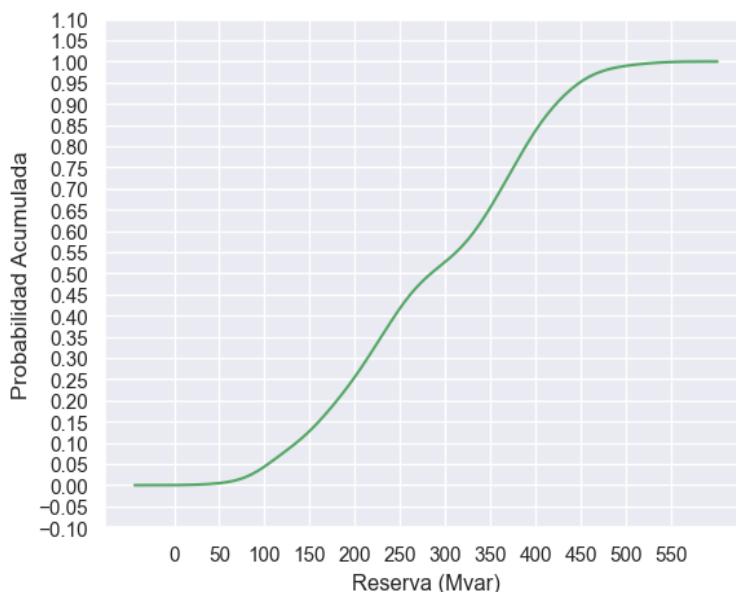


Figura 10.62: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2025.

En el cuadro 10.54 se presenta un resumen con el nodo crítico²⁹ para cada escenario y la contingencia para la cual se presenta dicha condición, para el 2026. De esta tabla podemos indicar:

- Las condiciones con menor reserva de potencia reactiva se dan en el nodo OZAT-115, ante la contingencia SMIG-OZAT en el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre y en el escenario de demanda máxima diurna del primer semestre, respectivamente.
- Los nodos OZAT-115 y TECO-115 son los que único aparecen con menor reserva de potencia reactiva, ante las contingencias SMIG-OZAT y CHIN-TECO, respectivamente.

Cuadro 10.54: resumen del análisis de estabilidad de voltaje para el 2026.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
MaxDiu1Sem26	OZAT-115	SMIG-OZAT	24.79	0.78
MaxDiu2Sem26	OZAT-115	SMIG-OZAT	15.99	0.77

²⁹ Nodo con menor reserva de potencia reactiva.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
MaxNoc1Sem26	TECO-115	CHIN-TECO	40.75	0.65
MaxNoc2Sem26	TECO-115	CHIN-TECO	32.72	0.65
Min1Sem26	TECO-115	CHIN-TECO	53.6	0.65
Min2Sem26	TECO-115	CHIN-TECO	46.31	0.65

En el cuadro 10.55 se muestran las 10 condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados para el 2026. De esta tabla podemos indicar:

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

Cuadro 10.55: condiciones con menor reserva de potencia reactiva de todos los casos analizados, para el 2026.

Escenario	Nodo	Contingencia	Reserva de potencia reactiva (Mvar)	Voltaje de Colapso (p.u.)
MaxDiu2Sem26	OZAT-115	SMIG-OZAT	15.99	0.77
MaxDiu2Sem26	TECO-115	CHIN-TECO	16.48	0.74
MaxDiu2Sem26	OZAT-115	CHIN-TECO	18.5	0.78
MaxDiu1Sem26	OZAT-115	SMIG-OZAT	24.79	0.78
MaxDiu1Sem26	TECO-115	CHIN-TECO	27.22	0.71
MaxDiu1Sem26	OZAT-115	CHIN-TECO	31.89	0.78
MaxDiu2Sem26	TECO-115	SMIG-OZAT	32.32	0.83
MaxNoc2Sem26	TECO-115	CHIN-TECO	32.72	0.65
MaxDiu2Sem26	CHIN-115	SMIG-OZAT	39.72	0.85
MaxDiu2Sem26	LUNI-115	CHIN-TECO	40.27	0.8

En la figura 10.63 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 2026:

- Los diez nodos con menor reserva de potencia reactiva son:
 - LUNI-115
 - GUAI-115
 - OZAT-115
 - HAVI-115
 - TECO-115
 - SMIG-115
 - CHIN-115

- SANA-115
- STOM-115
- NCUS-115
- Las diez contingencias que causan una menor reserva de potencia reactiva son:
 - ANTA
 - SANT-NEJA
 - AHUA-SANA
 - SMIG-OZAT
 - CGRA-U1
 - 5NOV-U6
 - 5NOV-U5
 - ACAJ-ATEO
 - 5NOV-U4
 - 15SE-U1

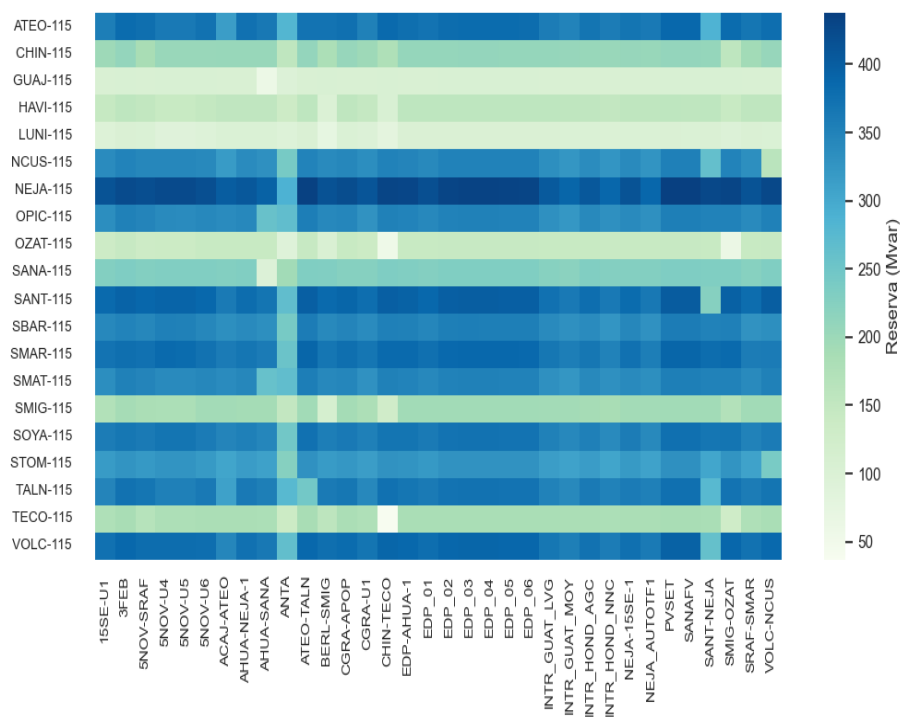


Figura 10.63: mapa de calor de la reserva de potencia reactiva para cada nodo y contingencia analizada en el 2026.

En la figura 10.64 se muestra la curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva del total de condiciones analizadas para el 2026. De esta gráfica podemos mencionar:

- Como se indicó en la tabla 10.56 la reserva de potencia reactiva mínima es de 15.99 Mvar.
- El 95% de las condiciones simuladas, se tiene una reserva de potencia reactiva igual o mayor a 97.46 Mvar.
- La reserva de potencia reactiva máxima es de 542.74 Mvar.

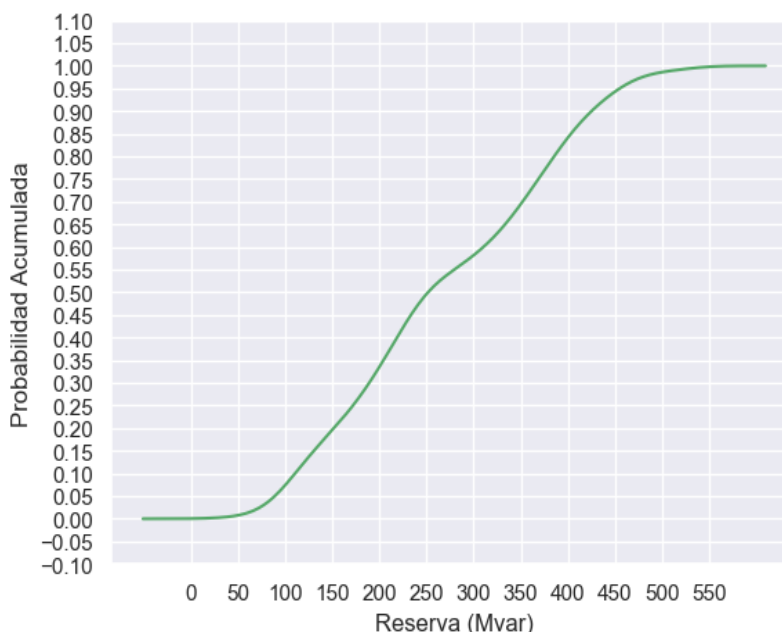


Figura 10.64: curva de probabilidad acumulada de la reserva de potencia reactiva para el 2026.

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 15.99 Mvar.
- En las figuras 10.62 y 10.64 se muestra la curva de probabilidad acumulada³⁰ de la reserva de potencia reactiva para los escenarios del 2025 y 2026, respectivamente, en ellas se observa que en el 95% de los casos simulados se tiene una reserva de potencia reactiva mayor a 97.46 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. LUNI-115

³⁰ Para una explicación detallada acerca de las curvas de probabilidad acumulada consultar:
<http://www.physics.csbsju.edu/stats/display.distribution.html>

2. GUAJ-115
3. OZAT-115
4. HAVI-115
5. TECO-115
6. SMIG-115
7. CHIN-115
8. SANA-115
9. STOM-115
10. NCUS-115
11. OPIC-115

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

1. ANTA
2. SMAR-STOM
3. VOLC-NCUS
4. AHUA-SANA
5. CGRA-U1
6. SMIG-OZAT
7. 5NOV-U6
8. 15SE-U1
9. SMAT-OPIC
10. PVSET
11. SANT-NEJA
12. 5NOV-U5
13. ACAJ-ATEO
14. 5NOV-U4

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 10.56 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 10.56: 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)	Nodo_fmin
ESA_MaxDiu1Sem25	F04_Albi	-90.19	NCUS-115
ESA_MaxDiu2Sem25	F04_Albi	-94.35	NCUS-115
ESA_MaxNoc1Sem25	F01_15seU	-84.49	15SE-230
ESA_MaxNoc2Sem25	F01_15seU	-84.19	15SE-230
ESA_Min1Sem25	F05_EDP1	-69.03	AHUA-230

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 2026, 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 10.57: desbalance causado por las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, por escenario de transferencia, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

Caso	Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin
ESA_MaxDiu1Sem26	F04_Albi	-88.35	NCUS-115
ESA_MaxDiu2Sem26	F04_Albi	-94.42	NCUS-115
ESA_MaxNoc1Sem26	F01_15seU	-84.18	NCUS-115
ESA_MaxNoc2Sem26	F01_15seU	-83.74	NCUS-115
ESA_Min1Sem26	F05_EDP1	-65.65	NCUS-115

10.5.1. Demanda máxima diurna de época seca 2025.

Disparo de planta Albireo, caso sin transferencia.

En el cuadro 10.58 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 10.65 a 10.71, 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 10.58: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna de época seca 2025.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F04_Albi	-90.19	NCUS-115	59.965
F02_CgraU	-64.28	15SE-230	59.966
F05_EDP1	-60.55	15SE-230	59.966
F03_Tpto	-60.12	15SE-230	59.966
F01_15seU	-44.74	15SE-230	59.965

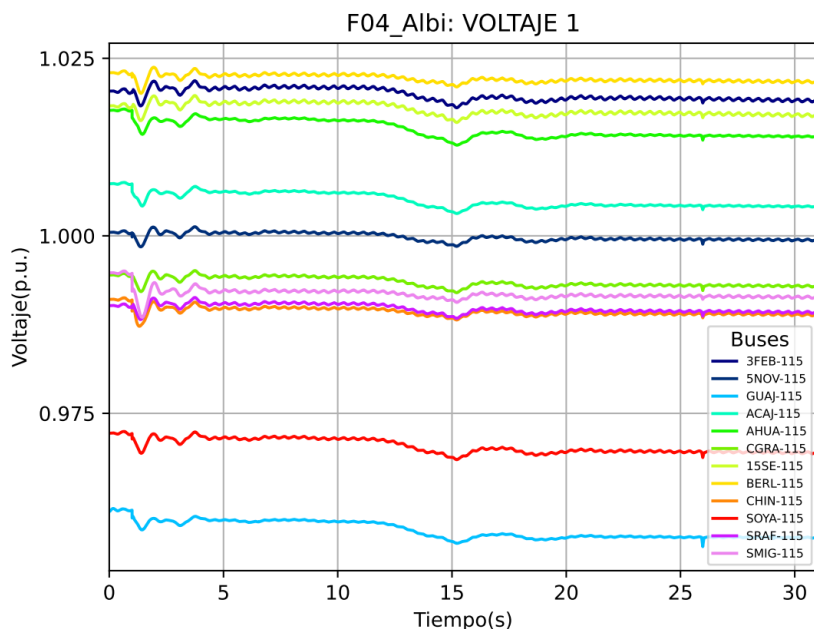


Figura 10.65: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025

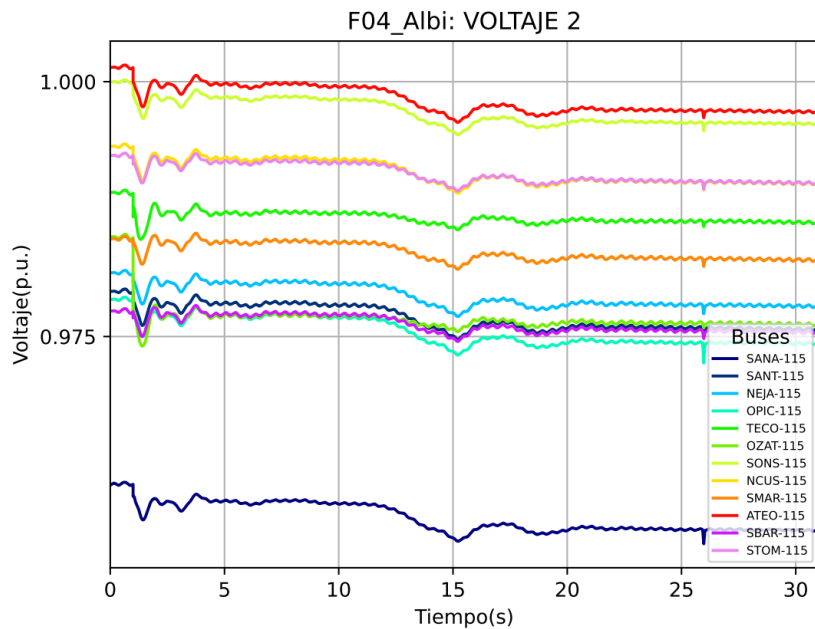


Figura 10.66: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025

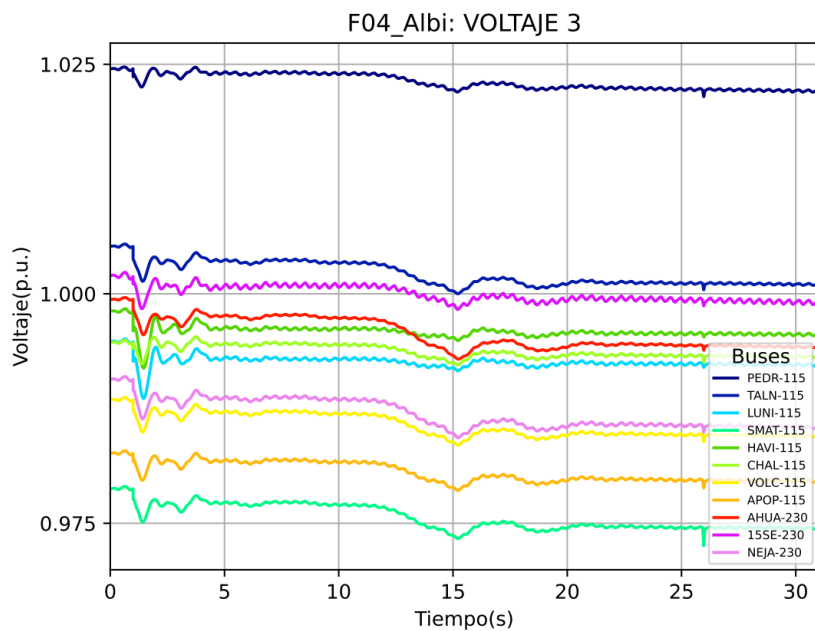


Figura 10.67: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.

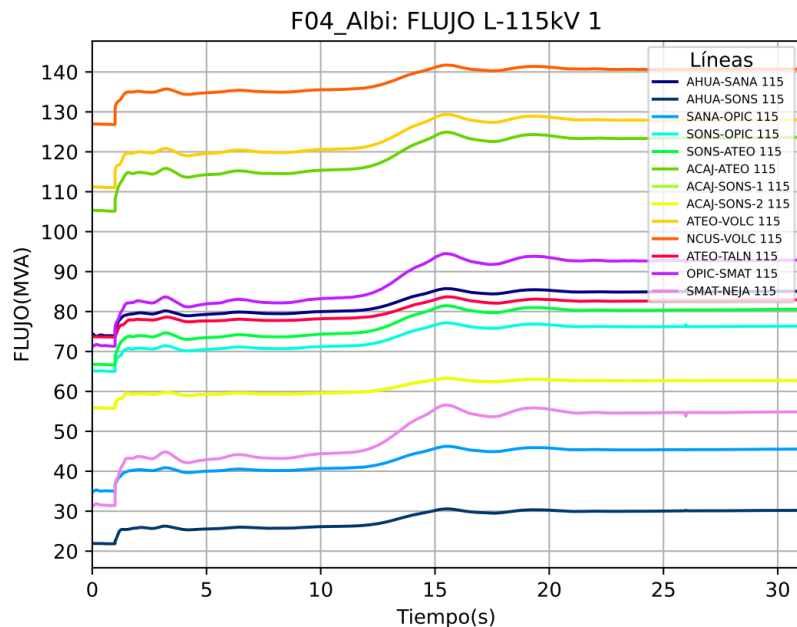


Figura 10.68: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.

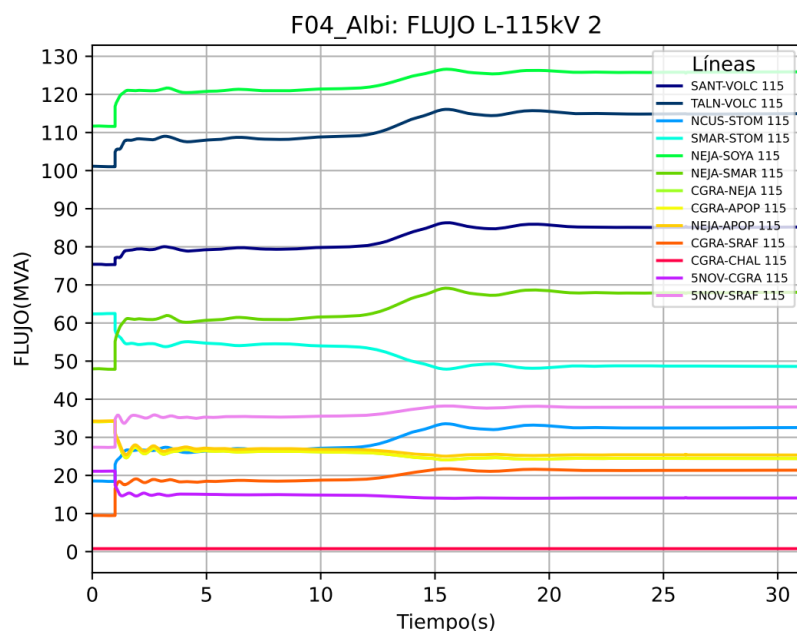


Figura 10.69: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.

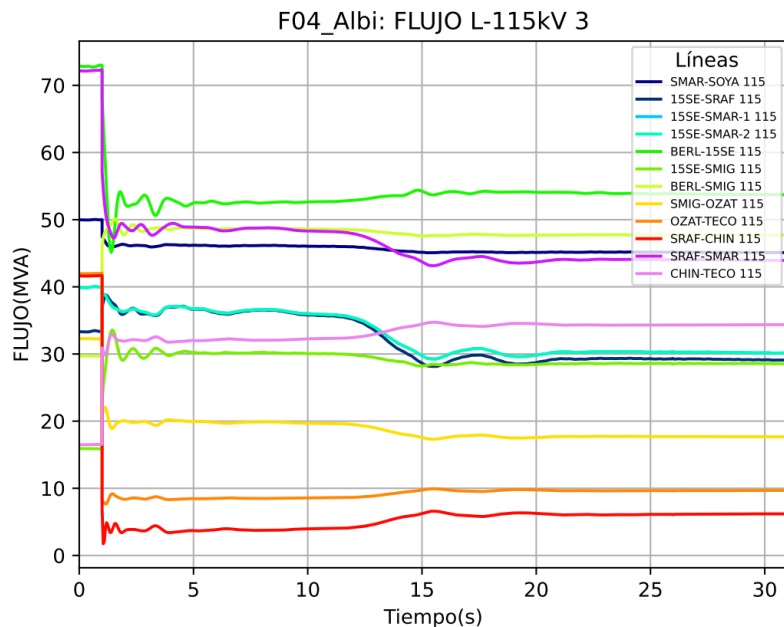


Figura 10.70: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.

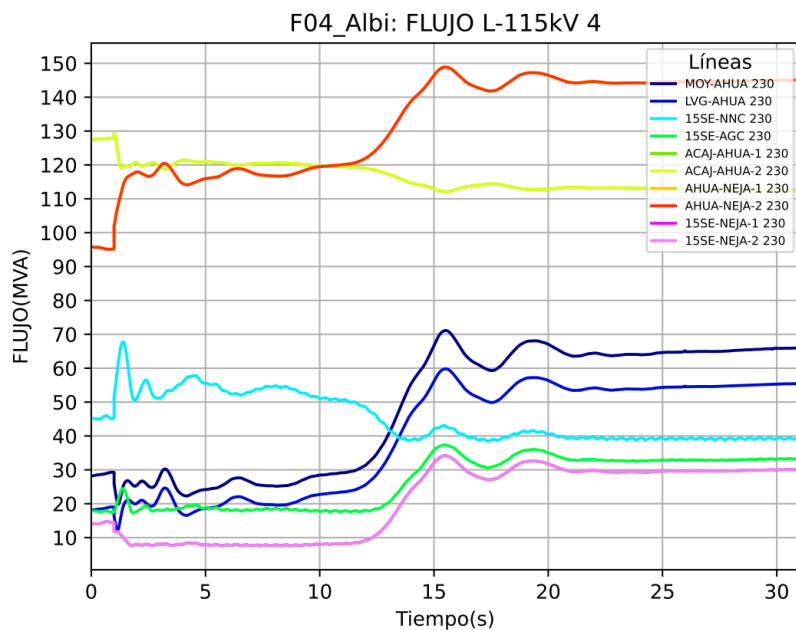


Figura 10.71: flujo (MVA) de las líneas 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre 2025.

10.5.2. Demanda máxima diurna de época seca 2026.

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 10.72 a 10.78, 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 10.59: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F04_Albi	-88.35	NCUS-115	59.966
F02_CgraU	-62.79	15SE-230	59.966
F03_Tpto	-58.82	15SE-230	59.966
F05_EDP1	-57.95	15SE-230	59.966
F01_15seU	-43.06	15SE-230	59.965

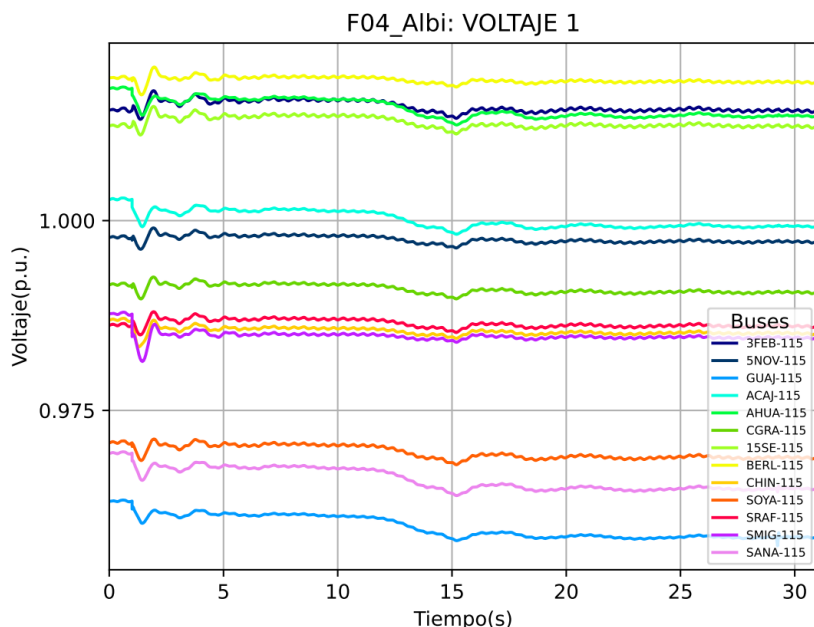


Figura 10.72: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

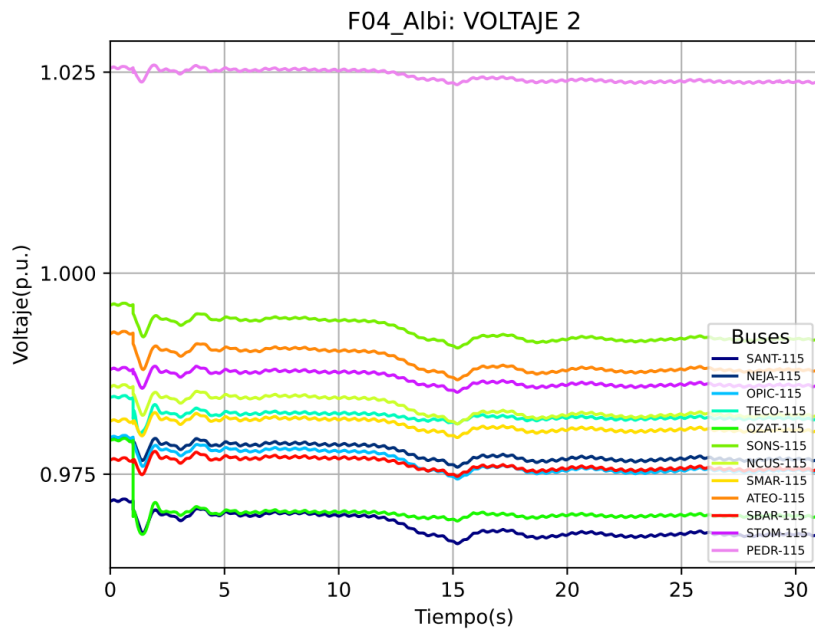


Figura 10.73: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

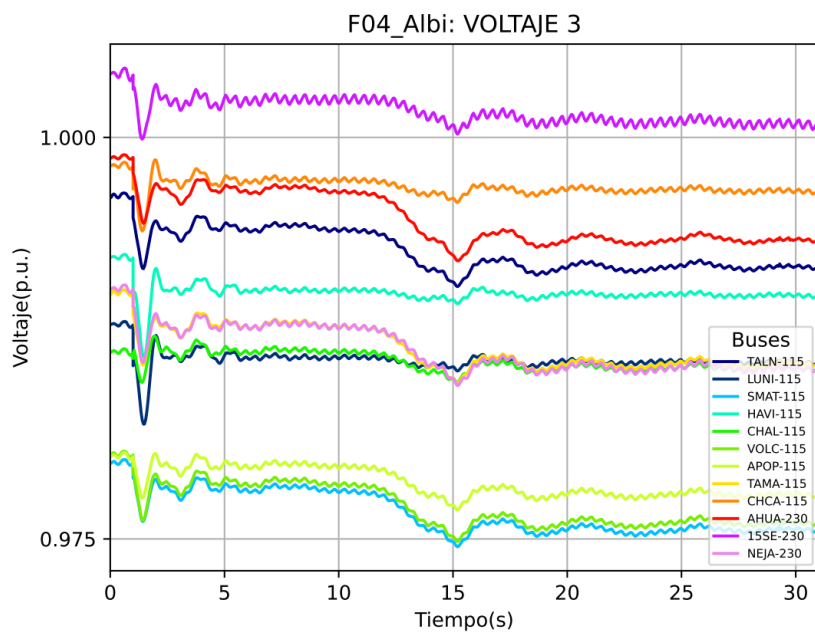


Figura 10.74: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

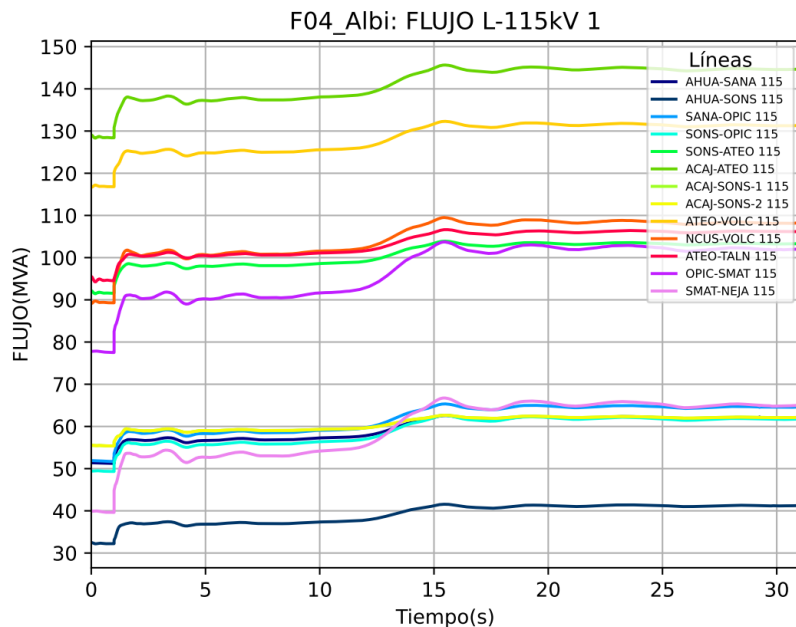


Figura 10.75: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

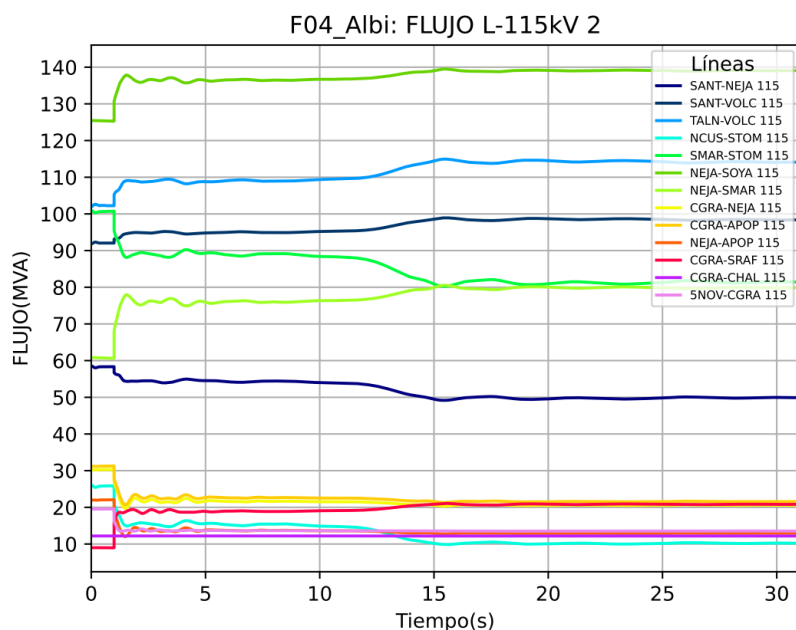


Figura 10.76: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

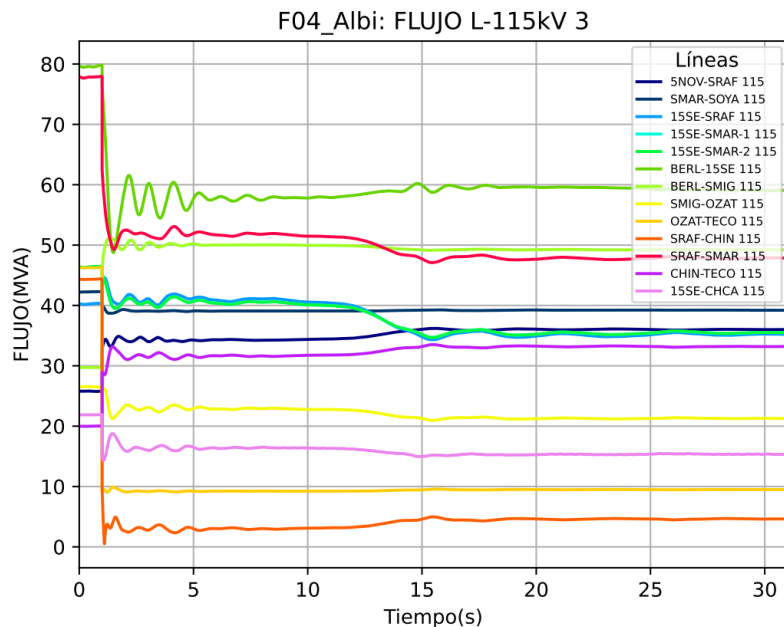


Figura 10.77: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

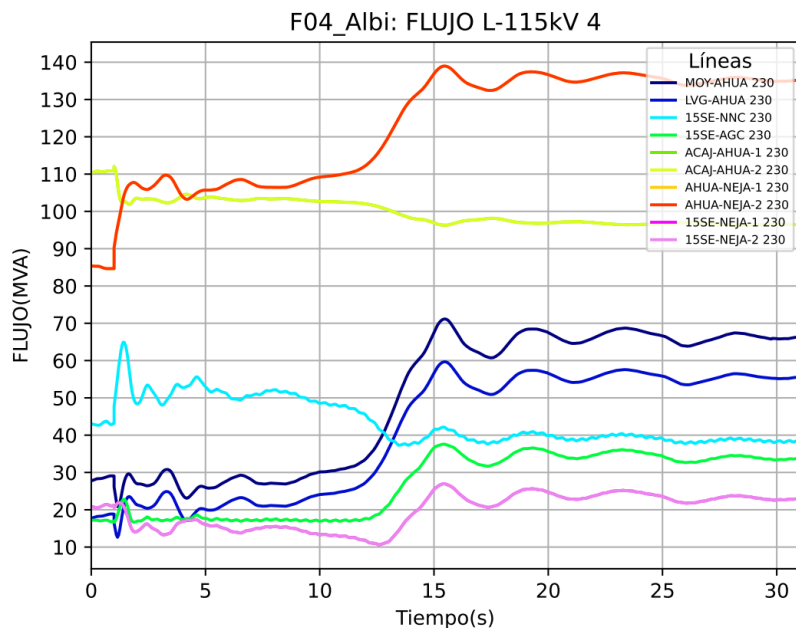


Figura 10.78: flujo (MVA) de las líneas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

10.5.3. Demanda máxima diurna de época húmeda 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 10.79 a 10.85, 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 10.60: 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	-94.35	NCUS-115	59.969
F01_15seU	-84.11	15SE-230	59.975
F02_CgraU	-78.84	NCUS-115	59.975
F05_EDP1	-73.3	15SE-230	59.956
F06_3FEB	-53.05	15SE-230	59.957

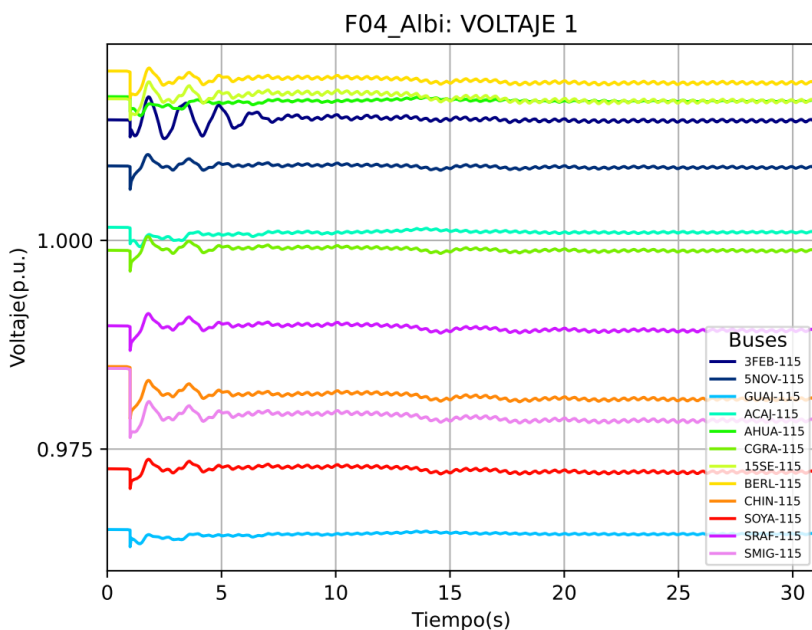


Figura 10.79: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

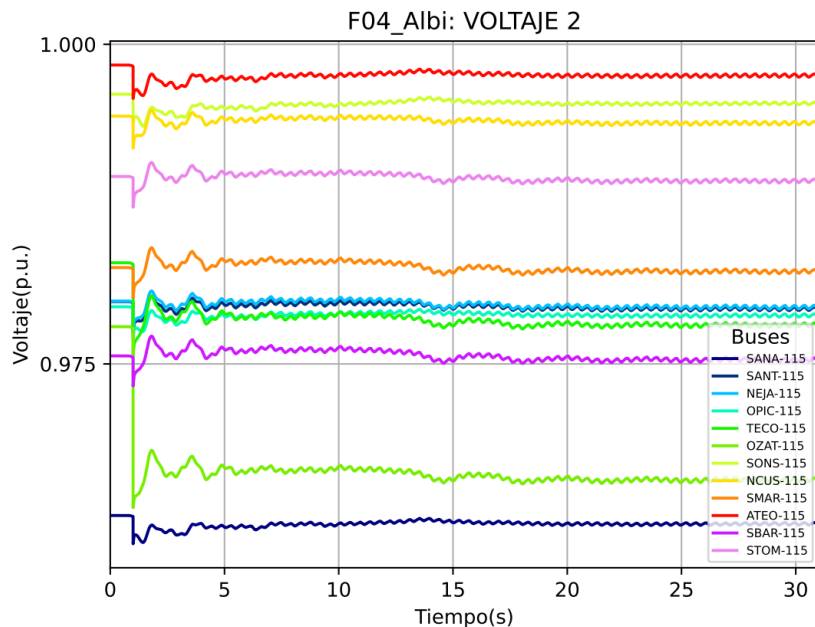


Figura 10.80: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

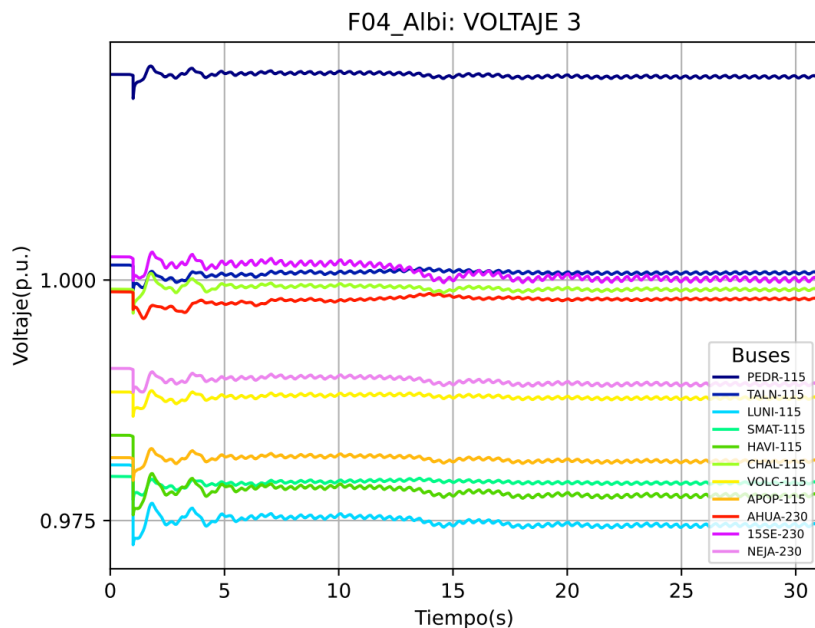


Figura 10.81: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

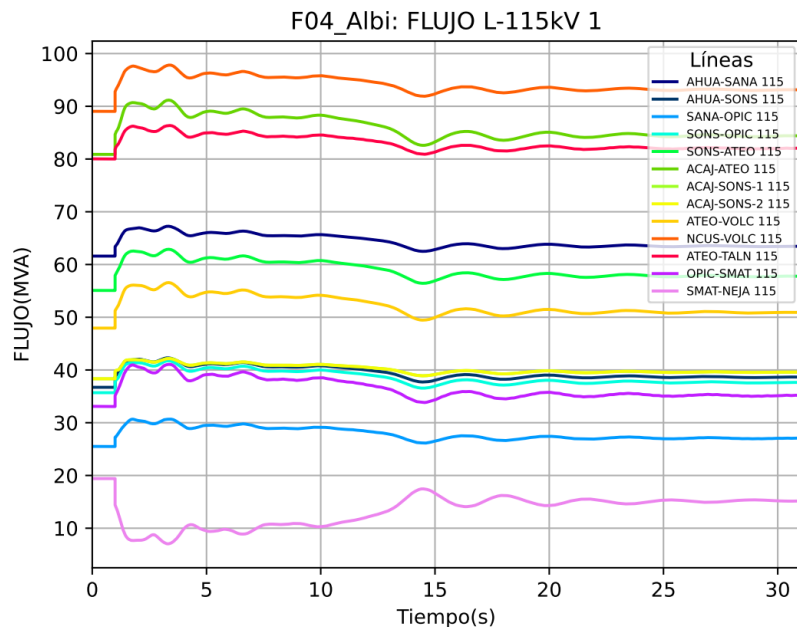


Figura 10.82: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

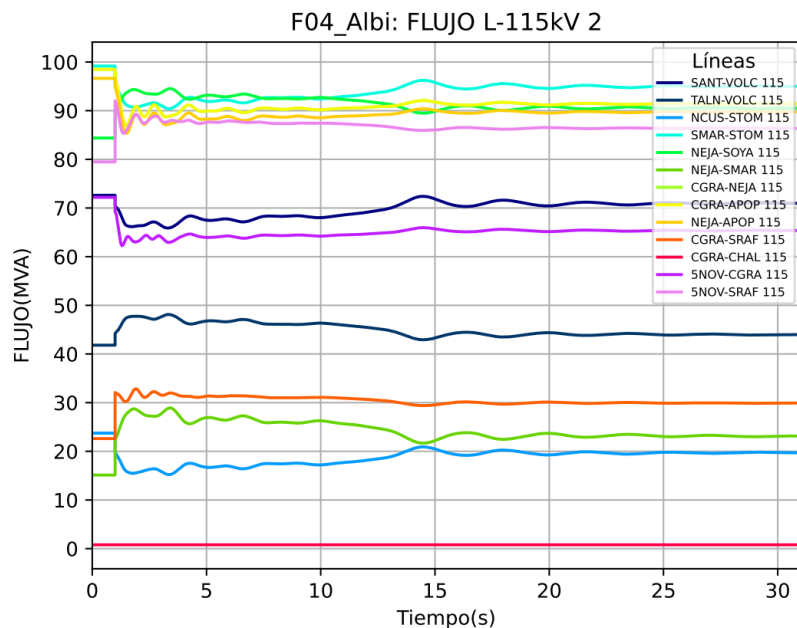


Figura 10.83: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

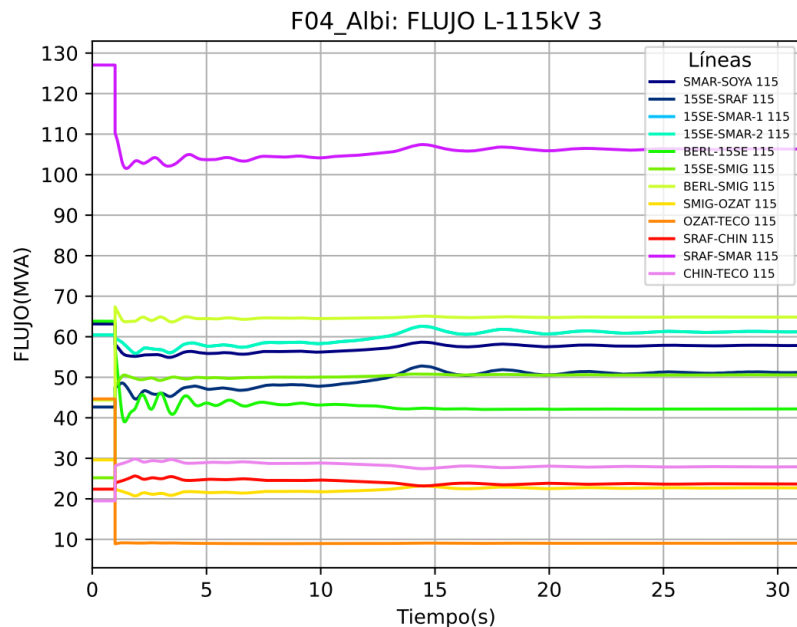


Figura 10.84: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

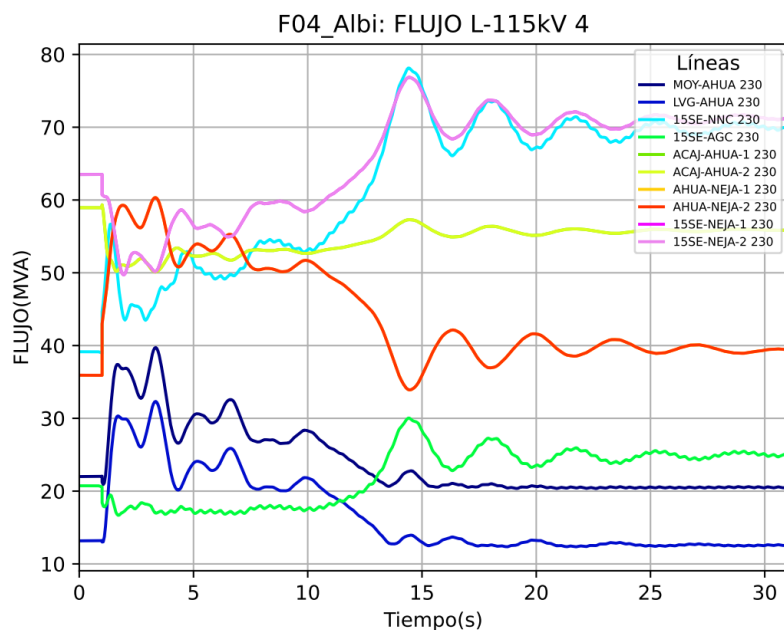


Figura 10.85: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

10.5.4. Demanda máxima diurna de época húmeda 2026.

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 10.86 a 10.92, 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 10.61: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F04_Albi	-94.42	NCUS-115	59.968
F01_15seU	-83.63	NCUS-115	59.974
F02_CgraU	-78.82	NCUS-115	59.975
F06_3FEB	-60.25	NCUS-115	59.979
F05_EDP1	-52.47	AHUA-230	59.988

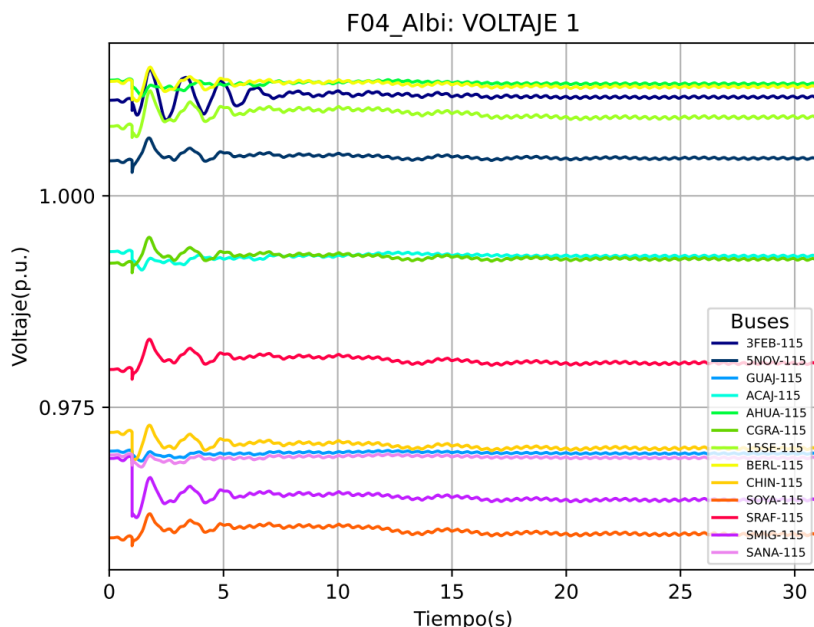


Figura 10.86: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

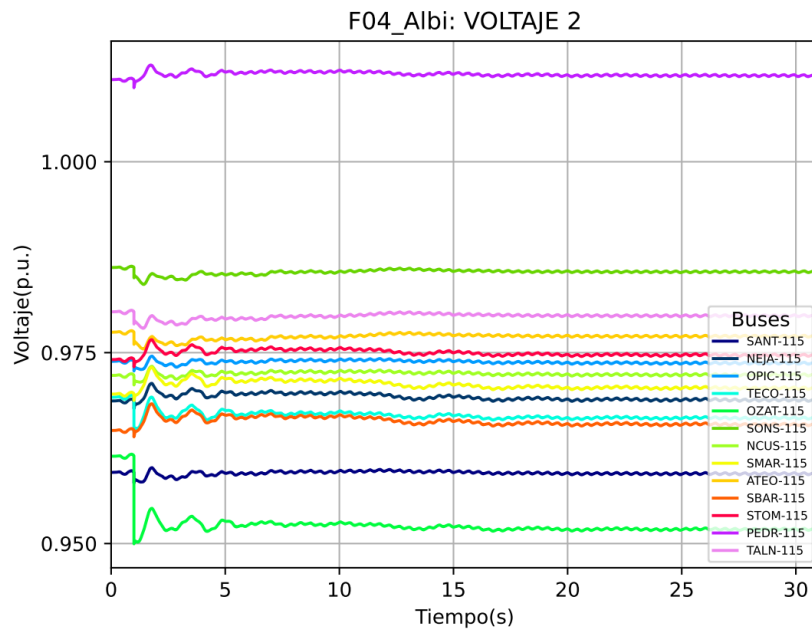


Figura 10.87: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

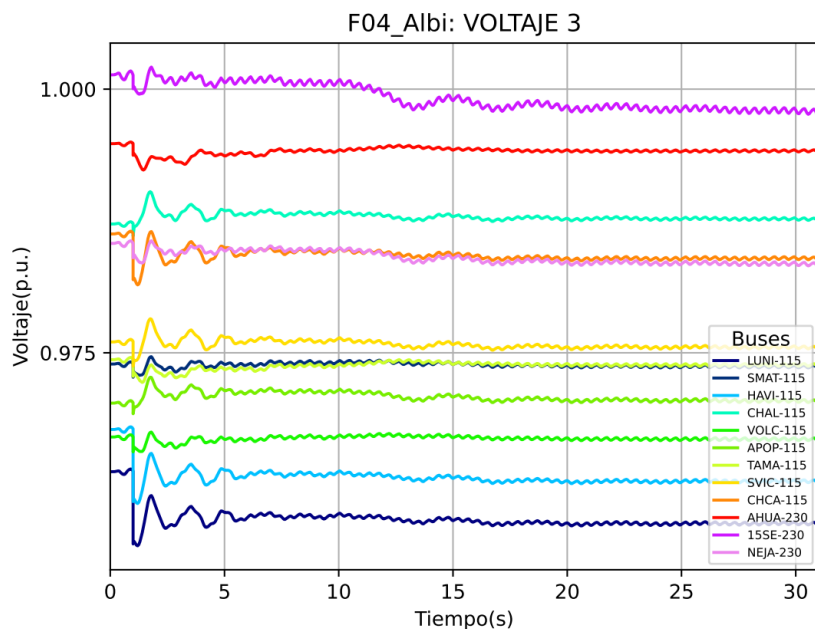


Figura 10.88: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

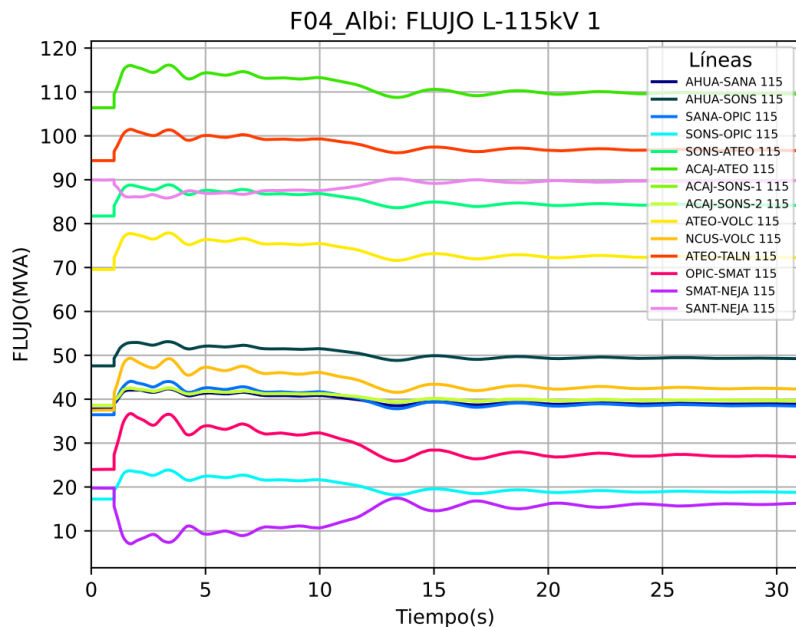


Figura 10.89: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

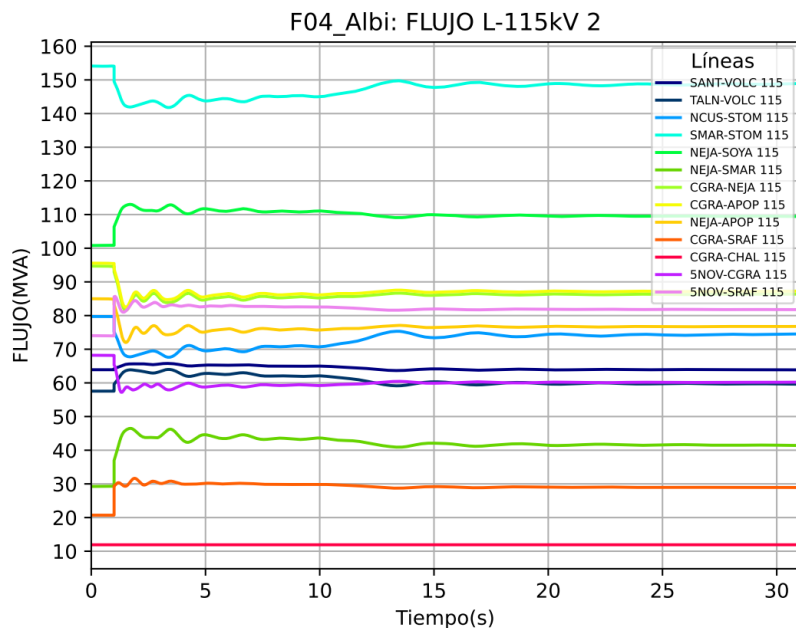


Figura 10.90: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

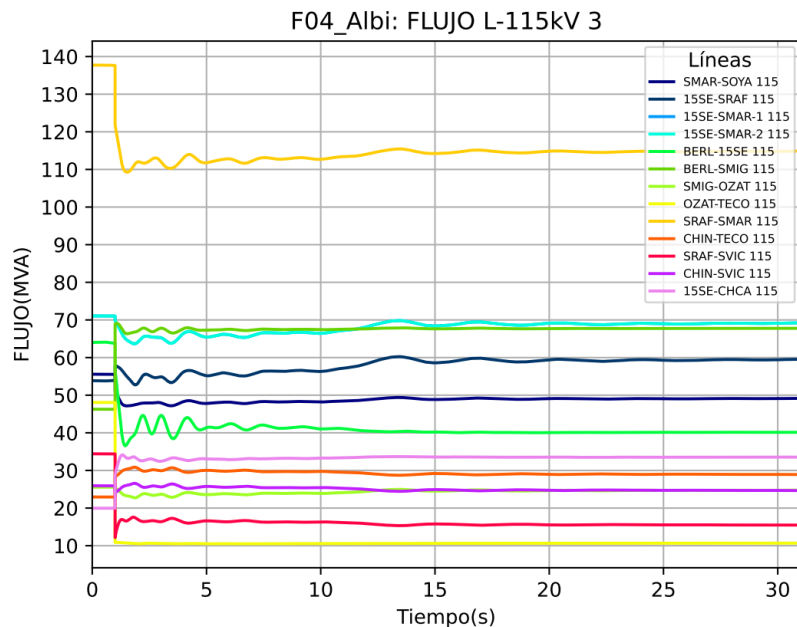


Figura 10.91: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

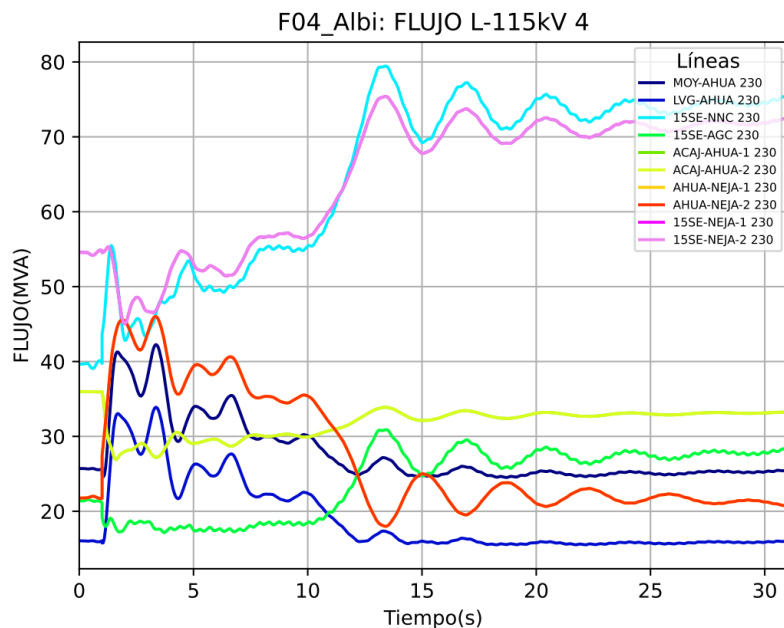


Figura 10.92: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

10.5.5. Demanda máxima nocturna de época seca 2025.

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

En 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 10.93 a 10.99, 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 10.62: 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)
F01_15seU	-84.49	15SE-230	59.974
F02_CgraU	-79.29	NCUS-115	59.975
F05_EDP1	-65.94	AHUA-230	59.978
F06_3FEB	-60.17	NCUS-115	59.979
F03_Tpto	-55.76	AHUA-230	59.983

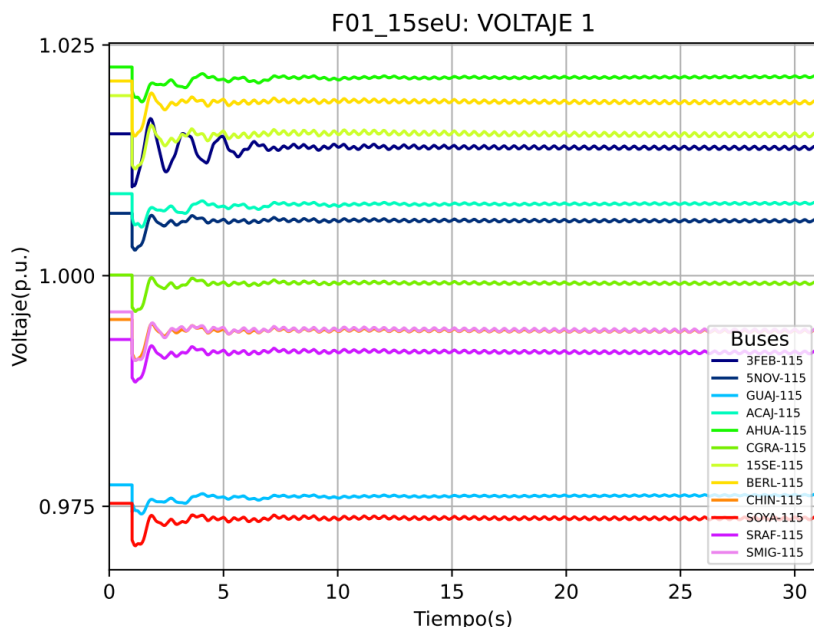


Figura 10.93: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

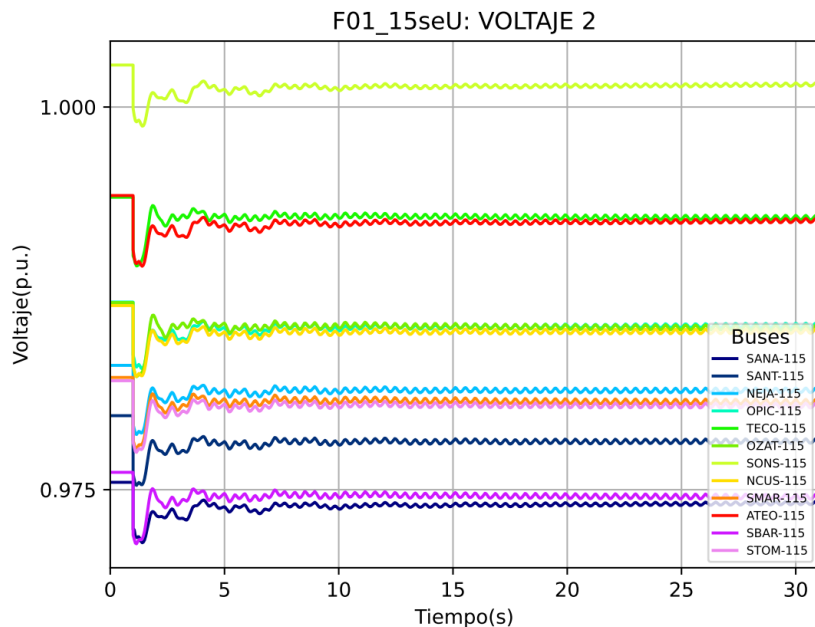


Figura 10.94: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

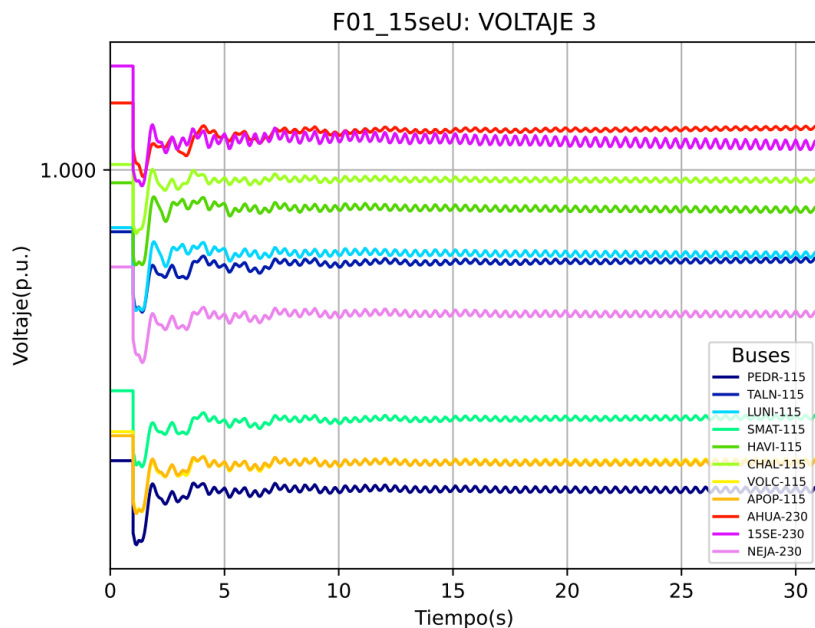


Figura 10.95: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

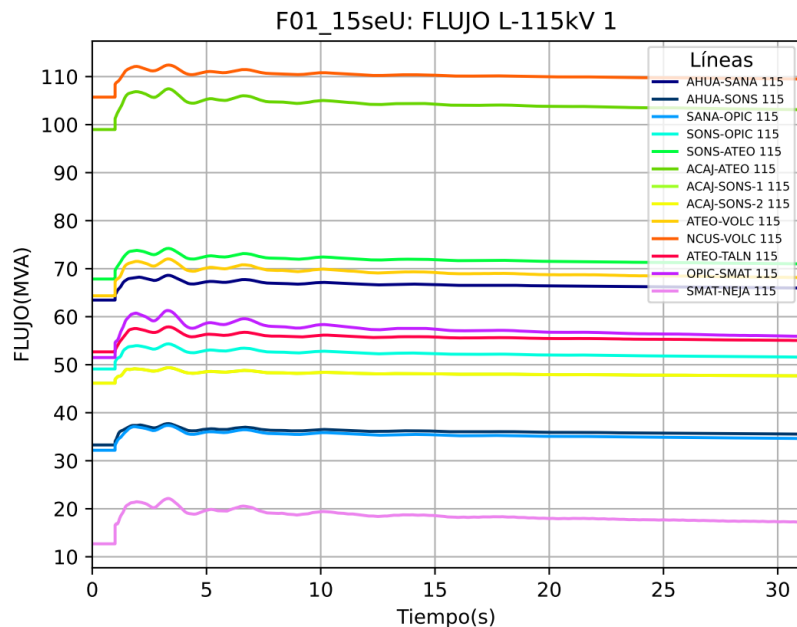


Figura 10.96: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

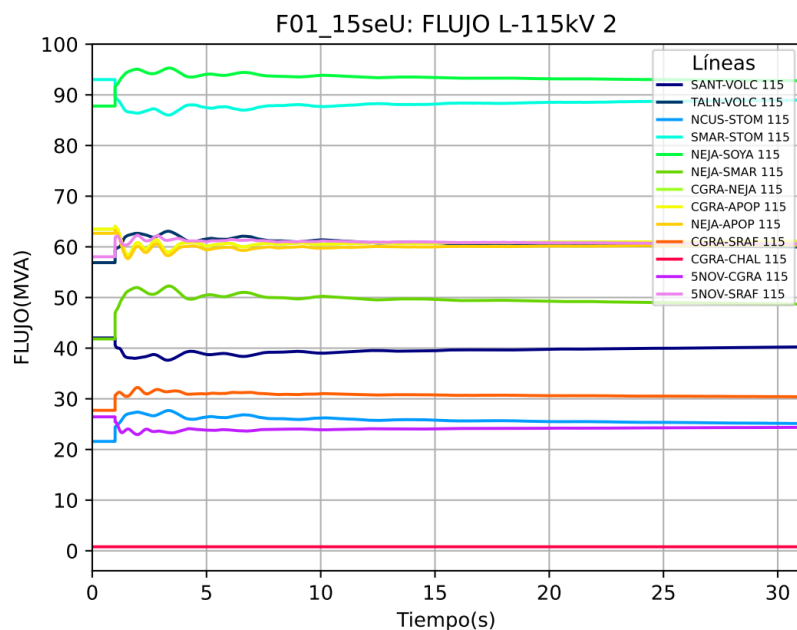


Figura 10.97: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

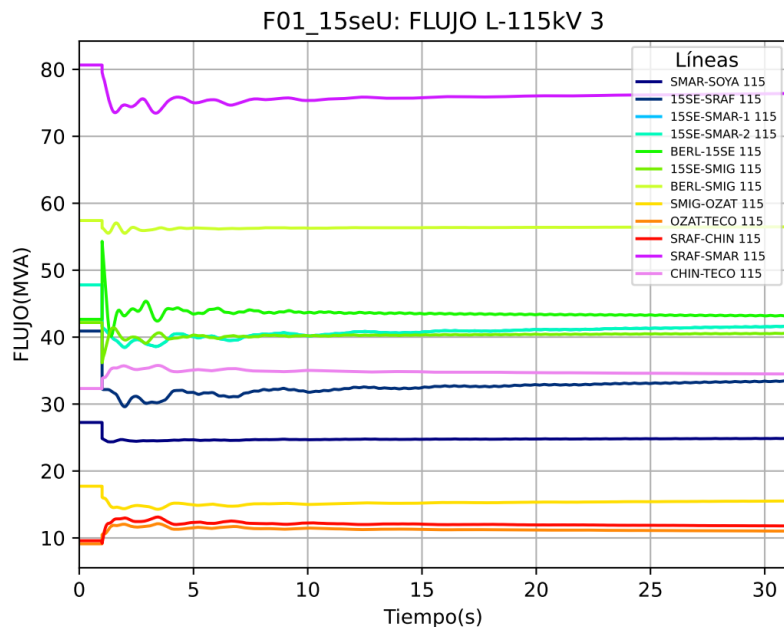


Figura 10.98: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

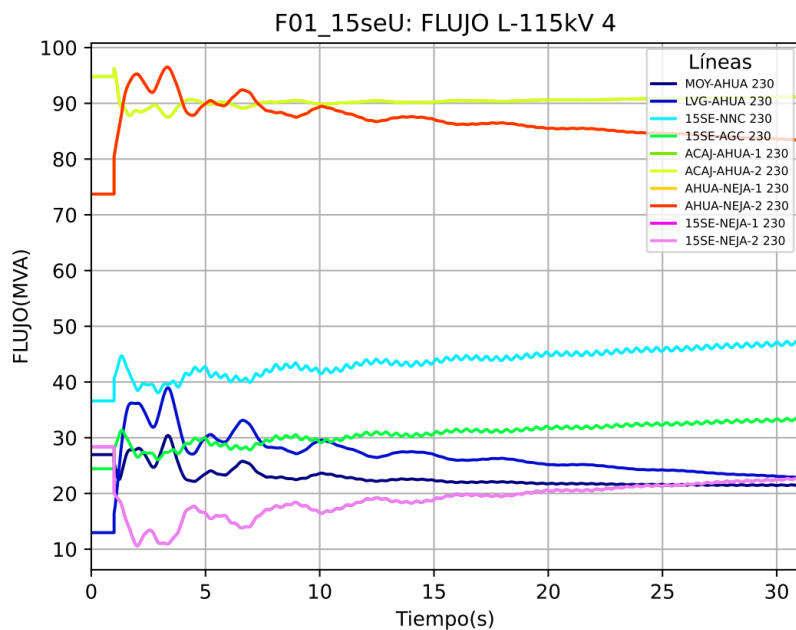


Figura 10.99: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

10.5.6. Demanda máxima nocturna de época seca 2026.

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

En el 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 10.100 a 10.106, 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 10.63: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F01_15seU	-84.18	NCUS-115	59.974
F02_CgraU	-79.5	NCUS-115	59.975
F05_EDP1	-65.98	AHUA-230	59.978
F03_Tpto	-64.96	NCUS-115	59.979
F06_3FEB	-59.79	NCUS-115	59.978

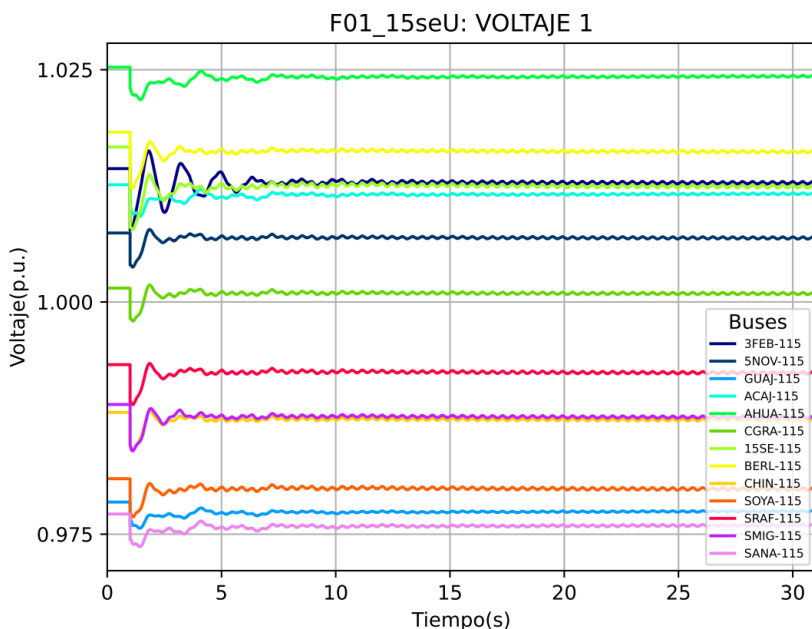


Figura 10.100: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

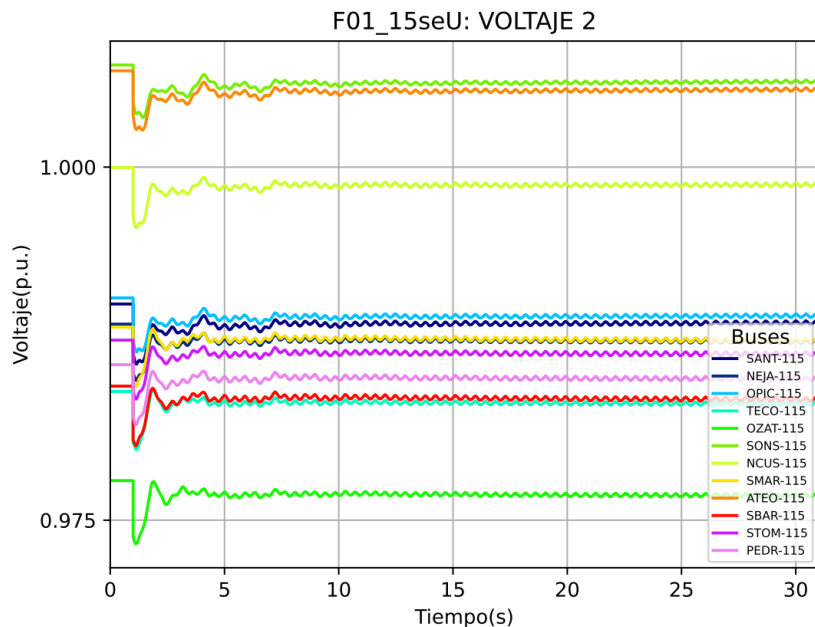


Figura 10.101: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

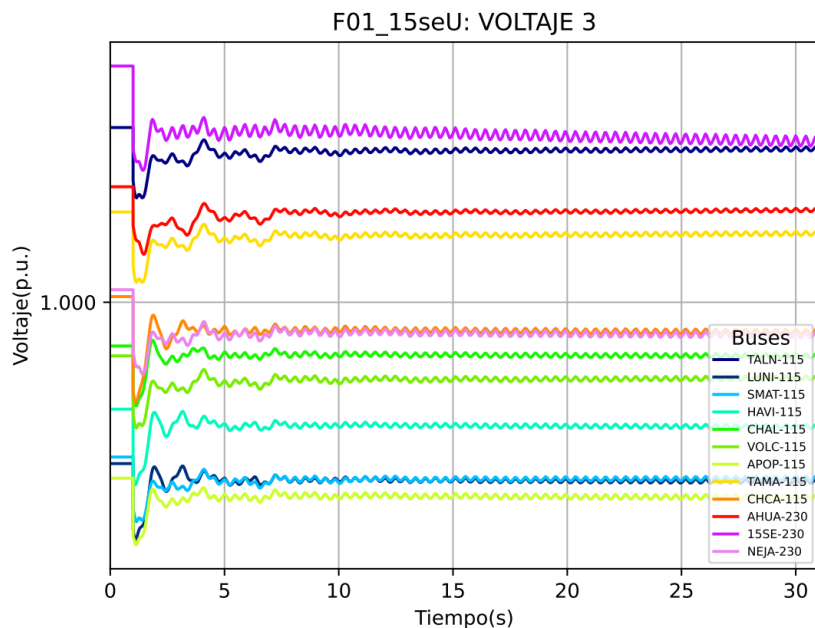


Figura 10.102: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

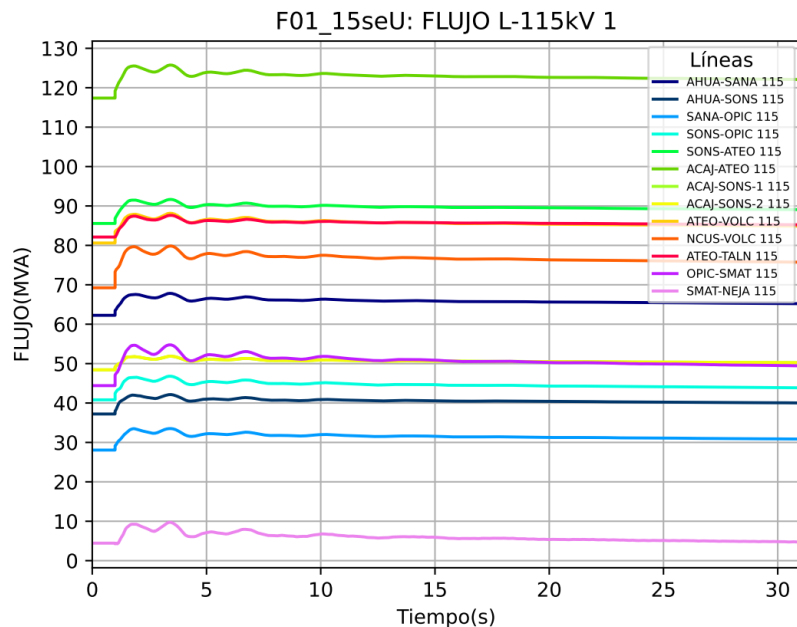


Figura 10.103: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

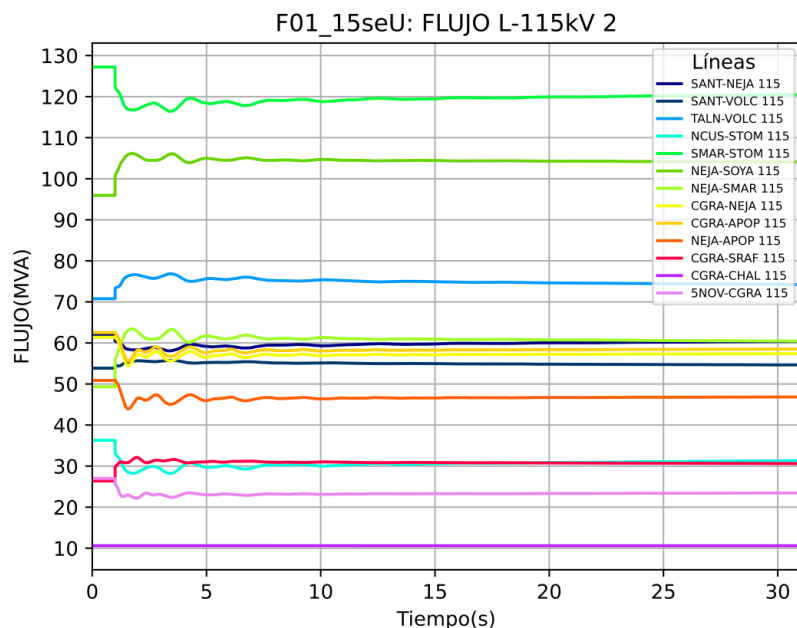


Figura 10.104: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

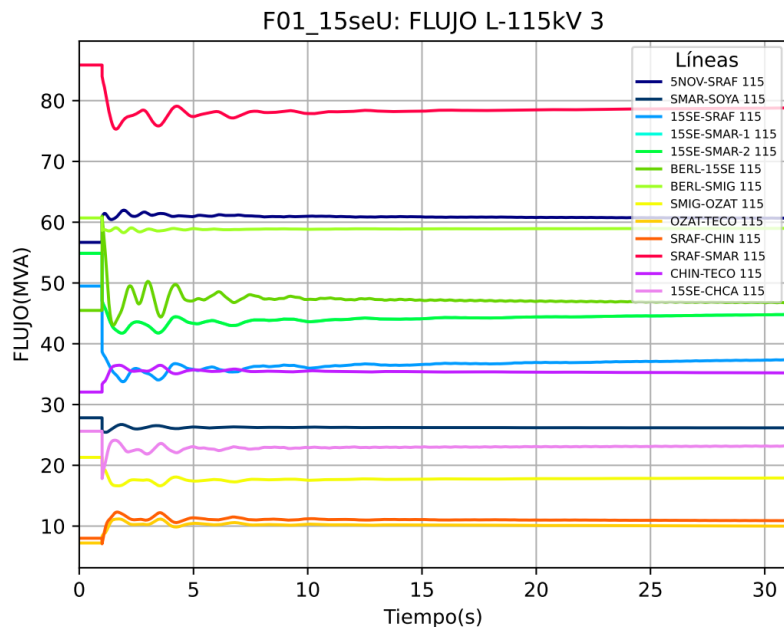


Figura 10.105: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

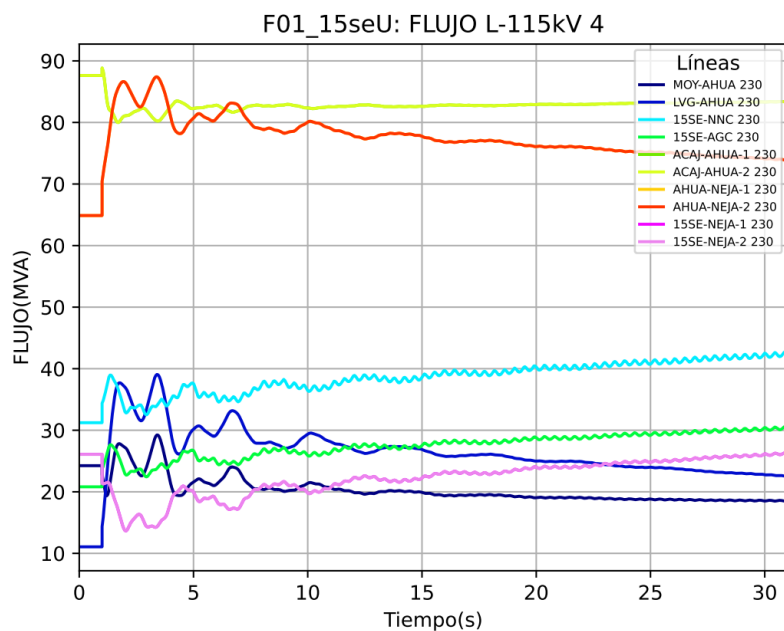


Figura 10.106: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

10.5.7. Demanda máxima nocturna de época húmeda 2025.

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

En 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 10.107 a 10.113, 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 10.64: 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	-84.19	15SE-230	59.974
F02_CgraU	-78.95	NCUS-115	59.974
F05_EDP1	-66.98	AHUA-230	59.979
F06_3FEB	-60.37	NCUS-115	59.979
F09_5novU6	-34.89	NCUS-115	59.988

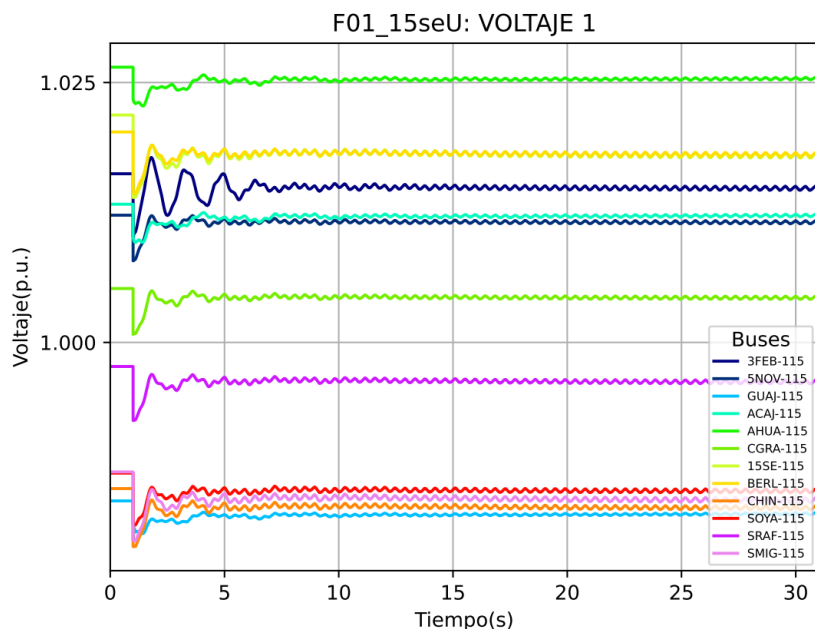


Figura 10.107: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

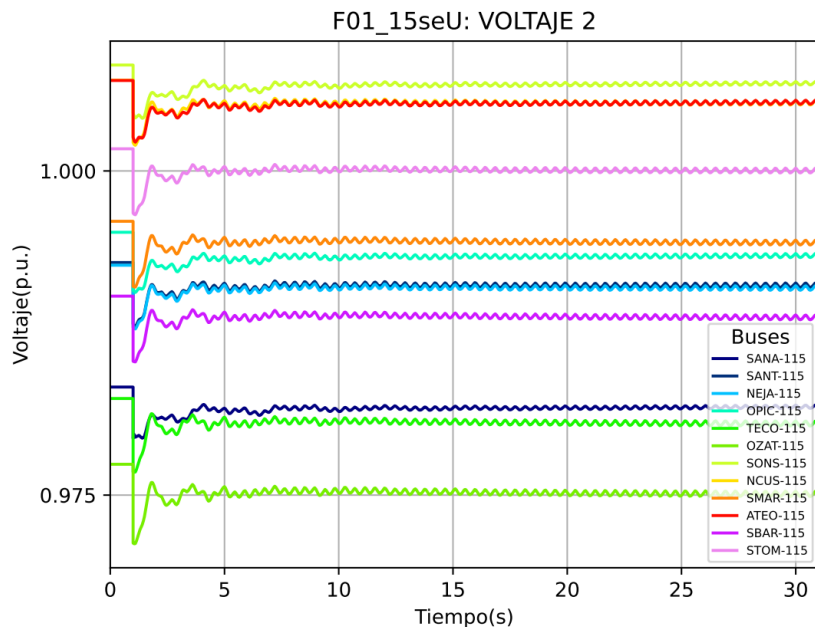


Figura 10.108: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

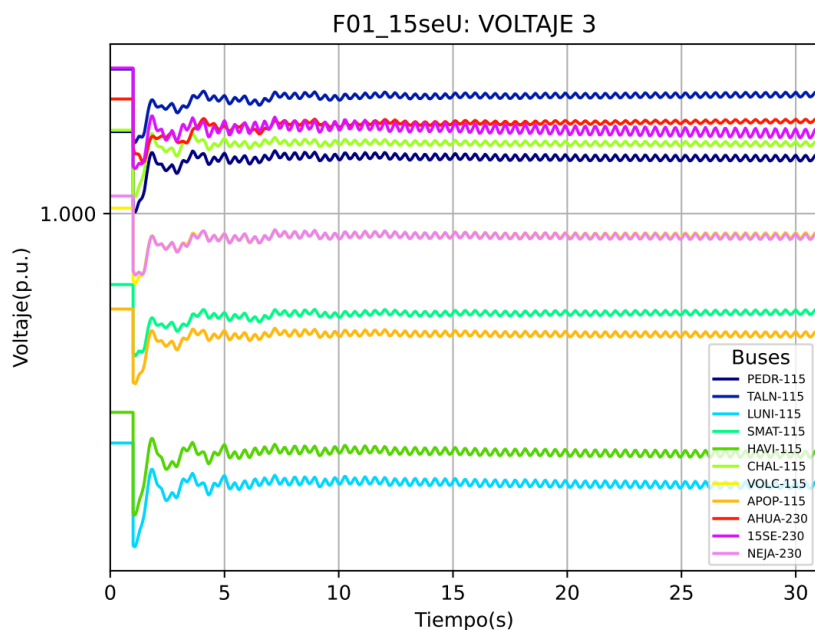


Figura 10.109: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

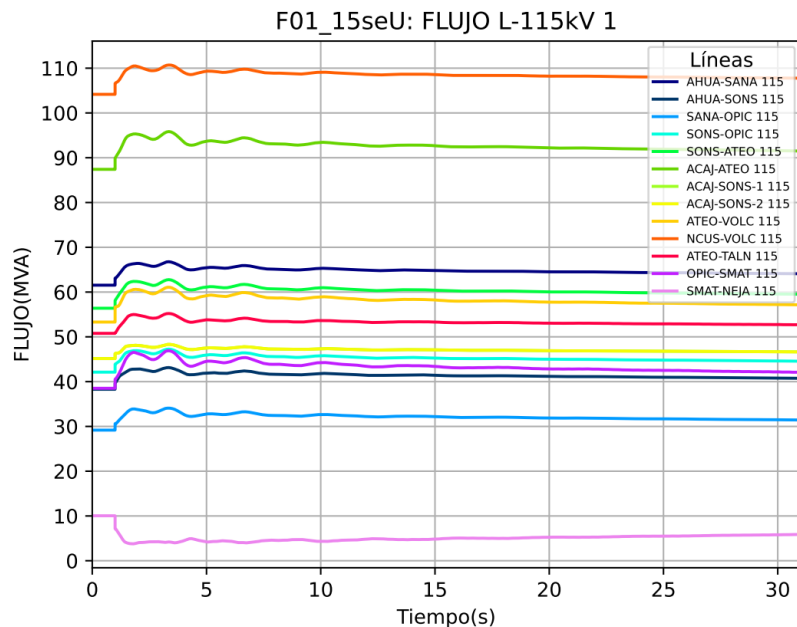


Figura 10.110: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

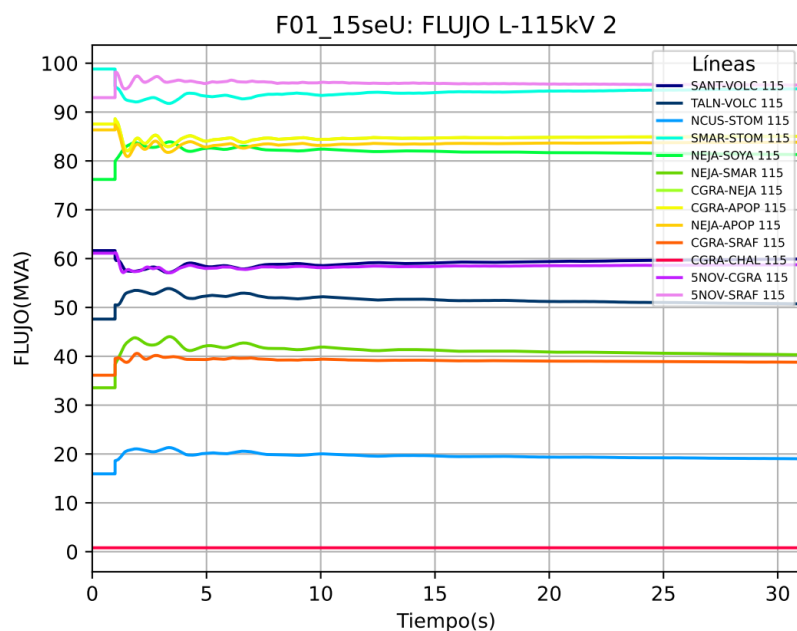


Figura 10.111: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

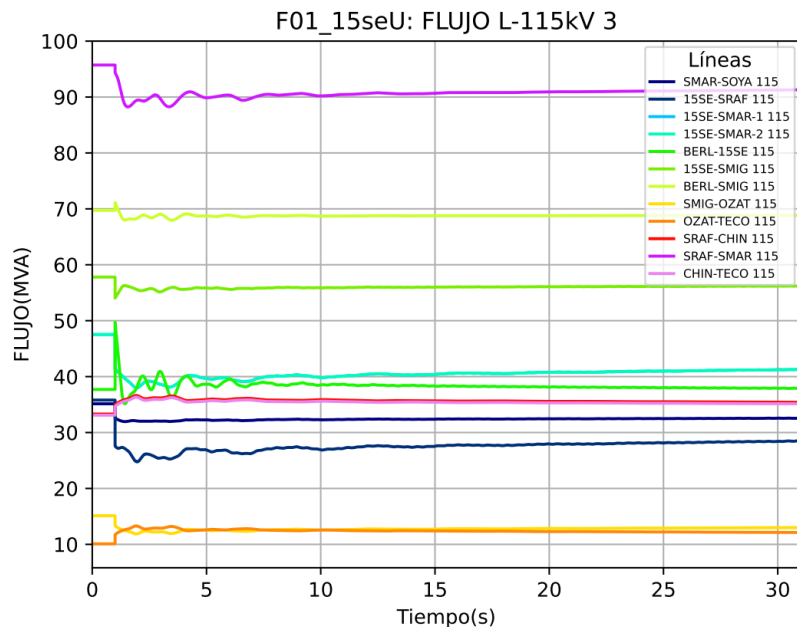


Figura 10.112: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

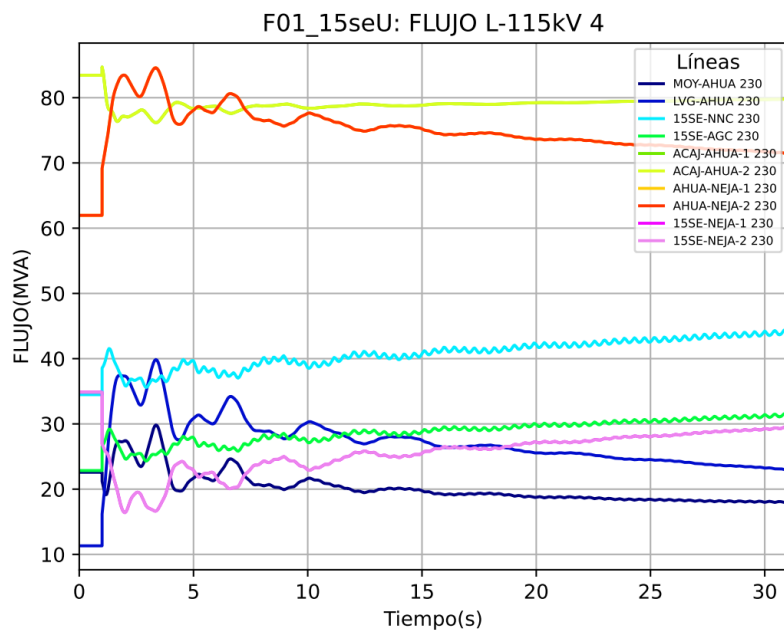


Figura 10.113: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

10.5.8. Demanda máxima nocturna de época húmeda 2026.

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

En el 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 10.114 a 10.120, 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 10.65: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F01_15seU	-83.74	NCUS-115	59.974
F02_CgraU	-78.87	NCUS-115	59.974
F05_EDP1	-66.92	AHUA-230	59.979
F06_3FEB	-59.89	NCUS-115	59.978
F09_5novU6	-34.79	NCUS-115	59.988

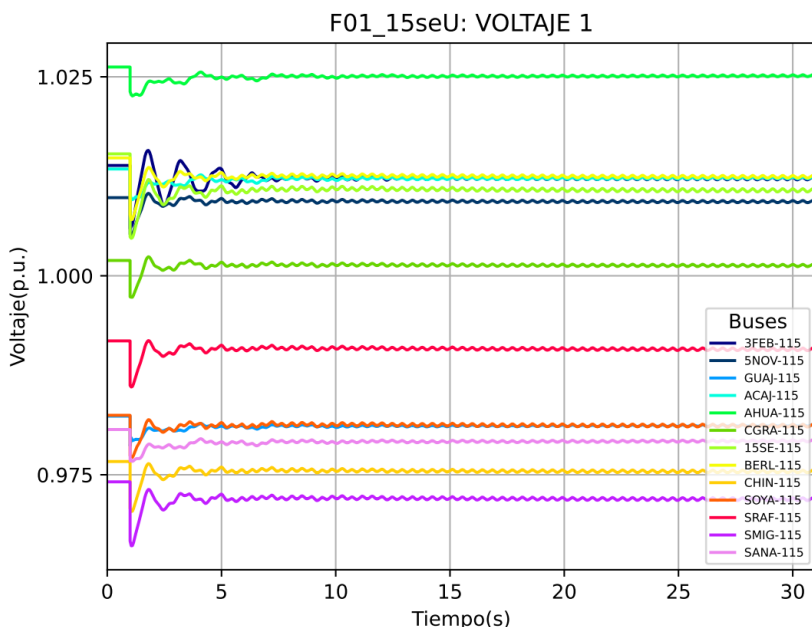


Figura 10.114: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

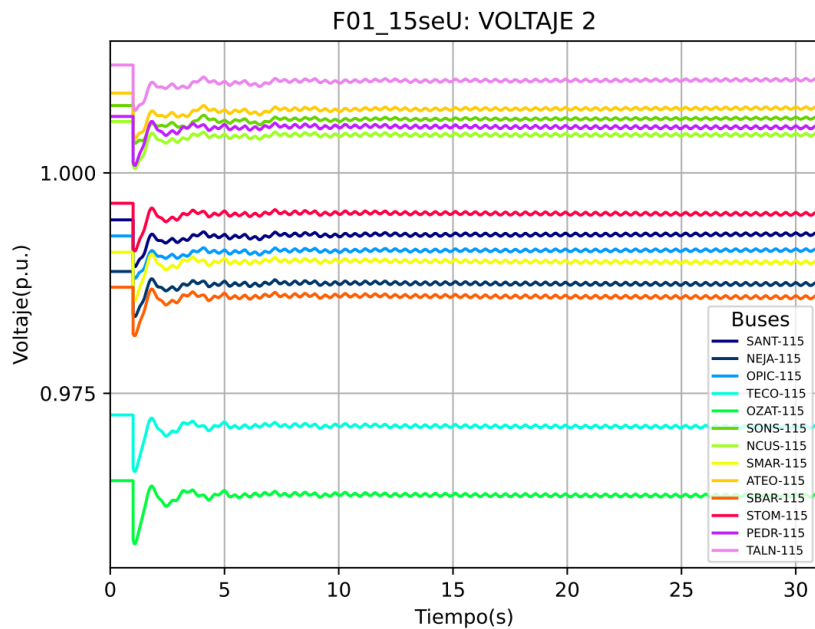


Figura 10.115: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

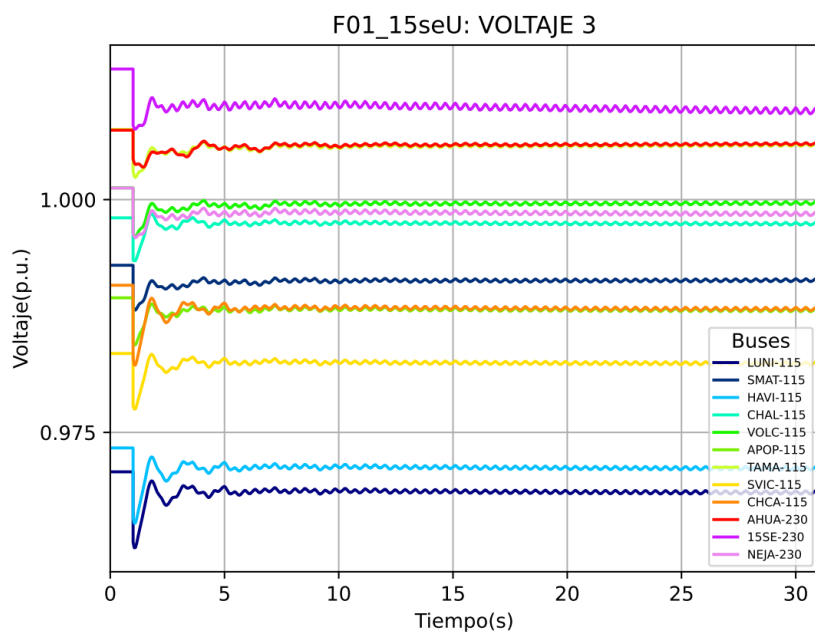


Figura 10.116: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

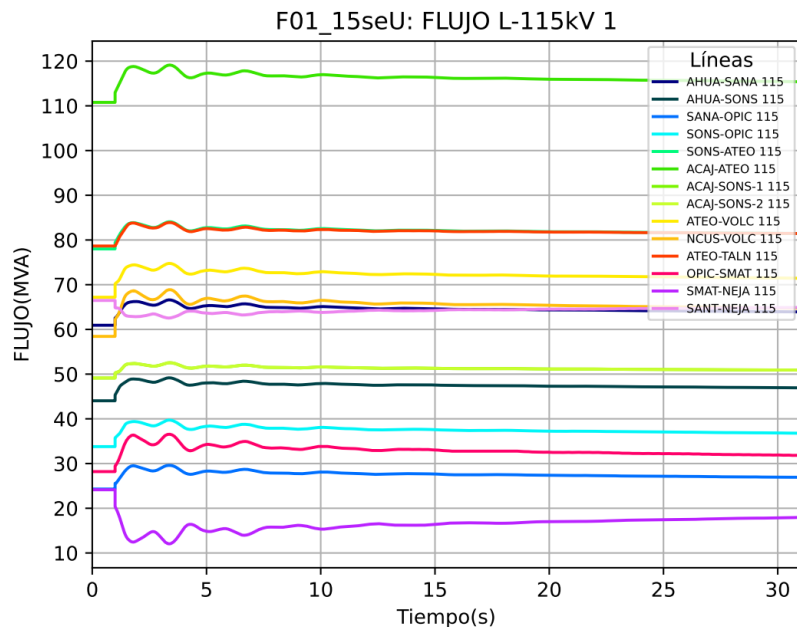


Figura 10.117: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

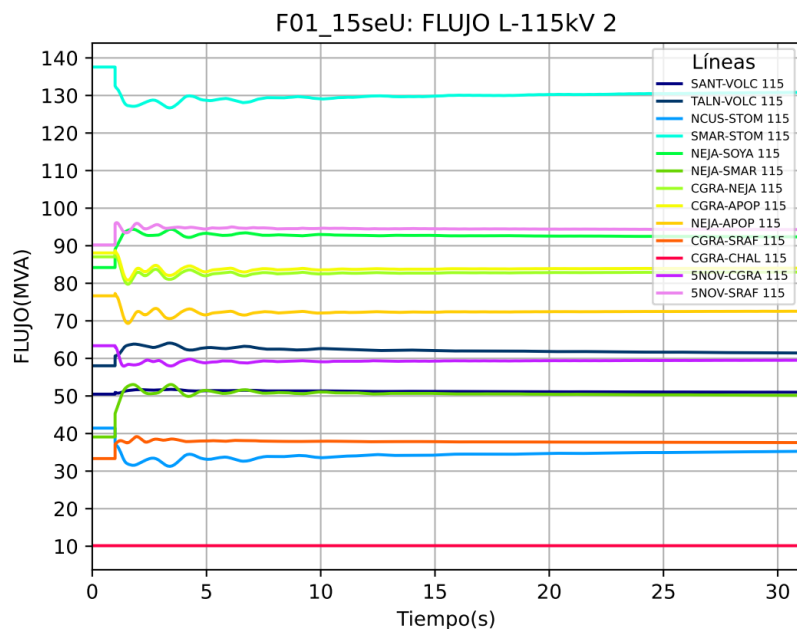


Figura 10.118: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

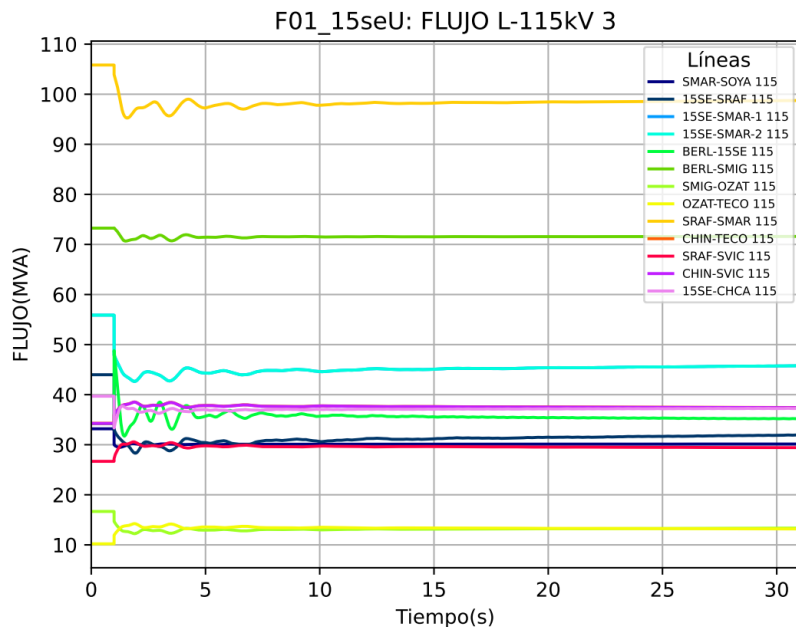


Figura 10.119: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

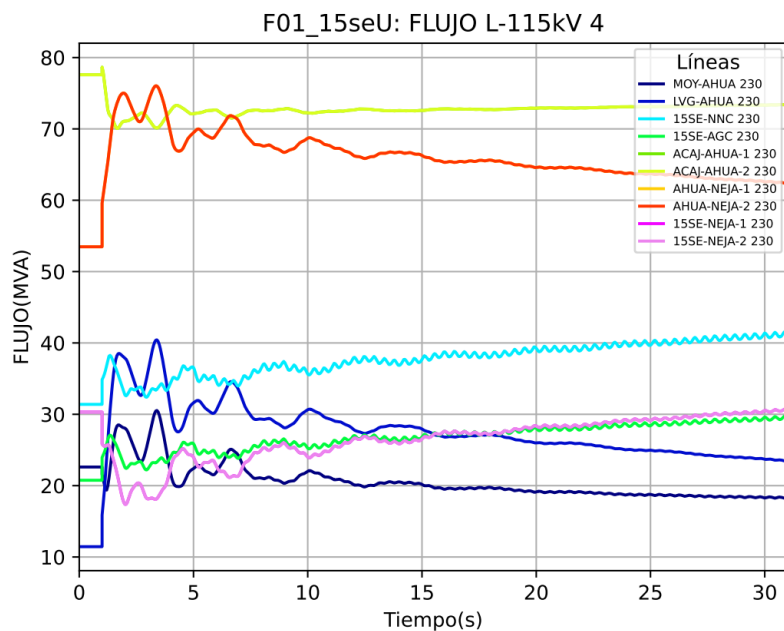


Figura 10.120: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

10.5.9. Demanda mínima de época seca 2025.

Disparo de Planta EDP, 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 10.121 a 10.127, 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 10.66: 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	-69.03	AHUA-230	59.973
F03_Tpto	-45.54	AHUA-230	59.982
F08_VENT	-41.68	NCUS-115	59.985

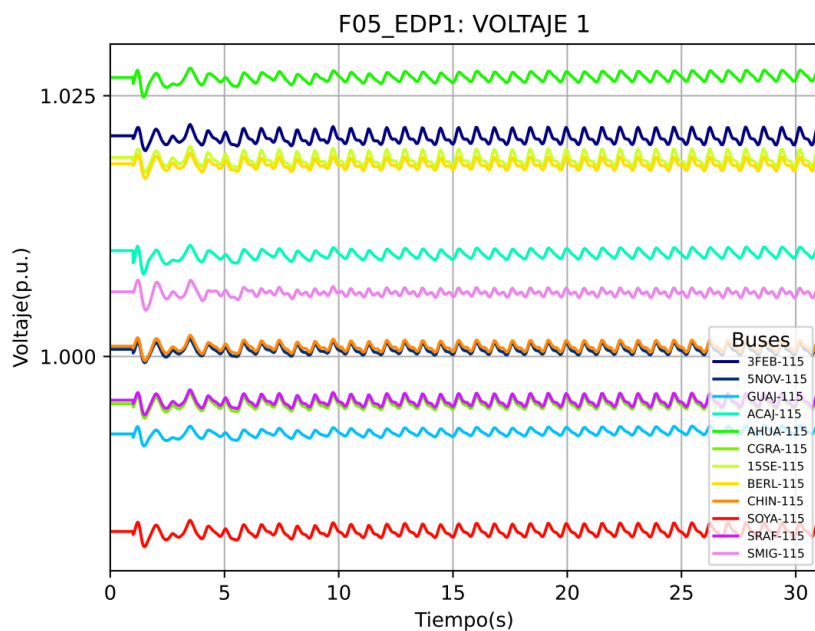


Figura 10.121: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.

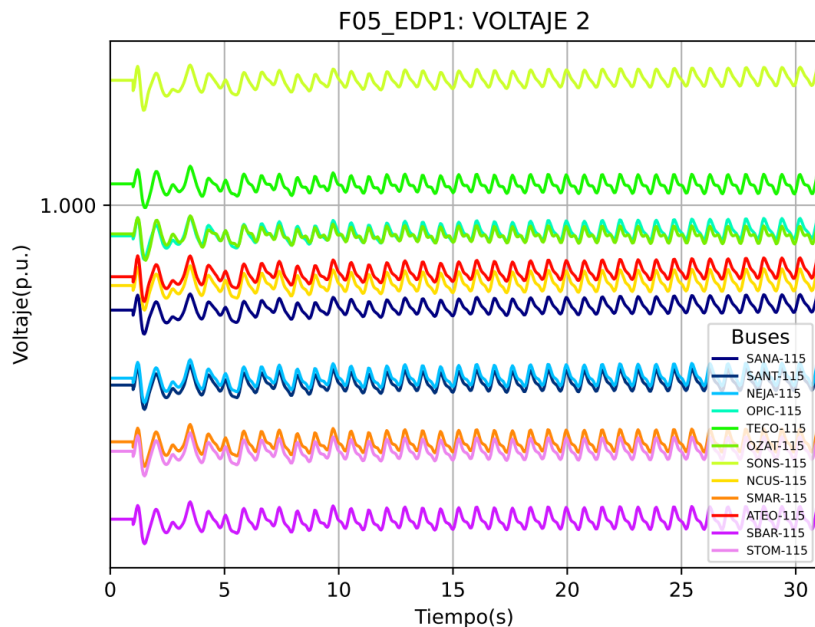


Figura 10.122: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.

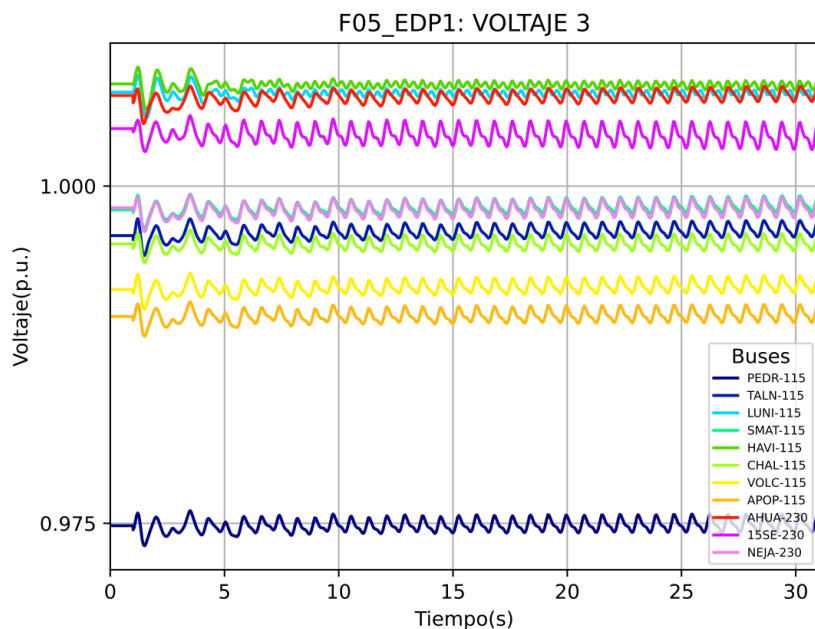


Figura 10.123: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.

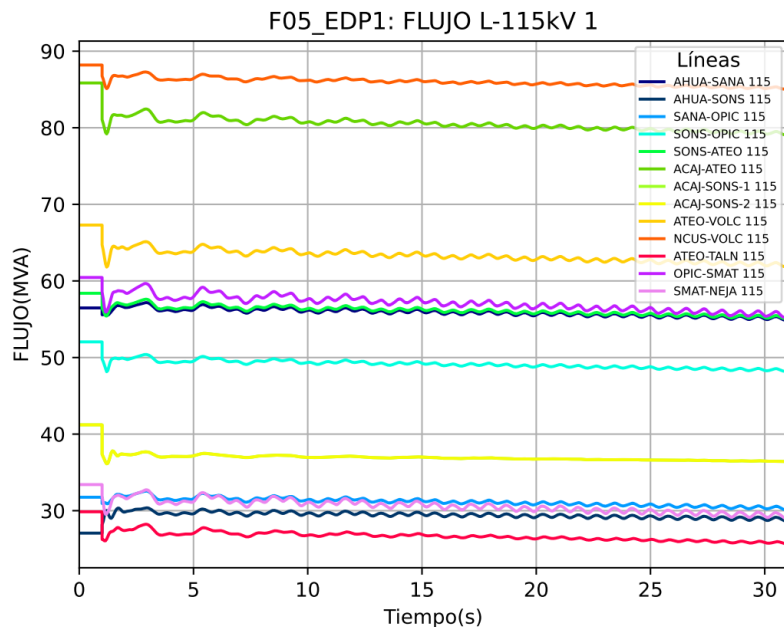


Figura 10.124: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.

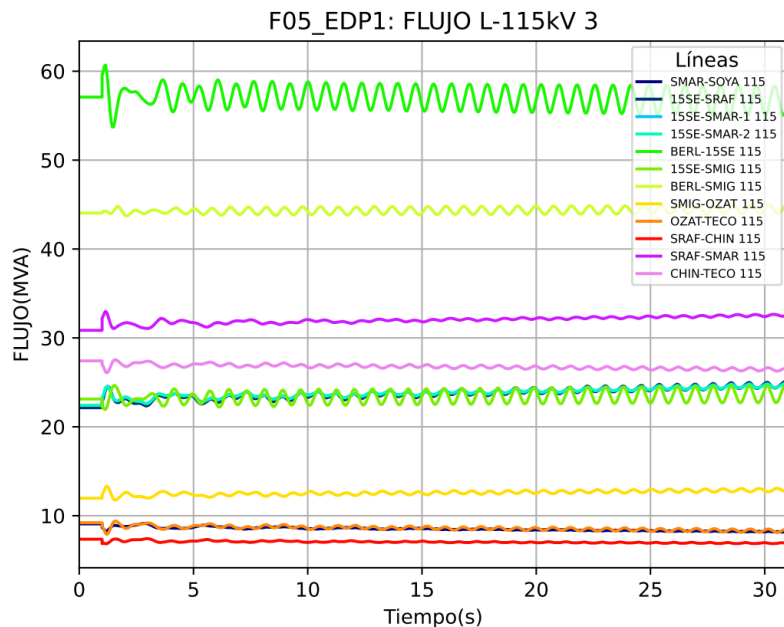


Figura 10.125: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.

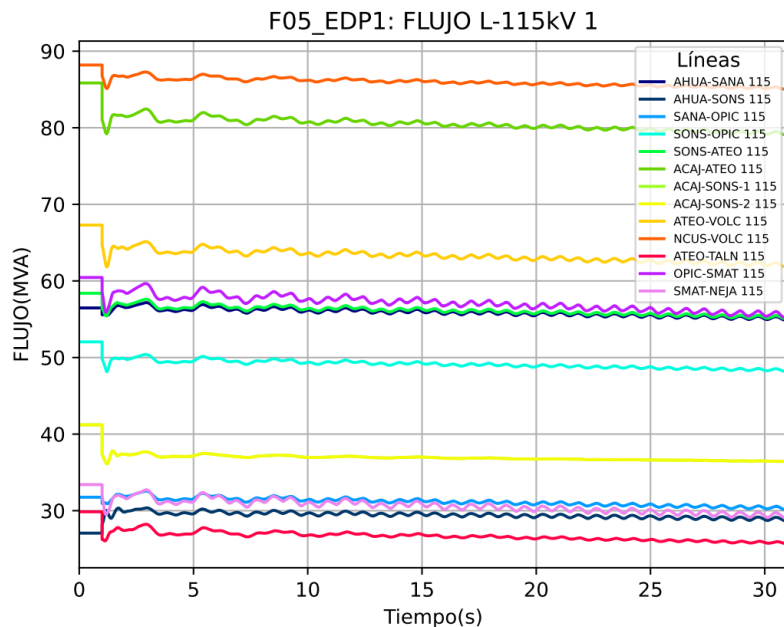


Figura 10.126: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.

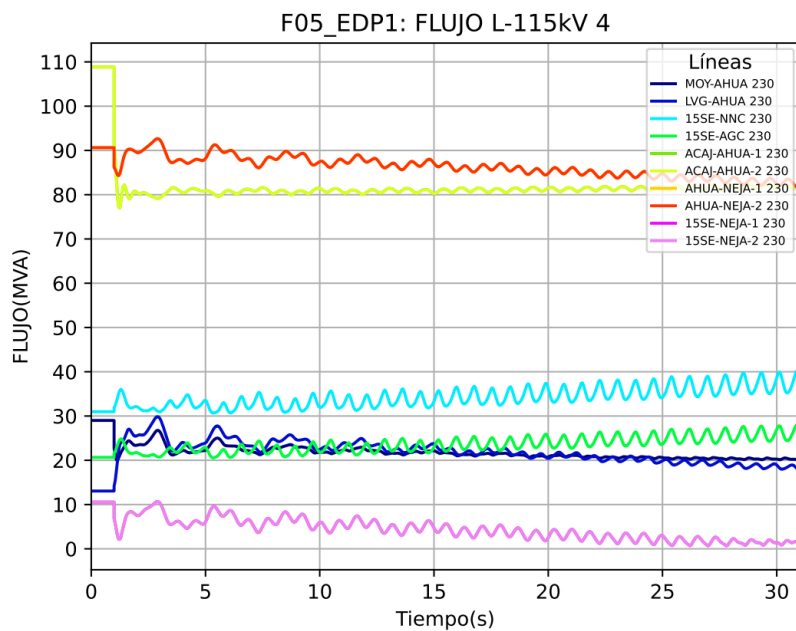


Figura 10.127: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima de del primer semestre de 2025.

10.5.10. Demanda mínima de época seca 2026.

Disparo de la 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 10.128 a 10.134, 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 mínima del primer semestre de 2026.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F05_EDP1	-65.65	NCUS-115	59.973
F03_Tpto	-50.75	NCUS-115	59.978
F08_VENT	-38.14	15SE-230	59.984

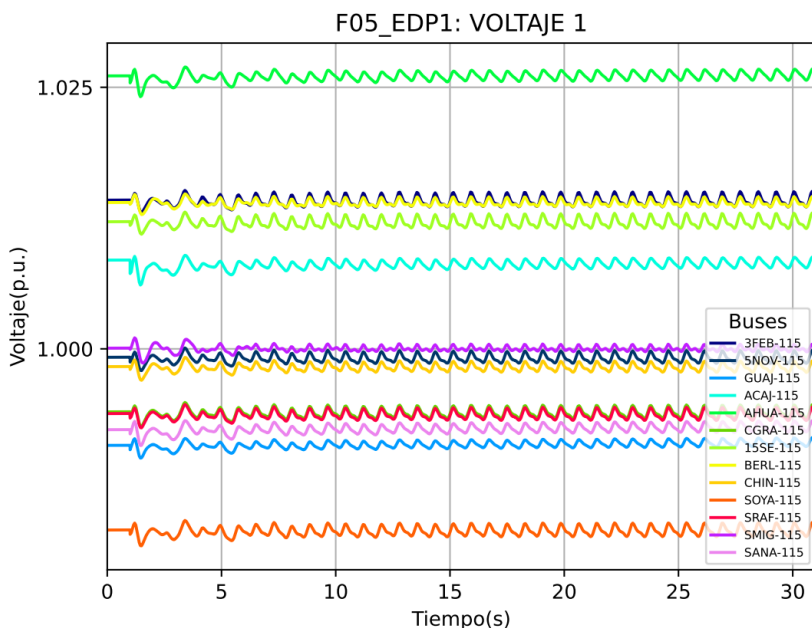


Figura 10.128: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.

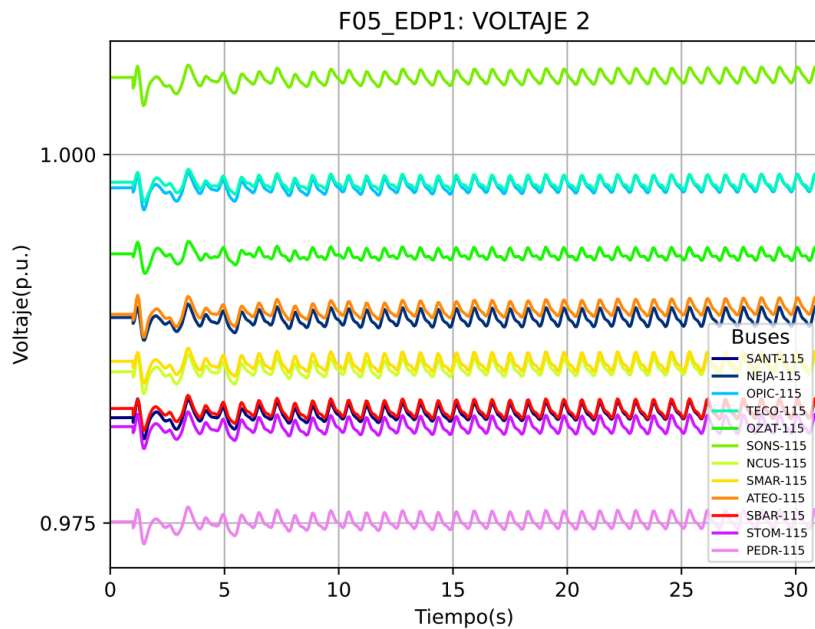


Figura 10.129: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.

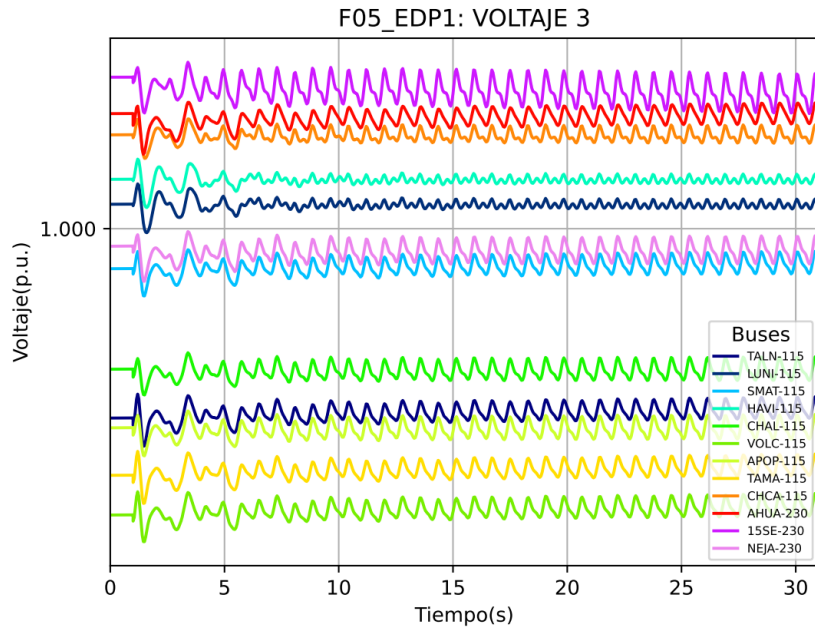


Figura 10.130: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.

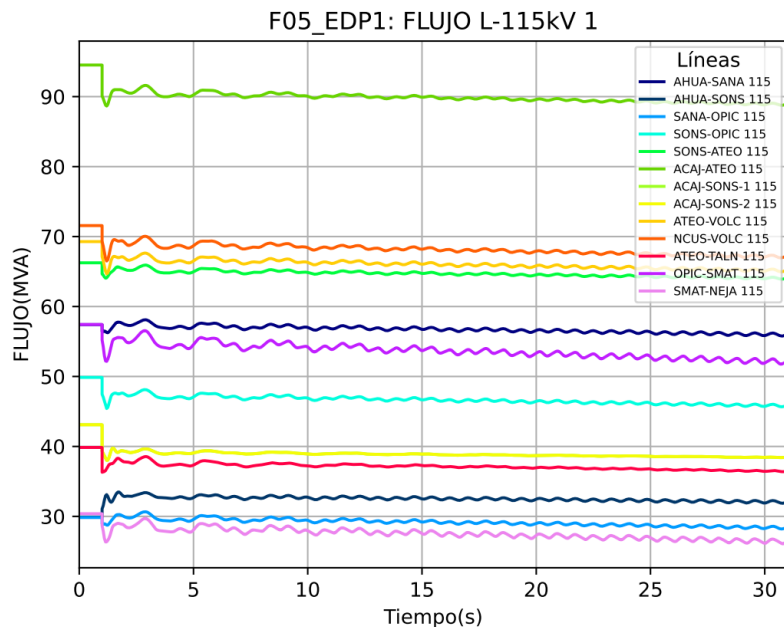


Figura 10.131: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.

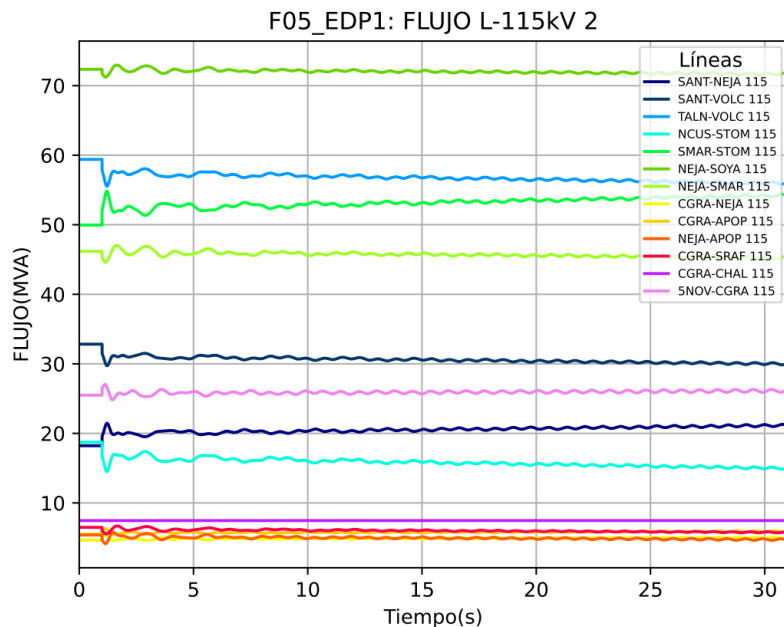


Figura 10.132: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.

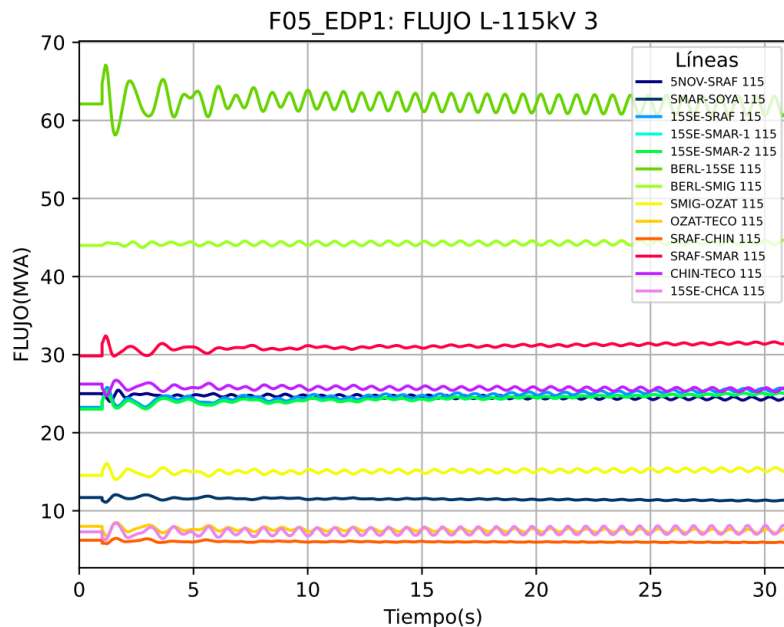


Figura 10.133: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.

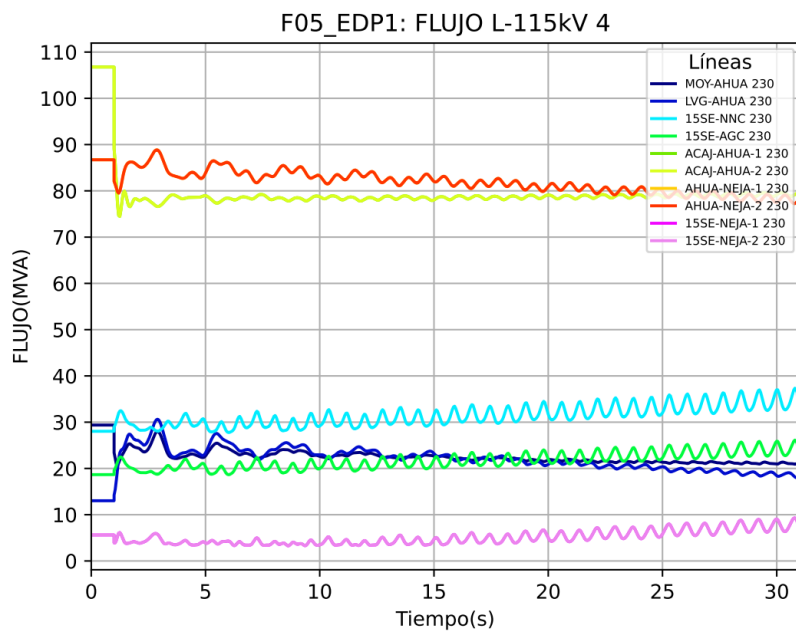


Figura 10.134: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del primer semestre de 2026.

10.5.11. Demanda mínima de época húmeda 2025.

Disparo de una unidad de la planta 15 de Septiembre, 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 10.135 a 10.141, 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 10.68: 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	-83	15SE-230	59.973
F02_CgraU	-76.95	NCUS-115	59.974
F06_3FEB	-60.11	NCUS-115	59.979
F05_EDP1	-44.84	15SE-230	59.986
F08_VENT	-34.7	AHUA-230	59.989

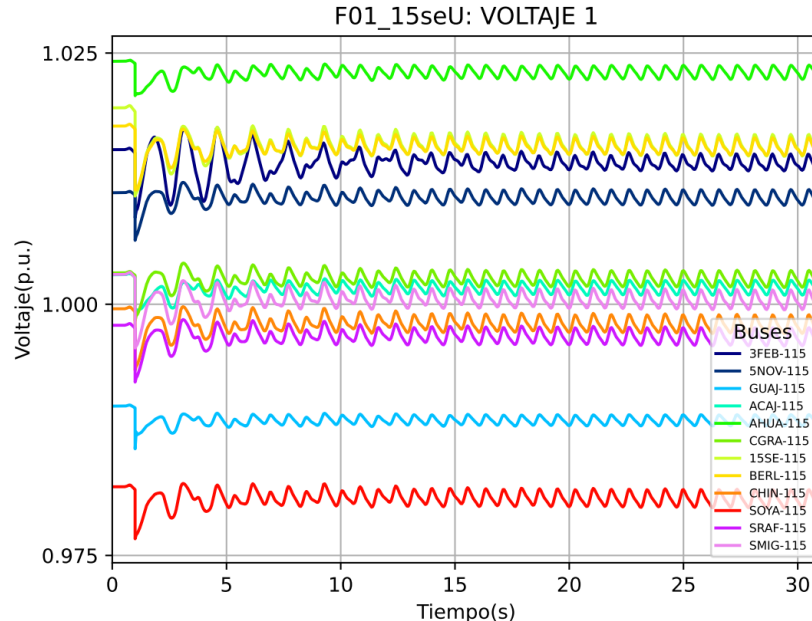


Figura 10.135: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

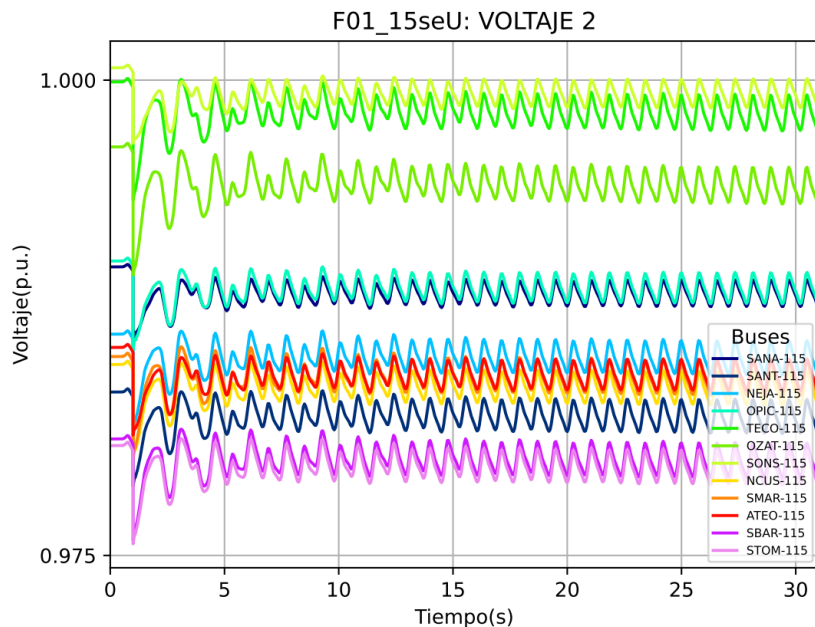


Figura 10.136: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

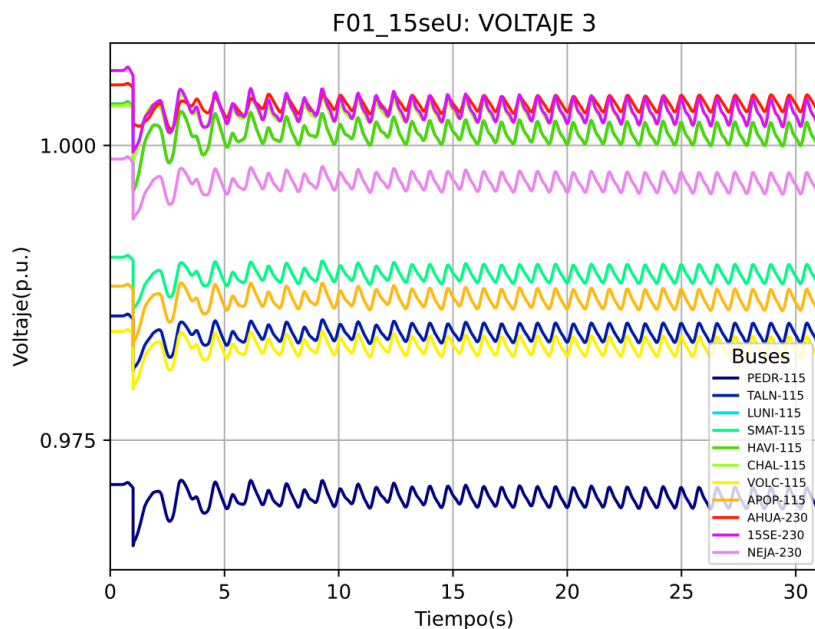


Figura 10.137: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

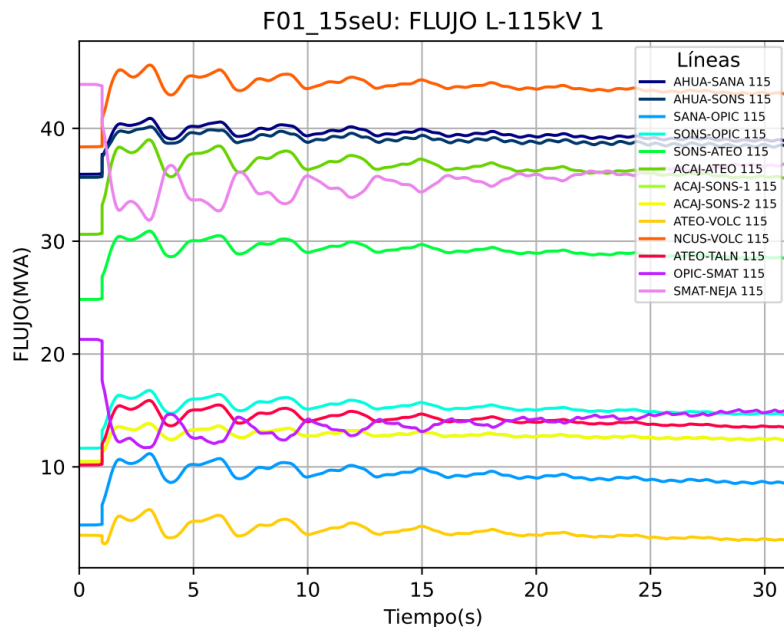


Figura 10.138: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

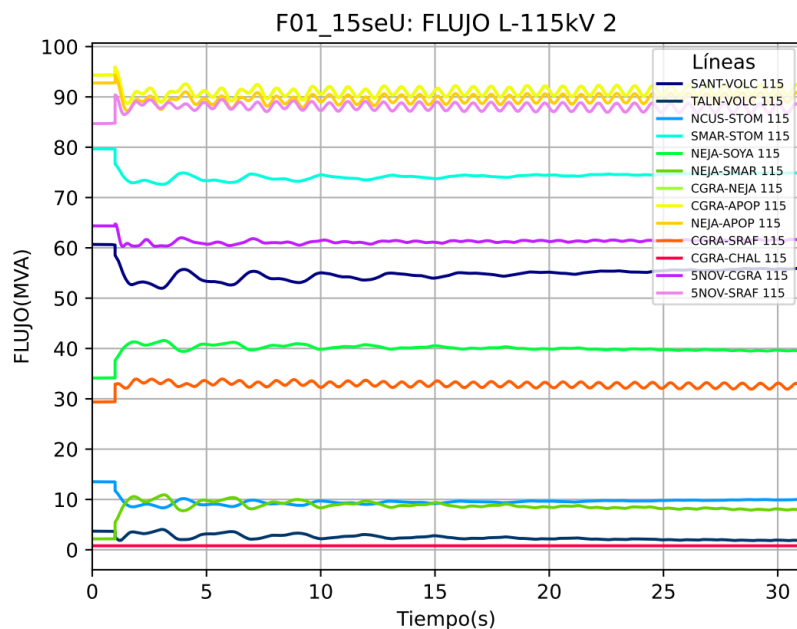


Figura 10.139: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

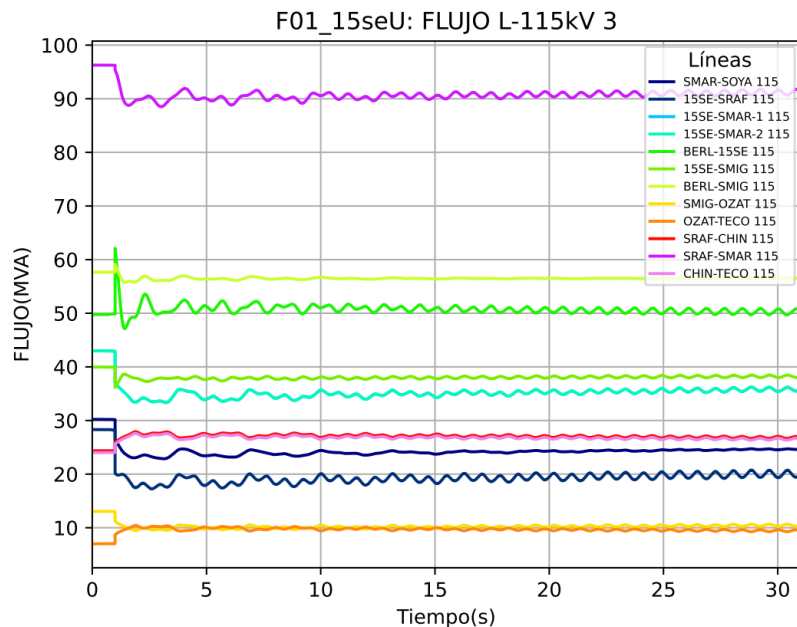


Figura 10.140: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

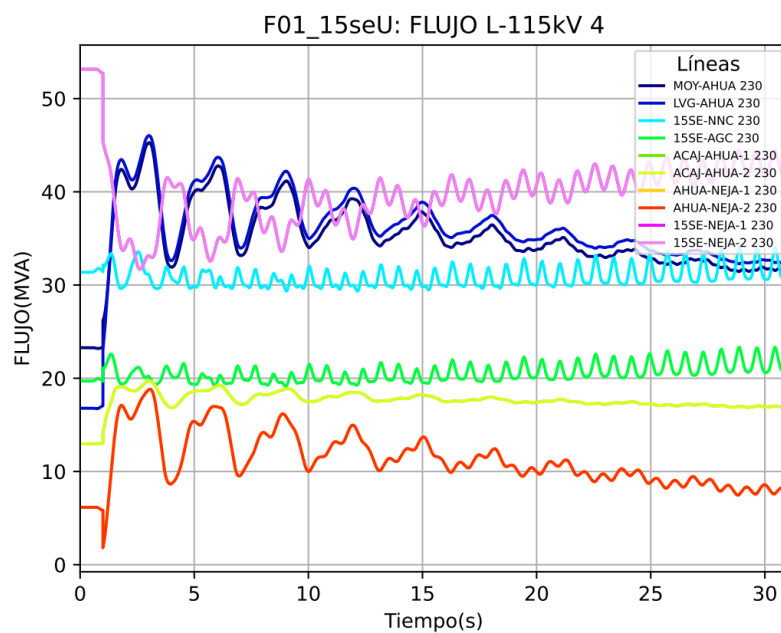


Figura 10.141: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2025.

10.5.12. Demanda mínima de época húmeda 2026.

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 10.142 a 10.148, 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 10.69: desbalance en ESA debido a las contingencias de pérdida de generación y frecuencia mínima alcanzada, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

Contingencia	Desbalance (MW)	Nodo_fmin	fmin(Hz)
F01_15seU	-84.68	15SE-230	59.97
F02_CgraU	-79.46	NCUS-115	59.973
F06_3FEB	-60.95	NCUS-115	59.976
F05_EDP1	-51.28	NCUS-115	59.984
F08_VENT	-38.04	15SE-230	59.987

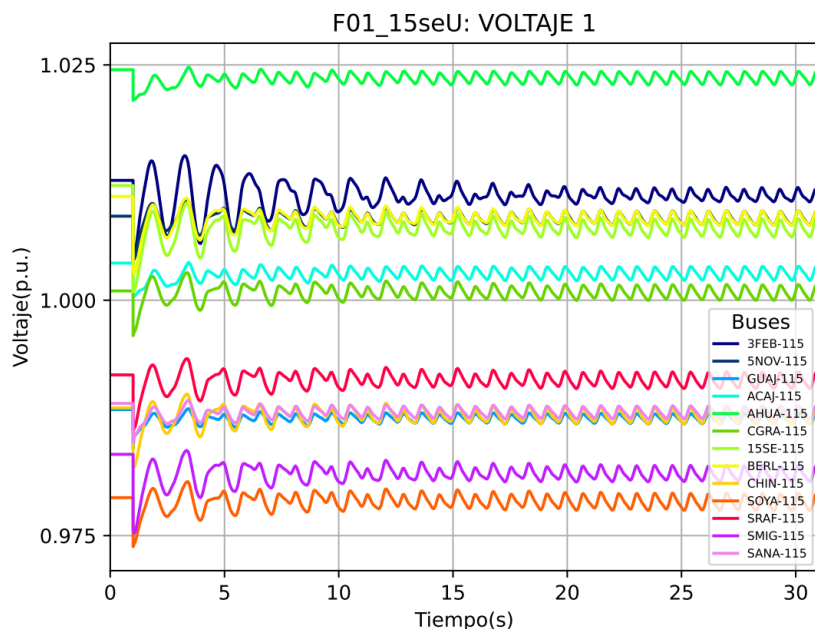


Figura 10.142: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

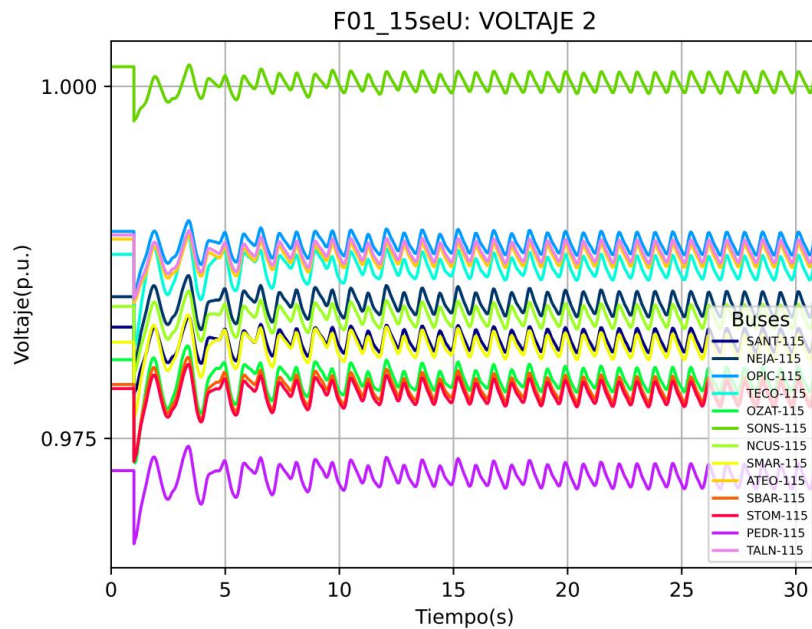


Figura 10.143: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

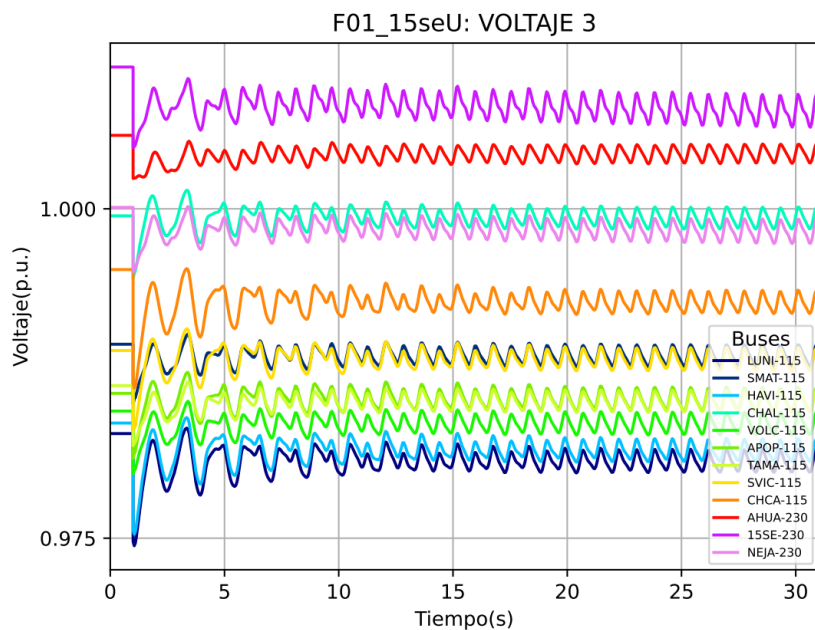


Figura 10.144: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

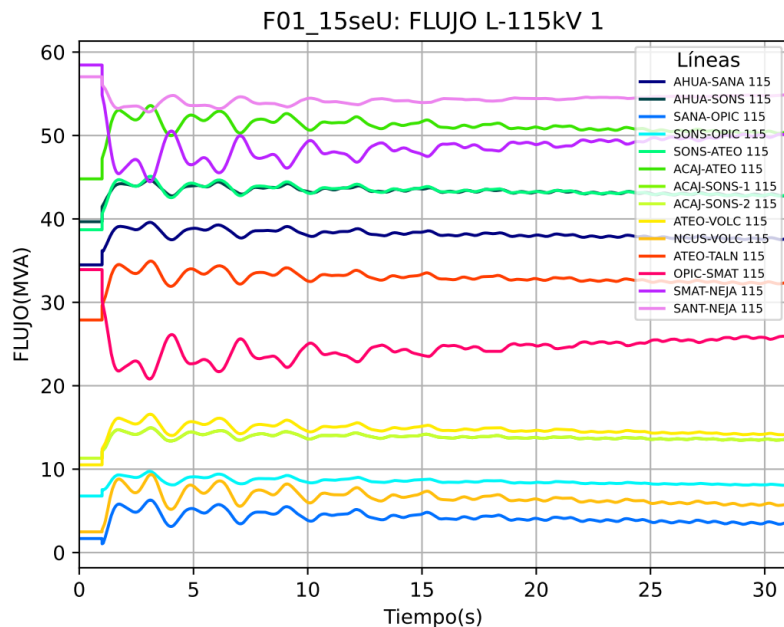


Figura 10.145: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

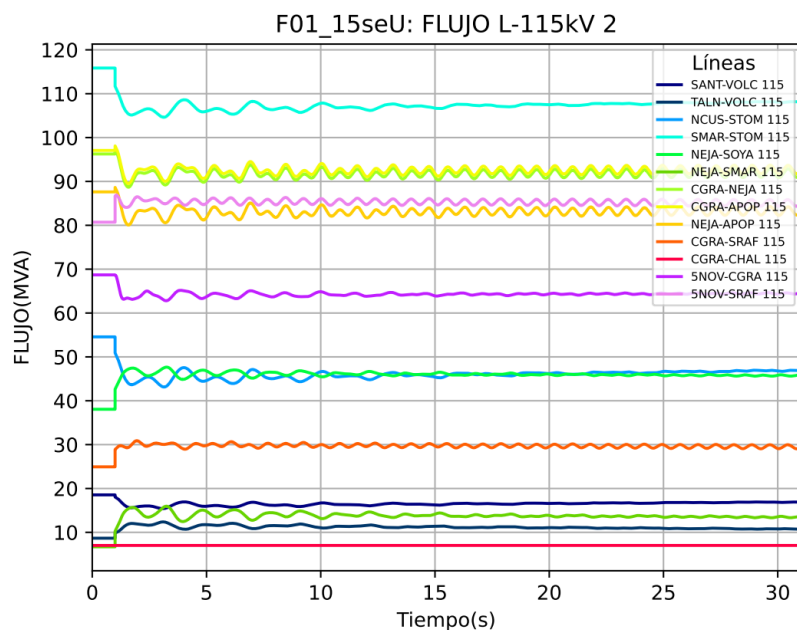


Figura 10.146: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

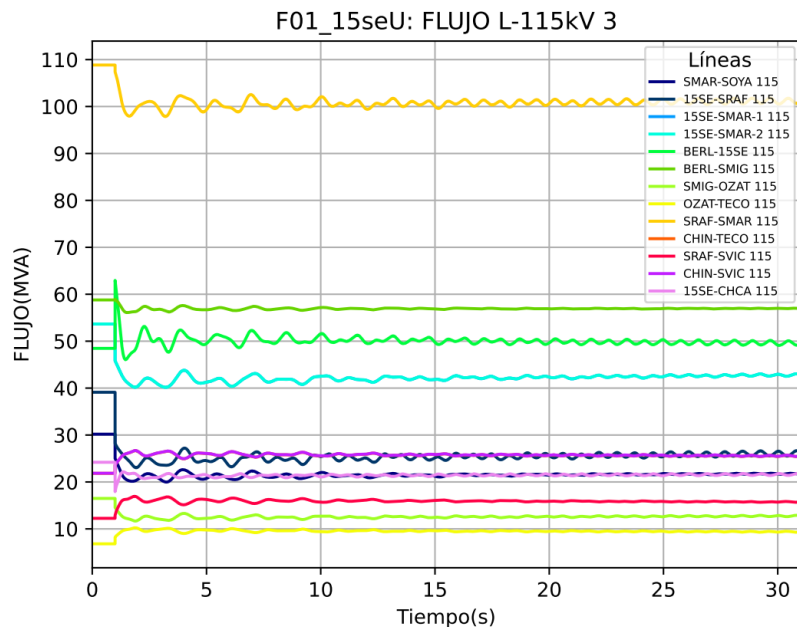


Figura 10.147: flujo (MVA) de las líneas internas de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

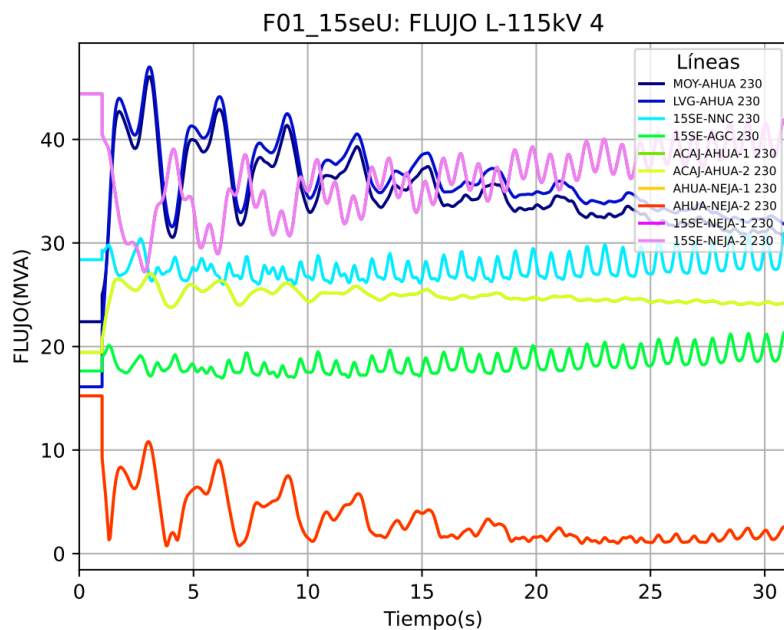


Figura 10.148: flujo (MVA) de las líneas internas de 230 kV de ESA, demanda mínima del segundo semestre de 2026.

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 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 transferencia; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

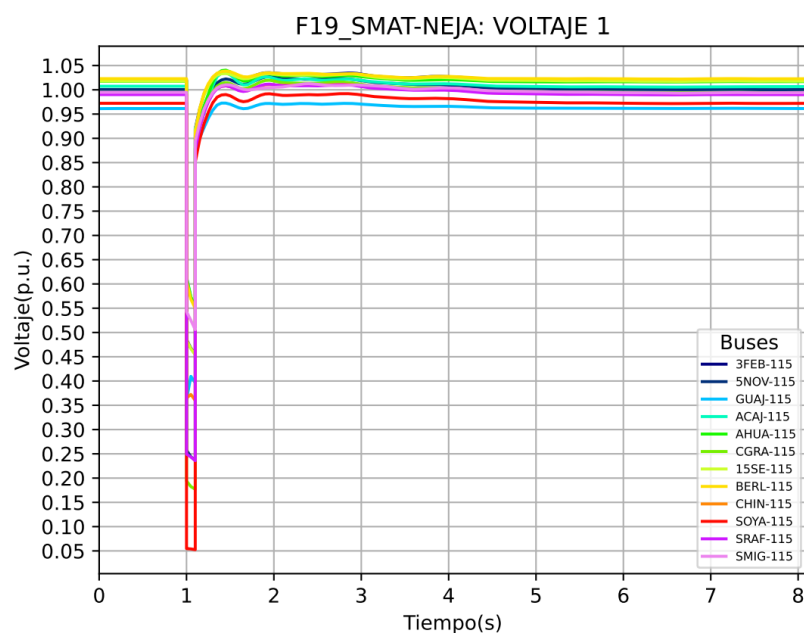


Figura 10.149: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

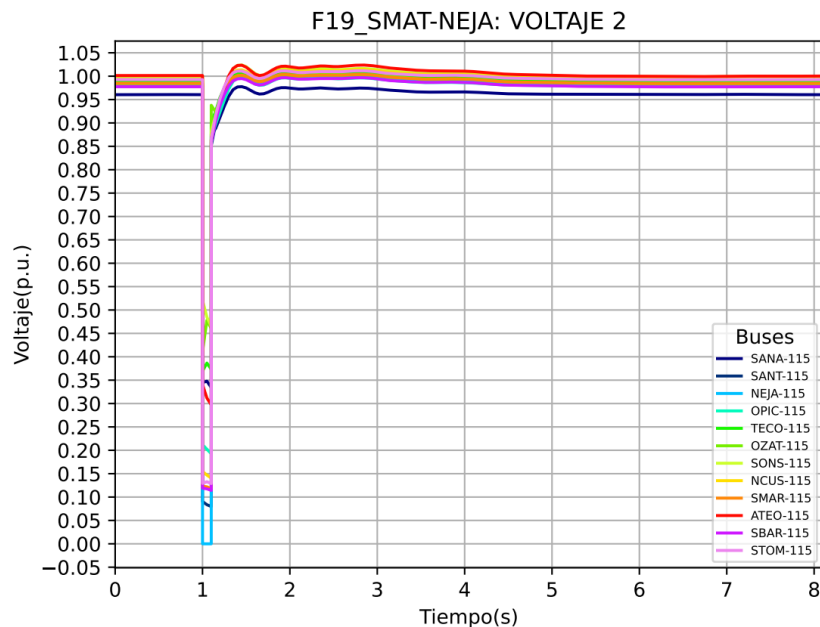


Figura 10.150: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

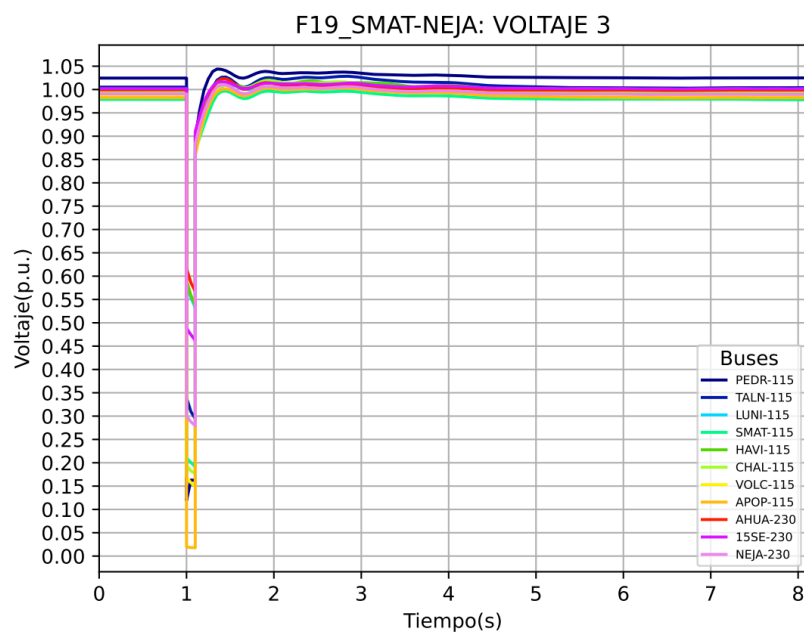


Figura 10.151: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

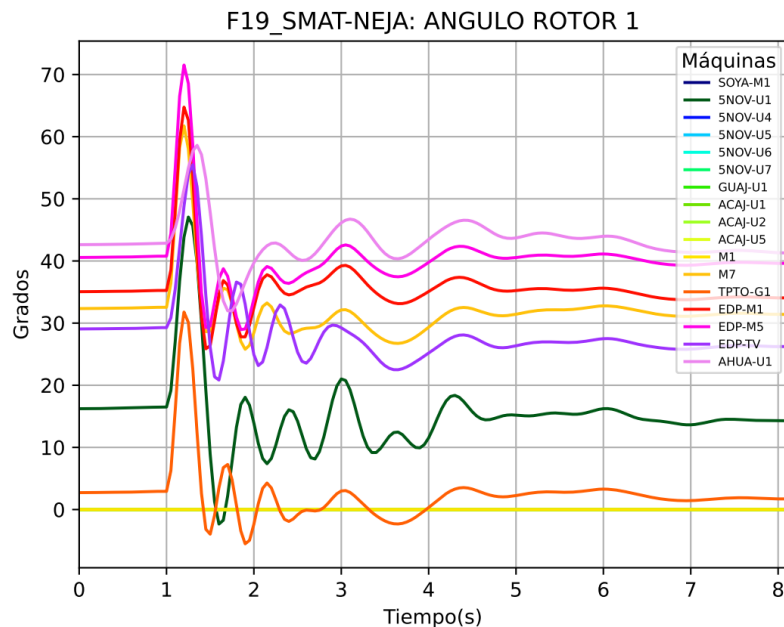


Figura 10.152: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

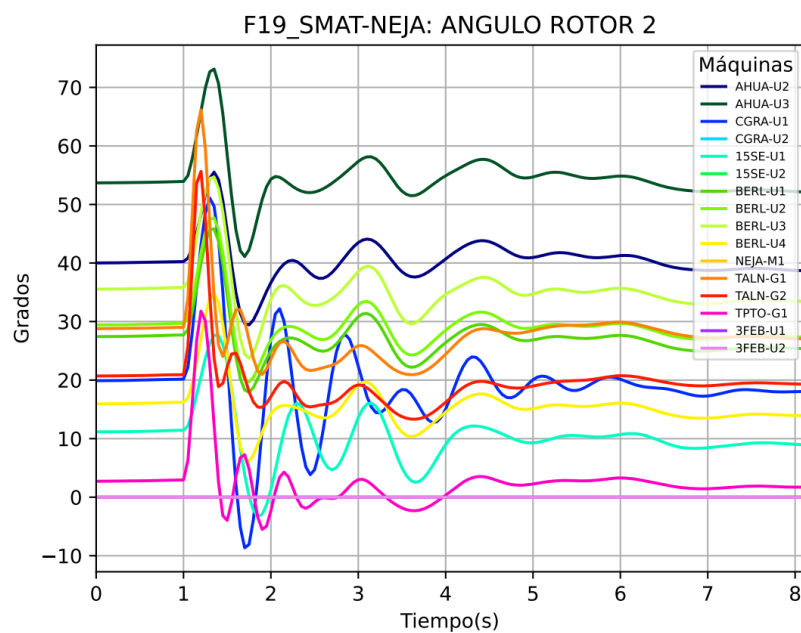


Figura 10.153: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

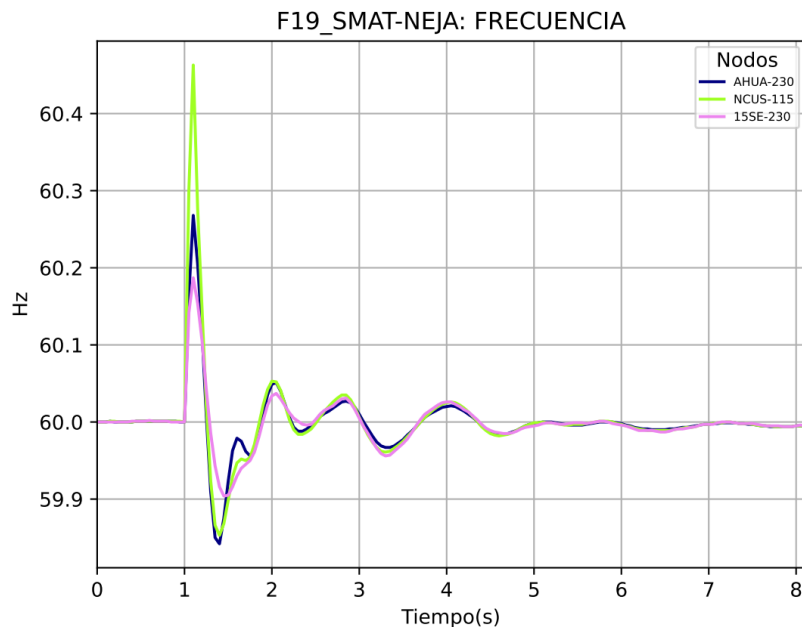


Figura 10.154: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

10.6.2. Demanda máxima diurna de época seca 2026.

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.

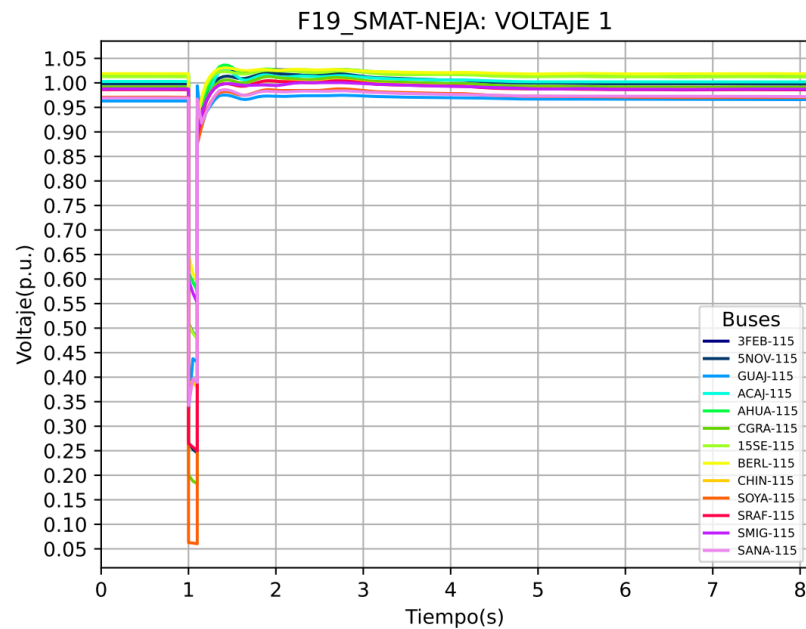


Figura 10.155: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

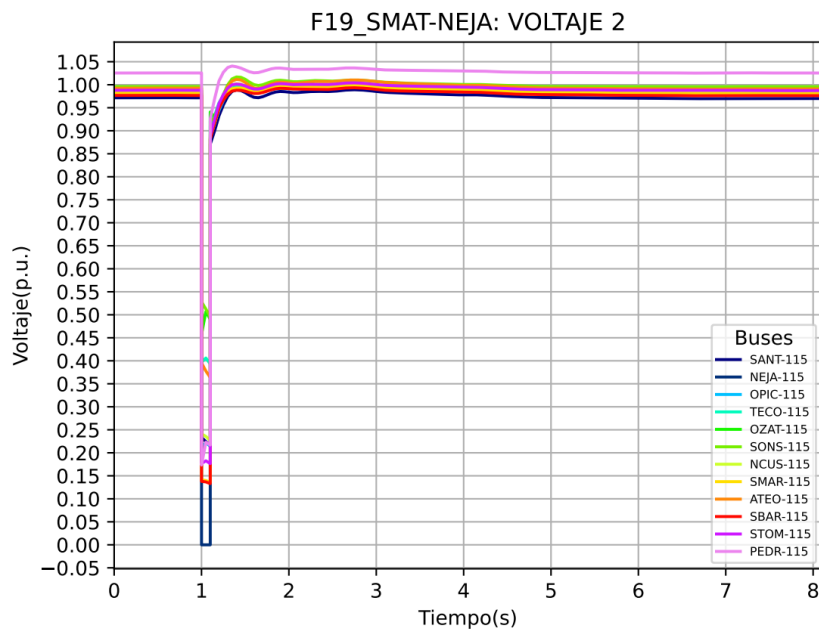


Figura 10.156: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

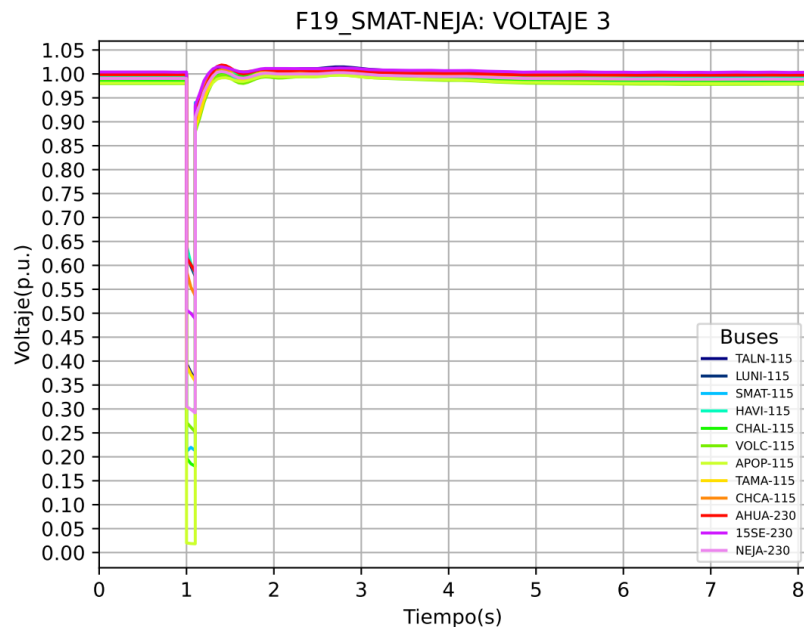


Figura 10.157: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

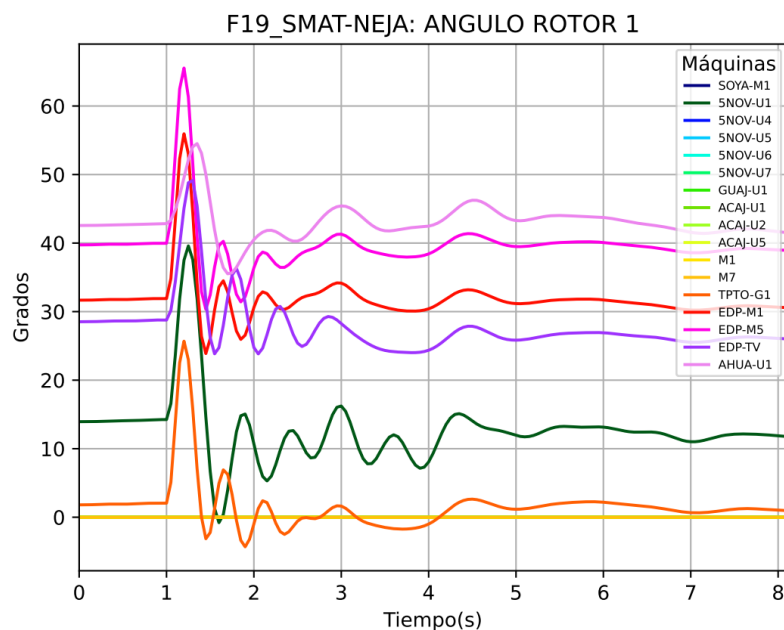


Figura 10.158: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

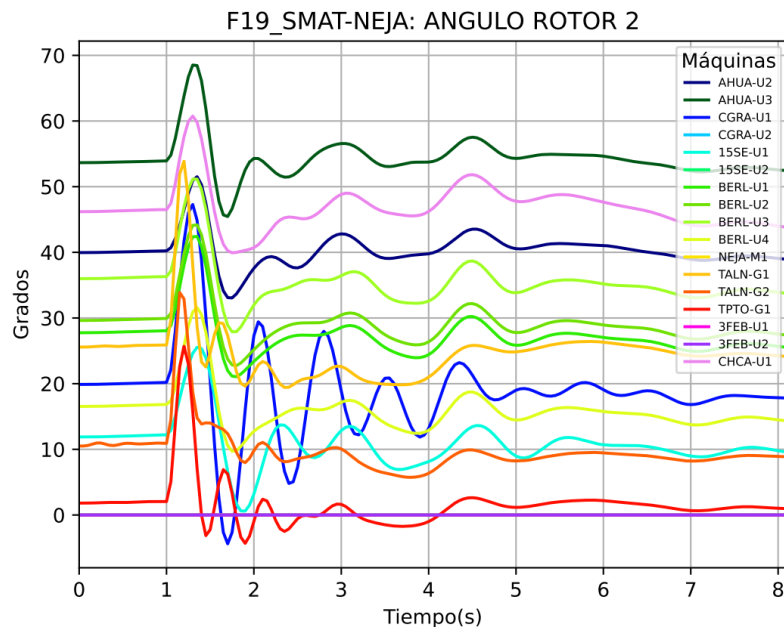


Figura 10.159: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

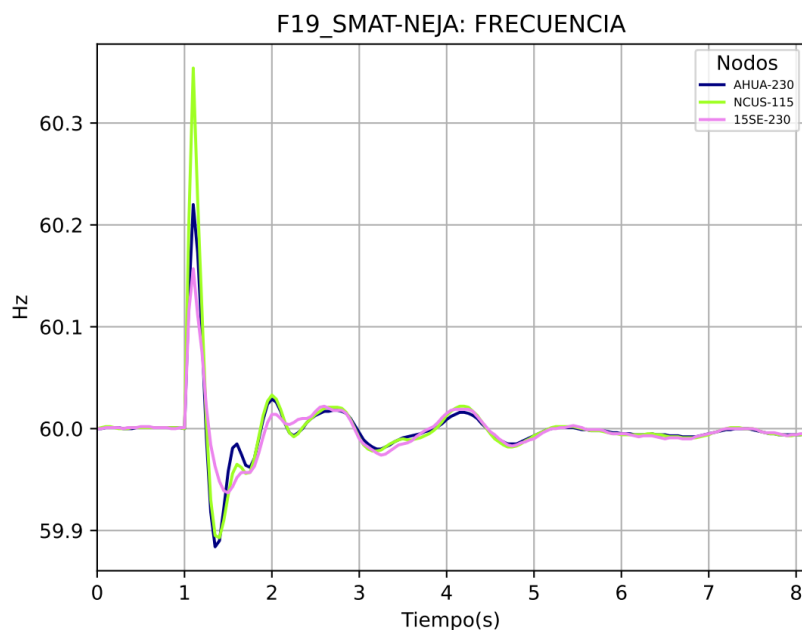


Figura 10.160: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

10.6.3. 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 transferencia; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

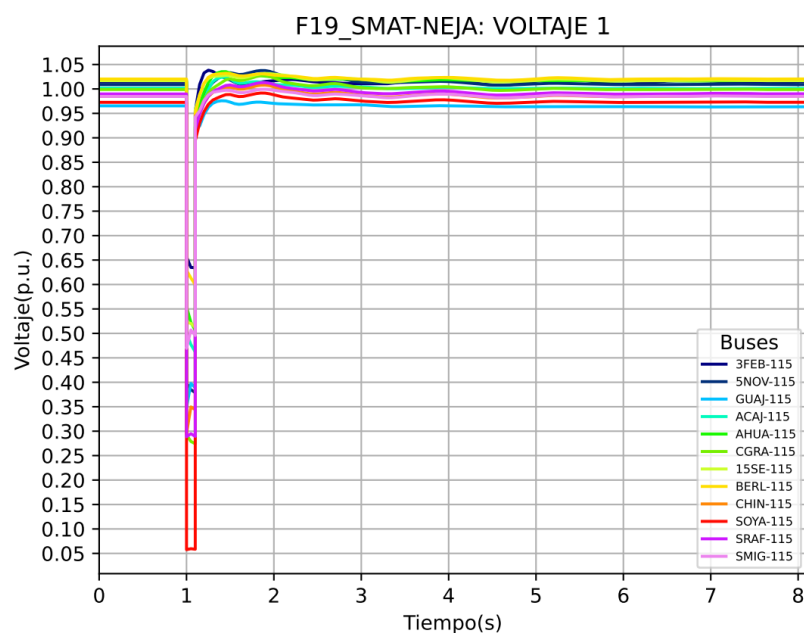


Figura 10.161: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

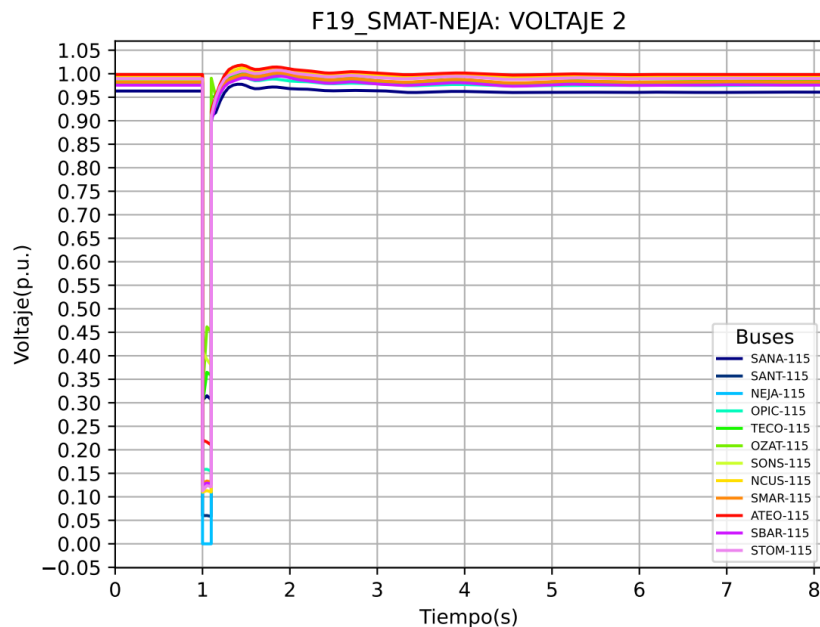


Figura 10.162: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

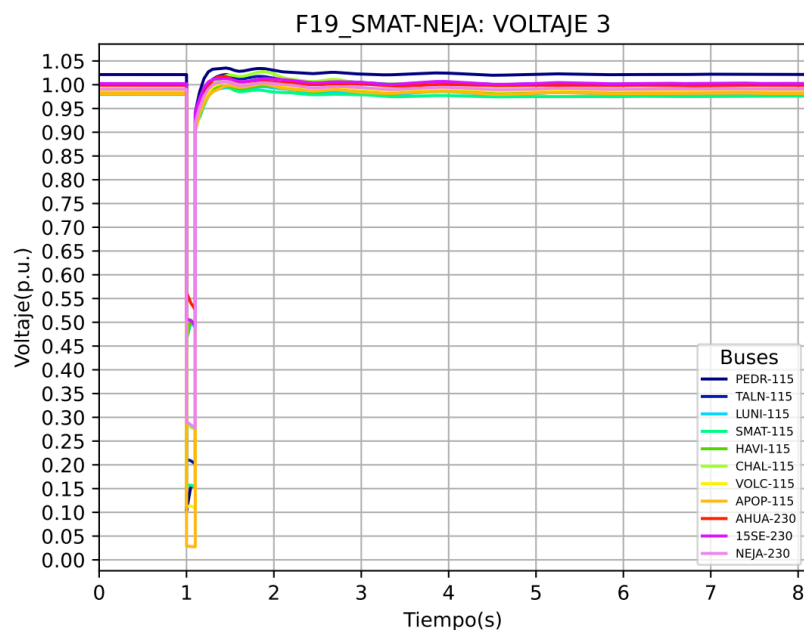


Figura 10.163: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

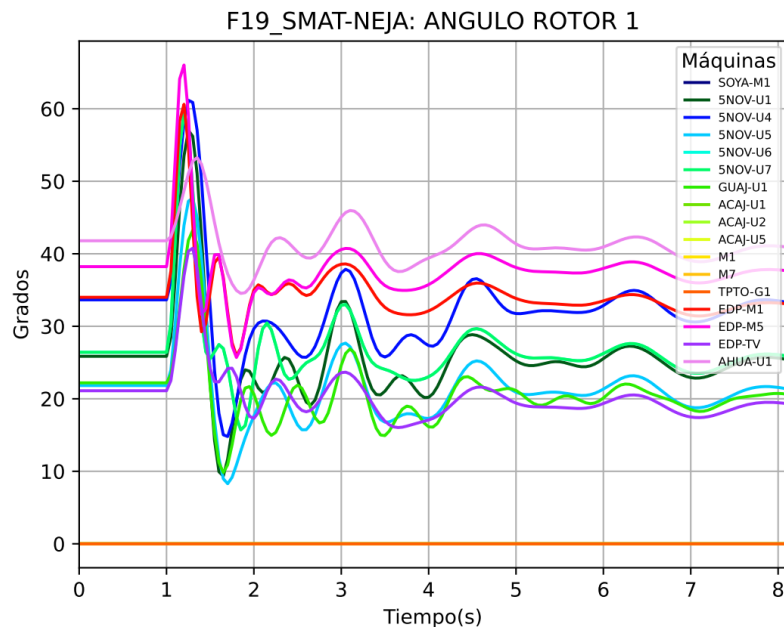


Figura 10.164: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

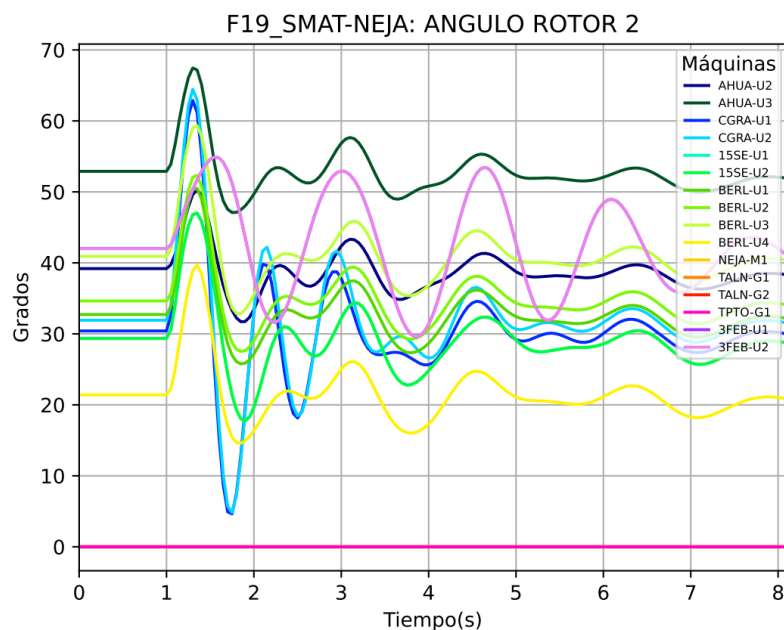


Figura 10.165: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

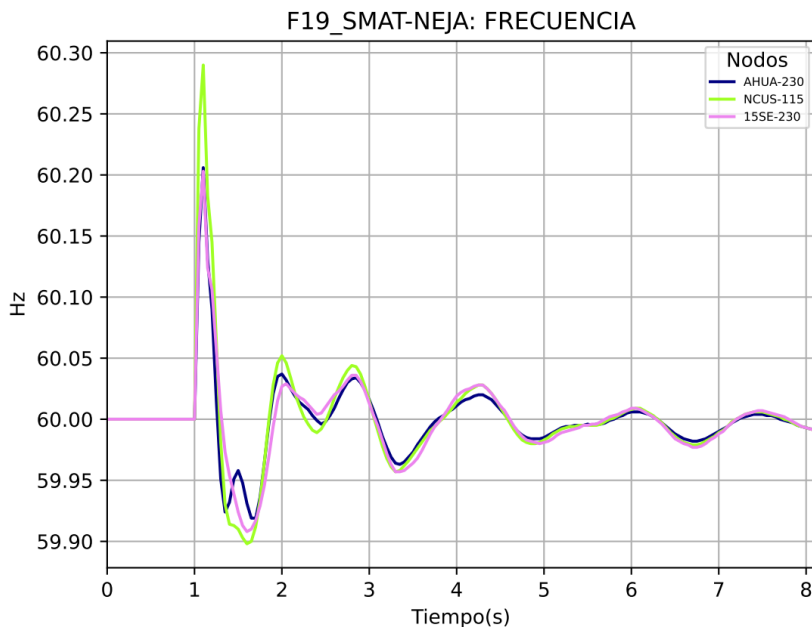


Figura 10.166: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

10.6.4. Demanda máxima diurna de época húmeda 2026.

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.

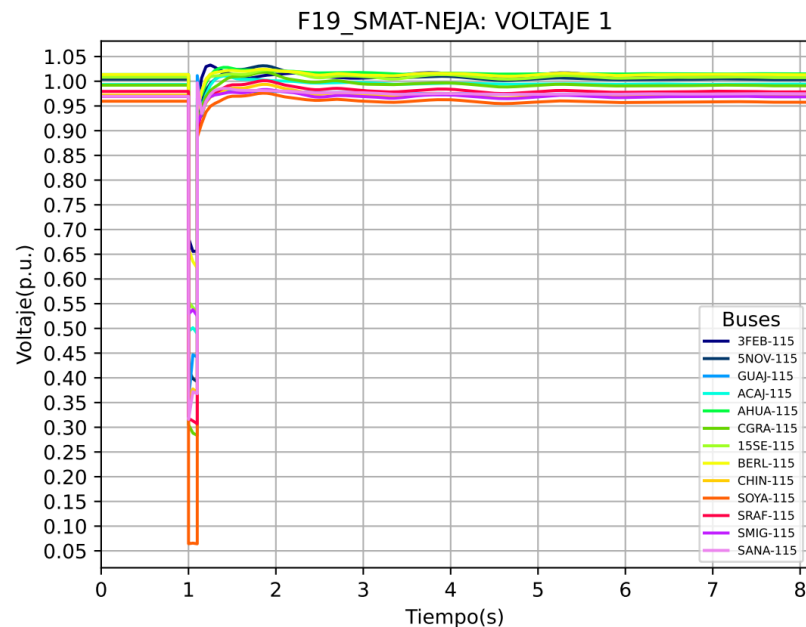


Figura 10.167: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

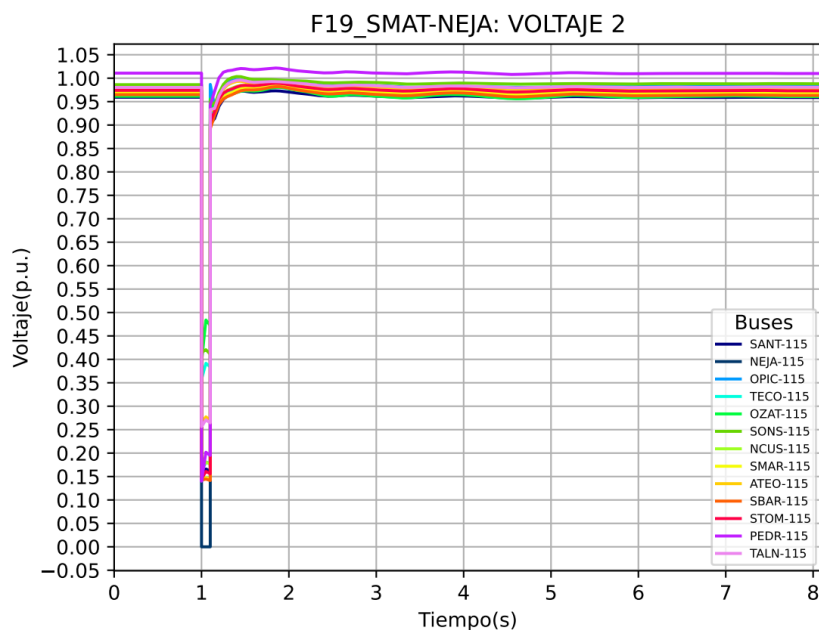


Figura 10.168: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

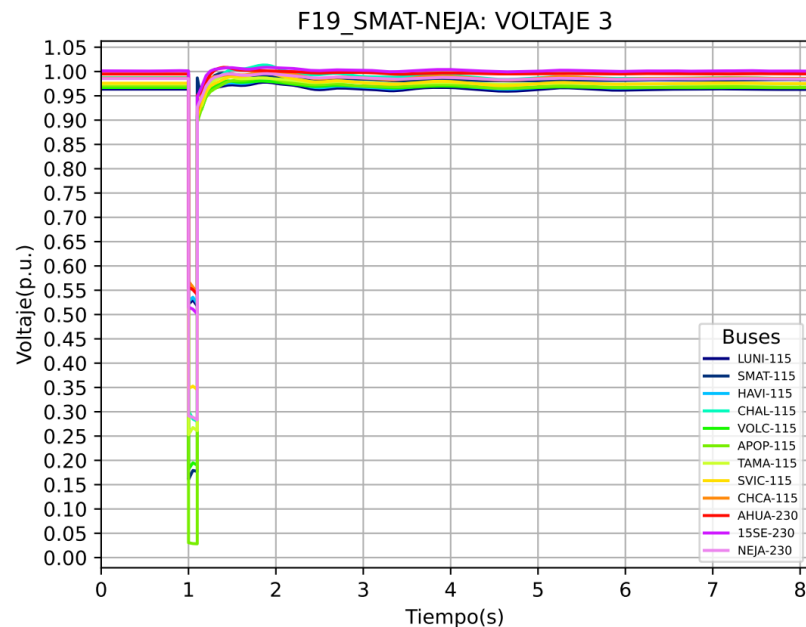


Figura 10.169: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

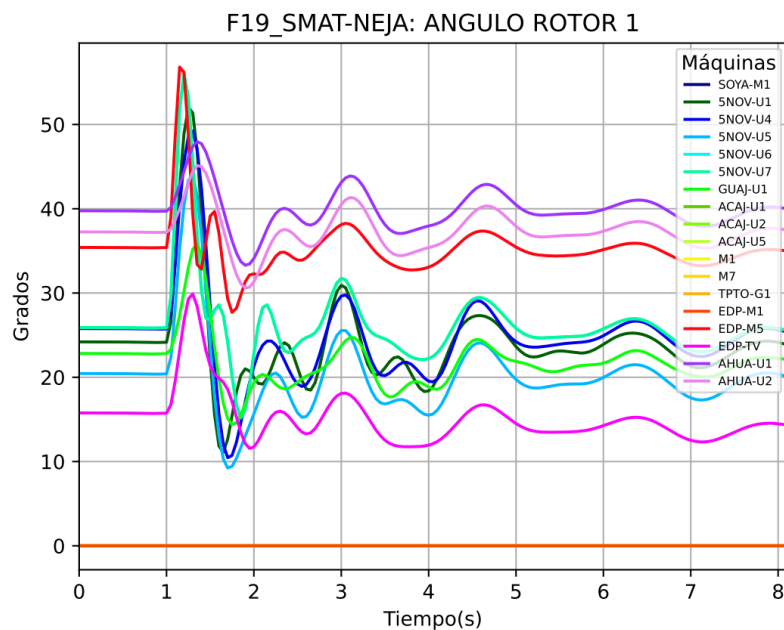


Figura 10.170: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

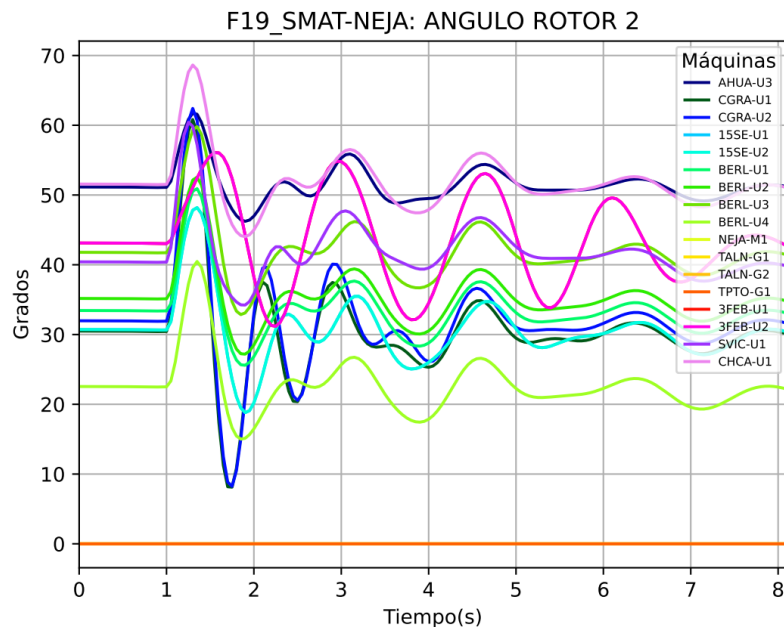


Figura 10.171: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

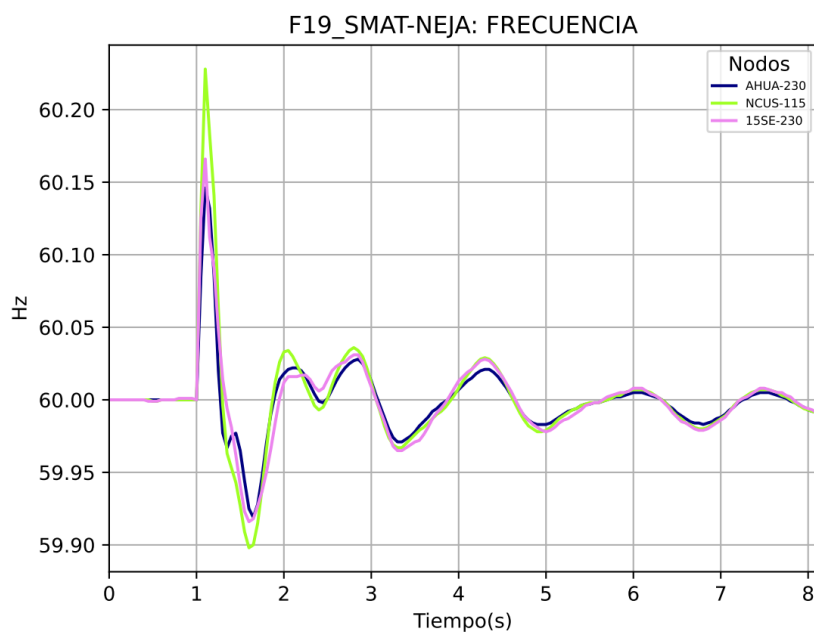


Figura 10.172: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

10.6.5. 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 transferencias; esta es la condición que mayor impacto tiene en el perfil de voltaje mínimo alcanzado en los nodos monitoreados.

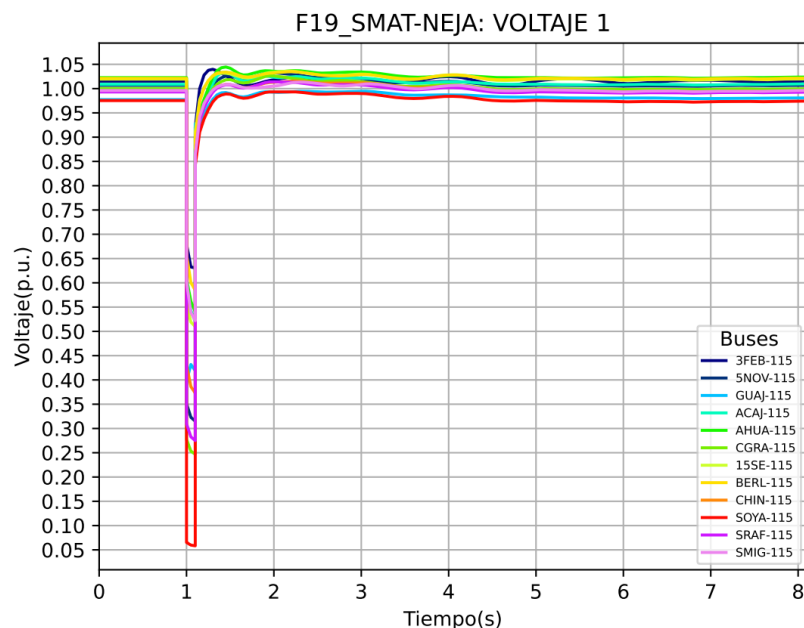


Figura 10.173: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

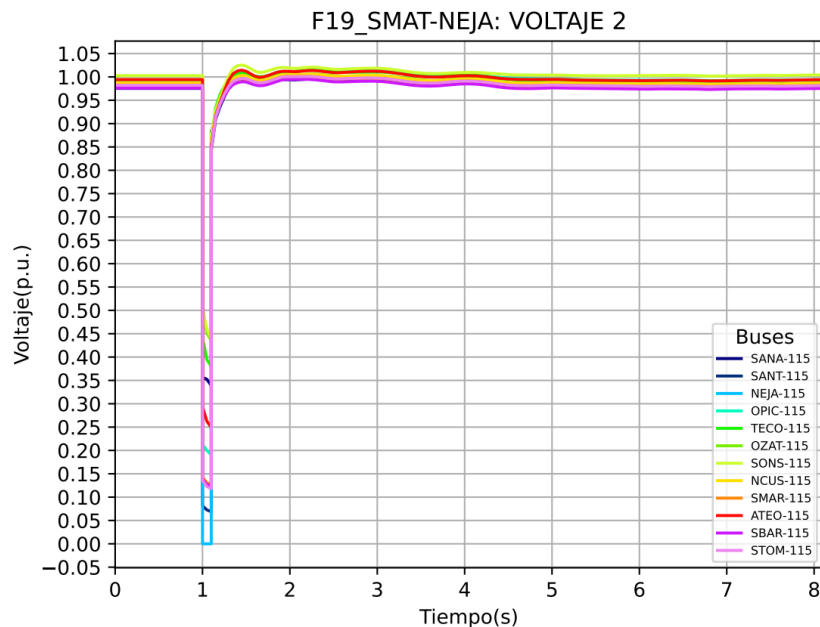


Figura 10.174: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

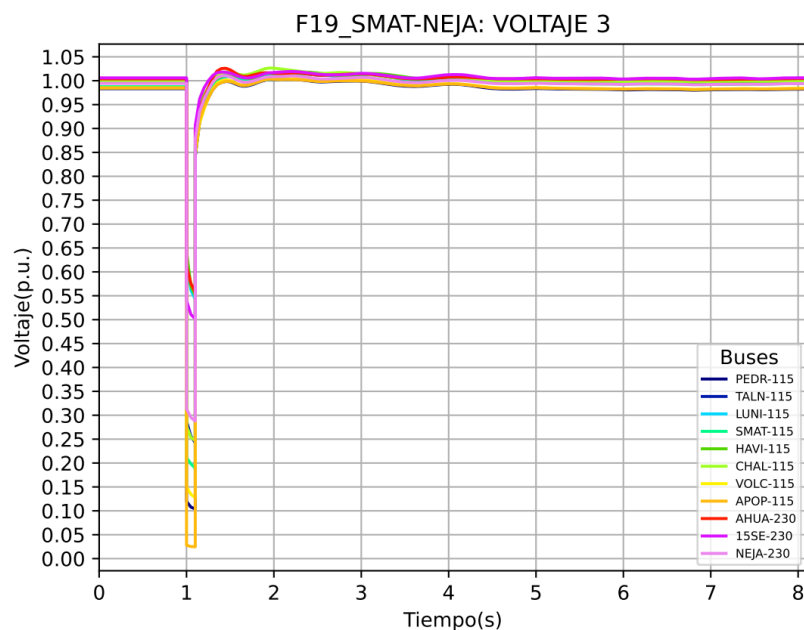


Figura 10.175: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

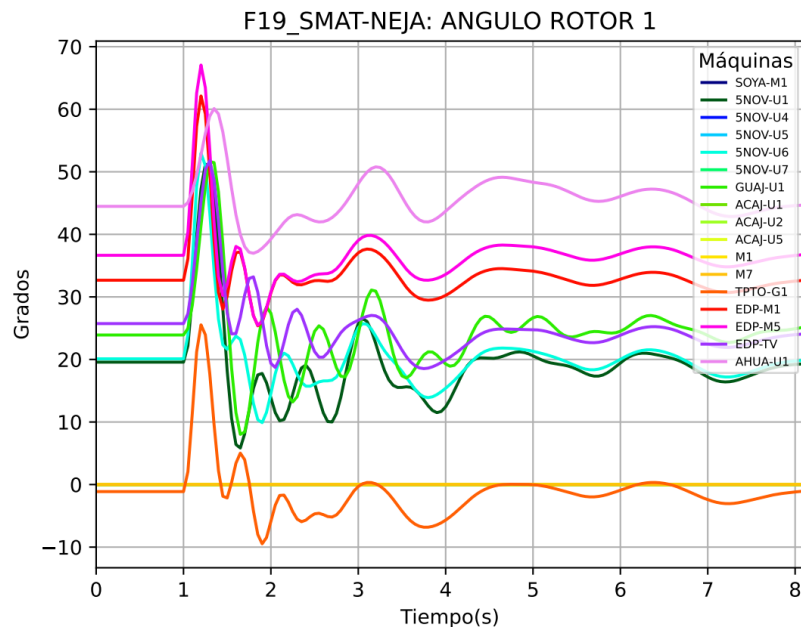


Figura 10.176: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2025.

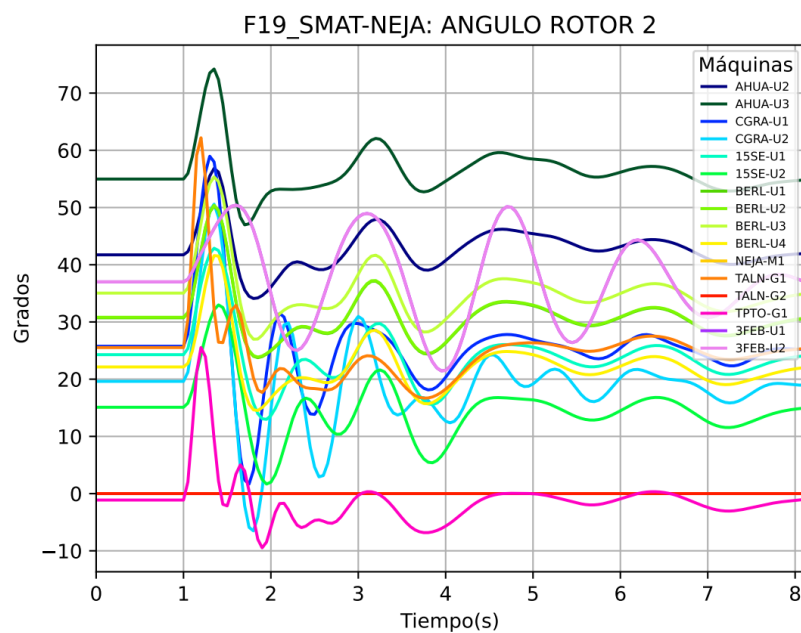


Figura 10.177: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de máxima nocturna del primer semestre de 2025.

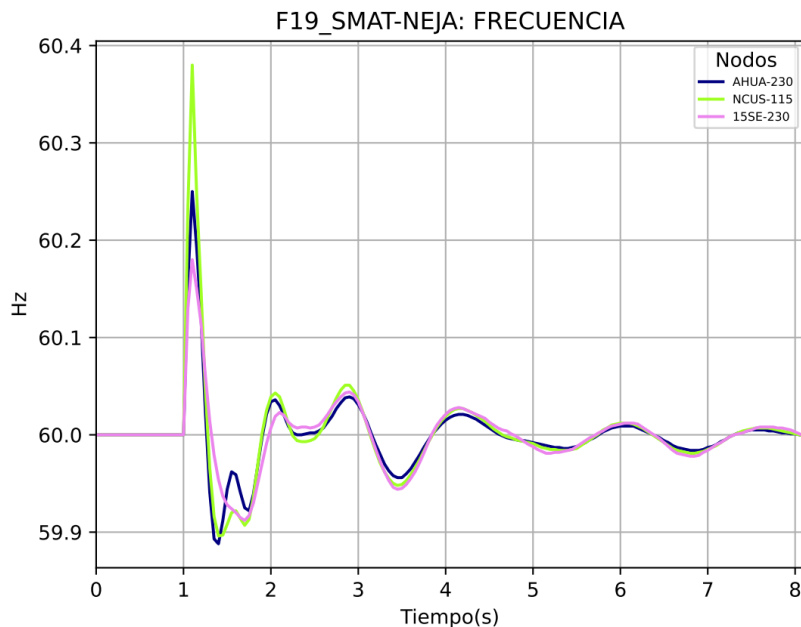


Figura 10.178: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2025.

10.6.6. Demanda máxima nocturna de época seca 2026.

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.

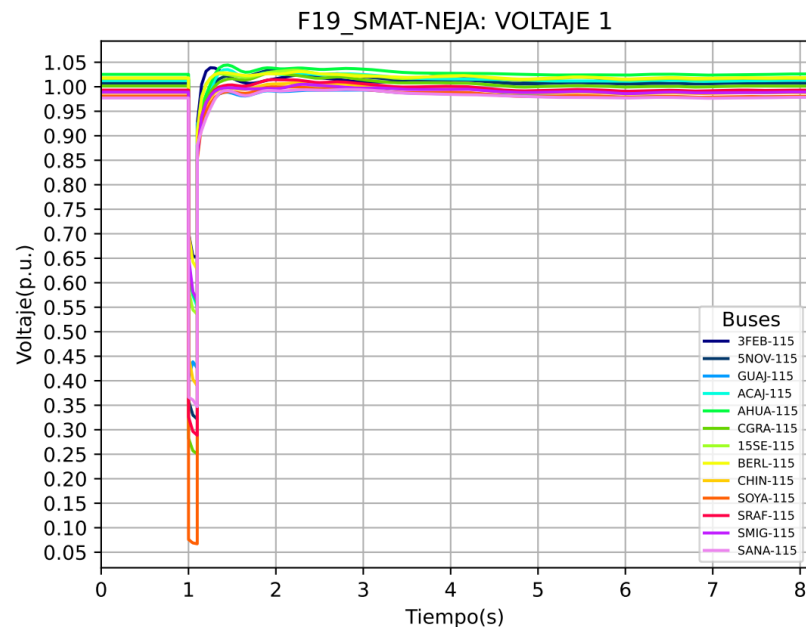


Figura 10.179: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

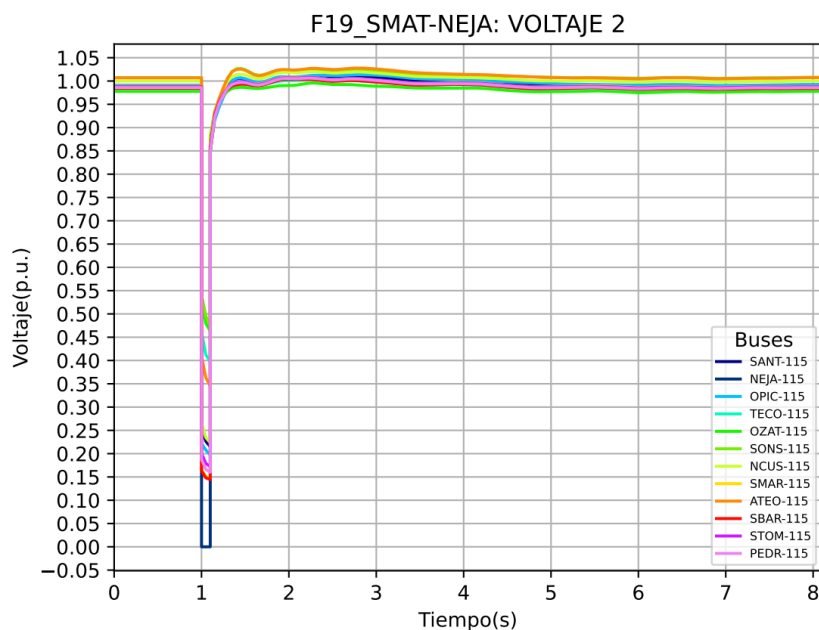


Figura 10.180: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

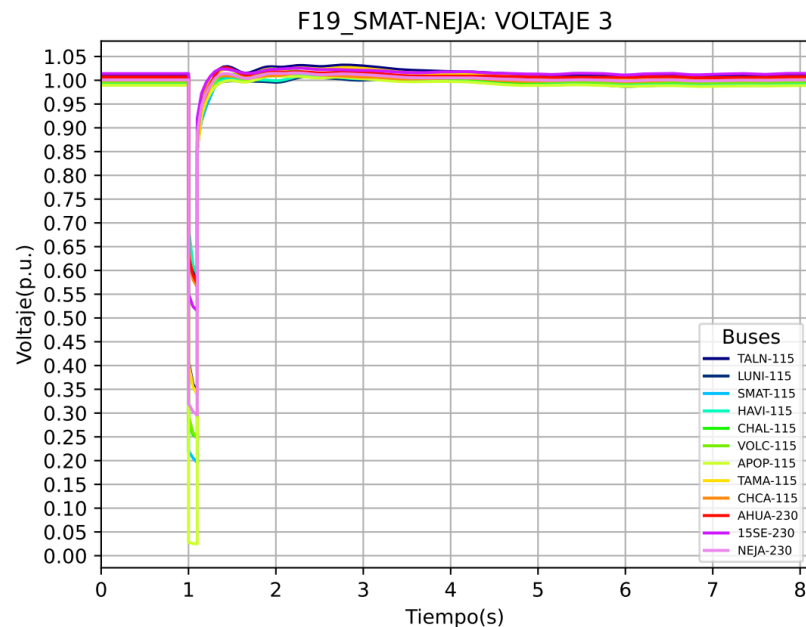


Figura 10.181: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

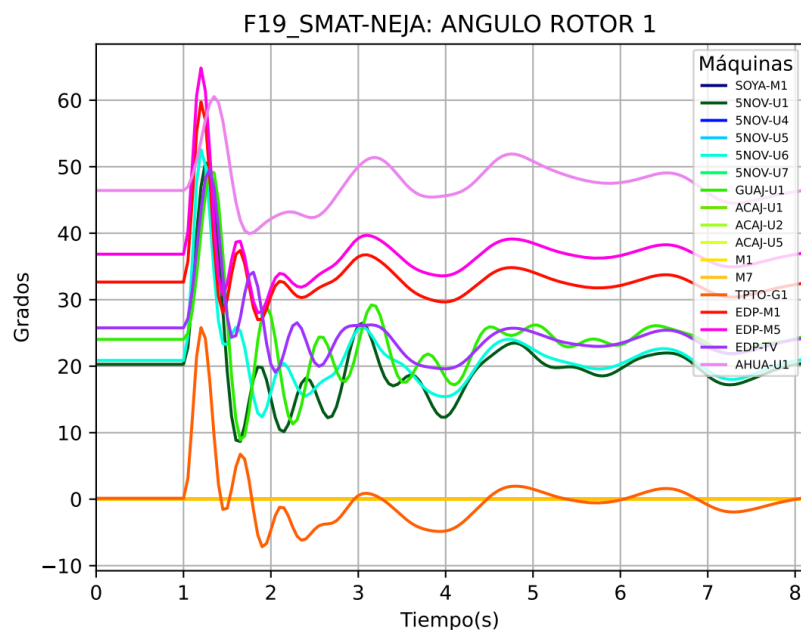


Figura 10.182: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

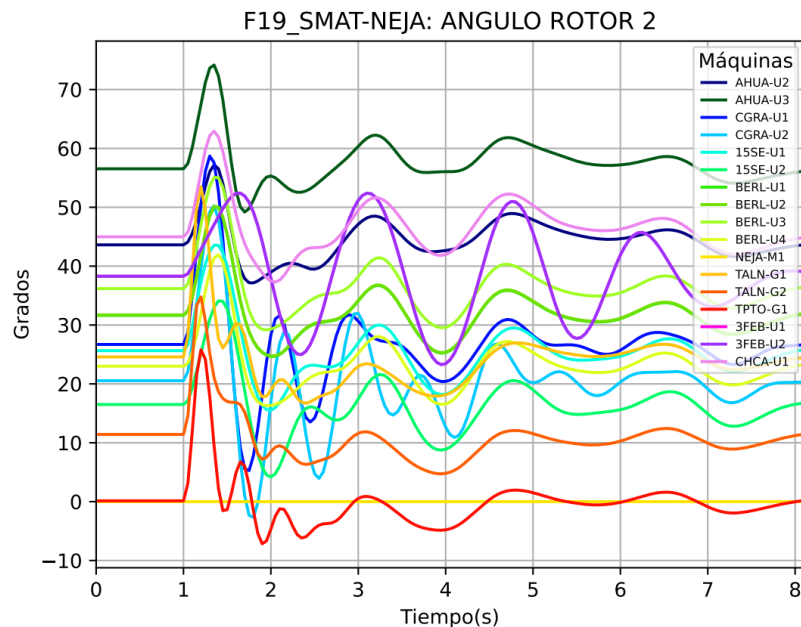


Figura 10.183: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

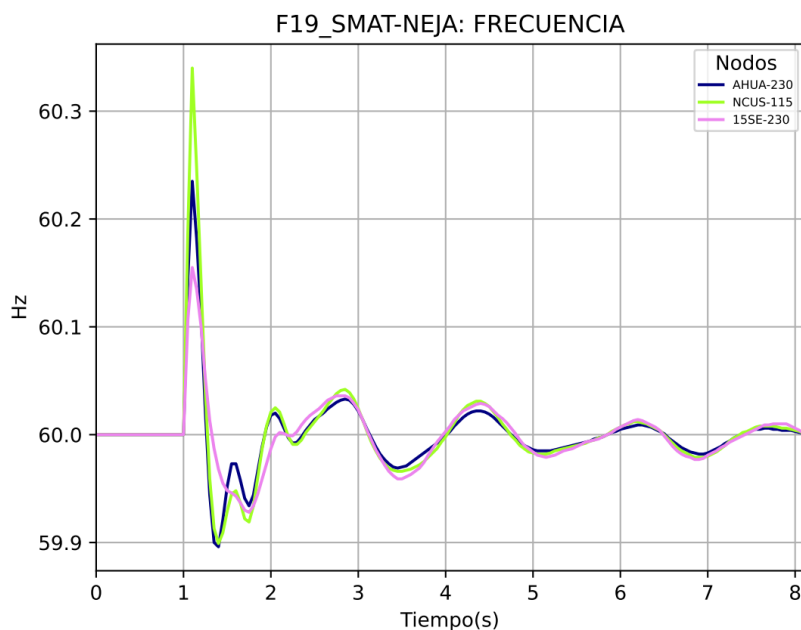


Figura 10.184: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del primer semestre de 2026.

10.6.7. 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.

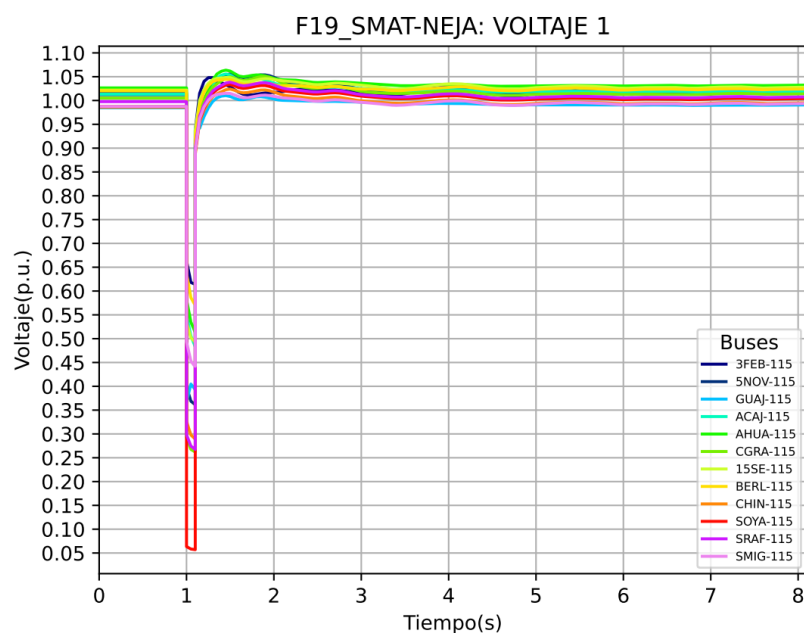


Figura 10.185: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

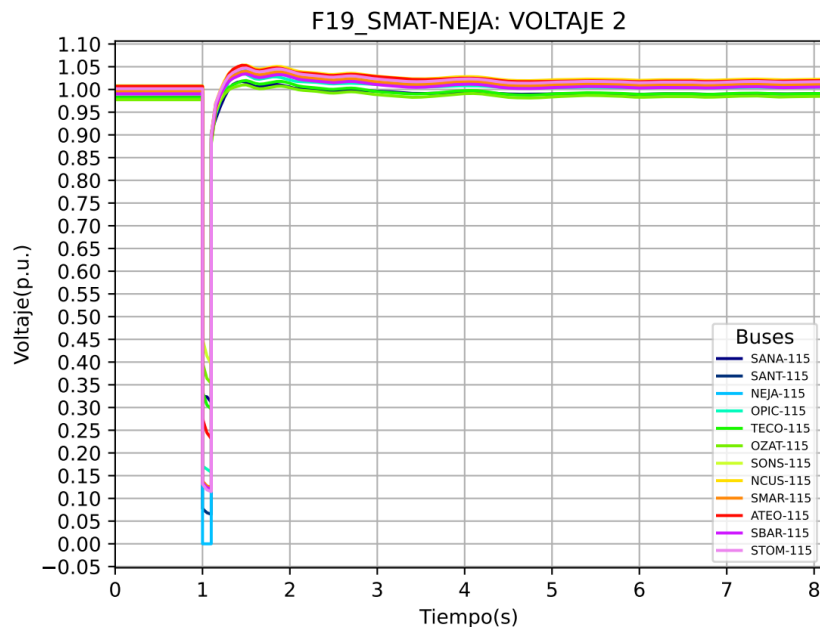


Figura 10.186: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

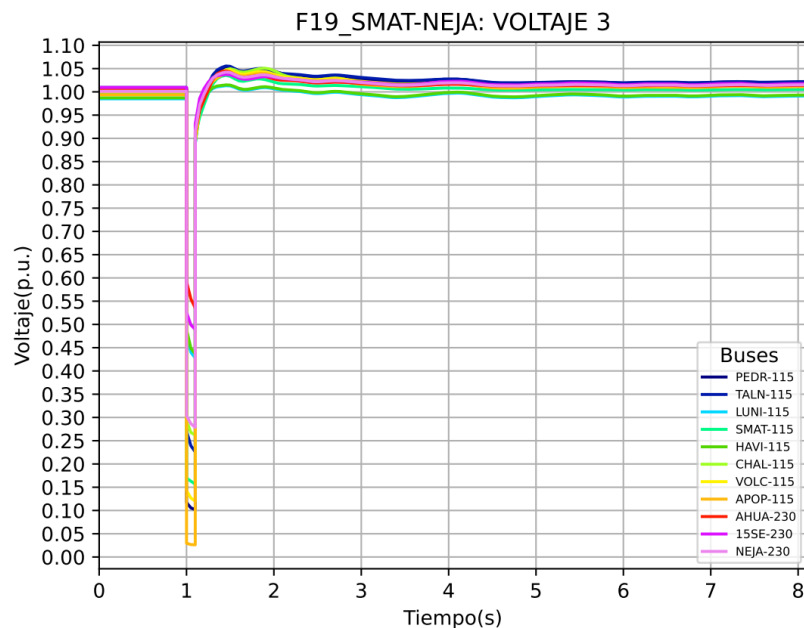


Figura 10.187: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

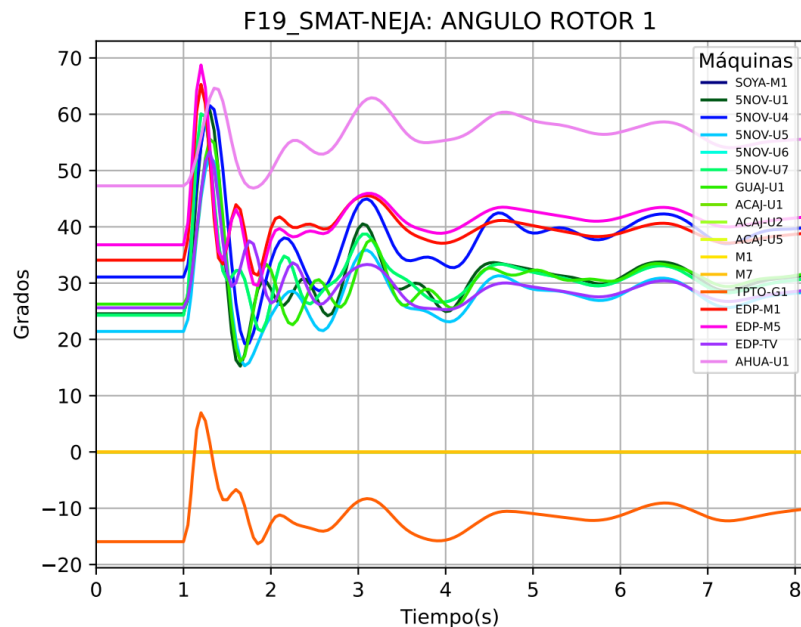


Figura 10.188: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

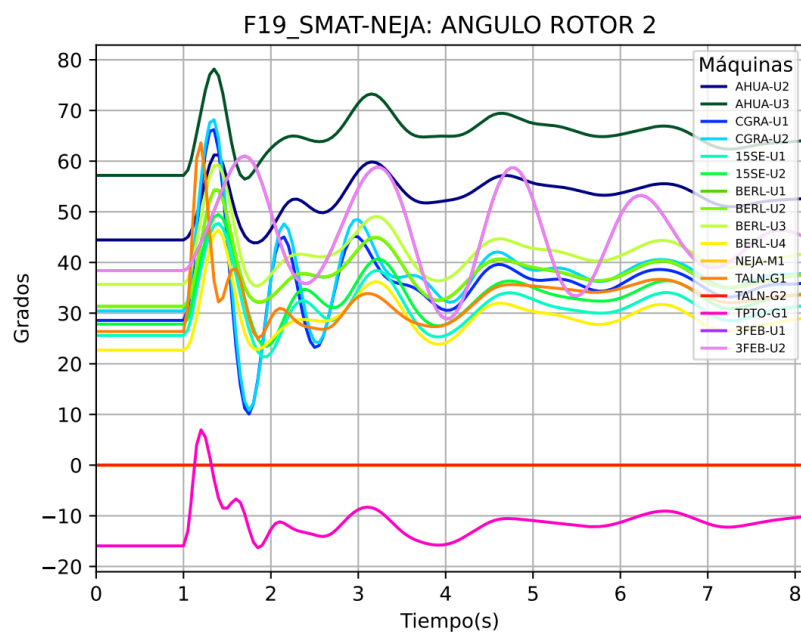


Figura 10.189: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

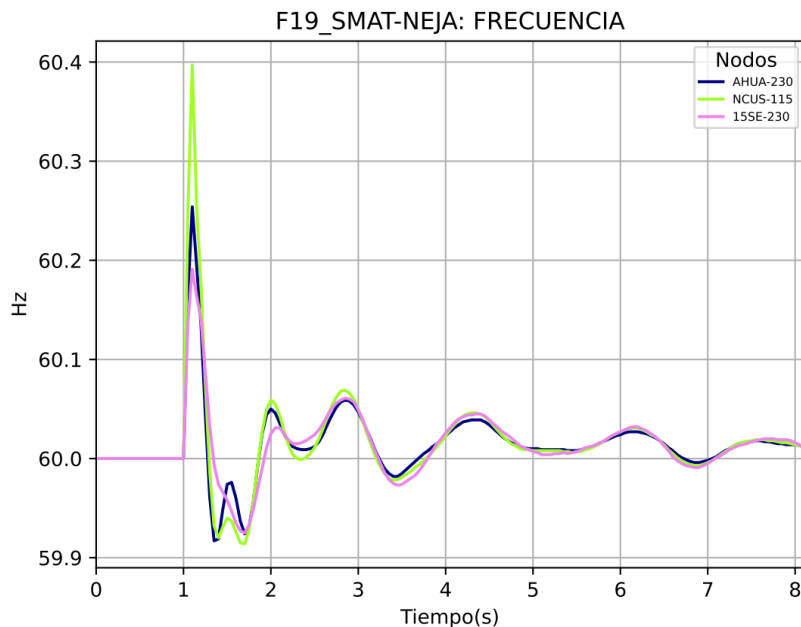


Figura 10.190: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2025.

10.6.8. Demanda máxima nocturna de época húmeda 2026.

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.

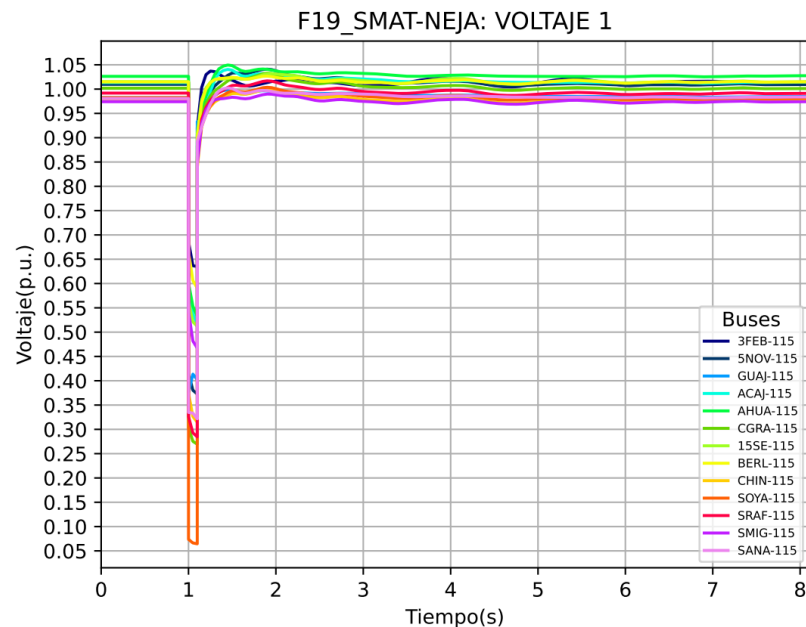


Figura 10.191: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

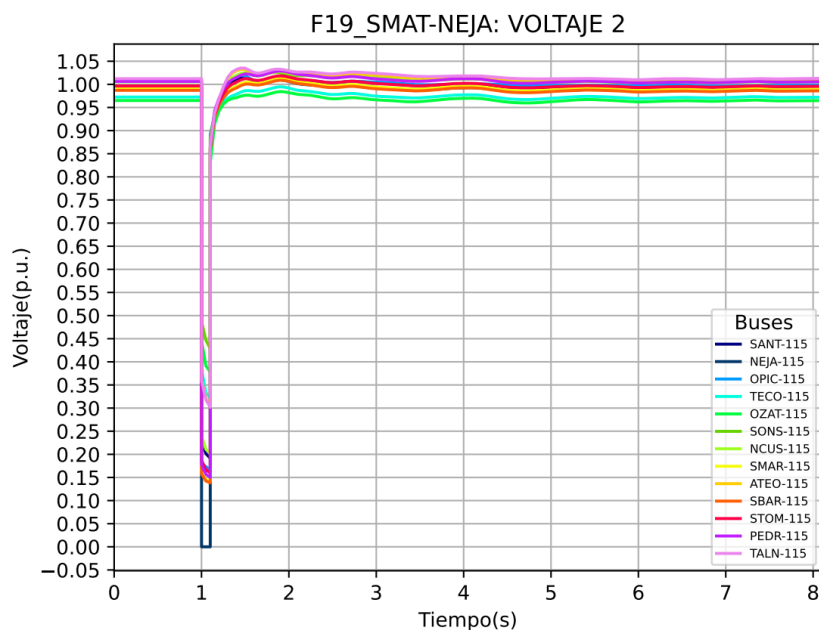


Figura 10.192: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

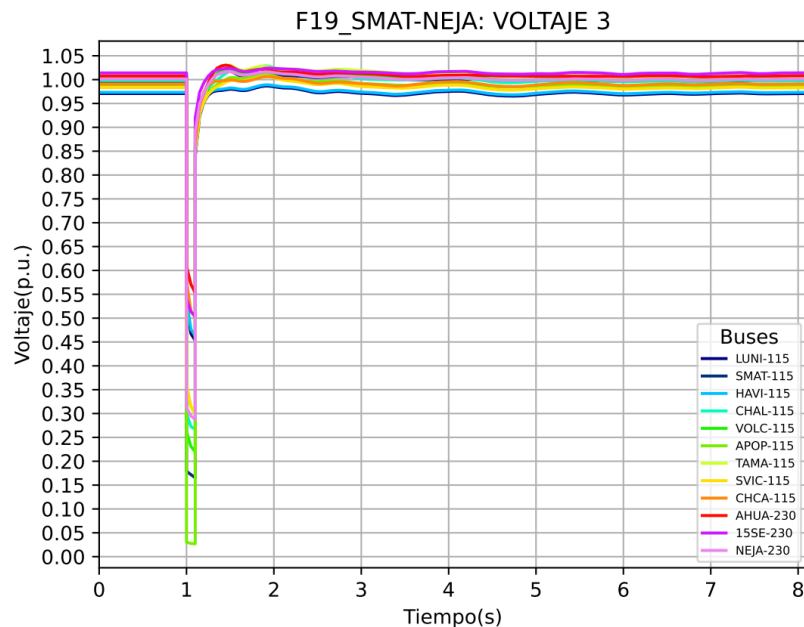


Figura 10.193: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

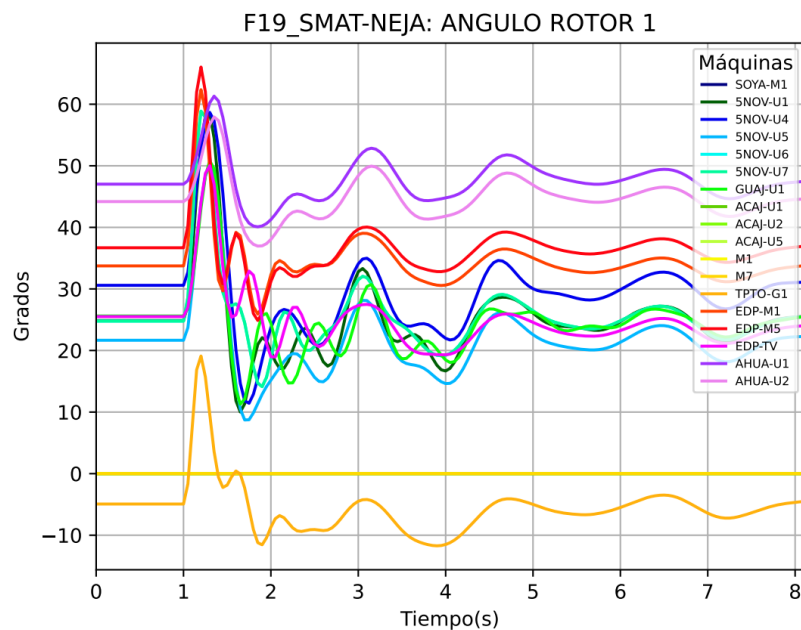


Figura 10.194: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

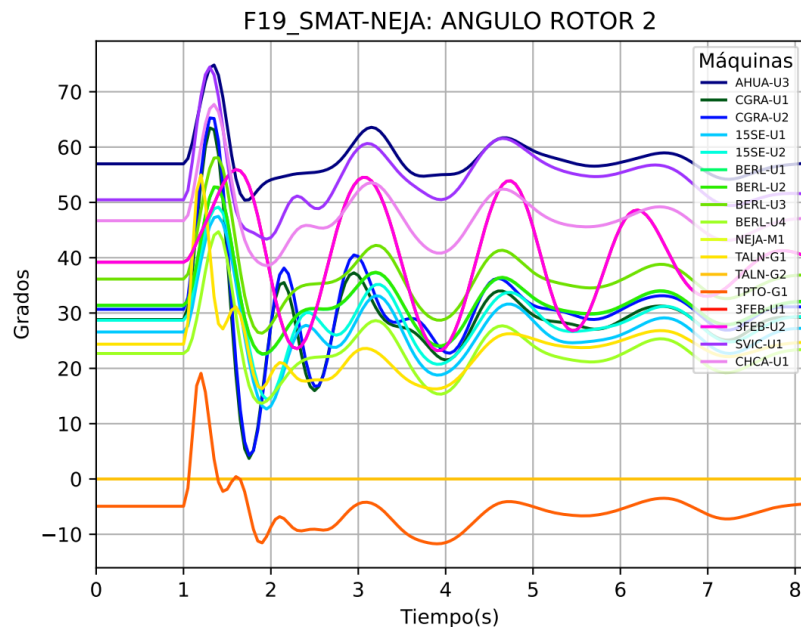


Figura 10.195: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

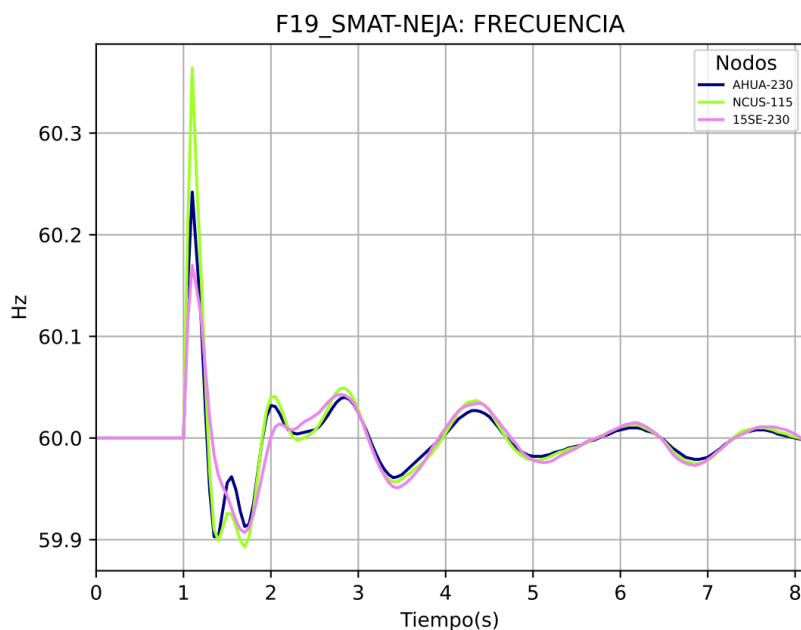


Figura 10.196: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre de 2026.

10.6.9. 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.

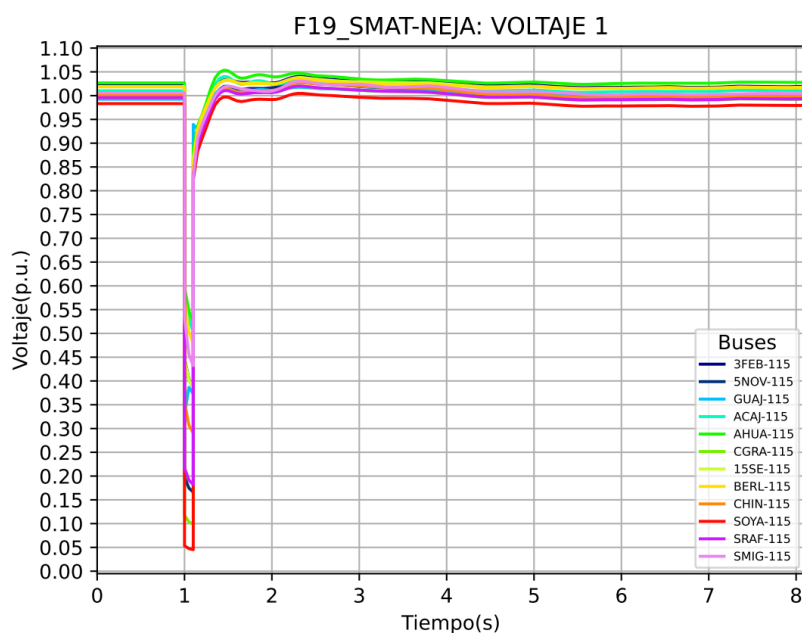


Figura 10.197: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

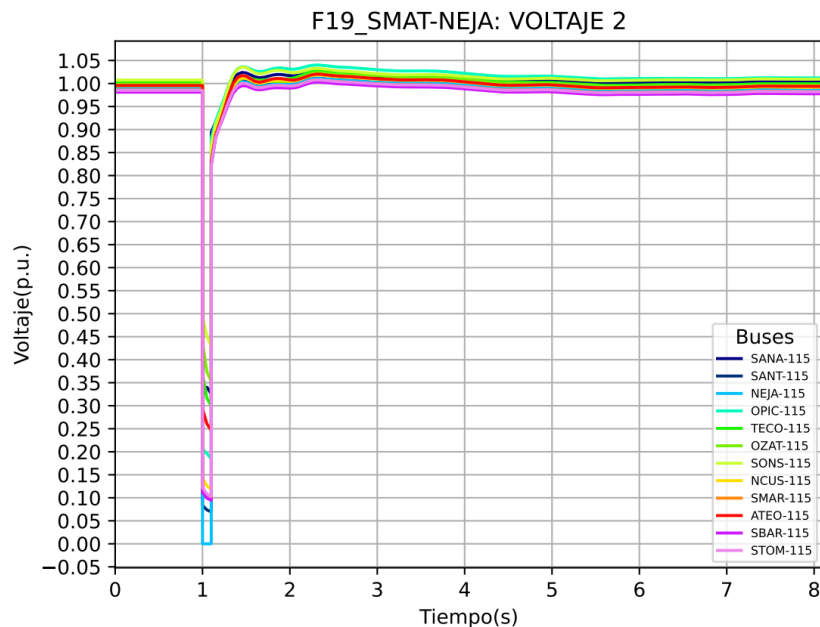


Figura 10.198: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

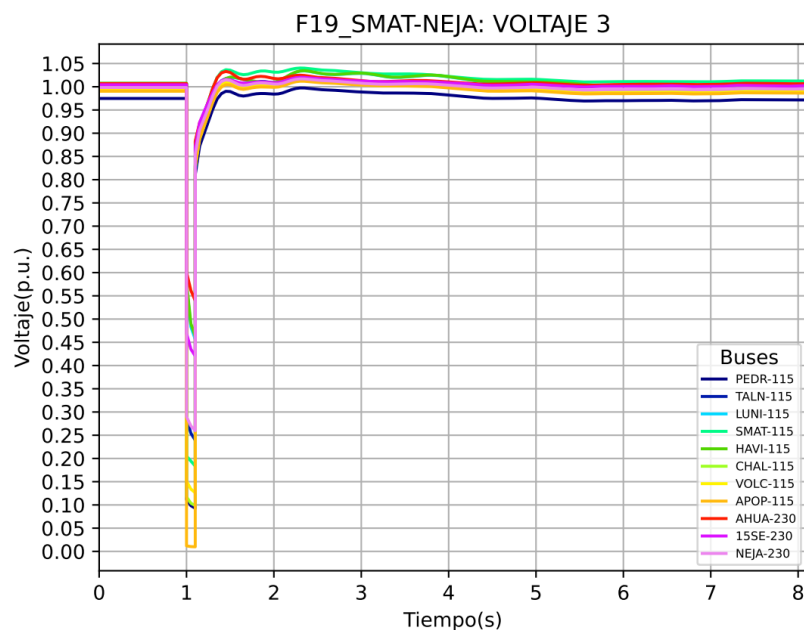


Figura 10.199: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

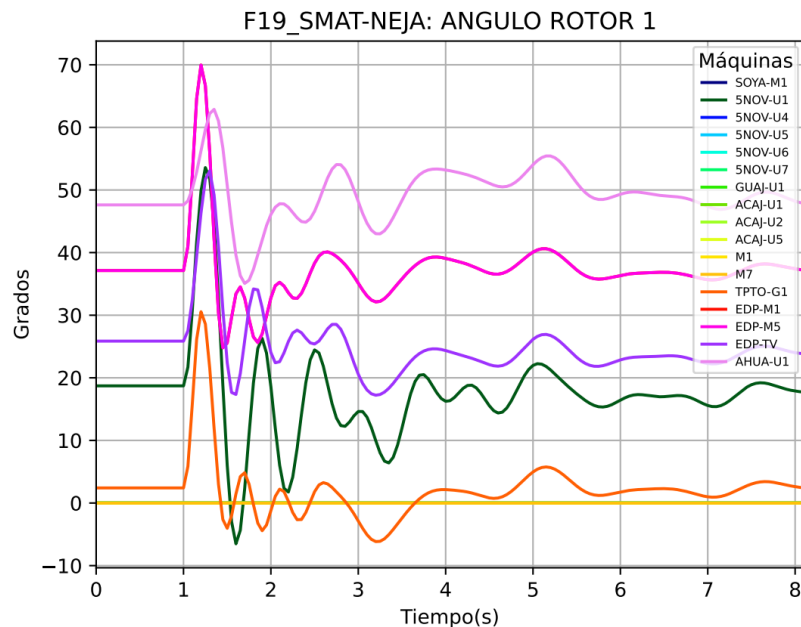


Figura 10.200: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

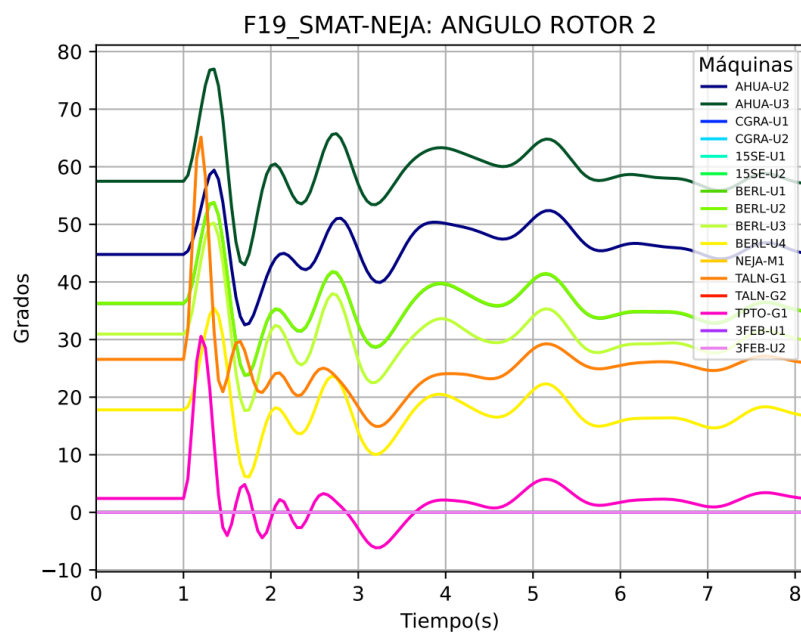


Figura 10.201: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

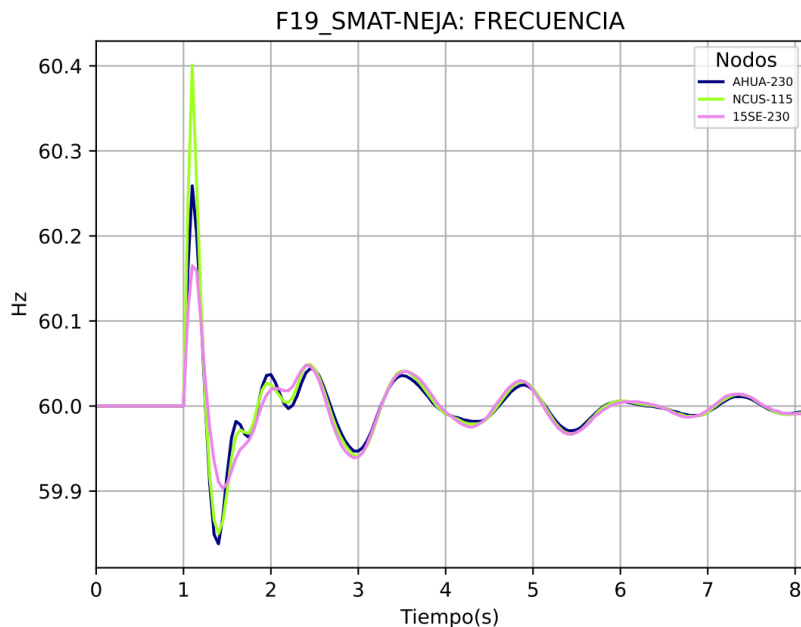


Figura 10.202: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2025.

10.6.10. Demanda mínima de época seca 2026.

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.

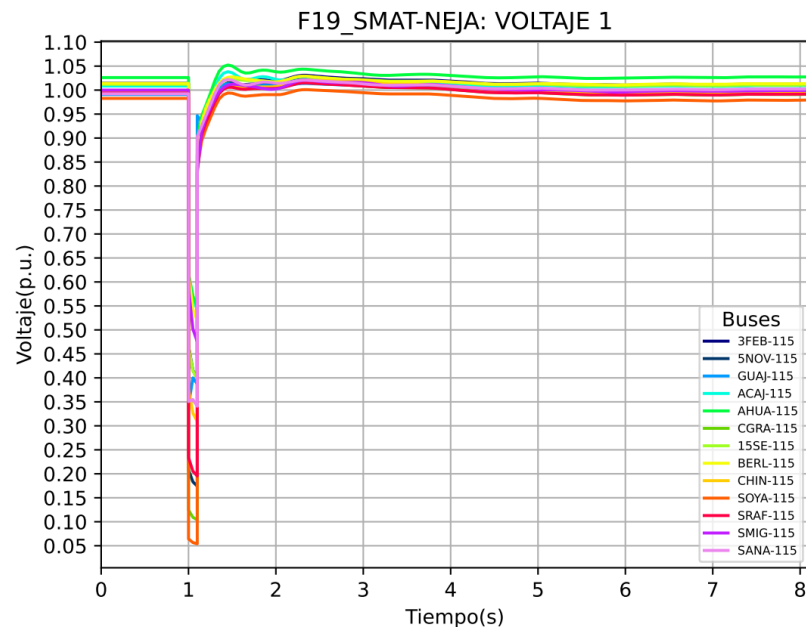


Figura 10.203: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.

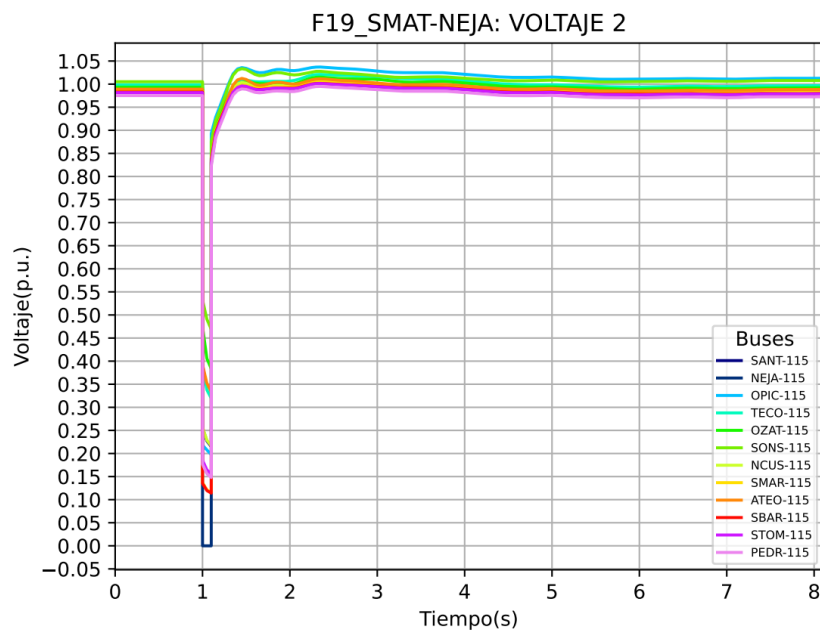


Figura 10.204: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.

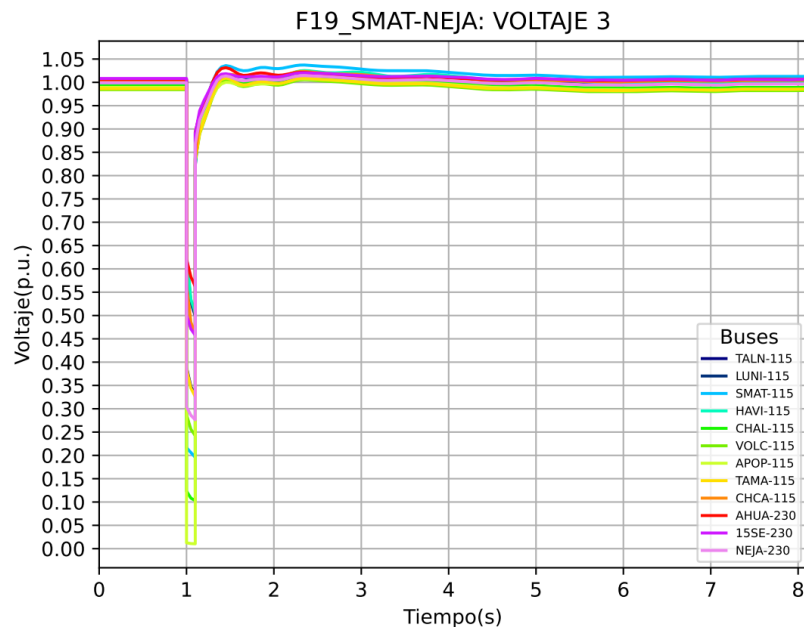


Figura 10.205: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.

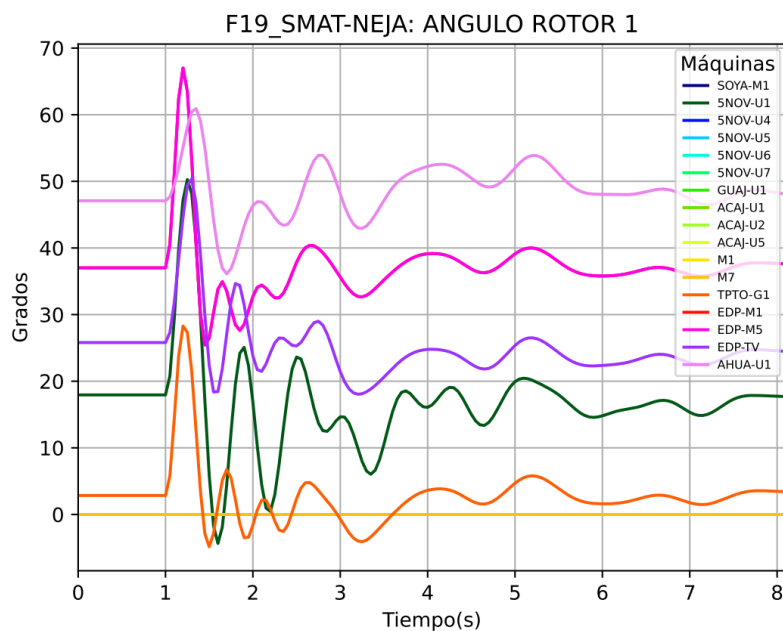


Figura 10.206: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.

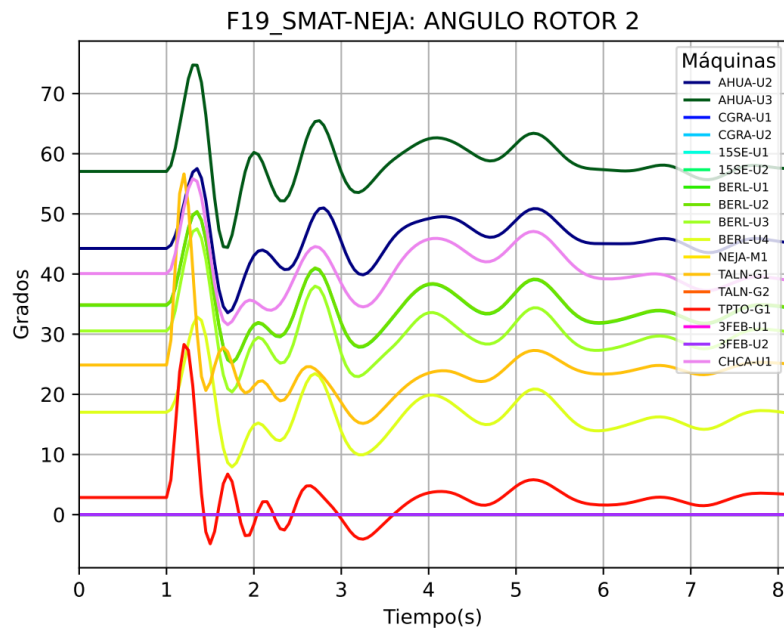


Figura 10.207: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.

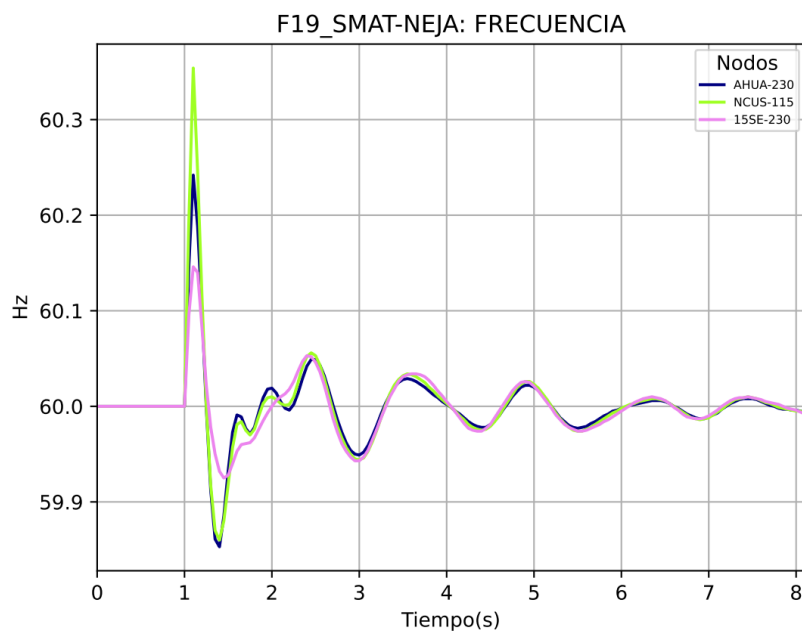


Figura 10.208: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del primer semestre de 2026.

10.6.11. 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.

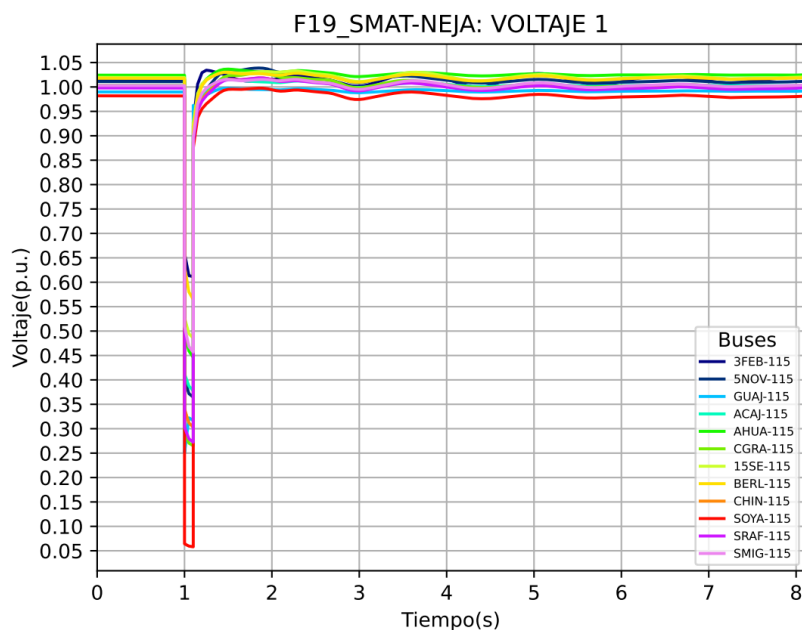


Figura 10.209: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

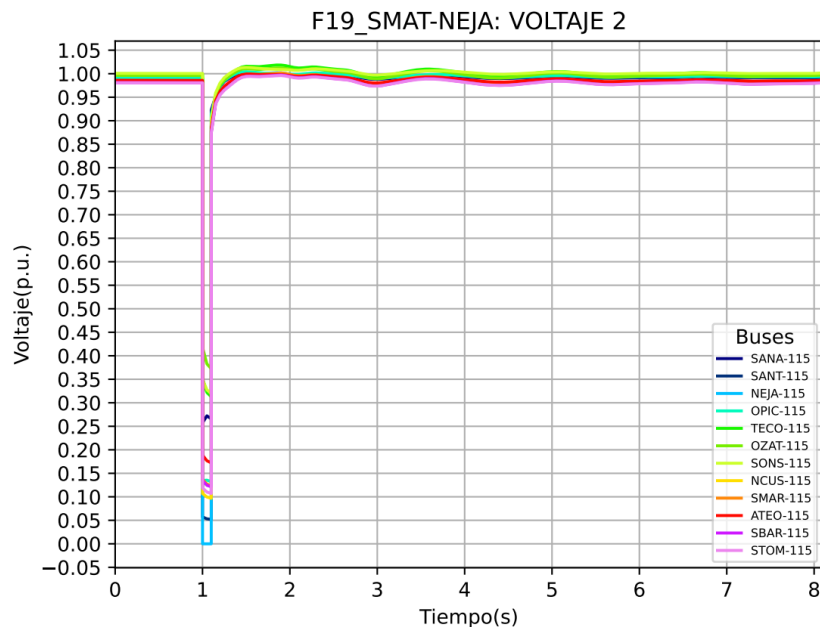


Figura 10.210: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

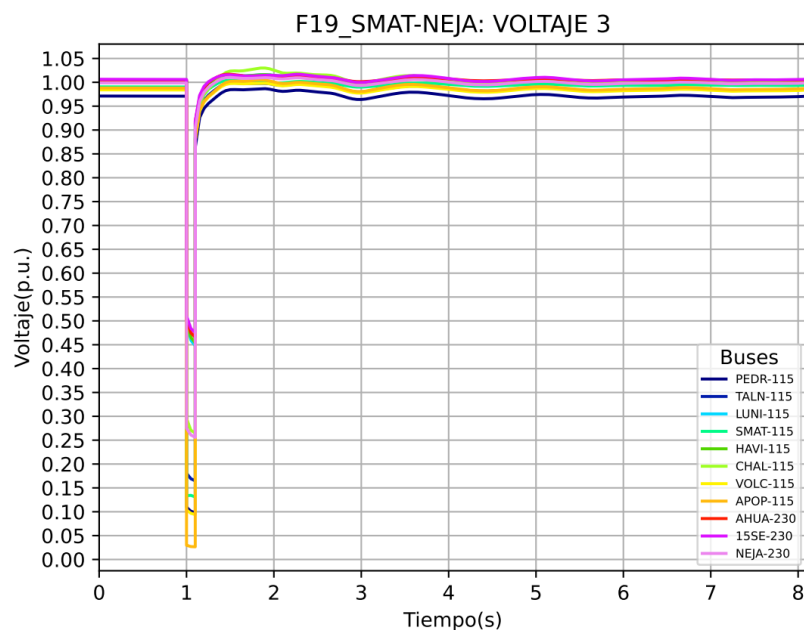


Figura 10.211: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

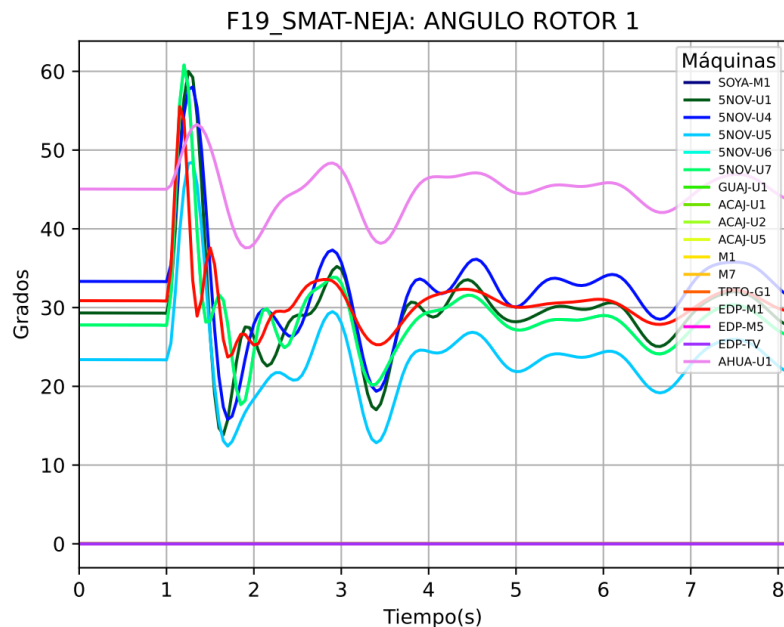


Figura 10.212: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

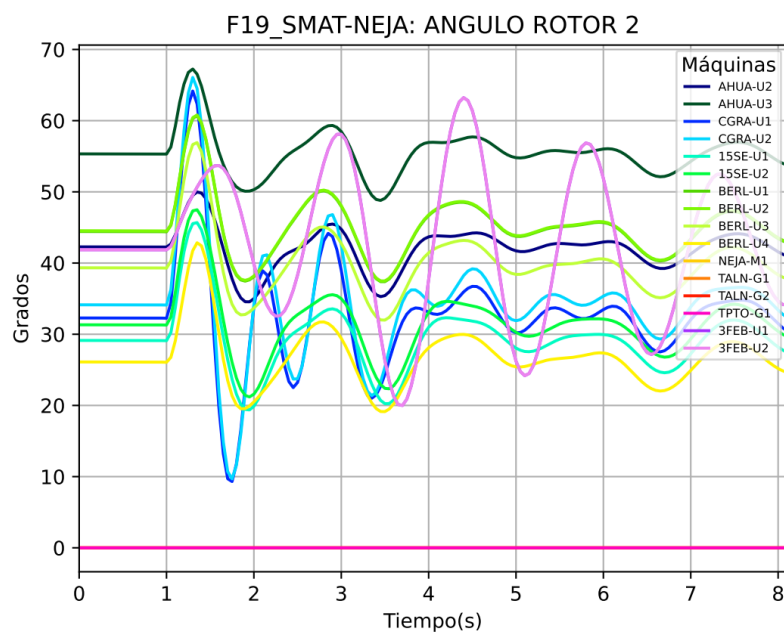


Figura 10.213: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda del segundo semestre de 2025.

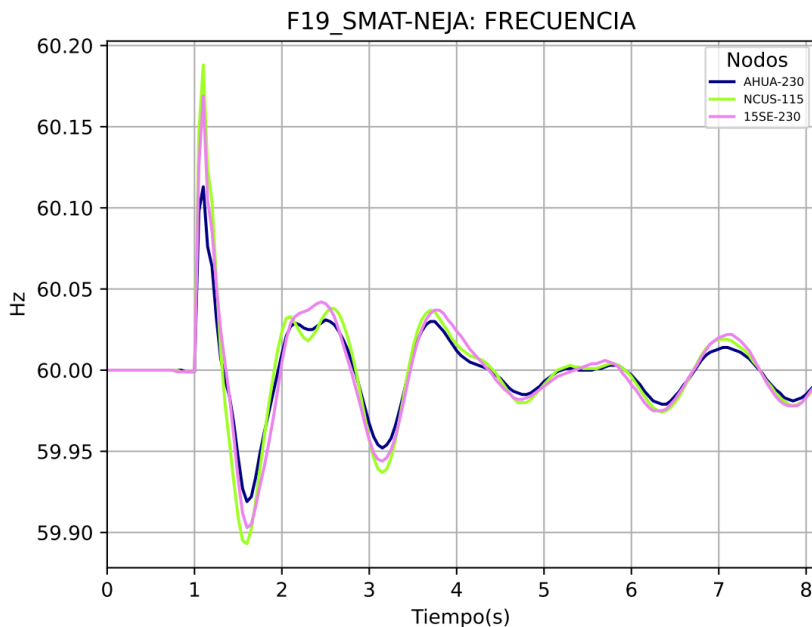


Figura 10.214: comportamiento de la frecuencia los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2025.

10.6.12. Demanda mínima de época húmeda 2026.

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.

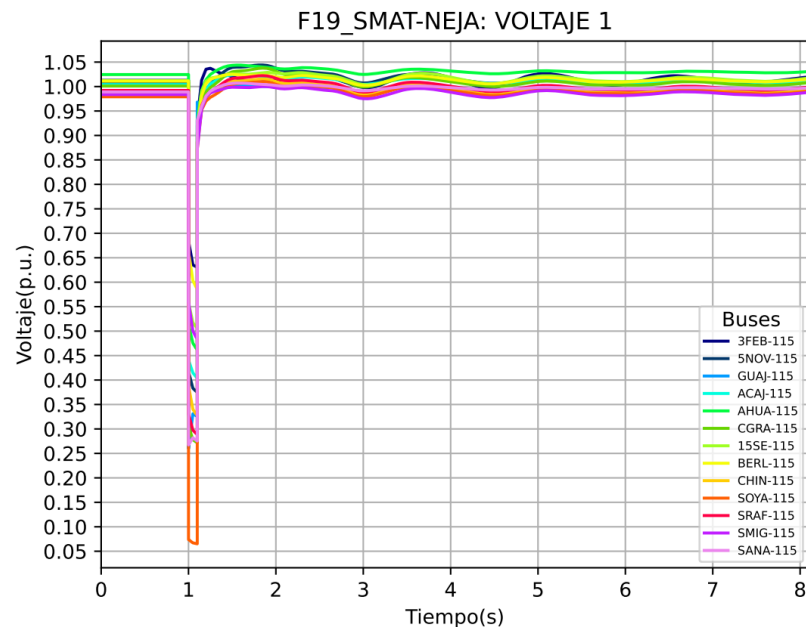


Figura 10.215: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.

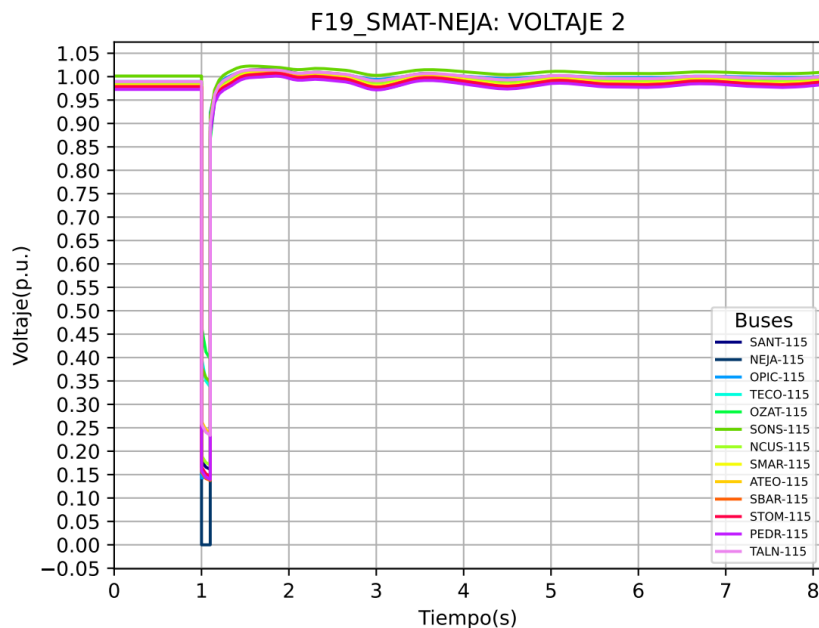


Figura 10.216: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.

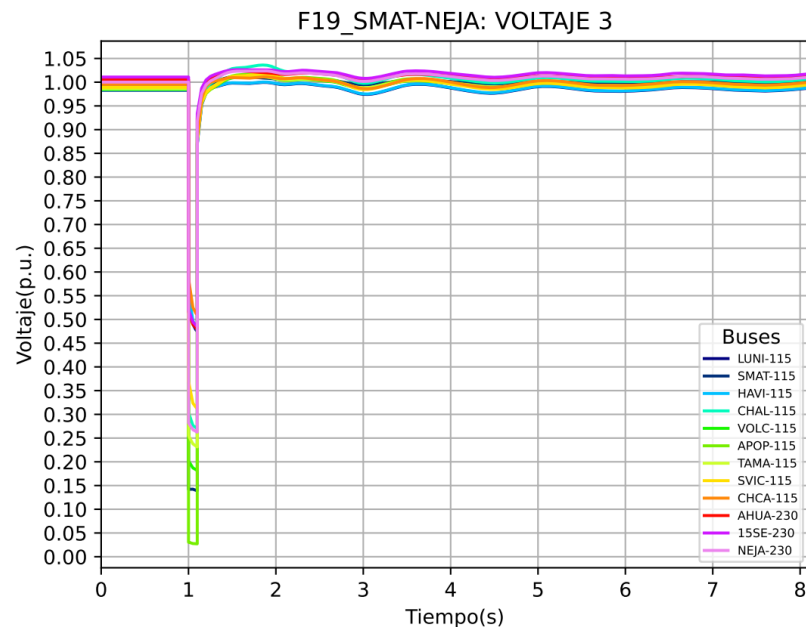


Figura 10.217: voltaje en los nodos monitoreados en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.

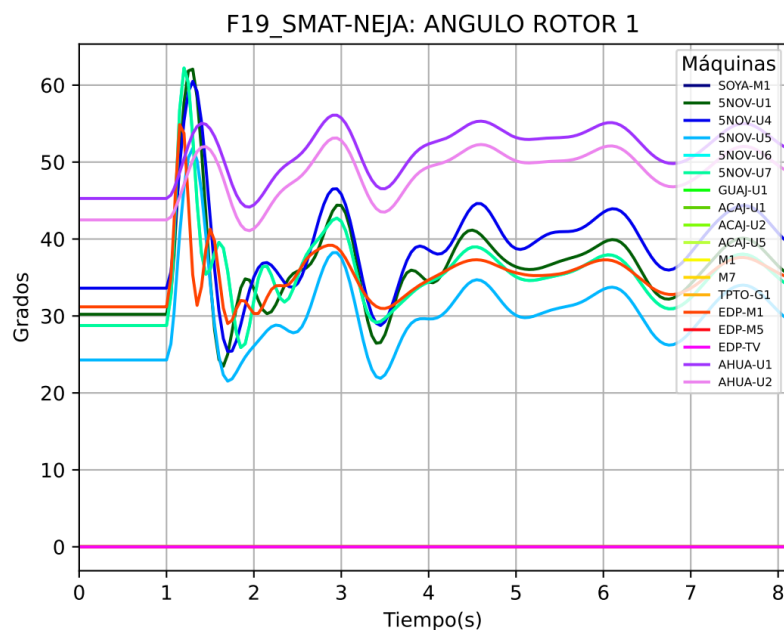


Figura 10.218: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.

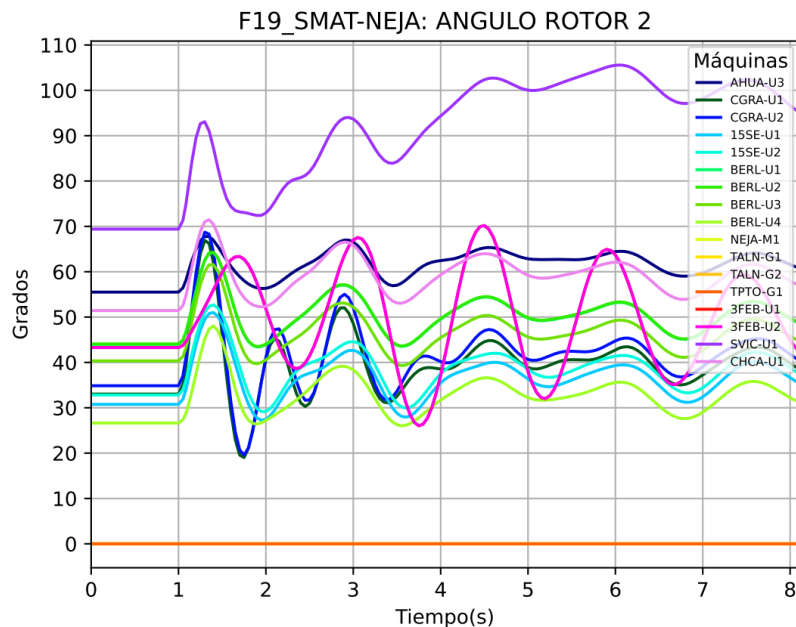


Figura 10.219: ángulo del rotor de las máquinas monitoreadas en ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.

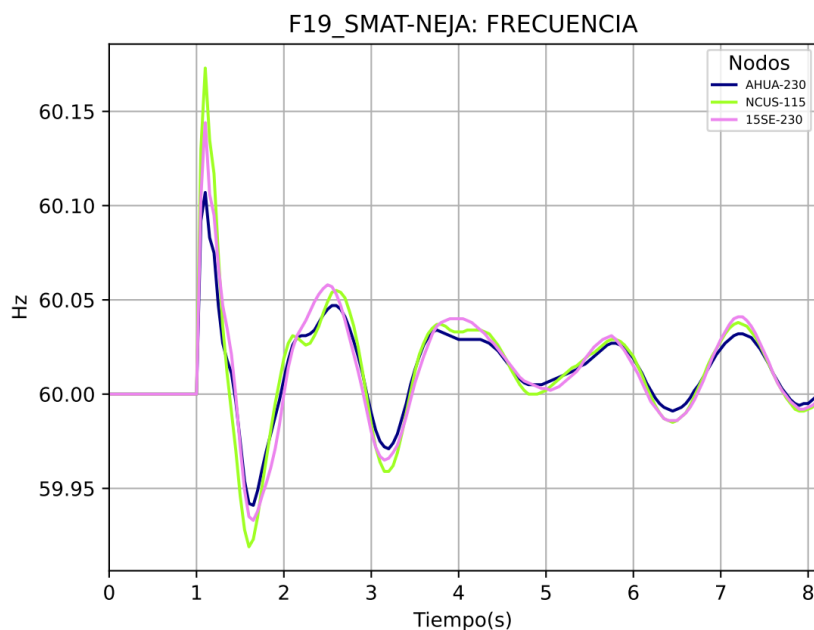


Figura 10.220: comportamiento de la frecuencia en los nodos monitoreados de ESA, escenario de demanda mínima del segundo semestre de 2026.

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 10.221 a la 10.224 se muestran las gráficas de los escenarios seleccionados.

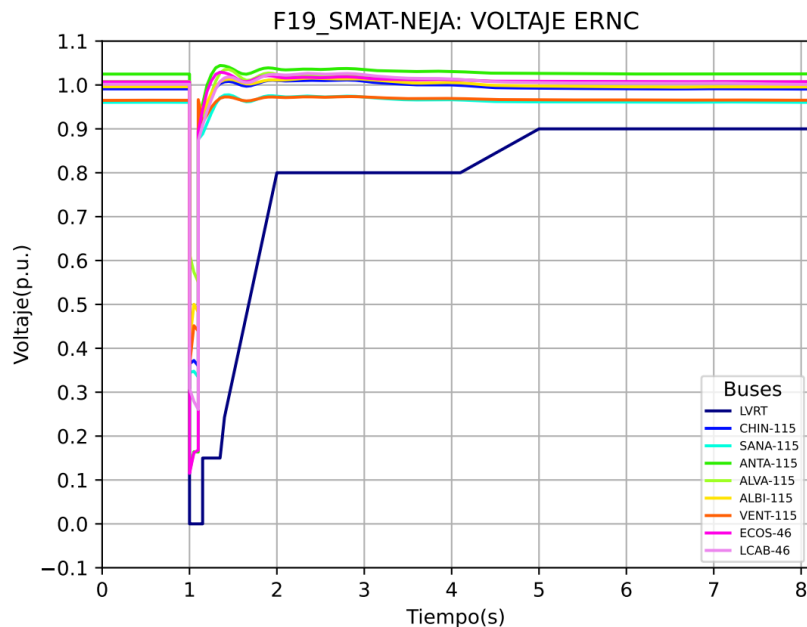


Figura 10.221: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de las líneas NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2025.

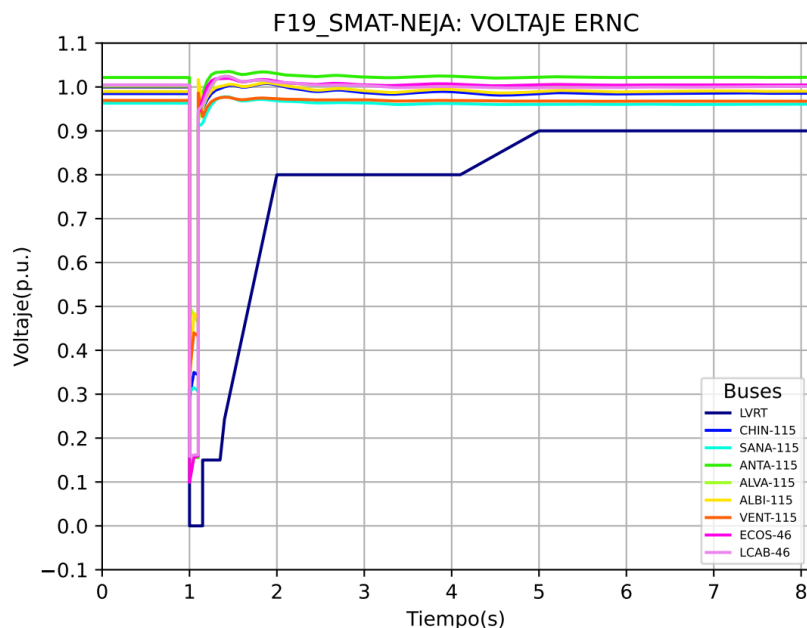


Figura 10.222: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2025.

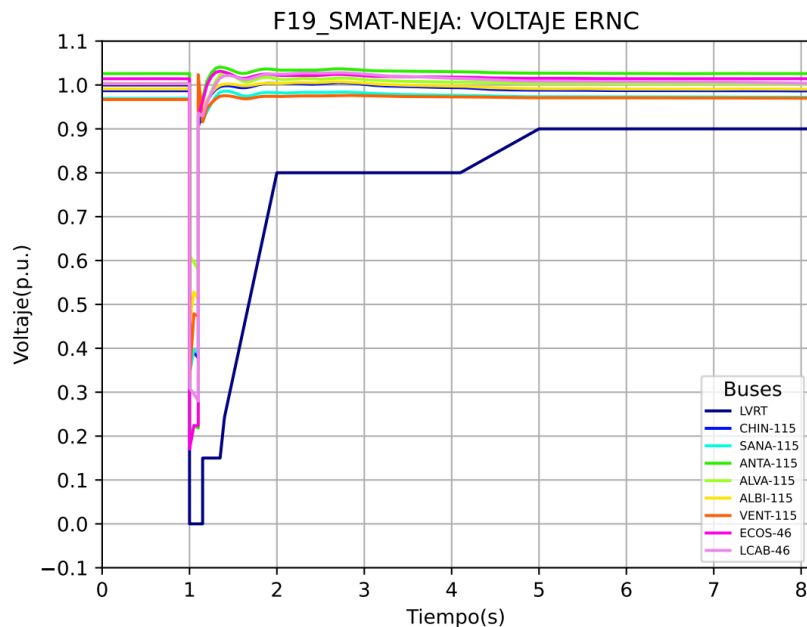


Figura 10.223: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del primer semestre de 2026.

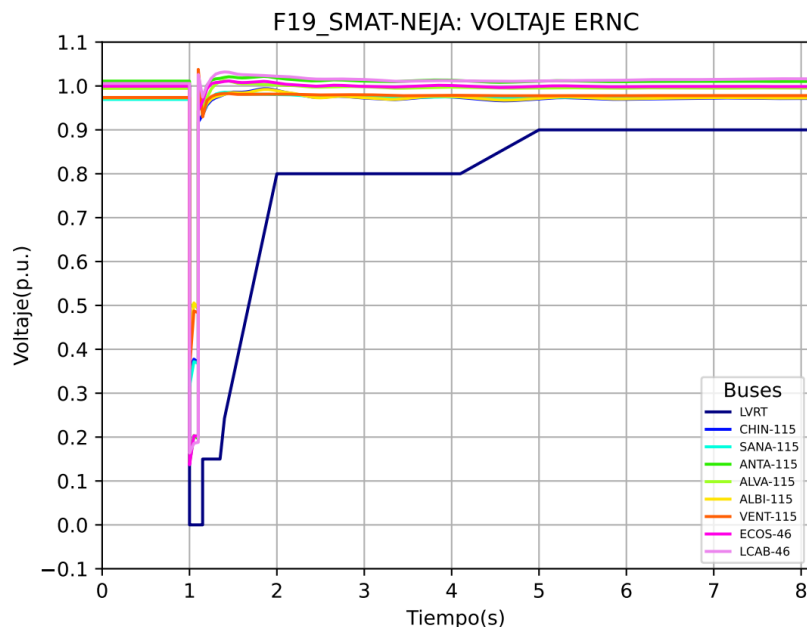


Figura 10.224: voltaje en los nodos de conexión de las plantas de energía renovable no convencional durante la falla de la línea NEJA-SMAT-01 115 kV, escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre de 2026.

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 menos 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 cuadros³¹:

Cuadro 11.1: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2025.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
981	160	-
1006	150	-
1009	-	260
1031	160	-
1034	-	150
1056	160	-
1059	-	20
1081	160	-
1084	-	10
1106	160	-
1109	-	0
1131	170	-
1134	-	0
1156	110	-
1159	-	0
1181	0	-
1184	-	0
1206	0	-

³¹ Falta verificar en los análisis dinámicos y transitorios.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
1209	-	0
1234	-	0

Cuadro 11.2: máximos importación Honduras en los de escenarios 2025.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
981	160	-
1006	150	-
1009	-	200
1031	150	-
1034	-	100
1056	150	-
1059	-	20
1081	150	-
1084	-	10
1106	160	-
1109	-	0
1131	160	-
1134	-	0
1156	80	-
1159	-	0
1181	0	-
1184	-	0
1206	0	-
1209	-	0
1234	-	0

Cuadro 11.3: máxima importación Guatemala en los de escenarios 2026.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
1033	240	-
1058	210	-
1062	-	250
1083	190	-
1087	-	220
1108	190	-
1112	-	200
1133	190	-

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
1137	-	120
1158	190	-
1162	-	40
1183	190	-
1187	-	0
1208	190	-
1212	-	0
1233	190	-
1237	-	0
1258	190	-
1262	-	0
1287	-	0

Cuadro 11.4: máximos importación Honduras en los de escenarios 2026.

Demanda (MW)	Época	
	Húmeda	Seca
1033	240	-
1058	210	-
1062	-	250
1083	190	-
1087	-	220
1108	190	-
1112	-	200
1133	190	-
1137	-	120
1158	190	-
1162	-	40
1183	190	-
1187	-	0
1208	190	-
1212	-	0
1233	190	-
1237	-	0
1258	190	-
1262	-	0
1287	-	0

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:

- a. Comportamiento de la demanda nacional
 - b. Desempeño de los países del SER ante contingencias en sus sistemas o fuera de ellos.
 - c. Esquemas de control suplementarios instalados en el SER.
 - d. Actualización de las órdenes de mérito para los despachos.
 - e. Unidades de generación disponibles.
 - f. Condiciones meteorológicas atípicas.
 - g. 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 y sus valores se muestran en las tablas 11.5 y 11.6.

Cuadro 11.5: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2025.

Escenario	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem25	593.89
MaxNoc1Sem25	318.53
Min1Sem25	446.15
MaxDiu2Sem25	378.95
MaxNoc2Sem25	522.05
Min2Sem25	490.3

Cuadro 11.6: máxima generación en el nodo de Acajutla en los escenarios de 2026.

Escenario	Generación Acajutla (MW)
MaxDiu1Sem26	551.48
MaxNoc1Sem26	397.55
Min1Sem26	454.14
MaxDiu2Sem26	469.05
MaxNoc2Sem26	495.97
Min2Sem26	471.32

3. Del análisis del caso base sin transferencia:

- Para los escenarios de 2025 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 y segundo semestre. Para la demanda máxima nocturna del primer semestre se observa problemas de sobrecarga en la subestación San Bartolo.
- Para los escenarios de 2026 no existen problemas de regulación de tensión, en cuanto a problemas de sobrecargas, únicamente hay problemas de sobrecarga de demanda máxima diurna de ambos semestres en el transformador T1 de la subestación San Antonio.
- Aún con la incorporación de nuevos puntos de retiro y los respectivos traslados de carga, medidas que teóricamente deberían aliviar las subestaciones existentes, los transformadores de 110/23kV de la subestación San Antonio presentan condiciones de sobrecarga, para ambos años.
- Para los escenarios de 2025 y 2026 no existen problemas de regulación de tensión.
- 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.
- 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 del primer y segundo semestre, en el segundo semestre, 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.

4. Del análisis lineal:

- Para 2025 la generación³² 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 SMAT – OPIC – 01.
- Para 2025 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 ACAJ-ATEO – 01.

³² 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.

- Para 2025 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 593.89 MW.
 - Para 2026 la generación 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 AHUA – SANA – 01.
 - Disparo de la línea OPIC – SONS – 01.
 - Disparo de la línea SONS – ATEO – 01.
 - Disparo de la línea SMAT – OPIC – 01.
 - Para 2026 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 ACAJ-ATEO – 01.
 - Línea SONS – ATEO – 01.
 - Para 2026 la generación máxima estimada en el nodo Acajutla es de 551.48 MW.
 - Para 2025 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por el disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
 - Para 2026 la capacidad de exportación de El Salvador se ve limitada por:
 - El disparo de una de las líneas de EDP – AHUA, que sobrecarga la línea que queda en servicio.
 - El disparo de uno de los autotransformadores de 15SE, que sobrecarga el que queda en servicio.
 - 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.
 - Para 2026 la capacidad de importación se ve limitada por el disparo de un autotransformador de NEJA, que provoca la sobrecarga del autotransformador en paralelo. Adicionalmente, la otra contingencia que impacta la capacidad de importación es el disparo de la línea ACAJ – ATEO – 01, que también sobrecarga los autotransformadores de NEJA.
5. Del análisis de contingencias con flujos AC y en régimen permanente:
- Para el 2025, en la condición sin transferencias, para el escenario de demanda máxima diurna del segundo semestre la contingencia de la línea SMAR-STOM-01, causa la sobrecarga de la línea NEJA-SANT-01, la sobrecarga es de menos del 1%, por lo que no debería significar un riesgo operativo y daría tiempo para tomar acciones en tiempo real para normalizar la condición. Esta condición es perfectamente corregible en tiempo real.

- Para el 2025, en la condición sin transferencias, los escenarios de demanda máxima diurna y máxima nocturna ambos semestres, la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA causa que se sobrecargue el que queda en operación. Esto se debe a la demanda máxima estimada. Al respecto se destaca:
 - Para el período de máxima diurna del primer semestre, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,084 MW.
 - Para el período de máxima diurna del segundo semestre, se presenta la sobrecarga para demandas mayores a 1,181 MW.
 - De los dos puntos anteriores, podemos concluir que en el segundo semestre se tendría una capacidad de importación mayor, en condiciones similares de demanda.
- Para el 2026, en los casos sin transferencias, se tienen los problemas de bajo voltaje que se detallan a continuación:
 - La contingencia VOLC-SANT, provoca condiciones de bajo voltaje en el nodo SANT-115, en el escenario de demanda máxima diurna de ambos semestres, esta condición puede solventarse conectándose la compensación reactiva que se encuentra disponible en las subestaciones SANT, NEJA y NCUS.
 - La contingencia CHIN-TECO, provoca condiciones de bajo voltaje en el nodo TECO-115, en el escenario de demanda máxima nocturna del segundo semestre, esta condición puede solventarse conectándose la compensación reactiva que se encuentra disponible en la misma subestación.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que en los casos de demanda máxima diurna y para la máxima nocturna de ambos semestres la importación es de 0 MW.
 - 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 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.
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,084MW.
 - En demanda máxima diurna de la época húmeda no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,156 MW.
- Para 2026 en cuanto a la importación desde Guatemala podemos decir:

- Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Guatemala.
 - Hay un aumento en la capacidad de importación al comparar con los escenarios del 2025.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
- En el 2026 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Guatemala podemos decir que:
 - 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.
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Guatemala para demandas mayores o iguales a 1,187MW.
 - En demanda máxima diurna de la época húmeda se llegó al valor de 1,258 MW, el máximo simulado, y siempre se obtuvo un valor de importación mayor o igual a 190 MW.
 - Al comparar los resultados del 2025 con el 2026, se observa un aumento en la capacidad de importación desde Guatemala, probablemente incremento se deba a los cambios en el despacho, producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año. Esto concuerda con la disminución observada en la carga de los autotransformadores de NEJA.
- Para 2025 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Tal como se había observado en los cuadros 10.24 y 10.25, 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 y máxima nocturna de ambos semestres la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima de ambas épocas del año es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
- En el 2025 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - 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.
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,109 MW.
 - En demanda máxima diurna de la época húmeda no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,181 MW.

- Para 2026 en cuanto a la importación desde Honduras podemos decir:
 - Aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima del segundo semestre es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.

- En el 2026 del análisis de sensibilidad realizado para la importación desde Honduras podemos decir que:
 - 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.
 - En demanda máxima diurna de la época seca no es posible importar desde Honduras para demandas mayores o iguales a 1,152 MW.
 - En demanda máxima diurna de la época húmeda se llegó al valor de 1,258 MW, el máximo simulado, y siempre se obtuvo un valor de importación mayor o igual a 190 MW.
 - Al comparar los resultados del 2025 con el 2026, se observa un aumento en la capacidad de importación desde Honduras, probablemente incremento se deba a los cambios en el despacho, producto de los proyectos de generación que se incorporan en este año. Esto concuerda con la disminución observada en la carga de los autotransformadores de NEJA.

- Para 2025 en cuanto a la exportación hacia Guatemala podemos decir:
 - Para el caso de demanda máxima diurna y de demanda mínima del primer semestre se da el menor valor de exportación con 200 MW. Para el resto de los escenarios 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 585.87 MW y se da en demanda máxima diurna del primer semestre.

- Para 2026 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 210 MW. Para el resto de los escenarios se logra una exportación de 300 MW.
 - 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 639.72 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 mínima y máxima diurna de la época húmeda se da el menor valor de exportación con 210 MW.
 - Para demanda máxima diurna, máxima nocturna y mínima de la época seca y máxima nocturna de la época lluviosa, es posible exportar hasta 300 MW hacia Honduras.
 - 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 585.87 MW y se da en demanda máxima diurna de la época seca.
- Para 2026 en cuanto a la exportación hacia Honduras podemos decir:
 - Tal como se había observado en el cuadro 10.32, aún sin transferencias hay sobrecargas en los autotransformadores de Nejapa, ante la pérdida de uno de ellos. Esto implica que para el caso de demanda máxima diurna del primer semestre la importación es de 0 MW.
 - Para demanda mínima de del segundo semestre es posible importar hasta 300 MW desde Honduras.
 - La única contingencia limitante es la pérdida de uno de los autotransformadores de NEJA.
 - En general para el 2026 se ve un incremento en todas las capacidades de transferencias, con respecto al 2025.
 - En general para el 2026 se ve un incremento en todas las capacidades de transferencias, con respecto al 2025.
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 15.99 Mvar.
 - En las figuras 10.62 y 10.64 se muestra la curva de probabilidad acumulada³³ de la reserva de potencia reactiva para los escenarios del 2025 y 2026, respectivamente, en ellas se observa que en el 95% de los casos simulados se tiene una reserva de potencia reactiva mayor a 97.46 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. LUNI-115
 2. GUAJ-115
 3. OZAT-115
 4. HAVI-115
 5. TECO-115

³³ Para una explicación detallada acerca de las curvas de probabilidad acumulada consultar:
<http://www.physics.csbsju.edu/stats/display.distribution.html>

6. SMIG-115
7. CHIN-115
8. SANA-115
9. STOM-115
10. NCUS-115
11. OPIC-115

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

1. ANTA
2. SMAR-STOM
3. VOLC-NCUS
4. AHUA-SANA
5. CGRA-U1
6. SMIG-OZAT
7. 5NOV-U6
8. 15SE-U1
9. SMAT-OPIC
10. PVSET
11. SANT-NEJA
12. 5NOV-U5
13. ACAJ-ATEO
14. 5NOV-U4

7. Del análisis de estabilidad dinámica y transitoria:

- 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).

8. 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 menos 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:

- Seguir analizando soluciones para disminuir la carga de los autotransformadores de Nejapa, ya que incluso en situaciones sin transferencias se pueden presentar sobrecargas ante la pérdida de uno de ellos.
- Finalizar el proyecto de Smartvalves porque disminuye la sobrecarga de los autotransformadores de 15 de Septiembre en escenarios de exportación, ante la pérdida de uno de ellos.
- 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.